



Forschungszentrum Karlsruhe
Technik und Umwelt

Wissenschaftliche Berichte
FZKA 5575

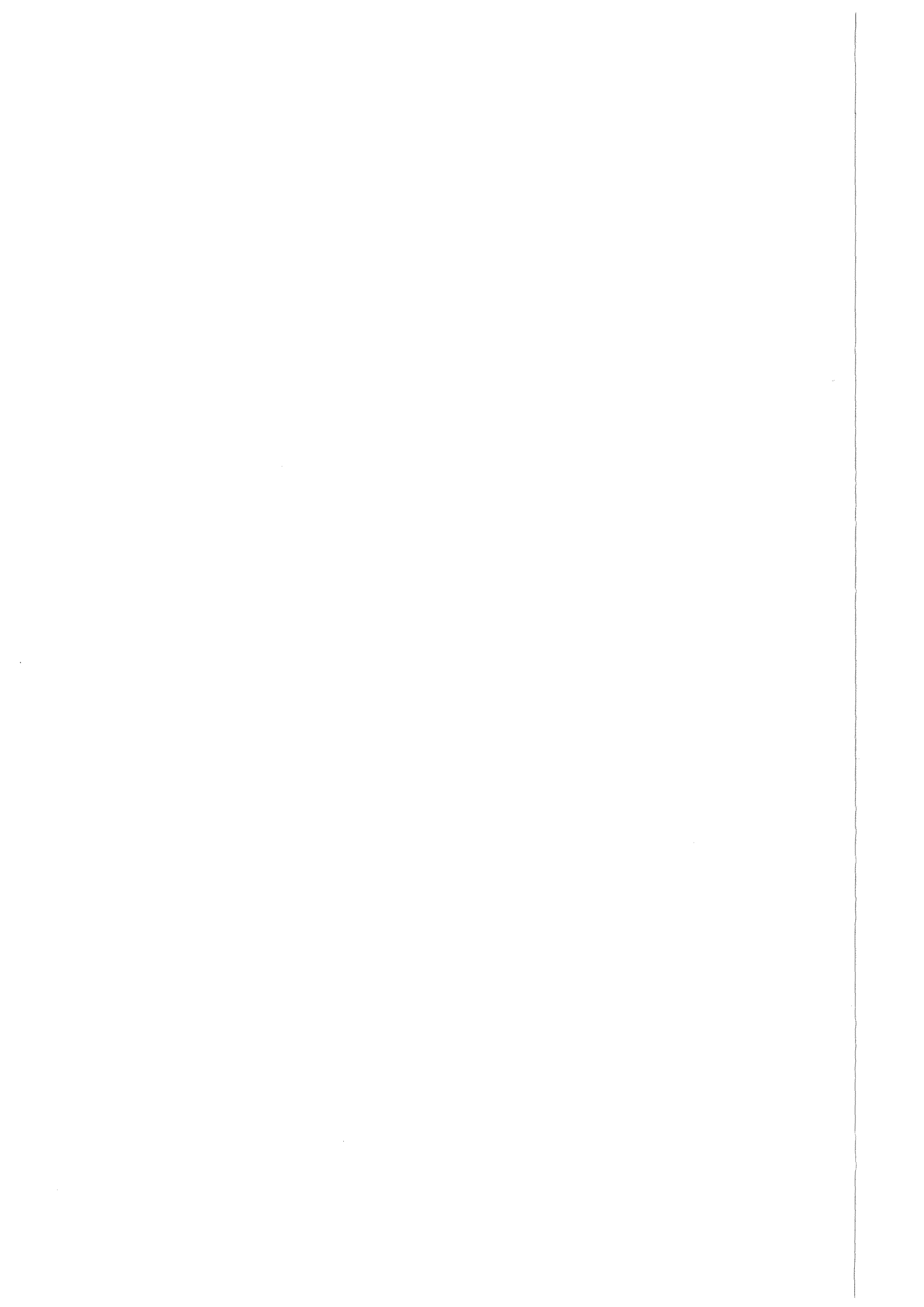
Energiespeicherung in Supraleitenden Spulen (SMES)

**Ergebnisse einer
Technikfolgenabschätzung**

**T. Fleischer, K. P. Jüngst, V. Brandl,
W. Maurer, E. Nieke**

**Abteilung für Angewandte Systemanalyse
Institut für Technische Physik**

Mai 1995



Forschungszentrum Karlsruhe

Technik und Umwelt

Wissenschaftliche Berichte

FZKA 5575

Energiespeicherung in Supraleitenden Spulen (SMES)

Ergebnisse einer Technikfolgenabschätzung

Torsten Fleischer, Klaus-Peter Jüngst, Volker Brandl, Walter Maurer,
Eberhard Nieke

Abteilung für Angewandte Systemanalyse
Institut für Technische Physik

Forschungszentrum Karlsruhe GmbH, Karlsruhe

1995

Als Manuskript gedruckt
Für diesen Bericht behalten wir uns alle Rechte vor

Forschungszentrum Karlsruhe GmbH
Postfach 3640, 76021 Karlsruhe

ISSN 0947-8620

SUPERCONDUCTING MAGNETIC ENERGY STORAGE (SMES) - RESULTS OF A TECHNOLOGY ASSESSMENT

The authors report on results of a Technology Assessment study commissioned by the German Federal Ministry of Education, Science, Research and Technology (BMBF). The objective of this study was to evaluate the potential of superconducting magnetic energy storage (SMES) technology with respect to the economical, political and organizational structures in the Federal Republic of Germany.

The main focus of the study was on the technical and economic potential of large-scale SMES for diurnal load levelling applications. It was shown that there is no demand for the development of large SMES in Germany in the short and medium term. In the long term - assuming significant changes in the organisational structures of the electric power industry and in the power generation structure - demand for storage technologies may arise. However, for diurnal load levelling a clear advantage of large scale SMES over conventional storage technologies could not be identified.

A second range of applications investigated is storage of electric energy for immediate delivery or consumption of electric power in case of need or for periodic power supply within the range of seconds. Due to its excellent dynamic properties SMES has substantial advantages over conventional storage technologies in this field. For those so-called dynamic applications SMES of small and medium energy capacity are needed. It was shown that SMES may be economically attractive for the provision of spinning reserve capacity in electrical networks, in particular cases for power quality applications (uninterruptible power supply, UPS) and for the compensation of cyclic loads, as well as in some market niches (e.g. research technology). The use of SMES for storage of recuperated energy in electrical railway traction systems has been proven to be uneconomical. Mobile SMES applications are unrealistic due to technical and size limitations.

In SMES systems the energy is stored in a magnetic field. Biological objects as well as technical systems in the vicinity of a SMES plant are exposed to this field. The knowledge on impacts of magnetic fields on sensitive technical systems as well as on living organisms and especially on effects on human health is rather small and quite uncertain. Due to the scientific uncertainties connected with the identification and assessment of the environmental impacts of SMES generated EMF, this problem requires further investigation. Therefore the authors suggest that options to reduce fields, either by design or by shielding, should be explored. Designs with low external stray fields, e.g. toroidal coils, should be preferred.

ENERGIESPEICHERUNG IN SUPRALEITENDEN SPULEN (SMES) - ERGEBNISSE EINER TECHNIKFOLGENABSCHÄTZUNG

In vorliegendem Bericht werden die Ergebnisse einer vom Bundesministerium für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie in Auftrag gegebenen Technikfolgenabschätzung zur Energiespeicherung in supraleitenden Spulen vorgestellt. Ziel der Arbeit war die Untersuchung des Potentials der SMES-Technologie für verschiedene Anwendungen unter den besonderen wirtschaftlichen, politischen und organisatorischen Bedingungen in der Bundesrepublik Deutschland.

Der Schwerpunkt der Untersuchung lag auf SMES-Anlagen mit großem Speichervermögen zum Einsatz im Tageslastausgleich. Es wird hier gezeigt, daß kurz- und mittelfristig für die Bundesrepublik Deutschland ein Bedarf für die Entwicklung solcher Anlagen nicht erkennbar ist. Zwar könnte langfristig - unter der Voraussetzung starker Veränderungen in den Organisationsstrukturen der Elektrizitätswirtschaft und in der Zusammensetzung des Kraftwerksparks - verstärkter Bedarf an Speichertechnologien entstehen. Der gegenwärtige Stand der Technik zeigt allerdings für den Tagesspeichereinsatz keine eindeutige technische oder wirtschaftliche Überlegenheit von SMES gegenüber anderen konventionellen Speichertechniken.

Ein zweiter untersuchter Einsatzbereich ist die Speicherung von elektrischer Energie zur sofortigen Bereitstellung oder Aufnahme elektrischer Leistung im Bedarfsfall sowie die periodische Leistungsbereitstellung mit einer Periodendauer im Sekundenbereich. SMES-Anlagen haben wegen ihrer sehr guten Dynamik bei vielen dieser sogenannten dynamischen Anwendungen deutliche technische Vorteile gegenüber den konventionellen Alternativen. Für derartige Anwendungen werden eher kleinere und mittlere Energieinhalte benötigt. Als wirtschaftlich attraktive Einsatzbereiche haben sich die Sekundenreservebereitstellung in elektrischen Netzen, in Einzelfällen der Einsatz zur Sicherung einer Unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV) oder zur Pufferung von Stoßlasten sowie einige Marktnischen (Forschungstechnik) erwiesen. Für weitere untersuchte Anwendungen (Bremsenergie-rückspeisung, mobile Anwendungen) werden derzeit keine Realisierungschancen gesehen.

SMES-Anlagen erzeugen elektromagnetische Felder, die auf lebende Organismen und technische Systeme im Umfeld der Anlage einwirken. Sowohl bei der Frage der Störung von Geräten und Systemen als auch bei den biologische Wirkungen der Felder und deren Gesundheitsrelevanz besteht noch in größerem Umfang Forschungsbedarf. Daher müssen Expositionen in Feldern von SMES-Anlagen so klein wie möglich gehalten werden. Bei der Auslegung der Spulen sollte daher auf Bauformen mit geringen äußeren Feldern, wie beispielsweise Toroide, zurückgegriffen werden.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung

Abschnitt I

Technik und Funktionsweise von SMES und anderen Speichertechniken

1. Grundlagen der Supraleitung und des Magnetbaus	1
1.1 Supraleitung - Das Phänomen	1
1.1.1 Die Entdeckung	2
1.1.2 Der Meißner-Effekt	3
1.1.3 Einteilung der Supraleiter	3
1.1.4 Das Verständnis	4
1.1.5 Stromtragfähigkeit	5
1.1.6 Anwendungen der Supraleitung	6
1.2 Auslegung und Fabrikation technischer Supraleiter	7
1.2.1 Materialien für supraleitende Basisleiter	7
1.2.2 Technische Supraleiter	8
1.2.3 Die Herstellung supraleitender Basisleiter aus klassischen Supraleitern	10
1.2.4 Auslegung technischer Supraleiter	12
1.2.5 Technische Supraleiter aus Keramischen (Hochtemperatur-) Supraleitern ?.....	14
1.3 Auslegung von supraleitenden Magneten	15
1.3.1 Geschichte	15
1.3.2 Anforderungen bei der Auslegung supraleitender Magneten	17
1.3.3 Besondere Probleme	17
1.3.4 Beispiele für supraleitende Magnetsysteme	18
1.3.5 Erfahrungen mit dem Bau supraleitender Magnete	19
1.3.6 Magnete mit Hochtemperatursupraleitern ?	19
2. Energiespeicherung in supraleitenden Magneten - SMES	21
2.1 Funktionsprinzip und technischer Aufbau	21
2.1.1 Theoretische Grundlagen	21
2.1.2 Das System	21
2.2 Komponenten einer SMES-Anlage	23
2.2.1 Auslegung und Wahl der Spulenform	23
2.2.2 Wahl des Supraleiters	26
2.2.3 Stromrichter	28
2.2.3.1 Stand der Technik	28
2.2.3.2 Stromrichter für SMES	30
2.2.4 Kühlanlagen	32
2.2.4.1 Kühlmedien	32
2.2.4.2 Kühlverfahren	33
2.3 Eigenschaften von SMES-Anlagen	33
2.4 Anmerkungen zu den Wirkungsgraden und Nutzungsgraden von SMES-Anlagen	34
2.4.1 Verlustterme	34
2.4.1.1 Wärmeleitungsverluste durch die Stützrohre	35
2.4.1.2 Stromeinführungsverluste	35
2.4.2 Wirkungsgrad und Nutzungsgrad	36
2.5 Störfallrisiken	37
2.6 Kostenkomponenten	38
2.6.1 Kostenmodelle für SMES	38

2.6.2 Kosten des Spulensystem	39
2.6.2.1 Skalierungsformeln	40
2.6.2.2 Lernkurven	41
2.6.3 Stromrichterkosten	42
2.7 Engpässe in der Rohstoffversorgung?	42
2.7.1 Situation bei den Basismaterialien	42
2.7.2 Fertigungskapazitäten für NiobTitan	43
3. Technische Alternativen und Systemvergleich	45
3.1 Elektrochemische Speicher (Batterien, Akkumulatoren)	45
3.2 Pumpspeicher-Kraftwerke und Speicher-Kraftwerke	51
3.3 Kinetische Energiespeicher, Schwungradspeicher	59
3.4 Kondensatoren	64
3.5 Gasturbinenkraftwerke	65
3.6 Druckluftspeicher-Gasturbinenkraftwerke	66
3.7 Verbrennungsmotoren	69
3.8 Brennstoffzellen	70
3.9 Bedarfsseitige Maßnahmen	72
3.9.1 Lastmanagement	72
3.9.2 Demand-Side-Management (DSM)	72
3.10 Zusammenfassung: Charakterisierung von Speichertechniken und Systemvergleich ..	73
3.10.1 Speicherung elektrischer Energie	73
3.10.2 Einsatzbereiche für Elektrizitätsspeicher	77

Abschnitt II

Situation und Entwicklung der Elektrizitätsversorgung der Bundesrepublik Deutschland

4. Energie- und Elektrizitätswirtschaftliche Situation in der Bundesrepublik Deutschland	84
4.1 Energiewirtschaftliche Entwicklung in der Bundesrepublik Deutschland (alter Gebietsstand)	84
4.2 Energiewirtschaftliche Entwicklung in der DDR bzw. in den neuen Bundesländern der Bundesrepublik Deutschland	89
4.3. Aktuelle Elektrizitätswirtschaftliche Lage in Deutschland	93
5. Organisationsstrukturen in der deutschen Elektrizitätsversorgung	94
5.1 Die öffentliche Stromversorgung in Deutschland	94
5.2 Technische Strukturen der Elektrizitätsversorgung	97
6. Zukünftige Entwicklung des Elektrizitätsverbrauchs und der elektrizitätswirtschaftlichen Strukturen in der Bundesrepublik Deutschland	103
6.1 Zur Zuverlässigkeit von Energieverbrauchsprognosen	103
6.2 Die Studie der PROGNOSE AG „Energierport 2010 - Die energiewirtschaftliche Entwicklung in Deutschland" aus dem Jahr 1992 für Gesamtdeutschland	103
6.3 Die Entwicklungserwartungen der Deutschen Verbundgesellschaft (DVG)	113
6.4 Die Debatten um die zukünftigen Organisationsformen in der Elektrizitätswirtschaft ...	115
6.4.1 Die Kritik und die Vorschläge der Deregulierungskommission	117
6.4.2 Die Kontroverse um die EG-Vorschläge	118
7. Elektrizitätswirtschaftliche Situation im Europäischen Umfeld sowie im nichteuropäischen Ausland	122
7.1 Elektrizitätswirtschaftliche Situation in den Nachbarstaaten der Bundesrepublik	122

7.1.1 Frankreich	122
7.1.2 Nordeuropa	124
7.1.3 Osteuropa	125
7.2 Verbundsysteme - Erweiterung des Stromverbundes ?	125
7.2.1 Elektrizitätsverbundsysteme in Europa	126
7.2.2 Erweiterung des Verbundes nach Osten ?	132
7.3 Möglichkeiten der Ausweitung des Verbundes und Auswirkungen auf die Lastkurve ...	133
7.4 Internationale Entwicklung - Exportchancen für SMES	135

Abschnitt III

Einsatzbereiche und Potentiale für Supraleitende Magnetische Energiespeicher

8. Problemaufriß: Zeitverhalten der Leistung in elektrischen Netzen	140
9. Einsatz von großen SMES zur Spitzenlastdeckung und zum Ausgleich des Tageslast- ganges im Verbundnetz	146
9.1 Einsatzmöglichkeiten von großen SMES als Tagesspeicher im deutschen Verbundnetz. 148	
9.1.1 Maximales theoretisches Einsatzpotential von Speichern unter den gegenwärtigen Bedingungen	151
9.1.2 Zukünftige Entwicklungstrends des Leistungsbedarfs und der Form der Lastkurve. 153	
9.1.3 Erhöhung des Potentials durch Reduktion von Elektrospeicherheizungen ?	153
9.2 Wirtschaftlichkeit von Tagesspeichern	154
9.2.1 Maximale anlegbare Investitionskosten für einen großen SMES unter derzeitigen Bedingungen	154
9.2.2 Zuwachs des Leistungsbedarfes in einem EVU - Untersuchung verschiedener Zubau- alternativen mit und ohne SMES	156
9.2.3 Das Nomogramm	158
9.3 SMES als Zwischenspeicher für Spotmarktelektrizität ?	159
9.4 Emissionsreduktionen durch den Einsatz eines SMES ?	160
9.4.1 Mögliche Emissionsreduktionen durch Veränderungen der Einsatzbedingungen von Kraftwerken	161
9.4.2 Emissionsreduktionen durch Verschiebung der Erzeugung in effizientere Kraftwerke	164
9.4.3 Emissionsreduktionen durch Primärenergieträgersubstitution	165
9.5 Kostenvergleich für SMES mit technischen Alternativen	167
10. Reservehaltung und Regelung in elektrischen Versorgungsnetzen	171
10.1 Reservehaltung	171
10.2 Regelaufgaben im Verbundnetz	173
11. Einsatz von SMES in der Primärregelung	176
11.1 Dimensionierung der Primärregelung (Frequenz-Wirkleistungs-Regelung)	176
11.2 Potential von SMES in der Primärregelung	178
12. Einsatz von SMES in der Stromübertragung	185
12.1 Spannungs-Blindleistungs-Regelung	185
12.2 Stabilitätsverbesserungen	186
12.3 Netzpendelungen	187
12.4 Einsatz auf langen Hochspannungsgleichstromübertragungs-(HGÜ-)Leitungen	188
13. Einsatz in Verteilungsnetzen	190

13.1 Spitzenlastausgleich	190
13.2 Ausgleich von Lastschwankungen	190
14. Qualität der Stromversorgung	192
14.1 Schutz von hochsensiblen Verbrauchern - unterbrechungsfreie Stromversorgung	192
14.2 Spannungsschwankungen in Haushalten (230-V-Netze)	197
14.3 Pufferung von Stoßlasten	198
14.3.1 Fallbeispiel	199
14.4 Netzurückwirkungen - Flickerkompensation	202
15. Nischenanwendungen	203
15.1 Experimentalanlagen	203
15.2 Windkanäle	203
15.3 Elektromagnetische Startsysteme	203
15.4 Militärische Anwendungen	204
16. Visionen: Einsatzmöglichkeiten für SMES unter veränderten Rahmenbedingungen	206
16.1 Zwischenspeicherung bei der verstärkten Einführung regenerativer Energiequellen	206
16.1.1 Fallstudie: Verstärkte Einspeisung von Strom aus Photovoltaik	206
16.1.2 Einsatz in Wind-Diesel-Hybridversorgungen	211
16.2 Einführung neuer verbrauchernaher Erzeugungskonzepte	211
16.3 Einsatz unter veränderten Organisationsstrukturen in der Elektrizitätswirtschaft	213
16.4 Neue Konzepte in der Energieübertragung und -verteilung	213
16.5 Einsatz in einer stark oder vollständig durch nukleare Elektrizitätserzeugung geprägten Stromversorgung	215
17. Einsatz von Speichern in Verkehrssystemen	217
17.1 Einsatz in konventionellen Bahnstromnetzen	217
17.1.1 Fallbeispiel Bremsenergie-rückspeisung	220
17.1.2 Bahnanwendungen - Das Szenario Stickleitung für die Schweizer Bundesbahnen	222
17.2 Einsatz für die Stromversorgung von Magnetschwebbahnen	224
17.3 Mobile Anwendungen - Versorgung von Elektroautos	225

Abschnitt IV

Zur Elektromagnetischen Verträglichkeit und zu gesundheitlichen Risiken elektromagnetischer Felder

18. Elektromagnetische Beeinflussung von technischen Systemen	226
18.1 Physikalische Grundlagen	226
18.2 Elektromagnetische Verträglichkeit - Grundlagen und Begriffe	226
18.3 Elektromagnetisches Beeinflussungspotential von SMES - durch SMES-Systeme ausgesandte magnetische Felder	229
18.4 Empfindlichkeitspotential SMES-gestörter Systeme	231
18.5 Beurteilung der EMV von SMES	233
18.5.1 Auswirkungen auf Leittechnische Systeme	234
18.5.2 Fallbeispiel 1: Betrieb externer technischer Systeme im Umfeld eines großen SMES-Solenoiden mit hohem Energieinhalt	235
18.5.3 Fallbeispiel 2: Für die allgemeine Öffentlichkeit zu sperrende Bereiche in der Umgebung von SMES-Solenoiden	235
18.5.4 Auswirkungen auf externe technische Systeme und mögliche	

Gegenmaßnahmen	236
18.6 Zusammenfassung	238
18.7 Potentieller Forschungsbedarf	239
19. Zu den naturwissenschaftlichen Aspekten der Risikoproblematik	240
19.1 Wie durchdringen die SMES-Felder den menschlichen Körper ?	240
19.1.1 Die magnetischen Felder der SMES-Anlage	240
19.1.2 Zur Physik der Magnetfelder	241
19.2 Zur Empirie biologischer Wirkungen von Magnetfeldern	242
19.2.1 Statische Magnetfelder	242
19.2.2 Zeitlich variable Magnetfelder	245
19.3 Ungewißheiten des empirischen Erkenntnisstandes	245
19.3.1 Mangelhaft und fehlerhaft durchgeführte Experimente	245
19.3.2 Das Unwissen in Hinblick auf Langzeiteffekte	246
19.3.3 Unzureichende Bestätigung von Effekten	247
19.4 Zur Gesundheitsrelevanz der biologischen Wirkungen	248
19.4.1 Die allgemeine Situation	248
19.4.2 Die naturwissenschaftliche Problematik von Grenzwert-Festsetzungen	251
19.5 Zur Theorie der biologischen Wirkungen	256
19.5.1 Physikalische Aspekte biologischer Wirkungen	257
19.5.2 Biologische Modelle biologischer Wirkungen	259
19.6. Zur Krebsproblematik	261
19.6.1 Ergebnisse epidemiologischer Studien	261
19.6.2 Zur Problematik epidemiologischer Studien	263
19.6.2.1 Methodische Probleme epidemiologischer Studien	263
19.6.2.2 Zur Verifizierung der Studien durch Modelle	264
19.7 Zu den potentiellen Gesundheitsrisiken der SMES-Anlage	267
19.7.1 Die relevanten Effekte	267
19.7.2 Zu SMES-relevanten Schwellenwerten	273
20. Die relevanten Grenzwerte	274
20.1. IRPA-INIRC-Richtlinien für elektromagnetische 50-Hz-Felder (1990)	274
20.1.1 Relevante physikalische Phänomene	275
20.1.2 Relevante biologische Phänomene	275
20.1.3 Zur Bewertung der biologischen Effekte elektromagnetischer Felder	276
20.1.4 Geltungsbereich und Fundierung der vorgeschlagenen Grenzwerte	277
20.1.5 Festsetzung von Grenzwerten	278
20.2 IRPA-Richtlinien für statische Magnetfelder (1994)	280
20.2.1 Relevante physikalische Phänomene	280
20.2.2 Relevante biologische Phänomene und ihre Bewertung	280
20.2.3 Zur Ableitung und Festsetzung von Grenzwerten	281
20.3 Die Vornorm DIN/VDE 0848 (Teil A2, 1992)	282
20.3.1 Geltungsbereich und Fundierung der vorgeschlagenen Grenzwerte	282
20.3.2 Festsetzung von Grenzwerten	283
20.4. Tendenzen der Grenzwert-Entwicklung	285
20.4.1 Historische Tendenzen der Grenzwert-Entwicklung	285
20.4.2 Zur zukünftigen Grenzwert-Entwicklung	287
20.5 Grenzwerte für magnetische Felder und das SMES-Projekt	289
21. Zu den gesellschaftlichen Aspekten der Risikoproblematik	292
21.1 Handlungsoptionen im Angesicht wissenschaftlicher Ungewißheit	292
21.2 Politische Kontroversen in Hinblick auf Grenzwert-Festsetzungen	297

21.3 Rechtliche Aspekte der Grenzwert- und Normenproblematik	299
21.4 Zur Diskussion der Risiken elektromagnetischer Felder in der Öffentlichkeit	303
21.5 Literatur zu den Kapiteln 19., 20. und 21	305

Abschnitt V

Stand der Forschung und der technischen Entwicklung

22. SMES-Entwicklungen in ausgewählten Ländern	310
22.1 USA	310
22.2 Japan	312
22.3 Bundesrepublik Deutschland	315
22.4 UdSSR/GUS	317
22.5 Schweiz	318
23. Ausgewählte SMES-Anlagen und SMES-Konzepte	320
23.1 Realisierte Anlagen	320
23.1.1 Die erste Anlage im Netzbetrieb - der SMES der Bonneville Power Administration	320
23.1.2 Japanische Labormuster	321
23.1.3 Erste Schritte zur Kommerzialisierung - die Anlagen von Superconductivity, Inc.	321
23.2 Konzepte	323
23.2.1 Konzepte für Großspeicher	323
23.2.2 SMES-ETM	328
23.3 Übersicht über verwirklichte SMES-Anlagen sowie Projekte und Konzepte	330

Anhänge

Anhang 1: Glossar und Abkürzungsverzeichnis	340
A Begriffe	340
B Verfahren	345
C Verzeichnis häufig wiederkehrender Abkürzungen	351
Anhang 2: Auslegung von SMES-Spulen und Kostenschätzungen	352
A2.1 Auslegung von supraleitenden Spulen	352
A2.1.1 Vorgehensweise	352
A2.1.1.1 Auslegung der Spulen	352
A2.1.1.2 Leiterauslegung	355
A2.1.2 Auslegung einer 5 GWh-Energiespeichereinheit	357
A2.1.2.1 Solenoid	357
A2.1.2.2 Leiterauslegung	357
A2.1.3 Auslegung einer 5 MWh-Energiespeichereinheit	361
A2.1.3.1 Solenoid	361
A2.1.3.2 Toroid	362
A2.1.3.3 Leiterauslegung	365
A2.1.4 Auslegung einer 50 kWh-Energiespeichereinheit	365
A2.1.4.1 Solenoid	365
A2.1.4.2 Toroid	366
A2.1.4.3 Leiterauslegung	369
A2.1.5 Auslegung einer 0,5 kWh-Energiespeichereinheit	369
A2.1.5.1 Solenoide	369

A2.1.5.2 Leiterauslegung	370
A2.1.6 Verlustberechnungen für die SMES-Solenoiden	372
A2.1.7 Zusammenfassung der Ergebnisse	374
A2.2 Kostenkomponenten	376
A2.2.1 Fallbeispiel Gigaspeicher (5 GWh bei 1000 MW Stromrichter- Auslegung):	
Abschätzungen für die Investitionen und wirtschaftliche Effekte	377
A2.2.1.1 Investitionen	379
A2.2.1.2 Abschätzung der jährlichen Kapital- und Betriebskosten	379
A2.2.1.3 Beschäftigungseffekte	380
A2.2.1.4 Lernkurven	381
A2.2.1.5 Überlegungen zu „Gewinnern“ und „Verlierern“ beim SMES-Großspeicher	382
A2.2.1.6 Anforderungen an die Standorte - Flächenverfügbarkeit für Großspeicher-Solenoiden	382
A2.2.2 Engpässe in der Rohstoffversorgung?	383
 Anhang 3: Skalierungsgesetze und Kostenfunktionen für Solenoiden und Toroiden	 388
A3.1 Berechnung eines Solenoiden	388
A3.2 Berechnung eines Toroiden	392
A3.3 Beispielrechnungen	396

Die Autoren danken:

- Dr. B. Kramer und Dr. H. Geipel (Bundesministerium für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie) sowie Prof. Dr. H. Paschen und Prof. Dr. P. Komarek (Forschungszentrum Karlsruhe) für die Unterstützung des Projektes

- für Diskussionen, Informationen und Konsultationen:
 - Dipl.-Ing. G. Bär und Dipl.-Ing. Schneider, Schluchseewerk AG Freiburg
 - G. Bechmann und F. Gloede, Forschungszentrum Karlsruhe GmbH, Abteilung für Angewandte Systemanalyse (AFAS)
 - Prof. Dr. J. H. Bernhardt, Bundesamt für Strahlenschutz (BfS), Institut für Strahlenhygiene, Neuherberg
 - Dr. Dufner, Arburg GmbH & Co. Lossburg
 - Dr. J. Fremerey, Forschungszentrum Jülich GmbH (KFA)
 - Dr. H. Freund, Technische Werke der Stadt Stuttgart (TWS) AG
 - Dr. R. Heller, Forschungszentrum Karlsruhe GmbH, Institut für Technische Physik (ITP)
 - Dipl.-Ing. E. Hoffmann, Badenwerk AG Karlsruhe
 - Dipl.-Ing. E. Huber, Forschungszentrum Karlsruhe GmbH, Hauptabteilung Sicherheit (HS/AS)
 - Dipl.-Ing. K. Krämer, BEWAG Berlin
 - Dr. G. Reiner, Magnet-Motor GmbH Starnberg
 - Prof. Dr. E. Reuther, ELEKTROMARK Hagen AG
 - Dr. M. Sander, Gesellschaft für Angewandte Supraleitung (GAS) Karlsruhe
 - Prof. em. Dr. H. Schaefer, Heidelberg
 - Dr. J. Schmitt, Büro für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB) Bonn
 - Prof. Dr. A. Schwab, Universität (TH) Karlsruhe
 - Dr. Sins, SIEMENS AG Karlsruhe

- Frau M. Wermund (Forschungszentrum Karlsruhe) für das Anfertigen von Grafiken

Das Vorhaben wurde durch das Bundesministerium für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie unterstützt (Förderkennzeichen NT 2083).

Die Verantwortung für den Inhalt dieses Berichtes liegt allein bei den Autoren.

Zusammenfassung

In politikberatenden Technikfolgenabschätzungen (TA) sollen die Potentiale neuer wissenschaftlich-technischer Entwicklungen analysiert und die damit verbundenen gesellschaftlichen, wirtschaftlichen und ökologischen Chancen ausgelotet werden. Im Rahmen einer TA-Studie sind die rechtlichen, wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen der Realisierung und Umsetzung wissenschaftlich-technischer Entwicklungen zu untersuchen sowie die potentiellen Auswirkungen der zukünftigen Nutzung neuer wissenschaftlich-technischer Entwicklungen vorausschauend und umfassend zu analysieren und Möglichkeiten für eine strategische Nutzung der Chancen des Technikeinsatzes und die Vermeidung oder Milderung seiner Risiken aufzuzeigen. Bei derartigen Untersuchungen geht es also um das *vorausschauende Abwägen von Chancen und Risiken* und um die *frühzeitige Gestaltung neuer technischer Entwicklungen und ihrer Einsatzmodalitäten*.

Mit der vorliegenden Arbeit werden die Ergebnisse aus einem vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) initiierten TA-Projekt zur Energiespeicherung in supraleitenden Spulen (SMES) vorgestellt. Dabei galt das Interesse des Auftraggebers vor allem großen Speichern mit Energieinhalten im GWh-Bereich und Leistungen von mehreren hundert MW.

1. Energiespeicherung in Supraleitenden Spulen (SMES)

1. 1 Die SMES-Technologie - Funktionsprinzip und Eigenschaften

Für die SMES-Technologie bedient man sich der Eigenschaft von Spulen, in dem durch sie aufgebauten magnetischen Feld Energie zu speichern. Die gespeicherte Energie E ist linear von der Induktivität der Spule L und quadratisch vom in der Spule fließenden Strom I abhängig.

$$E = \frac{1}{2} L \cdot I^2$$

Als „Faustregel“ für die Speicherfähigkeit einer Spule kann gelten, daß bei einem Feld von fünf Tesla die im Spuleninneren gespeicherte Energiedichte 10 MJ/m^3 (rund $2,8 \text{ Wh/l}$) beträgt. Verglichen damit ist die Speicherdichte von konventionellen Blei-Säure-Batterien mehr als zwanzig Mal größer. Im Unterschied zu den Batterien beschränkt sich bei Spulen der zur Energiespeicherung genutzte Raum allerdings nicht auf die materielle Struktur.

Eine SMES-Anlage besteht aus folgenden wesentlichen Elementen (Bild Z-1): einer in einem Kryostaten untergebrachten supraleitenden Spule, einem Stromrichtersystem als Lade-/Entladeeinrichtung sowie einer Kälteanlage zur Erzeugung einer Temperatur unterhalb der kritischen Temperatur des Supraleiters. Speist man in den Supraleiter der Spule einen Gleichstrom ein, so wird durch die bewegten elektrischen Ladungen ein Magnetfeld erzeugt. In einem geschlossenen Leitersystem fließt dieser Strom aufgrund der supraleitenden Eigenschaften des Leiters als verlustloser Dauerstrom; in dem dadurch erzeugten Magnetfeld kann Energie als magnetische Feldenergie verlustfrei (von Verlusten im Kühlsystem abgesehen) gespeichert werden.

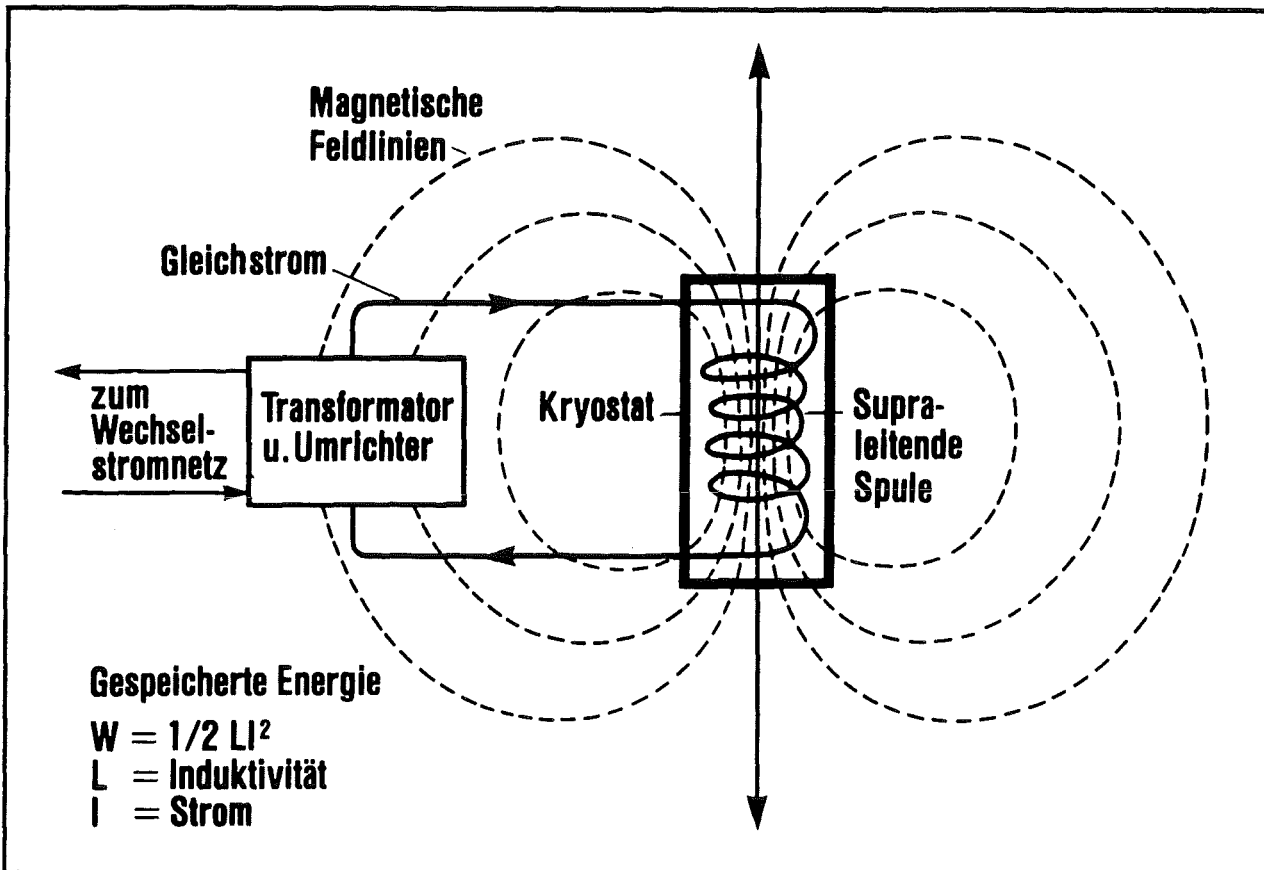


Bild Z-1: Prinzipskizze eines SMES

Aus technischer Sicht sind folgende Eigenschaften eines SMES-Speichers besonders interessant:

- die kurze Zugriffszeit auf den Speicher von wenigen Millisekunden;
- der hohe Umwandlungswirkungsgrad (d.h. Wirkungsgrad ohne Berücksichtigung der Hilfsenergieverbräuche) von weit über 90 %;
- die mit selbstgeführten Stromrichtern mögliche unabhängige Steuerung von Wirk- und Blindleistung (sogenannte Vier-Quadranten-Steller);
- die Auslegung des Stromrichters und der Spule sind in weiten Grenzen frei wählbar und voneinander unabhängig. Dadurch ist eine große Bandbreite von Leistung und Speicherinhalt und Verhältnissen (P/E) daraus realisierbar;
- da in einem solchen System (mit Ausnahme des Vakuums- und des Kühlsystems) keine rotierenden Teile Anwendung finden, werden eine hohe kalendarische Lebensdauer und eine hohe Zyklenlebensdauer erwartet;
- der Ladezustand des Speichers ist jederzeit leicht bestimmbar, Tiefentladung ist unkritisch.

Dem stehen folgende einschränkende Tatsachen gegenüber:

- Da die Stromrichterspannung durch die Auslegung begrenzt ist, nimmt mit abnehmendem Energieinhalt auch die entnehmbare Maximalleistung ab.
- Der ständig auftretende Kühlleistungsbedarf ist abhängig von der Spulengröße (und damit dem Speicherinhalt) und beträgt mindestens einige Prozent des Speichervermögens pro Tag. Damit ist der Gesamtwirkungsgrad des Systems stark von der Zyklusdauer abhängig. (Zur Orientierung ist in Bild Z-2 eine Bandbreite der durch die notwendige Kühlenergie bedingten Verluste in Abhängigkeit vom Energieinhalt der Spule angegeben. In die Grafik sind die Ergebnisse unserer Abschätzungen sowie die Resultate anderer Arbeitsgruppen eingeflossen.)

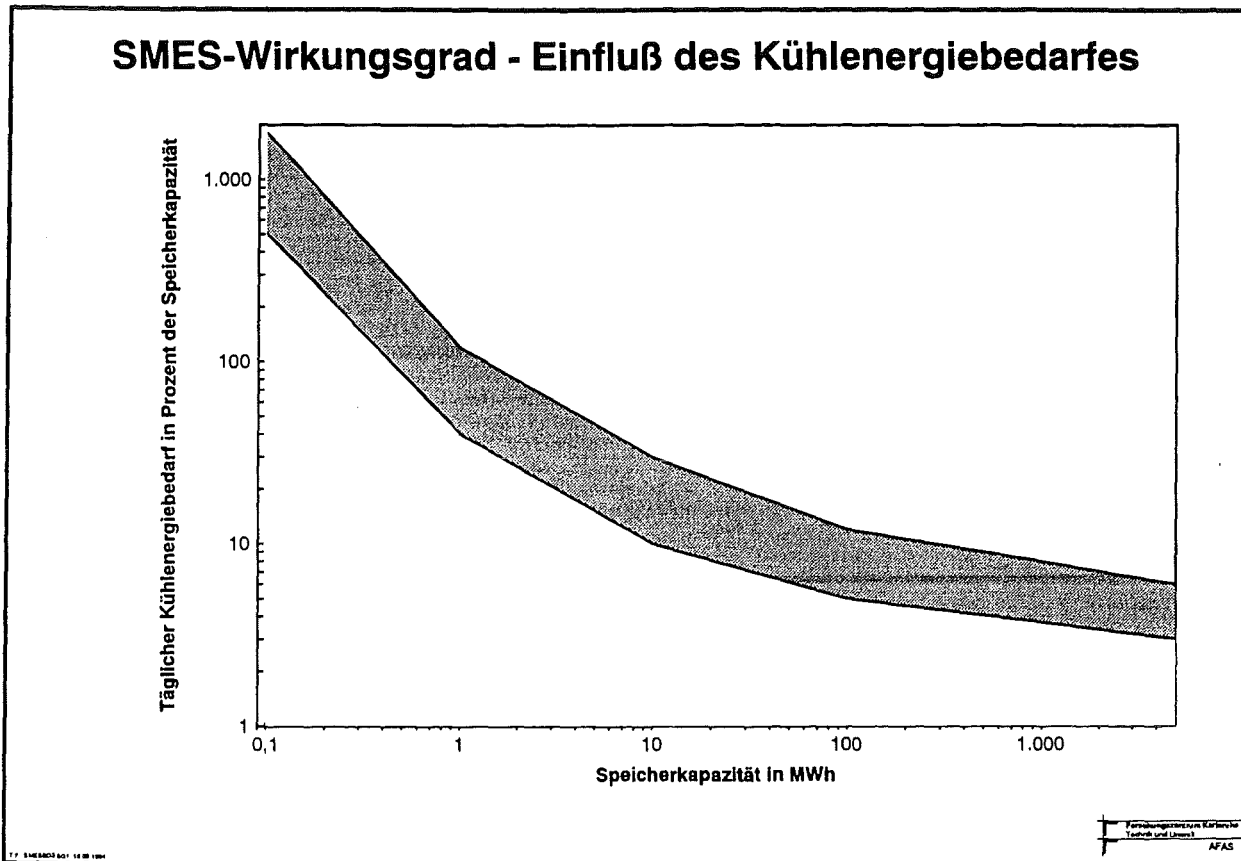


Bild Z-2: Abhängigkeit des täglichen Kühlenergiebedarfes vom Speicherinhalt eines SMES-Systems

Für Speicher dieser Art ist theoretisch eine Vielzahl von Einsatzmöglichkeiten denkbar. Vorgestellte Konzepte für den Bereich der elektrischen Energieversorgung reichen von großen Systemen für den Tageslastausgleich in Elektrizitätsversorgungsnetzen über mittelgroße Systeme zur Pufferung von größeren Elektrizitätserzeugungsanlagen auf der Basis intermittierender regenerativer Energiequellen oder als Sekundenreserve in thermischen Kraftwerken bis zu Kleinanlagen für Stabilisierungsaufgaben in der Stromübertragung oder zur Sicherung einer unterbrechungsfreien Stromversorgung bei sensiblen Verbrauchern. Auch im Verkehrsbereich ließen sich SMES einsetzen, beispielsweise zum Tageslastausgleich in der Bahnstromversorgung oder zur Spannungsstabilisierung auf dicht befahrenen Strecken des schienengebundenen Nahverkehrs. Darüberhinaus gibt es Nischenanwendungen in der Forschungstechnik, so zur Stromversorgung von Verbrauchern mit kurzzeitigem hohen Leistungsbedarf wie Beschleuniger- oder Fusionsexperimenten, oder in der Militärtechnik.

1.2 Auslegung von SMES-Anlagen

Hauptteil und - zumindest bei großen Speichern - teuerste Einzelkomponente eines SMES-Systems ist die *Speicherspule*. Sie muß jeweils für das erwartete Anwendungsfeld ausgelegt werden, wobei jedes besondere Beschränkungen und Optimierungskriterien mit sich bringt. So ist die Auswahl der Supraleiterkonfiguration durch die Einsatzbedingungen der Spule, die ihrerseits Konsequenzen für die notwendigen elektrischen und mechanischen Eigenschaften des Leiters haben, sowie nicht zuletzt durch Wirtschaftlichkeits- und Zuverlässigkeitsforderungen bestimmt. Die Spulenform wiederum ist entscheidend für die Stärke der Streufelder und damit die Umweltauswirkungen des

Systems; unterschiedliche Spulenformen bringen aber zugleich unterschiedliche Materialverbräuche und Fertigungstechniken und somit ebenfalls unterschiedliche Kosten mit sich.

Der Energieinhalt der Spule, der Spulenstrom und seine zeitliche Änderung bestimmen die Änderungsgeschwindigkeit des Magnetfeldes. In einer großen Spule, die über eine längere Zeitdauer entladen wird, ist sie deutlich niedriger als in einer kleinen Spule, die ihren Energieinhalt in kürzester Zeit abgeben soll. Dieser Tatsache muß die Auslegung des Supraleiters Rechnung tragen. Während bei langsamen Feldänderungen in der Spule vergleichsweise einfach strukturierte Gleichstromleiter gewählt werden können, sind für große Feldänderungsgeschwindigkeiten Leiter mit einem relativ komplexen Aufbau erforderlich. Diese unterscheiden sich auch beträchtlich in den Kosten: Während die Preise für einfache Leiter bei etwa 200 bis 400 DM/kg liegen, kosten höchstfilamentierte Wechselfeldleiter ein Mehrfaches. Ein Anwender wird interessiert sein, die für seine Einsatzcharakteristik günstigste Konfiguration zu erwerben. Dies macht eine *aufwendige Einzeloptimierung der jeweils einzusetzenden Spule* nötig.

Zum Aufbau der Speicherspule sind mehrere Konstruktionsformen denkbar und auch vorgeschlagen worden. SMES-Entwürfe basieren im wesentlichen auf den zwei Grundformen: Solenoid (Zylinder-spule) und Toroid (Ringspule). Beide Konzepte haben spezifische Vor- und Nachteile, die in nachstehender Tabelle zusammengefaßt sind.

Magnet	Vorteile	Nachteile
Solenoid	einfache Bauweise bezogen auf den Speicherinhalt wird wenig Supraleitermaterial benötigt einfache Optimierungsprozedur für die Windungs-geometrie	ohne Abschirmmaßnahmen hohes und weitreichendes Streufeld für große Einheiten sehr große Leiter für Einheiten mit mittleren und hohen Energieinhalten sind Einzelspulen mit großem Durchmesser zu fertigen
Toroid	niedriges Streufeld von geringer Ausdehnung Einzel-Spulen sind vergleichsweise klein und bis zu mittleren Energieinhalten des Systems transportierbar modularer Aufbau	verglichen mit Solenoiden gleichen Speicherinhaltes ist der Supraleiterbedarf höher komplexe mechanische Struktur

Tab. Z-1: Vor- und Nachteile von Solenoid- und Toroidspulen

Auslegungsstudien für große SMES sind bereits in den siebziger Jahren durchgeführt worden. Darin wurden flache Zylinderspulen mit geringem Verhältnis von Spulenhöhe zum Spulendurchmesser („LAR-Spulen“) bei weitem am häufigsten vorgeschlagen, da für sie das Verhältnis von speicherbarer Energie zu benötigtem aktiven Supraleitervolumen sehr günstig ist. Für derartige Spulen wurden auch Skalierungsgesetze entwickelt, aus denen sich herleiten läßt, daß wesentliche Auslegungsparameter und damit Kostenkomponenten mit wachsendem Energieinhalt des Speichers abnehmen. Um die Anlagenkosten in Bereiche zu führen, in denen sie mit konventionellen Speichertechniken wettbewerbsfähig sein könnten, haben sich die anfänglichen Entwicklungsarbeiten stark auf Anlagen mit großem Energieinhalt bezogen.

In Bild Z-3 sind Angaben aus unterschiedlichen Quellen für auf das Speichervermögen bezogene Kosten von Spulensystemen zusammengefaßt. Zur besseren Einordnung der Daten haben wir zwischen gebauten Spulen (z. B. MRI-Magnete, Spulen für Forschungszwecke, kleine SMES), ausführlichen Designstudien und Kostenschätzungen für SMES-Anlagen differenziert.

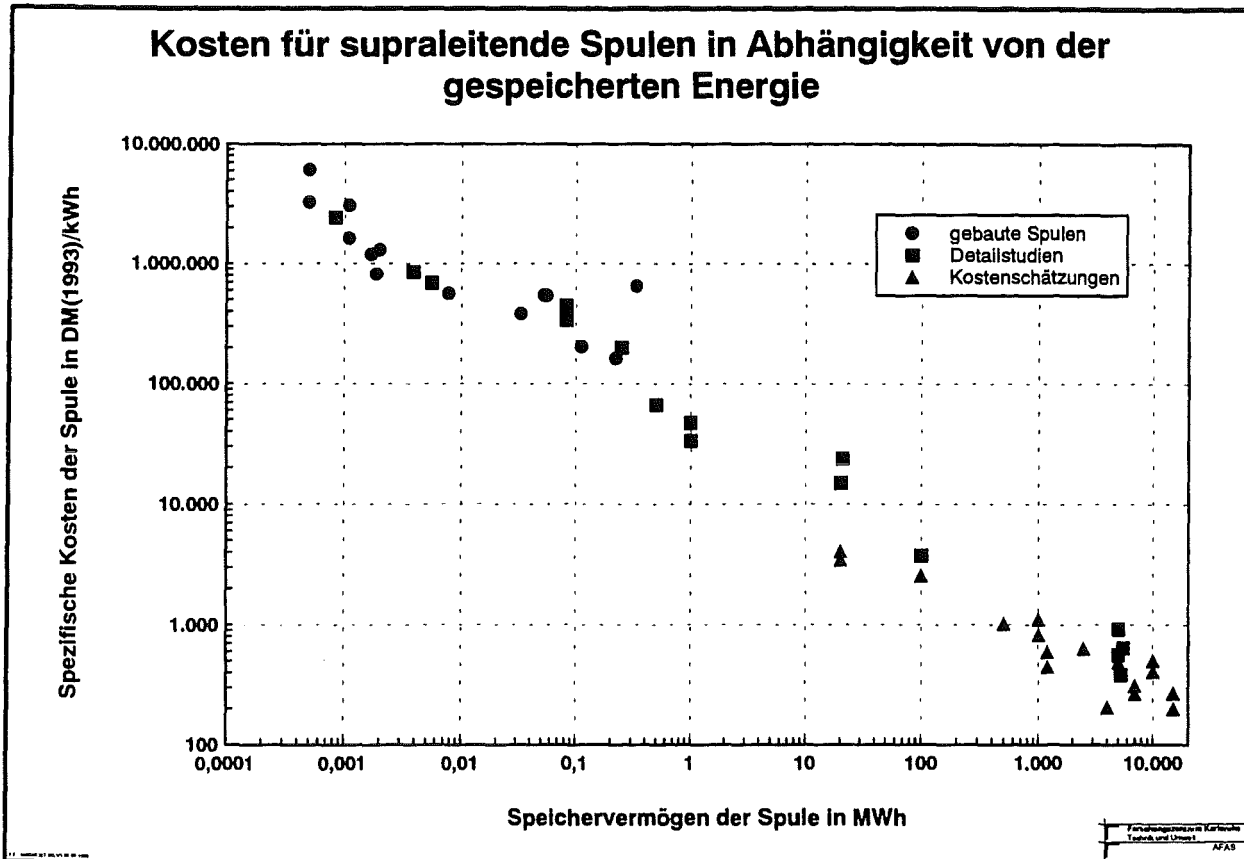


Bild Z-3: Kosten für supraleitende Spulen

Sowohl für Kostenbetrachtungen als auch für die Beurteilung der Chancen und Risiken großer Systeme muß berücksichtigt werden, daß die Technologie noch relativ jung ist. Realisierte Anlagen verfügen über Speicherinhalte von maximal einigen Megajoule und Leistungen von bis zu 10 MVA. Für physikalische Experimente wurden zwar schon größere Einzelspulen gefertigt (bis zu einigen hundert Megajoule Energieinhalt), diese sind aber nicht auf einen Einsatz als Energiespeicher ausgelegt. Darum bleiben viele Angaben für größere Systeme mit großen Unsicherheiten behaftet oder spekulativ.

2. Einsatzbereiche und Potentiale für SMES-Anlagen

2.1 Markteinführung

Die Markteinführung einer neuen Technik begünstigen in der Hauptsache zwei Kriterien: Entweder gestattet die neue Technik die Realisierung einer Funktion mit besserer Wirtschaftlichkeit als ihre technologischen Mitbewerber oder sie erlaubt die Verwirklichung neuer oder wesentlich verbesserter Funktionen. Für die Betrachtung von Anwendungs- und Marktpotentialen von SMES lassen sich zwei zentrale Ansätze identifizieren:

- a) Speicherung von elektrischer Energie zum Zweck der Bereitstellung bei hohem Leistungsbedarf über längere Zeit (Lastausgleich, Spitzenlastdeckung).
- b) Speicherung von elektrischer Energie zur sofortigen Bereitstellung oder Aufnahme elektrischer Leistung im Bedarfsfall (dynamische Anwendungen).

Beide Ansätze sollen im folgenden diskutiert werden.

2.2 SMES als Speicher für die Spitzenlastdeckung

In Elektrizitätsversorgungen sind auf allen Spannungsebenen tageszeitliche, saisonale und jährliche Schwankungen des Strombedarfs zu verzeichnen. Diesen muß durch eine dauernde Anpassung der Erzeugung an diesen Bedarf Rechnung getragen werden.

Zur Deckung dieser Bedarfsschwankungen sind grundsätzlich drei Strategien denkbar:

- Erzeugung von elektrischer Energie in Kraftwerken, die technisch und wirtschaftlich für Einsätze in der Spitzenlast (häufiges An- und Abfahren, geringe jährliche Ausnutzungsdauer) ausgelegt sind. In Deutschland ist die gas- oder ölbefeuerte Gasturbine das „klassische“ Spitzenlastkraftwerk für den Einsatz in der Tagesspitze, hinzu kommen in sehr geringem Umfang hydraulische Speicherwerke. Letztere übernehmen aufgrund technischer Vorteile vor allem den sogenannten „Spitzenlastsaum“, während die Gasturbinenkraftwerke gemeinsam mit Mittellastkraftwerken wegen der dort möglichen schonenderen und wirtschaftlicheren Fahrweise hauptsächlich den „Spitzenlastkern“ abdecken. Saisonale Spitzen werden durch ältere Steinkohlekraftwerke gedeckt.
- Beeinflussung des zeitlichen Verlaufs des Verbraucherbedarfs mit technischen oder wirtschaftlichen Maßnahmen. So wird in Deutschland das Nachttal insbesondere im Winter durch vom jeweiligen Lastverteiler des EVU zu- und abschaltbare Elektrowärmeanwendungen aufgefüllt. Zudem ist mit einigen Großverbrauchern vertraglich vereinbart, daß sie zu Zeiten hohen Bedarfs für eine definierte Dauer vom Netz getrennt werden dürfen.
- Speicherung von Energie zum Zweck der Bereitstellung bei hohem Leistungsbedarf. Zu diesem Zweck stehen der Elektrizitätswirtschaft heute eine Reihe von Systemen zur Verfügung, die z.T. bereits großtechnisch verbreitet sind (Hydraulische Pumpspeicherwerke, Dampfspeicher). Ein weiterer Teil befindet sich, meist in Form von Demonstrationsanlagen eingesetzt, noch in der Entwicklungs- oder der Erprobungsphase (Druckluftspeicher-Gasturbinenanlagen, Batteriespeicher). Eine dritte Gruppe bilden die bislang lediglich konzeptionell erörterten, aus heutiger Sicht zumindest technisch realisierbaren Systeme (Wasserstoffspeicherwerke und Schwungradspeicher).

Eine Speicherung von elektrischer Energie zum Tagesausgleich dient primär dem Zweck, die Stromerzeugung insgesamt wirtschaftlicher zu gestalten. Elektrizitätsspeichersysteme für diesen Einsatzzweck sind gekennzeichnet durch eine tägliche Vollastbenutzungsdauer im oberen Minuten- oder im Stundenbereich; das Verhältnis von installierter Leistung des Systems zu seinem Speichervermögen ist vergleichsweise klein („kleines P/E-Verhältnis“). Sie werden in der Elektrizitätswirtschaft primär im Hinblick auf ihre Möglichkeit, die mittleren Stromerzeugungskosten zu reduzieren, und damit anhand ihres Gesamtwirkungsgrades und der Systemkosten bewertet.

Die gesamtwirtschaftliche und ökologische Effizienz eines umfangreicheren Einsatzes von Speichern ist nicht allein durch die Speichertechnik selbst bestimmt. Den entscheidenden Einfluß auf den Sinn einer solchen Strategie hat vielmehr die Elektrizitätswirtschaftliche Struktur, in die die Speichertechnik eingebunden werden soll, auf die sie aber bei Nachweis der technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit auch verändernd zurückwirken kann.

Eine gesamtwirtschaftliche Betrachtung der Einsatzpotentiale von Tagesspeichern unterliegt Begrenzungen, deren Ursache in der Organisationsstruktur der Elektrizitätswirtschaft liegt. In der

Bundesrepublik sind mehrere hundert EVU tätig, die in ihrem Versorgungsgebiet in unterschiedlichem Maße eine Optimierung des Lastganges durchführen und sich dazu verschiedener Mittel (Eigenerzeugung, Bezugsverträge, Laststeuerung etc.) bedienen. Speichertechniken zum Lastausgleich würden nach Kriterien eingesetzt, die den spezifischen Bedingungen des jeweiligen EVU Rechnung tragen. Diese sind jedoch - auch auf gleichen Versorgungsstufen - vergleichsweise heterogen, die Motivation für den Einsatz von Speichern und damit die Bereitschaft zu wirtschaftlichen Engagements in neue Speichertechniken entsprechend unterschiedlich. Zudem wirken, da die EVU auch untereinander in Austauschbeziehungen stehen, aus einem stärkeren Speichereinsatz bei einem EVU entstehende Änderungen (beispielsweise der Ausbauplanung, der Planung des Kraftwerkseinsatzes oder der Lieferverträge) häufig auch auf andere EVU zurück.

Entscheidend für die Wirtschaftlichkeit des Speichereinsatzes ist - neben der Zusammensetzung des Kraftwerksparks - das zeitliche Verhalten der Leistungsanforderungen durch die Verbraucher, die Lastganglinie. Diese ist bestimmt durch die Verbraucherstruktur im jeweiligen Versorgungsgebiet. Vereinfacht läßt sich konstatieren, daß beispielsweise Haushalte, kleine Gewerbebetriebe oder Dienstleister eher typische Mittellastganglinien aufweisen, Unternehmen der Grundstoffindustrie eher typische Grundlastverbraucher sind. Damit ergeben sich für einzelne EVU, je nach Anteil der verschiedenen Verbrauchergruppen in ihrem Versorgungsgebiet, durchaus unterschiedliche Anforderungen an den Lastausgleich. Aus diesem Grunde müssen exakte Berechnungen zu den aus einem verstärkten Speichereinsatz entstehenden Potentialen auf der Ebene des jeweiligen EVU ansetzen, was im Rahmen dieser Untersuchung nicht möglich war. Aussagen auf gesamtwirtschaftlicher Ebene, denen die Summenganglinie aller deutschen EVU zugrunde liegt, können nur tendenzielle Aussagen liefern.

Großspeicher in der durch die Entwickler häufig diskutierten Leistungsklasse (1000 MW für mehrere Stunden) würden an die Höchstspannungsebene angeschlossen werden und aus dieser Strom beziehen bzw. in diese einspeisen. Der Netzbetrieb auf der Verbundebene erfolgt in der Bundesrepublik dezentral, er wird durch mehrere EVU unterschiedlicher Größe und unterschiedlicher Kraftwerksstruktur realisiert. Jedes beteiligte EVU plant und optimiert seinen Kraftwerkseinsatz und Kraftwerksausbau weitgehend unabhängig. Einsatzkriterien für SMES-Anlagen würden die EVU als selbständige Wirtschaftseinheiten jeweils von ihren konkreten Betriebsbedingungen abhängig machen, nicht jedoch einer gesamtwirtschaftlichen Optimierung unterwerfen. Zudem ist darauf hinzuweisen, daß Entscheidungen für den Einsatz oder Zubau von - durch ihre Auslegung auf bestimmte Brennstoffe festgelegten - Kraftwerken nicht nur aus wirtschaftlichen Gründen getroffen werden, sondern auch politischen Einflüssen unterworfen sind. Exakte Wirtschaftlichkeitsbewertungen für den Speichereinsatz wären nur in Einzelstudien auf der Basis der Betriebs- und Planungsdaten der jeweiligen EVU realisierbar. Ein gesamtwirtschaftliches Optimierungsmodell, welches aus dem Zubau von großen Speichern erwachsende Veränderungen des Kraftwerkseinsatzes und damit auch der eingesetzten Brennstoffmengen und resultierenden Emissionen widerspiegelt, könnte aus diesen Gründen keine belastbare quantitative Aussage liefern. Es lassen sich jedoch für einzelne Aspekte des Speichereinsatzes qualitativ Abschätzungen vornehmen, die einige wahrscheinliche Entwicklungstendenzen und -potentiale beschreiben.

Eine Abschätzung der maximalen theoretischen Einsatzpotentiale von Tagesspeichern auf der Basis von Summenganglinien für die (heutige) Bundesrepublik Deutschland aus dem Jahr 1991 zeigt, daß diese im Sommer deutlich höher sind als im Winter. Während an Werktagen in den

Sommermonaten (Juni bis August) etwa 85.000 bis 90.000 MWh (etwa 7 Prozent der Tagesarbeit) zur Verfügung stünden, betrüge das Potential in den Wintermonaten (Dezember bis Februar) etwa 45.000 bis 50.000 MWh (rund 3 Prozent der Tagesarbeit). Hier macht sich besonders das Auffüllen der Nachtäler durch Elektrospeicherheizungen und andere steuerbare Lasten während der Wintermonate bemerkbar. Weiterhin wurde die mit einem gegebenen Speicherpotential erreichbare Spitzenlastreduktion ermittelt. Im Sommer könnte mit gleicher verfügbarer Speicherkapazität eine wesentlich größere Reduktion der Spitzenlast erzielt werden als im Winter. Beispielsweise ließe sich mit einer verfügbaren Speicherkapazität von 20.000 MWh im Winter die Höchstlast um 3.500 bis 4.000 MW reduzieren, im Sommer hingegen um 5.000 bis 5.500 MW. Auffallend ist, daß der Effekt mit wachsender verfügbarer Speicherkapazität deutlich abnimmt und die Degression im Winter stärker ist als im Sommer. Zum Vergleich haben wir derartige Untersuchungen noch einmal auf der Basis von Lastganglinien eines deutschen Verbund-EVU durchgeführt. Die Ergebnisse stimmten mit denen für die bundesweite Betrachtung weitgehend überein.

2.2.1 Zukünftige Entwicklung des Leistungsbedarfs

Nach einer Phase des vergleichsweise starken Anstieges des Stromverbrauches und der jährlichen Höchstlast bis in die Mitte der achtziger Jahre haben sich die Zuwachsraten in den letzten Jahren verringert. Aus heutiger Sicht kann man davon ausgehen, daß *die gegenwärtigen geringen Zuwachsraten über die nächsten Jahre beibehalten werden*. Damit wird der Bedarf an zusätzlicher Kraftwerkskapazität nur in geringem Umfang steigen. Aufgrund der hohen Kapitalbindung bei Kraftwerksinvestitionen ist ein Trend zurück zum Zubau kleiner Einheiten (bis etwa 500 MW) mit vergleichsweise geringen Investitionskosten zu erwarten. Ein solcher Trend würde, neben möglichen Auswirkungen einer verschärften Umweltschutzgesetzgebung und einer möglichen Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte, modernen Erdgaskraftwerken kompetitive Vorteile gegenüber anderen Kraftwerkstechniken bringen.

2.2.2 Entwicklung der Lastkurve

Die Tageslastkurve der Bundesrepublik ist - insbesondere in den Wintermonaten - verhältnismäßig ausgeglichen. Darum ist das für eine Tagesspeicherung zur Verfügung stehende Potential eher gering. Mittelfristig sind mehrere Trends auszumachen, die die Form der Tageslastkurve beeinflussen würden: Durch den Rückgang der Grundstoffindustrien und das Wachstum im Haushalts- und Dienstleistungsbereich nimmt der Mittellastanteil in der Tagesganglinie zu. Zudem könnte ein möglicher Rückgang der - politisch und ökologisch umstrittenen - elektrischen Direktheizung das Nachttal wieder stärker ausprägen. Dem stehen mehrere Tendenzen entgegen: Sollten sich die Überlegungen zu einer zeitabhängigen Tarifstruktur in breiterem Umfang durchsetzen, so würde ein Teil der Tageslast ins Nachttal verlagert werden. In diese Richtung könnte auch eine - denkbare und zur Zeit von den Elektrizitätsversorgern auch geförderte - umfangreichere Markteinführung elektrisch angetriebener Fahrzeuge führen. Insgesamt gehen wir davon aus, *daß sich die Form der Lastkurve auch in absehbarer Zeit nicht grundlegend ändern wird*.

2.2.3 Wirtschaftlichkeit von Großspeichern

Im Hinblick auf den Einsatz in der Spitzenlastdeckung muß die Wirtschaftlichkeit eines Speichersystems mit der von Primärerzeugern (Gasturbinen, Verbrennungsmotoren, zukünftig vielleicht auch Brennstoffzellen), von Speichersystemen sowie anderen EVU-Maßnahmen zur Steuerung des Leistungsbedarfs wie Lastmanagement oder Demand-Side-Management-Aktivitäten verglichen werden.

In Bild Z-4 sind die spezifischen Gestehungskosten für Spitzenlaststrom aus verschiedenen Speichersystemen sowie aus Gasturbinen angegeben. Für die Diskussion der Ausgangsannahmen verweisen wir auf den ausführlichen Teil dieser Arbeit, hier sei nur auf einige wesentliche Details hingewiesen: Für alle Systeme sind gleiche Abschreibungssätze unterstellt. Pumpspeicherwerke (PSW) sind bislang die einzigen in größerer Stückzahl realisierten Speichersysteme. Ihre Investitionskosten sind stark von den jeweiligen örtlichen Bedingungen abhängig und streuen breit. Für die Ansätze dieser Arbeit wurden Erfahrungen mit den jüngsten deutschen PSW ausgewertet. Große Batteriespeicher zur Spitzenlastdeckung sind bislang nicht gebaut worden, die größte Anlage in Chino/USA ist ein 10-MW/40-MWh-System. Weltweit sind zwei Druckluftspeicher (Huntorf/Deutschland und McIntosh/USA) in Betrieb. Für SMES gehen wir hier davon aus, daß sich ein Großspeicher für eine Gesamtinvestition von 3 Mrd. DM errichten ließe. Dies entspricht sowohl in etwa den Werten der amerikanischen Studien für die 1000-MW/5000-MWh-Solenoidsysteme aus den achtziger Jahren in heutigen Preisen als auch jüngeren Angaben des amerikanischen Unternehmens Bechtel, das seit geraumer Zeit an SMES-Konzepten arbeitet. Unter deutschen Bedingungen müssen diese Kostenannahmen als eher zu niedrig gelten (unsere eigenen Abschätzungen weisen auf etwa doppelt so hohe Kosten hin). Für die zweite Kurve (SMES „optimistisch“) haben wir unterstellt, daß sich langfristig eine Halbierung der Investitionssumme erreichen lassen wird.

Es zeigt sich, daß *SMES für die Spitzenlastdeckung über den gesamten plausiblen Ausnutzungsdauerbereich die teuerste Technologie ist.* Selbst unter den optimistischeren Annahmen wird SMES in der Spitzenlastdeckung teurer als Pumpspeicher, Gasturbinen oder Druckluftspeicher bleiben. Allerdings sind in diesen Rechnungen mögliche aus dem Speichereinsatz resultierende betriebliche Vorteile nicht berücksichtigt, da diese sich häufig einer Quantifizierung entziehen und zudem in hohem Maße vom jeweiligen Standort abhängen. *Eine Berücksichtigung der betrieblichen Vorteile von Speichern mit kürzeren Zugriffszeiten kann vor allem die relative Position von Gasturbinen und Druckluftspeichern zwar durchaus zu deren Ungunsten verschieben, ob ihr Einschluß in die Kostenrechnung aber die hohen Investitionskosten für große SMES rechtfertigen kann, erscheint aus heutiger Sicht eher zweifelhaft.*

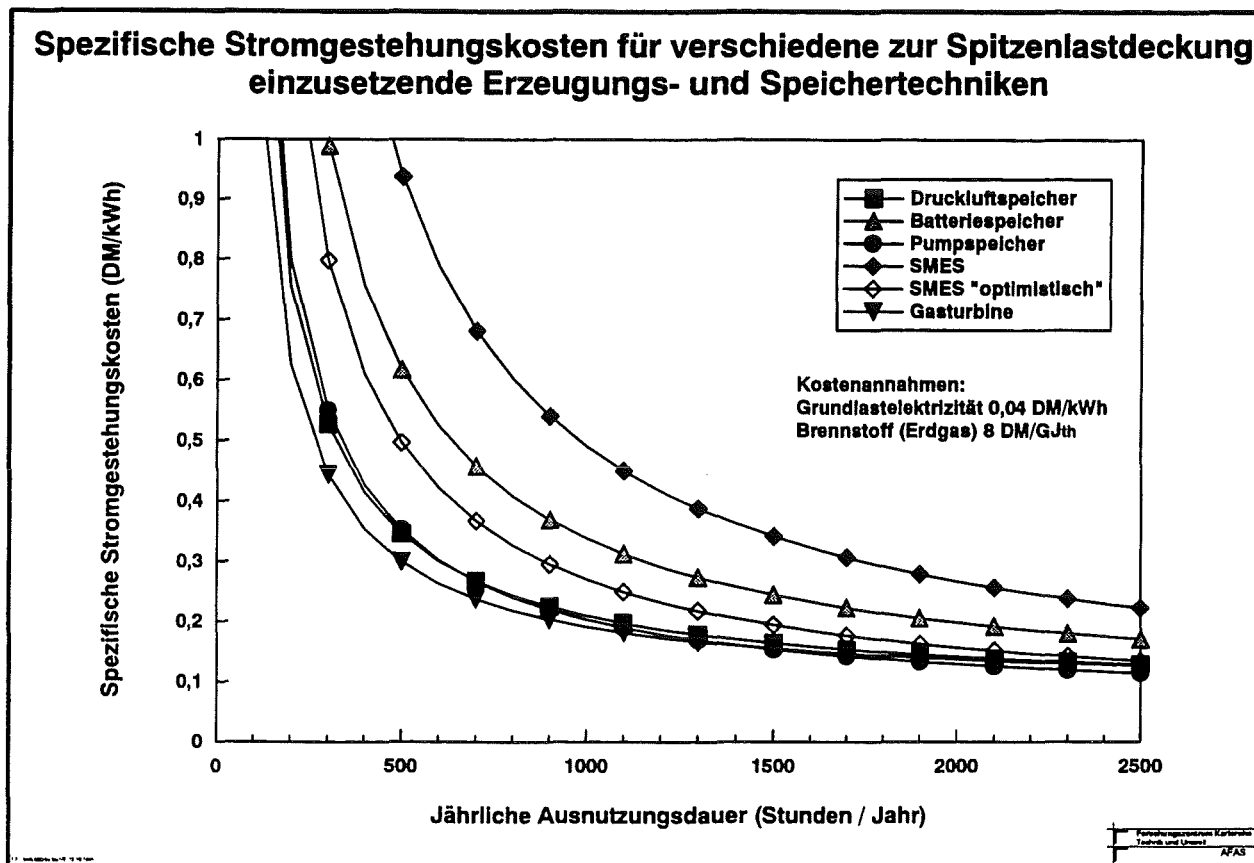


Bild Z-4: Spezifische Stromgestehungskosten für verschiedene Techniken zur Spitzenlastdeckung

2.2.4 Schlußfolgerungen für die kurz- und mittelfristigen Einsatzmöglichkeiten großer SMES

Unter Status-Quo-Bedingungen (Dominanz der großtechnischen Stromerzeugung, gegenwärtige Zusammensetzung des Kraftwerksparks mit hohem Anteil fossiler Brennstoffe in der Grund- und Mittellast, nur noch begrenztes Ausbaupotential für Laufwasserkraftwerke, de-facto-Moratorium bei der Kernenergie) ist der Einsatz von Tagesspeichern für die EVU nur dann betriebswirtschaftlich lukrativ, wenn diese zu sehr geringen Jahreskosten (und folglich geringen Investitions- und Betriebskosten) betreibbar wären. Diese Kostengrenze wird schon durch die heute großtechnisch verfügbaren Speichertechnologien derzeit in der Regel nicht erreicht. Eine Reduktion dieser beim Einsatz von SMES-Systemen entstehenden Kosten auf das unter heutigen Bedingungen erforderliche Niveau ist nicht wahrscheinlich.

Die spezifischen Brennstoffkosten für die zum Laden eines Großspeichers aufzuwendende Elektrizität sind heute bei Strom aus Laufwasserkraftwerken, aus Kernkraftwerken und aus importierter Steinkohle am niedrigsten. Sie sind allerdings nur zu realisieren, wenn durch den Speichereinsatz die vorhandenen und am Netz befindlichen Kraftwerke mit höherer mittlerer Leistung betrieben werden könnten. Zu berücksichtigen ist bei diesen Überlegungen, daß die hydraulischen und nuklearen Kapazitäten schon heute mit relativ hohen jährlichen Ausnutzungsdauern betrieben werden, ein Speichereinsatz würde ihre Ausnutzungsdauer nur noch geringfügig erhöhen können. Bei einem ausgedehnten Speichereinsatz würde der Hauptanteil der im Nachttal dem Speicher anzubietenden Elektrizität durch die (hauptsächlich mit Steinkohle gefeuerten) Mittellastkraftwerke bereitzustellen sein. Abgelöst werden durch den Speichereinsatz primär gas-

und ölbetriebene Spitzenlastkraftwerke. *Eine Substitution von Erdgas in der Spitzenlast durch Mittellast-Steinkohle ist unter der Annahme heutiger Preise und in Kenntnis der gegenwärtigen Prognosen der Preisentwicklung nicht nur wirtschaftlich nicht sinnvoll. Auch würden die Emissionen von klimarelevanten Gasen und anderen Schadgasen der Energieversorgung dadurch eher steigen.*

Aus heutiger Sicht werden - trotz aller Unsicherheiten aufgrund des Standes der Technologieentwicklung - *große SMES-Speicher deutlich teurer als die konventionellen Wettbewerber sein.* Zudem verfügen einige Speichertechnologien noch über ein beträchtliches Entwicklungspotential (z.B. durch den Einsatz regelbarer Speicherpumpen in Pumpspeicherwerken, der Wirkungsgrade über 80 % und einen wesentlich flexibleren Einsatz solcher Anlagen ermöglicht), wodurch einige kompetitive Vorteile von SMES weiter reduziert würden. *Zudem wird es systembedingt für viele Anwender kein SMES-System „von der Stange“ und damit kaum wesentliche Kostenreduktionen aufgrund von Lernkurveneffekten geben. Weitere mutmaßliche technische Vorteile von großen SMES gegenüber anderen Speichersystemen stoßen häufig nicht auf einen entsprechenden Bedarf seitens der Elektrizitätswirtschaft.*

Häufig wird in der Diskussion um die Wirtschaftlichkeit von großen SMES angeführt, daß diese auch für kraftwerks- und netzdynamische Aufgaben einsetzbar seien und diesbezügliche Vorteile in die Bewertung einfließen müßten. Hierbei ignoriert oder unterschätzt man jedoch die Tatsache, daß solche *Mehrzweck-Anlagen (großer Speicherinhalt und hohe Dynamik) aufwendigere Leiterauslegungen als die bei den bekannten Kostenschätzungen zugrundeliegenden erfordern und folglich zu höheren Gesamtkosten führen.* Vor diesem Hintergrund wäre zu überlegen, ob nicht Hybridvarianten aus vergleichsweise kleinen für hohe Dynamik ausgelegten Systemen und größeren „Massenspeichern“ der Vorzug zu geben wäre.

2.2.5 Große SMES als Zukunftstechnologie ?

Elektrizitätsspeichersysteme für die Spitzenlastdeckung sind derzeit nur in Ausnahmefällen wirtschaftlich attraktiv. Dies könnte sich ändern, wenn sie zu wesentlich geringeren Kosten realisierbar sind oder sich die wirtschaftlichen, organisatorischen oder gesellschaftlichen Rahmenbedingungen der Elektrizitätswirtschaft ändern. Einige denkbare Beispiele wären:

1. Sollten sich die in konventionellen Spitzenlastkraftwerken (und auch in den für diesen Einsatzzweck für die Zukunft vorgeschlagenen Brennstoffzellen) eingesetzten hochwertigen fossilen Brennstoffe (Erdgas, Erdölprodukte) wesentlich verteuern oder sollte ihr Einsatz aus anderen Gründen (z.B. Emissionen) nicht mehr opportun erscheinen, könnten Spitzenlastkraftwerke durch große Speichersysteme ersetzt werden. Längerfristig würde ein solches Szenario einhergehen mit einem verstärkten Ausbau von Grundlastkraftwerken mit niedrigen spezifischen Stromgestehungskosten. Falls diese auf Kohlebasis arbeiten, so ist in der Emissionsbilanz keine Entlastung zu erwarten. Ob in Zukunft wieder Kernkraftwerke errichtet werden, wird weiterhin kontrovers diskutiert. Zudem würden beim Ausbau der Kernkraft die Klimarisiken durch die spezifischen Risiken einer umfangreichen Kernenergienutzung ersetzt.

2. Verschiedene derzeit im politischen Raum diskutierte Überlegungen zur wettbewerbsnäheren Gestaltung der Stromversorgung hätten tiefe Eingriffe in die Organisationsstruktur der Elektrizitätswirtschaft zur Folge. Sie würden die für das neue System zentrale - in der deutschen Elektrizitätsversorgung nicht bekannte - Figur eines reinen Netzbetreibers hervorbringen. Dieser ist für die

Sicherheit, Zuverlässigkeit und Leistungsfähigkeit in seinem Gebiet - und damit auch für die Spannungshaltung und den Lastausgleich - sowie für den Netzausbau verantwortlich. Im Rahmen dieses Netzbetriebes würde der Netzbetreiber zudem über den Einsatz der in seinem Gebiet befindlichen Kraftwerke auf der Basis eines staatlich zu genehmigenden Regelwerkes entscheiden.

Für den Netzbetreiber böten sich mehrere Möglichkeiten, den Regelungsaufgaben in seinem Teilnetz zu entsprechen. Neben vertraglichen Regelungen mit den Betreibern der einspeisenden Kraftwerke (was vielfältige rechtliche und wirtschaftliche Probleme aufwirft) oder dem Vorhalten der Regelreserve ausschließlich in eigenen Kraftwerken (ineffizient) könnte der Netzbetreiber die Regelungsaufgaben mittels eigener Speicher realisieren. Je nach Angebot könnten diese zu Poolpreisen gefüllt werden und für Lastausgleich, Spannungshaltung, Reservebereitstellung etc. zur Verfügung stehen. Die Aufwendungen für die Reservehaltung wären dann eindeutig identifizierbar und den Übertragungskosten hinzuzurechnen. Die Kraftwerksbetreiber wiederum hätten nur Leistungsbänder einzuspeisen und könnten ihren Kraftwerkseinsatz nach eigenen Kriterien optimieren.

3. Bei verstärkter Einspeisung intermittierender regenerativer Energiequellen in der Zukunft werden neue Anwendungsfelder für Energiespeicher eröffnet. Das Problem der Langzeitspeicherung wird zwar mit SMES aufgrund des hohen Hilfsenergieverbrauchs wirtschaftlich nicht befriedigend gelöst werden können, besonders bei umfangreicher photovoltaischer (PV) Stromerzeugung entsteht aber Speicherbedarf im Kurzzeitbereich. Auch an Tagen mit guter Witterung sind plötzliche Einbrüche der PV-Leistung nicht auszuschließen. Von uns durchgeführte Auswertungen von Solarmeßdaten der Badenwerk AG haben gezeigt, daß selbst bei weiträumigerer Verteilung von PV-Stationen Leistungseinbrüche von bis zu 50 Prozent der Momentanleistung pro Minute auftreten können. Eine solche Situation stellt bei höheren Einspeiseanteilen große Anforderungen an die Regelbarkeit der konventionellen Kraftwerke. Hier könnte der Einsatz schneller und bei hohem Einspeiseanteil auch vergleichsweise großer Elektrizitätsspeicher geboten sein. Zudem würde ihre Verfügbarkeit möglicherweise ein verstärktes Eindringen von Regenerativen in den Markt der Stromerzeugung erst ermöglichen, Speichertechnologien wie SMES würden also als „technology enabler“ für die regenerative Energieerzeugung dienen.

4. Nukleare Erzeugungsanlagen erfordern eine stabile Betriebssituation und sind schlecht oder gar nicht geeignet, häufig schnellen Lastschwankungen zu folgen. Sollten in Zukunft die Vorstellungen einer ausgeweiteten nuklearen Energieversorgung - sei es auf der Basis von Fission oder von Fusion - verwirklicht werden, so würde eine darauf basierende Struktur größere und vergleichsweise schnelle Speicher erforderlich machen.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, daß kurz- und mittelfristig für die Bundesrepublik Deutschland ein Bedarf für die Entwicklung großer SMES als Tagesspeicher nicht erkennbar ist. Zwar könnte langfristig - unter der Voraussetzung starker Veränderungen in den Organisationsstrukturen der Elektrizitätswirtschaft und in der Zusammensetzung des Kraftwerksparks - verstärkter Bedarf an Speichertechnologien entstehen. Der gegenwärtige Stand der Technik zeigt allerdings für den Tagesspeichereinsatz keine eindeutige technische oder wirtschaftliche Überlegenheit von SMES gegenüber anderen konventionellen Speichertechniken.

2.2.6 Große SMES - Technische und Entwicklungsrisiken

SMES ist eine junge Technologie, deren heutiger Entwicklungsstand eine vollständige und abschließende Bewertung nicht gestattet. *Seitens der Elektrizitätswirtschaft werden an neue Technologien vergleichsweise hohe Anforderungen an die technische Reife, an die Wirtschaftlichkeit unter Einsatzbedingungen, an Zuverlässigkeit und Sicherheit gestellt. Diesbezügliche Aussagen für große SMES-Anlagen sind - so sie überhaupt existieren - mit einer Vielzahl von Unsicherheiten behaftet und spekulativ.* Gleiches gilt für Kostenschätzungen und Kosten-Nutzen-Analysen. Eine genauere Beurteilung würde die Realisierung einer oder mehrerer Demonstrationsanlagen und umfangreiche Tests erfordern. Wir wollen im folgenden beispielhaft einige ungeklärte Fragestellungen skizzieren:

Ob sich die Magnete für Großspeicher überhaupt bauen lassen, ist nicht geklärt. Solenoide der diskutierten Größenordnung (mehrere hundert Meter Durchmesser) wie auch einige Toroidkonzepte (Durchmesser der aufrecht stehenden Einzelspulen ca. 40 m) werfen Probleme nicht nur wegen ihrer Baugröße, sondern vor allem wegen der hohen technischen Komplexität dieser Systeme auf. Da viele notwendige Einzelkomponenten aufgrund ihrer Größe nicht mehr transportiert werden können, würde eine umfangreiche Vor-Ort-Fertigung notwendig werden. Hinzu kommt, daß sich das Spulensystem nur am Standort (und bei Solenoiden auch nur nach weitgehender Fertigstellung der Gesamtanlage) testen ließe, was eine ausgedehnte Infrastruktur voraussetzt.

Ein Ausweg wäre es, ein toroidales Spulensystem aus vergleichsweise kleinen, transportierbaren Einzelspulen zu entwerfen. Eine solche modulare Konzeption würde gestatten, Speicher verschiedener Größe auf der Basis standardisierter Einzelspulen zu errichten. Diese ließen sich quasi industriell in größeren Stückzahlen fertigen und beim Hersteller testen. Beim Ausfall einer Spule müßte nicht die ganze Anlage stillgelegt werden, vielmehr könnte man eine vor Ort vorhandene Reservespule einsetzen, was die Verfügbarkeit der Gesamtanlage deutlich erhöhen würde. Es ist abzusehen, daß eine solche Konzeption höhere Spulenkosten als ein Einzelsolenoid mit sich brächte. Fertigungstechnische und betriebliche Vorteile sowie aufgrund der kleineren Magnetfelder wesentlich geringere Aufwendungen für Absperr- oder Abschirmmaßnahmen könnten dies aber wieder aufwiegen. Zudem sind hier stärkere Stückzahlvorteile zu erwarten als bei den großen „monolithischen“ Solenoiden. Wir halten dieses modulare Konzept für vielversprechend und seine Realisierungsmöglichkeit für deutlich besser als die der bislang ausgearbeitet vorliegenden Konzepte, der exakte Beweis wäre aber noch zu erbringen.

Neben den oben angeführten grundsätzlichen Problemen bedürfen auch noch viele wichtige technische Detailfragen einer Klärung, so zum Beispiel:

- Halten die im Kryobereich zur Stabilisierung eingesetzten Materialien, insbesondere die Verbundwerkstoffe, den häufigen Belastungswechseln unter Tieftemperaturbedingungen mechanisch stand?
- Lassen sich mögliche Lecks im Heliumsystem kontrollieren und reparieren, ohne die Anlage ganz oder teilweise stillzulegen?
- Läßt sich der wichtigste Störfall, der Verlust der Supraleitung (Quench), bei großen Anlagen mit ihren hohen Energieinhalten sicher beherrschen?

Hier sind noch umfangreiche - vor allem praktische - Forschungsarbeiten zu leisten, bevor eine genauere Beurteilung wesentlicher technischer und wirtschaftlicher Parameter möglich ist.

2.2.7 Ressourcen

In großen Speichern werden beträchtliche Mengen unterschiedlicher Materialien Einsatz finden. *Es ist derzeit nicht zu erkennen, daß es ressourcenseitig Versorgungsengpässe geben wird. Allerdings sind die Märkte für metallisches Niob sowie für Helium stark monopolisiert.* Zudem existiert derzeit kein europäischer Hersteller von Niob-Titan-Basislegierungen für die Supraleiterherstellung. Der zu erwartende hohe Bedarf an NbTi (einige tausend Tonnen pro Großspeicher) erfordert den Aufbau neuer Fertigungskapazitäten für metallisches Niob und für Niob-Titan-Legierungen (geschätzte heutige Kapazität 350 bis 500 t/a), was Aussagen über deren zukünftige Preise unsicher macht.

2.3 Einsatz von kleinen SMES zur schnellen Leistungsbereitstellung, dynamische Anwendungen

Ein zweiter zentraler Einsatzbereich von SMES-Anlagen ist die Speicherung von elektrischer Energie zur sofortigen Bereitstellung oder Aufnahme elektrischer Leistung im Bedarfsfall sowie die periodische Leistungsbereitstellung mit einer Periodendauer im Sekundenbereich. Hierzu ist gefordert, sehr schnell hohe elektrische Leistungen abgeben oder aufnehmen zu können. Da die meisten Anwendungen dieses lediglich für kurze Dauer erfordern, werden oft nur geringe Energiemengen benötigt (großes P/E-Verhältnis). SMES hat bei vielen dieser Anwendungen, die wir im folgenden dynamische Anwendungen nennen wollen, deutliche technische Vorteile gegenüber den konventionellen Alternativen. Dies ist insbesondere auf die sehr guten dynamischen Eigenschaften von SMES-Anlagen (schnelle Zugriffszeit, hohe Zyklfestigkeit, unkritische Tiefentladung) zurückzuführen.

Für dynamische Anwendungen sind die Gesamtwirkungsgrade in der Regel von untergeordneter Bedeutung, im Vordergrund steht die technische Funktionalität des Systems. Die Hilfsenergieverbräuche werden als Bestandteil der Betriebskosten betrachtet. Derartige Systeme werden dann eingesetzt, wenn sie - bei akzeptablen Kosten - zur Lösung von existierenden oder zu erwartenden Problemen in der Betriebsführung beitragen und gegenüber eventuell verfügbaren konventionellen Alternativen technisch und wirtschaftlich attraktiv sind.

Eine Beurteilung des „Wertes“ einer Technologie für solche Einsatzbereiche ist schwierig und häufig sehr subjektiv. So fehlen bislang verlässliche und akzeptierte Methodiken und Instrumente zur Quantifizierung und Berücksichtigung der durch Lastveränderungen bei Kraftwerken verursachten dynamischen Kosten. Gleiches gilt für die Reservehaltung oder die Versorgungsqualität. Einer sicheren und qualitativ hochwertigen Stromversorgung wird sowohl seitens der EVU als auch seitens der Verbraucher ein hoher Stellenwert beigemessen, wobei die tatsächlich technisch notwendigen Qualitätserfordernisse der Verbraucher recht unterschiedlich sind. Aus physikalischen wie auch aus infrastrukturellen und wirtschaftlichen Gründen sind zumindest auf den höheren Netzebenen keine unterschiedlichen Qualitätsstandards denkbar. Die Betriebsmittel sind technisch auf ein hohes Qualitäts- und Zuverlässigkeitsniveau ausgelegt, die notwendigen Kosten dafür werden durch die Verbraucher getragen.

SMES-Anlagen kleinen Energieinhaltes und vergleichsweise großer Leistung bieten im Bereich der dynamischen Anwendungen eine Reihe attraktiver Möglichkeiten.

So sind praktisch erfolgreich demonstriert worden:

- der Schutz sensibler Verbraucher vor Spannungseinbrüchen im Bereich von etwa einer Sekunde,
- die Dämpfung von Leistungspendelungen auf langen Übertragungsleitungen

2.3.1 Primärregelung (Frequenz-Wirkleistungs-Regelung)

Im Falle eines Leistungsungleichgewichtes in elektrischen Netzen, d.h. wenn die durch die Verbraucher nachgefragte Leistung größer als die Momentanleistung ist, geht die Frequenz zurück. Technisch besonders schwierig zu meistern ist der schlagartige Ausfall eines nennenswerten Betrages von Erzeugungsleistung, beispielsweise durch eine Störung in einem großen Kraftwerksblock. Dieses plötzliche Leistungsdefizit führt zu einem schnellen Frequenzrückgang. Dieser kann kurzzeitig durch systemeigene Speichereigenschaften im Netz, vor allem in den am Netz angeschlossenen rotierenden Massen, gedämpft werden. Nach der Freisetzung der Rotationsenergie bedarf es zusätzlicher Elektrizitätserzeugung in den Kraftwerken, um die Netzfrequenz zu stabilisieren (Primärregelung). Diese elektrische Energie muß möglichst sofort, auf jeden Fall aber innerhalb einiger Sekunden bereitgestellt werden können (Sekundenreserve).

Die frischdampfseitige Androsselung der Turbinenstellventile in thermischen Kraftwerken ist heute die verbreitetste Variante der Sofortreservebereitstellung. Bei dieser Methode wird der Dampfstrom zur Turbine durch Regelventile begrenzt, und die im Dampfkreislauf gespeicherte Energie im Bedarfsfall durch Öffnen dieser Ventile zusätzlich über die Turbine geleitet und damit in Sekundenreserveleistung umgewandelt. Dieses Verfahren ist aus energetischer Sicht wegen des schlechteren Wirkungsgrades der Stromerzeugung gegenüber dem Nennlastbetrieb unvorteilhaft. Als Alternative hierzu wurde eine Methode entwickelt, bei der vorübergehend die Speisewasser-Vorwärmer durch schnelle Regelklappen in den Anzapfleitungen abgesperrt werden und gleichzeitig der Kondensatstrom gestoppt wird. Dadurch erzielt man wirtschaftlich wesentlich günstiger eine schnelle Leistungserhöhung in den der Dampfenahme nachgeschalteten Turbinenstufen und kann auf einen Teil der Androsselung verzichten. Dieses als Kondensatstop oder auch Vorwärmerabschaltung bekannte Verfahren ist inzwischen in einigen Kraftwerken realisiert und auch für mehrere Kraftwerksneubauten vorgesehen.

Anstelle der konventionellen Verfahren könnte die sofortige Leistungsbereitstellung auch durch SMES-Anlagen erfolgen, wobei eine zentrale Anlage aufgrund der Kostendegression gegenüber dezentralen Lösungen kostengünstiger wäre. Es kann gezeigt werden, daß eine Einsparung an Betriebskosten allein den Einsatz von SMES in der Primärregelung wirtschaftlich nicht rechtfertigt. Wird jedoch die durch den SMES-Einsatz freiwerdende Kraftwerksleistung mit in die Kostenrechnung einbezogen, *ist eine Primärregelung durch SMES ein wirtschaftlich durchaus attraktive Alternative zu den bisherigen konventionellen Lösungen.*

Denkbar ist auch hierfür eine Hybrid-Lösung. Dabei übernimmt der SMES vorwiegend die kurzzeitigen Ausgleichsvorgänge und die Frequenzregelung während der ersten Minute, erst danach spricht die konventionelle Maßnahme an. Die Kombination Vorwärmerabschaltung mit SMES ergibt vermutlich die kostengünstigste Lösung zur Bereitstellung der schnellen Reserveleistung, falls diese

zumindest teilweise zentral bereitgestellt werden kann. In den USA soll eine erste SMES-Anlage für die Primärregelung/Sekundenreservebereitstellung 1998 in Betrieb genommen werden. Die technische Machbarkeit einer Anlage für einen derartigen Einsatz in Deutschland wird gegenwärtig durch ein Industriekonsortium untersucht.

2.3.2 Netzpendelungen

Beim dynamischen Zusammenwirken von Frequenz-Wirkleistungs-Regelung und Spannungs-Blindleistungs-Regelung können Leistungspendelungen auf dem Netz, sogenannte Netzpendelungen, auftreten. Zur Vermeidung nicht ausreichend gedämpfter Netzpendelungen muß eine modulierende Zusatzleistung erzeugt und eingespeist werden. Dafür sind mehrere technische Lösungen (wie power system stabilizer (PSS) und static var compensator (SVC)) geeignet und auch realisiert. Grundsätzlich können dafür auch SMES - sowohl für die Wirkleistungs- als auch die Blindleistungsmodulation - eingesetzt werden.

Die konventionellen Techniken sind jedoch vergleichsweise kostengünstig zu installieren, so daß *SMES* aus Gründen der Wirtschaftlichkeit *zum ausschließlichen Einsatz bei der Dämpfung von Netzpendelungen wohl derzeit nicht in Frage kommen*. SMES könnten aber als ergänzende Maßnahme zum Einsatz gelangen. Dies gilt insbesondere dann, wenn sie nicht ausschließlich zum Zwecke der Pendeldämpfung installiert würden, da sie für diese Aufgaben im Europäischen Verbund nur selten und kurzzeitig zum Einsatz kämen.

2.3.3 SMES als Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV)

Mit dem Einzug moderner Datenverarbeitungs- und Prozeßsteuerungstechniken werden von den Verbrauchern Anforderungen an die Qualität der Stromversorgung gestellt, denen die vorhandenen Energieversorgungssysteme nicht mehr voll gerecht werden können. So können plötzliche Spannungsabfälle im Netz vor allem bei hochsensiblen Verbrauchern zu Störungen und Ausfällen führen. Diese sind häufig weniger aus technischer Sicht problematisch, vielmehr haben sie für die betroffenen Unternehmen vor allem wirtschaftliche Konsequenzen. Montageroboter sind nach Spannungsabfällen außer Kontrolle geraten, was zu Betriebsausfällen mit hohen Folgekosten aufgrund von Einbußen in der Produktion, Schäden an den Produktionsanlagen und langwierigen Reparaturen führte. Ähnliches gilt beispielsweise für Maschinen in der Papierproduktion, die sich bereits nach Spannungsabfällen mit einer Dauer von 0,25 s ausschalten können, oder für Spritzgußmaschinen, bei denen sich die Maschinenstillstandszeiten für das Zerlegen und Auswechseln von beschädigten Werkzeugen auf bis zu einem Tag belaufen können.

Zum Schutz solcher sensiblen Verbraucher werden heute USV-Anlagen eingesetzt. *In diesen Markt könnten auch kleine SMES eindringen. Insbesondere zum Schutz von Anlagen mit einem vergleichsweise hohen Leistungsbedarf (einige MW) würden sie unter Umständen eine günstige Alternative zu batteriebasierten statischen USV bieten*. Häufig reichen für derartige Anlagen, bei denen hohe Leistungen nur für eine relativ kurze Zeit - zum „Durchfahren“ von kurzzeitigen Einbrüchen und zum kontrollierten Abfahren der Produktion bzw. zum Anfahren von Ersatzstromaggregaten bei längeren Netzausfällen - benötigt werden, Speicherinhalte von 30 Vollastsekunden aus. Kostenvorteile für kleine SMES können sich auch dann ergeben, wenn ein Verbraucher

aufgrund seiner räumlichen Gegebenheiten eine Unterbringung der Batterien nicht oder nur mit umfangreichen baulichen Veränderungen realisieren kann. Ein solcher Fall tritt häufig dann ein, wenn Verbraucher erst nach Inbetriebnahme einer Anlage feststellen, daß für diese unter ihren Netzbedingungen eine USV erforderlich ist und dieses in den ursprünglichen Planungen nicht berücksichtigt wurde. Derartige SMES-Lösungen sind bereits erfolgreich getestet worden und kommerziell erhältlich.

2.3.4 Pufferung von Stoßlasten

Einige industrielle Stromkunden verfügen über Verbraucher, die zyklisch eine sehr hohe elektrische Leistung für kurze Zeit beanspruchen. Beispiele dafür sind Schmiedehämmer, Pressen, Walzwerksantriebe oder Bahnnumformer. Möglich sind dabei wiederkehrende Lastsprünge bis zu 100 MW. Derartige Anlagen können - abhängig von der Netzkonfiguration - beträchtliche Schwankungen auf dem übergeordneten Versorgungsnetz erzeugen. In leistungsstarken Netzverbänden (wie beispielsweise dem westeuropäischen Verbundnetz) gehen diese Schwankungen in den stochastischen Lastschwankungen unter und erfordern keine besonderen Gegenmaßnahmen. In kleineren Netzen oder in Randgebieten größerer Netze können solche Verbraucher zu Problemen und zu Kompensationsbedarf führen. Abhilfe könnte hier ein vergleichsweise kleiner schneller Speicher schaffen, der die hohe Verbraucherleistung bereitstellt und sich außerhalb der Anforderungszeiten mit relativ geringer dem Netz entnommener Leistung wieder auflädt.

Für einen Verbraucher, dessen Stoßlasterzeugung nicht zu technischen Problemen bei Dritten führt, existieren keine Anreize zur Anwendung von Speichern in diesem Bereich. Eine Reduktion des Leistungspreises, den das Unternehmen an das EVU zu entrichten hat, kann durch einen Speichereinsatz in der Regel nicht erreicht werden. Der Leistungspreis wird durch Messung von Viertelstundenmittelwerten der bezogenen Leistung ermittelt. Bei Lasten mit kürzeren Zykluszeiten wird somit auch nur der Leistungsmittelwert und nicht die tatsächlich bezogene Spitzenleistung berechnet, eine Pufferung der Last wird somit nicht honoriert.

Alternativ zur Stoßlastkompensation durch den Verbraucher *könnte auch das versorgende EVU die Stoßlastkompensation* - entweder im Anschlußpunkt oder an einer anderen geeigneten Stelle im Netz - *durchführen* und damit zum einen über einen höheren Strompreis, zum anderen über die dann mögliche schwächere und damit preiswertere Auslegung von Betriebsmitteln (Leitungen, Transformatoren usw.) profitieren. Auch diese Entscheidung ist von der jeweiligen Situation abhängig, die Spanne des „Wertes“ einer solchen Strategie ist sehr breit: Er reicht von nahe Null für den Fall, daß weder bei den Erzeugern noch im Netz durch die Kompensation Einsparungen möglich sind, bis hin zu etwa 2 Mio. DM/MW reduzierter Stoßlast, wenn durch Kompensation der Zubau zusätzlicher Kraftwerksleistung und die sonst notwendige Verstärkung von Betriebsmitteln verhindert werden können.

2.3.5 Anwendungen in der Bahnstromversorgung

Um bei den relativ kurzen Haltestellenabständen der Stadtbahnnetze hohe mittlere Beförderungsgeschwindigkeiten (als Maß für die Beförderungsqualität) realisieren zu können und weil die Maximalgeschwindigkeit begrenzt ist, werden die Fahrzeuge so ausgelegt, daß sie hohe Anfahr- und Bremsbeschleunigungen erreichen. Dadurch werden in den Beschleunigungsphasen hohe Energieeinsätze notwendig, die zu großen Teilen während der Bremsphasen wieder zur Verfügung stünden.

Eine Einspeisung der Energie in das Netz ist allerdings nur dann möglich, wenn im Speiseabschnitt des Netzes ein Verbraucher vorhanden ist, der in der Lage ist, diese Energie aufzunehmen. Dies ist jedoch häufig nicht der Fall.

Ein Speicher könnte theoretisch die dann überschüssige Energie aufnehmen und dem nächsten den Speiseabschnitt passierenden Fahrzeug wieder zur Verfügung stellen. Eine grobe Abschätzung hat gezeigt, daß je nach angenommenem Fahrspiel und Fahrzeugtyp die jährlichen Einsparungen durch eine *Nutzung der Rückspeiseenergie* zwischen 1.000 und 60.000 DM/a liegen. Die Investitionskosten für die dazu notwendigen SMES-Anlagen würden mehrere Millionen DM betragen. Darum ist ein Einsatz von SMES allein für diese Anwendung *derzeit wirtschaftlich nicht attraktiv*. Unter besonderen Umständen können aber zusätzliche Aufgaben gefunden werden, die solchen Speichern einen - nicht immer exakt zu quantifizierenden - Bonus geben (z.B. für Notstromversorgung oder Spannungsstabilisierung) und ihren Einsatz aufgrund betrieblicher Vorteile für einzelne Betreiber rechtfertigen könnten.

2.4 Mobile Anwendungen

Für einen Einsatz von SMES als Energiequelle in einem Elektroauto gehen wir davon aus, daß der notwendige Speicherinhalt für eine angemessene Reichweite etwa 20 kWh betragen muß. Das zulässige Gesamtgewicht derartiger Fahrzeuge liegt im Bereich von 1000 kg.

Aus unserer Sicht eignen sich für mobile Anwendungen grundsätzlich nur Spulenkonfigurationen, die frei von äußeren Feldern sind. Anderenfalls können durch hohe externe Felder Wechselwirkungen mit in der Nähe befindlichen technischen Objekten auftreten sowie Menschen und Tiere gefährdet werden. Eine Abschirmung scheint aufgrund der dafür notwendigen großen Massen nicht realistisch. Nach dem heutigen Stand des Spulenbaus würde eine toroidale Spulenanordnung mit einem Energieinhalt von etwa 20 kWh (72 MJ) mehrere Tonnen wiegen. Zudem sind die aufgrund der Wärmestrahlungsverluste durch die Spulenoberfläche aufzuwendenden Hilfsenergien derart hoch, daß der Speicherinhalt in kurzer Zeit allein dafür aufgezehrt wäre. Ein Einsatz von Hochtemperatursupraleitern könnte dieses Problem zwar mildern, das grundsätzliche Problem der hohen Spulenmasse läßt sich dadurch aber nicht lösen. *Ein Einsatz von SMES als alleinige Energieversorgung von elektrisch betriebenen Straßenfahrzeugen muß darum nach dem heutigen Stand des Wissens als technisch nicht realisierbar angesehen werden.*

Aufgabe	Tageslastausgleich in Verbundnetzen:	Tageslastausgleich in regionalen und lokalen Netzen	Sekundenreserve
Beschreibung	Zwischenspeicherung von zu Zeiten geringen Bedarfs überschüssigen Stromes und Rückspeisung in Zeiten hohen Bedarfs	Zwischenspeicherung von zu Zeiten geringen Bedarfs überschüssigen Stromes und Rückspeisung in Zeiten hohen Bedarfs	Entlastung des konventionellen Kraftwerksparks von der Bereitstellung der Sofortreserve
Spezifikationen und Anforderungen an ein Speichersystem	<ul style="list-style-type: none"> - Leistung einige hundert MW - Speicherdauer 2-10 Vollaststunden („geringes P/E-Verhältnis“) - hoher Zykluswirkungsgrad, geringe Investitionskosten, sehr hohe Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit 	<ul style="list-style-type: none"> - Leistung einige zehn MW in regionalen Netzen - Speicherdauer 2-10 Vollaststunden - hoher Zykluswirkungsgrad, geringe Investitionskosten, sehr hohe Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit 	<ul style="list-style-type: none"> - Leistung je nach Standort, Netzkonfiguration und Qualitätsanforderungen (dezentral 2,5 % ... ca. 10 % der jew. Kraftwerksleistung, zentral 2,5 % ... ca. 10 % der Netzlast) - Speicherdauer 5 ... 10 Vollastminuten - schnelle Ansprechzeit
Effekte	<ul style="list-style-type: none"> - Erhöhung der Ausnutzungsdauer von Grund- und Mittellastkraftwerken - Verbesserung der Betriebsbedingungen und Verlängerung der Lebensdauer von KW, - Reduktion der spezifischen Betriebskosten, - Aufschub oder Verzicht auf Leistungszubau - Substitution von Primärenergieträgern 	<ul style="list-style-type: none"> - Partielle Glättung der Lastkurve auf der Verbundebene, hat gleichen Effekt wie der SMES-Einsatz auf der Verbundebene - Auslegung der Betriebsmittel auf geringere Maximalleistung möglich - Aufschub oder Verzicht auf Netzverstärkungen 	<ul style="list-style-type: none"> - Entlastung konventioneller Kraftwerke von der Androsselung der Turbinenstellventile - Reduktion von Brennstoffverbrauch und Betriebskosten - Erhöhung der verfügbaren Kraftwerksleistung
Alternativen	<ul style="list-style-type: none"> - Pumpspeicherwerke - Druckluftspeicher-GTKW - Leistungszubau mit konventionellen Kraftwerken - Demand-Side Management, Lastmanagement - Leistungsaustausch mit anderen EVU, Verbundnetze 	<ul style="list-style-type: none"> - Batterien - Demand-Side Management, Lastmanagement - Leitungsausbau 	<ul style="list-style-type: none"> - Androsselung der Turbinenstellventile - H₂O₂-Schnelldampferzeuger - Batteriespeicher - Schwungmassenspeicher
Realisierungsbedingungen	- Nutzen abhängig von der Struktur des Kraftwerksparks bzw. den Bedingungen des Leistungsbezuges	- Nutzen abhängig von den Bedingungen des Leistungsbezuges bzw. von den Kosten des Netzausbaus	- Kosten-Nutzen-Relation läßt sich durch Vergleich mit konventionellen Maßnahmen gut bestimmen
Beschränkungen für SMES	<ul style="list-style-type: none"> - leistungsfähige, häufig kostengünstigere technische Alternativen - für Speicherdauern länger als Tageszyklus nicht geeignet 	<ul style="list-style-type: none"> - strukturelle Beschränkungen - Anforderungen an die Umweltverträglichkeit beim Einsatz in Lastzentren höher - für Speicherdauern länger als Tageszyklus nicht geeignet 	
Chancen und Zeitrahmen	- Bedarf nur langfristig denkbar, Realisierungswahrscheinlichkeit eher gering	- Bedarf nicht vor 2010, Realisierungswahrscheinlichkeit eher gering	- Realisierung wahrscheinlich, aber nicht vor 2000

Tab. Z-2: Einsatzbereiche für SMES - Anforderungen, Auswirkungen und Realisierungsmöglichkeiten

Aufgabe	Pufferung fluktuierender regenerativer Energien	Netzdynamische Anwendungen	Pufferung fluktuierender Lasten
Beschreibung	Puffern kurzzeitiger Leistungsschwankungen fluktuierender Energien bei hohem Durchdringungsgrad	Verbesserung der statischen und dynamischen Stabilität von Netzen	Puffern kurzzeitiger hoher Leistungsschwankungen bei Verbrauchern
Spezifikationen und Anforderungen an ein Speichersystem	<ul style="list-style-type: none"> - abhängig vom Standort, einige zehn MW für eine bis zwei Stunden - Einsatz nahe der einspeisenden Kraftwerke oder zentral im Netz 	<ul style="list-style-type: none"> - abhängig vom Standort - unabhängige Steuerung von Wirk- und Blindleistung - für statische Stabilität Installation im Zentrum des Systems vorteilhaft, einige bis einige hundert MW für ein bis zwei Sekunden - für dynamische Stabilität Installation am Generator zu bevorzugen, einige Zehntel der Generatorleistung für eine Sekunde 	<ul style="list-style-type: none"> - abhängig von der Stabilität und damit der Leistungszahl des versorgenden Netzes - wird direkt beim Verbraucher (an der pulsierenden Last) installiert - maximal notwendiger Speicherinhalt ergibt sich aus Leistungsbedarf, Impulsform und Impulsdauer (in der Regel einige MW für wenige Sekunden)
Effekte	<ul style="list-style-type: none"> - Entlastung konventioneller Kraftwerke von verstärkte Regelanforderungen - ab einem bestimmten Durchdringungsgrad ist SMES „technology enabler“ 	<ul style="list-style-type: none"> - Erhöhung der Transportkapazität von Übertragungsleitungen - Verbesserung der Spannungsstabilität 	<ul style="list-style-type: none"> - Reduktion von Frequenz- und Spannungsschwankungen im Netz, Verbesserung der Stromqualität
Alternativen	<ul style="list-style-type: none"> - schnell regelbare Kraftwerke - Batterien - evtl. Schwungmassenspeicher - Wasserstoff 	<ul style="list-style-type: none"> - Power System Stabilizer (PSS) - Static Var Compensator (SVC) 	<ul style="list-style-type: none"> - Netzausbau
Realisierungsbedingungen	<ul style="list-style-type: none"> - abhängig vom Leistungsanteil der Regenerativen - wohl nicht notwendig bei Durchdringung unter 5 bis 25 % (Abschätzungen) - Szenario aus heutiger Sicht nur bei starker politischer Einflußnahme denkbar 	<ul style="list-style-type: none"> - muß kostengünstiger sein als die verfügbaren technischen Alternativen zur Stabilitätsverbesserung 	<ul style="list-style-type: none"> - je geringer die Leistungszahl des Netzes und je höher der Leistungspuls des Verbrauchers ist, desto höher ist der Bedarf - bevorzugt in leistungsschwachen Netzen und Teilnetzen einzusetzen
Beschränkungen für SMES	<ul style="list-style-type: none"> - offen, in welchem Umfang verstärkte Regelanforderungen an konventionelle Kraftwerke entstehen 	<ul style="list-style-type: none"> - Kosten der konventionellen Alternativen meist geringer 	<ul style="list-style-type: none"> - deutsches Netz ist Bestandteil des ausgedehnten und stabilen westeuropäischen Verbundnetzes - keine wirtschaftlichen Anreize
Chancen und Zeitrahmen	<ul style="list-style-type: none"> - Bedarf nur langfristig denkbar, Realisierungswahrscheinlichkeit eher gering 	<ul style="list-style-type: none"> - Bedarf existiert 	<ul style="list-style-type: none"> - Bedarf eher gering

Tab. Z-2 (Fortsetzung): Einsatzbereiche für SMES - Anforderungen, Auswirkungen und Realisierungsmöglichkeiten

Aufgabe	Schutz von Verbrauchern vor kurzzeitigen Spannungseinbrüchen	Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV)	Versorgung von Elektrofahrzeugen
Beschreibung	Schutz von sensiblen Verbrauchern vor kurzzeitigen Spannungseinbrüchen, Reduktion des Spannungseinbruchs für eine kurze Zeit	Schutz von sensiblen Verbrauchern vor Netzausfällen (auch längerandauernden) sowie bei kurzzeitigen Spannungseinbrüchen	Mobile Anwendung auf elektrisch getriebenen Fahrzeugen
Spezifikationen und Anforderungen an ein Speichersystem	<ul style="list-style-type: none"> - zu sichernde Verbraucherleistung (ein bis einige MW) für 1 bis 5 Sekunden - Einsatz direkt bei sensiblem Verbraucher oder im Verbraucherteilnetz 	<ul style="list-style-type: none"> - zu sichernde Verbraucherleistung (ein bis einige MW) für bis zu 30 Sekunden (bis zum Umschalten auf alternative Leitung oder Hochfahren einer Ersatzstromversorgung) - Einsatz direkt bei sensiblem Verbraucher oder im Verbraucherteilnetz 	<ul style="list-style-type: none"> - notwendige Reichweite des Fahrzeugs nicht unter 200 km - notwendiger Speicherinhalt für Personenfahrzeuge etwa 20 kWh, für größere Fahrzeuge mehr
Effekte	<ul style="list-style-type: none"> - Erhöhung der Verfügbarkeit sensibler Verbraucher - Reduktion oder Wegfall von Ausfallkosten 	<ul style="list-style-type: none"> - Erhöhung der Verfügbarkeit sensibler Verbraucher - Reduktion oder Wegfall von Ausfallkosten - Lebensdauererlängerung bei oder vollständiger Verzicht auf Batterie in konventioneller USV 	
Alternativen	<ul style="list-style-type: none"> - „Härtung“ sensibler Geräte - batteriebasierte USV - Schwungmassenspeicher - Kondensatorbänke aus neuen Kondensatoren (?) 	<ul style="list-style-type: none"> - konventionelle USV 	<ul style="list-style-type: none"> - konventionelle Antriebe - Batterien - moderne elektrochemische Antriebskonzepte
Realisierungsbedingungen	<ul style="list-style-type: none"> - erforderlich weniger in stabilen Netzen als an Netzausläufern oder in schwachen Netzen 	<ul style="list-style-type: none"> - erforderlich weniger in stabilen Netzen als an Netzausläufern oder in schwachen Netzen - USV sind bei einigen Verbrauchergruppen vorgeschrieben bzw. notwendig 	
Beschränkungen für SMES	<ul style="list-style-type: none"> - Kosten 	<ul style="list-style-type: none"> - Kosten 	<ul style="list-style-type: none"> - Masse des Speichers - Abschirmung, Bauform - Hilfsenergiebedarf
Chancen und Zeitrahmen	<ul style="list-style-type: none"> - Bedarf existiert 	<ul style="list-style-type: none"> - Bedarf existiert 	<ul style="list-style-type: none"> - keine

Tab. Z-2 (Fortsetzung): Einsatzbereiche für SMES - Anforderungen, Auswirkungen und Realisierungsmöglichkeiten

3. Zur Risikoproblematik elektromagnetischer Felder

In SMES-Anlagen entstehen elektromagnetische Felder, die auf sich im Umfeld befindende lebende Organismen und technische Systeme einwirken. Biologische Wirkungen elektromagnetischer Felder sind von zentraler Bedeutung für die Beurteilung der Umweltverträglichkeit von SMES und die Akzeptanz solcher Systeme in der Bevölkerung.

3.1 Zu den magnetischen Feldern einer SMES-Anlage

Zugrundegelegt wurden den Erörterungen jene elektromagnetischen Felder, die nach unseren Abschätzungen durch eine SMES-Anlage generiert werden. Diese sind - wie oben ausgeführt - unter anderem von der Bauform der Spule abhängig. Wegen der geringen Streufelder von Toroiden sind die nachfolgenden Zahlen und Bewertungen aus den Verhältnissen bei Solenoidmagneten abgeleitet und hauptsächlich für diese von Bedeutung.

Bei derartigen Magneten tritt ein vergleichsweise sehr starkes magnetisches Gleichfeld in der Größenordnung von einem Tesla auf, das infolge von Ladungs- und Entladungsvorgängen der SMES-Spulen zeitlichen Schwankungen unterworfen ist und dem außerdem aus technischen Gründen schwache magnetische Wechselfelder überlagert sind (Tabelle Z-3). Zudem wurde eine Zweiteilung der exponierten Gruppen vorgenommen: Während das Betriebspersonal, beispielsweise im Rahmen von Wartungsarbeiten, Zugang auch zu Bereichen mit vergleichsweise hohen Feldstärken hat, wird für die allgemeine Öffentlichkeit der Zugang zu Bereichen mit statischen Feldstärken von mehr als 0,5 mT durch geeignete Absperrungen verhindert. Dies ist dadurch begründet, daß oberhalb dieses Wertes Herzschrittmacher nicht mehr zuverlässig funktionieren und darum der Zutritt von Personen mit solchen Geräten zu Bereichen höherer Feldstärken sicher ausgeschlossen werden muß.

	allgemeine Öffentlichkeit	Betriebspersonal
Feld	Absperrung bei Isolinie 0,5 mT („Herzschrittmacherlinie“)	1 bis 2 T
zeitliche Feldänderung	a) dB/dt < 0,5 mT/s oder 0,1 mT Amplitude bei 2 Hz Dreiecksfunktion b) Ripple mit 0,5 µT Amplitude bei 600 Hz	a) dB/dt < 1 T/s oder 0,2 T Amplitude bei 2 Hz Dreiecksfunktion b) Ripple mit 1 mT Amplitude bei 600 Hz
räumliche Feldänderung	< 0,1 mT/m	< 1 T/m

Tab. Z-3: Parameter für von SMES-Solenoiden ausgehende Magnetfelder

3.2 Elektromagnetische Verträglichkeit

Unter elektromagnetischer Verträglichkeit versteht man die Fähigkeit eines Gerätes, in der elektromagnetischen Umwelt zufriedenstellend zu arbeiten, ohne dabei selbst elektromagnetische Störungen zu verursachen, die für andere in dieser Umwelt vorhandene Geräte unannehmbar wären. Dementsprechend muß der Höchstwert der von den Geräten ausgehenden elektromagnetischen Strahlung so bemessen sein, daß der Betrieb anderer Geräte (beispielsweise Industrieausrüstungen, Telekommunikationsgeräte, Funkgeräte für Luft- und Seeschifffahrt) nicht beeinträchtigt wird. Nach der in der Bundesrepublik Deutschland geltenden Norm gilt eine

elektrische Einrichtung demnach als verträglich, wenn sie sowohl tolerierbare Störungen aussendet als auch eine ausreichende Störfestigkeit bzw. Immunität gegenüber Störern aufweist.

Sollte es zu einer verbreiteten Einführung von größeren SMES-Anlagen mit Spulen vom Solenoid-Typ kommen, entsteht Forschungsbedarf zur *Identifikation von Geräten und Systemen, die durch statische und schwach veränderliche magnetische Felder gestört werden können*. Diesbezüglich bisher *vorliegende Ergebnisse sind eher heuristisch und unvollständig*: Bekannt sind beispielsweise Störungen von Bildgebungssystemen, die auf Elektronenstrahlbildröhren basieren (z.B. Computermonitore, Fernsehgeräte oder Oszilloskope); von magnetischen Speichermedien (Disketten, Plattenspeicher, Magnetbänder) sowie von elektronischen Bauelementen und Schaltkreisen. *Systematische Untersuchungen zu dieser Problematik liegen bislang nicht vor.*

3.3 Zu den biologischen Wirkungen magnetischer Felder

Im Gegensatz zu elektrischen Feldern durchdringen magnetische Felder den menschlichen Körper weitgehend ungeschwächt und bewirken in ihm, je nach elektromagnetischen Materialeigenschaften, unterschiedliche physikalische Wirkungen. Sowohl für Gleich- als auch für Wechselfelder wurde im Laufe der letzten ein bis zwei Jahrzehnte eine Fülle von Wirkungen auf biologische Substanzen entdeckt. Insbesondere werden in dieser Arbeit Wirkungen referiert auf Makromoleküle und Zellmembranen, auf chemische Reaktionen und Enzymaktivitäten, auf genetische Strukturen, auf Embryogenese, Entwicklung und Morphologie von Organismen, auf physiologische Wirkungen und auf das Verhalten von Lebewesen. Kennzeichnend für die empirische Beschreibung dieser Wirkungen sind mannigfaltige Unzulänglichkeiten der Durchführung entsprechender Experimente, was die Beurteilung der Gesundheitsrelevanz dieser Wirkungen sehr erschwert oder in vielen Fällen sogar unmöglich macht. So leidet die Ausführung der Experimente im einzelnen oft unter folgenden Schwächen: Sie sind nicht hinreichend sensitiv angelegt, um auch kleine Wirkungen festzustellen; die Expositionsperioden werden nicht angemessen zeitlich positioniert bzw. nicht groß genug gewählt; in epidemiologischen Untersuchungen werden Kofaktoren nicht zureichend berücksichtigt; die statistische Signifikanz ist nicht hinreichend groß, um Experimente konklusiv zu machen; Experimente werden sehr oft nur mangelhaft von unabhängigen Experimentatoren bestätigt - was unter anderem dazu führt, daß es eine Reihe von Wirkungen gibt, denen man Relevanz für die Lozierungsproblematik einer SMES-Anlage zuspräche, sofern sie bestätigt würden; und schließlich existieren für Langzeiteffekte sehr wenige Ergebnisse.

3.3.1 Zur Gesundheitsrelevanz biologischer Wirkungen

Die Frage der Gesundheitsrelevanz biologischer Wirkungen ist - einmal abgesehen von einer Reihe wohlbestätigter Wirkungen für relativ starke Felder, wie 'Erregungen' von Nerven- und Muskelzellen bzw. Magnetosphenen - *von außerordentlicher wissenschaftlicher Ungewißheit geprägt*. Dies hängt erstens mit den oben beschriebenen Ungewißheiten hinsichtlich des empirischen Kenntnisstandes biologischer Wirkungen zusammen. Zweitens sind viele Wirkungen nur auf der Ebene der Zellen oder Organe unter Laborbedingungen beschrieben worden, und es ist oft unbekannt, ob und wie sich diese Wirkungen in Gesamtorganismen unter realen Umweltbedingungen auswirken würden. Drittens sind theoretische Ansätze zur Beschreibung von biologischen Wirkungen heute meistens nur sehr unvollkommen vorhanden (siehe unten). Begrifflich adäquat beschrieben werden kann

diese komplexe und von hoher wissenschaftlicher Ungewißheit geprägte Situation durch den Begriff des hypothetischen Risikos, für das definitionsgemäß Eintrittswahrscheinlichkeiten ungewiß und Wirkungsmechanismen eventuell unbekannt sind. Im Extremfall kann es sich also um einen nur mehr oder minder gut begründeten Risikoverdacht handeln. *Der Hypothesizität der Risiken entsprechend, fallen Beurteilungen der Gesundheitsrelevanz elektromagnetischer Felder, wie sie in der wissenschaftlichen Diskussion zu finden sind, im allgemeinen vorsichtig aus.* Der allgemeine Tenor lautet: *Es existieren in der Tat empirisch und theoretisch gestützte Hinweise auf gesundheitliche Risiken elektromagnetischer Felder - und zwar schon auf Niveaus von Umweltfeldern. Sie seien so substantiell, daß man sie nicht negieren dürfe. Es gäbe allerdings keine starken Hinweise darauf - von Beweisen gar nicht zu reden -, daß elektrische und magnetische Felder eine gravierende Ursache von klinisch relevanten Wirkungen seien:* Biologisches Verständnis, quantitative Dosis-Wirkungs-Beziehungen und eine wissenschaftliche gut begründete Basis für Risikobewertungen, die eine solche Auffassung rechtfertigen könnten, seien im allgemeinen nicht vorhanden.

3.3.2 Zur Theorie biologischer Wirkungen

Anläßlich all dieser Ungewißheiten ist die Frage nach Theorien biologischer Wirkungen - vor allem hinsichtlich ihrer Gesundheitsrelevanz - von größtem Interesse; aber auch dieses Feld ist nur sehr unvollkommen entwickelt. Von einigen gut verstandenen Wirkungen, wie den erwähnten 'Erregungen' von Nerven und Muskelzellen einmal abgesehen, existieren für viele Wirkungen - vor allem für die 'schwachen und subtilen Wirkungen' (siehe unten) - heute nur unvollkommene Ansätze eines theoretischen Verständnisses. So gibt es zum Beispiel wissenschaftlichen Streit schon darüber, ob relative schwache Felder - unterhalb der Stärke von natürlichen körperinneren Feldern - von Organismen physikalisch überhaupt 'wahrgenommen' werden können. Forscher, die diese Frage bejahen, sprechen in diesem Zusammenhang von einem 'neuen Paradigma'. Ebenfalls von großer Unvollkommenheit gekennzeichnet ist die Situation hinsichtlich biologischer Modelle vor allem für Wirkungen, die auf komplexen Prozessen beruhen. Vor allem drei Begriffe spielen in diesem Zusammenhang eine herausragende Rolle: Zellmembran, Kalzium-Stoffwechsel und Chronobiologie.

3.4 Zur naturwissenschaftlichen Problematik relevanter Grenzwerte

Wissenschaftliche Ungewißheiten haben auch Auswirkungen auf die Grenzwertproblematik. So zeigt die Analyse, daß unterschiedliche biologische Wirkungen in Grenzwerten in sehr unterschiedlicher Weise berücksichtigt werden: *Den Grenzwerten werden primär jene wohlbestätigten Wirkungen relativ starker elektromagnetische Felder zugrunde gelegt* (vor allem die 'Erregungen von Nerven- und Muskelzellen und andere wohlbestätigte biologische Effekte), *für welche Risikobewertungen mit relativ großer wissenschaftlicher Gewißheit vorliegen.* 'Schwache und subtile Wirkungen' unterhalb des Niveaus innerer natürlicher Körperströme, - an ihrer Existenz wird heute im allgemeinen nicht mehr gezweifelt, von den erwähnten Ungewißheiten hinsichtlich der Gesundheitsrelevanz sind sie jedoch besonders betroffen - *werden demgemäß den Grenzwerten explizit nicht zugrunde gelegt.* Begründet wird dies im wesentlichen damit, daß Hinweise auf diese hypothetischen Risiken zu schwach seien. Eine andere Gruppe von Wirkungen, für welche Grenzwerte mit wissenschaftlich begründeten Quantifizierungen nicht festgesetzt werden konnten, sind Langzeitwirkungen. Für ihre

Bewertung liegen Forschungsergebnisse nicht ausreichend vor. Generell sind die Grenzwertfestsetzungen übrigens dadurch beeinträchtigt, daß die dazu benötigten Dosis-Wirkungs-Beziehungen im allgemeinen nicht bekannt sind.

3.4.1 Zur Risikoproblematik der SMES-Felder

Aus der Perspektive der Risikoproblematik betrachtet resultiert aus all den diskutierten wissenschaftlichen Ungewißheiten bezüglich der Gesundheitsrelevanz biologischer Wirkungen auch eine entsprechende Ungewißheit für die Gesundheitsrelevanz der SMES-Felder. Selbst die Orientierung an Grenzwerten (siehe unten) kann darüber nicht hinweghelfen. Denn die de facto für die Bundesrepublik Deutschland relevanten Grenzwerte widerspiegeln unter anderen auch alle die erwähnten wissenschaftlichen Ungewißheiten der Grenzwert-Festsetzungen. Als Manko berücksichtigt wird dies übrigens in einem Punkt durch eine Empfehlung eines für diese Arbeit angefertigten Gutachtens des Mediziners H. Schaefer, die über den Rahmen der relevanten Grenzwerte hinausgeht: Schwangere sollten am Betreten der SMES-Anlage gehindert werden, weil die Gesundheitsrelevanz entsprechender Wirkungen zu ungewiß sei. Weitere über den Rahmen der Grenzwerte hinausgehende Maßnahmen werden von Schäfer nicht empfohlen, im wesentlichen deshalb, weil Hinweise auf Gesundheitsrisiken nicht substantiell genug seien. Analog kann man generell die Erörterungen dieser Arbeit hinsichtlich der Risikoproblematik der SMES-Anlage zusammenfassen: *Außer den durch die Grenzwerte abgedeckten Risiken existieren keine starken Hinweise auf weitere Gesundheitsrisiken der von SMES-Solenoiden ausgehenden Felder (Die Toroid-Streifelder sind verglichen mit diesen klein und darum hier vernachlässigbar).*

3.4.2 Die relevanten Grenzwerte

Folgende Grenzwerte sind für die SMES-Problematik relevant: Erstens die von einer Unterorganisation der Weltgesundheitsorganisation erlassenen Richtlinien sowohl für Wechselfelder der Frequenz 50/60 Hz als auch entsprechende Richtlinien für Gleichfelder; und zweitens auf ihnen gegründete DIN/VDE-Normen. Ein Vergleich der SMES-Felder mit diesen Grenzwerten ergibt nun, *daß die Grenzwerte für den sogenannten beruflichen Bereich, d.h. für die in einer SMES-Anlage Arbeitenden, zumindest bei größeren Solenoiden im allgemeinen um Größenordnungen überschritten werden.* Zuzurechnen ist dies den 'starken und wohlbestätigten' Wirkungen, und den diesbezüglichen großen 'Sicherheitsabständen', die nicht bewertbare Langzeit-Risiken berücksichtigen sollen. Schon aufgrund dieser Grenzwertüberschreitungen erscheint es nicht möglich, für das SMES-Projekt Spulenformen mit starken äußeren Feldern (wie Solenoide) in Einklang mit Grenzwert-Erfordernissen zu bringen. Darüber hinaus erscheint folgendes bemerkenswert: *Grenzwerte wurden im letzten Jahrzehnt zum Teil beträchtlich abgesenkt; und es gibt auch Anzeichen dafür, daß sich dieser Trend in Zukunft fortsetzen wird.* Freilich bestehen auch gegenläufige Tendenzen, so neigen Industrie und Handel in der Bundesrepublik Deutschland oft eher zu höheren Grenzwerten.

	Grenzwerte in mT					
	Allgemeine Öffentlichkeit			Berufliche Exposition		
	Exposition von Menschen unterschiedlicher Empfindlichkeit bis zu 24 Stunden pro Tag			Exposition von Erwachsenen unter wohldefinierten Bedingungen im Arbeitsprozeß		
	0 Hz	2 Hz	600 Hz	0 Hz	2 Hz	600 Hz
BR Deutschland (1992) ^a	1,25	1,25	0,033	75	20	1,7
IRPA (1994)	40			200		
Österreich (1993)	1,75	1,25	0,02	8,75	6,25	0,1
Vorgaben dieser Studie	0,5	0,1	0,0005	2000	200	1

Anm.: a) Werte der z.Zt. in Deutschland gültigen Vornorm DIN VDE 0848 Teil A2

Tab. Z-4: Grenzwerte für magnetische Felder

3.5 Zu gesellschaftlichen Aspekten der Risikoproblematik

Konstitutiv für die Risikoproblematik im allgemeinen sowie für Grenzwerte im besonderen sind neben wissenschaftlichen Ergebnissen immer auch gesellschaftliche Fragestellungen, d.h. Fragen von Normen und Werten, unterschiedlichen Interessen und Rechtsfragen. Diese Aspekte wurden in dieser Arbeit nicht systematisch entfaltet, sondern es wurden vereinzelt gefundene Beiträge der Literatur zu diesem Thema referiert und hinsichtlich der SMES-Problematik diskutiert. Erstens wurden einige Ideen beschrieben zur Frage, wie man angesichts wissenschaftlicher Ungewißheit potentielle Risiken managen sollte. Dazu gehören insbesondere Nutzen-Kosten-Abwägungen.. Zweitens wurden zwei von unterschiedlichen Interessen bestimmte Kontroversen (BRD bzw. USA) bezüglich Grenzwerten oder ähnlicher Maßnahmen beschrieben. Ihr Verlauf - soweit er bekannt geworden ist - illustriert, daß Grenzwerte und Normen keineswegs nur von wissenschaftlichen Erwägungen oder Vorsorgegesichtspunkten bestimmt sind. Entscheidungen werden vielmehr auch dadurch beeinflußt, daß sich bestimmte, meist ökonomische Interessen durchsetzen. Drittens wurde ein Blick auf rechtliche Aspekte der Grenzwert- und Normen-Problematik geworfen. Zur Debatte stand - auf die BRD und die EU bezogen - die Frage der rechtlichen Verbindlichkeit von Normen sowie der Schutz- und Vorsorge-Aspekt von Grenzwerten. Und viertens wurde gefragt, wie die Risikoproblematik in der Öffentlichkeit diskutiert wird und welche Konsequenzen daraus unter Umständen für den Bau einer SMES-Anlage abgeleitet werden können. Diese Konsequenzen sind, kurz gesagt, keineswegs spektakulär - der bedeutendste Hinweis: *Anlagen, deren individueller Nutzen in der Öffentlichkeit nicht unmittelbar einsichtig ist, werden von der Öffentlichkeit eher als Zumutung empfunden als Geräte und Produkte für den Endverbraucher, für die das potentielle Risiko gegen den Nutzen aufgerechnet wird.*

3.6 Schlußfolgerungen aus der Risikodiskussion und Empfehlungen

Empirie und Theorie der biologischen Wirkungen elektromagnetischer Felder sind zur Zeit in vielen wesentlichen Punkten mit großen Ungewißheiten behaftet. Deshalb *kann auch die Bewertung der Gesundheitsfolgen von biologischen Wirkungen oft nur mit Ungewißheit vorgenommen werden.* Auch die für die Bundesrepublik relevanten Grenzwerte reproduzieren diese Ungewißheiten; allerdings werden Ungewißheiten zum Teil durch vorsorglich ergriffene Sicherheitsmaßnahmen aufgefangen. Die aktuellen Grenzwerte im Bereich der in der SMES-Anlage Tätigen werden durch die betrachteten Felder von Solenoid-Anlagen um Größenordnungen überschritten. Dies könnte für

den Bau der Anlage juristisch relevant sein. Auch gesellschaftlich ist die Risikoproblematik umstritten. So stehen Forderungen nach wesentlich niedrigeren (als den gültigen) Grenzwerten andere - von ökonomischen Erwägungen diktierte - Tendenzen gegenüber, nämlich sich in Grenzwerten im wesentlichen nur an wohlbestätigten Wirkungen zu orientieren. Aus all dem leiten wir die folgende Empfehlung ab: *Erstens auf Grund vieler wissenschaftlich und gesellschaftlich ungeklärter Fragen, zweitens auch in Einklang mit allgemeinen Vorsorgeprinzipien, wie sie in relevanten Richtlinien ausgesprochen werden, und drittens schließlich wegen der erwähnten Grenzwert-Überschreitungen sollten Feldexpositionen durch die SMES-Felder so klein wie möglich gehalten werden. Dies bedeutet: Bereits beim Entwurf und beim eventuellen Bau von großen SMES-Anlagen sollte auf Spulenformen mit geringen äußeren Feldern, wie beispielsweise Toroid-Spulen, zurückgegriffen werden.*

4. FuE-Erfordernisse

Kurz- und mittelfristig ist für größere SMES-Anlagen kein Bedarf zu erkennen. Längerfristige Prozesse könnten aber dazu führen, daß Bedarf nach neuer effizienter und vergleichsweise schnell regelbarer Speicherkapazität entsteht. Dazu zählen beispielsweise mögliche Änderungen in der Struktur des Kraftwerksparks genauso wie etwaige politische Eingriffe in den Ordnungsrahmen der Elektrizitätswirtschaft und daraus resultierende strukturelle Veränderungen. Unter solchen Bedingungen könnten auch für größere SMES durchaus interessante Märkte entstehen. Kleinanlagen können schon heute in einigen Marktnischen (z. B. Sekundenreserve, Sicherung der Versorgungsqualität, Pufferung pulsierender Lasten mit hohem kurzzeitigen Leistungsbedarf) wirtschaftlich interessant sein.

Beim derzeitigen Entwicklungsstand der SMES-Technologie müssen Abschätzungen über ihre wirtschaftliche und technologische Zukunft als weitgehend spekulativ gelten. So werden seitens der Elektrizitätswirtschaft bei neuen Technologien vergleichsweise hohe Anforderungen an die technische Reife, an die Wirtschaftlichkeit unter Einsatzbedingungen, an Zuverlässigkeit und Sicherheit gestellt. Diesbezügliche Aussagen für mittlere und große SMES-Anlagen sind - so sie überhaupt existieren - mit einer Vielzahl von Unsicherheiten behaftet. Gleiches gilt für Kostenschätzungen und Kosten-Nutzen-Analysen. Eine genauere Beurteilung der Technologie würde umfangreichere praktische Erfahrungen mit dem Bau und dem Betrieb derartiger Anlagen erfordern, die jedoch gegenwärtig nicht vorliegen. Zudem fehlt für die vorgelegten Konzepte für Großanlagen aus unserer Sicht bislang der Beweis der technischen Machbarkeit und der Beherrschbarkeit unter Einsatzbedingungen.

Eine detaillierte Bewertung der SMES-Technologie und ein fundierter Vergleich mit den technischen Alternativen für verschiedene Einsatzbereiche wird die *Realisierung einer oder mehrerer Demonstrationsanlagen und umfangreiche Tests erfordern*. Aus diesen wären die technischen und wirtschaftlichen Parameter für eine *erneute Evaluierung der Technologie* zu gewinnen.

Aufgrund der Unsicherheiten bezüglich der Wirkungen der von SMES-Anlagen ausgehenden magnetischen Felder auf Mensch, Umwelt und Technik sollten - sowohl für eventuelle Demonstrationsanlagen als auch für Machbarkeitsstudien - Spulenkonfigurationen gewählt werden, bei denen die äußeren Magnetfelder von möglichst kleiner Feldstärke und geringer Ausdehnung sind. Für Kleinanlagen läßt sich dies u. U. durch Abschirmungen und Absperrmaßnahmen reali-

sieren, für größere Anlagen erscheint uns derzeit allein eine Spulenordnung in Torusform in Betracht zu kommen. Zudem ist aus unserer Sicht eine *Begleitforschung zu den Wirkungen magnetischer Felder notwendig*, um die derzeit existierenden umfangreichen Wissenslücken zu schließen und fundierte wissenschaftliche Grundlagen für die Bewertung der Feldwirkungen bereitstellen zu können.

Abschnitt I - Technik und Funktionsweise von SMES und anderen Speichertechniken

1. Grundlagen der Supraleitung und des Magnetbaus

1.1 Supraleitung - Das Phänomen

Kühlt man Materialien ab, so stellt man fest, daß bei einigen von diesen bei einer bestimmten Temperatur deutlich unterhalb der Umgebungstemperatur in einem sehr kleinen Temperaturintervall der elektrische Widerstand auf unmeßbar kleine Werte abnimmt. Dieses Phänomen wird *Supraleitung* genannt.

Bild 1-1 zeigt den Verlauf schematisch. T_c heißt kritische Temperatur, Sprungtemperatur oder Übergangstemperatur. Bild 1-2 zeigt schematisch den Unterschied zu normalleitenden Materialien.

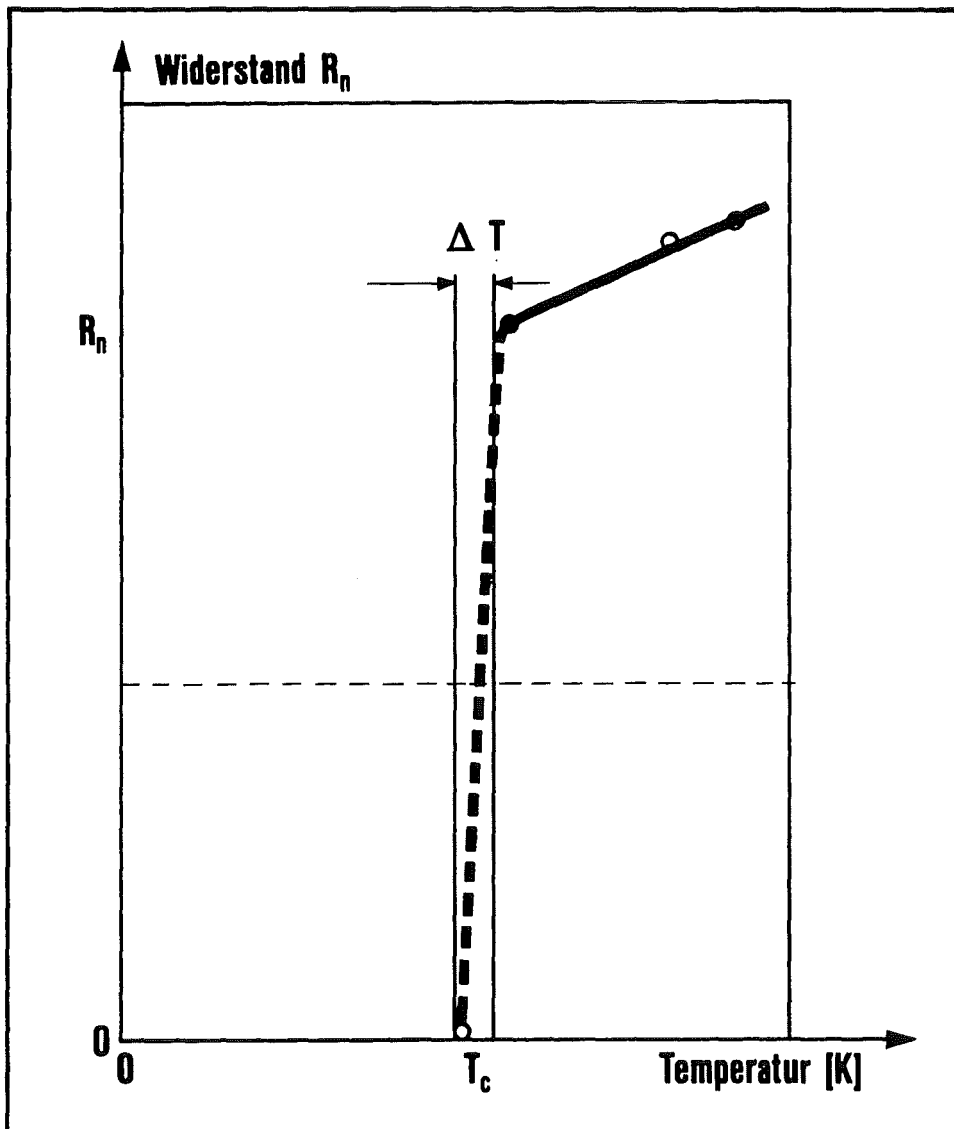


Bild 1-1: Verlauf des elektrischen Widerstandes eines Supraleiters in Abhängigkeit von der Temperatur. T_c ist die kritische Temperatur und R_n der Normalleitungs-widerstand. T_c wird bei $R_n/2$ definiert.

Der supraleitende Zustand ist durch zwei charakteristische Eigenschaften ausgezeichnet:

- die Verdrängung magnetischer Felder aus dem Inneren von supraleitenden Materialien (Meißner-Effekt) und
- die Fähigkeit, elektrischen Gleichstrom verlustfrei - widerstandslos und damit ohne Wärmedissipation - zu leiten.

Bei Wechselstromanwendungen zeigen auch supraleitende Materialien Verluste.

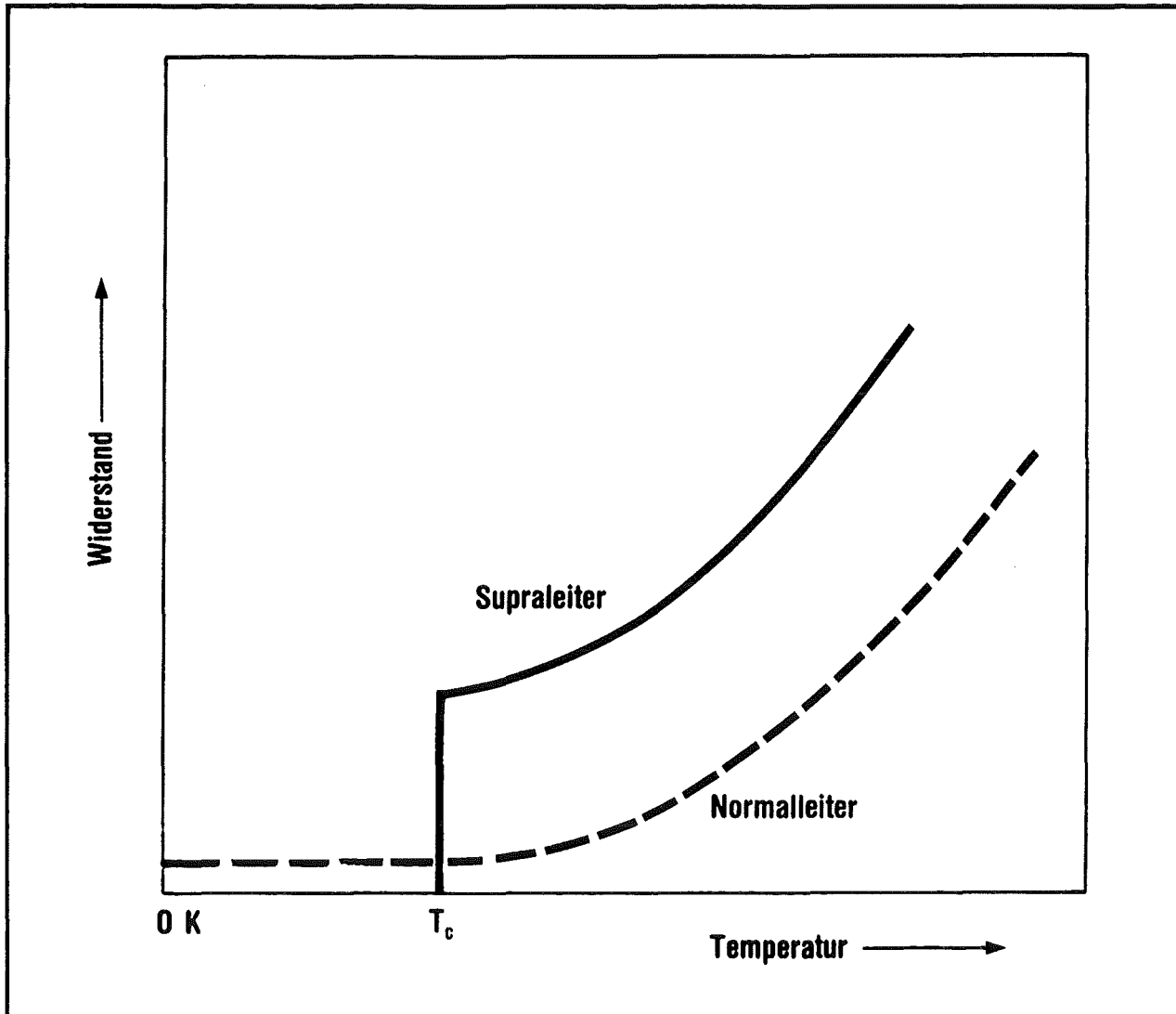


Bild 1-2: Temperaturabhängigkeit des elektrischen Widerstandes eines Normalleiters und eines Supraleiters (schematisch)

1.1.1 Die Entdeckung

Das Auftreten von Supraleitung wurde im Jahre 1911 durch Heike Kamerlingh Onnes an Quecksilber bei 4 K (-269 °C) erstmalig gefunden. Diese Entdeckung war durch die kurz zuvor gelungene Verflüssigung des Heliums möglich geworden. Die damals und bis 1986 gefundenen Materialien mit Sprungtemperaturen bis etwa 25 K werden als klassische Supraleiter bezeichnet. Um die kritischen Temperaturen zu erreichen und zu unterschreiten, bedarf es spezieller Kühltechniken. Im allgemeinen wird der größte Teil der einströmenden Wärme mit flüssigem Stickstoff bis etwa 77 K (dies entspricht -196 °C) abgefangen und der Supraleiter mit Helium auf dessen Siedetemperatur

4,2 K (-269 °C) gekühlt. Dieses Verfahren ist technisch aufwendig und hat insbesondere im Heliumteil einen geringen Wirkungsgrad.

Im Jahre 1986 stieß eine in der Zeitschrift für Physik veröffentlichte Arbeit von Bednorz und Müller auf außergewöhnliches Interesse, in der über die Beobachtung von Supraleitung oberhalb 30 K berichtet wurde. Der besonders überraschende Aspekt dieser Entdeckung war, daß das untersuchte Material (der chemischen Zusammensetzung $(\text{La,Ba})_2\text{CuO}_4$) ein Mischoxid der Metalle Lanthan, Barium und Kupfer darstellte. Die bis zu diesem Zeitpunkt entdeckten Supraleiter hingegen waren fast durchweg Metalle, Legierungen oder intermetallische Verbindungen. Weltweit begannen Wissenschaftler mit der Suche nach Supraleitung in verwandten Oxidverbindungen. Diese führte in erstaunlich kurzer Zeit zum Erfolg. Bereits 1987 wurde $\text{YBa}_2\text{Cu}_3\text{O}_7$ mit einer Übergangstemperatur von 92 K entdeckt. Der gegenwärtige Rekord von etwa 133 K für $\text{HgBa}_2\text{Ca}_2\text{Cu}_3\text{O}_{10}$ wurde 1993 aufgestellt. Für diese „neuen“ Materialien genügt bereits eine wesentlich weniger aufwendige Kühlung mit flüssigem Stickstoff bei 77 K, um den supraleitenden Zustand zu erreichen. Diese Tatsache weckte die Hoffnung auf eine ausgedehnte technische Anwendung der Supraleitung.

Der dramatische Anstieg der höchsten Übergangstemperatur T_c nach Jahrzehnten langsamer Steigerung ist in Bild 1-3 illustriert.

1.1.2 Der Meißner-Effekt

Ein Supraleiter verdrängt magnetische Felder aus seinem Innern durch Anwerfen von elektrischen Oberflächenabschirmströmen. Dieser sogenannte Meißner-Effekt, der einzigartig für den supraleitenden Zustand ist, bewirkt z. B., daß ein Permanentmagnet über einem Supraleiter schweben kann. Daher kann dieser Effekt für magnetische Lager oder für magnetische Abschirmung ausgenutzt werden. Der vollständige Meißner-Effekt tritt bei den technisch relevanten Supraleitern jedoch nur bei sehr kleinen Magnetfeldern unterhalb eines unteren kritischen Magnetfeldes B_{c1} (siehe nächster Absatz) auf und ist für deren Anwendung ohne Bedeutung.

1.1.3 Einteilung der Supraleiter

Man unterscheidet Supraleiter 1., 2. und 3. Art. *Supraleiter 1. Art* (häufig auch als Typ-I-Supraleiter bezeichnet) liegen dann vor, wenn ein bestimmtes Volumen des Festkörpers homogen supraleitend ist. Zu den Supraleitern 1. Art gehören alle supraleitenden Elemente außer Niob, V und Tc. *Supraleiter 2. Art* (Typ-II-Supraleiter) kennzeichnet, daß unterhalb einer kritischen Induktion B_{c1} kein Feld in das Innere des Supraleiters einzudringen vermag. Bis zu einer oberen kritischen Induktion B_{c2} stellt sich ein Mischzustand, die sogenannte Shubnikov-Phase, ein. In ihr existieren normalleitende Gebiete in einer supraleitenden Matrix, meist bilden sich diese Gebiete als sogenannte Flußschläuche aus. In der Shubnikov-Phase kann ein Teil des magnetischen Außenfeldes in gebündelter Form in das Innere des Supraleiters eindringen. Oberhalb B_{c2} liegt Normalleitung vor. Neuerdings wird auch der Begriff des *Supraleiters 3. Art* (oder auch harter Typ-II-Supraleiter) verwendet. Bei diesen sind die Flußschläuche durch Gitterdefekte im Festkörper fest verankert. Das ist wesentlich, wenn man verhindern will, daß bei einem Stromfluß durch den Supraleiter die Flußschläuche durch das Supraleitervolumen wandern und dadurch eine Erhöhung des spezifischen

Widerstandes mit sich bringen. Alle technisch relevanten Supraleiter gehören zu den beiden letztgenannten Gruppen.

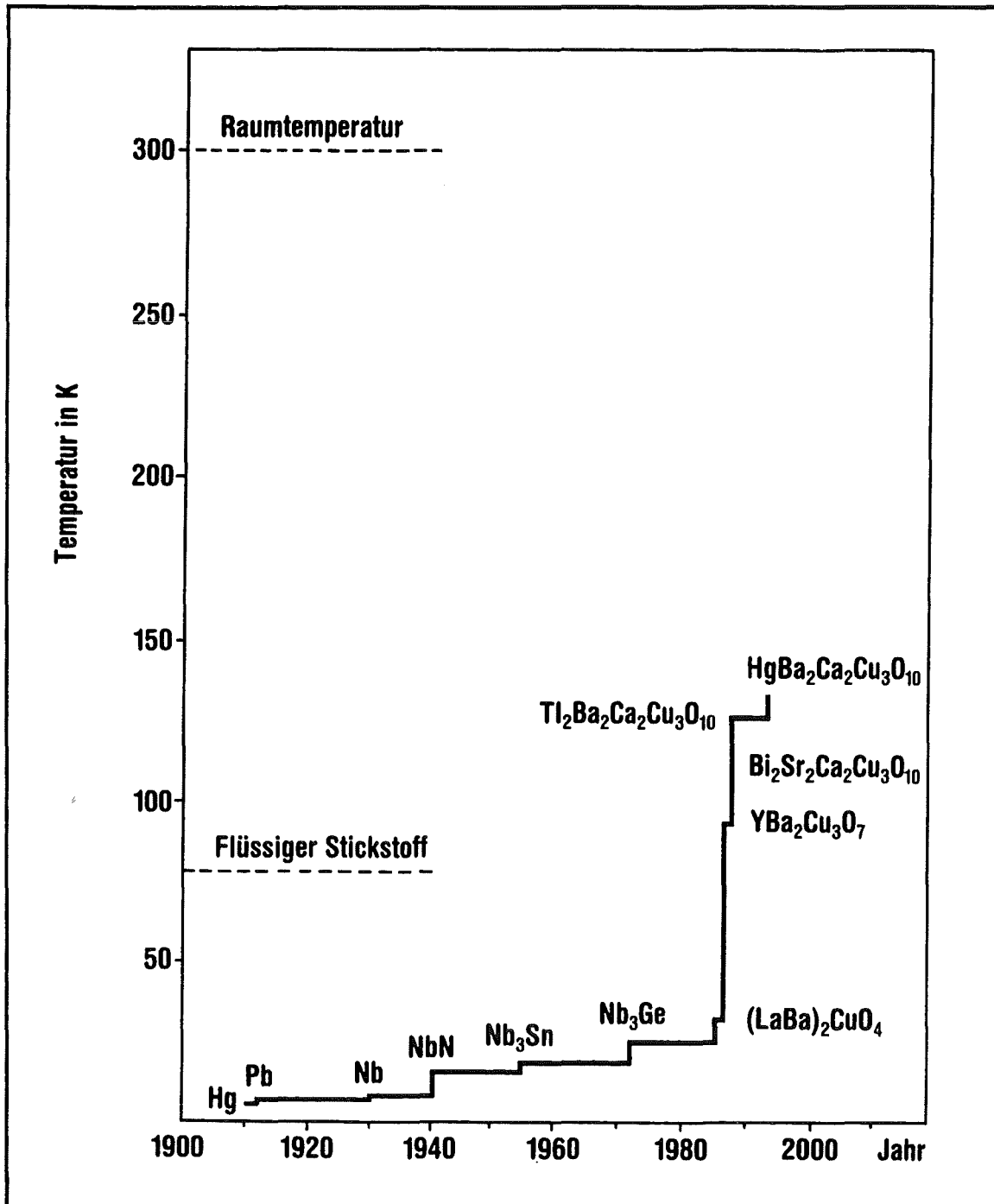


Bild 1-3: Übergangstemperatur von Supraleitern - Entwicklung der Übergangstemperatur seit Entdeckung der Supraleitung bis 1993

1.1.4 Das Verständnis

Nach der Entdeckung der Supraleitung im Jahre 1911 entwickelte sich in der Folgezeit das mikroskopische Verständnis dieses Phänomens nur recht langsam. Erst im Jahre 1957 erlaubte die theoretische Arbeit von Bardeen, Cooper und Schrieffer (die BCS-Theorie) eine grundlegende Erklärung der Mechanismen, die bei tiefen Temperaturen zur Supraleitung führen. Die Schlüsselidee war die Paarbildung von Leitungselektronen und die Kondensation dieser sogenannten Cooper-

Paare in einen makroskopischen Quantenzustand. Dieser weist die Charakteristiken der Supraleitung, wie z. B. die Widerstandslosigkeit, die magnetische Flußverdrängung (Meißner-Ochsenfeld-Effekt) oder die Existenz einer Energielücke im elektronischen Anregungsspektrum auf. Paarbildung der Elektronen erfordert eine anziehende Wechselwirkung. Fröhlich war der erste, der vorschlug, daß Phononen - also Schwingungen des positiv geladenen Ionengitters - diese Wechselwirkung vermitteln könnten (Elektron-Phonon-Kopplung). Durch umfangreiches experimentelles Datenmaterial ist inzwischen zweifelsfrei belegt, daß für die klassischen Supraleiter 1. Art (wie Hg, Pb, Al, ...) die auf der Elektron-Phonon-Kopplung basierende BCS-Theorie die adäquate mikroskopische Beschreibung darstellt. Für den Einsatz in Elektromagneten werden (harte) Typ-II-Supraleiter (z. B. NbTi, Nb₃Sn, Nb₃Al, ...) benötigt, die mit der GLAG-(Ginsburg, Landau, Abrikosov, Gorkov)-Theorie beschrieben werden können.

1.1.5 Stromtragfähigkeit

Normalleitende Materialien, wie z. B. Kupfer, wandeln bei Stromfluß einen Teil der Energie des elektrischen Stromes aufgrund des Widerstandes in Wärme- oder Strahlungsenergie um. Dies ist für manche Anwendungen eine erwünschte Eigenschaft. Wenn man elektrische Energie transportieren will, ist dies jedoch nicht der Fall, denn dann muß zum Ausgleich der Verluste kontinuierlich Leistung aufgewandt werden. Bei einem Supraleiter ist dies nicht nötig, durch die für die Kühlung notwendige Energie treten aber auch hier Verluste auf.

Die Stromtragfähigkeit eines Supraleiters ist grundsätzlich begrenzt und zudem von der Betriebstemperatur und dem Magnetfeld abhängig. In Bild 1-4 ist eine Raumfläche dargestellt, die von der Temperatur T , dem Magnetfeld B und der Stromdichte J (oder dem Transportstrom I) aufgespannt wird. Für alle Wertetripel T - B - I , die zwischen dem Ursprung des Koordinatensystems und dieser Raumfläche liegen, befindet sich das Material im supraleitenden Zustand. Für alle anderen Werte liegt keine Supraleitung vor. Diese Raumfläche ist demnach die Trennfläche zwischen supraleitendem und normalleitendem Zustand. Die Existenz der Supraleitung ist also von drei gleichzeitig zu erfüllenden Punkten abhängig:

- Unterschreiten der Sprungtemperatur (= kritische Temperatur T_c)
- Unterschreiten der im Material auftretenden kritischen Stromdichte J_c
- Unterschreiten eines kritischen Wertes für die magnetische Induktion B_c (für Supraleiter 2. Art B_{c2})

Diese drei kritischen Werte sind voneinander abhängig. Darum genügt es niemals, zur Charakterisierung eines Supraleiters allein die kritische Temperatur anzugeben. Vielmehr sind auch die jeweiligen Randbedingungen (Magnetfeld und Stromdichte) von Bedeutung. Wird nur einer der kritischen Werte überschritten, so tritt wieder Normalleitung ein. Dieses Ereignis wird als Quench bezeichnet.

Dieser Fläche kann auch entnommen werden, daß die kritische Temperatur sowohl durch das Magnetfeld als auch durch den Transportstrom herabgesetzt wird. Ein stromtragender technischer Supraleiter muß deshalb bei einer Temperatur betrieben werden, die deutlich unterhalb der kritischen Temperatur liegt.

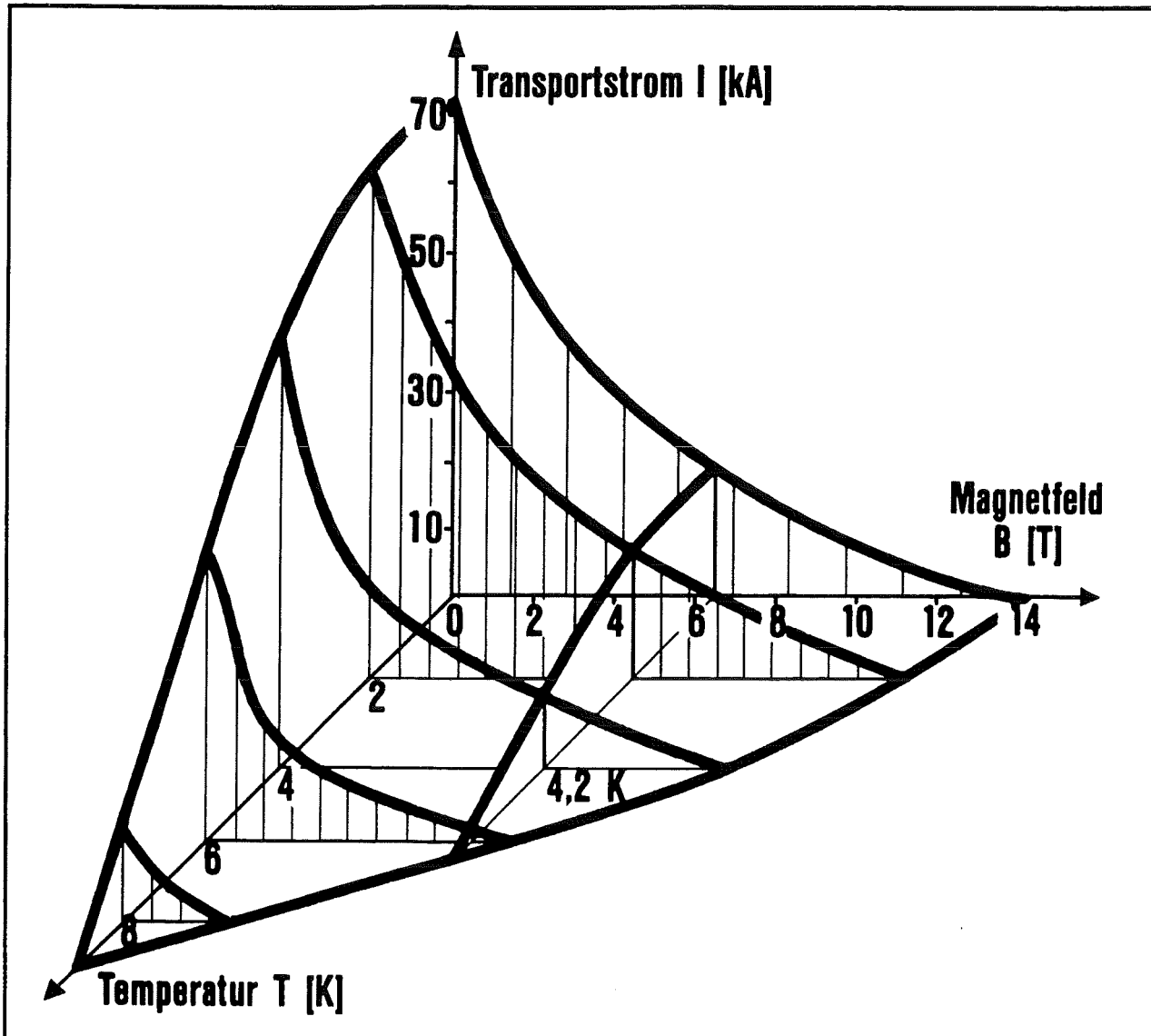


Bild 1-4: Definition der Grenzen des supraleitenden Zustandes durch Temperatur, Magnetfeld und Stromdichte (oder Strom) für einen Niob-Titan-Leiter

1.1.6 Anwendungen der Supraleitung

Ungefähr gleichzeitig mit der Entwicklung der BCS-Theorie wurde damit begonnen, die Supraleitung technisch anzuwenden, obwohl die dazu erforderlichen sehr tiefen Temperaturen eine beträchtliche Erschwernis darstellten. Alle damals bekannten supraleitenden Materialien besaßen Übergangstemperaturen unterhalb von 23 K und mußten mit flüssigem Helium gekühlt werden. Einer der Gründe für die hohen Erwartungen an die Entwicklung von Hochtemperatursupraleitern besteht in der Hoffnung, auf die - technisch und energetisch aufwendige und teure - Heliumkühlung verzichten zu können.

Anwendungsmöglichkeiten werden in vielen Bereichen gesehen, so z. B. in der experimentellen Physik (Teilchenbeschleuniger, Teilchendetektoren), in der Energietechnik (Elektrische Maschinen, Energieübertragung, Energiespeicher, Strombegrenzer, Kernfusion), in der Medizin (Magnetische Tomographie), der Verfahrenstechnik (Magnetscheider), der Verkehrstechnik, der Elektronik und der Meßtechnik.

1.2 Auslegung und Fabrikation technischer Supraleiter

Ein in Magneten benutzter technischer Supraleiter ist mehr als nur ein einfacher Draht. Bild 1-5 zeigt zur Illustration ihrer Komplexität drei technische Supraleiter, die im Forschungszentrum Karlsruhe entwickelt worden sind.

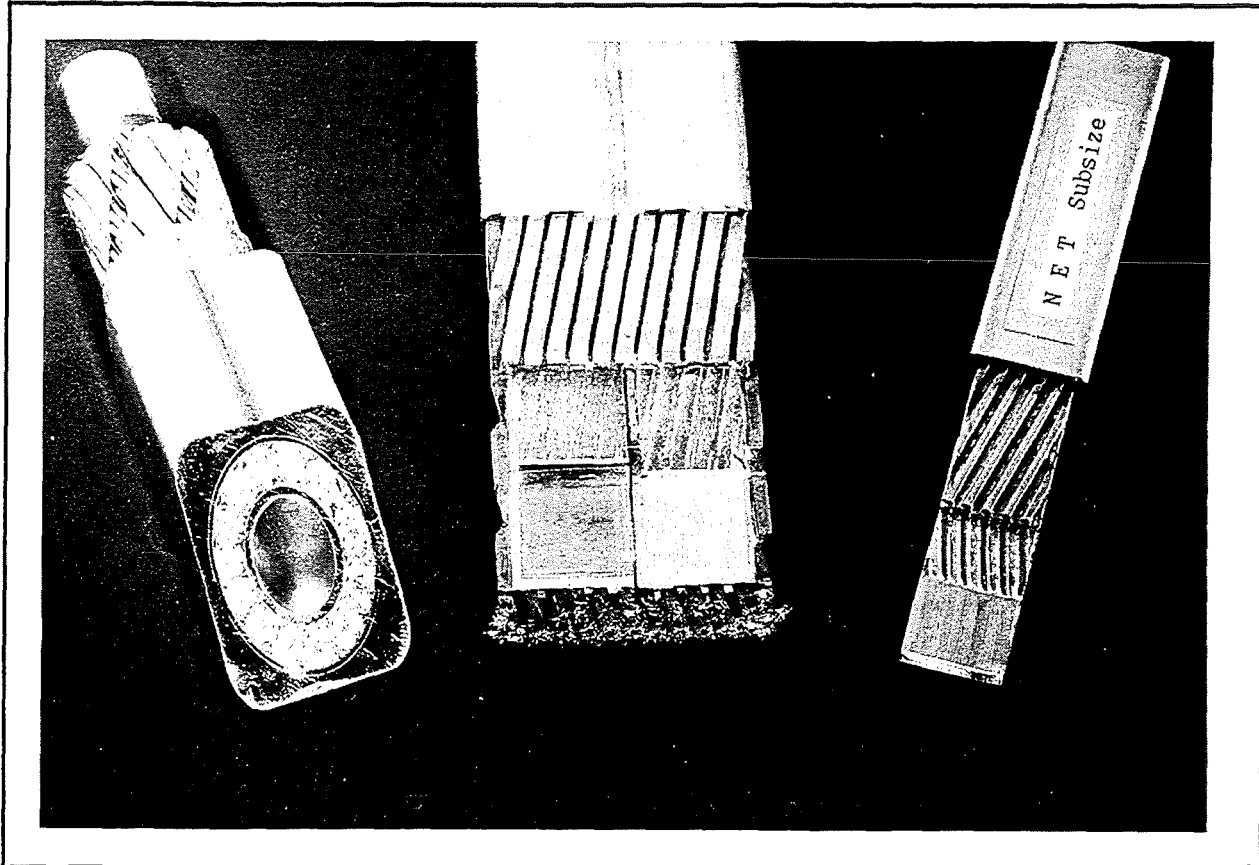


Bild 1-5: Technische Supraleiter. Diese drei Leiter sind für unterschiedliche Kernfusionsanwendungen entwickelt worden. Diese komplexen Leiter sind aus supraleitenden Basisleitern aufgebaut.

1.2.1 Materialien für supraleitende Basisleiter

Metallische Supraleiter

Alle technisch genutzten Supraleiter, die metallischen Verbindungen (Legierungen), sind Supraleiter 2. bzw. 3. Art. Die derzeit wohl an häufigsten eingesetzten supraleitenden Werkstoffe sind das NbTi und das Nb₃Sn. Obgleich letzteres günstigere physikalische Grenzwerte aufweist, wird wegen der einfacheren mechanischen Verarbeitbarkeit und Technologie zumeist das NbTi bevorzugt.

	Übergangstemperatur T_c ($I=0, B_c=0$)	kritisches Magnetfeld B_{c2} ($I=0$)	j_c ($T=4,2$ K)	mechanische Eigenschaften	Technologiestatus
NbTi	9,5 K	11 T bei 4,2 K 14 T bei 1,8 K	100 kA·cm ⁻² bei 8 T	robust, zugstabil, kaltzäh	verfügbar in vielfältigen Formen
Nb ₃ Sn	18 K	23 T bei 4,2 K 26 T bei 1,8 K	140 kA·cm ⁻² bei 11 T	spröde	verfügbar in vielfältigen Formen

Tab. 1-1: Physikalische Parameter metallischer Supraleiter für technische Anwendungen

Keramische (Hochtemperatur-) Supraleiter (HTSL)

Seit Ende der achtziger Jahre wird über supraleitende Eigenschaften von Keramikoxiden berichtet. Insbesondere aufgrund ihrer - verglichen mit den bis dahin bekannten Supraleitern - hohen kritischen Temperaturen könnten sie neue technische Anwendungen ermöglichen.

Alle bislang bekannten Hochtemperatursupraleiter (HTSL) sind stabile Keramiken mit Perowskit- (CaTiO_3)-ähnlicher Struktur. Aufgrund ihrer Schichtstruktur sind die physikalischen Eigenschaften in diesen Systemen stark anisotrop. Die Materialien sind porös, körnig und nicht duktil, d.h. sie können nicht plastisch deformiert werden. Eine Übersicht über die wesentlichen Vertreter dieser Gruppe gibt Tabelle 1-2.

	Übergangstemperatur $T_c (I=0, B_c=0)$	kritisches Magnetfeld $B_{c2} (I=0)$	j_c	mechanische Eigenschaften	Technologiestatus
$\text{YBa}_2\text{Cu}_3\text{O}_7$ (YBCO)	92 K	30 T bei 77 K > 100 T bei 4,2 K	$38 \text{ kA}\cdot\text{cm}^{-2}$ (77 K, 5 T, in Massivmaterial)	spröde	Prototypen
$\text{Bi}_2\text{Sr}_2\text{CaCu}_2\text{O}_8$ (Bi(2212))	90 K	50 T bei 77 K	$165 \text{ kA}\cdot\text{cm}^{-2}$ (4,2 K, 0 T)	spröde, glimmerartig	Prototypen
$\text{Bi}_2\text{Sr}_2\text{Ca}_2\text{Cu}_3\text{O}_{10}$ (Bi(2223))	110 K	30 T bei 77 K > 100 T bei 4,2 K	$22 \text{ kA}\cdot\text{cm}^{-2}$ (77 K, 0 T, lange Bänder) $66 \text{ kA}\cdot\text{cm}^{-2}$ (77 K, 0 T, kurze Bänder)	spröde, glimmerartig	Industrielle Pilotproduktion
$\text{TlBa}_2\text{Ca}_2\text{Cu}_3\text{O}_{10}$ (TI(1223))	116 K	> 100 T bei 4,2 K	$15 \text{ kA}\cdot\text{cm}^{-2}$ (77 K, 0 T, kurze Bänder)		Prototypen

Tab. 1-2: Physikalische Parameter ausgewählter keramischer (Hochtemperatur-)Supraleiter

1.2.2 Technische Supraleiter

Für die Auslegung des Leiters müssen Optimierungsrechnungen durchgeführt werden, bei denen das maximale Magnetfeld, die Betriebsstromstärke und die Kühltechnik wesentliche Parameter sind. Bei allen Anwendungen mit zeitlicher Änderung des Magnetfeldes kommt die Feldänderungsgeschwindigkeit als wichtige, z. T. dominierende Auslegungsgröße hinzu. In einer großen Spule, die über eine längere Zeitdauer entladen wird, ist sie deutlich niedriger als in einer kleinen Spule, die ihren Energieinhalt in kürzester Zeit abgeben soll. Dieser Tatsache muß die Auslegung des Supraleiters Rechnung tragen. Während bei langsamen Feldänderungen in der Spule vergleichsweise einfach strukturierte Gleichstromleiter gewählt werden können, sind für große Feldänderungsgeschwindigkeiten und hohe Ströme Leiter mit einem relativ komplexen Aufbau erforderlich.

Heute konzipierte Anlagen verlangen im Betrieb Stromdichten um $10^5 \text{ A}\cdot\text{cm}^{-2}$ bei einer Induktion von 2...8 T. Wie oben ausgeführt, hängt die kritische Stromdichte sowohl von der Temperatur als auch vom Magnetfeld ab. Man strebt deshalb an, daß die Betriebstemperatur T_B des Supraleiters möglichst weit unterhalb der kritischen Temperatur T_c liegt.

Bei der Auswahl des supraleitenden Materials für den Aufbau der Drähte geht man zur Zeit zumeist von NbTi oder Nb_3Sn aus. Obgleich letzteres günstigere physikalische Grenzwerte aufweist, wird wegen der einfacheren mechanischen Verarbeitbarkeit und Technologie zumeist das NbTi bevorzugt.

Die heute gebräuchlichen Basisleiter sind im allgemeinen Multifilamentleiter (auch Vielkernleiter) mit supraleitenden Filamenten einer Dicke in einem Bereich von einigen Zehntel Mikrometern bis zu

einigen 10 Mikrometern, die in einer Matrix aus normalleitendem Material eingebettet sind. Erstere bilden den stromtragenden Kern im Supraleitungsfall, letztere sorgt für elektromagnetische Stabilität des Leiters und trennt die Filamente voneinander. Elektrische Stabilität bedeutet, daß der supraleitende Zustand in einem Leiter bei einer Störung entweder erhalten bleibt oder sich wieder herstellt, nachdem ein Übergang in die Normalleitung aufgetreten ist. Störungen sind z. B. lokale Temperaturerhöhungen aufgrund von freiwerdender Energie bei Leiterbewegungen.

Bei einem Übergang des Supraleiters in die Normalleitung (dem sogenannten Quench) tritt wegen seines hohen Normalleitungswiderstandes eine sehr hohe Wärmeerzeugung auf, die eine Rückkehr in den supraleitenden Zustand verhindern würde. Daher wird dem Strom über die den Supraleiter umgebende Matrix ein Alternativweg angeboten. Meist wird für die Matrix ein Material mit kleinem elektrischen Widerstand, verglichen mit dem Normalleitungswiderstand des Supraleiters, z. B. Kupfer oder Aluminium, gewählt. Somit kann der Strom beim Übergang des Supraleiters zur Normalleitung im Stabilisierungsmaterial fließen. Der Supraleiter kann sich erholen, sofern die Wärmeabfuhr größer als die Wärmeproduktion ist. Ist dies nicht der Fall, heizt sich die gestörte Stelle auf und breitet sich aus, d.h. der Magnet quencht. Der Widerstand des Matrixmaterials bestimmt die maximal auftretende Temperatur. Für die Nutzung hoher Stromdichten muß im allgemeinen nach Entdeckung der Störung das Magnetsystem schnell abgeschaltet werden, um Schäden zu vermeiden.

Je nach Anforderung verhindert zusätzlich eingesetztes schlecht leitendes Matrixmaterial (z. B. CuNi) Wirbelströme sowie die elektromagnetische Kopplung der Filamente. Bei hohen Kräften wird außerdem mechanisch stabilisierendes Strukturmaterial in den Leiter integriert.

Bild 1-6 zeigt einen einfachen Basisleiter, einen supraleitenden Multifilamentdraht aus NbTi mit kreisförmigem Querschnitt und einem Durchmesser von 0,6 mm, in dem 54 supraleitende Filamente angeordnet sind; der Durchmesser der Filamente ist 53 μm .

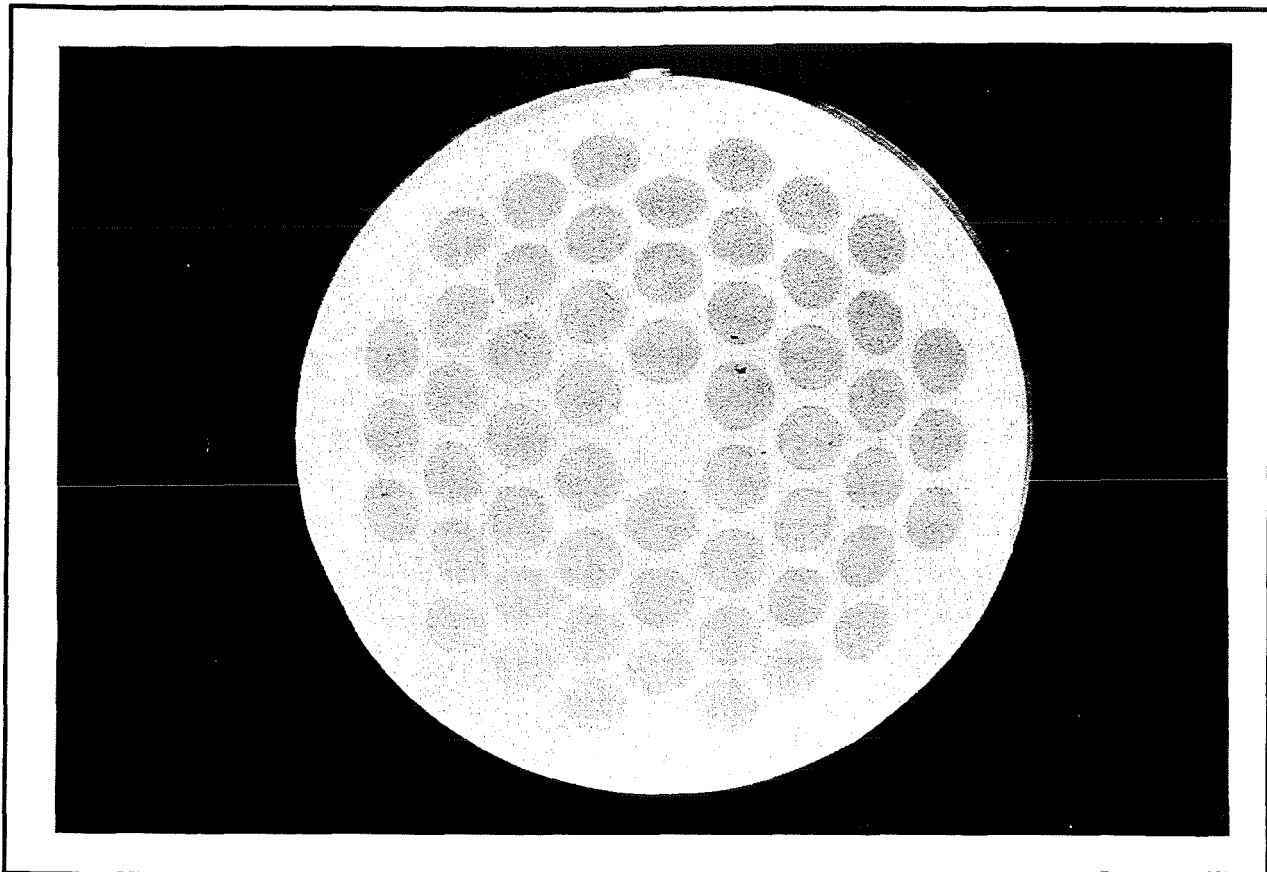


Bild 1-6: Supraleitender Basisleiter

1.2.3 Die Herstellung supraleitender Basisleiter aus klassischen Supraleitern

In mehr als 20 Jahren wissenschaftlicher Arbeit und Entwicklung hat man gelernt, aus NbTi einen Supraleiter herzustellen, der die für die Anwendung im Magnetbau nötigen Eigenschaften besitzt. Diese sind:

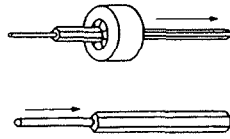
- hohe Stromtragfähigkeit bei hohen Magnetfeldern,
- hohe Stabilität gegen thermische, elektrische und magnetische Störungen,
- geringe Verluste für Wechselstromanwendungen,
- genügende mechanische Festigkeit und
- genügende Biegeigenschaften, um in einem Magneten verwickelt zu werden.

Ein NbTi-Multifilamentdraht kann durch Strangpressen sowie konventionelle Drahtziehverfahren hergestellt werden. Das wesentliche Know-how steckt in der Qualität des Ausgangsmaterials, in der Sorgfalt der Verarbeitung sowie vor allem im notwendigen Wechsel von Kaltverformungs- und Warmbehandlungsschritten, um möglichst hohe Stromtragfähigkeiten zu erzielen. Die notwendigen Schritte in einem derartigen Prozeßablauf sind in Bild 1-7 zusammengefaßt.

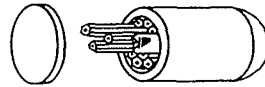
Die Basisleiterfertigung von Nb₃Sn ist komplizierter. Da Nb₃Sn selbst spröde ist, werden zunächst Drähte mit duktilen Nb-Filamenten in einer mit Zinn angereicherten Umgebung hergestellt. Anschließend erfolgt die Reaktionsglühung zu Nb₃Sn. Bei kleinen Magnetbaugrößen geschieht letzteres erst am fertigen Magneten.

Verfahrensschritte bei der Fertigung von NbTi-Supraleitern

- Herstellung von Stäben (ca. 1 cm charakteristischer Durchmesser) mit NbTi Kern und sechseckiger, umgebender Kupferhülle



- Anordnung dieser Stäbe zu einem sogenannten Billet (ca. 50 cm charakteristischer Durchmesser). Dies ist ein Kupferzylinder, in dem die sechseckigen Stäbe bienenwabenhörmig (mit Füllstücken) angeordnet sind.

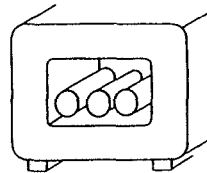


- Zuschweißung des evakuierten Billets.



- Lecktest

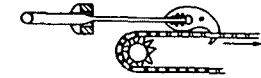
- Heizen des Billets auf Extrusionstemperatur



- Extrusion des Billets zur Herstellung von Multifilament-Zwischenstäben (ca. 10 cm charakteristischer Durchmesser).

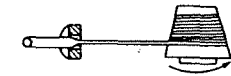


- Herunterziehen der Zwischenstäbe auf ca. 1 cm charakteristischer Durchmesser.



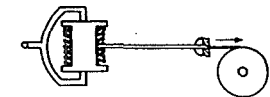
- Wärmebehandlung

- Herunterziehen auf gewünschten Basisdrahtdurchmesser (ca. 1 mm charakteristischer Durchmesser).

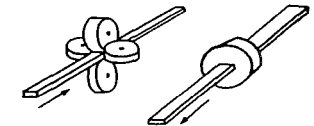


- Thermische Behandlung zur Optimierung der Stromdichte

- Vertwisten der Filamente



- Eventuell: Kalibrierung zu Rechteckformen



- Wärmenachbehandlung

1.2.4 Auslegung technischer Supraleiter

Bei dem Entwurf eines technischen Supraleiters werden elektrische, mechanische und thermohydraulische Aspekte für die entsprechende Anwendung berücksichtigt. Es sind zuerst die Anforderungen zu definieren, die der supraleitende Magnet zu erfüllen hat, für den der technische Supraleiter ausgelegt wird. Diese umfassen im wesentlichen:

- Maximalfeld
- Betriebsstrom
- Betriebstemperatur
- Betriebssicherheit
- Niedrige Wechselfeldverluste
- Mechanische Anforderungen
- Größe des Raumes, in dem ein bestimmtes Magnetfeld gefordert wird
- Feldhomogenität
- Leichte Baubarkeit / realisierbare Bauausführung
- Strahlenbeständigkeit
- Kosten

Die oben beschriebenen Multifilamentdrähte bilden das Grundbauelement technischer Supraleiter. Sie lassen sich verseilen, verkabeln, verflechten und zu rechteckigem Querschnitt kompaktieren. Der Leiter in der Mitte von Bild 1-5 wurde im Forschungszentrum Karlsruhe entworfen und für das LCT-Experiment verwendet. Sein Aufbau soll etwas näher diskutiert werden. In Bild 1-8 sind die Einzelheiten deutlicher zu erkennen. Der Leiter besteht aus 23 NbTi-Rechteckleitern, die um einen geschlitzten Stahlfalzkern mit einer innenliegenden Kunststoffolie verroebelt sind. Eingepackt ist der Leiter in ein Stahlgehäuse, das unter Schutzgas verschweißt wurde. Zwischen den 23 Rechteckleitern sind Kühlkanäle für Helium vorhanden. Derartige NbTi-Leiter sind bei 4 K Betriebstemperatur bis zu Magnetfeldern von etwa 9 T und bei 1,8 K bis etwa 11 T einsetzbar. Dieser Leiter wurde in Zusammenarbeit mit der Industrie bis zur Herstellung großer Längen entwickelt.

Der Leiter in Bild 1-9 wurde ebenfalls im Forschungszentrum Karlsruhe konzipiert und in Zusammenarbeit mit der Industrie bis zur Herstellung von Einzellängen von 150 m entwickelt. Dieser Leiter (der sogenannte POLO-Leiter) hat die Eigenschaft, daß er auch bei großen zeitlichen Änderungen des Magnetfeldes (bis zu 100 T/s), die für bestimmte Anwendungen in der Plasmaphysik nötig sind, nicht in die Normalleitung getrieben wird. Daraus folgt ein relativ komplexer Aufbau des Leiters. Um ein Innenrohr, in dem Helium fließt, sind 13 gegeneinander isolierte NbTi/Cu/CuNi-Einzelkabel verseilt. Dieses Gebilde ist mit einem dünnen Schutzrohr umgeben. Um die Einzelkabel zwischen Innen- und Schutzrohr befindet sich ebenfalls Helium zur Kühlung. Der kreisrunde Leiter ist dann mit Hilfe eines Laserschweißverfahrens in Stahlprofile eingeschweißt. Vier Stränge zu je 150 m wurden gefertigt und in einer Testspule von 3 m Durchmesser verarbeitet. Diese Spule wurde kürzlich getestet und hat die Erwartungen voll bestätigt.

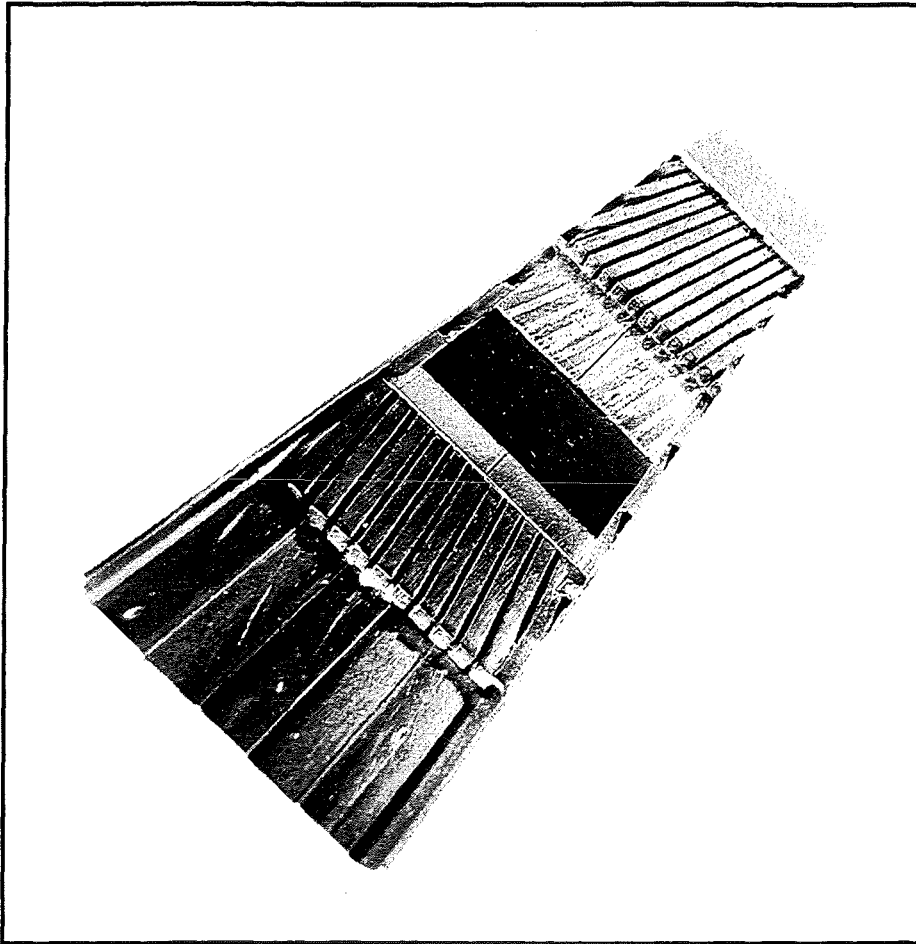


Bild 1-8: LCT-Leiter

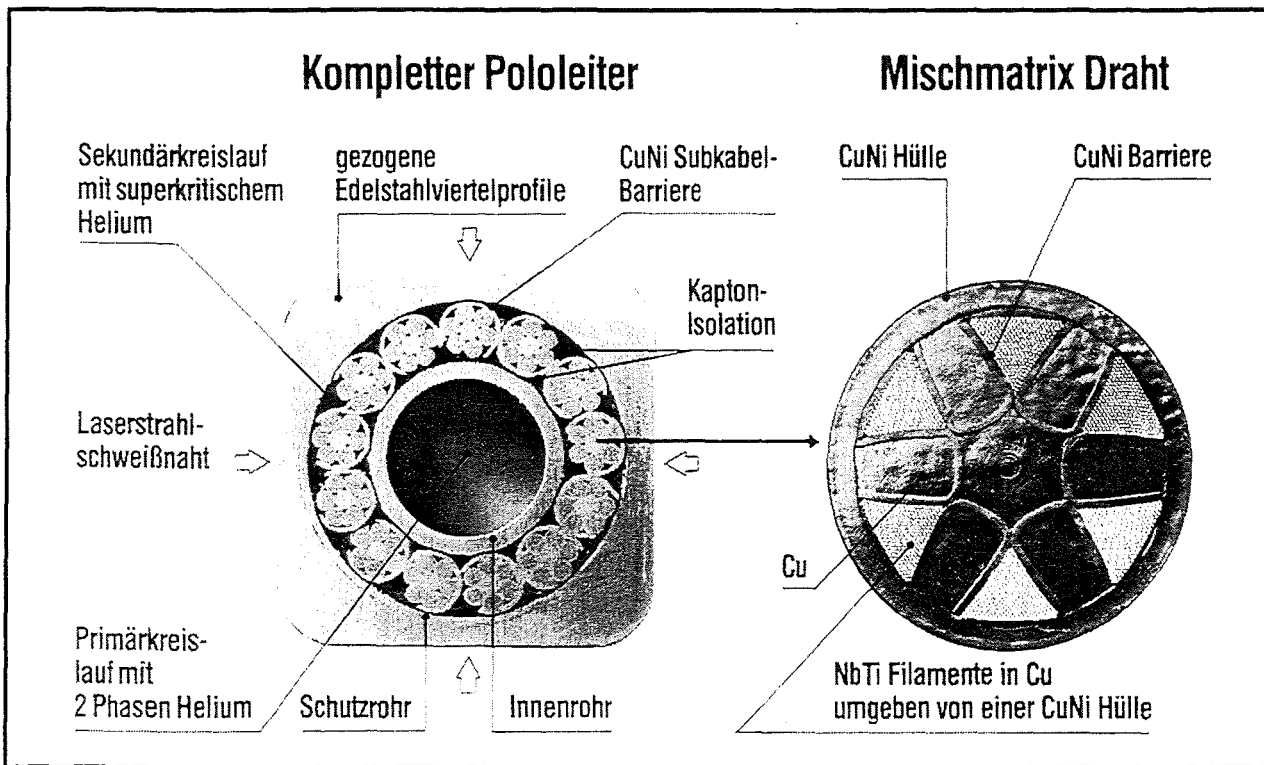


Bild 1-9: POLO-Leiter

Mit Nb₃Sn-Multifilamentdrähten wurden bereits Labormagnete hergestellt, die Nutzfelder von über 20 T bei 1,8 K erzeugen können. Derzeit sind Entwicklungen von Nb₃Sn-Supraleitern im Gange, um hohe Magnetfelder auch in Großmagneten erreichen zu können. Damit erzielt man höhere magnetische Energiedichten und kompaktere Geometrien.

Generell läßt sich feststellen: Ein allgemein anwendbares Leiterkonzept für technische Supraleiter gibt es nicht. Vielmehr muß nach den jeweiligen Anforderungen und dem jeweiligen Stand der Erfahrung und Technik ein Leiter entworfen werden, der zudem noch kostengünstig herstellbar sein sollte.

1.2.5 Technische Supraleiter aus Keramischen (Hochtemperatur-) Supraleitern ?

Großen Einfluß auf die Stromtragfähigkeit in supraleitenden Drähten oder Bändern aus konventionellen oder keramischen Supraleitern hat eine materialabhängige Größe, die sogenannte Kohärenzlänge. Ihre Bedeutung kann vereinfacht so dargestellt werden: Da jede Korngrenze einen Zusammenbruch der Periodizität des Kristallgitters darstellt, ist dieses am Kornrand innerhalb einer sehr dünnen Zone gestört, was zu sehr kleinen Verschiebungen der Atome aus ihren Gleichgewichtslagen führt. Diese wiederum können lokal zum Verschwinden der Supraleitung führen. Ist nun die gesamte gestörte Randzone zwischen zwei Nachbarkörnern breiter als die Kohärenzlänge, können sich keine Cooper-Paare mehr zwischen den Elektronen aus beiden Körnern bilden. Im Extremfall wirkt diese normalleitende Zone als Barriere und kann den supraleitenden Transportstrom von einem zum nächsten Korn um mehrere Größenordnungen verringern. Dieser Effekt fällt bei kleineren Kohärenzlängen stärker ins Gewicht als bei großen.

Bei den klassischen Supraleitern sind die Kohärenzlängen wesentlich größer als bei den stark anisotropen Hochtemperatur-Supraleitern; sie betragen 4,3 nm für Nb₃Sn und 6,5 nm für NbTi, für HTSL liegen sie je nach Richtung relativ zu den CuO₂-Ebenen zwischen 0,6 und 2 nm. Darum gelten die kleinen Kohärenzlängen der HTSL als Haupthindernis auf dem Wege zu deren industrieller Anwendung [1]. Zudem muß bei den HTSL der dort starken Anisotropie der Stromdichte als Funktion der Magnetfeldrichtung Rechnung getragen werden: Im Unterschied zu den klassischen Supraleitern, wo runde Drähte verwendet werden, muß bei den HTSL der Querschnitt so beschaffen sein, daß die Richtung des Magnetfeldes möglichst immer parallel zu den CuO₂-Ebenen verläuft. Man spricht dann von einer texturierten Struktur.

Nicht alle in Tabelle 1-2 aufgeführten HTSL konnten bisher in eine technisch nutzbare Konfiguration gebracht werden. Die Herstellung langer Leiter mit hohen kritischen Stromdichten ist erst beim Bi(2223) und beim Bi(2212) gelungen. Allerdings können diese Materialien aufgrund des kleinen Irreversibilitätsfeldes bei einer Temperatur von 77 K derzeit nur bei kleinen Magnetfeldern eingesetzt werden: Bi(2212) ist nur im Nullfeld anwendbar, für Bi(2223) ist eine Anwendung bei Feldern unterhalb 1 T denkbar. Bei den vielversprechenden Materialien YBCO und Tl(1223) ist es bislang nicht gelungen, Bänder mit einem hohen Grad von Textur herzustellen, so daß diese in der Energietechnik noch nicht eingesetzt werden können. Der entscheidende Durchbruch für energietechnische HTSL-Anwendungen bei 77 K wird also erst dann eintreten können, wenn dieses Problem gelöst ist. Wann dies der Fall sein wird, ist offen. Zudem ist noch unklar, zu welchen Kosten und mit welchen elektrischen Parametern sich geeignete technische Supraleiter auf HTSL-Basis tatsächlich werden realisieren lassen.

1.3 Auslegung von supraleitenden Magneten

1.3.1 Geschichte

Seit nunmehr beinahe vierzig Jahren werden supraleitende Magnete in Wissenschaft und Technik eingesetzt. In dieser Zeit wurden die wissenschaftlichen und technischen Grundlagen des Magnetbaus erarbeitet, zugleich wurde die Entwicklung der konventionellen Supraleiter vorangetrieben. Im Jahre 1955 wurde der erste supraleitende Magnet in den USA gebaut. In der Folgezeit erreichten supraleitende Drähte einen kommerziellen Status, der kontinuierlich verbessert wurde. Die ersten großen supraleitenden Magnete wurden in Teilchenbeschleunigern, für Teilchendetektion und für Kernfusionsexperimente eingesetzt, also für die Forschung selbst gebaut. Seit den 70er Jahren beschleunigte sich die Entwicklung supraleitender Magnete. Anfang der 80er Jahre begann, vor allem in der Medizin, der kommerzielle Einsatz. Supraleitende Magnete für die Kernspinnresonanztomographie (magnetic resonance imaging (MRI); ein bildgebendes Verfahren der medizinischen Diagnostik, in dem durch starke Magnetfelder Wasserstoffatome des Körpers magnetisch ausgerichtet und durch Radiowellen angeregt werden) werden heute in größeren Stückzahlen kommerziell gefertigt, umfangreichere Erfahrungen liegen auch mit Beschleunigermagneten vor. Diese Magnete erreichen zwar Längen von über 10 m, ihre gespeicherte Energie beträgt allerdings wegen ihres kleinen Querschnittes nur wenige MJ.

Die größten heute gefertigten Magneten werden entweder in der Hochenergiephysik zur Teilchendetektion oder bei Fusionsexperimenten eingesetzt. Die vom Energieinhalt her größte uns bekannte Anordnung supraleitender Magnete ist das Magnetsystem des Plasma-Spiegelexperimentes MFTF-B. In den mit stationären Magnetfeldern betriebenen 42 Spulen sind insgesamt ca. 1200 MJ gespeichert. Einen Überblick über den Stand der Magnetentwicklung soll Tabelle 1-3 geben.

Name			BEBC	CDF	AMY	ALEPH	DELPHI	CMS	BPA-SMES
Einsatzzweck	Blasen-kammer	Blasen-kammer	Blasen-kammer	Detektor	Detektor	Detektor	Detektor	Detektor	SMES
Betreiber	ANL	FNAL	CERN	Fermilab	KEK	CERN	CERN	CERN	BPA
Innendurchmesser (m)	4,8	4,26	4,72	2,86	2,39	4,96	5,2	5,9	2,73
Außendurchmesser (m)	5,28	5,23	5,98	3,35	2,58	5,98	6,2	7,3	3,38
Länge (m)	3,04	2,93	4,05	5	2,11	7	7,4	14,4	1,21
kalte Masse (t)	90	100	330	5,6	17	25	25		17,1
Spulenstrom (A)	2.200	5.000	5.700	5.000	5.000	5.000	5.000	20.000	4.900
Maximalfeld (T)	2	5,1	5	1,5	3,0	1,5	1,2	4	2,85
gespeicherte Energie (MJ)	80	400	800	30	40	137	108	2850	30
Kühlung	Bad-kühlung	Bad-kühlung	Bad-kühlung	forcierte Kühlung	Bad-kühlung	Thermo-syphon	forcierte Kühlung	indirekte Kühlung	Bad-kühlung
Inbetriebnahme	1969	1972	1972	1984	1986	1987	1988	Projekt	1983

Tab. 1-3: Ausgewählte große supraleitende Magnete (Solenoid)

Für den LHC des CERN in Genf ist zudem geplant, einen Detektormagneten in Toroidform einzusetzen. Dieser (er trägt den Namen ATLAS) wird aus acht Einzelspulen bestehen, der innere Durchmesser soll 9,4 m, der äußere Durchmesser 19,5 m betragen. Bei einem Betriebsstrom von 20 kA und einem Maximalfeld von 4,2 T werden in ihm 1490 MJ gespeichert sein. Die kalte Masse der Spulenordnung beträgt 450 t, allein der Leiter soll 165 t wiegen.

Bei einer Entwicklungslinie der Fusionstechnik - der TOKAMAK-Linie - bedient man sich des Plasmaeinschlusses in einem ringförmigen (toroidalen) Magnetfeld mit helikalen Feldlinien. Mit TOKAMAK-Anlagen liegen bislang die umfangreichsten Erfahrungen in der Fusionsforschung vor, weltweit sind mehrere Anlagen gebaut und getestet worden. Zugleich sind diese Anlagen konstruktiv sehr ähnlich zu SMES-Konzepten in Torusform, allerdings werden zum Plasmaeinschluß pulsierende magnetische Wechselfelder angewandt, die in der Regel andere - aufwendigere - Leiterauslegungen erfordern als bei einem SMES. Tabelle 1-4 gibt ausgewählte Parameter realisierter und geplanter TOKAMAK-Experimente sowie von Experimenten für TOKAMAK-Magnete an. Hieraus ist zu entnehmen, daß die größten heute realisierten supraleitenden Toroide einen Energieinhalt von maximal etwa 1000 MJ (280 kWh) aufweisen.

Ort	Maschine	Jahr	Parameter		
			Magnete	Energie (MJ)	Maximalfeld (T)
Moskau, Rußland	T-7	1975	48 NbTi	20	5
Karlsruhe, Deutschland	TESPE	1984	6 NbTi	8,8	7
Fukuoka, Japan	TRIAM-1M	1986	16 Nb ₃ Sn	76	11
Cadarache, Frankreich	Tore Supra	1987	18 NbTi	600	9
Oak Ridge, USA	Large Coil Task (LCT)	1988	5 NbTi, 1 Nb ₃ Sn	945	9,2
Moskau, UdSSR	T-15	1990	24 Nb ₃ Sn	380	6,4
Garching	W7-X	Projekt	70 NbTi	max. 1300	6,4
offen	NET	Projekt	24 Nb ₃ Sn	83.400	10,6

Tab. 1-4: TOKAMAK- und Torus-Technologie-Experimente mit supraleitenden Spulen

Bemerkenswert ist, daß es erst etwa 50 Jahre nach der Entdeckung der Supraleitung zu ihren ersten praktischen Anwendungen im Magnetbau kam. Aus dieser Erfahrung heraus und in Kenntnis der besonderen fertigungstechnischen Probleme für die Hochtemperatursupraleitung ist es absehbar, daß für deren Einsatz noch ein angemessener Entwicklungszeitraum einkalkuliert werden muß

Supraleitende Magnete verfügen gegenüber Magneten auf der Basis konventioneller Leiter über eine Reihe von Vorteilen. Dazu zählen:

- sehr hohe erreichbare Feldstärken in großen Volumina,
- die Fähigkeit, räumlich hochhomogene und zugleich zeitlich stabile Felder zu erzeugen,
- geringere Verluste beim Betrieb und
- hohe Zuverlässigkeit.

So können beispielsweise mit herkömmlichen Elektromagneten mit Eisenjoch etwa 2 T Dauer magnetfeld erreicht werden, mit supraleitenden Magneten dagegen sind schon über 20 T erreicht worden. (In physikalischen Labors sind auch mit konventionellen Spulen, sog. Bitter-Spulen oder Polyhelix-Spulen, Magnetfelder von einigen zehn Tesla erreicht worden. Dies wird aber erkauft mit sehr hohen benötigten elektrischen Anschlußleistungen von einigen bis einigen zehn Megawatt.) Ein supraleitender Magnet erfordert im wesentlichen Kühlleistung zur Abkühlung auf Betriebstemperatur und für den Dauerbetrieb; normaleitende Magnete benötigen sehr hohe Betriebs- und Kühlleistungen.

1.3.2 Anforderungen bei der Auslegung supraleitender Magnete

Beim Entwurf eines supraleitenden Magneten oder Magnetsystems müssen elektrische, mechanische, thermohydraulische, ökonomische und umweltbeeinflussende Aspekte berücksichtigt werden. Es ist also zuerst die Zweckbestimmung des supraleitenden Magneten oder Magnetsystems zu definieren. Daraus ergeben sich die Anforderungen und daraus die Eigenschaften, die erfüllt werden müssen. Diese umfassen z. B.:

- Auslegungstrom beim Auslegungsmagnetfeld und Betriebstemperatur
- Maximalfeld
- Bauform
- Kühlart
- Niedrige Wechselfeldverluste
- Beherrschung der mechanischen Kräfte
- Festlegung der zugelassenen mechanischen Dehnungen und Spannungen
- Ermüdungsverhalten bei Wechselbelastung
- Gute Wärmeisolierung
- Gewünschte gespeicherte Energie
- Größe des Raumes, wo ein bestimmtes Magnetfeld gefordert wird.
- Feldhomogenität
- Leichte Baubarkeit
- Strahlenbeständigkeit
- Betriebssicherheit
- Zuverlässigkeit
- Abschirmung des Streufeldes
- Kosten

Die Reihenfolge in dieser Aufzählung bedeutet keine Wertung über die Wichtigkeit der einzelnen Punkte. Die Liste soll lediglich die Vielzahl der zu berücksichtigenden Anforderungen zeigen.

1.3.3 Besondere Probleme

Die Sprödigkeit verschiedener Supraleitermaterialien (wie z. B. Nb_3Sn) ist bei der Auslegung von Magneten besonders zu berücksichtigen. Steigt der Strom beispielsweise in einem Solenoid-Magneten an, dann wird eine nach außen gerichtete Kraft erzeugt, so daß die verwendeten Materialien unter Zugspannung gesetzt werden. Die Gefahr der Rißbildung muß durch Verwendung von zusätzlichem Strukturmaterial vermieden werden.

Überdehnungen beim Wickeln über kleine Radien können dadurch unwirksam gemacht werden, daß man die supraleitende Phase des Nb_3Sn erst nach dem Wickelvorgang durch eine Glühbehandlung erzeugt. Wegen der hohen Glühtemperaturen ist die Isolation allerdings erschwert. Bei den - verglichen mit Nb_3Sn - noch spröderen Hochtemperatursupraleitern müssen neue Verfahren gefunden werden, damit diese für den Bau von Magneten eingesetzt werden können.

1.3.4 Beispiele für supraleitende Magnetsysteme

Bild 1-10 zeigt den Entwurf eines Magnetsystems, das eine Spulenform in der Bauart des Torussystems hat. Das System besteht aus 28 baugleichen Solenoiden und ist ein Entwurf für Energiespeicheraufgaben. Ein Torussystem mit 18 baugleichen Spulen ist dagegen in dem Plasmaexperiment Tore-Supra (Cadarache, Frankreich), realisiert und wird seit mehreren Jahren erfolgreich betrieben.

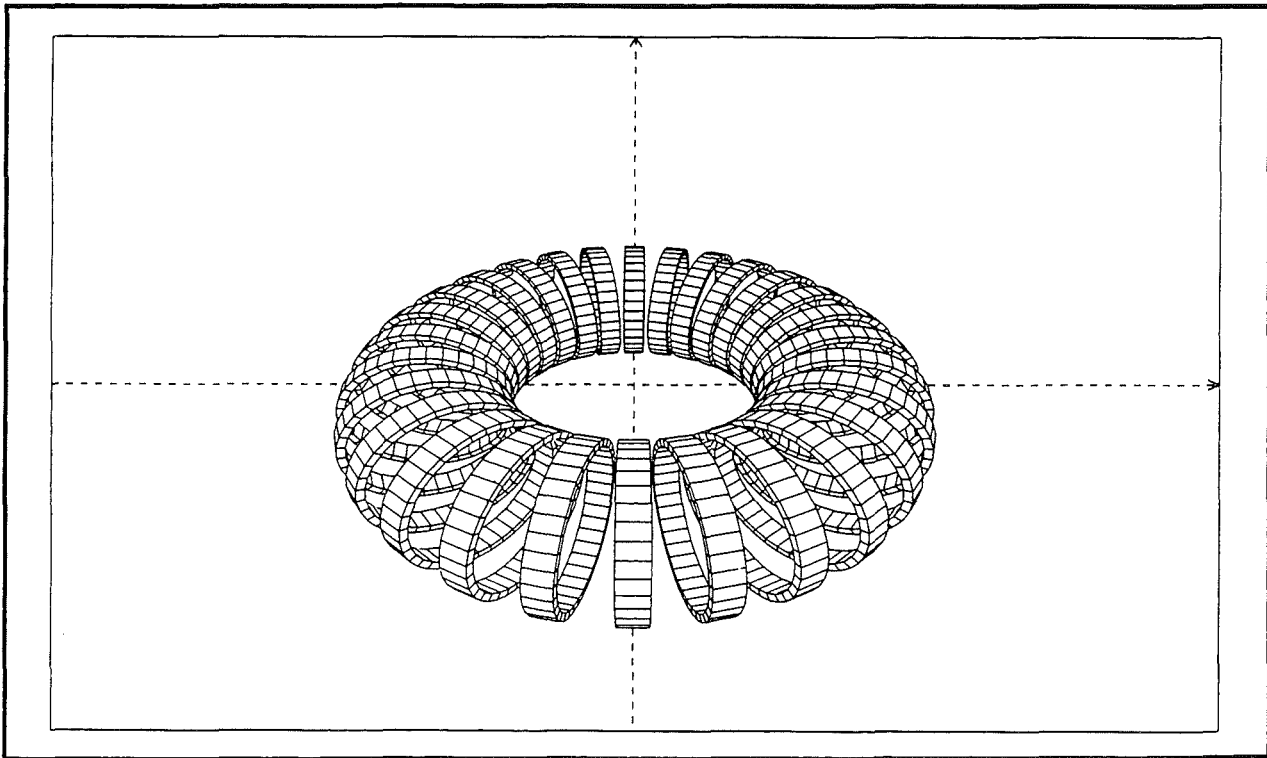


Bild 1-10: Magnetsystem für Energiespeicheraufgaben

Das zweite Beispiel (Bild 1-11) zeigt ein Magnetsystem aus 42 Spulen, das für ein Plasmaexperiment (MFTF-B, Livermore, CA, USA) aufgebaut wurde. Es soll die Vielfalt der Bauformen, die bereits für supraleitende Magnete realisiert worden sind, verdeutlichen. Das Magnetsystem besteht aus 12 Zentralsolenoiden (NbTi) von ca. 5 m Durchmesser. Darauf folgen in Richtung der beiden Enden je ein Solenoid mit NbTi Supraleiter. Das dann jeweils folgende Solenoid hat einen Außenteil aus NbTi und einen Innenteil aus Nb₃Sn. Die weiteren Endbereiche bestehen je aus 4 C-förmigen Spulen und 8 sogenannten „Fensterrahmenspulen“, die alle mit NbTi-Supraleitern realisiert worden sind. Dieses Magnetsystem ist ebenfalls erfolgreich auf seine Leistungsdaten hin getestet worden.

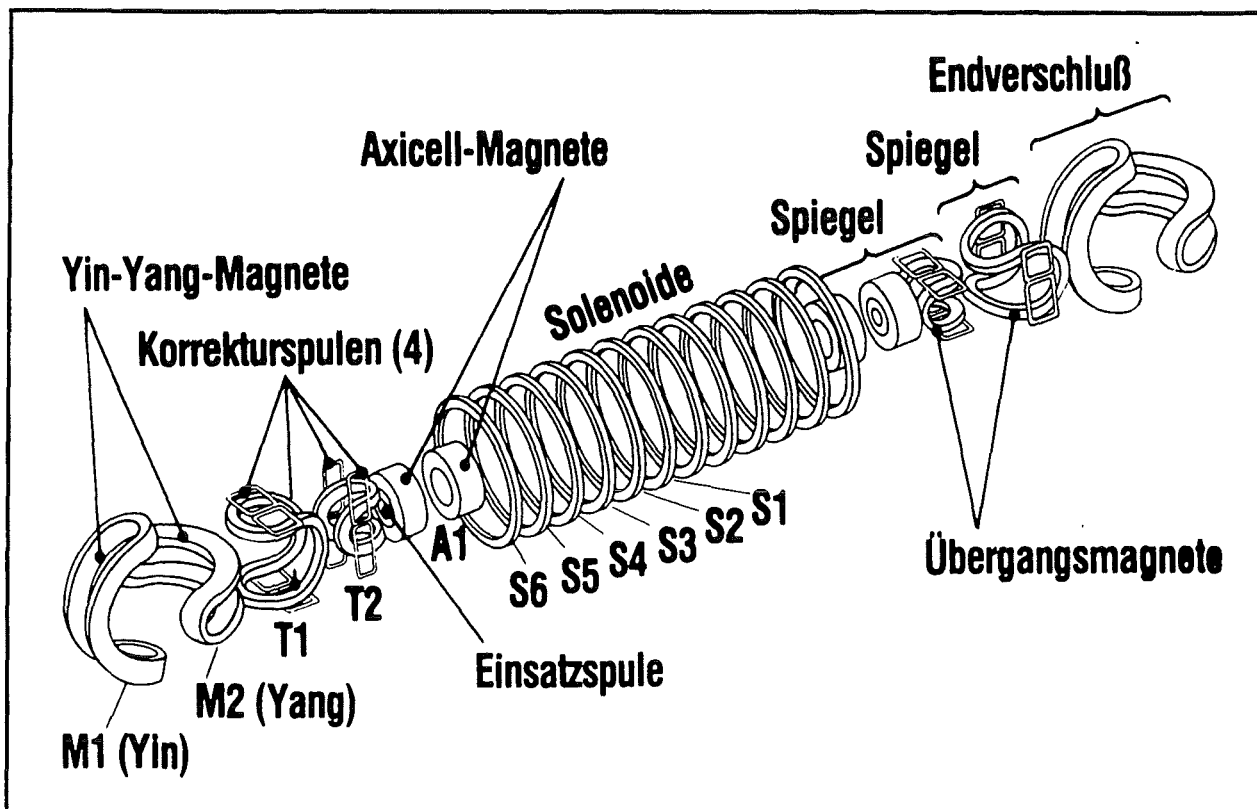


Bild 1-11: Magnetsystem des Plasmaexperimentes MFTF-B

1.3.5 Erfahrungen mit dem Bau supraleitender Magnete

Aus den Erfahrungen verschiedener Arbeitsgruppen, die sich mehrere Jahrzehnte mit dem Entwurf und dem Bau supraleitender Magnete befassen, lassen sich einige grundsätzliche Erfahrungen ableiten:

- Die bevorzugten supraleitenden Materialien für die Anwendung sind die, die am leichtesten zu handhaben und zu verarbeiten sind und nicht die besten Supraleiter oder die mit der höchsten Sprungtemperatur.
- Wenn ein supraleitendes Material genügend klassifiziert ist, dauert es noch viele Jahre, bis ein technischer Supraleiter aus diesem Material entwickelt ist.
- In der Anwendung müssen konservative Auslegungen hoher Zuverlässigkeit gemacht werden.

1.3.6 Magnete mit Hochtemperatursupraleitern ?

Der Einsatz von Hochtemperatursupraleitern (HTSL) wird gegenwärtig viel diskutiert. Auch wenn diese noch nicht soweit entwickelt sind, daß ihr Einsatz in Hochfeldmagnetwicklungen kurzfristig wahrscheinlich ist, stellen die mit ihnen verbundenen Möglichkeiten vor allem der erheblichen Reduktion des technischen und thermischen Kühlaufwandes um bis zu mehr als eine Größenordnung (für den Heliumbereich liegt der Kühlfaktor, d.h. die aufzuwendende elektrische Leistung pro Kälteleistung, je nach Größe der Kühlanlage bei 300...1000 W_{el}/W_K , für den Stickstoffbereich bei 20...70 W_{el}/W_K) für viele Anwendungsbereiche eine deutliche Verbesserung dar.

Dabei sind die Vorteile bei großen Magnetspulen zum Einsatz in SMES-Anlagen weniger deutlich: Hier gibt das OTA unter der Annahme, daß den NbTi-Supraleitern in Kosten und Eigenschaften

vergleichbare HTSL auf dem Markt wären, eine Reduktion der Kapitalkosten für ein SMES von drei bis acht Prozent an [2]. Die Wirkungsgradverbesserungen hält man für marginal, da beim Einsatz als Tagesspeicher nur 2 % der Energie für Kühlzwecke aufgewendet werden. Zu gleichen Ergebnissen gelangen Jüngst et al., die für einen 100-MWh-SMES bei Einsatz eines 77 K-Hochtemperatur-Supraleiters und sonst gleichen Spulenparametern die eingesparten kapitalisierten Verlustkosten auf maximal 2 % der Anlagenkosten beziffern [3].

Da zum einen der Anteil des Kühlaufwandes am Gesamtwirkungsgrad eines SMES mit abnehmender Größe deutlich wächst, zum anderen bei möglicher Stickstoffkühlung die spezifischen Kühlleistungskosten reduziert würden, könnten durch die Verwendung von HTSL vor allem kleine Speichereinheiten und besonders Speicher mit häufigen und schnellen Lade-/Entladevorgängen wirtschaftlich interessanter werden.

Die Chancen und der Zeitrahmen des Einsatzes von HTSL in SMES werden sehr widersprüchlich eingeschätzt. Während japanische Wissenschaftler ausgesprochen optimistisch sind, sind aus Europa eher skeptische Standpunkte zu registrieren. Aus heutiger Sicht liegt die Hauptschwierigkeit beim Einsatz von HTSL in der Sprödigkeit des Materials. Unklar ist auch, wann welche Leiter mit welchen Parametern zur Verfügung stehen und zu welchem Preis sie angeboten werden.

Literatur:

- [1] R. Flükiger; „Hoch-Tc-Supraleiter in der Energietechnik“; Bulletin SEV/VSE 11/1994, S. 22-30
- [2] U.S.Congress, Office of Technology Assessment (OTA); "High-Temperature Superconductivity in Perspective", OTA-E-440; U.S.Government Printing Office Washington DC., April 1990
- [3] K.-P. Jüngst et al.; unveröffentlichter Bericht, Kernforschungszentrum Karlsruhe, 1992

2. Energiespeicherung in supraleitenden Magneten - SMES

2.1 Funktionsprinzip und technischer Aufbau

Fließt in einem elektrischen Leiter ein Gleichstrom, so wird durch die bewegten elektrischen Ladungen ein Magnetfeld erzeugt. Wenn in einem geschlossenen Leitersystem ein (durch Supraleiter) verlustloser Dauerstrom fließt, so kann in dem dadurch erzeugten Magnetfeld Energie als magnetische Feldenergie verlustfrei (von Verlusten im Kühlsystem abgesehen) gespeichert werden. Dieses Prinzip macht man sich zunutze, um in aus supraleitenden Spulen aufgebauten Magneten elektrische Energie direkt zu speichern. Darauf basierende Anlagen werden nach dem englischen Begriff „Superconducting Magnetic Energy Storage“ in der Literatur als SMES bezeichnet.

2.1.1 Theoretische Grundlagen

Die Energiedichte (das ist die Energie je Volumeneinheit) im magnetischen Feld e_m beträgt für den Fall konstanter relativer Permeabilität:

$$e_m = \frac{1}{2} (\mathbf{H} \cdot \mathbf{B}) = \frac{1}{2} \mu_0 \mu_r \cdot H^2 = \frac{1}{2 \cdot \mu_0 \cdot \mu_r} B^2$$

wobei H die Feldstärke, B die magnetische Flußdichte, μ_0 die magnetische Feldkonstante ($\mu_0 = 4 \cdot \pi \cdot 10^{-7} \text{ Vs(Am)}^{-1}$) und μ_r die relative Permeabilität ist.

Unter der Annahme eines Magneten mit Luftkern ($\mu_r = 1$) kann als "Faustregel" für die Speicherkapazität einer Spule gelten, daß bei einem Feld von fünf Tesla die gespeicherte Energiedichte 10 MJ/m^3 (rund $2,8 \text{ Wh/l}$) beträgt. Im Vergleich dazu ist die Speicherdichte in konventionellen Bleisäure-Batterien mit etwa 80 Wh/l mehr als zwanzig Mal größer.

Im Unterschied zu den Batterien beschränkt sich bei den Spulen der zur Energiespeicherung genutzte Raum nicht auf die dazu notwendige materielle Struktur. Für die Bestimmung der gesamten im Magnetfeld gespeicherten Energie ist über den durch das Feld erfüllten Raum zu integrieren. Fließt ein Strom I durch die Leiter einer Spule mit der Induktivität L , so ergibt sich für die im felderfüllten Raum gespeicherte magnetische Energie E_m :

$$E_m = \int_V e_m dV = \frac{1}{2} L \cdot I^2$$

Die in einer Magnetspule gespeicherte Energie ist also linear von deren Induktivität und quadratisch vom in der Spule fließenden Strom abhängig.

2.1.2 Das System

Eine SMES-Anlage besteht aus folgenden wesentlichen Elementen:

- eine in einem Kryostatgefäß untergebrachte supraleitende Spule,
- ein Wandlersystem (Stromrichter) als Lade-/Entladeeinrichtung sowie
- eine Kälteanlage zur Erzeugung einer Temperatur unterhalb der kritischen Temperatur des Supraleiters.

Der Netzanschluß ist durch einen Transformator mit großem Sekundärstrom gegeben.

Im Ladezustand wird der aus dem Netz aufgenommene Wechselstrom im Wandlersystem in Gleichstrom umgewandelt, die Ausgangsspannung des Wandlersystems ist gleich der Magnetspannung. Die Größe der Magnetspannung bestimmt, wie schnell der in die Spule eingespeiste Gleichstrom wächst. Mit ansteigendem Strom nimmt auch das Magnetfeld und damit die in ihm gespeicherte Energie zu. Im Haltezustand wird das Wandlersystem bei voraussehbar längeren Zeiten ohne Bedarf durch einen supraleitenden Kurzschlußschalter überbrückt. Wegen der Supraleitfähigkeit erfährt der in der Spule fließende Dauerstrom keine Verluste. Bei ständiger Bereitschaft, d.h. schneller Verfügbarkeit, muß die Spule permanent mit dem Netz verbunden sein, was Verluste mit sich bringt. Im Entladezustand wird dem Magneten durch Spannungsumkehr am Wandlersystem Strom entzogen, im Wandler in Wechselstrom umgewandelt und in das Netz eingespeist. Durch die Verwendung von Gate-Turn-Off (GTO)-Thyristoren zum Laden bzw. Entladen der Spule ist eine simultane, unabhängige Regelung von Wirkleistung und Blindleistung möglich.

Nach dem heutigen Stand der Technik sind die technischen Eigenschaften des Wandlersystems und der Spule noch nicht optimal aufeinander abgestimmt. Die Stromrichter erreichen ihren maximalen Wirkungsgrad bei hohen Spannungen und niedrigen Strömen, SMES-Spulen werden auf möglichst hohe Ströme ausgelegt. Selbstgeführte Stromrichter könnten den Strom nach Betrag und Phase prägen, womit die Blindleistungskompensation entfielen und sich schwache Netze stabilisieren ließen. Allerdings sind solche Anlagen mit den heutigen Bauelementen noch nicht wirtschaftlich zu realisieren. Auch ist der Wirkungsgrad selbstgeführter Stromrichter deutlich niedriger als der von netzgeführten, weshalb bei der Konstruktion von Wandlersystemen für große SMES letzteren der Vorzug gegeben wird.

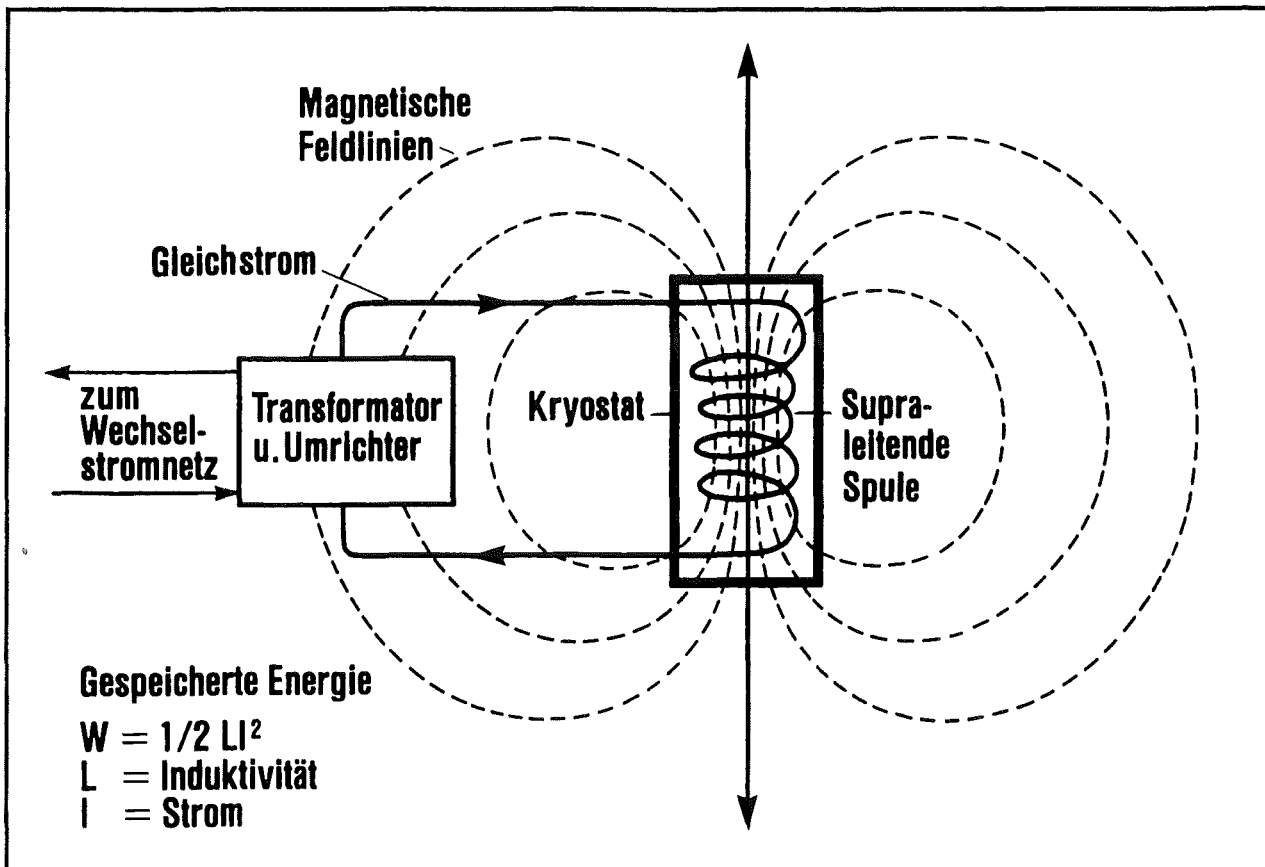


Bild 2-1: Prinzipskizze eines SMES

2.2 Komponenten einer SMES-Anlage

2.2.1 Auslegung und Wahl der Spulenform

Hauptteil und - bei Speichern großen Energieinhaltes - teuerste Einzelkomponente eines SMES-Systems ist die Speicherspule. Sie muß jeweils für das erwartete Einsatzspektrum ausgelegt werden, wobei jedes Anwendungsfeld besondere Beschränkungen und Optimierungskriterien mit sich bringt. So ist die Auswahl der Supraleiterkonfiguration durch die Einsatzbedingungen der Spule, die ihrerseits Konsequenzen für die notwendigen elektrischen und mechanischen Eigenschaften des Leiters haben, sowie nicht zuletzt durch Wirtschaftlichkeits- und Zuverlässigkeitsforderungen bestimmt. Die Spulenform wiederum ist entscheidend für die Stärke der Streufelder und damit die Umweltauswirkungen des Systems, bringt aber zugleich unterschiedliche Materialverbräuche und Fertigungstechniken und somit ebenfalls unterschiedliche Kosten mit sich.

Wesentliche Gesichtspunkte der Wahl der geometrischen Form der Spule sind:

- günstigste Lösung zur Beherrschung der mechanischen Kräfte
- kostenoptimierte Herstellung und Betrieb der Spule und der Anlage (z.B. Leiterbedarf, Spulenoberfläche ...)
- Größe des magnetischen Streufeldes
- implizit damit auch: Größe der Leistungsklasse und geplanter Einsatzort

Zum Aufbau der Speicherspule sind mehrere Konstruktionsformen denkbar und auch untersucht worden [1]. Detaillierter ausgearbeitete SMES-Entwürfe basieren aber im wesentlichen auf den zwei Grundformen Solenoid (Zylinderspule) und Toroid (Ringspule), die hier näher beschrieben werden sollen.

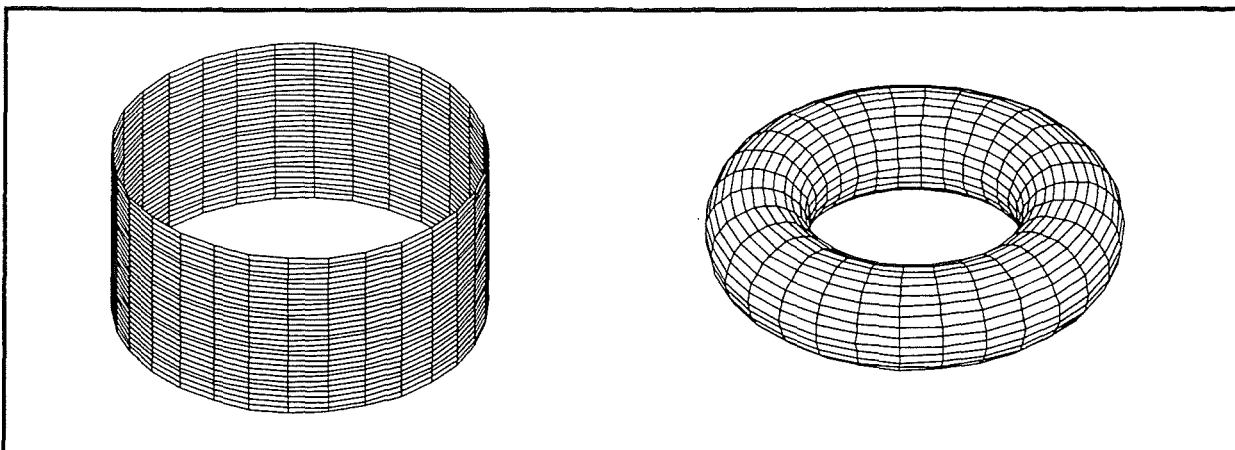


Bild 2-2: Grundformen von Spulen: Solenoid (links) und Toroid (rechts)

Als *Solenoid* bezeichnet man eine zylindrische Spule aus einer Vielzahl von Drahtwindungen, die eine Schraubenlinie bilden. Die Wicklung kann auch mehrlagig erfolgen. Zur Charakterisierung von Zylinderspulen bedient man sich üblicherweise folgender dimensionsloser Parameter:

$$\alpha = \frac{r_a}{r_i} \qquad \beta = \frac{l}{2 \cdot r_i}$$

mit l als Spulenlänge sowie r_i und r_a als Innen- bzw. Außenradius der Spule.

Das Feld einer langen geraden Zylinderspule ($\beta \gg 1$, $\alpha \approx 1$) ist hauptsächlich innerhalb der Spule von nennenswerter Größe, die Energie wird fast ausschließlich im Inneren der Spule gespeichert.

Bei kurzen flachen Zylinderspulen ($\beta \leq 1$, $\alpha > 1$) ist das Verhältnis von speicherbarer Energie zu benötigtem aktiven Supraleitervolumen sehr günstig, darum werden diese für den Einsatz in SMES mit Abstand am häufigsten vorgeschlagen. Da aber bei solchen Spulen mit geringem Aspektverhältnis (sogenannten LAR (= low aspect ratio)-Spulen) ein großer Teil der Energie im Außenraum der Spule gespeichert wird, ist ihr magnetisches Streufeld sehr hoch und weitreichend. Da die magnetische Induktion B mit r^{-1} abnimmt, kann dies bei großen Einheiten zu einem nicht unbeträchtlichen Flächenbedarf führen. (In Modellrechnungen zum amerikanischen 5-GWh-Projekt zum Beispiel liegt die 1-mT-Isolinie des magnetischen Streufeldes bei einem Radius von rund 2600 m um den Spulenmittelpunkt [2]).

Aufgrund der hohen Stromdichte und der hohen magnetischen Induktion wirken selbst auf die relativ kleinen Leiterquerschnitte sehr große elektromagnetische Kräfte, die den jeweiligen Leiter zugleich axial zur Mittelebene der Spule und radial nach außen drücken. Um diese Kräfte aufzufangen, sind starke Stützstrukturen vonnöten. Das Stützmaterial sollte möglichst nicht elektrisch leitfähig sein, um Wirbelströme bei Feldänderungen zu vermeiden.

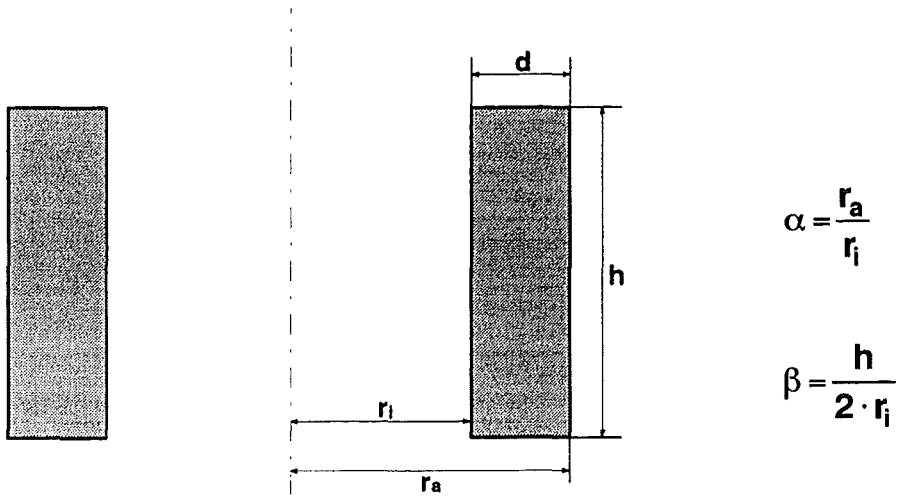
Die weitreichenden Streufelder können durch Kompensationsspulen, die in der gleichen Ebene wie die Speicherspule liegen, aber ein entgegengesetzt gerichtetes Dipolmoment besitzen, abgeschirmt werden. Weitere Optionen bestehen in der Wahl von Spulen mit geeignetem Aspektverhältnis und durch den Einbau der Spule in einen Tunnel.

Als *Toroid* bezeichnet man eine ringförmige Spule, deren Windungen auf einem Kern aufgewickelt sind, der die Form eines Ringkörpers hat. Das Magnetfeld eines idealen Toroides ist vollständig in seinem Inneren lokalisiert, d.h. *toroidale Spulen sind im Idealfall frei von äußeren Magnetfeldern*. Das Aspektverhältnis ist hier durch das Verhältnis des Spulendurchmessers zum doppelten Radius des Spulenkernes definiert.

Praktisch wird eine Toroid-Anordnung häufig durch aufrecht stehende kreisförmig angeordnete Einzel-Solenoiden realisiert. Die bei einer solchen Anordnung entstehenden Zwischenräume zwischen den Einzelspulen gestatten ein Austreten der Feldlinien auch in Raumbereiche außerhalb der Spule. Dabei ist das Außenfeld (die „Leckrate“) um so größer, je weiter die Einzelspulen auseinanderstehen. Bei gleicher Entfernung vom Außenrand der Spule ist das austretende Magnetfeld jedoch in der Regel um ein Mehrfaches kleiner als bei einem Solenoiden gleichen Energieinhaltes.

Geometrien von SMES-Spulen

Solenoid



Toroid

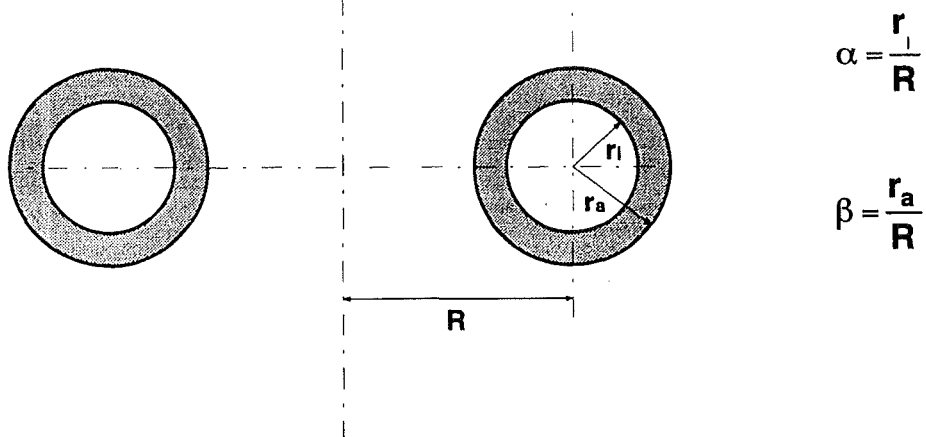


Bild 2-3: Geometrien von SMES-Spulen

Verglichen mit Zylinderspulen wird bei Toroiden mit gleichem Energieinhalt jedoch deutlich mehr Supraleitermaterial benötigt. Für eine 5000-MWh-Spule läßt sich beispielsweise folgendes zeigen:

- Optimiert man bei gleichem Energieinhalt und gleichem Maximalfeld jeweils ein Toroid und ein Solenoid auf minimalen Supraleiterbedarf, so ist der Supraleiterbedarf beim Toroid etwa 2,07 mal höher als beim Solenoiden. Das optimale Aspektverhältnis beim Torus beträgt dabei etwa 0,6; das des Solenoiden etwa 0,25. Diese Werte wurden für Maximalfelder zwischen 2 und 8 Tesla als unabhängig vom Maximalfeld bestätigt.
- Solenoide wie auch Toroide mit diesen Aspektverhältnissen sind jedoch aus mehreren Gründen (z.B. Kräfte, Anforderungen an Erdarbeiten) nicht baubar. Darum wird in der Literatur für große Solenoide ein Aspektverhältnis von 0,01, für Toroide von maximal 0,1 diskutiert. In beiden Fällen beträgt der Supraleiterbedarf etwa das 1,5-fache verglichen mit dem Optimum, das relative Verhältnis des Supraleiterbedarfes von Solenoid und Toroid ändert sich dabei kaum.

Deshalb geht man im allgemeinen davon aus, daß die Gesamtkosten für als Toroide aufgebaute SMES höher liegen als die für Solenoide. Allerdings sind - modellbedingt - diese Optimierungsrechnungen nur gültig für vergleichsweise große Spulen ab einigen 10 MWh Energieinhalt. Für kleinere Spulen sind gesonderte Untersuchungen nötig. Zudem ist diese Argumentation beschränkt auf ein einzelnes Kostenkriterium. Andere Kostenkomponenten wie z.B. Strukturmaterialien und Kühlanlagen, eventuelle Kostenvorteile aufgrund der modularen Bauweise von Torussystemen sowie nicht quantifizierbare Kriterien (geringe Streufelder bei Einsatz in dichter besiedelten Gebieten, verschärfte Anforderungen an die elektromagnetische Verträglichkeit) sind hierbei nicht berücksichtigt.

Solenoide und Toroide haben spezifische Vor- und Nachteile, die in nachstehender Tabelle zusammengefaßt sind.

Magnet	Vorteile	Nachteile
Solenoid	einfache Bauweise bezogen auf den Speicherinhalt wird wenig Supraleitermaterial benötigt einfache Optimierungsprozedur für die Windungsgeometrie	ohne Abschirmmaßnahmen hohes und weitreichendes Streufeld für große Einheiten sehr große Leiter für Einheiten mit mittleren und hohen Energieinhalten sind Einzelspulen mit großem Durchmesser zu fertigen
Toroid	niedriges Streufeld von geringer Ausdehnung Einzel-Spulen sind vergleichsweise klein und bis zu mittleren Energieinhalten des Systems transportierbar modularer Aufbau	verglichen mit Solenoiden gleichen Speicherinhaltes ist der Supraleiterbedarf höher komplexe mechanische Struktur

Tab. 2-1: Vor- und Nachteile von Solenoid- und Toroidspulen

2.2.2 Wahl des Supraleiters

Die Fertigung und die Eigenschaften technischer Supraleiter sind ausführlich in Kapitel 1 dargelegt. Hier soll darum nur noch auf für SMES-Leiter spezifische Fragestellungen näher eingegangen werden.

Für die Auslegung des Leiters müssen spezielle, an der jeweiligen Anwendung orientierte Optimierungsrechnungen durchgeführt werden. Dabei sind das maximale Magnetfeld, die Betriebs-

stromstärke und die Kühltechnik wesentliche Parameter. Hinzu kommt die Feldänderungsgeschwindigkeit als wichtige, bei schneller zeitlicher Änderung des Magnetfeldes sogar dominierende, Auslegungsgröße hinzu. In einer großen Spule, die über eine längere Zeitdauer entladen wird, ist sie deutlich niedriger als in einer kleinen Spule, die ihren Energieinhalt in kürzester Zeit abgeben soll. Dieser Tatsache muß die Auslegung des Supraleiters Rechnung tragen. Während bei langsamen Feldänderungen in der Spule vergleichsweise einfach strukturierte Gleichstromleiter gewählt werden können, sind für große Feldänderungsgeschwindigkeiten und hohe Ströme Leiter mit einem relativ komplexen Aufbau erforderlich.

Heute konzipierte Anlagen verlangen im Betrieb Stromdichten um $10^5 \text{ A}\cdot\text{cm}^{-2}$ bei einer Induktion von 2...8 T. Wie oben ausgeführt, hängt die kritische Stromdichte sowohl von der Temperatur als auch vom Magnetfeld ab. Man strebt deshalb an, daß die Betriebstemperatur T_B des Supraleiters möglichst weit unterhalb der kritischen Temperatur T_c liegt.

Bei der Auswahl des supraleitenden Materials für den Aufbau der Drähte geht man zur Zeit zumeist von NbTi oder Nb₃Sn aus. Obgleich letzteres günstigere physikalische Grenzwerte aufweist, wird wegen der einfacheren mechanischen Verarbeitbarkeit und Technologie zumeist das NbTi bevorzugt. Es ist im Vergleich zur derzeit praktisch einzig möglichen konventionellen Alternative Nb₃Sn relativ billig, hat gute mechanische Eigenschaften wie einfache Verarbeitbarkeit und Unempfindlichkeit gegen Verformungen und wird schon jetzt weltweit in großen Mengen industriell hergestellt.

Der Einsatz von Hochtemperatursupraleitern (HTSL) wird in einigen Untersuchungen ebenfalls diskutiert. Motiv dafür sind vor allem die mit ihnen verbundenen Möglichkeiten der erheblichen Reduktion des technischen und thermischen Kühlaufwandes um bis zu mehr als eine Größenordnung. Da zum einen der Anteil des Kühlaufwandes am Gesamtwirkungsgrad eines SMES mit abnehmender Größe deutlich wächst, zum anderen bei möglicher Stickstoffkühlung die spezifischen Leistungskosten reduziert würden, könnten durch die Verwendung von HTSL vor allem kleine Speichereinheiten und besonders Speicher mit häufigen und schnellen Lade-/Entladevorgängen wirtschaftlich interessant werden. Bei großen Anlagen sind die Vorteile weniger deutlich: Hier gibt das Office of Technology Assessment (OTA) unter der Annahme, daß den NbTi-Supraleitern in Kosten und Eigenschaften vergleichbare HTSL auf dem Markt wären, eine Reduktion der Kapitalkosten für ein SMES von drei bis acht Prozent an [3]. Die Wirkungsgradverbesserungen hält man für marginal, da beim Einsatz als Tagesspeicher nur 2 % der Energie für Kühlzwecke aufgewendet werden. Zu tendenziell gleichen Ergebnissen gelangen Jüngst et al., die für einen 100-MWh-SMES bei Einsatz eines 77 K-Hochtemperatur-Supraleiters und sonst gleichen Spulenparametern die eingesparten kapitalisierten Verlustkosten auf maximal 2% der Anlagenkosten beziffern [4]; sowie Bechtel, Inc. die für die Kapitalkostenreduktion aufgrund des Einsatzes von HTSL für das 20,4-MWh-ETM 9,8% und für eine 5.250-MWh-Einheit 6,8% angeben [5].

Die Chancen und der Zeitrahmen des Einsatzes von HTSL in SMES werden sehr widersprüchlich eingeschätzt. Derzeit existieren keine geeigneten Leiter, die bei einer im Vergleich zu herkömmlichen Betriebstemperaturen signifikant höheren Temperatur - wie beispielsweise der des flüssigen Stickstoffs - in einer energietechnischen Anlage betrieben werden könnten. Es ist nicht absehbar, wann Leiter mit geeigneten Eigenschaften erhältlich sein werden, über welche Parameter diese verfügen und vor allem zu welchen Kosten diese realisiert werden können bzw. zu welchem Preis sie angeboten werden.

Aus heutiger Sicht liegen die Hauptschwierigkeiten bei der Fertigung technischer Supraleiter aus HTSL in der Granularität sowie in der Sprödigkeit der Materialien. Die Granularität der Materialien bewirkt, daß zwar im Nullfeld ein gewisser supraleitender Strom durch den Leiter fließen kann, aber schon kleine Felder im Bereich von hundert Millitesla genügen, um einen Stromabfall um Faktoren 10 -100 zu bewirken. Gegenwärtige Forschungsarbeiten gehen in Richtung der Verbesserung der Korngrenzen, die erreicht wird, indem Fremdphasenanteile reduziert werden oder die Orientierung zweier Nachbarkörper parallel ausgerichtet wird. Optimal wäre es, wenn der Leiter auf seiner ganzen Länge monokristallin wäre. Erste Fortschritte sind mit Bi(2212) und Bi(2223)-Bändern zu verzeichnen, die Herstellung von Bändern aus YBCO sowie TI(1223) für energietechnische Anwendungen bei 77 K ist bislang nicht gelungen [6].

Bei den bisher in Betracht gezogenen SMES-Anlagen müssen alle verwendeten Materialien mechanische Verformungen (v. a. Dehnungen) bis zu etwa 0,2 % sowohl bei Raum- als auch Betriebstemperatur ohne Verschlechterung der Eigenschaften überstehen können. Bei den derzeitigen Hochtemperatursupraleitern ist dies noch nicht der Fall. Erste Versuche zur Verbesserung der mechanischen Eigenschaften durch Verwendungen von Silber-Magnesium-Legierungen waren erfolgreich; noch ist allerdings unklar, wann geeignete Leiter kommerziell verfügbar sein werden.

2.2.3 Stromrichter

2.2.3.1 Stand der Technik

Um die Anbindung der supraleitenden Spule, in der ein Gleichstrom fließt, an des elektrische Netz (Wechselstrom) zu realisieren, muß eine Umwandlung zwischen beiden Stromsystemen erfolgen. Dazu bedient man sich sogenannter Stromrichterschaltungen, die unter Verwendung verschiedener Bauelemente ausgeführt werden können. Eine Übersicht über die gegenwärtig verfügbaren Leistungsschalter gibt Tabelle 2-2. Um eine Einordnung der Leistungsfähigkeit verschiedener Bauelemente zu ermöglichen, ist für elektrischen Parameter die Größenordnung der jeweiligen heute technisch realisierten maximalen Leistungsklasse angegeben.

Typ	Nennspannung	Nennstrom	Schaltzeit
	V	A	μ s
Diode	einige tausend	einige tausend	einige
Schottky-Diode	einige zehntausend	einige zehntausend	einige Zehntel
Thyristor	einige tausend	einige tausend	einige zehntausend bis hundert
GTO (gate turn off)-Thyristor	einige tausend	einige tausend	einige zehntausend
static induction thyristor	einige tausend	einige zehntausend bis hundert	einige Zehntel bis einige
Leistungs transistor	einige hundert	einige zehntausend bis hundert	einige Zehntel
Leistungs-MOSFET	einige hundert bis tausend	einige zehntausend bis hundert	einige Zehntel
Insulated Gate Bipolar Transistor (IGBT)	einige hundert bis tausend	einige hundert	einige Zehntel
MOS-controlled Thyristor (MCT)	einige hundert bis tausend	einige zehntausend	einige Zehntel

Tab. 2-2: Stand der Technik bei Bauelementen für Stromrichter Anwendungen

Im folgenden soll der Stand der Technik bei Stromrichterschaltungen kurz beschrieben werden.

Eine Unterscheidung zwischen den verschiedenen Stromrichterarten kann nach der ausgeführten Grundfunktion (Gleichrichten, Wechselrichten usw.) oder nach der inneren Wirkungsweise (Herkunft der Kommutierungsspannung, Taktfrequenz) getroffen werden. Letzterer Systematik folgend teilt man ein in selbstgeführte (mit interner Kommutierung) und fremdgeführte Stromrichter (mit erzwun-

gener Kommutierung), wobei die zweite Gruppe je nach Herkunft der Kommutierungsspannung noch einmal in netzgeführte und lastgeführte Stromrichter untergliedert ist. Bei netzgeführten Stromrichtern wird die Kommutierung, die Stromübergabe von einem auf das andere Ventil, durch das speisende Netz bewirkt. Moderne Stromrichter hingegen sind mit abschaltbaren Ventilen, z.B. GTO-Thyristoren, bestückt. Die Kommutierung des Stromes erfolgt, indem ein Ventil ab- und das Folgeventil eingeschaltet wird.

	netzgeführt	selbstgeführt
Kommutierung	Netzspannung	intern
Blindleistung	nimmt (für die Kommutierung) Blindleistung vom Netz auf	unabhängige Steuerung von Wirk- und Blindleistung möglich („Vier-Quadranten-Steller“)
Wirkungsgrad	95 ... 98 %	90 ... 97 %
maximal realisierte Leistung	bis zu mehreren Tausend MVA	einige zehn MVA

Tab. 2-3: Netzgeführte und selbstgeführte Stromrichter

Netzgeführte Stromrichter sind bis zu Stromrichterleistungen über 1 GVA mit Netzthyristoren ausgeführt. Die freizügige Parallel- und Reihenschaltung von konventionellen Thyristoren erlaubt die Bereitstellung von fast beliebig hohen Strömen und Spannungen. Erfahrungen mit dem Einsatz von konventionellen Thyristoren im Hochleistungsbereich existieren vor allem aus den Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsanlagen (HGÜ) sowie aus der Elektrolyse-Technik.

In der HGÜ-Technik werden Ausgangsspannungen von über 1 MV entweder durch die Reihenschaltung einzelner Thyristoren zu einem Stromrichterventil oder durch die Serienschaltung kompletter B6-Brücken erreicht. In der Praxis sind HGÜ-Stromrichter meist zwölfpulsig ausgeführt. Die Zwölfpulsigkeit erreicht man, indem zwei oder mehrere B6-Brücken in Serie geschaltet werden, wobei die Stromrichtertransformatoren sekundärseitig abwechselnd in Stern und Dreieck geschaltet sind. In dieser Technik wurden in der Vergangenheit Stromrichtersysteme im 2000 MVA-Bereich bei Gleichspannungen von ca. 1 MV und Gleichströmen von ca. 2 kA ausgeführt.

In der Elektrolysetechnik sind - im Unterschied zur HGÜ - eher große Gleichströme als hohe Ausgangsspannungen gefordert. Um diese großen Ströme führen zu können, werden einzelne Thyristoren zu einem Ventil parallelgeschaltet. Möglich ist auch die Parallelschaltung zweier durch eine Saugdrossel entkoppelter Stromrichter. Meist sind Stromrichter für Elektrolyseanlagen als reine Gleichrichter realisiert, die maximalen Ströme erreichen 50 kA.

Selbstgeführte Stromrichter sind bis zu Leistungen von ca. 10...15 MVA mit GTO-Thyristoren ausgeführt. Diese Leistungen werden durch Parallelschaltung einzelner Umrichter erreicht.

Daß selbstgeführte Stromrichter in höheren Leistungsbereichen bisher nicht eingesetzt werden, hat verschiedene Gründe. So ist der Wirkungsgrad selbstgeführter Stromrichter deutlich geringer als der von netzgeführten Stromrichtern. Dies ist zum einen dadurch bedingt, daß durch das Pulsen des Stromrichters zusätzlich zu den Durchlaßverlusten auch Schaltverluste auftreten, die proportional zur Pulsfrequenz sind. Zum anderen lassen sich Reihen- und Parallelschaltungen aus GTO-Thyristoren nicht so einfach wie bei konventionellen Thyristoren in netzgeführten Stromrichtern realisieren, da die dynamische Strom- und Spannungsaufteilung während der Schaltvorgänge nur mit einem erheblichen Aufwand an passiven Beschaltungen gewährleistet werden kann. Diese passiven Bauelemente bringen erhebliche Verluste mit sich und machen zudem die Schaltungskonzepte

insgesamt häufig unwirtschaftlich. Derzeit sind uns keine industriellen Stromrichter bekannt, bei denen die Bauleistung durch Parallel- oder Reihenschaltung einzelner GTO-Thyristoren erhöht wurde.

Weltweit werden Anstrengungen unternommen, Stromrichter mit IGBTs (Insulated Gate Bipolar Transistor) zu realisieren. Diese lassen sich - verglichen mit Stromrichtern auf der Basis von GTOs - mit weniger externem Beschaltungsaufwand aufbauen und beliebig ein- und ausschalten. Ihre Entwicklung ist in den letzten Jahren rapide fortgeschritten, so daß IGBT die Leistungsdaten von GTOs bei Strom und Spannung bis auf einen Faktor zwei erreicht haben. Parallel- und Serienschaltungen werden bereits praktisch erprobt.

Für zukünftige selbstgeführte Stromrichterkonzepte, insbesondere für solche, bei denen kurze Schaltzeiten gefragt sind, sind MOS-geregelte Thyristoren (MCT) eine interessante Alternative. MCT sind einfacher zu steuern als GTO, die Leistungsverluste sind geringer und die Schaltzeiten deutlich kürzer. Allerdings sind zur Realisierung von MCT mit für Leistungsanwendungen geeigneten Nennspannungen bei gleichzeitig hinreichend kurzen Schaltzeiten noch beträchtliche Entwicklungsanstrengungen vonnöten.

2.2.3.2 Stromrichter für SMES

Der Stromrichter bestimmt die Spannung im Spulenkreis und damit die zeitliche Änderung des Spulenstromes di/dt , die Ladung und die Entladung. Typische Stromrichtermodule erlauben eine maximale Spannung von einigen kV. Eine Reihenschaltung von Modulen würde eine Erhöhung der maximalen Spannung um ein der Zahl der Module entsprechendes Vielfaches ermöglichen, zugleich aber die Ausfallwahrscheinlichkeit und die Kosten erhöhen.

Aus den elektrischen Eigenschaften von Stromrichtersystem und Spule ergeben sich Restriktionen für das Lade-/Entladeverhalten einer SMES-Anlage. Bei der Entnahme von Energie mit konstanter Leistung nimmt der Strom in der Spule ab und zugleich wegen $U = P/I$ die Spannung am Stromrichter zu, bis sie ihren Maximalwert erreicht. Danach nimmt die entnehmbare Leistung proportional zum Spulenstrom ab. Auf dieses Verhalten muß bei der Dimensionierung von SMES-Anlagen - je nach Auslegung - Rücksicht genommen werden.

Folgende Überlegung macht das Verhalten deutlich. Es gilt:

$$E_{m,max} = \frac{1}{2} L \cdot I_{max}^2 \quad \text{und} \quad E_{m,min} = \frac{1}{2} L \cdot I_{min}^2$$

Bei konstantem P gilt außerdem $I_{min} = P / U_{max}$ und folglich

$$E_{m,min} = \left(\frac{P}{U_{max} I_{max}} \right)^2 \cdot E_{m,max}$$

Aus diesem Grunde wird im Normalbetrieb ein Teil der gespeicherten Energie in der Spule verbleiben. Als Faustregel kann gelten, daß je nach Speicherinhalt und Systemauslegung maximal 75 bis 90 % des möglichen Speicherinhaltes entnommen werden sollten.

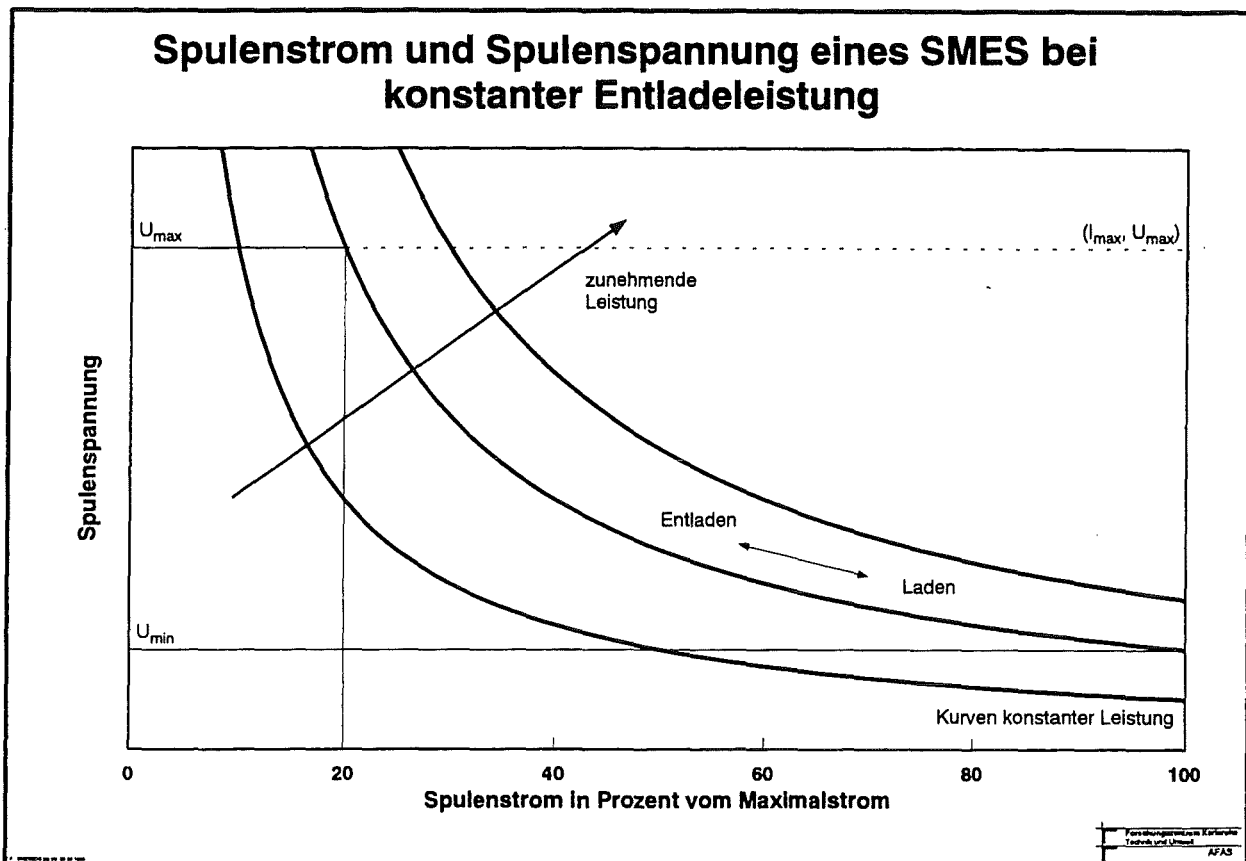


Bild 2-4: Verlauf von Strom und Spannung bei einem SMES im Falle konstanter Entladeleistung

An die Stromrichter werden im wesentlichen folgende Anforderungen gestellt:

- geringer Blindleistungsbedarf
- hoher Wirkungsgrad auch bei Teillastbetrieb
- geringe Investitionskosten
- Einhaltung des Schutzes von Personen (z.B. galvanische Trennung, Isolationsüberwachung)
- geringe Netzurückwirkungen
- vollautomatischer Betrieb

Ein SMES wird in der Regel als Stromquelle und folglich der Stromrichter als solcher mit eingepprägter Gleichspannung ausgelegt werden. Mit dem Einsatz von Stromrichtern sind zugleich (meist unerwünschte) Netzurückwirkungen verbunden, auf deren Qualität und Umfang bereits durch das gewählte Schaltungskonzept Einfluß genommen werden kann. Die Folgen der Netzurückwirkungen bei den Verbrauchern (beispielsweise Netzflicker, Beeinflussung elektronischer Steuerungen und Anlagen, zusätzliche Erwärmung von Maschinen und Geräten) wiederum hängen von den Netzparametern am gewählten Installationspunkt des Stromrichters ab.

Netzgeführte Drehstrombrückenschaltungen mit konventionellen Thyristoren sind für den Einsatz in SMES nur bedingt geeignet. Zum einen wird durch sie dem Netz elektrische Blindleistung entzogen, was bei SMES im Falle einer Sofortreserveanforderung die dann ohnehin ungünstige Netzsituation (Wirkleistungsdefizit, niedrige Spannung) noch weiter verschärfen würde. Zum anderen ist bei Netzausfall kein Stromrichterbetrieb und damit kein Ausspeichern von Energie (z.B. im Inselbetrieb oder zur Versorgung im Schwarzfall) möglich, da bei einer solchen Konfiguration Führung und Kommutierung durch die Netzspannung erfolgen. Für die meisten Anwendungen sind darum

abschaltbare Thyristoren in selbstgeführten Drehstrombrückenschaltungen zu bevorzugen. Sie ermöglichen weitaus günstigere Betriebsverhältnisse. So ist ein netzunabhängiger Betrieb möglich, die dem Netz zugeführte oder entzogene Blindleistung ist (unabhängig von der Wirkleistung) steuerbar. Allerdings sind, wie bereits oben beschrieben, solche Stromrichter erst für den 10-MW-Bereich realisiert.

2.2.4 Kühlanlagen

2.2.4.1 Kühlmedien

Für die konventionellen Supraleiter wird in der Regel die Temperatur des flüssigen Heliums (4,2 K) als Betriebstemperatur angenommen. Alternativ wird, wie etwa bei den amerikanischen 21-MWh-ETM-Entwürfen und 5 GWh-Studien, die Kühlung mit suprafluidem He II bei 1,8 K diskutiert.

He II als Kühlmittel hätte mehrere Vorteile

- Aufgrund seiner enormen Wärmeleitfähigkeit und insbesondere aufgrund des erheblich besseren Wärmeüberganges könnte die Verlustwärme sehr einfach vom Leiter abgeführt werden. Die für große Spulen einzusetzende Zwangskühlung ist auch mit He II möglich.
- Die mögliche Stromdichte erhöht sich bei einer Verminderung der Temperatur von 4,2 auf 2 K auf fast das 1,5-fache, womit eine dementsprechend mögliche Einsparung an Leiterdrähten einherginge.
- Wegen der gleichmäßigeren Temperaturverteilung und der höheren Stabilität kann der Nennstrom im allgemeinen näher beim kritischen Strom liegen als bei He I-Kühlung. Dadurch könnte die Einsparung an Leitermaterial noch größer ausfallen. Die Reduktion der Leitergesamtkosten wäre aber nicht proportional zur Verringerung des Bedarfs an supraleitendem Material, da sich der notwendige Stabilisatorquerschnitt (der durch das Quenchverhalten bestimmt ist) und die Herstellungskosten für das Kabel - bei gleich angenommener Geometrie - durch den Übergang zu He II - Kühlung kaum ändern.

Ein Betrieb mit He II hat allerdings auch einige Nachteile:

- Der Energieaufwand für die Kühlung wird wegen des verminderten thermodynamischen Wirkungsgrades größer und die Kälteanlage dadurch komplizierter.
- Aus der verschwindenden Zähigkeit des suprafluidem He II resultiert die Forderung nach absoluter Dichtheit der He-Leitungen und Behälter. Probleme könnten vor allem die hochvakuumdichten Verbindungen zwischen Metallen und Isolatoren darstellen. Solche elektrisch isolierenden Verbindungen sind immer notwendig, ob sich nun das Kältemittel in Kühlkanälen im Leiterinneren befindet oder in einem die Wicklung umgebenden Tank. Im ersteren Fall sind alle He-Zu- und Abführungen zu den Leiterkanälen elektrisch zu isolieren, im letzteren Fall der Badkühlung ist eine elektrische Unterbrechung an einer Stelle des ringförmigen, die gesamte Spule enthaltenden Heliumbehälters zur Vermeidung einer kurzgeschlossenen Sekundärwindung notwendig.

Insbesondere aufgrund der aus der Suprafluidität von He II resultierenden Nachteile wird in der vielfach und in vielen Varianten erprobten He I-Kühlung die sicherere und weniger aufwendige Lösung gesehen.

2.2.4.2 Kühlverfahren

Allgemein ist die derzeit beim Bau von Großmagneten bevorzugte Kühlmethode die *forcierte Kühlung* durch strömendes Helium in geeigneten Hohlräumen im Leiterinneren. Dabei können die innengekühlten Leiter sehr gut elektrisch voneinander isoliert und durch Epoxidharz vergossen werden. Dies hat auch eine hohe mechanische Festigkeit der Wicklung zur Folge. Die Kühlheliummenge kann bei dieser Kühlmethode klein gehalten werden. Forcierte Kühlung hat jedoch den Nachteil, daß die maximale Kühlkanallänge wegen des Druckverlustes beschränkt ist und somit eine große Anzahl von (elektrisch isolierten) Verbindungen zwischen den Leiterabschnitten und den Heliumzu- und -abfuhrrohren notwendig wird. Außerdem kann bei den für große SMES-Spulen relevanten Abmessungen die Wicklung sowohl aus technischen als auch wirtschaftlichen Gründen nicht mehr in der notwendigen Qualität mit Epoxidharz vergossen werden.

Ein alternatives, insbesondere für kleine SMES in der Regel geeigneteres Kühlverfahren ist die *Badkühlung*. Dabei wird die gesamte Spule von flüssigem Helium umspült. Der technische Aufwand für dieses Kühlverfahren ist wesentlich geringer als bei der forcierten Kühlung. Badkühlung hat andererseits den Nachteil, daß große und druckfeste He-Behälter benötigt werden und die in der Spule vorhandene Heliummenge wesentlich größer ist als bei forcierter Kühlung. Zusätzlich ist bei Badkühlung durch mögliche Dampfblasenbildung die Wärmeabfuhr u. U. nicht an allen Leiterstellen eindeutig definiert. Die elektrische und mechanische Festigkeit ist bei badgekühlten Spulen geringer.

Bisher wurden für große SMES-Spulen sowohl forcierte Kühlung - allerdings ohne Epoxidharzverguß der Leiter - als auch Badkühlung vorgeschlagen.

2.3 Eigenschaften von SMES-Anlagen

Energiespeicher können nach einer Vielzahl von technischen Kriterien bewertet werden, im Mittelpunkt stehen hier die strukturellen (z.B. masse- und volumenbezogene Speicherdichte) und die elektrischen Eigenschaften.

Als herausragende elektrotechnische Eigenschaften eines SMES werden folgende Eigenschaften gesehen:

- die kurze Zugriffszeit auf den Speicher von wenigen Millisekunden,
- der hohe Umwandlungswirkungsgrad (d.h. Wirkungsgrad ohne Berücksichtigung der Hilfsenergieverbräuche) von weit über 90 %,
- die mit selbstgeführten Stromrichtern mögliche unabhängige Steuerung von Wirk- und Blindleistung (der sogenannte Vier-Quadranten-Steller),
- die Auslegung des Stromrichters und der Spule sind in weiten Grenzen frei wählbar und voneinander unabhängig. Dadurch ist eine große Bandbreite von Leistung und Speicherinhalt und Verhältnissen (P/E) daraus realisierbar, insbesondere ist auch bei kleiner Speicherkapazität des Systems die kurzzeitige Entnahme hoher Leistungen möglich.

- da einem solchen System (mit Ausnahme des Vakuum- und des Kühlsystems) keine rotierenden Teile Anwendung finden, werden eine hohe kalendarische Lebensdauer und eine hohe Zyklenlebensdauer erwartet, eine flexible Gestaltung der Lade-/Entladezyklen ist möglich
- der Ladezustand des Speichers ist jederzeit leicht bestimmbar, Tiefentladung ist unkritisch.

Diese Eigenschaften sind mehrheitlich vor allem dadurch bedingt, daß in SMES die Energie in Form von elektrischer Energie gespeichert wird und somit keine aufwendigen Wandlungsprozesse zwischen verschiedenen Energieformen notwendig sind. Allerdings stehen dem auch folgende einschränkende Tatsachen gegenüber:

- da die Stromrichterspannung durch die Auslegung begrenzt ist, nimmt mit abnehmendem Energieinhalt auch die entnehmbare Maximalleistung ab.
- der ständig auftretende Kühlleistungsbedarf. Er ist abhängig von der Spulengröße (und damit dem Speicherinhalt) und beträgt mindestens einige Prozent des Speichervermögens pro Tag. Damit ist der Gesamtwirkungsgrad des Systems stark von der Zyklusdauer abhängig.

2.4 Anmerkungen zu den Wirkungsgraden und Nutzungsgraden von SMES-Anlagen

2.4.1 Verlustterme

Beim Betrieb von SMES-Anlagen entstehen eine Vielzahl energetischer Verluste. Diese lassen sich unterscheiden nach Umwandlungsverlusten und Wärmeverlusten

Zu den Umwandlungsverlusten zählen die Verluste, die bei der Umwandlung des Netzstromes (meist Drehstrom) in Gleichstrom oder umgekehrt entstehen. Sie treten im Stromrichtersystem auf und sind abhängig von dessen Aufbau. Sie ergeben sich aus folgenden Verlusttermen:

1. Halbleiterverluste des Stromrichtersystems, die sich aus den Durchlaß-, Sperr-, Blockier-, Steuer- und Schaltverlusten der verwendeten Bauelemente ergeben.
2. Verluste im Stromrichtertransformator (dieser paßt die Eingangsspannungen der einzelnen Stromrichter an das speisende Netz an und sorgt zudem für deren galvanische Trennung). Transformatorverluste setzen sich aus den lastabhängigen Kupferverlusten, die quadratisch mit dem Strom steigen, und den lastunabhängigen Eisenverlusten zusammen.
3. Saugdrosselverluste, die sich ebenfalls aus lastabhängigen Kupferverlusten und lastunabhängigen Eisenverlusten zusammensetzen.
4. Zusatzverluste aufgrund der Energieverbräuche für Steuerelektronik, Meßeinrichtungen sowie für Kühlaggregate (Lüfter bei Luftkühlung, Umwälzpumpen bei Wasserkühlung)

Wärmeverluste des SMES-Systems entstehen aus der Tatsache, daß verschiedene mechanische, elektrische und thermodynamische Prozesse zu einem Wärmeeintrag in das Spulensystem führen, der durch das Kühlsystem mit entsprechendem Energieaufwand kompensiert werden muß.

Folgende Wärmelasten müssen betrachtet werden:

1. Reibungsverluste, die durch die Heliumzwangskühlung der Spule entstehen. Diese sind auslegungsabhängig zu ermitteln, da sie zum einen nur bei zwangsgekühlten Spulenkonzepthen auftreten, zum anderen von der gewählten Geometrie des Kühlsystems abhängig sind.

2. Verluste durch Wärmeeintrag durch die radialen Abstützungen und die Aufhängungen. Beide Verlustgrößen sind abhängig von der Spulenauslegung, der Geometrie der Stützstrukturen bzw. der Aufhängungen und den dafür gewählten Materialien. Allgemeine Abschätzungen lassen sich dafür nicht angeben, eine Untersuchung der Verluste muß jeweils am konkreten Entwurf erfolgen.
3. Verluste durch induzierte Ströme im Vakuumtank. Durch Änderungen des Magnetfeldes während des Betriebs der Spule werden im Vakuumtank Ströme induziert, die von der Geometrie des Tanks, von der Magnetfeldrichtung und dem elektrischen Widerstand des Tankmaterials abhängen. Die damit verbundenen Verluste erwärmen den Vakuumtank. Eine exakte Bestimmung dieser Verluste ist abhängig von der Auslegung des Spulensystems sowie den zu erwartenden Betriebsmodi.
4. Wärmestrahlungsverluste. Diese sind abhängig von der Spulenoberfläche. Über die Oberflächen der thermischen Schilde zwischen den jeweiligen Temperaturebenen wird Wärme eingetragen. Dieser Wärmeeintrag kann durch Superisolation reduziert werden. Für typische Superisolationen können Strahlungsverlustleistungen von $0,02 \dots 0,1 \text{ W}_K/\text{m}^2$ zwischen Helium-(4,2 K) und Stickstoff-(77 K) Temperaturniveau [7] sowie $1 \text{ W}_K/\text{m}^2$ zwischen Stickstoff- und Umgebungstemperaturniveau [8] angenommen werden.
5. Wechselfeldverluste in der Spule. Wechselnde Magnetfelder induzieren Ströme in den Supraleitern selbst, die ihrerseits in Wärme umgesetzt werden. Da sie sehr vom jeweiligen Betriebsmodus abhängen, ist eine allgemeine Abschätzung nicht anzugeben.
6. Verluste aufgrund elektrischer Kontaktwiderstände. Hier kann als Faustregel von etwa $2 \text{ n}\Omega$ ausgegangen werden.
7. Stromeinführungsverluste.

Einige Verlustkomponenten sollen im folgenden detaillierter diskutiert werden.

2.4.1.1 Wärmeleitungsverluste durch die Stützrohre

Spulen werden durch Stützrohre in radialer Richtung nach außen abgestützt. Die Wärmeverluste der Stützrohre sind sowohl beim LHe- als auch LN₂-Temperaturniveau von der jeweiligen Kältemaschine abzuführen. Die Querschnitte der Stützrohre sind durch die abzustützenden Kräfte vorgegeben und können aus den Auslegungsdaten berechnet werden. Für die Länge der Stützrohre bestehen außer der Gefahr einer eventuellen Knickung im Prinzip keine technischen Beschränkungen. Sie kann in Bezug auf minimale Wärmeleitungsverluste, Materialkosten und Kosten, die von der Breite des Vakuumtanks und des Grabens abhängen, optimiert werden.

2.4.1.2 Stromeinführungsverluste

Als Stromeinführung wird ein elektrischer Leiter vorausgesetzt, der vom warmen Temperaturniveau in das Kühlmedium führt. Die durch diese Wärmeeinleitung verdampfte Kühlmittelmenge wird entlang der Stromeinführung zum warmen Temperaturniveau geführt. Zwischen der Einführung und dem gegenströmenden Gas kommt es zu einem Wärmeaustausch, dessen Effizienz durch einen Faktor f beschrieben wird. Dabei bedeutet $f = 1$ idealen Wärmeübergang und $f = 0$ thermische Isolation der Einführung.

Die Verluste der gegenstromgekühlten Stromeinführung werden mit der Wärmebilanzgleichung für ein Element der Stromeinführung abgeschätzt. Mittels einer in [9] vorgestellten Rechnung lassen sich die vom Leitermaterial unabhängigen, für einen bestimmten Strom I minimalen Wärmeverluste berechnen. Diese Verluste auf kaltem Niveau müssen mit dem Maschinenwirkungsgrad umgerechnet werden, um die entsprechende Maschinenleistung zu erhalten. Zu diesen Verlusten durch die Wärmeeinleitung in das Kältemittel muß noch die Leistung W_r gerechnet werden, die nötig ist, das erwärmte Gas wieder rückzukühlen. Zu diesen Verlusten sind außerdem die von der Stromquelle zu deckenden ohmschen Verluste in der Stromeinführung hinzuzuzählen.

Die Stromeinführungsverluste ohne Strom, d. h. im Leerlaufbetrieb, sind vom verwendeten Leitermaterial abhängig. Für gegenstromgekühlte LHe-Einführungen sinken die Leerlaufverluste größenordnungsmäßig etwa auf die Hälfte des für einen bestimmten Nennstrom optimierten Wertes.

Für eine Stromeinführung vom Umgebungstemperaturniveau $T_w = 300$ K in eine mit LHe gekühlte Anlage ($T_k = 4,2$ K) ergeben sich mit einem idealen Wärmeübergang $f = 1$ optimierte Verluste von $W_k/I = 1$ mW/A. In der Praxis wird mit Verlusten von $1,2$ mW/A gerechnet. Dies entspricht, mit einem angenommenen Maschinenwirkungsgrad von $352 W_{el}/W_k$ gerechnet, einer Leistung auf Umgebungstemperatur von 422 W/kA. Für Helium wird für die ideale Rückkühlungsleistung $W_r = 326 \cdot W_k = 391$ mW/A. Mit dem Gütegrad von 20 % ergibt sich die Maschinenleistung von 2 kW/kA.

Beim Einsatz von Hochtemperatursupraleitern in der Stromzuführung lassen sich die Stromzuführungsverluste auf $20 - 30$ % reduzieren.

2.4.2 Wirkungsgrad und Nutzungsgrad

Die Wirkungsgradangaben für SMES-Systeme in der Literatur folgen zwei unterschiedlichen Philosophien. Sie unterscheiden sich im wesentlichen durch die Berücksichtigung des Energiebedarfs der Hilfsanlagen in den Berechnungen.

In der einen Betrachtungsweise wird der Hilfsenergieverbrauch nicht in die energetische Bilanzierung einbezogen, sondern allein als Betriebskostenkomponente (über die Kosten des Strombezugs für die Hilfsenergie) angenommen. Folglich fließen in die Wirkungsgradangaben lediglich die Umwandlungsverluste des Systems (Stromrichter, Transformator) ein. Eine solche Methodik wird hauptsächlich durch die Proponenten dieser Technologie angewandt, häufig werden dann für große Speicher Wirkungsgrade weit oberhalb von 90 % angegeben. Diese Angabe suggeriert Gesamtwirkungsgrade, beschreibt aber nur den Umwandlungswirkungsgrad.

Eine exakte Bestimmung des Wirkungsgrades einer SMES-Anlage muß nach unserer Auffassung den (lastunabhängigen) Energiebedarf der Hilfsanlagen, vor allem der Kühlanlagen, als Verluste berücksichtigen und zudem zeitlich veränderliche Energieflüsse mit einbeziehen. Diese Effizienzgröße wird Zyklusnutzungsgrad genannt.

Der *Zyklusnutzungsgrad* η_{zyk} eines Speichers ist definiert durch das Verhältnis von entnommener zu eingespeicherter Energie während eines Zyklus unter Berücksichtigung der Verluste und des Hilfsenergieverbrauches. Mit E_{um} als der während eines Zyklus umgespeicherten Energie, t_{zyk} als der Zykluszeit und P_{HeI} als der elektrischen Leistung der Hilfsenergieanlagen ist er bestimmt als

$$\eta_{\text{Zyk}} = \frac{E_{\text{um}}}{E_{\text{um}} + t_{\text{Zyk}} P_{\text{Hel}}}$$

Daran wird deutlich, daß (falls die Leistungsaufnahme der Hilfsenergieanlagen nicht gleich Null ist) der Zyklusnutzungsgrad maßgeblich durch die Zykluszeit bestimmt wird. Hohe Zyklusnutzungsgrade resultieren aus einem niedrigen Hilfsenergieverbrauch und kurzen Zykluszeiten. Im Unterschied zu vielen anderen technischen Systemen ist bei SMES ein sehr stark zykluszeitabhängiger Nutzungsgrad zu betrachten.

Wegen der beträchtlichen elektrischen Leistungen der Kühlanlagen sind die erreichbaren Nutzungsgrade auch stark größenabhängig. Bei Anlagen mit großem Energieinhalt sinkt die spezifische Leistung der Kühlanlage ungefähr über die Proportionalität $P_K/E \sim E^{-1/3}$.

Während unserer Literaturrecherchen haben wir gefunden, daß Wirkungsgradangaben in den veröffentlichten SMES-Studien höchst unterschiedlichen Systematiken folgen. So werden z.T. für die Zykluszeiten nur die Betriebszeiten des Speichers berücksichtigt, Ruheverluste also vernachlässigt. Andere Quellen beziehen in die Wirkungsgradberechnungen lediglich die Stromrichterverluste, nicht aber die anderen Hilfsenergieaufwendungen mit ein. Beide Verfahren führen zu wesentlich höheren Werten für den Wirkungsgrad als über einen realen Vollzyklus tatsächlich erreichbar wären. Wirkungsgradangaben in der Literatur ohne Angabe der der Bestimmung zugrundeliegenden Systematik sind folglich nach unserer Erfahrung in der Regel kritisch zu überprüfen.

2.5 Störfallrisiken

Als Störung des Betriebszustandes eines supraleitenden Magneten kann ein Übergang des Leiters vom supraleitenden in den normalleitenden Zustand, ein sogenannter Quench, auftreten. Durch lokale Wärmeerzeugung im Supraleiter selbst oder in seiner Umgebung kann es bei ungenügender Wärmeabfuhr zu einer Temperaturerhöhung kommen, die den Supraleiter in die Normalleitung zwingt. Bei hinreichender Größe dieser Zone findet eine Quenchausbreitung über den Magneten statt. Im Idealfall würde sich der Quench so schnell über den gesamten Magneten ausbreiten, d.h. der Widerstand innerhalb des Magneten so schnell ansteigen, daß sich die im Magneten gespeicherte Energie einigermaßen gleichverteilt in Wärme umwandelt. Die üblichen Auslegungen ergeben für diesen hypothetischen Fall Temperaturerhöhungen von unter 100 K. Tatsächlich ist die Quenchausbreitung, die Geschwindigkeiten von bis zu 100 m/s erreichen kann, aber zu langsam, so daß es ohne Gegenmaßnahmen zu unzulässig hohen Temperaturen am Ort des Quenchstartes käme und eine lokale thermische oder thermomechanische Zerstörung des Magneten die Folge wäre.

Es ist daher Stand der Technik im Bau supraleitender Magneten, entstehende normalleitende Zonen frühzeitig zu detektieren und über eine Sicherheitsbeschaltung die gespeicherte Energie zum größten Teil in externe Lastwiderstände auszukoppeln. Die Größe dieser Widerstände bestimmt die Spannung am Magneten während der Sicherheitsentladung und damit die Auskoppelzeit. Eine möglichst schnelle Auskoppelung begrenzt den Temperaturanstieg im Magneten, bedeutet aber auch hohe elektrische Spannungen. Die technische Grenze für die Geschwindigkeit der Auskoppelung wird hier durch die notwendige Vermeidung von elektrischen Überschlägen gezogen.

Die praktische Auslegung von heute gebauten supraleitenden Magneten versucht, im Normalbetrieb dem Quenchrisiko zu begegnen: Beispielsweise wird durch sorgfältige Spulenkonstruktion großer Wert auf mechanische Stabilität und Integrität gelegt, um eine wesentliche potentielle Störquelle auszuschalten. Durch Verwendung elektrisch gut leitenden stabilisierenden Materials im Supraleiter sollen zum einen im Quench-Fall elektrischer Strom abgeleitet, zum anderen aufgrund dessen thermischer Speicherkapazität Fluktuationen in der Kühlung zeitweilig kompensiert und so das Quench-Risiko reduziert werden. Außerdem werden die elektrischen Betriebsdaten des Magneten so gewählt, daß sie deutlich unterhalb der kritischen Werte des Supraleiters liegen. Beispielsweise beträgt der Betriebsstrom eines supraleitenden Magneten typischerweise nur etwa zwei Drittel des kritischen Stromes.

Allerdings liegen mit dem Bau und dem Betrieb von supraleitenden Spulen in einer Größe, wie sie für SMES-Anlagen mit großem Speicherinhalt notwendig sind, bislang keine Erfahrungen vor. Aus diesem Grunde erscheint es uns derzeit offen, ob bei großen Spulen die konventionellen Quenchschutz-Konzepte noch ausreichend sind oder ob zusätzliche oder alternative Schutzkonzepte und Entregungsverfahren erforderlich sind.

Unter Sicherheitsaspekten ist vor allem die Frage zu beantworten, was geschieht, wenn ein Quench auftritt, dieser aber trotz redundant ausgeführter Detektion und Sicherheitsbeschaltung nicht erkannt oder nicht weitergemeldet wird oder wenn das Sicherheitssystem versagt. In diesem Fall kann der Magnet geschädigt oder lokal zerstört werden. Eine Freisetzung von elektrischer Energie nach außen kann ausgeschlossen werden. Untersuchungen zur Sicherheit großer supraleitender Magnete haben gezeigt, daß Materialien, die bei einer thermischen oder thermomechanischen Zerstörung des Magneten möglicherweise verdampft werden und schädliche stoffliche Emissionen mit sich bringen könnten, bei entsprechender Spulenauslegung in der Regel den Speicherkryostaten nicht verlassen können.

Kälte- und Vakuumanlagen unterliegen einem gewissen mechanischen Verschleiß. Ein gesicherter Dauerbetrieb einer SMES-Anlage ist nur bei Redundanz dieser Systeme möglich, so daß eine Gewähr für das Aufrechterhalten der Funktionsfähigkeit des SMES auch bei Ausfall einer dieser Komponenten gegeben ist.

2.6 Kostenkomponenten

2.6.1 Kostenmodelle für SMES

Die Komponenten der direkten Investitionskosten eines SMES-Systems können in zwei Gruppen aufgeteilt werden: die Kosten des Spulensystems (einschließlich der Kühlanlage) und die Kosten des Stromrichtersystems. Für die Kostenbetrachtungen nehmen wir an, daß die Kosten des Spulensystems primär abhängig von Speicherinhalt und nahezu unabhängig von der elektrischen Leistung des Systems sind, die Kosten des Stromrichtersystems wiederum werden als allein von der elektrischen Leistung und unabhängig vom Energieinhalt des Systems angenommen. Für unsere Abschätzungen werden wir folglich beide Kostengruppen getrennt betrachten, die spezifischen Kosten des Spulensystems werden energiebezogen in DM/kWh und die spezifischen Kosten des Stromrichtersystems leistungsbezogen in DM/kW angeben.

2.6.2 Kosten des Spulensystems

Angaben über die Investitionskosten für SMES-Anlagen sind derzeit mit einigen Unsicherheiten behaftet. Da bislang lediglich kleine Anlagen gebaut worden sind, existieren für große Anlagen nur Aussagen über Schätzkosten bzw. Modelle zur Extrapolation der Kosten kleiner SMES auf die großen Systeme. Die diesbezüglichen Untersuchungen wurden in den verschiedenen verfügbaren Studien mit nicht immer vergleichbaren Kriterien durchgeführt, zudem sind sie nicht immer mit dem gleichen Detaillierungsgrad publiziert.

Am ausführlichsten durchgerechnet sind die in Kapitel 23 näher beschriebenen amerikanischen Entwürfe, denen das Design eines Großspeichers in Grabenbauweise zugrunde liegt. Daneben gibt es noch eine Arbeit aus Japan, die für ein Tunneldesign durchgeführt wurde, sowie die Arbeiten zu Speicherdesigns mittlerer Größe (ETM, KfK-Solarspeicher). Diese werden hier unter Detailstudien zusammengefaßt. Als Kostenschätzungen bezeichnen wir hier die Aussagen solcher Arbeiten, die auf den Ergebnissen der vorliegenden Detailstudien aufbauen und diese für andere Größen skalieren bzw. bei denen nicht angegeben ist, auf Basis welcher Systematik diese Daten gewonnen wurden.

Anhaltspunkte für die Spulenkosten können zudem aus den Erfahrungen mit dem Bau supraleitender Magnete für andere Einsatzbereiche gewonnen werden. Serienmäßig hergestellte supraleitende Magnete werden im medizinischen Bereich bei der Kernspintomografie (Magnetic Resonance Imaging, MRI) eingesetzt. Mit Energieinhalten von 0,1 bis etwa 8 kWh liegen diese an der unteren Grenze der in dieser Studie betrachteten Energiespeicher. Allerdings würde bei supraleitenden Spulen für Speicherzwecke aus Gründen der Minimierung des Materialaufwandes ein geringeres Verhältnis von Spulenhöhe zu Spulendurchmesser als bei MRI-Magneten gewählt werden, was tendenziell zu geringeren Kosten führen würde. Dementgegen würden für SMES dieser Größenklasse mit extrem schneller Entladung des Speicherinhalts (in 1 s oder kürzer) die Kosten deutlich höher liegen, da dann spezielle (höchstfilamentierte) supraleitende Drähte eingesetzt werden müßten, die deutlich teurer sind als das in MRI-Spulen eingesetzte supraleitende Material. Weiterhin sind in die Grafik Kostenangaben von für einen Einsatz in der Forschung (Elementarteilchendetektoren, Fusionsexperimente) gebauten supraleitenden Magneten einbezogen worden. Auch diese sind nicht für einen Einsatz als Speicher optimiert, demzufolge können auch ihre Kosten nur als Anhaltspunkte dienen.

Die in Bild 2-5 angegebenen energieabhängigen spezifischen Speicherkosten beziehen sich nur auf das Spulensystem (Magnet, Kryostat, und Kälteanlage). Wegen der unterschiedlichen zugrundeliegenden Kostensystematiken der verschiedenen Publikationen und den notwendigen Währungs-umrechnungen und Inflationierungen schätzen wir die Ungenauigkeit der angegebenen Werten auf bis zu 20 %.

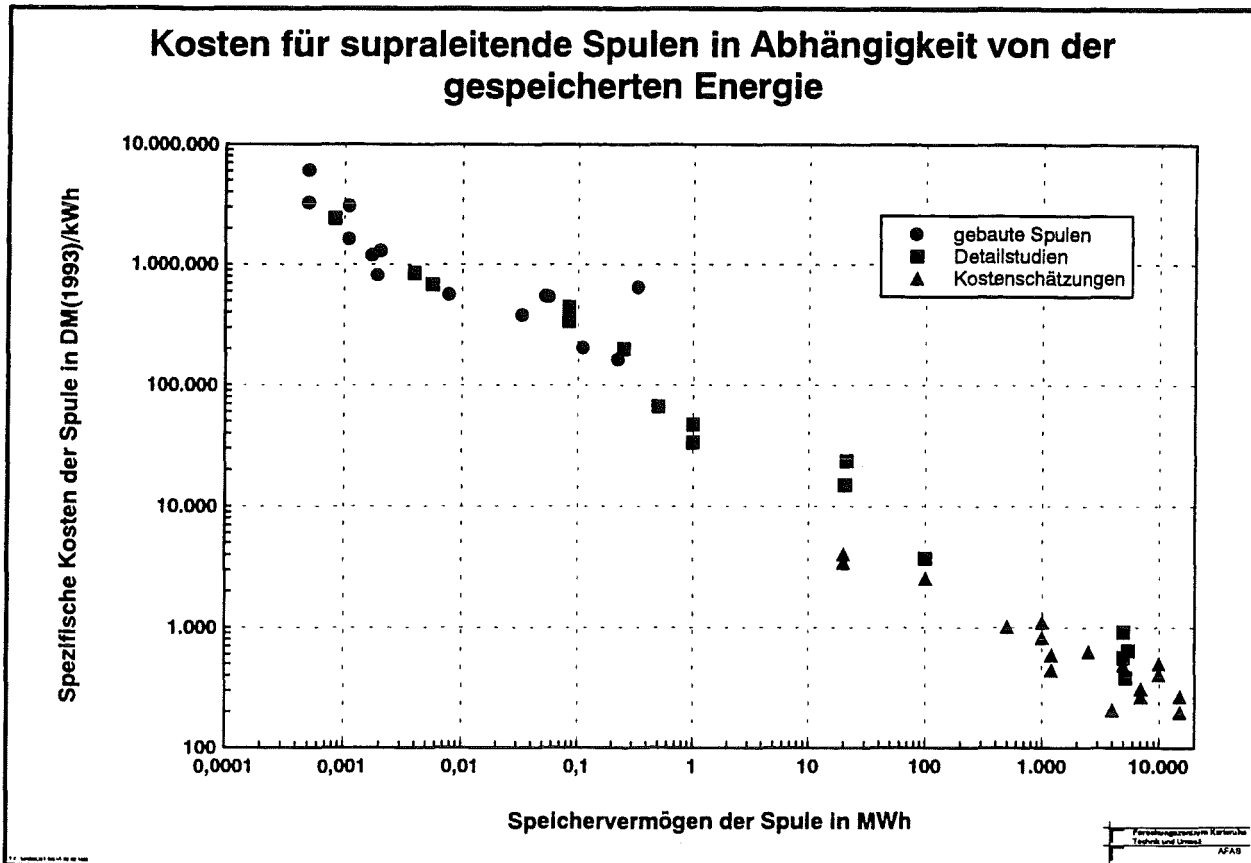


Bild 2-5: Kosten für supraleitende Magnete in Abhängigkeit von der in ihnen maximal gespeicherten Energie

Für Schätzungen von Spulenkosten in kleineren SMES-Anlagen haben wir für unsere Arbeit auf diese Kurve zurückgegriffen und interpoliert. Zudem haben wir für ein Großspeicherkonzept (1000 MW / 5 GWh) im Rahmen der Auslegungsstudien eine eigene Kostenschätzung erarbeitet, für mittelgroße Anlagen gehen unsere Kostenschätzungen von den Ergebnissen der 100-MW/100-MWh-Auslegungsstudie des KfK aus. Tendenziell läßt sich feststellen, daß unsere eigenen Schätzungen zu Kosten führen, die in etwa um den Faktor 1,5 bis 2 höher liegen als die Kostenangaben der amerikanischen und japanischen Arbeitsgruppen.

2.6.2.1 Skalierungsformeln

Um die Kosten für SMES-Spulen skalieren zu können, wurde im Rahmen der frühen Arbeiten an der University of Wisconsin ein Formelsatz entwickelt [10]. Er ist ausführlich im Anhang 3 angegeben. Grundgedanke dabei ist, daß der Energieinhalt einer Spule von verschiedenen Magnetparametern abhängig ist, die ihrerseits die Auslegung bestimmter Komponenten bestimmen und denen bestimmte Kostenfunktionen zugeordnet werden können. Es muß hier aber darauf hingewiesen werden, daß dieser Formelsatz auf einer Vielzahl von Vereinfachungen beruht und insbesondere die aus der Wahl deutlich unterschiedlicher elektromagnetischer Parameter der Spule resultierenden notwendigen Veränderungen der Leiterauslegung nicht angemessen berücksichtigt sind. Darum sind auf der Basis dieses Formelsatzes Aussagen über mögliche Skalierungseffekte nur in engen Grenzen möglich. Für genauere Kostenberechnungen sollte zumindest jeweils eine Grobauslegung einer Spule, wie wir sie in Anhang 2 vorgenommen haben, durchgeführt werden.

Ausgangspunkt der Überlegungen zu den Skalierungsgesetzen sind die folgenden drei Beziehungen:

$$\begin{aligned} \text{Radius der Spule } R \text{ (in m):} & \quad R = G(\beta) E^{1/3} B^{-2/3} \\ \text{Erforderliche Leiterlänge } IS \text{ (in Am):} & \quad IS = Q_{is}(\beta) E^{2/3} B^{-1/3} \\ \text{Oberfläche der Spule } A \text{ in m}^2: & \quad A = Q_a(\beta) E^{2/3} B^{-4/3} \end{aligned}$$

Dabei ist E die gespeicherte Energie, B das maximale Magnetfeld in der Mittelebene und $G(\beta)$, $Q_{is}(\beta)$ und $Q_a(\beta)$ Parameter, die nur von der Spulenform abhängig sind. Mit diesen Zusammenhängen läßt sich beispielsweise zeigen, daß für Solenoide bei gegebener Spulenform und Energie eine Erhöhung des maximalen Magnetfeldes zu einem kleineren Spulenradius und geringerer Oberfläche führt.

Komponente	Parameter	Abhängigkeit vom Speichervermögen
Supraleiter	IS	$E^{2/3}$
Helium-System: Gefäß, Thermische Schilde, Vakuumanlage	A	$E^{2/3}$
Kühlanlage	A, I, const.	$E^{2/3}, E^{1/2}, \text{const}$
Interne Struktur und Struktur für Energiedissipation	E, A	$E, E^{2/3}$
Externe Struktur: Gräben, Verstrebungen	A	$E^{2/3}$
Stromrichter	Leistung	keine

Tab. 2-4: Zusammenhänge von Auslegungsparametern mit dem Speichervermögen bei vorgegebenem Magnetfeld

Aus diesen Überlegungen wird für die gesamten energiebezogenen Kosten einer SMES-Anlage die Beziehung

$$\text{Kosten/kWh} = a \cdot E^{-1/3} + b \cdot E^{-1} + c \quad (a, b, c = \text{const})$$

abgeleitet [11]. Bezogen auf die Speicherkapazität (also Gesamtkosten/ E) bedeutet dies eine Kostendegression bei größeren Anlagen, allerdings gehen in die Konstante c noch die Stromrichterkosten ein. Diese können bei kleinen Anlagen zur Kurzzeitspeicherung die bestimmende Komponente werden.

2.6.2.2 Lernkurven

Bei mehreren baugleichen Anlagen vermindern sich die Kosten für Engineering, Montage und Inbetriebnahme sowie die Zuschläge für Risikoabdeckungen und damit die Investitionskosten. Dieser Sachverhalt wird durch die sogenannte Lernkurve beschrieben.

Die Auslegung von großen Speicheranlagen wird hauptsächlich durch die Anforderungen der Anwender und durch die Standortgegebenheiten vorgegeben. Folglich werden nach unserer Auffassung nahezu alle Großanlagen bezüglich der Planung und Ausführung als Erstanlagen zu werten sein.

Für kleinere Anlagen, beispielsweise für USV-Anwendungen oder die Puffern von Stoßlasten, könnten aber durchaus mehrere baugleiche Anlagen verkauft werden. Die durch Lernkurveneffekte zu erwartenden Reduktionen für solche Anlagen werden auf 30 % für die zehnte baugleiche Anlage geschätzt.

2.6.3 Stromrichterkosten

Die Kosten für die Stromrichteranlage sind abhängig von der Auslegung des Systems. Zudem liegen mit dem Bau von Stromrichtersystemen für große SMES bislang keine Erfahrungen vor. Die Kostenschätzungen in der Literatur streuen weit, die höchsten und die niedrigsten Angaben für die leistungsbezogenen spezifischen Stromrichterkosten bei gleicher Auslegungsleistung unterscheiden sich um den Faktor 4!

In unseren eigenen Kostenschätzungen haben wir unterstellt, daß die spezifischen Stromrichter-kosten bei Systemleistungen über 10 MW etwa 350 DM/kW betragen werden. Hin zu kleineren Leistungen erwarten wir einen Anstieg der Stromrichterkosten auf ca. 450 DM/kW für Anlagen mit 1 MW und ca. 700 DM/kW für 100 kW-Systeme.

2.7 Engpässe in der Rohstoffversorgung?

Einige der Materialien, die zum Bau von SMES-Anlagen unverzichtbar sind, basieren auf sogenannten strategischen Rohstoffen. Nach einer Definition des Office of Technology Assessment (OTA) sind strategische Rohstoffe solche Rohstoffe, deren Bedarf für grundlegende zivile und militärische Anwendungen die gesicherte Verfügbarkeit aus in- und ausländischen Quellen übersteigt und für die nicht innerhalb eines angemessenen Zeitraumes akzeptable Ersatzrohstoffe verfügbar sind. Dabei ist die Verfügbarkeit solcher Rohstoffe häufig eher ein politisches (Konzentration der Vorkommen, der Förder- und/oder der Verarbeitungskapazitäten auf wenige Länder) als ein Ressourcenproblem. Auch wenn es nach dem Zusammenbruch der Planwirtschaften und dem Wegfall der politisch-wirtschaftlichen Blöcke ein Drängen von östlichen Anbietern auf den Rohstoffmarkt gegeben hat, was das Problem der strategischen Rohstoffe zumindest kurzfristig an Bedeutung verlieren ließ, so kann jedoch nicht ohne weiteres davon ausgegangen werden, daß dieser Trend langfristig anhält. Die Bundesrepublik wie auch die Europäische Gemeinschaft sind bei wesentlichen Materialien in bedeutendem Maße von Importen abhängig [12].

2.7.1 Situation bei den Basismaterialien

Niob (in der angelsächsischen Literatur auch *Columbium*) gehört zu den seltenen Elementen. Die wichtigsten niobhaltigen Minerale sind Columbit und Pyrochlor, das letztere ist das wirtschaftlich bedeutendste. Die Weltvorräte werden auf rund 8 Mio. t Niob, die wirtschaftlich nutzbaren Reserven auf 3,5 Mio. t Nb geschätzt. Die weltweite Niobproduktion befindet sich zu mehr als 99 % unter der Kontrolle von fünf Ländern. Der Hauptteil der Niobproduktion konzentriert sich auf drei Minen, zwei in Brasilien und eine in Kanada [13]. Da mehr als 70 % des Weltverbrauchs an Niob aus Brasilien stammen und dort auch der Großteil der Weltreserven konzentriert ist, verfügt dieses über eine weitgehende Kontrolle des Niobmarktes. Neben Vorkommen in Kanada befinden sich weitere in der ehemaligen Sowjetunion, in Thailand, Nigeria (Columbit als Nebenprodukt aus dem Zinnbergbau) sowie in Zaire, Australien und China. Die Bundesrepublik Deutschland und die Europäische Gemeinschaft sind bei der Niobversorgung zu 100 % von Importen abhängig.

Titan ist das neunthäufigste Element in der Erdkruste. Es kommt in der Natur in zahlreichen Mineralen und Gesteinen vor, ist aber meist nur in geringen Konzentrationen enthalten. Technisch wird Titan hauptsächlich aus Ilmenit (FeTiO_3 , Titaneisenerz) und Rutil (TiO_2) gewonnen. Die

mögliche Titangewinnung ist weniger durch die geochemische Verteilung des Elements als vielmehr durch das Finden von Lagerstätten mit wirtschaftlich ausbeutbaren Konzentrationen begrenzt. Die bekannten Vorkommen reichen aus, um den erwarteten Bedarf bis weit ins nächste Jahrhundert hinein zu decken. Die gegenwärtig größten Produzenten sind Australien, Norwegen, die USA, die ehemalige Sowjetunion, Südafrika, Malaysia, Sierra Leone, Indien, Sri Lanka, China und Brasilien. In diesen Ländern befindet sich auch der Hauptteil der bekannten Ressourcen. Die Bundesrepublik Deutschland und die Europäische Gemeinschaft sind - abgesehen vom Recycling von Titanschrott - bei der Titanversorgung zu 100 % von Importen abhängig.

Helium ist Helium das bedeutendste Kühlmittel für Tieftemperaturanwendungen. Es ist ein außerordentlich seltenes Element. Wirtschaftlich gewinnbare Heliumvorkommen finden sich nur in manchen Kohlenwasserstoffvorkommen (vor allem Erdgaslagerstätten, in denen der Heliumanteil bis zu einigen Prozent betragen kann). Etwa die Hälfte aller erkundeten Erdgaslagerstätten enthält weniger als 0,1 % Helium und ist damit kommerziell uninteressant; die Attraktivitätsschwelle liegt bei mindestens 0,3 % Helium-Anteil, diese lassen sich in weniger als einem Zehntel der Lagerstätten nachweisen. Etwa die Hälfte aller Weltvorräte an Helium liegen in den USA (Wyoming, Texas, Oklahoma und Kansas), ein Viertel in Algerien und 20 % in den Ländern der ehemaligen Sowjetunion. Aufgrund der strategischen Bedeutung von Helium verfügen die USA über ein staatliches Reservehaltungssystem für Helium. Die Bundesrepublik Deutschland und die Europäische Gemeinschaft sind bei der Heliumversorgung zu 100 % von Importen abhängig.

2.7.2 Fertigungskapazitäten für NiobTitan

Niob-Titan-Legierungen als Ausgangsmaterial für die Supraleiter werden gegenwärtig nur von wenigen Herstellern gefertigt. Hauptproduzenten sind drei amerikanische Hersteller, von denen Teledyne Wah Chang Albany (TWCA) der größte ist. Zudem gibt es eine Fertigung in Japan, die aber nahezu ausschließlich den Inlandsmarkt bedient. In der Europäischen Gemeinschaft gibt es derzeit kein Unternehmen, das eigenes NbTi-Rohmaterial herstellt und anbieten kann. Nach der Öffnung der Sowjetunion stehen dortige Produktionskapazitäten auch für den Weltmarkt zu Verfügung, allerdings soll das angebotene Material bislang nicht den erforderlichen Qualitätsstandards entsprechen [14].

Die gegenwärtigen weltweiten Produktionskapazitäten sind schwer abzuschätzen. Aussagen aus der Mitte der achtziger Jahre gehen von einer Jahreskapazität von 60 - 80 Tonnen NbTi [15] aus. Im Zusammenhang mit den großen Beschleunigerprojekten wurden in den USA in jüngster Zeit neue Kapazitäten geschaffen. Die Fertigung der Supraleiter für einen Beschleuniger, für den ca. 400 t NbTi im Supraleiter benötigt würden, sollte bei drei amerikanischen Herstellern binnen drei Jahren erfolgen und etwa die Hälfte der verfügbaren Produktionskapazitäten binden. Wenn diese Aussage korrekt ist, kann man weltweit von einer gegenwärtigen jährlichen Produktionskapazität von etwa 300 ... 350 t NbTi ausgehen.

Literatur:**Ausgewertete Literatur**

- Metals & Minerals Annual Review, verschiedene Jahrgänge
 Preisstatistiken der London Metals Exchange
 U.S. Bureau of Mines, Minerals Yearbook 1992
- [1] W. Hassenzahl; „A Comparison of the Conductor Requirements for Energy Storage Devices Made With Ideal Coil Geometries“; IEEE Trans. Magn. Vol. 25(1989) No.2, pp. 1799-1802
 - [2] R.J. Loyd, C.A.Luongo, J.P.Blanchard; „Superconducting Magnetic Energy Storage System (SMES) for Electric Utility Load Leveling and SDI Applications“; in: H.S.Kwok and D.T.Shaw (Eds.); Superconductivity and its Applications, Proc. of the 2nd Annual Conference on Superconductivity and Applications Buffalo 1988; Elsevier Science 1988, pp. 432-438
 - [3] U.S.Congress, Office of Technology Assessment (OTA); „High-Temperature Superconductivity in Perspective“, OTA-E-440; U.S.Government Printing Office Washington DC., April 1990
 - [4] K.-P. Jüngst et al.; unveröffentlichter Bericht, Kernforschungszentrum Karlsruhe, 1992
 - [5] Bechtel, Inc.; „Superconducting Magnetic Energy Storage: Technical Considerations and Relative Capital Cost Using High-Temperature Superconductors“; EPRI TR-100557, April 1992
 - [6] R. Flükiger; „Hoch-Tc-Supraleiter in der Energietechnik“; Bulletin SEV/VSE 11/94, S. 22-30
 - [7] I.E. Spradley, T.C. Nast, D.J. Frank; „Experimental studies of MLI systems at very low boundary temperatures“; Adv. Cryog. Eng., 35A (1990) 477-486
 - [8] F. Schauer, M. Hubmann, H. Pirklbauer, G. Kropatsch; „Prototype of a semiflexible multi-layer insulated enclosure for cryogenic power cables and pipelines“; Adv. Cryog. Eng., 33 (1988) 333-340
 - [9] M.N. Wilson; „Superconducting Magnets“; Monographs on Cryogenics, Oxford, Clarendon Press 1983
 - [10] Y.M. Eyssa; „Design of Single Layer Superconductive Energy Storage Magnets“; J. Phys. D: App. Phys Vol. 13(1980); pp. 1719-1726
 - [11] R. Boom; „Superconductive Magnetic Energy Storage for Electric Utilities“; Proc. 1st International SMES Workshop, June 19-21, 1991 KfK Karlsruhe, pp. 280-297
 - [12] M. Socher und Th. Rieken; „Neue Rohstoffe für neue Werkstoffe - eine Bestandsaufnahme“; Hintergrundpapier Nr. 3 des Büros für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag, Bonn, Juli 1994
 - [13] R.G. Wori; „The other metals“; in H.J. Gluskoter, D.D. Rice, R.B Taylor (Eds.), „The Geology of North America, Vol. P-2, Economic Geology, U.S.“, The Geological Society Of America 1991, pp. 125-151
 - [14] H. Krauth, Vacuumschmelze Hanau GmbH, persönliche Information
 - [15] E. Droste und M. Hörmann; „Industrielle Herstellung der Supraleiterwerkstoffe Niob und Niob-Titan“; Metall 41(1987), Heft 4, S. 382-385

3. Technische Alternativen und Systemvergleich

3.1 Elektrochemische Speicher (Batterien, Akkumulatoren)

Elektrochemische Speicher sind Systeme, in denen elektrische Energie durch elektrochemische Umwandlung von Stoffen gespeichert wird. Durch die Umkehrreaktion der entstandenen Reaktionsprodukte wird der Speicher wieder entladen, dabei wird Elektrizität erzeugt. Die chemischen Reaktionen finden in einzelnen räumlich abgegrenzten Segmenten, sogenannten Zellen, statt. Deren Spannung ist von der stofflichen Zusammensetzung des Systems abhängig. Unterschiedliche chemische Systeme besitzen verschiedene Zellspannungen. Um höhere Batteriespannungen erzeugen zu können, muß eine entsprechende Zahl von Zellen in Reihe geschaltet werden. Bei geringeren Zellspannungen ist für eine bestimmte Batteriespannung eine größere Zellenzahl notwendig als bei größeren Zellspannungen, was wiederum Konsequenzen beispielsweise für Ausfallwahrscheinlichkeit und Platzbedarf einer Batterie haben kann. Zudem führen Laden und Entladen innerhalb eines Systems zu Veränderungen in den Anteilen der Komponenten und damit zu veränderten Zellspannungen. Mit zunehmender Entladung nimmt die Zellspannung ab; um konstante Leistung entnehmen zu können, muß der Entladestrom wachsen.

Zur technischen Realisierung derartiger Speicher lassen sich vielerlei Variationen von Stoffsystemen finden. Die Auswahl des geeigneten Stoffsystems als Speichermedium für eine oder mehrere Anwendungen ist jedoch problematisch. Zum einen sind die spezifischen Vor- und Nachteile der jeweiligen Systeme zu berücksichtigen. Zudem müssen - ist die Entscheidung für ein bestimmtes System gefallen - in der Auslegung des Speichers Optimierungen hinsichtlich des Anforderungsprofils stattfinden, die meist zu einem Kompromiß aus sich einander widersprechenden Forderungen führen. Eine Übersicht über die Eigenschaften einiger für Batterien angewandter Stoffsysteme ist in Tabelle 3-1 zu finden. Derzeit liegen die umfangreichsten Erfahrungen mit dem altbekannten, aber immer noch in Weiterentwicklung befindlichen Blei-Akkumulator sowie mit den Systemen Nickel/Cadmium und Nickel/Eisen vor. In Entwicklung befinden sich u.a. Nickel/Zink-, Zink/Brom-, Natrium/Schwefel-, Metall/Luft- und Polymerbatterien.

Um die Optimierungsbedingungen zu illustrieren, sei hier das Beispiel des Kurzzeitspeichers mit einer Zykluszeit von einigen Minuten gewählt. Ein solcher Speicher erfordert eine hohe Zyklusfestigkeit, d.h. eine große Anzahl möglicher Lade-/Entladevorgänge ohne signifikante Auswirkungen auf die elektrischen Eigenschaften oder die Lebensdauer des Systems. Aus wirtschaftlicher Sicht wäre es ideal, einen Speicher so dimensionieren zu können, daß sein Nenninhalt dem erwarteten Bedarf plus einer Sicherheitsreserve entspräche. Dem stehen jedoch bei einigen Batteriesystemen prinzipielle Probleme entgegen.

Systembezeichnung	Elektrode			Ruhe-Spannung V	Energiedichte (massebez.)		Energiedichte (volumenbez.)		Leistungsdichte (massebez.)	Leistungsdichte (volumenbez.)	Arbeits-temp. °C
	negativ	positiv	Elektrolyt		theoret.	prakt.	theoret.	prakt.	prakt.	prakt.	
					Wh/kg	Wh/kg	Wh/l	Wh/l	W/kg	W/l	
Blei	Pb	PbO ₂	H ₂ SO ₄	1,93	161	50	690	150	250	240	20
Nickel/Cadmium	Cd	NiO(OH)	KOH	1,24	210	50	700	110	260	360	20
Natrium/Schwefel	Na	S	NaAl ₁₁ O ₁₇	2,08	795	110	1200	150	250	140	350
Zink/Brom	Zn	Bromkomplex	ZnBr ₂	1,79	430	75	1600	85	110	190	20
Natrium/Nickelchlorid	Na	NiCl ₂	NaAlCl ₄	2,59		90		110	110	130	300
Nickel/Wasserstoff	Hydrid	NiO(OH)	KOH	1,36	474	100		120	500		20
Nickel/Eisen	Fe	NiO(OH)	KOH	1,38	267	55		120	100	190	20
Nickel/Zink	Zn	NiO(OH)	KOH	1,7	321	80		100	200		20
Lithium/Polymer	Li	Polymere		2,8		150		250	400		20
Zink/Luft	Zn	O ₂	KOH	1,65	890	130		140	240		20

Systembezeichnung	Lade-Entlade-Wirkungsgrad (Wh) %	Lebensdauer (bei 80 % Entladetiefe)		Tiefentladbarkeit	Selbstentladung %/Monat	Kosten	
		kalendarisch	zyklisch			derzeit	Ziel 2000
		a				DM/kWh	DM/kWh
Blei	65 ... 80	5 ... 15	bis zu 2000	schlecht	2 ... 4	250 ... 500	200
Nickel/Cadmium	65	10 ... 20	bis zu 3000	sehr gut	3... 6	3000 ... 8000	1200 ... 1500
Natrium/Schwefel	90	1 ... 2	bis zu 1500		keine	1600 ... 3000	250 ... 350
Zink/Brom	75	1 ... 2	bis zu 1500		keine	200	
Natrium/Nickelchlorid	90	5	bis zu 1500	sehr gut	hoch	3000 ... 4000	600
Nickel/Wasserstoff		5	bis zu 1000		hoch	5000 ... 8000	3500
Nickel/Eisen	60	5	bis zu 4000	sehr gut	20 ... 25	800 ... 1000	300 ... 400
Nickel/Zink	70		bis zu 1000	sehr schlecht			
Lithium/Polymer			bis zu 200		gering		
Zink/Luft	50		bis zu 600	sehr gut			

Tab. 3-1: Technische Daten verschiedener Batteriesysteme

Bei Kurzzeitspeichern wäre ein Großteil des Speicherinhaltes innerhalb kurzer Zeit zu entnehmen. Belastet man einen Akkumulator stark, d.h. entnimmt man ihm eine hohe Leistung, so sinkt die Spannung ab. Die gespeicherte Energie wird mit starker Belastung schlechter ausnutzbar, mit steigender Leistungsdichte nimmt die Energiedichte stark ab. Zudem führen hohe Lade- und Entladeströme in einer Zelle zur Erhöhung der Elektrolyttemperaturen, die ihrerseits die Korrosion und die Selbstentladung der Zelle beschleunigen und die Lebensdauer der Zelle herabsetzen. Die begrenzte Zyklendauer läßt darum viele Batterietypen für die Kurzzeitspeicherung von Elektrizität als nur begrenzt tauglich erscheinen. Elektrochemische Systeme mit höherer Zyklenlebensdauer sind meist, verglichen mit den derzeit verfügbaren konventionellen Systemen, überproportional teuer. Aus diesem Grunde werden für Kurzzeitanwendungen Batterien meist stark überdimensioniert, womit die Investitionskosten erhöht und die Batteriekapazität nur teilweise ausgeschöpft, zugleich aber akzeptable Lebensdauern erreicht werden (So beträgt bei heutigen Bleiakkumulatoren die Zyklenlebensdauer bei einer Entladetiefe von 80 % bis zu 2000 Zyklen, bei einer Entladetiefe von 20 % verzehnfacht sich dieser Wert). Aufgrund der vergleichsweise geringen spezifischen Kosten konventioneller elektrochemischer Speichersysteme können diese jedoch in vielen Fällen die wirtschaftlich günstigere Lösung gegenüber moderneren, für kurzzeitige hohe Leistungsentnahme besser geeigneten Systemen sein.

Technische Batteriespeicheranlagen bestehen aus der eigentlichen Speicherbatterie sowie einem Kontroll- und Regelsystem und (beim Anschluß an ein Wechselstromnetz) dem Stromrichter. Batteriespeicheranlagen zum Spitzenlastausgleich waren zu den Anfängen der Elektrizitätsversorgung in den Netzen weit verbreitet, wurden aber mit der Verbreitung der Drehstromtechnik und der Ausweitung der Verbundsysteme aus diesem Anwendungsbereich sukzessive zurückgedrängt.

Batteriespeicheranlagen finden heute aber in einigen anderen Bereichen breite Anwendungen. Da sie mit Hilfe moderner elektronischer Regeleinrichtungen nahezu verzögerungs- und trägheitsfrei auf Belastungsänderungen im Netz reagieren können, können mittels solcher Anlagen steile Spannungsänderungen (etwa Spannungseinbrüche aufgrund von Netzfehlern) kompensiert und Oberschwingungen ausgeglichen werden. Darum werden Batterien beispielsweise als Speicher in Systemen zur unterbrechungsfreien Stromversorgung eingesetzt.

Für den stationären Betrieb sind derzeit in der Praxis fast ausschließlich Batteriespeichersysteme mit Bleiakkumulatoren installiert. Nickel-Cadmium-Systeme werden - vor allem aus Kostengründen - nur in seltenen Fällen eingesetzt. In Testanlagen wurden und werden zudem Natrium-Schwefel- und Zink-Brom-Batterien auf ihre Einsatzmöglichkeiten und ihre Leistungsfähigkeit unter Feldbedingungen untersucht. Die Vor- und Nachteile einiger Batteriesysteme für stationäre Anwendungen sind in der Tabelle 3-2 zusammengefaßt.

Der Betrieb von Batteriespeichern auf der Basis von Bleiakkumulatoren ist in vielen Bereichen heute Stand der Technik. Der Bleiakkumulator ist das einzige elektrochemische Speichersystem, mit dem umfangreichere Fertigungs- und Betriebserfahrungen auch über längere Zeiträume vorliegen. Bleiakkumulatoren werden seit über hundert Jahren industriell hergestellt, mehrere große deutsche Batteriehersteller (VARTA, Sonnenschein, Hoppecke, Hagen) bieten Bleiakkumulatoren für stationäre Anwendungen an.

	Vorteile	Nachteile
Blei	<ul style="list-style-type: none"> - Erprobte Technologie - Fertigungsanlagen vorhanden - guter Wirkungsgrad - geringer Wartungsaufwand 	<ul style="list-style-type: none"> - geringe Energiedichte - geringe Zykluslebensdauer - schlechte Tiefentladbarkeit - Selbstentladung 2-4 %/Monat - Kosten
Nickel/Cadmium	<ul style="list-style-type: none"> - geringer Wartungsaufwand - hohe Tiefentladbarkeit 	<ul style="list-style-type: none"> - hohe Kosten - Selbstentladung 3-6 %/Monat - geringer Wirkungsgrad - hohe Lebensdauer
Natrium/Schwefel	<ul style="list-style-type: none"> - geringe Material- und Wartungskosten - hoher Wirkungsgrad - hohe Leistungs- und Energiedichte - geringer spezifischer Flächenbedarf - keine Selbstentladung 	<ul style="list-style-type: none"> - schwierige Wartung - geringe Lebensdauer - Hilfsenergieverbrauch für Heizung - teurerer Elektrolyt - aggressive Materialien - thermische Isolation
Zink/Brom	<ul style="list-style-type: none"> - geringe Materialkosten - gute Energiedichte 	<ul style="list-style-type: none"> - geringer Wirkungsgrad - mechanische Komplexität - geringe Lebensdauer

Tab. 3-2: Charakteristiken verschiedener Batteriesysteme für stationäre Anwendungen

Damit Batteriespeicheranlagen auf der Basis von Bleiakkumulatoren wirtschaftlich betrieben werden können, sollte der Akkumulator über eine möglichst hohe Lebensdauer verfügen. Aus den Erfahrungen von EVU, die Batteriespeicheranlagen in ihren Netzen einsetzen (Tabelle 3-3), lassen sich einige grundsätzliche Erkenntnisse zum „schonenden“ Betrieb solcher Anlagen ableiten. Diese zeigen, daß der technische Aufwand dafür beträchtlich ist:

- Die Batterien müssen zur Erhaltung ihrer Kapazität in gewissen Abständen vollgeladen werden. Dazu muß ein Ladeverfahren entwickelt werden, welches sowohl auf technische Notwendigkeiten als auch auf betriebliche Erfordernisse des Betreibers Rücksicht nimmt.
- Die Batterie muß ständig durch ein komplexes Überwachungssystem kontrolliert werden. In den meisten Batteriespeichern sind viele Zellen in Reihe geschaltet, der Ausfall einer Zelle könnte die Verfügbarkeit des ganzen Stranges oder der ganzen Batterie in Frage stellen. Meist wird die Anlage darum teilweise oder völlig redundant ausgelegt. Kontrollentladungen zur Überprüfung der Leistungsfähigkeit sind nicht ohne weiteres möglich, da zum einen die Batterie während dieser Kontrollen nicht für alle Anwendungen zur Verfügung stünde und zum anderen die Alterung der Batterie beschleunigt würde.
- Die Batterien müssen häufig mit einem Elektrolytumwälzsystem ausgerüstet werden, um zum einen die Batterielebensdauer durch die Auflösung von Elektrolytdichteschichtungen zu verbessern und zum anderen das Leistungsvermögen der Batterie bei hohen Lastanforderungen zu steigern.
- Bei verschlossenen Bleibatterien wird durch den Überlademechanismus sehr viel Wärme erzeugt. Starke Überladung führt zu hohen Temperaturen der Batterie, im Extremfall ist ein thermisches Durchgehen möglich.

		Berlin D	Hammermühle D	Chino USA	Statesville USA	Princeton USA	Kansai Japan	Puerto Rico USA	Hawaii USA	Vaal Reefs Südafrika
Einsatz		EVU	EVU	EVU	EVU	Forschung/ EVU	Forschung/ EVU	EVU	EVU	Bergwerk
Auslegung										
Leistung	MW	17	0,4	10	0,5	5	1	20	10	4
Energie	MWh	14,4	0,4	51,2	1,2	5	4	10	15	7
Stränge		12	1	8		4		6		2
Strangspannung	V	1180		2060	650	860	1052			3000
Modulzahl		1416	114	1376	450		526	6000		2560
Batteriemodule										
Zellenzahl		5	1	6	6		1	1		1
Kapazität	Ah	1000		3250	2080		7.500	2000		1500
Spannung	V	10	2	12	12		2	2		2
Typ		FE	(OPZS)	FE	FE	VRLA	FE	FE		12CSM1500
Netzanbindung		netzgeführt	netzgeführt	selbstgeführt		selbstgeführt	selbstgeführt	selbstgeführt		selbstgeführt
EVU	kV	30	20	12	12,5	13,8	6,6	115		6,6
Stromrichter	kV	12	0,4	2	0,48		1,1			3
Haupteinsatz		Frequenz- regelung	Spitzenlast- reduktion	Lastausgleich	Spitzenlast- reduktion	Spitzenlast- reduktion	Testsystem	Frequenz- regelung	Frequenz- regelung	Notversorgung
Leistung	MW	8,5		10	0,5	5		20	5	
Energie	MWh	7,2		40	0,5	5		10	15	
Einsatz auch für		Sofortreserve	Lastausgleich	Lastfolge, rot. Reserve		Netzregelung		rotierende Reserve	Spitzenlast- reduktion	Spitzenlast- reduktion
Leistung	MW	17		10		3,6		20	5	
Energie	MWh	4,5		40				10	15	
Inbetriebnahme		1986	1980	1988	1987		1986	1994 (?)	Projekt	1988

Tab.3-3: Ausgewählte Daten von größeren Batteriespeicheranlagen auf der Basis von Bleiakkumulatoren [1,2,3]

Die wohl umfangreichsten Erfahrungen mit dem Betrieb von Batteriespeichern in der Bundesrepublik Deutschland besitzt die Berliner Kraft und Licht (BEWAG-) AG. Sie setzt die größte Batteriespeicheranlage in Deutschland in ihrem Netz ein. Dies ist durch die Tatsache begründet, daß sie aufgrund der besonderen Situation der Stadt lange Zeit ein Inselnetz betrieben hat. In diesem betragen die Leistungsanforderungen einzelner Verbraucher bis zu 5 % der momentanen Last, an der Erzeugung waren große Blockeinheiten mit Leistungen von bis zu 20 % der Netzlast beteiligt. Dies führte zu einer Vielzahl von regelungstechnischen Problemen. Die benötigte Leistungsänderungsgeschwindigkeit von 0...5 MW/s wurde ursprünglich durch zwei bis drei gleichzeitig betriebene Dampfturbinen mit Trommelkesseln realisiert, was jedoch hohe Kosten verursachte. Darum entschied sich die BEWAG für den Bau des Batteriespeichers, der einen dampfbetriebenen Regelungsblock ersetzte.

Die im Oktober 1986 im Heizkraftwerk Steglitz in Betrieb genommene 17-MWh-/8,5-MW-Anlage wurde innerhalb von achtzehn Monaten fertiggestellt. Sie verfügt über zwei identisch aufgebaute netzgeführte Umkehr-Stromrichter mit je 8,5 MW maximaler Lade- und Entladeleistung. Der zweite Stromrichterzweig dient hauptsächlich als Reserve für den ersten, ermöglicht es aber auch, bei Bedarf die Entladeleistung der Batterie auf 17 MW Sofortreserve zu steigern. Für die Dimensionierung der Batterie war die Forderung nach dem Arbeitsvermögen im Sofortreservefall ausschlaggebend. Ausgehend von beliebigen Ladezuständen im Frequenzregelbetrieb sollte die Batterie jederzeit mindestens 30 Minuten lang die Nennleistung von 8,5 MW an das Netz abgeben können (dies entspricht für die Situation von 1986 etwa 0,5 % der Netzhöchstlast der BEWAG). Da bei Frequenzregelbetrieb im ungünstigsten Fall mit einem Füllgrad von nur 50 % zu rechnen war, sollte diese Arbeit der bereits halb entladenen Batterie noch entnommen werden können. Berücksichtigt man, daß eine Reihe von Einrichtungen und Vorkehrungen auf die Erstanwendung beschränkt bleibt, so würde für ein Folgeanlage etwa 20,5 Mio. DM in Preisen von 1988 aufzuwenden sein. Darin sind die Kosten für das Gebäude mit rund 7 Mio. DM enthalten [4,5].

Die dynamischen Eigenschaften der Anlage haben die Erwartungen erfüllt. Die maximal mögliche Leistungsänderungsgeschwindigkeit ist auf 10 MW/s festgelegt, der tatsächlich wirksame Wert wird von der Lastverteilung entsprechend den jeweiligen Gegebenheiten des Versorgungssystems eingestellt. Aufgrund des ausgezeichneten dynamischen Verhaltens der Anlage sei die Güte der Netzfrequenzregelung besser geworden, außerdem konnte aufgrund des hohen Leistungsgradienten der Batteriespeicheranlage die vorzuhaltende Sofortreserveleistung reduziert werden. Die Batterie wird mit einem mittleren Füllgrad von 70 % betrieben. Im Frequenzregelbetrieb wird ein täglicher Kapazitätsumsatz von etwa dem 2,5fachen der Nennkapazität erreicht. Der Nutzungsgrad, ermittelt über den Wochenzyklus, liegt bei 84 %.

Durchgeführte Studien haben gezeigt, daß Batteriespeicheranlagen für die Frequenz-Leistungsregelung zumindest unter den Inselnetzbedingungen der BEWAG auch wirtschaftliche Vorteile aufweisen, da die bei der Frequenzregelung durch Turbosätze erzeugte Arbeit in wesentlich wirtschaftlicheren Grundlasteinheiten gewonnen werden könne. Die aus der Reduktion der vorzuhaltenden Sofortreserveleistung und dem Ersatz einer konventionellen Regelmanchine resultierenden Ersparnisse werden von der Lastverteilung der BEWAG „unter ungünstigen Ansätzen mit mindestens 7,8 Mio. DM/a“ beziffert.

Mit dem Anschluß Berlins an das UCPTE-Verbundnetz wird die bereitzustellende Sofortreserveleistung stark zurückgehen, die Frequenzregelung durch die Batteriespeicheranlage - zumindest im

Normalbetrieb - also nicht mehr erforderlich sein. Es wird gegenwärtig geprüft, ob die Batteriespeicheranlage zur Reservestellung in der Primärregelung herangezogen werden kann [6].

Auch in anderen Ländern finden größere Batteriespeicheranlagen in Elektrizitätsversorgungssystemen zunehmend Anwendung. Seit 1988 betreibt die Southern California Edison Co. in einem Umspannwerk in Chino einen 40-MWh-/10-MW-Batteriespeicher mit dem Hauptziel, die dortige lokale Lastkurve zu glätten. Außerdem erfolgt durch das Stromrichtersystem sowohl eine Frequenz-Wirkleistungs- als auch eine Spannung-Blindleistungs-Regelung. Die Systemkosten betragen rund 13,5 Mio. US-\$. Die Puerto Rico Electric Power Authority (Prepa) konzipierte ein Batteriespeichersystem auf gleicher technologischer Basis. Die Anlage soll zur Frequenz- und Spannungsregelung, vor allem aber als schnelle Reserve eingesetzt werden und dann 21 MW für eine Dauer von 15 Minuten liefern können. Prepa erwartet, daß ein solcher Zyklus in ihrem Netz etwa 55 mal im Jahr auftreten wird. Bei dieser Häufigkeit wird die Batterielebensdauer zu zehn Jahren angenommen.

Auch Anlagen mit Natrium-Schwefel-Batterien wurden bereits im Netzbetrieb erprobt. Die Technischen Werke Stuttgart (TWS) haben zu Versuchszwecken ab 1987 in ihrem Niederspannungsnetz einen Netzstützpunkt mit einem 150-kWh/50-kVA-Batteriespeicher auf der Basis von NaS-Batterien betrieben. Bei der Planung wurde davon ausgegangen, daß lange Ausläuferleitungen in Niederspannungsnetzen als Folge hoher oder unsymmetrischer Belastungen erhebliche Spannungsschwankungen aufweisen, die das durch die entsprechenden Normen vorgegebene Spannungsband über- oder unterschreiten. Dies hat seine Ursache darin, daß die Mittelspannung an den speisenden Sammelschienen des Abspannwerkes üblicherweise lastabhängig geregelt wird, die Einzellasten im Niederspannungsnetz jedoch ein von der Summenlast im Abspannwerk verschiedenes Zeitverhalten aufweisen. Aufgrund eines relativ hohen Netzzinnenwiderstandes kann nicht nur die Blindlast, sondern auch die Wirklast zu einem merklichen Spannungsfall auf der Leitung führen.

Abhilfe in einer solchen Situation wird zumeist durch den Zubau einer Netzstation geschaffen, die die Leistung aus dem überlagerten Mittelspannungsnetz an geeigneter Stelle in des Niederspannungsnetz einspeist. Der Bau einer solchen Netzstation ist jedoch (zumindest bei größeren Entfernungen zum bestehenden Mittelspannungsnetz) kostenintensiv, ihr Betrieb wegen der nur kurzzeitigen hohen Auslastung von wenigen Stunden am Tag und/oder einer unsymmetrischen Belastung der Ausläufer oft unwirtschaftlich. Mit einem Batteriespeicher sollte hier eine alternative Maßnahme erprobt werden. Zu Zeiten hoher Netzspannung wurde die Batterie - sie verhält sich dann wie ein zusätzlicher Verbraucher - geladen, was die Spannung absenkt. Zu Zeiten niedriger Spannung sollte Leistung in das Niederspannungsnetz eingespeist werden, was die Spannung angehoben hätte.

Während der Stützpunkt elektrotechnisch den Anforderungen des EVU voll genügte, haben insbesondere Schwierigkeiten mit den Batterien zum Auslaufen des Projektes geführt. Aus Simulationsrechnungen ergab sich ein Gesamtnutzungsgrad der Anlage von 72 %, dieser konnte jedoch aufgrund der geringen Betriebsdauern nicht durch Messungen bestätigt werden.

3.2 Pumpspeicher-Kraftwerke und Speicher-Kraftwerke

Als eine der vorteilhaftesten und im großen Stil zu betreibenden Verfahren zur (indirekten) Speicherung elektrischer Energie hat sich die hydraulische Pumpspeicherung erwiesen. In Pumpspeicherkraftwerken wird vor allem mit in nächtlichen Lasttälern oder an bedarfsschwachen Wochenenden anfallender "überschüssiger" Energie Wasser aus einem Tiefbecken in ein höher liegendes Speicher-

becken gepumpt. In Zeiten erhöhten Bedarfes (bei Belastungsspitzen) läßt man das Wasser über Turbinen ins untere Becken zurückströmen und erzeugt so Elektrizität.

Die Leistung eines Pumpspeicherwerkes ist gegeben durch

$$P = Q \cdot h_{f,m} \cdot \eta_{Tur} \cdot \rho_W \cdot g$$

wobei Q der Wasserstrom, $h_{f,m}$ die mittlere Nettofallhöhe des Wassers, η_{Tur} der Gesamtwirkungsgrad des Turbinenbetriebes, ρ_W die Dichte des Wassers und g die Normalfallbeschleunigung ist.

Daraus ergibt sich:

$$P \text{ (in kW)} = 9,807 \cdot Q \text{ (in m}^3\text{/s)} \cdot h_{f,m} \text{ (in m)} \cdot \eta_{Tur}$$

als oder - als Faustregel -, daß sich bei einem Turbinengesamtwirkungsgrad von 0,90 mit 10 m³/s Wasserstrom und 100 m Fallhöhe eine Leistung von etwa 8,8 MW erzeugen läßt.

Der Energieinhalt eines Pumpspeicherwerkes ergibt sich daraus zu

$$E \text{ (in kWh)} = V_{Sp} \text{ (in m}^3\text{)} \cdot h_{f,m} \text{ (in m)} \cdot \eta_{Tur} / 367,1$$

mit V_{Sp} als nutzbarem Volumen des Speicherraumes.

Für die Dimensionierung eines Pumpspeicherwerkes ist das Speicherraumvolumen in Abhängigkeit von der Fallhöhe und dem Energieinhalt eine interessierende Größe. Bei einem angenommenen Turbinenwirkungsgrad von 0,90 muß für einen Energieinhalt von 5000 MWh bei einer mittleren Fallhöhe von 100 m ein nutzbares Volumen von 20,4 Mio. m³, bei einer mittleren Fallhöhe von 500 m ein Volumen von etwa 4,1 Mio. m³ zur Verfügung stehen.

Wasser hat sich insbesondere wegen seiner relativ problemlosen Beschaffung, Transport- und Lagerfähigkeit als geeignetes Arbeitsmedium erwiesen. Die Wirkungsgrade von Pumpspeicherwerken sind in vergangenen 50 Jahren deutlich verbessert worden - während ältere Anlagen Wirkungsgrade von weniger oder kaum mehr als 60 % erreichen, sind in modernen Pumpspeicherwerken Werte von 75 % und mehr realisiert worden. Die Technologie der Pumpspeicherwerke gilt als ausgereift und als sowohl bei Betreibern als weitgehend auch in der Bevölkerung akzeptiert. Gegenwärtig sind weltweit einige hundert Anlagen in Betrieb, ihr Leistungsbereich erstreckt sich von einigen MW bis zu 2 GW, die Speicherkapazitäten betragen bis zu 24 GWh.

In der Elektrizitätswirtschaft werden hydraulische Speicherwerke unterschieden nach der Art der Füllung der Speicher und nach der Entleerungsdauer. So existieren Pumpspeicherwerke mit und ohne natürlichen Zufluß in das Oberbecken. Neben diesen werden auch reine Speicherkraftwerke eingesetzt, bei denen Wasser einen oder mehreren Speichern mit rein natürlichem Zufluß entnommen wird, wodurch ihr Einsatz weitgehend unabhängig vom zeitlichen Verlauf der Zuflüsse in den Speicher ist. Eine Aufnahme überschüssiger Elektrizität durch Speicherkraftwerke ist allerdings nicht möglich.

In Abhängigkeit von der Entleerungsdauer wird unterschieden in

- Tagesspeicher (Entleerungsdauer bis zu 6 Stunden)
- Wochenspeicher (Entleerungsdauer zwischen etwa 6 und 50 Stunden)
- Saisonspeichern mit Entleerungsdauern bis etwa 500 Stunden und
- Jahresspeichern.

Da das Pumpspeicher-Kraftwerke im Grunde den umfassendsten Fall einer Wasserkraftanlage darstellt (durch Wegfall der Speicherpumpen läßt sich daraus das Speicherkraftwerk ableiten), wollen wir uns in der folgenden Beschreibung auf dieses konzentrieren.

Bei der „klassischen“ Pumpspeicherwerksausführung ist die Synchronmaschine auf einer Seite mit einer Turbine und auf der anderen Seite mit einer Pumpe verbunden. Je nach Bauweise der Anlage ist die Turbine entweder starr gekuppelt oder, wenn Phasenschieberbetrieb mit abgekoppelter Turbine realisiert werden soll, über eine sogenannte Überholkupplung mit der Synchronmaschine verbunden. Die Pumpe ist über eine lösbare Verbindung angeschlossen. Im Turbinenbetrieb bleibt die Pumpe ausgekuppelt, im Pumpbetrieb läuft das Turbinenrad leer mit. Da einerseits der Übergang vom Turbinen- zum Pumpbetrieb in sehr kurzen Zeiten erfolgen soll und man andererseits im umgekehrten Fall nicht stillsetzen und wieder anfahren will, muß die Kupplung so beschaffen sein, daß sie sowohl das Abwerfen der Pumpe bei voller Betriebsdrehzahl als auch das Beschleunigen der Pumpe auf die Betriebsdrehzahl des laufenden Generators und das anschließende Ankuppeln zuläßt. Diese Kupplung stellt insbesondere bei großen Leistungen einen komplizierten, kostspieligen und störungsanfälligen Apparat dar. Deshalb wird sie in einigen moderneren Anlagen durch eine Anwurf-turbine ersetzt. Diese (kleine) Turbine wird auf der Maschinenwelle angeordnet und beschleunigt vor Beginn des Pumpbetriebes die Pumpe auf Betriebsdrehzahl, wonach die Pumpe über eine Zahnkupplung starr mit der Generatorwelle verbunden werden kann.

Da die Synchronmaschine bei solchen Anordnungen immer am Netz bleibt, laufen die jeweiligen Vorgänge relativ schnell ab. Die absoluten Werte für die jeweiligen An- und Umstellvorgänge hängen von natürlichen Gegebenheiten und Auslegungsdaten wie Länge der Wasserführungen, Schwungmoment, Strömungsgeschwindigkeiten, Höhe der Anfahrlastungen usw. ab und sind nur schwer verallgemeinerbar. Beispielhaft sind hier Werte für zwei moderne deutsche Pumpspeicherwerke angegeben.

	PSW Wehr	Koepchenwerk
Stillstand in Turbinenbetrieb	60 s	75 s
Stillstand in Pumpbetrieb	85 s	180 s
Turbinenbetrieb in Pumpbetrieb	30 s	280 s
Pumpbetrieb in Turbinenbetrieb	80 s	150 s (70 s Schnellübergang)
Hochlaufzeit aus dem Stillstand bis zur Nenndrehzahl in Pumprichtung	10 s	80 s
max. Leistungsänderungsgeschwindigkeit	30 MW/s	19 MW/s

Tab. 3-4: Betriebsübergangsgeschwindigkeiten moderner Pumpspeicherwerke

Mit solchen Betriebsübergangszeiten kann ein Pumpspeicherwerk auch als Störungsreserve eingesetzt werden, die sehr schnell notwendige Spitzenlast liefern oder überschüssige Energie aufnehmen kann. Dabei ist die im Generatorbetrieb abgegebene Leistung hohen Leistungsänderungsgeschwindigkeiten zwischen Null und Vollast regelbar. Im Pumpbetrieb, also bei der Aufnahme „überschüssiger“ Elektrizität, besteht eine Regelmöglichkeit in dieser Form häufig nicht. Hier kann nur in diskreten Leistungssprüngen (Zu- bzw. Abschalten einzelner Pumpen) geregelt werden.

Um diesem Manko zu begegnen, wird in den letzten Jahren in einigen Anlagen mit regelbaren Speicherpumpen gearbeitet. Hier wird der Motorgenerator nicht synchron mit der Netzfrequenz, sondern drehzahl geregelt betrieben. Dadurch ist das Pumpspeicherkraftwerk auch im Pumpbetrieb zu Regelaufgaben innerhalb eines definierten Regelbandes (zwischen etwa 50 und 100 % der Nennleistung)

einsetzbar. Zudem lassen sich die Turbinenwirkungsgrade im Teillastbereich (bei konventionellen Maschinen erfolgt dieser bei konstanter Drehzahl durch Drosselung mittels Leitapparat, was zu hohen Wirkungsgradverlusten führt) deutlich verbessern. Erste Erfahrungen mit solchen Konzepten liegen aus japanischen Anlagen sowie dem Rudolf-Fettweiß-Werk der Badenwerk AG in Forbach vor, für das geplante PSW Goldisthal der VEAG in Thüringen sind ebenfalls regelbare Speicherpumpen vorgesehen [7]. Auch die RWE Energie AG untersucht das Konzept einer Pumpturbine mit variabler Drehzahl in einer für die Netzregelung interessanten Größe von ca. 200 MW für einen Standort an der Mosel [8].

Aufgrund ihrer spezifischen Eigenschaften - der Fähigkeit zur Abdeckung kurzer und häufiger Lastspitzen sowie ihre jederzeitige Be- und Entlastbarkeit - werden Pumpspeicherwerke neben der Spitzenlastdeckung in zunehmendem Maße mit Aufgaben zur Gewährleistung eines sicheren und qualitativ hochwertigen Netzbetriebes betraut. Dazu zählen unter anderem:

- schwerpunktmäßige Netzregelung und Frequenzhaltung,
- Bereitstellung der Momentanreserve für den Störfall und für außergewöhnlichen Spitzenleistungsbedarf,
- Blindleistungskompensation zur Senkung der Energietransportverluste im Netz und zur Vermeidung zusätzlicher Kompensationseinrichtungen an anderen Stellen,
- Hilfestellung bei der Spannungsprüfung von Netzteilen,
- Synchronisierung bei der Zusammenschaltung verschiedener Versorgungsnetze oder Netzteile im deutschen und europäischen Verbund,
- die Hilfe beim Netzaufbau nach Großstörungen

und vieles andere mehr [9]. Die Wirtschaftlichkeit von Pumpspeicherwerken ist somit häufig nicht allein durch die „klassische“ Energieveredlung gegeben. Vielmehr wird ihr Einsatz zusätzlich aus den Notwendigkeiten einer sicheren und qualitativ hochwertigen Stromversorgung und den sich daraus ergebenden Anforderungen an die Netzbetriebsführung begründet. Dies äußert sich unter anderem, daß viele Pumpspeicherwerke bis zu 50 % des Jahres im Phasenschieberbetrieb laufen und sie zudem in den letzten Jahren zunehmend für Aufgaben in der Primär- und Sekundärregelung eingesetzt werden.

Vorbedingungen für den Bau von Pumpspeicherwerken sind topographische Gegebenheiten, die den Bau von Speicherbecken, einem Ober- und Unterbecken, mit möglichst geringem Abstand, aber mit einem Höhenunterschied von möglichst 100 m bis ca. 600 m erlauben. Je größer der Höhenunterschied ist, desto geringer sind - gleicher Energieinhalt vorausgesetzt - die zu fördernden Wassermengen. Entsprechend kleiner werden damit die erforderlichen Speicherbecken, die Abmessungen der Wasserführungen und der hydraulischen Maschinen und folglich auch die Baukosten. Dem steht entgegen, daß durch die größeren Fallhöhen höhere Drücke beherrscht werden müssen, die höhere Wandstärken erforderlich machen und damit die Kosten entgegengesetzt beeinflussen. Auch Fallhöhen über 600 m lassen sich realisieren, dann werden jedoch mehrstufige hydraulische Anlagen erforderlich. Anlagen mit geringeren Fallhöhen haben meist entsprechend kurze Wasserförderwege und erlauben dadurch schnellere Steuerbewegungen. Fallhöhen unter 100 m gelten als meist nicht wirtschaftlich [10].

Die Entwicklung der Pumpspeicherung in Deutschland kann in charakteristische Bauabschnitte eingeteilt werden. In der ersten Phase von der Jahrhundertwende bis in die zwanziger Jahre wurden Werke mit kleinen Leistungen vor allem in Süddeutschland errichtet. Elektrische Verbindungen zur Dampfkraft bestanden noch nicht, der Pumpstrom wurde aus Wasserkraft gewonnen. Nach der Gründung größerer Elektrizitätsversorgungsunternehmen und dem einsetzenden intensiven Ausbau der Dampfkraftwerke, vor allem von besonders für den Einsatz in der Grundlast geeigneten Kraftwerken auf der Basis von Braunkohle, zwischen 1920 und 1930 folgte ein zweiter Bauabschnitt mit größeren Pumpspeicherwerken [11]. Aus dieser Zeit stammen beispielsweise das Koepchenwerk der RWE in Herdecke, der erste Bauabschnitt der Schluchsee-Gruppe sowie einige Kraftwerke der VEAG im Osten Deutschlands. Der dritte Abschnitt beginnt Anfang der fünfziger Jahre. Mit der zunehmenden Wiederindustrialisierung der Bundesrepublik wächst auch der Strombedarf, was zur Errichtung großer Wärmekraftwerke mit hohen Dampfdrücken und Zwischenüberhitzung führt. Diese sind für häufiges An- und Abfahren, den Betrieb in niedrigen Lastzuständen und häufige Lastwechsel nicht oder nur bedingt geeignet. Durch den Bau von größeren Pumpspeicherwerken wurde für die thermischen Kraftwerke Nachtlast geschaffen, die Zahl der Laständerungen reduziert und zugleich eine Ausfallreserve installiert. Im Westen Deutschlands fand der Ausbau der Pumpspeicherwerke mit der Inbetriebnahme des PSW Wehr 1975/76 seinen vorläufigen Abschluß, im Osten ging mit Markersbach 1979/81 das jüngste deutsche Pumpspeicherwerk ans Netz. Insgesamt standen 1992 für die öffentliche Versorgung der Bundesrepublik Bruttoengpaßleistungen von 240 MW in Speicherkraftwerken, 1205 MW in Pumpspeicherwerken mit natürlichem Zufluß und 4333 MW in reinen Pumpspeicherwerken zur Verfügung. Die verfügbare Leistung wird ergänzt durch für deutsche Versorgungsunternehmen arbeitende Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke in Österreich und durch das PSW Vianden in Luxemburg.

			alte Bundesländer	neue Bundesländer	Deutschland gesamt
Bruttoengpaßleistung	PSW mit natürl. Zufluß	MW	1028	171	1199
	PSW ohne natürl. Zufluß	MW	2565	1768	4333
Bruttoerzeugung	PSW aus natürl. Zufluß	GWh	372	83	455
	PSW ohne natürl. Zufluß	GWh	2146	1508	3654
Pumpstromverbrauch		GWh	2924	2051	4975
Pumpwirkungsgrad		%	73,4	73,5	73,4
Ausnutzungsdauer	alle PSW	h	701	821	743

Tab. 3-5: Angaben zu Pumpspeicherwerken (PSW) der öffentlichen Versorgung in Deutschland, Zahlen für 1993

Daneben betreibt die Donau-Wasserkraft AG das Pumpspeicherwerk Langenprozelten (150 MW), das ausschließlich in der Bahnstromversorgung für den Lastausgleich im Tages- und Wochenzyklus sowie zur Reservehaltung eingesetzt wird. Es soll die Belastungsspitzen während des Berufsverkehrs insbesondere im Großraum Frankfurt/Main puffern und für eine möglichst gleichförmige Belastung des 158-MW-Bahnstromturboatzes im Kernkraftwerk Neckarwestheim sorgen [12]. In Bau befindet sich ein seit den siebziger Jahren geplantes Pumpspeicherwerk (Goldisthal/Thüringen mit einer Leistung von 1060 MW) für die öffentliche Versorgung [13], als Termin für die Fertigstellung wird gegenwärtig Ende des Jahrzehntes angegeben.

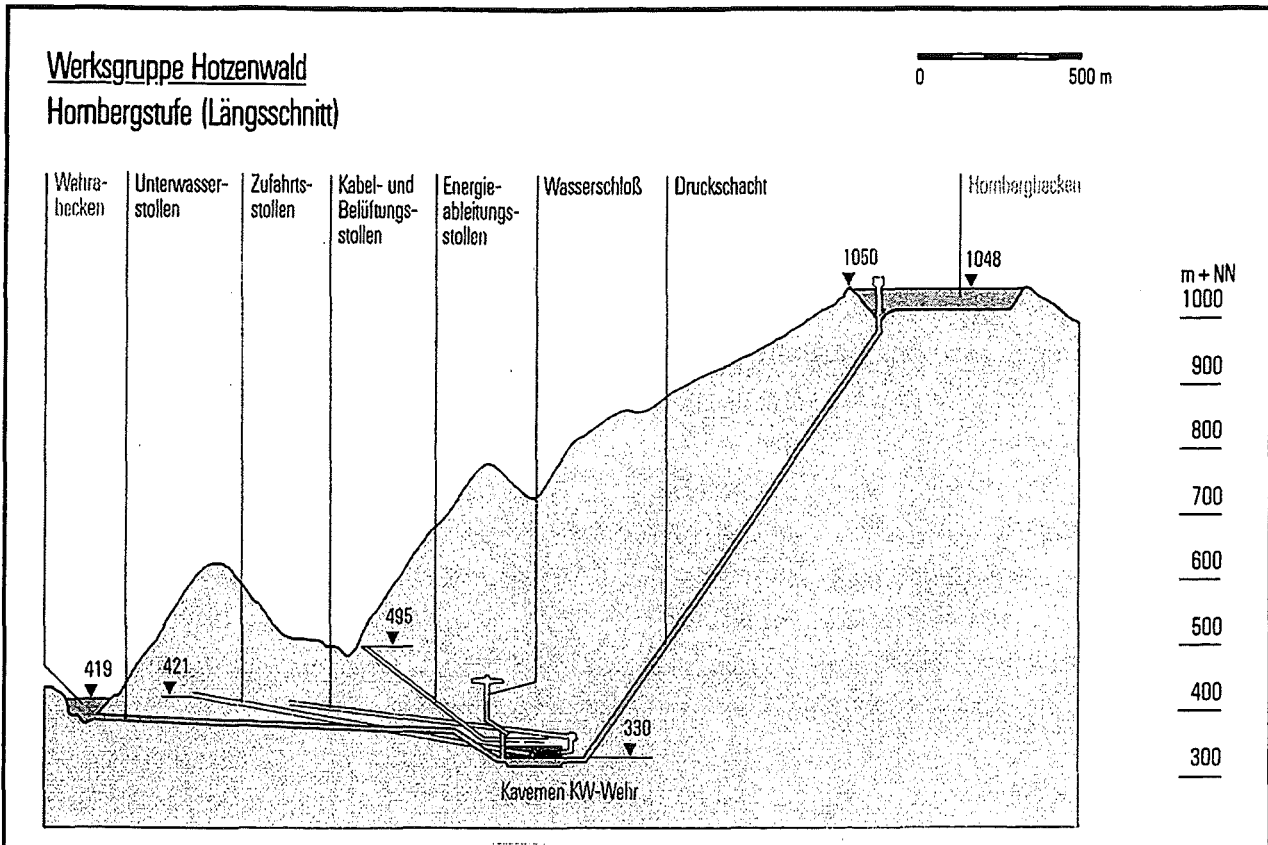


Bild 3-1: Pumpspeicherwerk Wehr - wesentliche Komponenten und Größenverhältnisse (Quelle: Schluchseewerk AG)

Zudem werden seit Mitte der siebziger Jahre in der Bundesrepublik Projekte diskutiert, die heute aufgegeben sind bzw. deren Realisierung nicht absehbar ist:

- Oberstufe Mühlegraben (ehem. Strittmatt) mit ca. 250 MW und Kavernenkraftwerk Atdorf mit ca. 1050 MW, beide für die Hotzenwaldgruppe der Schluchseewerk AG im Hochschwarzwald,
- Bremm/Mosel mit etwa 1300 MW
- Jochenstein-Riedel/Donau für etwa 700 MW

Ort	Bundesland	natürl. Zufluß	Maschinen sätze	Turbinenleistung	Pumpleistung	Fallhöhe	Speicherinhalt	Inbetriebnahme	Eigentümer	Arbeit gesamt	Ausnutz.-dauer	Arbeit aus Pumpwass.	Bem.
			Anzahl	MW _{netto}	MW	m	MWh	Jahr		GWh _{netto}	h	GWh _{netto}	
Glens	Bad.-Württ.	ohne	2 + 1	90 + 0,6	68	293	560	1964	TWS	38,14	424	38,14	
Häusern	Bad.-Württ.	mit	4	120	100	200	46.330	1931	Schluchseew.	98,74	827	68,75	
Säckingen	Bad.-Württ.	mit	4	369	280	402	2.064	1966	Schluchseew.	164,45	445	125,97	
Schwarzenbachwerk	Bad.-Württ.	mit	2	43	20	368	10.550	1925	Badenwerk	44,26	1029	0	
Waldshut	Bad.-Württ.	mit	4	159	280	159	40.237	1951	Schluchseew.	157,16	986	51,11	
Wehr	Bad.-Württ.	ohne	4	977	990	625	6.628	1975	Schluchseew.	548,76	562	548,76	
Witznau	Bad.-Württ.	mit	4	219	128	250	62.684	1943	Schluchseew.	208,35	950	76,62	
Happurg	Bayern	ohne	6	160	120	212	900	1958	GKF AG	98,43	615	98,43	
Langenprozelten	Bayern	ohne	2	160	164	297	950	1976	RMD AG	89,51	559	89,51	Bahn
Leitzach I + II	Bayern	mit	1 + 2	95	82	128	1.100		Stw. München	101,44	1068	8,92	
Reisach - Rabenleite	Bayern	ohne	3	98	81	179	633		OBAG	90,1	924	90,1	
Tanzmühle - Rabenleite	Bayern	ohne	1	25	24,5	122	404		OBAG	1,1	44	1,1	
Waldeck I	Hessen	ohne	4	140	96	296	478	1933	PE	35,55	254	35,55	
Waldeck II	Hessen	ohne	2	440	490	329	3.428	1974	PE	660,13	1500	660,13	
Erzhausen	Nieders.	ohne	4	220	224	287	940	1964	PE	199,23	906	199,23	
Koepchenwerk	NRW	ohne	1	150	150	165	580	1930/89	RWE	88,12	587	88,12	
Rönkhausen	NRW	ohne	2	140	120	266	700	1969	Elektromark	71,35	510	71,35	
Geesthacht	Schl.-Holst.	ohne	3	120	96	80	600	1958	HEW	93,03	775	93,03	
Markersbach	Sachsen	ohne	6	1135	1140	288	4.018	1979/81	VEAG	877,75	773	877,75	
Niederwartha	Sachsen	ohne	6	131	120	142	591	1930/60	VEAG	36,31	278	36,31	
Wendefurt	S.-Anhalt	ohne	2	95	72	126	523	1968	VEAG	67,53	709	67,53	
Bleiloch	Thüringen	mit	2	100	36	50		1932	VEAG	42,69	429	11,98	
Goldisthal	Thüringen	ohne	4	1060	1060	302	8.800	in Bau	VEAG				
Hohenwarte I	Thüringen	mit	3	69	36	56		1942/59	VEAG	30,97	449	0,09	
Hohenwarte II	Thüringen	ohne	8	398	336	304	2087	1966	VEAG	373,62	940	373,62	
Zwischensumme				6713	6313,5								
Lüneseewerk	Österreich	mit	5	230	220	974	166.500	1958					
Rodund I	Österreich	mit	4	173	40	353	700	1943/52					
Rosshag	Österreich	mit	4	230	120	662	183.000	1971					
Vianden	Luxemburg	ohne	9 + 1	900 + 200	630 + 215	291	3.800	1964/76					
Summe				8446	7538,5								

Tab. 3-6: Pumpspeicherwerke, die für deutsche EVU tätig sind

Durch die Vielzahl der örtlichen Gegebenheiten und anlagenspezifischen Auslegungen (Pumpspeicherwerke sind in der Regel entsprechend den Anforderungen der EVU, den geographischen Bedingungen und den technischen Möglichkeiten optimierte Unikate) sind die leistungs- und arbeitsbezogenen Kosten von Pumpspeicherwerken kaum vergleichbar. Im folgenden sind einige Daten für in Mitteleuropa errichtete Pumpspeicherwerke aus der Literatur zusammengetragen, die einen gewissen Anhaltspunkt zu vermitteln vermögen.

Anlage	Leistung	Vollastbenutzungsdauer der Turbinenleistung	mittlere Fallhöhe	Inbetriebnahme	Baukosten bei Inbetriebnahme	spezifische Baukosten
		h			Mio. DM	DM(1993)/kWh
Goldisthal (Projekt), Deutschland	4x265 MW Pumpenturbinen	8	302 m	2000 (?)	1.200 (Plan 1991)	155
Wehr, Deutschland	4x248 MW Turbinen 4x250 MW Pumpen 4x290 MVA Generatoren	6...7	626 m	1976	540	140
Langenprozelten, Deutschland	2x80 MW Pumpenturbinen, 2x94 MVA Generatoren	6	297 m	1976	200	355
Rönkhausen, Deutschland	2x70 MW Pumpenturbinen 2x85 MVA Generatoren	4,5	265 m	1969	75,15	290
Vianden, Luxemburg	9x100 MW Turbinen 9x69 MW Pumpen 9x115 kVA Generatoren Zubau: 215 MW Pumpenturbine	5 4,5	278 m	1964 1976	360	270

Tab. 3-7: Technische Daten und Baukosten moderner deutscher (bzw. mit deutscher Beteiligung erbauter und betriebener) Pumpspeicherkraftwerke ohne natürlichen Zufluß

Der Aufbau von Pumpspeicherwerken setzt, wie oben bereits ausgeführt, geeignete topographische Gegebenheiten voraus. Zum einen liegen diese in der Regel fernab von Verbrauchsschwerpunkten, was den Neubau oder die Kapazitätserhöhung von Hochspannungsleitungen notwendig machen kann. Auch sind geeignete geographische Bedingungen (zumindest in Europa) eher in Regionen zu finden, die sich durch besondere landschaftliche Schönheit und einen hohen Erholungswert auszeichnen, was aus diesen und aus anderen ökologischen Gründen (z.B. notwendige Trassenführung für Hochspannungsleitungen, Veränderungen im Mikroklima ...) Bedenken gegen den Ausbau neuer Anlagen laut werden läßt.

Darum plant man in einigen Ländern Pumpspeicherwerke, die das untere Becken unterirdisch (bis zu mehr als 1000 m Tiefe) vorsehen. Dies würde zugleich eine geringere Standortabhängigkeit und eine Positionierung in der Nähe der Verbrauchsschwerpunkte ermöglichen. Allerdings stehen dem höhere Baukosten als bei in Gebirgen errichteten Anlagen entgegen. Das am weitesten fortgeschrittene derartige Projekt ist ein 1500-MW/15-GWh-Pumpspeicherwerk mit 6 Pumpenturbinen, das in Norton/Ohio (USA) errichtet werden soll. Als unteres Reservoir soll eine 9,5 Mio. m³ große stillgelegte Kalksteinmine in rund 670 m Tiefe dienen. Dieses ist mit dem oberen Becken, einem 790.000 m² großen See an der Erdoberfläche, über einen 2100 m langen Tunnel von 8,5 m Durchmesser verbunden. Die Fertigstellung der Anlage soll etwa zur Jahrtausendwende erfolgen [14].

Als Alternative zu den großen Pumpspeicherwerken, deren Errichtung mit langen Planungszeiten und hohen Investitionen verbunden ist, existieren Projekte für kleine "modulare" Anlagen für Leistungsbereiche zwischen 25 und 250 MW. Diese sollen als Alternative zu Gasturbinen standortnah

errichtet werden und aus zwei von natürlichen Wasserwegen in der Regel unabhängigen künstlichen Reservoirien sowie einem in etwa 50 m Tiefe befindlichen Maschinenhaus bestehen. Als Kostenziel für derartige Anlagen werden etwa 750 US-\$/kW angegeben.

Ebenfalls in Erwägung gezogen worden ist das Meer als "unteres Becken". Allerdings bringt das salzhaltige Meerwasser zusätzliche Korrosionsprobleme für die Anlagen mit sich.

Land	Kraftwerksleistung				Arbeit der PSW	
	gesamt	nuklear	fossil	Pumpspeicher	Anteil der PSW an der KW-Leistung	
	MW (netto)				%	TWh
Spanien	43,62	6,99	20,3	4,4	10,1	1,01
Italien	57,87	0	38,23	4,9	8,5	3,37
Japan	199,97	33,4	127,18	16,65	8,3	8,1
Frankreich	104,35	56,78	22,58	4,9	4,7	4,61
Deutschland	118,12	22,53	85,89	5,43	4,6	3,81
Großbritannien	70,02	11,35	54,48	2,83	4	1,52
USA	735,56	99,61	538,16	17,09	2,3	15,56

Tab. 3-8: Anteil der Leistung von Pumpspeicherkraftwerken an der gesamten Kraftwerksleistung für ausgewählte Länder und in PSW erzeugte Arbeit (Angaben für 1991)

Pumpspeicherkraftwerke werden in einigen Fällen mit Speicherwasserkraftwerken kombiniert, deshalb sollen letztere der Vollständigkeit halber ebenfalls Erwähnung finden. Sie sind technisch vergleichbar mit Pumpspeicherwerken, reine Speicherwerke verfügen jedoch über keine Pumpe zum Auffüllen des Speicherbeckens, dies erfolgt über natürliche oder künstlich geschaffene Zuflüsse. Speicherwerke ermöglichen also eine mittelbare Speicherung elektrischer Energie in Speicherseen und -becken und werden daher bevorzugt zur Spitzenlastdeckung eingesetzt. Für die Zeiten des Wechsels zwischen Stillstand und Vollast gelten ähnliche Werte wie bei Pumpspeicherwerken.

3.3 Kinetische Energiespeicher, Schwungradspeicher

Bei Schwungradspeichern bedient man sich zur Speicherung der kinetischen Energie eines rotierenden Körpers. Die Verbindung des rotierenden Körpers mit dem elektrischen System erfolgt über eine Motor-/Generator-Einheit; bei der Einbindung des Speichers in Wechsel- bzw. Drehstromnetze ist zudem ein Frequenzumrichter erforderlich, der die variable Motor-Generator-Drehzahl an die konstante Netzfrequenz anpaßt. Um die (umgebungsdruckabhängigen) Verluste durch die Strömungswiderstände am Körper zu reduzieren, befindet sich dieser bei kleineren Speichern häufig in einem Unterdruckbehälter.

Die kinetische Energie eines rotierenden Körpers ist bestimmt durch

$$E = \frac{1}{2} J_K \cdot \omega^2$$

wobei J_K das Trägheitsmoment des Körpers, eine von der Masse und ihrer räumlichen Verteilung im rotierenden Körper abhängige Größe, und ω die Winkelgeschwindigkeit der Rotation ist. Für ein einmal ausgelegtes Speichersystem ist das Trägheitsmoment des Schwungrades nicht mehr veränderbar, der Ladezustand eines Schwungradspeichers dann allein durch die Rotationsgeschwindigkeit definiert.

Da für das Trägheitsmoment des Körpers gilt:

$$J_K = \int r^2 dm$$

wäre ein effizientes Schwungrad so auszulegen, daß der Großteil seiner Masse m sich in möglichst großer Entfernung r von der Rotationsachse des Körpers befindet. Als konventionelle Geometrien für den Rotationskörper sind Formen wie die Kreisscheibe, das Wagenrad mit Nabe, Speiche und Ring, der massive Diskus oder die Scheibe gleicher Festigkeit im Einsatz. Unter der Annahme eines Rotationskörpers in Form einer Scheibe konstanter Dicke und Dichte mit dem Radius R gilt für die gespeicherte Energie

$$E = \frac{1}{4} m \cdot (R \cdot \omega)^2$$

Diese Beziehung kann zugleich als Näherung für viele andere Formen der Rotationskörper verwendet werden .

Aufgrund der mit wachsender Rotationsgeschwindigkeit ansteigenden Zentrifugalkräfte werden hohe Ansprüche an die Zugfestigkeit der verwendeten Materialien gestellt. Übliche Materialien waren bislang Eisen und Stahl, in letzter Zeit gewinnen Verbundwerkstoffe (z.B. CFK, GFK) an Bedeutung. Allerdings sind Schwungmassen aus Verbundwerkstoffen einerseits aufgrund wesentlich höherer Material- und Verarbeitungskosten deutlich teurer als solche aus Stahl, andererseits sind Verbundwerkstoffe auch nur für Geometrien geeignet, bei denen die Beanspruchung in Faserrichtung erfolgt. Eine besonders hohe Energiedichte des Speichersystems erzielt man dann, wenn spezifisch leichte Materialien (kleine Dichte) mit hoher Zugfestigkeit verwendet werden. Mit Schwungrädern aus Stahl lassen sich (rotormassebezogene) Energiedichten zwischen 10 und 50 Wh/kg erzielen, Schwungräder aus Verbundwerkstoffen gestatten heute Energiedichten zwischen 40 und 90 Wh/kg. Ein besonderer Vorteil von Schwungrädern auf Faserverbundmaterialbasis ist ihr Verhalten bei Zerstörung des Rotors. Aufgrund der geringen Scherfestigkeit zwischen den Fasern wird die Schwungmasse im Störfall in kleine Teile zerlegt, die schon durch ein relativ leichtes Gehäuse abgefangen werden können. Damit ist eine wesentlich leichtere Konstruktion bei vergleichbaren Sicherheitsstandards möglich.

Moderne Schwungradkonzepte für kleine Energieinhalte sehen den Einsatz von optimierten Formen auf der Basis hochfester Verbundmaterialien wie Kohlenstoffaserverbünde, Kevlar, Glasfaser- und Siliziumdioxidfaserverbünde vor. Mit diesen lassen sich theoretisch - bezogen auf die Rotormassen - wesentlich höhere spezifische Energiedichten (über 600 Wh/kg) als mit den bisherigen Stahlschwungmassen erreichen. (Praktische Werte, die die veränderlichen Rotationsgeschwindigkeiten und die unter dem theoretischen Maximum liegende Betriebsgeschwindigkeit berücksichtigen, liegen bei etwa 20 % des theoretischen Wertes.) Heute verwirklichte (kleine) Systeme erreichen spezifische (rotormassebezogene) Energiedichten von etwa 90 Wh/kg, systemspezifisch liegt damit die Energiedichte des Gesamtsystems bei unter 20 Wh/kg. Diese Anlagen werden mit Maximalgeschwindigkeiten zwischen 15.000 und 23.000 Umdrehungen pro Minute betrieben.

Hohe Ansprüche werden auch an die Lagerung des Schwungrades gestellt. Große Schwungräder werden mit vertikaler Drehachse ausgeführt, da dabei in der Hauptsache Führungskräfte und Drehmomente übertragen werden und keine Wechselbeanspruchungen durch Schwerkkräfte auftreten. Die Lagerung erfolgt mittels hydrodynamischer Lager oder mit Kugellagern. Deren Grenzen

ergeben sich im wesentlichen aus dem zulässigen Temperaturbereichs des notwendigen Schmierstoffes.

Wegen der hohen Drehzahlen, der Forderung nach geringen Reibungsverlusten und des Betriebes unter Vakuum ist für kleinere Schwungradsysteme die magnetische Lagerung die geeignetste Lagerform. Die aktive magnetische Lagerung erlaubt hohe Dauerdrehzahlen, einen sehr guten Gleichlauf auch bei geringen Drehzahlen, einen weitgehend geräuschlosen Betrieb und eine drehzahlunabhängige hohe Lebensdauer. Wegen des fehlenden mechanischen Kontaktes treten im Lager keine Reibungsverluste auf, darum werden auch keine Schmiermittel benötigt und die Anlage kann wartungsfrei betrieben werden. Der entscheidende Nachteil dieser Lagerung ist, daß ihre Tragfähigkeit durch die mit Permanentmagneten erreichbare Feldstärke begrenzt ist. Zudem bedürfen konventionelle magnetische Lager mechanischer oder elektromagnetischer Führung in mindestens einem Freiheitsgrad, für den Fall des Versagens der Steuer- und Regelelektronik der Lagerung oder eines Stromausfalls müssen Notlager auf der Basis konventioneller Wälzlagertechnik vorgesehen werden.

Für moderne Schwungradkonzepte wird der Einsatz von magnetischen Lagerungen auf der Basis von Hochtemperatursupraleitern diskutiert. Ein solches Konzept würde den Verzicht auf die Steuerelektronik und die damit verbundenen elektrischen Verluste gestatten und die technische Komplexität eines Schwungradsystems reduzieren. Im Gegensatz dazu würden durch den Kältebedarf der Lagerung zusätzliche Verluste entstehen. Die Machbarkeit kleiner Schwungräder mit supraleitenden Lagern ist bereits demonstriert [15] worden. Ob diese sich aber gegenüber Konzepten mit magnetischen Lagern durchsetzen werden können, ist derzeit offen.

Da die Einspeisung und die Entnahme der kinetischen Energie nur durch Drehzahländerungen des Schwungrades realisiert werden kann, ist die technische Aufwand relativ hoch. Bei den Drehzahländerungen dürfen nur endliche Momente auftreten, darum müssen sie kontinuierlich erfolgen. In der Regel gelangen dafür stufenlose hydrostatische oder elektrische Drehzahlwandler zum Einsatz.

		MDS K Magnet-Motor /D	NASA NASA/USA	Garrett Garrett AiRe- search/USA	MDS L1 Magnet-Motor /D	Jülich Forschungs- zentrum Jülich/D
Jahr		1987	1985	1985	1994	1995
Nutzenergie	MJ (kWh)	7,2 (2)	2,37 (0,659)	58 (16)	78 (21,7)	2,5 (0,7)
max. Leistung	kW	300	120		5000	50 ... 150
Drehzahlbereich	1/min	12.000 max.	20.000 ... 10.000	16.000 max.	8.800 max.	40.000 max.
Verlustleistung	W					100
Hilfsenergieversorgung	W	0				1
Trägheitsmoment	kgm ²	9,1			183,7	0,3
Schwungrad		Hohlzylinder	konische Scheibe	6 Ringe	Hohlzylinder	Scheibe
Material		CFK, GFK	Stahl	Verbundwerk- stoffe (Glasfaser, Kevlar)	CFK, GFK	Alu u. CFK
Masse	kg		58,2	192		10
Durchmesser	cm	62	46	89	120	42
Dicke	cm	38	5,1 am Schaft 3,8 am Rand	54	65	6
Masse der rotierenden Teile	kg	185		700	920	21
Gehäuseabmessungen	m	0,66 x 0,62		1,6 x 0,96	1,25 x 0,90	0,56 x 0,6
Gesamtmasse	kg	400	221		2100	94
Leistungsdichte bezogen auf die rotierenden Massen	W/kg	1620			5435	2.400 ... 7.200
Energiedichte bezogen auf die rotierenden Massen	Wh/kg	10,8		44	23,6	33
Leistungsdichte bezogen auf die Gesamtmasse	W/kg	750			2380	530 ... 1.600
Energiedichte bezogen auf die Gesamtmasse	Wh/kg	5			10,3	7,4
Lagerung		Wälzlager	Kugellager		Wälzlager	magnetisch
Gehäuseinnendruck		ca. 0,1 mbar	40 ... 200 mTorr		ca. 0,1 mbar	10 mPa
Einsatz		Diesel-Elektro- Speicherbus, Trolleybus		Prüfstand	Prüfstand	USV

Tab. 3-9: Technische Daten kleinerer Schwungradspeicher [16,17]

Größere stationäre Schwungradspeicher werden bislang nur selten eingesetzt. Hauptanwendungsgebiet größerer Systeme ist die Stromversorgung von gepulsten Lasten bei physikalischen Versuchsanlagen. Die dort erforderlichen Spitzenleistungen von mehreren hundert MW Gleichstrom bei Pulsdauern von einigen Sekunden können nicht mehr dem öffentlichen Netz entnommen werden, ohne auf diesem unzulässige Spannungseinbrüche und ausgeprägte Strom- oder Spannungsüberschwingungen zu verursachen. Darum müssen für solche Experimente besondere Energieversorgungsanlagen vorgesehen werden, die nicht nur leistungsstark, sondern auch schnell regelbar sein müssen. Tabelle 3-10 zeigt die technischen Daten großer im Einsatz befindlicher Schwungräder für derartige Anwendungen.

		Stoßleistungsanlage EZ2 Garching/D	Schwungrad für JT-60 Japan	Stoßleistungsanlage EZ4 Garching/D
Inbetriebnahme		1973	1985	1987
Nutzenergie	MJ (kWh)	1.450 (403)	4.020 (1117)	650 (181)
max. Leistungsstoß	MVA	167	215	220
Frequenzbereich	Hz	110 ... 85	80 ... 56	110 ... 85
Drehzahlbereich	1/min	1650 ... 1275	600 ... 420	1650 ... 1275
Verlustleistung	kW	2.340 bei 1.500 1/min 1.480 bei 1.350 1/min	410 bei 500 1/min	1.600 im Leerlauf
Hilfsenergieversorgung	kW	250		100
Antriebsleistung	MW	5,7		7,5
Trägheitsmoment	tm ²	251,7	16.000	
Schwungrad		vier Scheiben, über Mittelbolzen verspannt	sechs durch Bolzen verbundene geschmiedete Scheiben	aus einem Stück geschmiedet
Material		Stahl (26 NiCrMoV 8 5)	Schmiedestahl (SF-60)	Stahl (26 NiCrMoV 14 5)
Masse	t	223	650	75,6
Durchmesser	m	2,9	6,6	3,4
Dicke	m	4	2,5	0,727
Masse der rotierenden Teile	t	323	1.000	142,4
Leistungsdichte bezogen auf die rotierenden Massen	W/kg	481	183	757
Energiedichte bezogen auf die rotierenden Massen	Wh/kg	1,25	1,12	1,27
Dynamik				
Pulsdauer	s	11	5	6
Wiederholungszeit	min	7,6	10	10
Betriebsdaten bis 1990		117.500 Leistungspulse 2.700 Anfahrvorgänge		11.100 Leistungspulse 140 Anfahrvorgänge

Tab. 3-10: Große Schwungradsysteme zur Versorgung gepulster Lasten [18,19]

Aufgrund ihrer Eigenschaften wie sehr hohe Leistungsdichte (bis 5 kW/kg), mögliche sehr hohe Leistungsänderungsgeschwindigkeit, Zugriffszeiten im Millisekundenbereich, sehr hohe Zyklusfestigkeit, wegen ihrer mäßigen Energiedichte sowie der hohen Selbstentladung aufgrund von Lager- und Luftreibungsverlusten von 20 %/h und mehr [20] eignen sich Schwungräder derzeit nur für Anwendungen, die Schnelligkeit, hohe Leistungen und hohe Zyklenzahl bei kurzer Zyklusdauer fordern. Aktuelle FuE-Ergebnisse zeigen aber, daß sich mit modernen Schwungrädern auch neue Einsatzgebiete erschließen lassen könnten. So sind mit optimierten kleinen Anlagen, in denen sich die Rotationskörper in evakuierten Behältnissen befinden und bei denen magnetische oder supraleitende Lager eingesetzt wurden, im Labor bereits Reibungsbeiwerte von 10^{-6} bis 10^{-7} erzielt worden. Bei derartigen Anlagen beträgt die Selbstentladung nur noch etwa 0,5 %/h. Sollten sich in Zukunft solche Schwungräder in den notwendigen Baugrößen kostengünstig realisieren lassen, so könnten sie sich zudem eine größere Zahl neuer Anwendungsfelder mit längeren Speicherdauern, insbesondere im Stunden- und Tagesbereich erschließen. Bei Anwendungen mit hoher Zyklenzahl und notwendigen Energieinhalten im Bereich von Kilowattstunden bis hin zu wenigen MWh wären moderne Schwungräder ernsthafte technische Wettbewerber kleinerer SMES-Anlagen und ihnen in einigen Einsatzbereichen - vor allem wegen der erwarteten geringeren Kosten und des geringeren Hilfsenergieverbrauchs bei annähernd gleichen Leistungsparametern - vermutlich ebenbürtig oder überlegen.

3.4 Kondensatoren

Plattenkondensatoren sind die einfachste technische Anordnung zur Speicherung elektrischer Energie. In ihrer Grundform bestehen sie aus zwei durch ein Dielektrikum voneinander getrennte Metallelektroden. Die in einem Kondensator gespeicherte elektrische Energie beträgt

$$E = \frac{1}{2} C_K \cdot U^2$$

wobei C_K die Kapazität des Kondensators und U die Spannung ist.

Kondensatoren sind problemlos tiefentladbar und können nicht überladen werden. Sie sind sehr hochstrombelastbar, bedürfen keiner Wartung und sind lange lagerfähig. Kondensatoren werden aufgrund ihrer Eigenschaft, Blindwiderstände darzustellen und eine Phasenverschiebung zwischen Strom und Spannung mit nacheilender Spannung zu bewirken, in der Elektrizitätsversorgung hauptsächlich als Kompensatoren zur Leistungsfaktor-Verbesserung eingesetzt. Außerdem nutzt man Kondensatorbatterien hoher Kapazität als Speicher elektrischer Energie für kurzzeitige Stromstöße extrem hoher Stromstärken.

Die erzielbaren Kapazitäten von Kondensatoren hängen stark vom verwendeten Dielektrikum (z.B. Aluminiumdioxid, Tantaloxid, Condensa, keramische Sondermassen) ab. Heute technisch realisierte Kondensatoren erreichen Kapazitäten bis etwa 0,1 Farad. Möglichkeiten zur Erhöhung der Energiedichte bestehen - neben der Erhöhung der Spannung - in der Entwicklung von Stoffen mit höheren Dielektrizitätszahlen oder in der Vergrößerung des Verhältnisses zwischen Fläche und Abstand der Platten. Letztere hat zur Entwicklung von Doppelschichtkondensatoren (in der Literatur oft auch „Supercaps“ oder „Ultracaps“ genannt) geführt.

Doppelschichtkondensatoren besitzen kein Dielektrikum, sondern einen flüssigen Elektrolyten. Die Elektroden bestehen aus einem hochporösen Material mit großer spezifischer Oberfläche (z.B. Aktivkohle oder Aktivkohle-Harz-Gemische), das auf eine Aluminiumfolie aufgebracht wird. Für Pulsleistungsanwendungen bei hohen Strömen hat sich anstelle der Aktivkohle, die einen hohen Widerstand besitzt, die Metalloxid-Technik als geeignet erwiesen. An der Phasengrenze zwischen Elektrode und Elektrolyt bildet sich eine elektrische Doppelschicht aus, die die Speicherfunktion übernimmt. Der Lade- und Entladevorgang erfolgt über eine Absorptions-/Desorptionsreaktion an der elektrischen Doppelschicht. Solche Kondensatoren erreichen Kapazitäten von mehr als 1500 F.

		konventioneller Elektrolyt-kondensator	Doppelschichtkondensator
Energiedichte	Wh/kg	0,01	2
Leistungsdichte	W/kg		2000
Nutzungsgrad	%	> 99	90
Zykluslebensdauer	Zyklen	200.000	200.000
Temperaturbereich	°C	-50 ... 125	-30 ... 80

Tab. 3-11: Vergleich von konventionellen und Doppelschichtkondensatoren [21]

Ein Nachteil der Doppelschichtkondensatoren ist, daß die Zersetzung des Elektrolyten die maximale Betriebsspannung auf Werte von wenigen Volt begrenzt. Soll ein aus Doppelschichtkondensatoren aufgebautes Speichersystem höhere Spannungen bereitstellen, ist darum die Serienschaltung mehrerer Zellen erforderlich.

Wenn sich Doppelschichtkondensatoren, die aufgrund der kleinen Stückzahlen derzeit noch vergleichsweise teuer sind (etwa 1000 DM für 2,2 Wh Speicherkapazität) und mit deren betrieblichen Eigenschaften wie Zuverlässigkeit oder Zyklenfestigkeit bislang noch keine belastbaren Erfahrungen vorliegen, zu günstigeren Kosten herstellen lassen, könnten sie aufgrund ihrer sehr guten elektrischen Eigenschaften eine bedeutende Rolle insbesondere bei hochdynamischen Speicheranwendungen spielen. Nachteilig beim Einsatz eines Kondensators sind allerdings die hohen Anforderungen an die Leistungselektronik, da ein breiter Spannungsbereich notwendig ist, um die gesamte im Kondensator gespeicherte Energie nutzen zu können.

3.5 Gasturbinenkraftwerke

Gasturbinen sind neben hydraulischen Kraftwerken die zweite "klassische" technische Lösung zur Erzeugung von elektrischer Energie zu Spitzenzeiten. Heutige Gasturbinenanlagen entstammen zwei verschiedenen Entwicklungsrichtungen. Die Scherbaubaturbine, entwickelt durch die klassischen Dampfturbinenhersteller, deckt den oberen Leistungsbereich (bis zu 250 MW) ab, während die aus Flugtriebwerken abgeleitete Leichtbaubaturbine eher im unteren Leistungsbereich (bis zu einigen MW) angesiedelt ist.

Zur Erklärung der Funktionsweise soll hier der einfache Gasturbinenprozeß dienen. Bei diesem befinden sich Kompressor, Gasturbine und Generator auf einer gemeinsamen Antriebswelle. Zuerst wird Luft der Umgebung entnommen und in einem Verdichter komprimiert. Die verdichtete Luft gelangt dann in eine Brennkammer, in die zusätzlich fossile Brennstoffe (leichte oder schwere Kohlenwasserstoffe) eingespritzt und dort entzündet werden. Die heißen Abgase werden über eine Turbine geleitet und entspannt. Durch Vermischung mit der Umgebungsluft wird in einem vierten Schritt die Wärme abgeführt. Bei diesem Prozeß steht die Turbinenleistung nicht vollständig zur Elektrizitätserzeugung zu Verfügung. Vielmehr werden rund zwei Drittel der Wellenleistung zum Betreiben des Kompressors benötigt, nur ein Drittel kann im Generator in Elektrizität umgewandelt werden.

Vorteile von Gasturbinenanlagen sind ihr einfacher und kompakter Aufbau und der daraus resultierende geringe Platzbedarf, kurze Bauzeit, einfache Bedienung (auch Fernbedienung ist möglich), hohe Zuverlässigkeit, Flexibilität in der Fahrweise und lange Lebensdauer sowie die kurze Anfahrzeit (Schnellstarts mit Dauern von ca. 3 min vom Startbefehl bis Vollast und Leistungsgradienten von über 30 %/min bei kleineren Einheiten, bei größeren Einheiten (100 MW) mit etwa 20 min von Startbefehl bis Vollast, sind heute realisiert). Da Gasturbinen praktisch keinen Kühlwasserbedarf haben und vergleichsweise niedrige Schadstoffemissionswerte aufweisen, können sie verbrauchsnahe installiert werden. Dem steht gegenüber, daß in Gasturbinenkraftwerken hochwertige fossile Brennstoffe (Erdgas oder leichtes Heizöl) mit einem relativ geringen Wirkungsgrad (bis etwa 35 %) verfeuert werden. Da jedoch die Kapitalkosten von Gasturbinenanlagen niedriger als bei anderen Kraftwerken sind und ihre weiteren betrieblichen Vorteile nicht durch andere Anlagen abgelöst werden können, sind solche Anlagen zur Spitzenlastdeckung wirtschaftlich einsetzbar.

Gasturbinenkraftwerke benötigen kein besonderes Speichermedium (mit Ausnahme von Brennstofftanks) und sind damit nicht an spezielle lokale Voraussetzungen gebunden. Sie können in der Regel in der Nähe von Verbrauchsschwerpunkten elektrischer Energie errichtet werden, sind also weitaus weniger standortabhängig als die meisten anderen Spitzenlastkraftwerke.

3.6 Druckluftspeicher-Gasturbinenkraftwerke

In Druckluftspeicher-Gasturbinenkraftwerken (engl. Compressed Air Energy Storage - CAES) wird beim Speichervorgang die Energie der Luft durch Verdichten erhöht. Zur Speicherung der komprimierten Luft bedient man sich großer unterirdischer Kavernen. Bei Bedarf wird die komprimierte Luft über eine Turbine entspannt, was sowohl ohne als auch mit Zufuhr von zusätzlichem Brennstoff (Erdgas oder leichtes Heizöl) erfolgen kann. Moderne Anlagen werden heute zumeist entsprechend der letzteren Variante ausgelegt, deshalb werden nur diese hier weiter betrachtet. CAES sind also eine Hybridvariante aus Primärerzeuger (Gasturbine) und Speichertechnik (Druckluftspeicher).

Um die Funktionsweise eines CAES zu veranschaulichen, sei auf den einfachen Gasturbinenprozeß verwiesen (siehe Gasturbinen-Kraftwerke). Wie schon erwähnt, steht bei diesem Prozeß die Turbinenleistung nicht vollständig zur Elektrizitätserzeugung zu Verfügung. Vielmehr werden alleine rund zwei Drittel der Wellenleistung zum Betreiben des Kompressors benötigt, nur ein Drittel kann im Generator umgewandelt werden. In CAES wird nun billige Grundlastelektrizität benutzt, um Luft zu komprimieren und zu speichern, und diese dann bei Bedarf der Gasturbine zuzuführen. CAES sind also keine "reinen" Elektrizitätsspeicher, vielmehr wird auf diesem Wege Primärenergie aus hochwertigen fossilen Brennstoffen ersetzt durch in bedarfsschwachen Zeiten zur Verfügung stehende "überschüssige" Elektrizität. Der Einsatz der komprimierten Luft ermöglicht eine nahezu vollständige Nutzung der Wellenleistung für den Generatorbetrieb. Verglichen mit einfachen Gasturbinen können beim Einsatz von CAES als Spitzenlastkraftwerk in der Stromerzeugung dann also bis zu zwei Drittel an Brennstoff (und folglich aus zwei Drittel an lokalen Emissionen) eingespart werden.

Die Kavernen setzen geeignete geologische Bedingungen voraus, meistens bedient man sich ausgedienter Erdgaslagerstätten oder Salzdomen, aber auch das Anlegen von Kavernen in harten oder porösem Gestein sowie in wasserlöslichen Salzschieben ist möglich.

Technisch realisierbar sind Gleich- und Gleitdruckspeicher. Bei Gleichdruckspeichern wird der Druck in der Speicherkaverne durch ein höher gelegenes (meist oberirdisches) Wasserbecken infolge des Drucks der hydrostatischen Wassersäule konstant gehalten. Dadurch ist der gesamte Speicherinhalt für den Prozeß nutzbar. Beim Gleitdruckverfahren hingegen sinkt der Kavernendruck während der Luftentnahme aus dem Speicher ab. Die untere Grenze bildet der sogenannte nutzbare untere Druck, der wiederum durch Auslegung der Anlage und Anforderungen des Prozesses bestimmt ist. Der Speicherinhalt kann bei diesem Verfahren nur teilweise genutzt werden, die entnehmbare Arbeit kann man berechnen gemäß

$$W = \int_{p_{\text{unten}}}^{p_{\text{oben}}} RT \frac{dp}{p} = RT \ln \frac{p_{\text{oben}}}{p_{\text{unten}}}$$

Aufgrund der bei CAES zusätzlich zugeführten Brennstoffe ist eine Leistungsbeschreibung mittels eines Speicherwirkungsgrades oder eines Umwandlungswirkungsgrades nicht angemessen. Üblicherweise bedient man sich zweier Performance-Parameter, die wie folgt definiert sind:

$$LEF = \frac{\text{abgegebene elektrische Energie in kWh}_{\text{netto}}}{\text{zugeführte elektrische Energie in kWh}_{\text{brutto}}}$$

mit LEF...Ladeenergiefaktor, für ein reines Speicherkraftwerk entspricht dieser dem Speicherwirkungsgrad

$$w_{Sp} = \frac{\text{zugeführte Brennstoffmenge in kJ}}{\text{abgegebene elektrische Energie in kWh}_{\text{netto}}}$$

mit w_{Sp} ... spezifischer Wärmeverbrauch. Er wird für ein thermisches Kraftwerk berechnet zu 3600 kJ/Umwandlungswirkungsgrad, typische Werte für moderne Kraftwerke liegen hier heute um 9500 kJ/kWh.

Das erste Druckluftspeicher-Gasturbinenkraftwerk befindet sich in Huntorf/Niedersachsen. Es wurde zwischen Mai 1975 und September 1977 gebaut und nach einigen Tests und Veränderungen der Nordwestdeutsche Kraftwerke AG (heute in die PreussenElektra AG eingegliedert) im Dezember 1978 übergeben [22]. Die Generatorleistung beträgt 290 MW, das gesamte Nutzvolumen der beiden Speicherkavernen in einer Teufenlage von 650 bis 800 m rund 300.000 m³. Der Speicher wird im Gleitdruckverfahren bei Drücken zwischen 50 und 70 bar betrieben. Er war ursprünglich für einen Generatorbetrieb von 2 h ausgelegt, wurde aber u.a. wegen der günstigen Herstellkosten der im Steinsalz durch Aussolung erstellten Kavernen überdimensioniert, um auch nach einer Betriebszeit von 30 Jahren bei einem durch Konvergenz und Wasserkondensation abnehmenden Volumen noch die Vollastbetriebszeit pro Zyklus gewährleisten zu können. Leistungstests haben gezeigt, daß die Speicheranlage die erforderliche Luftrate für die Turbine für eine Vollastzeit von etwa 4 Stunden liefern kann, bevor der untere Betriebsdruck erreicht ist. Die Energiedichte der Huntorfer Anlage beträgt etwa 8 Wh/l bzw. 118 Wh/kg. Bezogen auf die kWh abgegebene Energie benötigt die Anlage bei Nennleistung 0,83 kWh für den Kompressionsbetrieb, hinzu kommen 1,56 kWh thermische Energie für den Turbinenbetrieb. Der Wirkungsgrad beträgt somit etwa 42 %. Allerdings wurde die Anlage Mitte der siebziger Jahre ohne besonderes Augenmerk auf einen hohen Wirkungsgrad geplant, das Hauptinteresse der Planung lag in der Minimierung der Investitionskosten. Durch Maßnahmen auf dem Stand der derzeitigen Technik ließen sich Wirkungsgrade bis etwa 54 % erzielen [23].

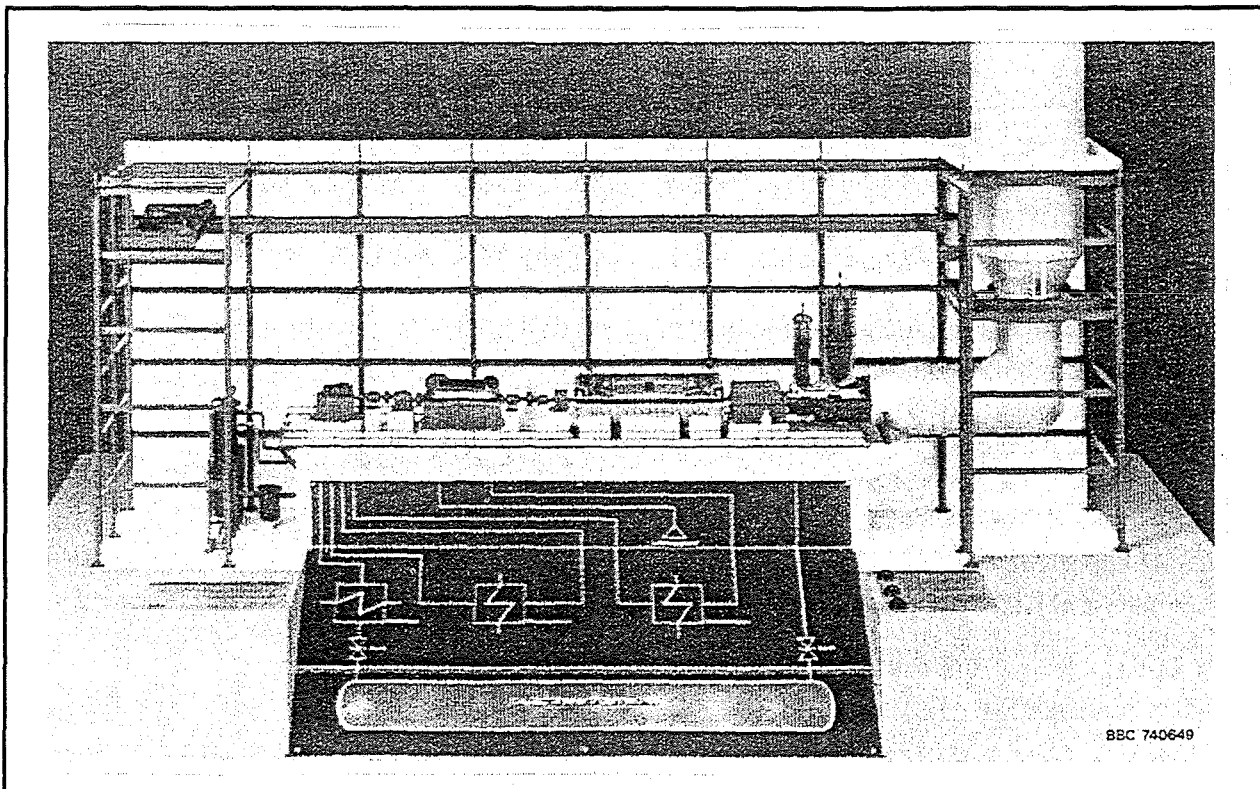


Bild 3-2: Druckluftspeicher-Kraftwerk Huntorf - Prinzipdarstellung

Ein weiterer großer Luftdruckspeicher ist seit Mai 1991 bei der amerikanischen Alabama Electric Cooperative, Inc. (AEC) in McIntosh in Betrieb [24,25]. Die gesamte Anlage hat eine Nettoleistung von 110 MW, dies entspricht 14 % der gesamten installierten Leistung von AEC. In weniger als zehn Minuten kann sie aus einem rotierenden Standby-Zustand heraus Vollast erreichen. Mit einer vollen Ladung komprimierter Luft kann die Anlage 26 h betrieben werden. Bei einer Leistung von 110 MW wird der spezifische Wärmeverbrauch zu 4,82 GJ/kWh und der Ladeenergiefaktor zu 0,8176 angegeben, für eine Leistung von 25 MW betragen die entsprechenden Werte 5,54 GJ/kWh bzw. 1,339. Die Anlage wurde für 51 Mio. US-\$(1991) errichtet, was Kapitalkosten von 464 US-\$/kW entspricht. Die notwendige Kaverne wurde durch das Lösen von Mineralschichten mittels Wasser gewonnen, sie hat ein Volumen von etwa 540.000 m³.

	Huntorf (Deutschland)	McIntosh, AL (USA)	Sunagawa (Japan)
Leistung (MW)	290	110	35
Vollaststunden	2 ... 4	26	6
Lade-/Entladeverhältnis	4	1,6	1,16
Geologie	Salzstock	Salzstock	Stein
Kavernen	2	1	1
Volumen der Kavernen (m ³)	300.000	538.000	30.000
Kavernentemperatur (°C)	35	35	50
Brennstoff	Erdgas	Erdgas/Turbinenkraftstoff	Erdgas
Hochdruckexpander			
Einlaßdruck (bar)	45	45	40
Einlaßtemperatur (°C)	550	550	800
Niederdruckexpander			
Einlaßdruck (bar)	11	15	15
Einlaßtemperatur (°C)	825	870	1250
Massenstrom Erzeugung (kg/s)	417	155	48
Rekuperator	nein	ja	ja
Inbetriebnahme	1978	Juni 1991	April 1997 (geplant)
Investitionen zur Inbetriebnahme	430 DM(1978)/kW	454 US-\$(1991)/kW	
spez. Investition in DM(1993)/kW	680	820	

Tab. 3-12: Technische Daten von Druckluftspeicher-Gasturbinenkraftwerken [26]

Die Technologie der Luftdruckspeicherung ähnelt in vielem der Untertagespeicherung von Erdgas, mit der etwa 75 Jahre Erfahrung vorliegen. Kraftwerksseitig sind die meisten Komponenten mit denen aus der konventionellen Gasturbinentechnologie identisch bzw. nur geringfügig modifiziert. Das Innovationsrisiko bei CAES ist also relativ gering; das Betriebsverhalten ist vergleichbar zu dem von Gasturbinen, mit denen in den EVU umfangreiche Erfahrungen vorliegen und deren Einsatz akzeptiert ist.

CAES ist keine „reine“ Speichertechnologie, da in der Regel zusätzlicher Brennstoff eingesetzt wird. Zudem sind die Wirkungsgrade ungünstiger als bei Pumpspeichern. Trotzdem kann ihnen aus anderen Gründen der Vorzug gegenüber Pumpspeicherwerken gegeben werden:

- die direkten Umwelteinwirkungen sind - verglichen mit den meisten PSW, die das Anstauen eines Flusses und/oder das Errichten künstlicher Seen erforderlich machen - häufig geringer.
- die Gasturbine in einem CAES kann bei Bedarf auch wie in einem konventionellen Kraftwerk betrieben werden. Die Leistungsverfügbarkeit der Anlage ist also nicht vom Füllstand des Spei-

chers abhängig, vielmehr kann die Leistung der Gasturbine für nahezu unbegrenzte Dauer zu Verfügung gestellt werden.

- die Baukosten können unter Umständen geringer als bei PSW sein, wenn beim CAES kaum oder keine Kosten für das Erschließen des Speichervolumens anfallen.

Besonders in den USA werden gegenwärtig umfangreiche Untersuchungen zur Nutzung von CAES in der Elektrizitätsversorgung durchgeführt. So untersuchen beispielsweise zur Zeit etwa 15 EVU die ökonomischen und/oder geologischen Möglichkeiten des Baus von Luftdruckspeichern in ihrem Versorgungsgebiet. Nach Aussagen des EPRI verfügen mehr als drei Viertel aller amerikanischen EVU über geeignete geologische Bedingungen [27].

Gegenwärtig sind in vier Ländern Aktivitäten im Zusammenhang mit Druckluftspeichern zu verzeichnen. Neben den bereits in Betrieb befindlichen Anlagen in Huntorf (Deutschland) und den USA befindet sich ein CAES in Japan im Bau. In Israel werden derzeit Optionen zum Bau eines CAES untersucht.

3.7 Verbrennungsmotoren

Verbrennungsmotoren sind Kolbenkraftmaschinen, die die Energie eines Brennstoffes in mechanische Energie umwandeln. Prinzipiell unterscheidet man zwei Arten von Verbrennungsmotoren (von denen es jeweils eine große Anzahl von Ausführungsformen gibt): Sogenannte Ottomotoren, bei denen das Brennstoff-Luft-Gemisch mittels Fremdzündung (Zündkerze) zur Verbrennung gebracht wird und Dieselmotoren, die durch Selbstzündung des Kraftstoffes nach Einspritzung in den Zylinder charakterisiert sind. Dieselmotoren sind in der Regel größer, schwerer und teurer als Ottomotoren, weisen aber den höheren Nutzwirkungsgrad auf. Darum werden große Motoren wegen der Einsparung an Brennstoffkosten als Dieselmotoren ausgeführt. Heutige Dieselmotoren erreichen Leistungen von 35 MW.

Als Brennstoffe werden bei Verbrennungsmotoren hauptsächlich leichte flüssige Erdöldestillate (Benzin, „Vergaserkraftstoff“, Dieselmotorkraftstoff) eingesetzt. Langsamlaufende Großdieselmotoren können auch mit Schwerölen betrieben werden, zudem finden flüssiggas- oder erdgasbetriebene Gasmotoren in zunehmendem Maße Anwendung.

Die Stromerzeugung mittels dieselmotorbetriebenen Generatoren ist insbesondere in Entwicklungsländern weitverbreitet, da solche Aggregate geringe Investitionskosten aufweisen, vergleichsweise wartungsarm sind und niedrige Infrastrukturaufwendungen für die Brennstoffversorgung bedingen. Die elektrischen Wirkungsgrade moderner Diesellaggregate erreichen 35 %.

In der öffentlichen Stromversorgung der Bundesrepublik haben Diesellgeneratoren derzeit keine praktische Bedeutung mehr, aufgrund ihrer obengenannten Eigenschaften sowie der leichten Speicherbarkeit des Brennstoffes und ihrer Schnellstartfähigkeit sind sie jedoch als Stromerzeuger für die Ersatzstromversorgung („Notstromdiesel“), z.B. in Krankenhäusern oder Kraftwerken, weit verbreitet.

In Zukunft könnten gasmotorbetriebene Blockheizkraftwerke auf Erdgasbasis wachsende Verbreitung finden und damit die Verbrennungsmotortechnologie - insbesondere bei dezentralem Einsatz - an Bedeutung gewinnen

3.8 Brennstoffzellen

Die Brennstoffzelle ist eine elektrochemische Stromquelle, in der die chemische Energie einer Brennstoffoxidation direkt in elektrische Energie umgesetzt wird. Dazu laufen an positiven und negativen Elektroden, die durch einen ionenleitenden Elektrolyten getrennt sind, chemische Reaktionen ab, deren Reaktionsenergie zum größten Teil in Form einer Zellspannung und eines Stromes an einen äußeren Stromkreis abgegeben wird.

Vom physikalischen Prinzip sind Brennstoffzellen identisch mit Primärbatterien. Im Unterschied zu diesen werden aber bei Brennstoffzellen Reaktanten („Brennstoffe“) kontinuierlich zugeführt und Reaktionsprodukte abgeführt und so eine permanente Energieabgabe gewährleistet. Da bei einer Brennstoffzelle die Brennstoffe nicht thermisch umgesetzt werden, unterliegt sie nicht den bei Wärme-Kraft-Maschinen wirkenden Begrenzungen des Carnotschen Kreisprozesses. Darum kann der Umwandlungswirkungsgrad theoretisch sehr hoch sein (bis zu 90 %), zudem wird ein besseres Teillastverhalten als bei Carnot-Maschinen erreicht.

Obwohl die Technik der Brennstoffzelle seit langem bekannt ist, konnte sie sich - außer in Spezialanwendungen (Weltraum, militärische Anwendungen, U-Boote) - bislang nicht durchsetzen. Dies hat seine Ursache vor allem darin, daß andere Technologien (Verbrennungsmotoren, Gasturbinen) zum einen billiger zu produzieren sind und zum anderen deutlich geringere Anforderungen an die Qualität der einzusetzenden Brennstoffe stellen. Mit den wachsenden Forderungen nach einer Energieversorgung mit geringerem spezifischen Brennstoffverbrauch und geringeren Schadstoffemissionen sind in den letzten Jahren wieder wachsende FuE-Aktivitäten zu Brennstoffzellen zu verzeichnen, die bei einigen Typen inzwischen bis zu industriellen Prototypen oder Kleinserien geführt haben.

Ohne hier weiter auf Details eingehen zu wollen sei noch erwähnt, daß Brennstoffzellen üblicherweise nach der Art des Elektrolyten systematisiert werden. Eine kurze Übersicht gibt Tabelle 3-13.

Am weitesten fortgeschritten sind die alkalische Brennstoffzelle (AFC), die Polymer-Elektrolyt-Membran-Brennstoffzelle (PEMFC) sowie die phosphorsaure Brennstoffzelle (PAFC). Dennoch sind die Kosten der Zellen noch so hoch (für PAFC werden Kosten zwischen 5000 und 20.000 DM/kW angegeben), daß eine kommerzielle Anwendung in Anlagen der Elektrizitätsversorgung in der näheren Zukunft eher unwahrscheinlich erscheint.

Insbesondere bei den für den Stromerzeugungssektor besonders interessanten Karbonatschmelzen-Brennstoffzellen (MCFC) und bei den oxidkeramischen Brennstoffzellen (SOFC) sind die Entwicklungsarbeiten noch nicht so weit fortgeschritten, als daß sich technische und wirtschaftliche Eigenschaften (Wirkungsgrad, Kosten, Zuverlässigkeit, Verfügbarkeit) in industriellem Maßstab gefertigter Einheiten schon einigermaßen genau abschätzen ließen. Derzeit haben alle für den Kraftwerkeinsatz geeigneten Brennstoffzellen-Typen noch mit zwei Hauptproblemen zu kämpfen: mit der zu kurzen Lebensdauer der Zellen und den derzeit zu hohen Kosten im Vergleich mit etablierten Systemen. Von der Industrie wird angestrebt, Massenproduktionspreise von 1500 ... 2500 DM/kW zu erreichen. In diesem Falle - und entsprechende technische Eignung vorausgesetzt - könnten Brennstoffzellen eine interessante Technologie zur Spitzenlastdeckung werden.

System	Brennstoff	Oxidator	Arbeitstemperatur °C	Wirkungsgrad %	Vorteile	Nachteile	Technologie-Status	realisierte Einheiten	Einsatzgebiete
alkalische Brennstoffzelle (AFC)	H ₂	O ₂	70 ... 85	63	- hoher Strom - hohe Leistungsdichte - hoher Wirkungsgrad	- CO ₂ -Unverträglichkeit	umfangreiche Feldversuche	100 kW	Raumfahrt, Verkehr
Polymer-Elektrolyt-Membran-Brennstoffzelle (PEMFC)	H ₂	O ₂ /Luft	80 ... 120	35 ... 60	- hoher Strom - sehr hohe Leistungsdichte - lange Lebensdauer - niedrige Betriebstemperatur - CO ₂ -tolerant	- CO-Unverträglichkeit - schwieriges Wasser-management in der Zelle - edler Katalysator - nur Niedertemperaturwärme	Feldversuche, Kommerzialisierung erst nach 2000	30 kW	Verkehr
phosphorsaure Brennstoffzelle (PAFC)	H ₂	Luft	160 ... 220	35 ... 45	- technologisch weit fortgeschritten - CO ₂ -tolerant	- geringer Wirkungsgrad - begrenzte Lebensdauer - Edelmetallkatalysator	kommerziell verfügbar	1...10 MW-Bereich	Heiz-KW, BHKW
Karbonatschmelzen-Brennstoffzelle (MCFC)	Erdgas/ Kohlegas	Luft	650 ... 700	45 ... 60	- hoher Wirkungsgrad - internes Reforming ist machbar - Prozeßwärmegewinnung möglich	- Instabilität des Elektrolyten - kurze Lebensdauer - geringe mechanische Stabilität der Zelle	Feldversuche, Kommerzialisierung um 2000	100 kW...1 MW-Bereich	Kraftwerke
oxidkeramische Brennstoffzelle (SOFC)	Erdgas/ Kohlegas	Luft	900 ... 1000	50 ... 65	- internes Reforming ist machbar - Prozeßwärmegewinnung möglich - lange Lebensdauer - möglicherweise kostengünstig zu realisieren	- hohe Betriebstemperatur - begrenzter thermodynamischer Wirkungsgrad - vergleichsweise geringe Ionenleitfähigkeit (hoher Elektrolyt-Widerstand)	Labor, Kommerzialisierung erst nach 2000	einige kW	Kraftwerke, BHKW

Tab. 3-13: Vergleich verschiedener Konzepte für Brennstoffzellen [28,29]

3.9 Bedarfsseitige Maßnahmen

Hierunter werden Maßnahmen subsumiert, die die Nachfrage nach elektrischer Leistung entweder absolut reduzieren oder die die Nachfrage zeitlich verschieben. Wir wollen hier zwei prinzipielle Ansätze unterscheiden.

3.9.1 Lastmanagement

Darunter verstehen wir hier Verfahren, bei denen einem EVU die Möglichkeit gegeben ist, aktiv und kurzfristig auf die Leistungsnachfrage Einfluß zu nehmen.

Bedarfsverschiebung gehört zu den inzwischen klassischen Verfahren des Lastmanagements. Dazu werden beispielsweise mit Verbrauchern, die über schaltbare und unempfindliche Lasten (z.B. Elektrowärmeanwendungen, die aufgrund ihrer Wärmekapazität ein kurzzeitiges Ausschalten ohne Probleme verkraften) verfügen, sogenannte unterbrechbare Verträge geschlossen. Diese gestatten dem EVU das Ausschalten von Verbraucher je nach Vertragsgestaltung ohne oder mit kurzfristiger Vorwarnung. Dafür wird dem Verbraucher ein geringerer Tarif als bei gesicherter Versorgung gewährt. Technisch werden die Schalthandlungen durch Tonfrequenzsteuerung (durch vom Lastverteiler des EVU gegebene Schaltsignale auf dem Elektrizitätsnetz werden Verbraucher zu- und abgeschaltet) realisiert.

Um eine Mindestauslastung ihrer Kraftwerke (vor allem der Grundlasteinheiten) auch im Nachttal gewährleisten zu können, ist von einigen EVU der Stromverbrauch in dieser Zeit durch günstige Tarifgestaltung gefördert worden. Auch wenn hierbei nicht von einer Verlagerung von Stromanwendungen gesprochen werden kann und der Einsatz von Strom zur Wärmebereitstellung ökologisch umstritten ist (zumindest dann, wenn der eingesetzte Strom aus fossil befeuerten Kraftwerken stammt), so hat diese Politik doch wesentlich zum Füllen des Nachttales im Winter und zur Erhöhung der Auslastung der Kraftwerke beigetragen.

Einige neuere Optionen zum Lastmanagements sind gegenwärtig in der Diskussion. So sollen mit Hilfe von modernen elektronischen Systemen zur Kappung von Spitzenlasten Verbraucher, die nicht ständig mit dem Netz verbunden sein müssen, nur dann zugeschaltet werden, wenn Überkapazitäten vorhanden sind.

3.9.2 Demand-Side-Management (DSM)

Unter Demand-Side Management wollen wir hier Ansätze und Verfahren zusammenfassen, bei denen Verbraucher ihre Leistungsnachfrage aufgrund eigener Entscheidung insgesamt reduzieren oder in bedarfsschwache Zeiten verlegen.

Eine Möglichkeit des DSM besteht im Anbieten von zeitvariablen Tarifen (z.B. preisgünstigeren Tarifen in Zeiten geringerer Belastung, meistens in der Nacht). Hierbei kann der Verbraucher nach eigenen Kriterien optimieren und - wenn betrieblich möglich - stromintensive Anwendungen in preislich attraktivere Zeiten verlagern. Da diese Zeitbereiche definiert sind und die Tarife auch nicht kurzfristig geändert werden können, kann hierdurch jedoch im Unterschied zum aktiven Lastmanagement nicht schnell und definiert auf aktuelle Veränderungen in der Versorgungssituation reagiert werden.

Eine weitere gegenwärtig diskutierte Variante des DSM besteht in der Lastbeeinflussung durch zeitvariable Strompreise auf kurzfristiger Basis, eine Art Strombörse von EVU gegenüber Großverbrauchern. Mit der Einführung lastabhängiger, dynamischer Tarife sollen hier die Stromkosten als entscheidende Steuergröße für die kurzfristige Energienachfrage durch den Verbraucher fungieren. Dieser Ansatz soll sowohl für das EVU (durch Verzicht auf Leistungszubau und bessere Ausnutzung der Kraftwerke) als auch für den Verbraucher (der seine Nachfrage nach technischen Erfordernissen und „Marktpreisen“ optimieren und damit seine Strombezugskosten reduzieren kann) wirtschaftlich lukrativ sein.

Abschließend wollen wir noch anmerken, daß die Begriffsbildungen, die Definitionen und die Abgrenzungen der bedarfsseitigen Maßnahmen in der Fachdiskussion nicht einheitlich vorgenommen werden und z.T. umstritten sind.

3.10 Zusammenfassung: Charakterisierung von Speichertechniken und Systemvergleich

Energiespeicher werden zur räumlichen und/oder zeitlichen Entkoppelung zwischen Energieverfügbarkeit und Energiebedarf eingesetzt. Die Speicherung von Energie ist immer mit Verlusten verbunden, beispielsweise durch Umwandlungen zwischen verschiedenen Energieformen oder durch notwendige Hilfsenergien. Bei einer Bilanzierung über das Gesamtsystem Energieumwandlung-Transport-Speicherung-Energieanwendung zeigt sich jedoch häufig, daß mit Hilfe von Energiespeichern der gesamte Primärenergieaufwand für eine Einheit Nutzenergie reduziert werden kann. Dieses - einseitige - Effizienzkriterium läßt sich noch erweitern. So können Standortvorteile wie die lokale Entlastung der Umwelt, die Verbesserung der gesellschaftlichen Akzeptanz der Energienutzung u.ä. mit in die Betrachtungen einbezogen werden.

Energie kann in unterschiedlichster Art und Weise gespeichert werden. Die höchsten Energiedichten unter den technisch genutzten Energieträgern haben die nuklearen und fossilen Brennstoffe. Vor allem letztere sind zudem verhältnismäßig leicht und verlustarm zu lagern. Verglichen damit sind die Energiedichten in Sekundärenergiespeichern um Größenordnungen geringer.

3.10.1 Speicherung elektrischer Energie

Stromerzeugung und Stromverbrauch sind, wenn keine Speichermöglichkeiten existieren, aufgrund von Naturgesetzen stark gekoppelt, d.h. die von den Verbrauchern benötigte Elektrizität muß jederzeit und ohne merkliche Verzögerungen durch die Erzeugungsanlagen bereitgestellt werden. Für die direkte Speicherung elektrischer Energie in größeren Mengen fehlen derzeit die technischen Möglichkeiten. Bei den in der Elektrizitätswirtschaft eingesetzten Speichern (hauptsächlich Pumpspeicherwerke, in geringem Umfang auch Batterie- und Druckluftspeicher) wird die elektrische Energie in andere Energieformen umgewandelt, was mit Verlusten verbunden ist. Zudem kann einigen Speichersystemen aufgrund der technischen Gegebenheiten in den Wandler-Systemen die elektrische Energie nicht sofort entnommen werden.

Speichermedium	Umwandlung	Beispiele
chemische Energie	chemische Reaktion	Primärbatterien, Akkumulatoren, Wasserstoffspeicher, Brennstoffzelle
thermische Energie	Dampfturbinenprozeß, Generator	Dampfspeicher
mechanische Energie	Motor-Generator	Pumpspeicherwerke, Schwungradspeicher, Druckluftspeicher
elektrische Energie	-	Kondensator, Spule

Tab. 3-14: Systeme zur Speicherung elektrischer Energie

Auch die im Netz eingesetzten Kraftwerke können aus technischen Gründen den Lastschwankungen nicht unverzüglich folgen. Darum muß in einem aufwendigen automatischen Regelverfahren die Elektrizitätserzeugung dem jeweiligen aktuellen Verbrauch angepaßt werden. Dieses ist nicht nur technisch aufwendig, sondern auch mit energetischen und wirtschaftlichen Verlusten behaftet. Aufgrund dieser Ausgangsbedingungen wird seit langer Zeit nach technisch geeigneten und wirtschaftlichen Speichertechniken gesucht.

Für die Charakterisierung von Elektrizitätsspeichersystemen existieren mehrere Kenngrößen, die z.T. voneinander abhängig sind:

- **Verluste.** Dazu zählen die durch die Wandlerysteme entstehenden Lade- und Entladeverluste, die Selbstentladeverluste des Speichersystems sowie die Verluste aufgrund der bei einigen Speichersystemen notwendigen Hilfsenergieverbräuche (z.B. Elektrolytumwälzpumpen oder Heizungen bei einigen Batterien, Kühlanlagen für Stromrichter u.ä.). Die Verluste sind - neben den durch die jeweilige technische Realisierung bedingten - vor allem durch realen Einsatzbedingungen bestimmt.
- der **Energieinhalt** des Systems. Dabei ist zu unterscheiden zwischen
 - dem naturgesetzlich bestimmten theoretischen Energieinhalt,
 - dem praktischen Energieinhalt, der durch die technische Realisierung bestimmt ist,
 - dem technisch entnehmbaren Energieinhalt (hierbei wird berücksichtigt, daß aufgrund technischer Randbedingungen nicht immer der gesamte praktische Energieinhalt dem System auch tatsächlich entnommen werden kann) und
 - dem nutzbaren Energieinhalt, bei dem Beschränkungen anderer Art (Umwelt, Wirtschaftlichkeit) mit berücksichtigt werden.
- die **Energiedichte** des Systems. Sie wird aus dem nutzbaren Energieinhalt des Systems im Verhältnis zu seiner Masse oder seinem Volumen berechnet. Im ersten Fall spricht man von der spezifischen Energie oder von der gravimetrischen Energiedichte, im zweiten von der volumetrischen Energiedichte. Dabei wird bei publizierten Daten nicht immer das Gesamtsystem, sondern häufig allein der Speicher als Bezugsgröße gewählt.
- Der **Wirkungsgrad** einer Anlage ergibt sich aus dem Verhältnis von abgegebener zu zugeführter Energie für einen stationären Zustand. Für die Beschreibung von Speichersystemen von größerer Bedeutung ist der **Nutzungsgrad**, der das Verhältnis von abgegebener zu zugeführter Energie in einem bestimmten - meist längerfristigen - Zeitraum angibt.

- **Zugriffszeit** bedeutet hier die Zeitspanne vom Empfang einer Leistungsanforderung durch das System bis zu dem Zeitpunkt, bei dem es in der Lage ist, mindestens 50 % seiner installierten Leistung abzugeben.
- Die Fähigkeit eines Systems, die von ihm bereitgestellte elektrische Leistung innerhalb einer vorgegebenen Zeit zu ändern, wird durch den **Leistungsgradienten** (gleichbedeutend mit der Leistungsänderungsgeschwindigkeit) beschrieben. Dabei werden hier nur relative Vergleiche zwischen den angeführten Systemen getroffen; sie haben keinen Bezug zu den möglichen Leistungsgradienten konventioneller Kraftwerke.
- **Tiefentladbarkeit** beschreibt die Fähigkeit des Systems, häufig und ohne nennenswerte Einflüsse auf Zuverlässigkeit und Lebensdauer mindestens zwei Drittel seines nutzbaren Energieinhaltes abzugeben.
- die **Nennleistung** gibt die maximal entnehmbare Dauerleistung an
- analog zur oben beschriebenen Energiedichte läßt sich eine auf die Nennleistung bezogene **Leistungsdichte** einführen
- für die **Lebensdauer** eines Speichersystems wird unterschieden zwischen einer Zykluslebensdauer (die berücksichtigt, daß bei einigen Speichersystemen mit jedem Lade- und Entladevorgang beispielsweise Degradationsprozesse oder Verschleißerscheinungen auftreten) und einer kalendarischen Lebensdauer, für die auch ohne Nutzung des Systems stattfindende Alterungerscheinungen die wesentliche Einflußgröße sind.

Ergänzen lassen sich diese Kenngrößen durch weitere für einen sinnvollen Einsatz des Speichersystems wesentliche Kriterien wie Investitions- und Betriebskosten, Standortabhängigkeit, Umweltverträglichkeit bei Betrieb und Entsorgung sowie Sicherheit, Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit.

	Energiedichte	Leistungs- dichte	Zugriffszeit	möglicher Leistungs- gradient	Tiefentlad- barkeit	Investitions- kosten	Anteil Speicher an Investitions- kosten	Betriebskosten	Verlustrate	Zykluslebens- dauer
Pumpspeicher- werke	gering	gering	Minuten	gering	gut	hoch	gering	gering	gering	mittel
Batterien (Basis: Blei)	gering - mittel	gering - mittel	Millisekunden	mittel - hoch	gering	niedrig - mittel	mittel	gering - mittel	gering - mittel	gering - mittel
Druckluftspeicher	gering	gering	Minuten	gering	mittel	mittel - hoch	gering	mittel - hoch (zus. Brennstoff)	gering	gering
Schwungrad- speicher	gering - mittel	hoch	Millisekunden	hoch	gut	mittel - hoch	mittel	gering	mittel - hoch	sehr hoch
neue Kondensatoren	gering	hoch	Millisekunden	hoch	gut	hoch	hoch	gering	gering	sehr hoch
SMES	sehr gering	hoch	Millisekunden	hoch	gut	hoch	hoch	gering - mittel	mittel - hoch	sehr hoch

Tab. 3-15: Qualitative Beschreibung der Eigenschaften verschiedener Speichersysteme

3.10.2 Einsatzbereiche

Für Elektrizitätsspeicher ist - aus technischer Sicht - eine Vielzahl von Einsatzmöglichkeiten denkbar, die sich nach Zyklenhäufigkeit, Speicherdauer und notwendigen Energieinhalt deutlich unterscheiden. Diese Anforderungen müssen sich zugleich technisch und wirtschaftlich erfüllen lassen, damit sich Speicher für diese Anwendungen auch praktisch durchsetzen.

Schnelle und effiziente Elektrizitätsspeicher könnten in einem Netz beispielsweise folgende Optionen realisieren:

- Dämpfung niederfrequenter Leistungsschwankungen und Stabilisierung der Netzfrequenz und dadurch Erhöhung der Transportkapazität eines Übertragungssystems
- ein Speicher, der Lastwechseln im System mit extrem kleiner Zeitdifferenz folgen könnte, würde ein Arbeiten konventioneller Generatoren mit konstanter Leistung gestatten
- Frequenz-Wirkleistungsregelung in einem System mit sehr kleinen bislang nicht erreichbaren Toleranzen durch sofort zugreifbare Leistungsreserve
- Kompensation von Lastschwankungen oder von plötzlichem Spannungsabfall
- Auffangen von Blackouts bei Überlast
- Strategische Elektrizitätsreserve für Notsituationen (Reserve-Vorhaltung)
- Stromversorgung von gepulsten Lasten
- Glättung der Leistungskurve von regenerativen Energiequellen
- ein Speicher mit großer Kapazität kann als Speicher- und Transferpunkt für größere momentan freie Energiemengen in Abhängigkeit von der Marktlage dienen und somit potentiell zur Senkung der Strompreise beitragen
- tageszeitlicher Spitzenlastausgleich
- Ausgleich von Schwankungen im Wochen- oder Jahresbereich

Wesentlich ist, daß viele der hier angeführten Möglichkeiten nicht als einander ausschließend, sondern als mit derselben Konfiguration und zum Teil gleichzeitig realisierbar zu betrachten sind. Diese Einsetzbarkeit zu mehreren Aufgaben, deren Wert sich nicht immer korrekt monetarisieren läßt, erschwert allerdings zugleich eine vollständige ökonomische Bewertung solcher moderner Speichersysteme.

Neben den oben genannten primären Einsatzzwecken sind zusätzlich Sekundäreffekte eines Einsatzes solcher Speicher denkbar, beispielsweise:

- Entlastung der bestehenden Kraftwerke von der Erfüllung systemdynamischer Netzanforderungen und dadurch verbesserte Effizienz und reduzierte Instandhaltungsaufwendungen für Generatorblöcke sowie Verlängerung der Lebensdauer konventioneller Einheiten
- Reduktion der thermischen Belastungen durch Anfahren, zyklischen Betrieb und Stillstand in thermischen Kraftwerken, dadurch Optimierung der Betriebsbedingungen, Verlängerung der Lebensdauer und Zurückstellen des Aufbaus neuer Kapazitäten
- Zurückstellen der Schaffung neuer Übertragungskapazitäten
- Verbesserte Verfügbarkeit von Generatoren
- mögliche positive Umweltauswirkungen durch bessere Energieausnutzung und eine mögliche Substitution von Primärenergieträgern

- Ermöglichen der Substitution von Energieträgern durch Abnahme der Verwendung von Öl und Gas im Spitzenlastbereich und Verlagerung der Stromerzeugung in den (zumeist effizienteren) Grundlastbereich
- Voraussetzung für das verstärkte Eindringen von regenerativen Energiequellen in den Bereich der Elektrizitätserzeugung
- Reduzieren von Kosten

Zyklushäufigkeit (Anzahl der Zyklen)	Speicherdauer	Speicherbedarf in MWh (Größenordnung)	Einsatzbeispiele
dauernd	kurz (Sekunden)	0,001 ... 0,1	Motoren, Pressen, Hammerwerke
einige Zehn bis Hundert / Tag	einige Sekunden bis einige Minuten	0,1 ... 100	Pufferspeicher bei fluktuierenden Energiequellen oder schwankenden Netzlasten elektrische Antriebe
einige bis einige Zehn pro Tag	einige Minuten bis einige Stunden	1 ... 10	elektrische Öfen, Walzwerke, Sekundenreserve
ein bis zwei pro Tag	einige Stunden	100 ... 10.000	Tageslastausgleich in elektrischen Netzen
einer pro Woche	einige zehn Stunden	10.000 ... 50.000	Wochenlastausgleich in elektrischen Netzen
einer im Jahr	mehr als hundert Tage	bis 5.000.000	Jahresspeicher
bei Bedarf	kurz	0,1 ... 1.000 bis 1.000	bei Experimentalanlagen, z.B. Stromversorgungen von Fusionstests oder Beschleunigern militärische Anwendungen (GB-FEL)
bei Bedarf	lang	0,001 ... 1	unabhängige Stromversorgung, Ersatzstromversorgungen

Tab. 3-16: Einsatzmöglichkeiten für Elektrizitätsspeicher

Aus der Vielzahl von Anwendungsbereichen von Elektrizitätsspeichern lassen sich zwei zentrale Ansätze identifizieren:

a) Speicherung von elektrischer Energie zum Zweck der Bereitstellung bei hohem Leistungsbedarf über längere Zeit (Lastausgleich, Spitzenlastdeckung).

In Elektrizitätsversorgungen sind auf allen Spannungsebenen tageszeitliche, saisonale und jährliche Schwankungen des Strombedarfs zu verzeichnen. Diesen muß durch eine dauernde Anpassung der Erzeugung an diesen Bedarf Rechnung getragen werden. Dazu können - neben anderen Verfahren - auch Speichersysteme eingesetzt werden. Der Elektrizitätswirtschaft stehen dafür heute eine Reihe von Systemen zur Verfügung, die z.T. bereits großtechnisch verbreitet sind (Hydraulische Pumpspeicherwerke, Dampfspeicher). Ein weiterer Teil befindet sich, meist in Form von Demonstrationsanlagen eingesetzt, noch in der Entwicklungs- oder der Erprobungsphase (Druckluftspeicher-Gasturbinenanlagen, Batteriespeicher). Eine dritte Gruppe bilden die bislang lediglich konzeptionell erörterten, aus heutiger Sicht zumindest technisch realisierbaren Systeme (Wasserstoffspeicherwerke und Schwungradspeicher).

Eine Speicherung von elektrischer Energie zum Tageslastausgleich dient primär dem Zweck, die Stromerzeugung insgesamt wirtschaftlicher zu gestalten. Elektrizitätsspeichersysteme für diesen Einsatz sind gekennzeichnet durch eine tägliche Vollastbenutzungsdauer im oberen Minuten- oder im Stundenbereich; das Verhältnis von installierter Leistung des Systems zu seinem Speichervermögen ist vergleichsweise klein („kleines P/E-Verhältnis“). Sie werden in der Elektrizitätswirt-

schaft primär im Hinblick auf ihre Möglichkeit, die mittleren Stromerzeugungskosten zu reduzieren, und damit anhand ihres Gesamtwirkungsgrades und der Systemkosten bewertet.

b) Speicherung von elektrischer Energie zur sofortigen Bereitstellung oder Aufnahme elektrischer Leistung im Bedarfsfall (dynamische Anwendungen).

Ein zweiter zentraler Einsatzbereich von Elektrizitätsspeichern ist die Speicherung von elektrischer Energie zur sofortigen Bereitstellung oder Aufnahme elektrischer Leistung im Bedarfsfall sowie die periodische Leistungsbereitstellung mit einer Periodendauer im Sekundenbereich. Hierzu ist gefordert, sehr schnell hohe elektrische Leistungen abgeben oder aufnehmen zu können. Da die meisten Anwendungen dieses lediglich für kurze Dauer erfordern, werden oft nur geringe Energiemengen benötigt (großes P/E-Verhältnis). Für solche Einsatzbereiche sind sehr gute dynamische Eigenschaften des Speichersystems (schnelle Zugriffszeit, hohe Zyklfestigkeit, unkritische Tiefentladung) gefordert.

Für dynamische Anwendungen sind die Gesamtwirkungsgrade in der Regel von untergeordneter Bedeutung, im Vordergrund steht die technische Funktionalität des Systems. Die Hilfsenergieverbräuche werden als Bestandteil der Betriebskosten betrachtet. Derartige Systeme werden dann eingesetzt, wenn sie - bei akzeptablen Kosten - zur Lösung von existierenden oder zu erwartenden Problemen in der Betriebsführung beitragen und gegenüber eventuell verfügbaren konventionellen Alternativen technisch und wirtschaftlich attraktiv sind.

In Bild 3-3 sind für heute realisierte bzw. projektierte Speicheranlagen für den Einsatz in der Elektrizitätsversorgung jeweils die maximale Leistung und ihr Speicherinhalt angegeben. (Dabei sind USV-Anlagen und ausländische Pumpspeicherwerke aus Gründen der Übersicht nicht mit in die Grafik aufgenommen worden.) Deutlich zu erkennen sind die Häufungen von Pumpspeicherwerken entlang der 5-Vollaststunden-Linie (dies ist eine für Tagesspeicher typische Größe) sowie bei mehreren hundert Vollaststunden (hier sind die Saisonspeicher, ausschließlich Pumpspeicherwerke mit natürlichem Zufluß zusammengefaßt). Die einbezogenen größeren Batteriespeicheranlagen sind auf eine bis fünf Vollaststunden ausgelegt; die Druckluftspeicher auf fünf bis zwanzig Vollaststunden.

SMES wie auch Schwungradspeicher werden derzeit - sowohl wegen ihres technischen Entwicklungsstandes als auch wegen ihrer sehr guten dynamischen Eigenschaften - im Bereich von einigen Vollastsekunden, also für dynamische Anwendungen, eingesetzt.

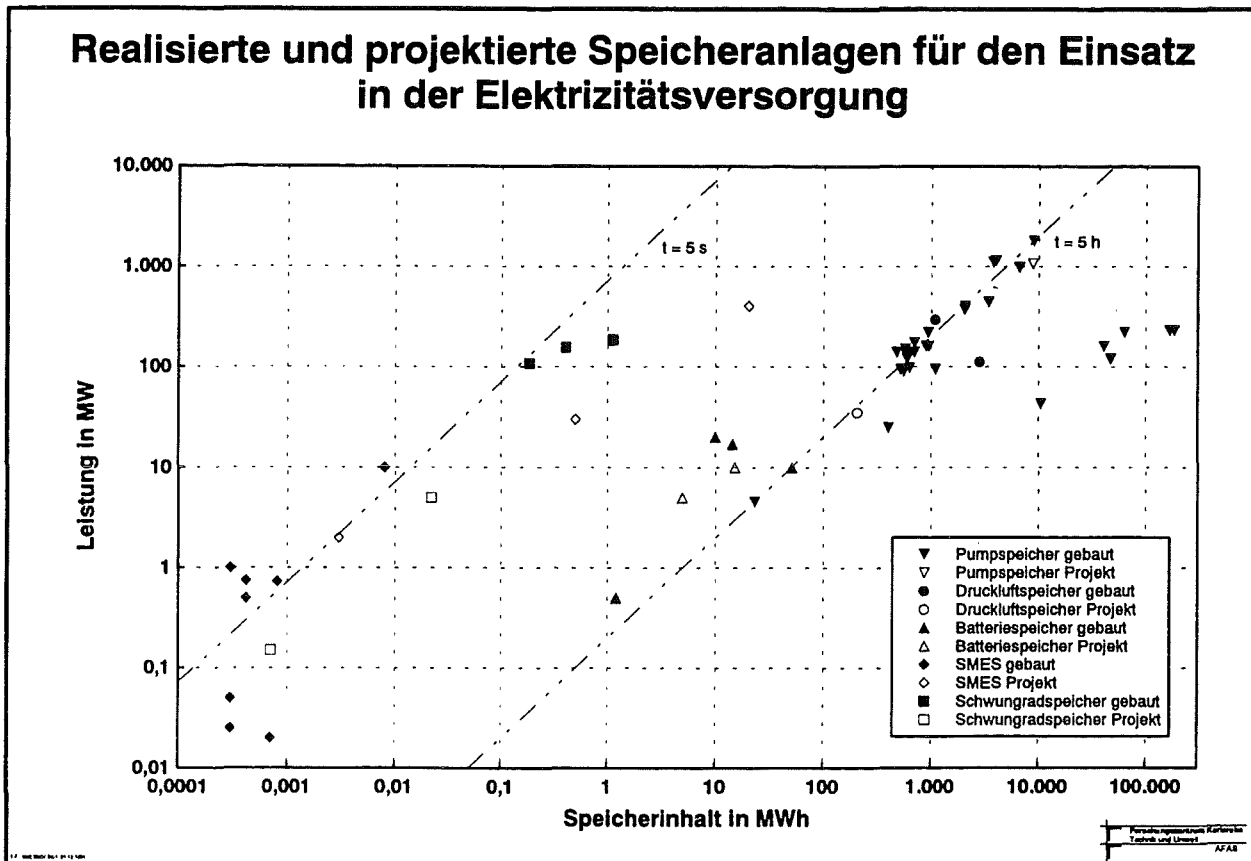


Bild 3-3: Realisierte und projektierte Speicheranlagen für den Einsatz in der Elektrizitätsversorgung. Aus Gründen der Übersichtlichkeit haben wir uns für die hier eingetragenen Pumpspeicherwerke auf die deutschen PSW sowie auf die im angrenzenden Ausland liegenden für deutsche EVU arbeitenden PSW beschränkt.

In den nachstehenden Tabellen werden charakteristische Eigenschaften verschiedener technischer Systeme zur Energiebereitstellung für den Spitzenlastbedarf (Tabelle 3-17) bzw. zur kurzfristigen Energiebereitstellung (Tabelle 3-18) miteinander verglichen. Nicht alle darin aufgeführten Systeme sind reine Speichersysteme. Darum können Aussagen zu typischen Speicherparametern auch nicht für alle Systeme getroffen werden.

	Technologie-Status	Leistungsbereich	Speicherkapazität	Nutzungsgrad	Lebensdauer	Kapitalkosten	Bauzeit	Standortgrenzen	Umwelteffekte	Technologie-Entwicklung
Gasturbinen	ausgereift	1...20 MW	beliebig	30...35 % (E)	15...20 a	niedrig	1...3 a	flexibel	Emissionen	neue GT, bess. Wirkungsgrad
Dieselmotoren	ausgereift	<1...20 MW	beliebig	30...35 % (E)	10...15 a	niedrig	0...1 a	flexibel	Emissionen	besserer Wirkungsgrad
(Wasser-)Speicherwerke	ausgereift	> 100 MW	Tage-Wochen		50 a	hoch	5...10 a	Wasser, Geografie	Wasser, Landschaft	besserer Wirkungsgrad
Brennstoffzellen	Entwicklung - Zukunft	<1...20 MW	beliebig	40...45 % (E)	5 a (Zelle)	hoch	?	flexibel	Emissionen (gering)	Lebensdauer, Wirkungsgrad
Lastmanagement	ausgereift	variabel				niedrig		Potential		Energieeinsparung
Demand-Side-Management	Entwicklung	variabel				niedrig-mittel	1 a (Einfübrg.)	Kooperation m. Verbraucher		Energieeinsparung
Pumpspeicherwerke	ausgereift	> 100 MW	5...10 h	70...80 % (S)	50 a	hoch	5...10 a	Wasser, Geografie	Wasser, Landschaft	unterirdisch, regelb. Pumpen
Batterien	ausgereift - Entwicklung	<1...20 MW	2...5 h	65...75 % (S)	3-7 a (Batterie)	niedrig-mittel	1...2 a	flexibel	Recycling	Zyklusfestigkeit, Lebensdauer
Druckluftspeicher	Entwicklung	> 50 MW	5...10 h	90 % + zus. Erzeugung	20 a (Gasturbine)	mittel-hoch	2...5 a	Geologie	Emissionen (GT)	neue Gasturbinen
Schwungradspeicher	Zukunft	<1...50 MW	< 2 h	65...75 % (S)	10...30 a	mittel-hoch	1...2 a	flexibel		Materialien, Reibungsverluste
SMES mittelgroß	Zukunft	<1...50 MW	< 2 ... 5 h	< 90 % (S), zyklusabh.	30 a	hoch	3... 7 a	unbebautes Gebiet	elektromagnetische Felder	technologischer Durchbruch
SMES groß (Solenoid)	Zukunft	> 100 MW	2...5 h	85...95 % (S)	40 a (?)	hoch	3...10 a	großes unbebautes Gebiet	elektromagnetische Felder	technologischer Durchbruch

Tab. 3-17: Technische Eigenschaften von Systemen zur Energiebereitstellung für den Spitzenlastbedarf (In dieser Tabelle sind Erzeugungs- und Speichertechnologien zusammengefaßt: Deren Nutzungsgrade sind untereinander nicht vergleichbar, darum sind die Nutzungsgrade bei Speichertechnologien mit (S) und bei Erzeugungstechnologien mit (E) gekennzeichnet.)

	Technologie-Status	Leistungsbereich	Zugriffszeit	Leistungsgradient	Lebensdauer	Kapitalkosten	Bauzeit	Standortgrenzen	Umwelteffekte	Technologie-Entwicklung
Batterien	ausgereift - Entwicklung	<1...20 MW	Millisekunden	gering - mittel	3-7 a (Batterie)	mittel	1...2 a	flexibel	Recycling	Zyklusfestigkeit, Lebensdauer
Androsselung von Turbinenventilen	ausgereift		Sekunden	mittel		niedrig	< 1 a	Dampfkraftwerk	zusätzl. Brennstoffverbrauch	Vorwärmerabschaltung
H ₂ O ₂ -Schnelldampferzeuger	Entwicklung	50 MW	Sekunden	mittel		niedrig - mittel	1 a	Dampfkraftwerk	Explosionsrisiko	technologischer Durchbruch
Schwungradspeicher	Zukunft	<1...200 MW	Millisekunden	hoch	10...30 a	mittel-hoch	1...2 a	flexibel		Materialien, Reibungsverluste
neue Kondensatoren	Zukunft	<1...20 MW	Millisekunden	sehr hoch	?? (lang)	niedrig -mittel	1 a	flexibel	Recycling	technologischer Durchbruch
SMES klein	Zukunft	<1...100 MW	Millisekunden	sehr hoch	30 a	hoch	1 a	Solenoid: größere freie Fläche Toroid: flexibel	elektromagnetische Felder	technologischer Durchbruch

Tab. 3-18: Technische Eigenschaften von Systemen zur schnellen Bereitstellung von Energie bei hohen Leistungen

Literatur:

- [1] G.M. Cook, W.C. Spindler and G. Grefe; „Overview of Battery Power Regulation and Storage“; IEEE Trans. Energy Conv. Vol. 6(1991) No. 1, pp. 204-211
- [2] S. Eckroad; C. Nagata and W. Stolte; „Specification, Procurement and Status of a 10 MW Turn-Key Leadacid Battery Energy Storage Plant for Hawaii Electric Light Company“; Proc. 4th Int. Conf. on Batteries for Energy Storage, Berlin September 27-October 1, 1993; pp. 114-135
- [3] L. Hauptfleisch et al.; „Simulator and Field Tests with the BESP Vaal Reefs“; Proc. 2nd Int. Conf. Batteries for Utility Energy Storage, July 24-28, 1989, Newport Beach, Ca.
- [4] K.G. Krämer, P. Berger, R. Saupe; „Bereitstellung schneller Frequenzregel- und Sofortreserveleistung durch Batteriespeicheranlagen“; VGB Kraftwerkstechnik 69(1989) Heft 8, S. 751-755
- [5] H.J.Künisch und K.G.Krämer; „Anwendungen von Batteriespeicheranlagen im Inselnetz“; ETG-Fachberichte 21(1987), S.175-194
- [6] D. Winje; „Integration des West-Berliner Netzes in den deutschen Verbund“; Elektrizitätswirtschaft 93(1994) Heft 13, S. 726-732
- [7] VEAG; „Pumpspeicherwerk Goldisthal - Kurzbeschreibung“; Berlin 1994
- [8] H.-Chr. Funke und E. Grebe; „Drehzahlvariable Pumpturbinen“; VDI-Berichte 1168(1994), S. 47-58
- [9] G. Bär und M. Spielbauer; „Aufgaben und Möglichkeiten der hydraulischen Pumpspeicherung“; Energiewirtschaftliche Tagesfragen 31 (1981), Heft 1, S. 54-59
- [10] E. Hartmann und G. Bär; „Hydraulische Pumpspeicherwerke - seit über 50 Jahren erfolgreich in Betrieb“; VDI-Berichte 652(1987), S. 55-67
- [11] J. Frohnholzer; „Die Pumpspeicherwerke mit Tages- oder Jahresspeicherbetrieb und ihre voraussichtliche Rolle in der Bundesrepublik Deutschland“; Energie 19(1967) Nr. 1, S. 4-14
- [12] A. Güldenpfennig; „Fünf Jahre Betrieb des Pumpspeicherwerkes Langenprozelten“; Elektrische Bahnen 79(1981), Heft 7, S. 276-279
- [13] W. Bogenrieder und B. von Rein; „Die Nutzung der Wasserkraft im Verbundunternehmen VEAG Vereinigte Energiewerke AG“; Wasserwirtschaft 83(1993) Heft 7/8, S. 430-435
- [14] M. Valenti; „Storing Hydroelectricity to meet Peak-Hour Demand“; Mech. Eng. April 1992, pp. 46-52
- [15] H.J. Bornemann et al.; „Engineering Prototype of a Superconducting Flywheel for Long Term Energy Storage“; Proc. Appl. Supercond. Conf. Boston 1994
- [16] G. Reiner, Magnet-Motor GmbH Starnberg, persönliche Mitteilung
- [17] J. Fremerey, Forschungszentrum Jülich (KFA), persönliche Mitteilung
- [18] H. Rapp, IPP Garching, persönliche Mitteilung
- [19] T. Matsukawa et al.; „A 215 MVA Flywheel Motor-Generator with 4 MJ Discharge Energy for JT-60 Toroidal Field Coil Power Supply System“; IEEE Trans. Energy Conv. Vol. EC-2(1987) No.2; pp. 262-268
- [20] G. Reiner; „Schwungradspeicher“; VDI-Berichte 652(1987); S. 69-87
- [21] R. Knorr und B. Willer; „Neue Kondensatoren für die Energiespeicherung“; VDI-Berichte 1168(1994), S. 201-215
- [22] H.-Chr. Herbst; „Huntorf - Ein Speicherkraftwerk neuer Art und seine Funktion in der Elektrizitätsversorgung der Küstenregion Niedersachsens“; N.Arch.f.Ns. 29(1980) Heft 3, S. 207-228
- [23] P. Quast; „Druckluftspeicher“; VDI-Bericht 652(1987), S. 89
- [24] J. Makansi; „Co-Op Manages System Load With Compressed-Air Storage“; Power April 1992, pp. 21-28
- [25] G. Gaul; „A Case For Compressed Air Energy Storage“; Modern Power Systems March 1993, pp. 19-23
- [26] ein großer Teil der Daten wurde übernommen aus: R. Schainker, B. Mehta, R. Pollak; „Overview Of CAES Technology“; Proc. American Power Conf. Vol. 55-II, Chicago 1993, pp. 992-997
- [27] Anon., EPRI Journal January/February 1992, p. 25
- [28] W. Drenckhahn, K. Hassmann und H.-M. Kühne; „Zukunftstechnologie Brennstoffzelle und Batteriespeicher“; BWK 43(1991), Nr. 9, S. 424-431
- [29] S. Kartha and P. Grimes; „Fuel Cells: Energy Conversion for the Next Century“; Physics Today Nov. 1994, pp. 54-61

Abschnitt II - Situation und Entwicklung der Elektrizitätsversorgung der Bundesrepublik Deutschland

4. Energie- und elektrizitätswirtschaftliche Situation in der Bundesrepublik Deutschland

Die Teilung Deutschlands hat zur Entwicklung unterschiedlicher Strukturen in der Energieversorgung allgemein wie auch im speziellen in der Elektrizitätsversorgung geführt. So waren beispielsweise beide Teile in unterschiedlich organisierte internationale Verbundsysteme eingebunden, aufgrund der politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen haben sich unterschiedliche Primärenergieträgerversorgungsstrukturen und unterschiedliche Niveaus der Kraftwerks- und Übertragungstechnik herausgebildet, der jeweiligen Position zur Rolle des Umweltschutzes folgend existierten verschiedene Emissionsstandards usw.

Zugleich steht für Ostdeutschland bis zum Jahr 1990 eine Statistik der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen und der energiewirtschaftlichen Indikatoren auf einem mit westdeutschem Standard und Definitionen kompatiblen Niveau nicht in vergleichbarer Detaillierung zur Verfügung. Aus diesem Grunde sind in vielen Tabellen und Grafiken die Angaben getrennt ausgewiesen bzw. - wenn entsprechende Daten nicht für beide Teile Deutschlands bei uns vorhanden sind - die Darstellungen auf einen Teil beschränkt.

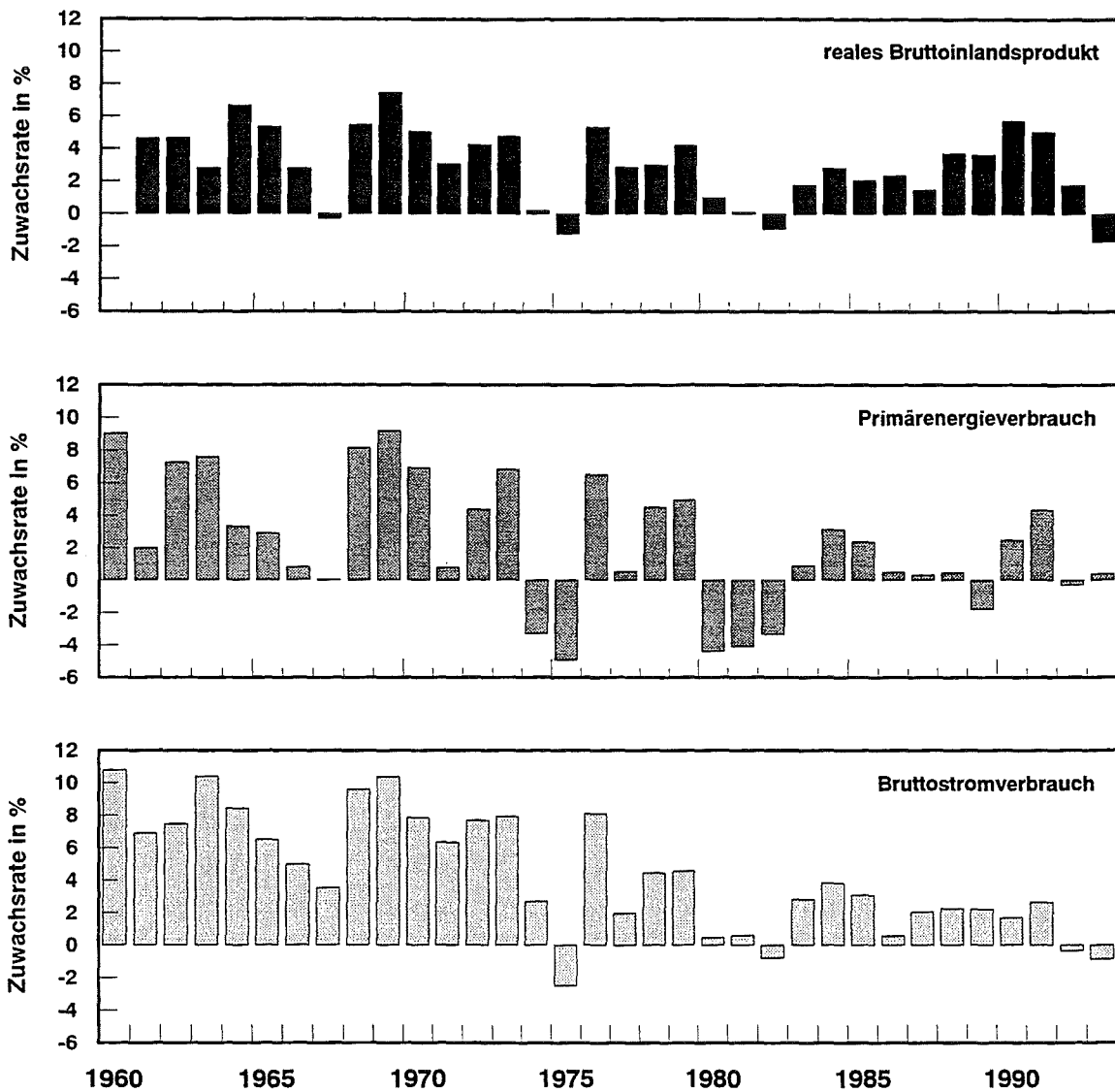
4.1 Energiewirtschaftliche Entwicklung in der Bundesrepublik Deutschland (alter Gebietsstand)

Die Nachkriegsentwicklung der Energiewirtschaft in den alten Ländern der Bundesrepublik Deutschland ist durch bislang zwei wesentliche Entwicklungsphasen gekennzeichnet. Die Zäsur wird dabei durch die erste Ölpreiskrise 1973 gesetzt.

Die jährliche Wachstumsrate des Primärenergieverbrauchs betrug von 1950 bis 1973 etwa 4,6 % p.a., seit 1973 nur noch 0,5 % p.a. Da die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs und das gesamtwirtschaftliche Wachstum - ausgedrückt durch die inflationsbereinigte Zunahme des Bruttosozialprodukts - bis zur ersten Ölpreiskrise 1973 einen fast analogen Verlauf aufwiesen, galten - empirisch und auch in der wirtschaftswissenschaftlichen Theorie - Primärenergieverbrauch und Bruttosozialprodukt als starr gekoppelt. Gleiches galt für die Beziehung zwischen Stromverbrauch und Bruttosozialprodukt.

Seit Mitte der siebziger Jahre nimmt die eingesetzte Primärenergie je Einheit volkswirtschaftlicher Wertschöpfung und seit Mitte der achtziger Jahre auch der Stromverbrauch je Einheit volkswirtschaftlicher Wertschöpfung ab. Das Bruttosozialprodukt wuchs in diesem Zeitraum mit ca. 2,2 % p.a. Das Wachstum des Nettostromverbrauchs, das zwischen 1950 und 1973 fast 9 % pro Jahr betrug, reduzierte sich nach 1973 auf im Mittel etwa 2,0 % p.a. (dabei in der zweiten Hälfte der siebziger Jahre ca. 3,4 % p.a., seit Mitte der achtziger Jahre 1,8 % p.a.)

Jährliche Zuwachsraten energiewirtschaftlicher Indikatoren Bundesrepublik Deutschland, alter Gebietsstand, 1960 bis 1993



Forschungsinstitut für
Technik und Umwelt
AFAS

Bild 4-1: Wirtschaftsentwicklung, Primärenergieverbrauch und Stromverbrauch

Der deutsche Strombedarf wird nahezu vollständig durch die inländischen Stromerzeuger gedeckt. Dominierende Primärenergieträger in der westdeutschen Stromversorgung sind gegenwärtig Kernenergie mit etwa 35 % und Steinkohle mit etwa 30 %, gefolgt von der Braunkohle mit 19 %. Aus Erdgas werden rund 7 % der Elektrizität erzeugt, die Anteile der anderen Primärenergieträger liegen jeweils unter 5 %. Die heutige Konstellation ist Ergebnis eines seit den sechziger Jahren stattfindenden Trends der Substitution von Stein- und Braunkohle (diese hatten Mitte der sechziger Jahre gemeinsam noch einen Anteil von mehr als drei Viertel) durch Kernenergie. Zudem wurde im Ergebnis der Ölkrisen der Anteil des Heizöls von zeitweise fast 15 % auf unter 3 % reduziert, so daß es für die Stromversorgung heute fast ohne Bedeutung ist. Die zeitliche Entwicklung der Kraftwerksleistung und der Stromerzeugung nach Energieträgern ab 1965 zeigen die Bilder 4-2 und 4-3.

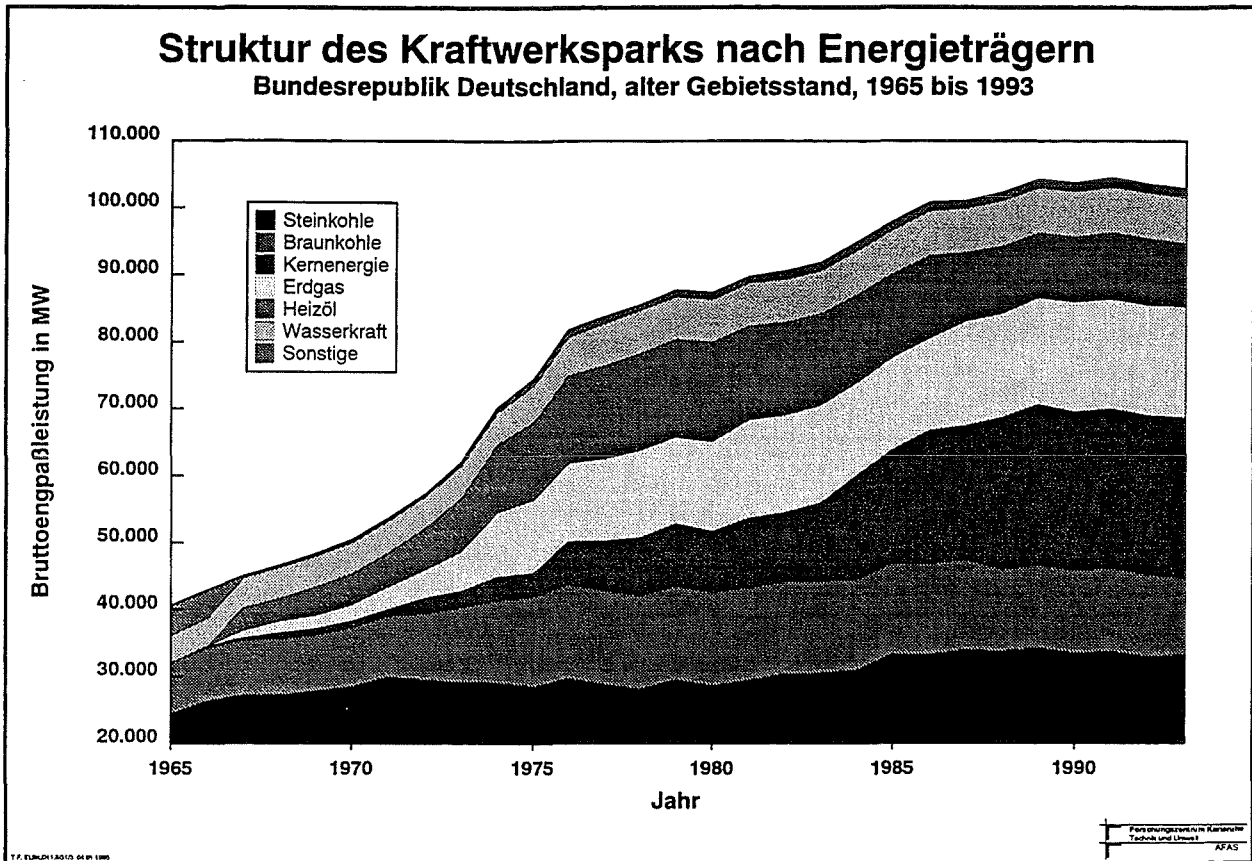


Bild 4-2: Zeitliche Entwicklung der Kraftwerksleistung nach Energieträgern, alte Bundesländer

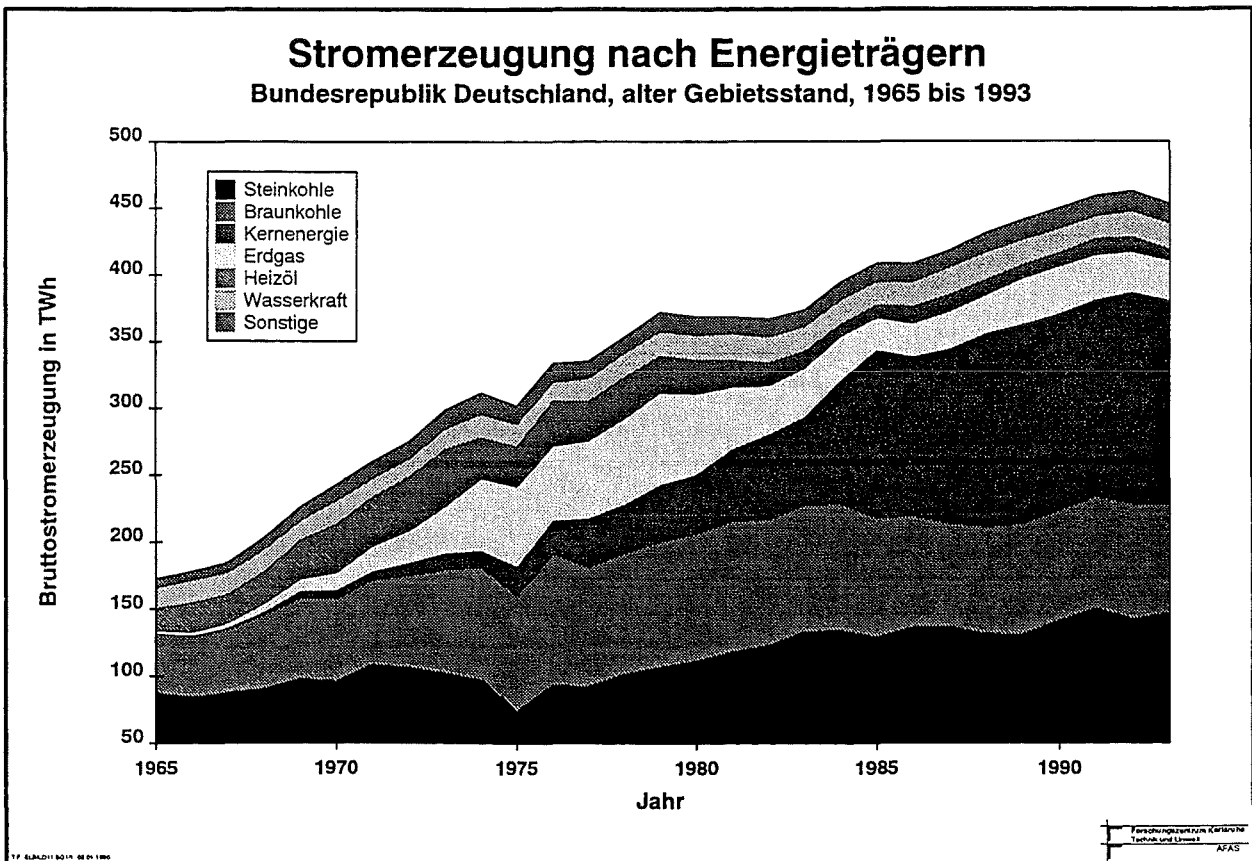


Bild 4-3: Zeitliche Entwicklung der Bruttostromerzeugung nach Energieträgern, alte Bundesländer

Elektrische Energie verfügt - verglichen mit anderen Endenergieträgern - über Nutzungsvorteile in der Energieversorgung von Wirtschaft und privaten Haushalten, deshalb gewinnt sie ständig an Bedeutung. Der Anteil der elektrischen Energie an der Deckung des Endenergiebedarfs nimmt kontinuierlich zu, er betrug Anfang der neunziger Jahre etwa 18 Prozent.

Die Entwicklung von Stromverbrauch und Last wird vor allem von der wirtschaftlichen Situation und vom Klima beeinflusst. Die Leistungsbilanz der öffentlichen Elektrizitätsversorgung wird in der Bundesrepublik entsprechend internationalen Vereinbarungen jeweils am 3. Mittwoch eines Monats über 24 Stunden vom Statistischen Bundesamt ermittelt. Die in amtlichen Statistiken angegebene Netzhöchstlast ist also die am Tag der statistisch relevanten Jahreshöchstlast (3. Mittwoch im Monat, zumeist im Dezember oder Januar) auftretende Netzbelastung. Daß diese der tatsächlichen Jahreshöchstlast entspricht, ist nur in Ausnahmefällen gegeben. Für die Aufstellung von Leistungsbilanzen, die Ermittlung der erforderlichen Reserveleistung und weitere elektrizitätswirtschaftliche Überlegungen wird allerdings die tatsächliche Höchstlast benötigt. Darum wird neben der amtlichen Erhebung die zeitgleiche Leistungsbilanz auch durch die Deutsche Verbundgesellschaft, hier während des ganzen Jahres, ermittelt. Die von der DVG angegebene Jahreshöchstlast ist ebenfalls in der Tabelle aufgeführt. Sie tritt in der Regel zu einem anderen als dem international vereinbarten Erfassungszeitpunkt auf. Messungen der Elektrizitätsversorgungsunternehmen haben gezeigt, daß die tatsächlich erreichte Höchstlast zwischen 1970 und 1989 im Durchschnitt um etwa 5 % über der statistisch ermittelten Höchstlast lag [1]. Die Abweichungen der durch die DVG ermittelten Höchstlastwerte gegenüber den amtlich am jeweiligen 3. Mittwoch seit 1980 ermittelten Höchstlastwerten bewegen sich zwischen 0,1 % und 7,4 % [2].

Die Zeitpunkte der Höchstlast werden vor allem durch die Witterung, z.B. bei Kälteperioden, beeinflusst. Im Vergleich zu der Schätzung zum Jahresanfang wirkt sich zusätzlich der erhebliche Einfluß der wirtschaftlichen Entwicklung aus (vgl. Bild 4-4).

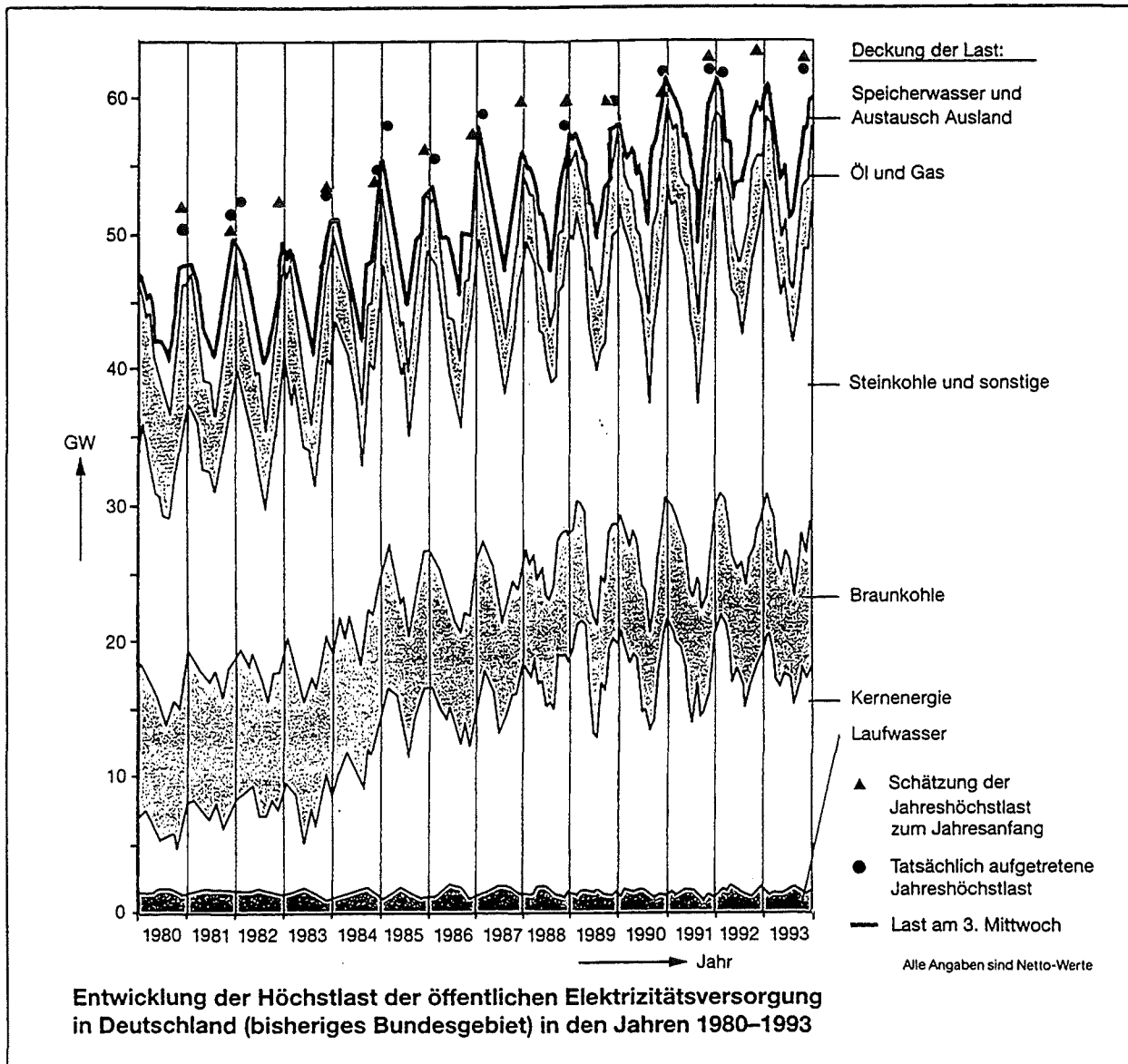


Bild 4-4: Entwicklung der Höchstlast der öffentlichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland (alte Bundesländer) in den Jahren 1980 bis 1993 (Quelle: DVG)

Der Anteil von Laufwasser, Braunkohle und Kernkraft an der Höchstlastdeckung steigerte sich von rund 40 % im Jahre 1980 auf rund 49 % im Jahre 1993. Der Mittel- und Spitzenlastausgleich wird durch Steinkohle-, Gas-, Öl-, Speicherwasser- und Pumpspeicherkraftwerke abgedeckt. Der Lastdeckungsbeitrag von Öl- und Gaskraftwerken ging im Betrachtungszeitraum insgesamt von rund 21 % auf rund 10 % zurück. Dieser Rückgang ist überwiegend auf den geringen Einsatz der Ölkraftwerke zurückzuführen, die heute fast ausschließlich als Reservekraftwerke genutzt werden. Der Lastdeckungsbeitrag der übrigen Primärenergien hat sich in den Jahren 1980 bis 1993 kaum verändert [3].

Eine Übersicht über Rahmendaten der Elektrizitätsversorgung Westdeutschlands gibt Tabelle 4-1. Die Arbeitsangaben beziehen sich auf das jeweilige Jahr, die Angaben für die Bruttoengpaßleistung gelten für den 31.12. des betreffenden Jahres.

alte Bundesländer		1970	1975	1980	1985	1990	1991	1992	1993
Bruttostromerzeugung	TWh	242,604	301,802	368,77	408,706	449,494	458,681	462,422	452,728
Steinkohle	TWh	95,568	73,325	110,865	128,506	140,544	149,423	141,514	145,863
Braunkohle	TWh	61,854	86,443	95,139	88,952	82,59	83,987	86,312	81,341
Kernenergie	TWh	6,03	21,398	43,7	125,902	147,159	147,429	158,804	153,476
Erdgas	TWh	13,368	60,273	61,038	24,733	35,9	33,772	30,623	30,096
Heizöl	TWh	36,36	30,034	25,731	9,415	9,752	12,112	10,723	7,944
Wasserkraft	TWh	17,758	17,11	18,65	17,613	18,366	16,995	16,131	19,779
Sonstige	TWh	11,666	13,219	13,647	13,585	15,183	14,963	14,944	14,229
Saldo Austausch	TWh	7,751	7,839	5,758	2,501	-1,026	1,583	-3,833	1,828
Bruttostromverbrauch	TWh	250,355	309,641	374,528	411,207	448,468	460,264	458,589	454,556
Leistungsverluste	TWh	13,975	14,772	14,523	16,469	16,479	15,439	15,144	16,181
... Anteil am BSV	%	5,582	4,771	3,878	4,005	3,675	3,354	3,302	3,56
KW-Eigenverbrauch	TWh	15,685	18,059	21,317	24,33	30,463	31,734	31,831	31,544
... Anteil an BSE	%	6,465	5,984	5,781	5,953	6,777	6,919	6,884	6,968
Pumpstromverbrauch	TWh	2,119	1,939	1,769	2,848	3,34	3,353	3,154	3,075
Nettostromverbrauch	TWh	218,576	274,871	336,919	367,56	398,186	409,738	408,460	403,756
Bruttoengpaßleistung	MW	50419	73956	87053	98005	103651	104472	103500	102824
Höchstlast Netz	MW	33283	44931	51693	56239	62324	61917	62455	61824
Ausnutzungsdauer	h	5641,4	5563,7	5953,8	6152,8	6075,6	6291,3	6203,6	5863,1
NEPL/Höchstlast			1,421	1,479	1,558	1,479	1,498	1,481	
NSV Öff. Versorgung	TWh	173,745	235,104	293,333	329,665	362,820	373,744	372,414	
Ausnutzungsdauer des NSV	h	5220,2	5232,6	5674,5	5861,9	5821,5	6036,2	5963,2	
Jahreshöchstlast lt. DVG	MW			51100	58800	62500	62900	62400	62800

Tab. 4-1: Daten zur Entwicklung der Elektrizitätsversorgung in der Bundesrepublik Deutschland (alter Gebietsstand)

4.2 Energiewirtschaftliche Entwicklung in der DDR bzw. in den neuen Bundesländern der Bundesrepublik Deutschland

Die Situation in den neuen Bundesländern ist geprägt vom Autarkie-Streben der damaligen DDR-Führung, das eine Reduktion der Importe zum Ziel hatte. Dies führte zu einer hohen Abhängigkeit von der Braunkohle als einzigem in der DDR in nennenswertem Umfang vorhandenen Primärenergieträger. 82 % des 1989 erzeugten Stromes wurden aus Braunkohle gewonnen, hinzu kamen 10,3 % aus Kernenergie. Weitere Primärenergieträger spielten in der Stromversorgung nur eine untergeordnete Rolle. Die Kraftwerke und die Stromverteilungsanlagen waren wenig effizient und zu einem Großteil dringend sanierungsbedürftig. Der Wirkungsgrad des gesamten Kraftwerksparks für das Jahr 1989 lag bei etwa 33 % (für die alten Länder beträgt er gut 38 %), der der Braunkohlekraftwerke im Mittel unter 30 % (mit modernen Anlagen sind heute Wirkungsgrade um 38 % realisierbar). Der Kraftwerkseigenverbrauch aller Kraftwerke betrug 1989 etwa 9,7 % der Bruttostromerzeugung (in den alten Bundesländern 6,6 %). Dies gewinnt zusätzlich an Gewicht vor dem Hintergrund, daß in vielen DDR-Kraftwerken die Umweltschutzeinrichtungen nicht mit denen in westdeutschen Kraftwerken vergleichbar waren. So fehlten beispielsweise Rauchgasentschwefelung oder NO_x-Minderungstechnologien, die Emissionen lagen deutlich über den nach der Großfeuerungsanlagenverordnung einzuhaltenden Grenzwerten. Die Leistungsverluste lagen 1989 bei 6,7 % des Bruttostromverbrauchs (in den alten Bundesländern im gleichen Jahr bei 3,3 %). Vor der Wiedervereinigung wurde die Stromversorgung durch 18 Kombinate (Kombinat Braunkohlekraftwerke,

Kombinat Kernkraftwerke, Kombinat Verbundnetz und fünfzehn bezirkliche Energiekombinate) realisiert und zentral gesteuert.

Das Verbundnetz der DDR war Bestandteil des Verbundsystems der Länder des ehemaligen Rates für Gegenseitige Wirtschaftshilfe (RGW oder auch COMECON). Da die Frequenzhaltung im Netz allein durch die Kraftwerke der ehemaligen Sowjetunion gewährleistet wurde, sind die Kraftwerke der übrigen Partner auch nicht mit den entsprechenden Regeleinrichtungen ausgestattet gewesen.

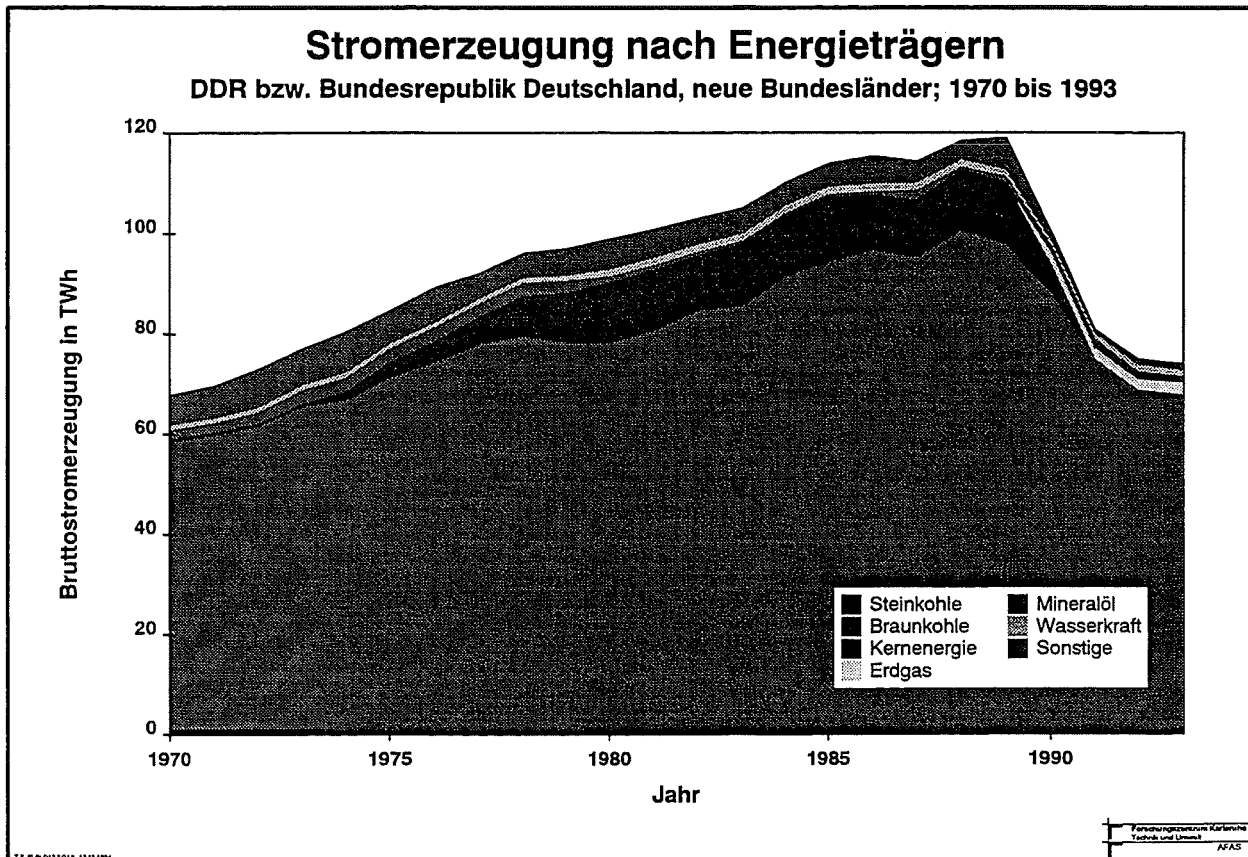


Bild 4-5: Zeitliche Entwicklung der Bruttostromerzeugung nach Energieträgern, neue Bundesländer

Nach Herstellung der deutschen Einheit ist die Elektrizitätsversorgung in den neuen Bundesländern in Treuhandeigentum übergegangen und Anfang 1994 privatisiert worden. Dabei wurden weitgehend die in den alten Bundesländern vorherrschenden Strukturen auf die neuen Länder übertragen.

Das alleinige Verbund-EVU in den neuen Bundesländern ist die Vereinigte Energiewerke AG (VEAG), sie wurde von einem Konsortium bestehend aus den acht westdeutschen Verbundunternehmen übernommen. Von den Anteilen entfielen je 26,25 % auf RWE Energie und PreussenElektra, 22,5 % auf das Bayernwerk und 25 % auf die fünf kleineren Verbund-EVU. Bei den Regionalversorgern halten einzelne oder Konsortien aus westdeutschen Verbund-EVU ebenfalls die Aktienmehrheit, in den Händen der Kommunen befinden sich Anteile bis zu 49 %.

Aufgrund der wirtschaftlichen Situation ist der Stromverbrauch in den neuen Bundesländern seit 1989 stark zurückgegangen, er betrug 1993 noch etwa 60 % des Niveaus von 1989. Der stärkste Einbruch war 1991 zu verzeichnen, hier betrug die Abnahme rund ein Viertel gegenüber dem Vorjahreswert. Seitdem wurde der Rückgang gebremst, der Stromverbrauch scheint sich zu stabilisieren.

Die VEAG erwartete noch Ende 1992, daß mit einem einsetzenden wirtschaftlichen Aufschwung der Stromverbrauch allmählich wieder steigt und etwa in 2010 die Größenordnung von 1989 erreichen wird. Diese Zahlen sind inzwischen deutlich nach unten korrigiert worden, für 2010 wird jetzt mit einem Bruttostromverbrauch in den neuen Ländern zwischen 85 und 90 TWh/a gerechnet.

neue Bundesländer		1970	1975	1980	1985	1989	1990	1991	1992	1993
Bruttostromerzeugung	TWh	67,65	84,505	98,808	113,828	118,971	100,449	80,71	74,712	72,993
Steinkohle	TWh	0,972	0,5097	0,447	0,2	0,25	0,458	0,4	0,38	0,315
Braunkohle	TWh	57,505	70,791	77,753	94,174	97,55	88,173	74,376	68,214	66,14
Kernenergie	TWh	0,464	2,74	11,889	12,739	12,281	5,309	0	0	0
Erdgas	TWh						2,595	2,477	2,367	2,728
Mineralöl	TWh	1,772	2,8145	1,221	0,58	1,1	1,346	1,496	1,268	1,001
Wasserkraft	TWh	1,251	1,27	1,658	1,758	1,567	1,336	1,465	1,622	1,686
Sonstige	TWh	5,686	6,3798	5,84	4,377	6,223	1,232	0,496	0,861	1,123
Saldo Austausch	TWh	0,4	0,683	1,465	0,162	0,887	1,814	-2,158	-1,487	-0,959
Bruttostromverbrauch	TWh	68,05	85,188	100,273	113,99	119,858	102,263	78,552	73,225	72,993
Leitungsverluste	TWh	4,716	5,586	6,654	7,773	8,031	6,776	6,273	5,647	5,185
... in % des BSV	%	6,930	6,557	6,636	6,819	6,700	6,626	7,986	7,712	7,198
KW-Eigenverbrauch	TWh	5,815	7,93	9,633	11,161	11,571	10,964	7,322	6,854	6,516
... in % der BSE	%	8,596	9,384	9,749	9,805	9,726	10,915	9,072	9,174	8,927
Pumpstromverbrauch	TWh	1,32	1,548	1,957	2,154	1,88	1,64	1,81	1,975	2,051
Nettostromverbrauch	TWh	56,199	70,124	82,029	92,902	98,376	82,883	63,147	58,749	58,282
Bruttoengpaßleistung	MW	11727	16211	19831	21944	23410	21358	21483	19375	18764
Höchstlast Netz	MW					17300	18000	12344	10549	10774
Ausnutzungsdauer	h					6506,4	4621,8	4519,1	5514,7	5469,9
NEPL/Höchstlast								1,358	1,513	
NSV Öff. Versorgung	TWh							55,329	52,527	
Ausnutzungsdauer d. NSV	h							4482,3	4979,3	

Tab. 4-2: Daten zur Entwicklung der Elektrizitätsversorgung in der DDR bzw. in den neuen Bundesländern der Bundesrepublik Deutschland

Neue technische Anforderungen aufgrund der vorgesehenen Teilnahme der VEAG am westeuropäischen Verbundbetrieb, gestiegene Umweltschutzanforderungen und neue betriebswirtschaftliche Anforderungen machten eine Neustrukturierung der Elektrizitätswirtschaft im Osten Deutschlands notwendig. Diese bringt umfangreiche Veränderungen mit sich. Etwa 8800 MW Braunkohlekraftwerksleistung gelten als nicht nachrüstbar und werden in Etappen stillgelegt, bei Bedarf gehen allerdings in einigen Fällen einige Blöcke in die Restnutzung. Hier werden durch die VEAG Ausnahmegenehmigungen für den Weiterbetrieb von Altanlagen gestellt, da zum 1. Juli 1996 in den neuen Bundesländern die Großfeuerungsanlagenverordnung in Kraft treten wird und damit auch dort die Emissionsgrenzwerte der Bundesrepublik gelten. Bis zu diesem Zeitpunkt müssen sanierungsfähige Anlagen auf den entsprechenden Standard gebracht werden. Nach gegenwärtiger Planung betrifft dies die bestehenden Wasserkraftanlagen sowie 4000 MW Braunkohlekraftwerksleistung in acht 500-MW-Blöcken, davon sechs in Jänschwalde und zwei in Boxberg.

Dazu kommen einige VEAG-Neubauplanungen auf der Basis von Braunkohle, u.a. 2 x 800 MW in Boxberg und als Gemeinschaftskraftwerk (VEAG-Anteil 65 %) mit der ESPAG 2 x 800 MW in Schwarze Pumpe. Die Inbetriebnahme war ursprünglich für 1997 vorgesehen, allerdings sind hier aufgrund der hinter den ursprünglichen Erwartungen zurückbleibenden Entwicklung des Stromver-

brauchs inzwischen Veränderungen vorgenommen worden. So wird in Boxberg der eine Block voraussichtlich erst 1999 in Betrieb genommen werden, der Neubau des zweiten Blocks ist auf unbestimmte Zeit verschoben. Die VEBA Kraftwerke Ruhr werden bis Ende 1995 in Schkopau ein Braunkohlekraftwerk für die Grundlastversorgung der BUNA AG mit Strom und Prozeßdampf sowie für die Bahnstromversorgung mit einer Leistung von 900 MW aus zwei Blöcken errichten. Für den Standort Lippendorf werden bis zu zwei 800-MW-Blöcke auf der Basis mitteldeutscher Braunkohle diskutiert.

Zusätzlich wird neue Leistung auf Steinkohlebasis entstehen. Ein 550-MW-Block mit Fernwärmeauskoppelung (max. 300 MW_{th}) wurde in Rostock im September 1994 in Betrieb genommen, weitere Projekte befinden sich in der Diskussion. Die VEAG beabsichtigt außerdem, bis zum Jahr 2000 den bereits zu DDR-Zeiten begonnenen Bau eines 1060-MW-Pumpspeicherwerkes in Goldisthal/Thüringen zu vollenden. Damit würde dann der Anteil von Pumpspeicher-, Speicher- und Laufwasserkraftwerken an der VEAG-Leistung mehr als 10 % betragen. Des Weiteren sind Aufträge für die Modernisierung oder den Neubau mehrerer kleinerer Einheiten erteilt worden.

Die Kernkraftwerksblöcke in Greifswald sind sicherheitsbedingt stillgelegt worden, die Kernkraftausbauplanungen der DDR-Führung wurden vollständig storniert. Am Standort Stendal, für den vier 1000-MW-KKW-Blöcke sowjetischer Bauart vorgesehen waren und wo bereits umfangreiche infrastrukturelle Bauten existieren, sind bis zu 1500 MW mit Import-Steinkohle befeuerter Kraftwerkskapazität in der Überlegung.

Die ostdeutschen Regional- und Kommunalversorger setzen bei ihren Zubauplanungen sehr stark auf den Energieträger Erdgas, viele Anlagen sind dabei als GuD-Kraftwerke ausgeführt. In Betrieb genommene sowie in Bau oder in der Endphase der Planung befindliche Anlagen sind u.a. Halle-Trotha (85 MW_{el} + 120 MW_{th}, Stadtwerke Halle und MEAG); Leipzig-Nord (184 MW_{el} + 180 MW_{th}); Dresden-Nossener Brücke (260 MW_{el} + 480 MW_{th}); Gera Nord (76 MW_{el} + 220 MW_{th}, Stadtwerke Gera) und Berlin-Mitte (380 MW_{el} + 380 MW_{th}, BEWAG).

Für die nähere Zukunft (voraussichtlich nicht vor Ende 1995) ist eine Einbindung des VEAG-Netzes in den deutschen Stromverbund und damit in die UCPTA vorgesehen. Voraussetzung dafür ist neben der Umrüstung der Kraftwerke der Bau von vier Verbunddoppelleitungen zwischen den Versorgungsgebieten der VEAG und der PreussenElektra bzw. des Bayernwerkes. Um die Regelanforderungen der DVG erfüllen zu können, wurden im Rahmen eines Ertüchtigungsprogrammes in 44 Blöcken ± 450 MW Primärregelleistung und weitere ± 450 MW in 20 Aggregaten für die Sekundärregelung verfügbar gemacht. Zudem steht zu Beherrschung des größten Blockausfalles eine Minutenreserve von rund 1000 MW zur Verfügung.

Die Struktur eines wenig diversifizierten Brennstoffeinsatzes in der Elektrizitätsversorgung in den neuen Ländern mit einer weiterhin starken Dominanz der Braunkohle und einer ausgeweiteten Nutzung von Erdgas ist aufgrund der langfristigen Kapitalbindung in der Elektrizitätswirtschaft mit diesen Entscheidungen für einen langen Zeitraum weitgehend festgeschrieben. Wesentliche Abweichungen sind nur bei grundlegenden politischen Entscheidungen oder bei massiven Veränderungen im Stromverbrauch zu erwarten.

4.3 Aktuelle elektrizitätswirtschaftliche Lage in Deutschland

Die Entwicklung von Stromverbrauch und Last wird vor allem von der wirtschaftlichen Situation und vom Klima beeinflusst. Die aktuelle Entwicklung ist gekennzeichnet durch den schon 1992 in Deutschland einsetzenden Konjunkturunbruch, der sich zu Beginn des Jahres 1993 noch verstärkte. Dabei flachte der Rückgang des realen Bruttoinlandsproduktes im Verlauf des Jahres immer weiter ab. Im Jahresdurchschnitt 1993 fiel das Bruttoinlandsprodukt in den alten Bundesländern um 1,9 %, während es in den neuen Bundesländern um 6,3 % anstieg. Vor allem durch die gesamtwirtschaftliche Rezession ging der Primärenergieverbrauch in Deutschland im Jahre 1993 um 1 % gegenüber dem Vorjahr zurück.

Der Stromverbrauch der öffentlichen Versorgung in den alten Bundesländern verringerte sich 1993 um 0,6 % auf 385 TWh. Entsprechend der konjunkturellen Entwicklung war der Verbrauchsrückgang vor allem im 1. Halbjahr festzustellen, während danach wieder ein leichter Anstieg zu verzeichnen war. Verstärkt wurde diese Entwicklung durch die milde Witterung im Frühjahr sowie den kühlen Herbst. In den neuen Bundesländern blieb der Stromverbrauch mit 58 TWh in der Summe gegenüber dem Vorjahr unverändert. Rückgänge im 1. Halbjahr und Zuwächse im 2. Halbjahr bestimmten diese Entwicklung. Für das gesamte Bundesgebiet ergab sich mit 443 TWh ein Rückgang des Stromverbrauchs um 0,5 % gegenüber 1992.

Die durch die DVG ermittelte Jahreshöchstlast 1993, gleichzeitig die Höchstlast des Winters 1993/94 in der öffentlichen Stromversorgung der alten Bundesländer, trat am 30. November 1993 um 17.30 Uhr mit 62,8 GW (inkl. Übertragungen für die Industrie von 0,5 GW) auf. Sie war damit um 0,5 % höher als 1992. (Die statistisch relevante Jahreshöchstlast wurde für den 17. Februar 1993 zu 61,8 GW ermittelt.) In den neuen Bundesländern wurde zu diesem Zeitpunkt eine Last von 9,9 GW festgestellt. Die mit den alten Bundesländern nicht zeitgleiche Jahreshöchstlast / Winterhöchstlast von 10,0 GW trat am 1. Dezember 1993 um 18.00 Uhr auf.

Literatur:

- [1] N.N.; „Die Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 1989. Statistischer Bericht des Referates Elektrizitätswirtschaft im Bundesministerium für Wirtschaft“; Elektrizitätswirtschaft 89(1990), Heft 21, S. 1111- 1195
- [2] Deutsche Verbundgesellschaft e.V.; Jahresbericht 1992, Heidelberg 1993
- [3] Deutsche Verbundgesellschaft e.V.; Jahresbericht 1993, Heidelberg 1994

5. Organisationsstrukturen in der deutschen Elektrizitätsversorgung

Die Elektrizitätsversorgung der Bundesrepublik Deutschland gliedert sich in die drei Teilbereiche öffentliche Elektrizitätsversorgung, industrielle Kraftwirtschaft sowie Elektrizitätsversorgung der Deutschen Bahnen. Im folgenden soll ausschließlich auf die öffentliche Stromversorgung eingegangen werden.

5.1 Die öffentliche Stromversorgung in Deutschland

Unternehmen der *öffentlichen Elektrizitätsversorgung* sind „ohne Rücksicht auf Rechtsformen und Eigentumsverhältnisse alle Unternehmen und Betriebe, die andere mit elektrischer Energie (...) versorgen oder Betriebe dieser Art verwalten. Unternehmen und Betriebe, welche nur teilweise oder im Nebenbetrieb öffentliche Elektrizitätsversorgung betreiben, gelten insoweit als Elektrizitätsversorgungsunternehmen.“ (§ 2 Abs. 2 Energiewirtschaftsgesetz) Die Begriffswahl öffentliche Elektrizitätsversorgung ist mißverständlich, da sie weder eine öffentlich-rechtliche noch eine hoheitliche Tätigkeit bezeichnet. Vielmehr ist die öffentliche Elektrizitätsversorgung überwiegend privatrechtlich organisiert. Die Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V. (VDEW) definiert öffentliche Elektrizitätsversorgung als „Beschaffung (Erzeugung und Bezug) und Bereitstellung (Übertragung und Verteilung) von Elektrizität über feste Leitungswege für jedermann durch Elektrizitätsversorgungsunternehmen. [1]“

Die Elektrizitätswirtschaft der Bundesrepublik Deutschland ist vielschichtig organisiert. Insgesamt existieren über 900 EVU, von denen 675 von der VDEW statistisch erfaßt sind. Diese 675 Unternehmen liefern über 99 Prozent des Stroms der öffentlichen Versorgung an die Kunden. Von den insgesamt 675 EVU besitzen 447 eigene Kraftwerke und liefern oder verteilen Strom; erzeugen 53 Strom, verfügen jedoch über kein eigenes Versorgungsgebiet; beschränken sich 228 auf die reine Stromverteilung [2].

Die EVU weisen hinsichtlich ihrer Größe, ihres Integrationsgrades und ihrer Versorgungsaufgaben erhebliche Unterschiede auf. Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) werden unterschieden nach Funktion und Eigentumsverhältnissen. Funktionen der EVU sind: Versorgung eines bestimmten örtlichen oder überörtlichen Gebietes (Versorgungsgebiet) mit Elektrizität, Belieferung anderer mit Elektrizität, Erzeugung und Bezug von Elektrizität (auch stromwirtschaftliche Zusammenarbeit mit anderen Elektrizitätserzeugern) sowie Verbundbetrieb. Eine Differenzierung nach den Versorgungsaufgaben führt zu drei Unternehmensgruppen:

Als *Verbundunternehmen* werden die EVU bezeichnet, die sich als Eigentümer und Betreiber von Erzeugungs- und Übertragungsanlagen auf höheren Netzebenen (Höchstspannungsnetz, Verbundnetz, grenzüberschreitende Kuppelleitungen) nennenswert an der Erhaltung der Zuverlässigkeit der großräumigen Elektrizitätsversorgung (Leistungs-Frequenz-Regelung, überregionale Reservevorhaltung) beteiligen und die den überregionalen Energieaustausch durchführen. Daneben treten die Verbund-EVU als wesentliche Belieferer der regionalen und lokalen Versorgungsunternehmen auf und versorgen in einigen Gebieten auch Letztverbraucher direkt. Insgesamt sind in Deutschland neun Verbund-EVU tätig, ihre Arbeitsbereiche decken zusammengenommen das Gesamtgebiet der Bundesrepublik ab. Zusammengeschlossen sind die Verbundunternehmen in der Deutschen Verbundgesellschaft (DVG).

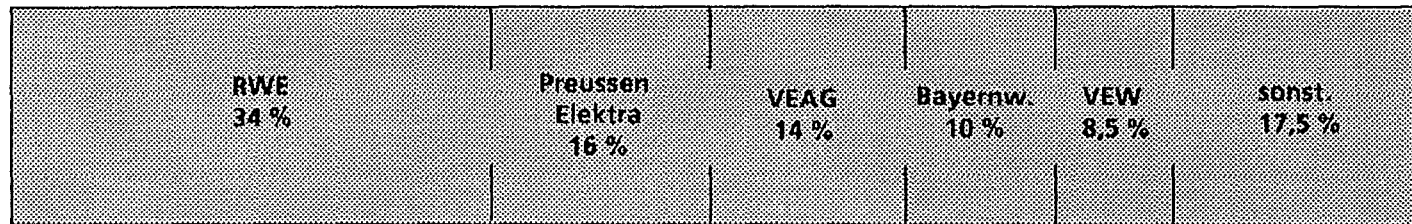
Nach der Art des Versorgungsgebietes wird unterschieden zwischen regionalen und lokalen EVU. *Regionale EVU* sind solche, deren Versorgungsgebiet die Fläche einer Vielzahl von Gemeinden umfaßt. Sie geben von Verbundunternehmen und anderen Unternehmen bezogene oder in eigenen Kraftwerken erzeugte Elektrizität an lokale EVU und auch an Letztabnehmer ab. Sie betreiben teils 110-kV-Hochspannungsnetze, meist ein Mittelspannungsnetz und eine - je nach Verbraucherstruktur - gewisse Anzahl von Niederspannungsnetzen. Insgesamt existieren in der Bundesrepublik rund 60 regionale EVU, die meisten davon sind in der Arbeitsgemeinschaft regionaler Energieversorgungsunternehmen e.V. (ARE) zusammengeschlossen. Als *lokale EVU* werden die EVU bezeichnet, deren Versorgungsgebiet die Fläche einer Gemeinde oder weniger Gemeinden ganz oder teilweise umfaßt. In Westdeutschland beliefern rund 850 lokale EVU - häufig im Querverbund mit anderen Versorgungsaufgaben wie Gas-, Fernwärme- oder Wasserlieferung - die Letztverbraucher mit Elektrizität, wobei die meisten Strom von vorgelagerten Unternehmen beziehen und nur noch reine Verteilerfunktionen wahrnehmen. Lediglich in Großstädten verfügen die lokalen EVU über eigene Kraftwerke oder Anteile an Gemeinschaftskraftwerken und über Hochspannungsleitungen.

In Ostdeutschland ist die zukünftige Zahl der lokalen EVU noch ungewiß, da die Auseinandersetzung über die Neuordnung der Elektrizitätsversorgung zu zeitlichen Verzögerungen bei der beabsichtigten Gründung von Stadtwerken geführt hat. Nach Stand Ende 1994 haben 147 Unternehmen einen Antrag auf Zulassung nach §5 EnWG (Aufnahme der Versorgung anderer mit Energie) gestellt, davon waren zu diesem Zeitpunkt 82 bereits genehmigt [3].

Die dreistufige Struktur der öffentlichen Versorgung führt zu einer Vielfalt von technischen, wirtschaftlichen und juristischen Verbindungen und Verflechtungen der EVU untereinander und der EVU mit den Stromabnehmern. Da die meisten EVU zum einen eigene wirtschaftliche Interessen verfolgen, zum anderen je nach Eigentumsverhältnissen und Organisationsformen unterschiedlich starken Einflußnahmen aus dem (besonders regional- und kommunal-)politischen Raum unterworfen sind, ist die Beschreibung der Branche mit "homogenen" Eigenschaften und Handlungsmustern nicht möglich.

Eine besondere Rolle in der Organisation der Elektrizitätsversorgung nehmen, wie bereits oben angegeben, die neun Verbundunternehmen ein. Sie kontrollieren (einschließlich ihrer Anteile an Tochter- und Beteiligungsunternehmen sowie vertraglich gesicherter Bezugsleistung) etwa drei Viertel der Nettoengpaßleistung und erzeugen - einschließlich der an sie liefernden Bergbauverbundunternehmen (VEBA Kraftwerke Ruhr, STEAG; Saarbergwerke) - mehr als 80 % der elektrischen Arbeit der öffentlichen Versorgung in Deutschland. Zudem befindet sich das 380-kV-/220-kV-Verbundnetz nahezu ausschließlich in ihrem Besitz. Sie beliefern regionale und lokale Versorger, mit denen sie häufig kapitalmäßig und durch langfristige Lieferverträge verbunden sind, sowie in nicht unbeträchtlichem Ausmaß auch Letztverbraucher direkt.

9 Verbundgesellschaften
(nutzbare Abgabe für das Inland 341 TWh)

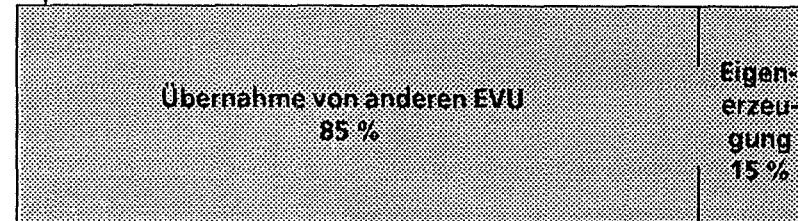


ca. 60 regionale Versorger
(nutzbare Abgabe 192 TWh)

129 TWh
(38 %)

50 TWh
(15 %)

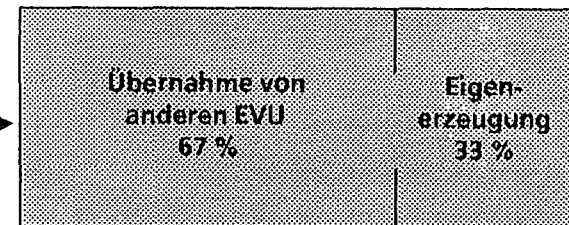
162 TWh (47 %)



ca. 850 kommunale Versorger
(nutzbare Abgabe 135 TWh)

151 TWh
(79 %)

41 TWh (21 %)



135 TWh
(100 %)

Endverbrauch
415 TWh

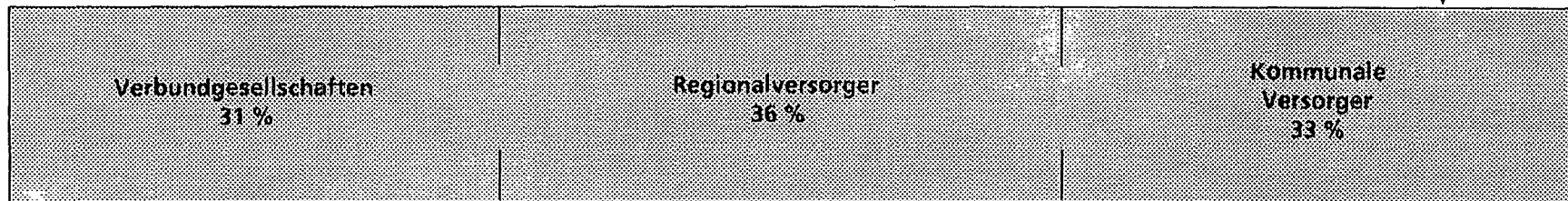


Bild 5-1: Lieferbeziehungen in der öffentlichen Stromversorgung der Bundesrepublik Deutschland 1992

Untersuchungen über die wirtschaftlichste Leistungsbereitstellung in der öffentlichen Versorgung haben ergeben, daß für eine optimale Auslegung ca. 50 % der gesamten erforderlichen Kraftwerksleistung in Grundleistungskraftwerken vorgehalten werden sollten, wo dann ca. 70 % der Arbeit erzeugt werden. Weitere 30 % der Kraftwerksleistung sind in Mittelleistungskraftwerken vorzuhalten. Die Struktur der westdeutschen öffentlichen Versorgung wird diesen Forderungen nicht vollständig gerecht: In Grundleistungskraftwerken (Laufwasser, Kernenergie, Braunkohle) werden derzeit ca. 42 % der installierten Leistung bereitgehalten und etwa 64 % der Arbeit erzeugt. Ein Teil der typischen Mittellastkraftwerke (Steinkohle) wird mit hohen Benutzungsdauern eingesetzt, um den Abnahmeverpflichtungen aus dem „Jahrhundertvertrag“ gerecht werden zu können.

	Bruttoengpaßleistung		Bruttoerzeugung		Ausnutzungsdauer
	in MW	in %	in GWh	in %	in h
alte Bundesländer					
Laufwasser	2617	2,9	14349	3,7	5483
Speicherwasser	243	0,3	635	0,2	2613
Pumpspeicher m. nat. Zufluß	1028	1,1	715	0,2	696
Pumpspeicher o. nat. Zufluß	2565	2,9	1803	0,5	703
Wasser gesamt	6453	7,2	17502	4,5	
Kernenergie	23714	26,5	152388	39,0	6426
Braunkohle	11009	12,3	77716	19,9	7059
Steinkohle	16417	18,4	79721	20,4	4856
Steinkohle-Mischfeuerung	9990	11,2	40646	10,4	4069
Heizöl	8392	9,4	3435	0,9	409
Erdgas	12750	14,3	17119	4,4	1343
Sonstige	727	0,8	2441	0,6	3358
Wärme gesamt	82999	92,8	373466	95,5	4500
Summe	89452	100,0	390968	100,0	4371
neue Bundesländer					
Laufwasser	25	0,2	62	0,1	2480
Speicherwasser	3	0,0	8	0,0	2667
Pumpspeicher m. nat. Zufluß	171	1,1	86	0,1	503
Pumpspeicher o. nat. Zufluß	1768	11,1	1505	2,5	851
Wasser gesamt	1967	12,4	1661	2,7	844
Kernenergie	0	0,0	0	0,0	
Braunkohle	12170	76,5	58051	94,9	4770
Steinkohle	22	0,1	61	0,1	2773
Steinkohle-Mischfeuerung	0	0,0	0	0,0	
Heizöl	837	5,3	540	0,9	645
Erdgas	905	5,7	834	1,4	922
Sonstige	0	0,0	0	0,0	
Wärme gesamt	13934	87,6	59486	97,3	4269
Summe	15901	100,0	61147	100,0	3845
Bundesrepublik gesamt					
Laufwasser	2642	2,5	14411	3,2	5455
Speicherwasser	246	0,2	643	0,1	2614
Pumpspeicher m. nat. Zufluß	1199	1,1	801	0,2	668
Pumpspeicher o. nat. Zufluß	4333	4,1	3308	0,7	763
Wasser gesamt	8420	8,0	19163	4,2	2276
Kernenergie	23714	22,5	152388	33,7	6426
Braunkohle	23179	22,0	135767	30,0	5857
Steinkohle	16439	15,6	79782	17,6	4853
Steinkohle-Mischfeuerung	9990	9,5	40646	9,0	4069
Heizöl	9229	8,8	3975	0,9	431
Erdgas	13655	13,0	17953	4,0	1315
Sonstige	727	0,7	2441	0,5	3358
Wärme gesamt	96933	92,0	432952	95,8	4467
Summe	105353	100,0	452115	100,0	4291

Tab. 5-1: Leistung und Arbeit in der öffentlichen Elektrizitätsversorgung, Bundesrepublik Deutschland 1993

5.2 Technische Strukturen der Elektrizitätsversorgung

Das System der elektrischen Energieversorgung besteht im wesentlichen aus den drei Komponenten Kraftwerke, Netze und den Verbraucher. Die Komponenten können als technische Einheit be-

trachtet werden, da sie elektrisch miteinander verbunden sind. Diese Kopplung und weitere System-eigenschaften führen zu einer direkten und engen Wechselwirkung der Komponenten. Verbrauchsänderungen seitens der Abnehmer wirken sofort auf die Netze und die Elektrizitätserzeugung zurück.

Die von den Verbrauchern angeforderte Last muß jederzeit von den **Kraftwerken** gedeckt werden können. Um die Stromerzeugung wirtschaftlich zu gestalten, erfolgt dies durch nach Einsatzweise und Ausnutzungsdauer unterschiedlich ausgelegte Kraftwerkstypen:

- *Grundleistungskraftwerke* werden mit möglichst hoher Ausnutzungsdauer (über 5000 Stunden im Jahr) betrieben. Sie sind gekennzeichnet durch niedrige Arbeitskosten (Betriebs- und Brennstoffkosten) bei oft hohen Festkosten. Typische Grundlastkraftwerke werden rund um die Uhr mit voller Leistung betrieben, lediglich nachts oder an Wochenenden kann eine Leistungsreduktion erfolgen. Abschaltungen werden nur bei Störungen oder für Revisionen vorgenommen. Grundleistungskraftwerke sollten einen möglichst hohen Wirkungsgrad der Gesamtanlage und eine hohe Verfügbarkeit aufweisen, weshalb zum einen zahlreiche Anlagenteile redundant ausgeführt werden, zum anderen häufig aufwendige wirkungsgradverbessernde Maßnahmen integriert werden, die nur bei hohen Ausnutzungsdauern wirtschaftlich sind. Unter den gegenwärtigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen in der Bundesrepublik Deutschland werden die niedrigsten Arbeitskosten mit Kernenergie und Braunkohle sowie - wo verfügbar - mit Wasserkraft erzielt. Darum werden in der Grundlast hauptsächlich Kernkraftwerke, Braunkohlen- und Laufwasserkraftwerke eingesetzt.
- *Mittelleistungskraftwerke* weisen mittlere Arbeitskosten auf und sind pro Jahr zwischen 1500 und 5000 Stunden in Betrieb. Sie sind ausgelegt für den Betrieb mit häufig wechselnder Leistung und für tägliches An- und Abfahren, so daß die in Zeiten geringen Stromverbrauchs am Netz verbleibenden Grundleistungskraftwerke möglichst effizient eingesetzt werden können. Im Winter werden Mittelleistungskraftwerke u.U. rund um die Uhr betrieben, im Sommer können sie auch länger stillgelegt werden. Im Mittelleistungsbereich werden in der Bundesrepublik vornehmlich ältere Steinkohlenkraftwerke mit kleineren Einheitenleistungen und zusätzlich neuere Steinkohlenkraftwerke mit an die Einsatzweise angepaßten Auslegungsmerkmalen (weiter Regelbereich der Leistung, hoher Automatisierungsgrad, verlustarme Regelung von Einzelaggregaten, eingeschränkte Redundanz, teilweiser Verzicht auf technisch aufwendige Maßnahmen zur Wirkungsgradsteigerung) eingesetzt.
- *Spitzenleistungskraftwerke* müssen die Anforderungen nach mehrmaligem An- und Abfahren pro Tag bei möglichst geringen Verlusten, kurzen Anfahrzeiten (Schnellstarteigenschaften) und hohen Leistungsänderungsgeschwindigkeiten erfüllen. Aufgrund ihrer Kostenstruktur, die durch hohe Arbeitskosten bei niedrigen Leistungskosten gekennzeichnet ist, sowie wegen ihres meist begrenzten Arbeitsvermögens werden Spitzenlastkraftwerke mit nur geringer Ausnutzungsdauer betrieben, jährlich liegt diese unter 1500 Stunden. Typische Beispiele sind Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke sowie reine Gasturbinenkraftwerke. Kondensationskraftwerke werden nur in Ausnahmefällen als Spitzenleistungskraftwerke gebaut.

Durch betriebliche Anforderungen können Abweichungen von der oben beschriebenen "reinen" Struktur auftreten. Dazu können unter anderem lokale Lastanforderungen, Ausfall hydroelektrischer Kapazitäten in trockenen Jahren, der Einsatz von Kraftwerksleistung in der Frequenz- oder Spannungskontrolle, vertragliche oder regulatorische Forderungen sowie Beschränkungen in der Kapazi-

tät von Übertragungsleitungen führen. Eine Übersicht über Charakteristika moderner Kraftwerkstypen gibt Tabelle 5-2.

		Gasturbine	Dampf-KW Braunkohle	Dampf-KW Steinkohle	GuD- Kraftwerk	Kern- kraftwerk	Pumpspei- cherwerk
Bruttoleistung	MW	200	800	550	600	1300	1000
Investitionskosten	Mio. DM	140	2.000	1.265	660	5.070	1.200
spezif. Investition	DM/kW _{netto}	700	2.500	2.300	1100	3.900	1.200
Bauzeit (ohne Planung und Genehmigung)	a	1,5	5	5	3	7	6
Anlagenwirkungsgrad	%	35	40	43	52	38 (Ansatz)	80
besonders geeignet für		Spitzenlast	Grundlast	Mittel- bis Grundlast	Mittel- bis Grundlast	Grundlast	Spitzenlast
Kaltstartzeit bis Vollast	h	0,25	5 ... 8	5 ... 8		30 ... 50	< 0,1
spezif. Energieverbrauch	kJ/kWh	10.300	9.000	8.400	7.200		4500

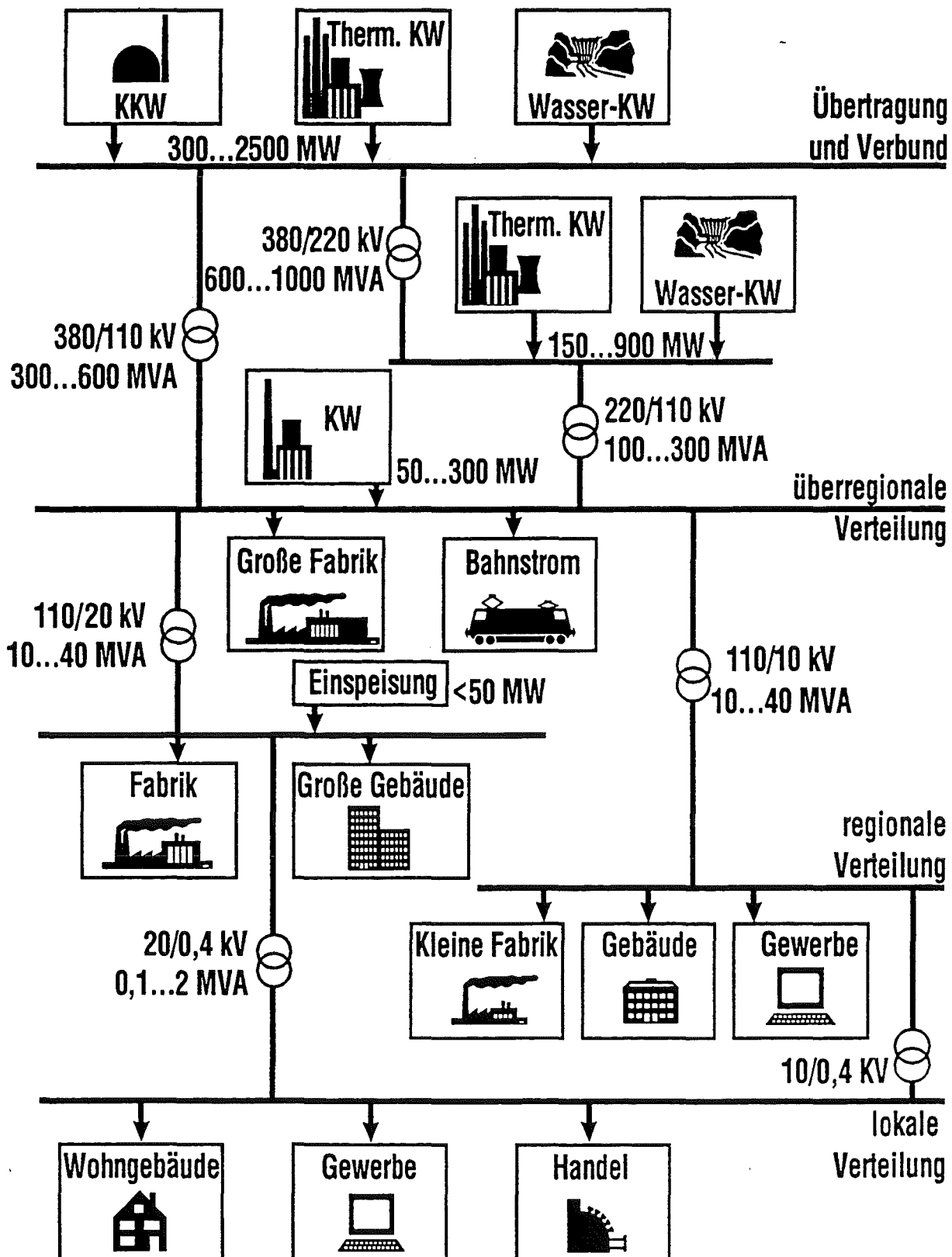
Tab. 5-2: Charakteristische Daten moderner Kraftwerkstypen

Die Versorgung mit elektrischer Energie erfolgt in der Regel über fest installierte flächendeckende **Netze**. Hochspannungsleitungen sind dabei wegen der stromabhängigen Verluste grundsätzlich wirtschaftlicher als Hochstromleitungen. Da die stromquadratabhängigen Verluste in den Leitern die spannungsquadratabhängigen Verluste im Dielektrikum übertreffen, werden Netze angenähert als Konstantspannungsnetze mit höchstzulässiger Spannung und variablem Strom betrieben. Verbraucher werden parallelgeschaltet mit Spannung versorgt. Für die Übertragung und Anwendung elektrischer Energie eignet sich Drehstrom am besten. Die Netzfrequenz beträgt in Europa 50 Hz, sie schwankt im ungestörten Zustand um weniger als $\pm 0,05$ Hz.

Netze der öffentlichen Versorgung operieren auf mehreren Spannungsebenen:

- das *Höchstspannungsnetz* mit den Spannungsebenen 380 kV und 220 kV dient als Verbundnetz dem überregionalen und internationalen Stromaustausch sowie der regionalen Übertragung der elektrischen Energie von großen Kraftwerken zu den nachgeordneten Netzen. In Einzelfällen werden auch Industriebetriebe mit sehr hohem elektrischen Leistungsbedarf bzw. stark schwankenden Lasten aus diesem Netz versorgt.
- dem Höchstspannungsnetz sind die *Hochspannungsnetze* mit Spannungen über 60 kV, meist 110 kV, unterlagert. Über sie erfolgt die Übertragung und die regionale Verteilung, die sogenannte Primärverteilung, in die Sekundärverteilungsnetze. In die Hochspannungsebene speisen kleinere und mittlere Kraftwerksblöcke ein, aus ihr werden Sondervertragskunden mit hohem Leistungsbedarf beliefert.
- die Sekundärverteilung erfolgt über die *Mittelspannungsnetze* mit Spannungen zwischen 1 kV und 60 kV, die gebräuchlichsten sind 10 kV und 20 kV. Die Mittelspannungsebene dient hauptsächlich zur Speisung der Ortsnetze und zur Versorgung der Mehrzahl der Sondervertragskunden.
- Kunden in Haushalt, Landwirtschaft, Gewerbe und ähnlichem werden durch die *Niederspannungs-Versorgungsnetze* mit Spannungen von 400 V oder 230 V beliefert.

Das System der elektrischen Energieversorgung



Die verschiedenen Spannungsebenen sind über Transformatoren miteinander verbunden. Das westdeutsche Verbundnetz ist gekennzeichnet durch eine hohe Vermaschung mit einem Abstand der Knoten von unter 100 km.

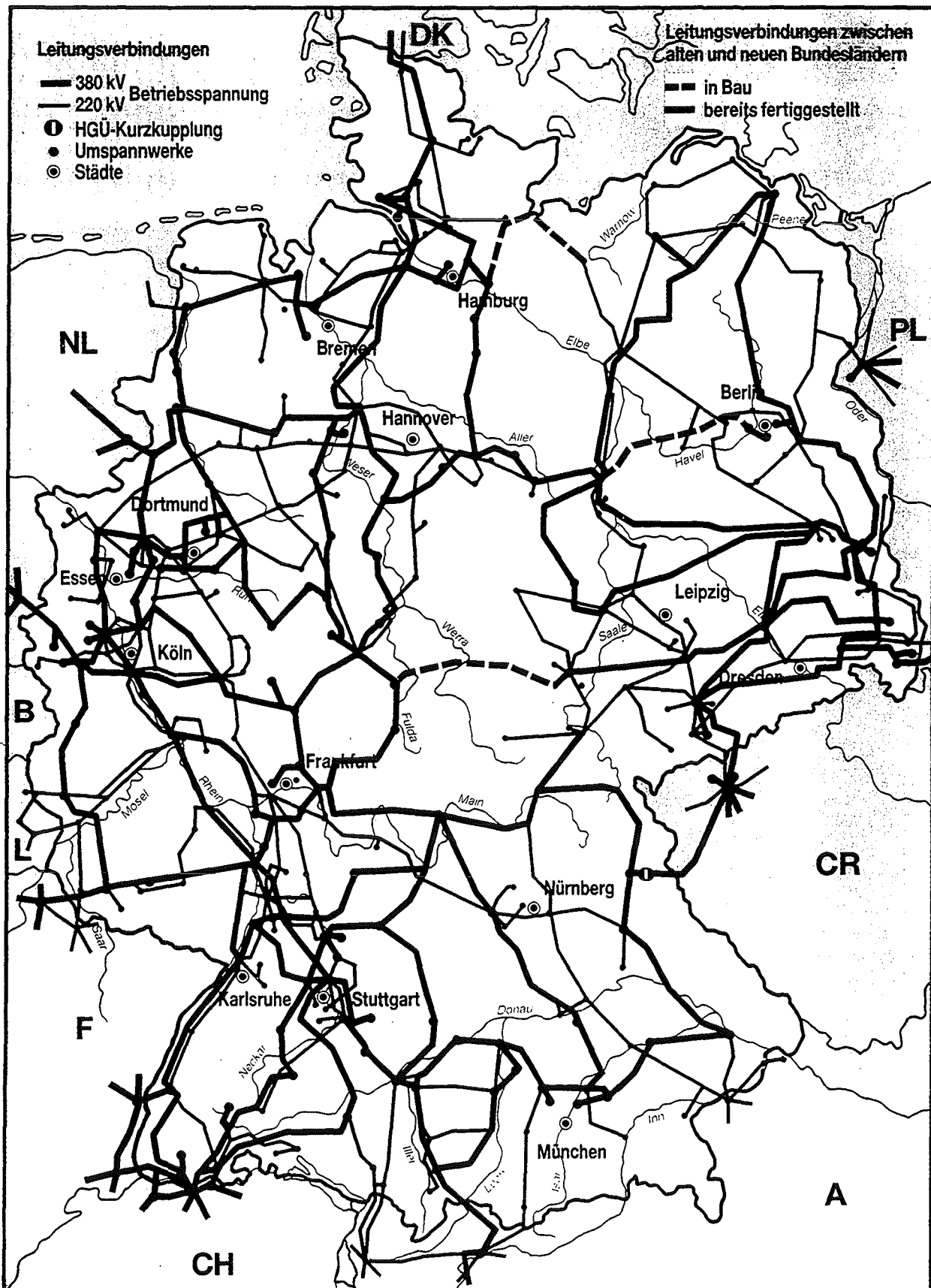


Bild 5-3: Deutsches Verbundnetz, Stand 1.1.1994 (Quelle: DVG)

Verschiedene Studien haben nachgewiesen, daß der Transport von Primärenergieträgern (mit Ausnahme der standortabhängigen Wasserkraft und der stark ballaststoffhaltigen Braunkohle) im allgemeinen günstiger ist als der Transport von Strom über längere Entfernungen. Aufgrund des seit Mitte der sechziger Jahre stattfindenden Rückgangs der Nutzung heimischer Kohle und des verstärkten Einsatzes von Erdgas und Kernenergie, aber auch Importkohle, wurde eine freiere Wahl der Kraftwerksstandorte möglich. Dies hat dazu geführt, daß die mittlere Übertragungsentfernung im deutschen Verbundnetz heute unter 100 km liegt. Daraus erklärt sich z.T. auch die im Vergleich mit anderen Elektrizitätsversorgungssystemen geringe maximale Spannungsebene von 380 kV. Der deutsche Verbund dient also weniger zum großräumigen Leistungstransport - und ist auch nicht dafür ausgelegt -; seine wichtigsten Beiträge liegen darin, möglichst sofort Reserveleistung und hinreichend Kurzschlußleistung bereitstellen zu können, um Frequenz und Spannung weitgehend konstant halten zu können sowie eine Optimierung der am Verbundbetrieb teilnehmenden Kraftwerksleistung zu gestatten.

Die Elektrizitätsversorgung der alten Bundesländer ist Bestandteil des westeuropäischen Verbundnetzes UCPTÉ (Union pour la Coordination de la Production et du Transport de l'Electricité).

Literatur:

- [1] VDEW (Hrsg.); „Begriffsbestimmungen in der Energiewirtschaft Band 1: Elektrizitätswirtschaftliche Grundbegriffe“, 6. Ausgabe, VDEW Frankfurt 1990
- [2] VDEW-Statistik 1992
- [3] Energie-Spektrum 11/94, S. 21

6. Zukünftige Entwicklung des Elektrizitätsverbrauchs und der Elektrizitätswirtschaftlichen Strukturen in der Bundesrepublik Deutschland

6.1 Zur Zuverlässigkeit von Energieverbrauchsprognosen

Die Zuverlässigkeit von Prognosen zur Entwicklung von energiewirtschaftlichen Parametern und ihre Eignung als Entscheidungshilfen für die Energiepolitik und die Energiewirtschaft sind umstritten. Erfolgskontrollen von Energieprognosen (bezogen auf den Primärenergieverbrauch) haben gezeigt, daß diese mit großen Unsicherheiten behaftet sind. „Ein prozentualer Schätzfehler von unter 10 % muß bei einer mehrjährigen Prognose daher in der Regel schon als Erfolg gelten. [1]“

Als wichtige objektive und subjektive Fehlerquellen werden diskutiert:

- Neigung zur linearen Extrapolation von Trends aus der Vergangenheit
- vergleichsweise unsichere Basisannahmen über wirtschaftliche Rahmendaten
- nicht hinreichend prognostizierbare innen- und außenpolitische Ereignisse (vor allem politische Entwicklungen mit Auswirkungen auf den Energiesektor, z.B. Ölpreissteigerungen infolge des Golf-Krieges)
- falsche Bewertung von kurz- und mittelfristigen Anpassungsprozessen durch die Wirtschaft
- mangelnde Kenntnis von Preiselastizitäten und Substitutionshandlungen
- implizite Integration von Wert- und Wunschvorstellungen des Prognoseteams in die Prognose
- Vernachlässigung des Einflusses von Prognosen auf das gesellschaftliche Handeln (als Extreme „self-fulfilling oder self-destroying prophecy“)

Diese Schwierigkeiten vergrößern den Prognosefehler um so mehr,

- je länger der Prognosezeitraum ist
- je ausgedehnter das Gebiet ist, für das die Prognose gelten soll,
- je höher aggregiert der jeweilige energiewirtschaftliche Parameter ist.

Für eine Analyse die möglichen Auswirkungen eines verbreiteten Einsatzes von Speichern auf die Elektrizitätsversorgung wären insbesondere Stromverbrauch und Leistungsbedarf für einen Zeithorizont von mindestens 15 Jahren zu betrachten. Allerdings ist eine „exakte“ Prognose hierbei ohnehin nicht von großer Bedeutung. Sowohl der Zeitpunkt der möglichen Einführung großer SMES-Anlagen als auch die Verbrauchsprognose selbst sind mit erheblichen Unsicherheiten behaftet, daraus resultierende Aussagen unter Angabe eines Zeitpunktes also weitgehend spekulativ. Darum soll in dieser Arbeit auf eine eigene Prognose verzichtet werden. Für die detaillierten Untersuchungen werden wir dann zeitpunktunabhängige Szenarien vorstellen, die nur Bezug auf eine Erzeugungs- und Verbrauchssituation nehmen, nicht aber den genauen Eintrittszeitpunkt benennen.

Zur Orientierung sollen aber dennoch synoptisch einige aktuelle Prognosen für die Verbrauchsentwicklung in der Elektrizitätsversorgung angegeben werden.

6.2 Die Studie der PROGNOSE AG „Energiebericht 2010 - Die energiewirtschaftliche Entwicklung in Deutschland“ aus dem Jahr 1992 für Gesamtdeutschland

Die mit Abstand am detailliertesten ausgeführte aktuelle Prognose für die energiewirtschaftliche Entwicklung für das vereinigte Deutschland hat die Prognos AG Basel im Auftrag des Bundes-

ministeriums für Wirtschaft erstellt [2]. Nachfolgende Darlegungen basieren weitgehend auf den Grundannahmen und der Methodik dieser Arbeit. Für Westdeutschland wurden die Annahmen von Prognos übernommen, einige Punkte sind jedoch durch uns detailliert oder aktualisiert worden.

Für das Bruttoinlandsprodukt (BIP) wird für die alten Bundesländer für den Zeitraum von 1989 bis 2010 eine Steigerung von im Mittel rund 2,4 % p.a. vorausgesetzt. In den neuen Bundesländern wird nach dem Szenario ein selbsttragender dynamischer Aufschwung angenommen, im Jahr 2000 soll das BIP pro Kopf in den neuen Ländern etwa 65 % und in 2010 rund 87 % des Niveaus der alten Bundesländer erreicht haben. Diese Annahme scheint in Anbetracht der Schwierigkeit der Aufgabe und vor dem Hintergrund der gegenwärtigen wirtschaftlichen Situation in Deutschland relativ optimistisch. Auf der Basis dieser Annahmen ergibt sich für das vereinigte Deutschland folgendes Bild: Das BIP (zu Preisen von 1990) wird bis Mitte der neunziger Jahre um durchschnittlich 2,5 % p.a. wachsen, aufgrund des angenommenen Aufholprozesses in den neuen Ländern wird sich das Wachstum in der zweiten Hälfte der neunziger Jahre auf 3,5 % p.a. beschleunigen. Nach 2000 wird das Wachstum auf hohem Niveau bleiben (2,9 % p.a.) und erst ab 2005 mit 2,4 % p.a. wieder auf einen mittleren Pfad einschwenken.

Die Bruttostromerzeugung in Gesamtdeutschland wird von 1989 bis 2000 um 13,9 % (\cong 1,2 % p.a.) und von 2000 bis 2010 um 3,3 % (\cong 0,32 % p.a.) wachsen, der Bruttostromverbrauch von 1989 bis 2000 um 15,1 % (\cong 1,28 % p.a.) und von 2000 bis 2010 um 7,7 % (\cong 0,74 % p.a.) steigen. Für den Endenergieverbrauch an Strom wird ein Wachstum von 16,7 % von 1989 bis 2000 (\cong 1,41 % p.a.) und von 8,5 % von 2000 bis 2010 (\cong 0,82 % p.a.) angegeben.

Die angenommenen Entwicklungen sind in den drei nachstehenden Tabellen sowohl für West- und Ostdeutschland getrennt als auch für Gesamtdeutschland zusammengefaßt.

Für die *alten Bundesländer* wird ein Zuwachs des Bruttostromverbrauchs bis 2000 von etwa 15 %, zwischen 2000 und 2010 von fast 8 % unterstellt. Die Auslastung der Kraftwerkskapazität wird bis 2010 weitgehend konstant bleiben. Bei der industriellen Stromnachfrage wird der Anteil der grundlastorientierten Grundstoff- und Produktionsgüterindustrien geringfügig zurückgehen, der Anteil der bevorzugt im Mittellastbereich arbeitenden Investitions- und Verbrauchsgüterindustrien hingegen wachsen.

Die Nachfrage des Kleinverbraucher, die deutlich der Mittellast zuzuordnen sind, wird vergleichsweise stark zunehmen. Diese Entwicklung wird tendenziell kompensiert werden durch eine langfristig zu erwartende Orientierung der Strompreise an der Lastsituation, durch eine mögliche Einführung von Elektroautos und eventuell - nach Maßgabe neuer Nachtäler - durch einen Ausbau von rundsteuerbaren Elektrowärmeanwendungen. Die Netzhöchstlast wird sich - von heute etwa 62.000 MW auf etwa 75.000 MW erhöhen.

Für die Zusammensetzung des Kraftwerksparks wird davon ausgegangen, daß

- das wirtschaftlich nutzbare Potential an Wasserkraft weitgehend ausgeschöpft ist und nur geringfügige Zubauten sowie Leistungserhöhung bei Modernisierungsmaßnahmen an existierenden Einheiten realisiert werden;
- im Kernkraftwerksbereich aufgrund des fehlenden politischen Konsenses keine Leistungszuwächse zu erwarten sind. Die hier als konstant angenommene KKW-Leistung bedeutet aber auch, daß einige Neubauten als Ersatz für veraltete KKW notwendig werden könnten.

- mit dem Beschluß über die Erschließung der Braunkohlevorkommen in Garzweiler II. die Braunkohleverstromung langfristig auf dem gegenwärtigen Niveau gehalten wird;
- für die vorhandenen - und derzeit häufig in die Kaltreserve überstellten - Ölkraftwerke kein Ersatz auf Ölbasis geschaffen wird, was langfristig einem Kapazitätsrückgang gleichkommt;
- notwendige Zubauten hauptsächlich auf Steinkohle- und Erdgasbasis, in geringerem Maße auch bei sonstigen (v.a. Müll) verwirklicht werden.

In den *neuen Bundesländern* ist der Stromverbrauch 1992 - bedingt vor allem durch den Rückgang der industriellen Produktion nach der Herstellung der Einheit Deutschlands - auf weniger als zwei Drittel des Wertes von 1989 zurückgegangen. Dieser Abwärtstrend wird bis Mitte der neunziger Jahre gestoppt werden, danach wird der Verbrauch wieder kontinuierlich ansteigen und -hier weitgehende wirtschaftliche Erholung vorausgesetzt - um 2010 wieder etwa 90 % des Ausgangswertes von 1989 erreicht haben.

Die Lastganglinie wird - u.a. aufgrund des Rückganges der Grundstoffindustrien und dem geringeren Anteil an elektrischen Direktheizungen - stärker von der Mittellast geprägt als die in den alten Bundesländern. Die derzeit geringe jährliche Ausnutzungsdauer der Netzhöchstlast wird bis 2010 wieder steigen, die Netzhöchstlast selbst in 2010 etwa 14.400 MW erreichen.

Die Zusammensetzung des Kraftwerksparks wird - im Ergebnis der Investitionsentscheidungen der VEAG sowie als Konsequenz aus den Privatisierungsverträgen mit der Treuhand - weiterhin stark durch die Braunkohle geprägt. Die Stilllegung der bis 1990 betriebenen Kernkraftwerke wird als endgültig angenommen, die Nachrüstung der begonnenen Kernkraftwerkszubauten erscheint aufgrund der technischen und wirtschaftlichen Risiken als eher unwahrscheinlich. Aus unserer Sicht werden bis 2010 keine Zubauten an KKW-Kapazität erwartet. (Importierte) Steinkohle wird an einigen küstennahen bzw. transportgünstigen Standorten an Attraktivität gewinnen. Für Erdgas wird ebenfalls ein nennenswerter Beitrag zur Deckung des Bedarfes erwartet.

	Realdaten			Prognose			
	1990	1991	1992	1995	2000	2005	2010
Arbeitsbilanz in TWh							
Bruttostromerzeugung aus:							
Steinkohle	140,544	149,423	141,514	156,657	166,634	169,047	171,361
Braunkohle	82,59	83,987	86,312	81,640	83,176	83,663	83,791
Kernenergie	147,159	147,429	158,804	149,978	148,317	149,183	149,413
Erdgas	35,909	33,772	30,623	48,219	61,842	66,857	71,035
Heizöl	9,752	12,112	10,732	8,396	7,792	6,191	5,375
Wasserkraft	18,366	16,995	19,493	23,426	24,809	25,031	25,031
Sonstige	15,174	14,963	14,944	8,759	9,843	11,369	12,934
Summe Bruttostromerzeugung	449,494	458,681	462,422	477,075	502,413	511,341	518,940
Austauschsaldo	-1,026	1,583	-3,833	3,600	5,175	16,600	27,550
Bruttostromverbrauch	448,468	460,264	458,589	480,675	507,588	527,941	546,490
Leitungsverluste	16,479	15,439	15,144	15,382	15,974	16,548	16,996
... in % des BSV	3,675	3,354	3,302	3,200	3,147	3,134	3,110
Kraftwerkseigenverbrauch	30,463	31,734	31,831	31,487	33,637	34,794	35,568
... in % der BSE	6,777	6,919	6,884	6,600	6,695	6,804	6,854
Pumpstromverbrauch	3,340	3,353	3,154	3,300	3,300	3,300	3,300
Nettostromverbrauch	398,186	409,738	408,460	430,506	454,677	473,299	490,626
Bruttoengpaßleistung in MW							
Steinkohle	33493	33678	32958	35077	35994	36830	37067
Braunkohle	12342	12511	12217	12286	12286	12286	12286
Kernenergie	23627	23747	23812	22570	21908	21908	21908
Erdgas	16479	16437	16515	16320	16830	17690	18059
Heizöl	9659	9903	9872	9077	8378	6657	5780
Wasser	6882	6908	6951	7475	7743	7793	7793
Sonstiges	1169	1288	1175	1674	2301	2924	3670
Summe Bruttoengpaßleistung	103651	104472	103500	104479	105440	106088	106563
Ausnutzungsdauer in Stunden							
Steinkohle	4196	4437	4294	4466	4629	4590	4623
Braunkohle	6692	6713	7065	6645	6770	6810	6820
Kernenergie	6228	6208	6669	6645	6770	6810	6820
Erdgas	2179	2055	1854	2955	3675	3779	3933
Heizöl	1010	1223	1087	925	930	930	930
Wasserkraft	2669	2460	2804	3134	3204	3212	3212
Sonstige	12980	11617	12718	5232	4278	3888	3524
Mittelwert Ausnutzungsdauer	4337	4390	4468	4566	4765	4820	4870

Tab. 6-1: Prognose der elektrizitätswirtschaftlichen Entwicklung für die alten Bundesländer der Bundesrepublik Deutschland bis 2010

		Realdaten		Prognose			
		1991	1992	1995	2000	2005	2010
Bruttostromerzeugung (BSE)	GWh	458681	462422	477075	502413	511341	518940
davon:							
öffentl. Versorgung	GWh	394954	399622	413075	438413	447341	454940
industrielle Erzeugung	GWh	63727	62800	64000	64000	64000	64000
industrieller Verbrauch	GWh	39727	40221	44000	44000	44000	44000
Netzeinspeisung	GWh	24000	22579	20000	20000	20000	20000
BSE für das öffentl. Netz	GWh	418954	422201	433075	458413	467341	474940
Bruttoengpaßleistung	MW	94097	93751	93907	94867	95516	95991
davon:							
industrielle Übergabeleistung netto	MW	3946	4085	4140	4140	4140	4140
Bruttoleistung öffentl. Versorgung	MW	90151	89666	89767	90727	91376	91851
Nettoengpaßleistung (NEPL):	MW	92740	92511	93872	95118	98155	100917
davon:							
öffentl. Versorgung	MW	84994	84586	84685	85431	85880	86164
industrielle Übergabeleistung	MW	3946	4085	4140	4140	4140	4140
NEPL Inland	MW	88940	88671	88825	89571	90020	90304
im Ausland gesicherte Leistung	MW	3800	3840	5047	5547	8135	10613
Eigenverbrauch aller KW	GWh	31734	31831	31487	33637	34794	35568
Eigenverbrauch KW Öff. Versorg.	GWh	27646	27766	27291	29154	30157	30829
Pumpstromverbrauch	GWh	3353	3154	3300	3300	3300	3300
Ausland Saldo	GWh	1583	-3833	3600	5175	16600	27550
Netzeinspeisung	GWh	389538	387448	406084	431134	450484	468361
Höchstlast Netz	MW	61917	62455	64458	68434	71505	74343
Ausnutzungsdauer der Höchstlast	h	6291,3	6203,6	6300,0	6300,0	6300,0	6300,0
NEPL/Höchstlast		1,498	1,481	1,456	1,390	1,373	1,357

Tab. 6-2: Prognose der elektrizitätswirtschaftlichen Entwicklung für die alten Bundesländer der Bundesrepublik Deutschland bis 2010

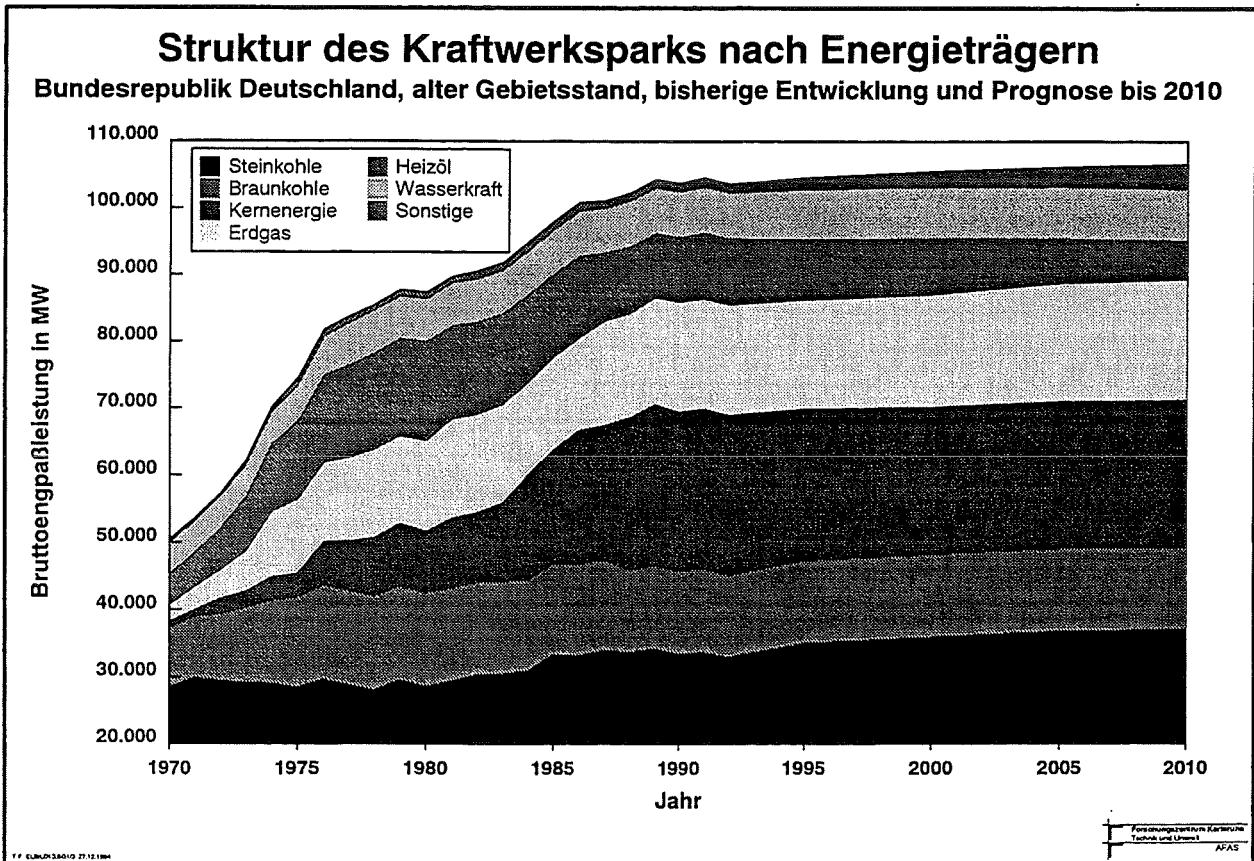


Bild 6-1: Prognose der Kraftwerksleistung in den alten Bundesländern bis 2010

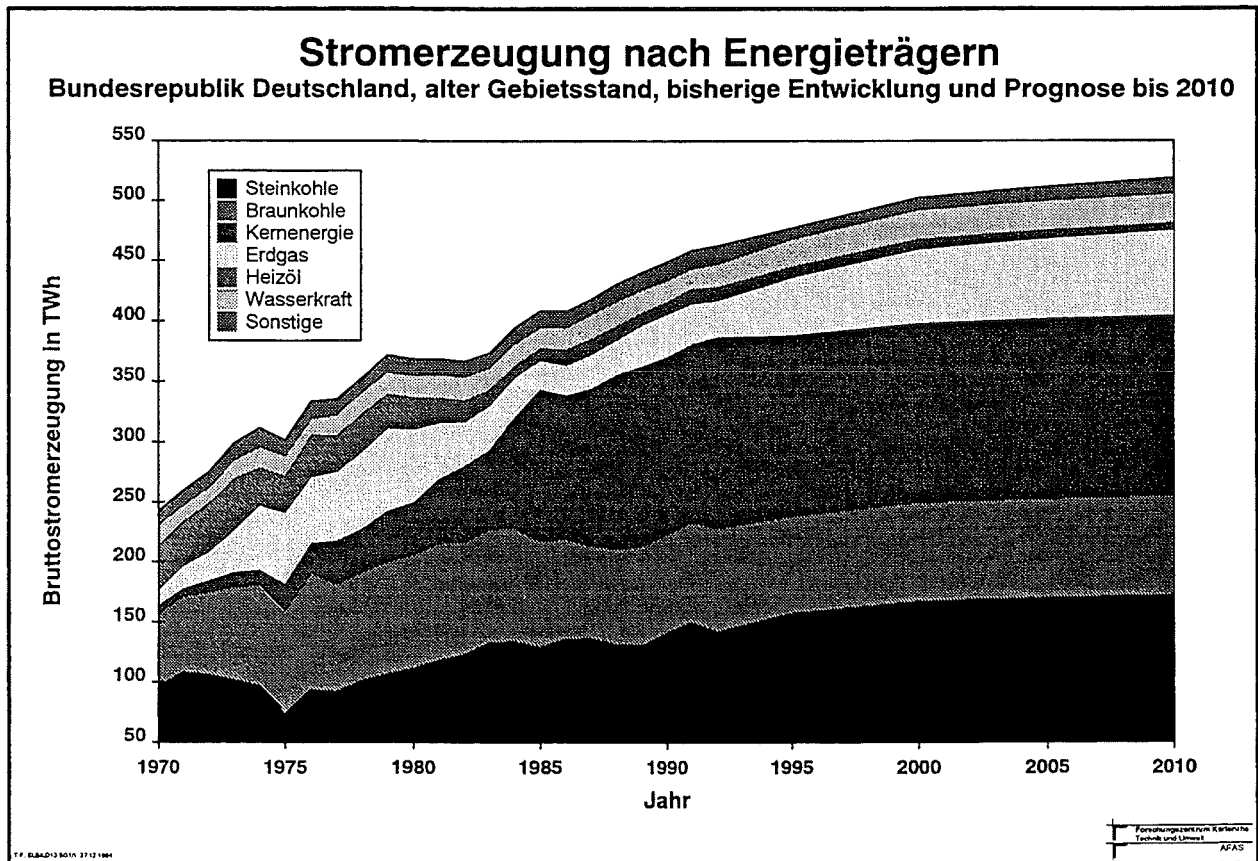


Bild 6-2: Prognose der Bruttostromerzeugung in den alten Bundesländern bis 2010

	Realdaten			Prognose			
	1990	1991	1992	1995	2000	2005	2010
Arbeitsbilanz in TWh							
Bruttostromerzeugung aus:							
Steinkohle	0,3	0,4	0,38	2,25	14,775	21,504	25,454
Braunkohle	88,272	74,376	68,214	63,431	54,526	58,22	63,904
Kernenergie	5,309	0	0	0	0	0	0
Erdgas	2,595	2,477	2,367	3,149	8,401	11,998	13,202
Mineralöl	1,05	1,496	1,268	0,312	0,4	0,48	0,48
Wasserkraft	1,346	1,465	1,622	1,555	1,585	1,63	1,69
Sonstige	1,508	0,496	0,861	1,299	1,622	1,893	2,241
Summe Bruttostromerzeugung	100,38	80,71	74,712	71,996	81,309	95,725	106,971
Austauschsaldo	1,814	-2,158	-1,487	1,82	4,125	2,5	1,25
Bruttostromverbrauch	102,194	78,552	73,225	73,816	85,434	98,225	108,221
Leitungsverluste	6,776	6,273	5,647	3,691	3,845	3,929	4,329
... in % des BSV	6,631	7,986	7,712	5,000	4,501	4,000	4,000
Kraftwerkseigenverbrauch	10,964	7,322	6,854	6,480	6,423	7,371	7,916
... in % der BSE	10,922	9,072	9,174	9	7,9	7,7	7,4
Pumpstromverbrauch	1,64	1,81	1,975	1,880	1,880	1,880	1,880
Nettostromverbrauch	82,814	63,147	58,749	61,765	73,286	85,045	94,096
Bruttoengpaßleistung in MW							
Steinkohle	19	501	710	577	3350	4650	5450
Braunkohle	17007	17022	14769	12500	8200	8200	9000
Kernenergie	0	0	0	0	0	0	0
Erdgas	1335	1567	1597	1500	3000	4000	4400
Heizöl	390	543	416	390	500	600	600
Wasser	1838	1832	1740	1843	1853	1868	1888
Sonstiges	769	18	143	477	577	703	855
Summe Bruttoengpaßleistung	21358	21483	19375	17287	17480	20021	22193
Ausnutzungsdauer in Stunden							
Steinkohle	15789	798	535	3899	4410	4625	4670
Braunkohle	5190	4369	4619	5074	6650	7100	7100
Erdgas	1944	1581	1482	2099	2800	3000	3000
Heizöl	2692	2755	3048	800	800	800	800
Wasserkraft	732	800	932	844	855	873	895
Sonstige	1961	27556	6021	2723	2811	2693	2621
Mittelwert Ausnutzungsdauer	4700	3757	3856	4165	4652	4781	4820

Tab. 6-3: Prognose der elektrizitätswirtschaftlichen Entwicklung für die neuen Bundesländer der Bundesrepublik Deutschland bis 2010

		Realdaten		Prognose			
		1991	1992	1995	2000	2005	2010
Bruttostromerzeugung	GWh	80710	74712	71996	81309	95725	106971
davon:							
öffentl. Versorgung	GWh	64137	61308	57596	66809	81125	92271
industrielle Erzeugung	GWh	16573	13404	14400	14500	14600	14700
industrieller Verbrauch	GWh	9322	7441	8400	8500	8600	8700
Netzeinspeisung	GWh	7251	5963	6000	6000	6000	6000
BSE für das öffentl. Netz	GWh	71388	67271	63596	72809	87125	98271
Bruttoengpaßleistung	MW	17933	17105	15087	15280	17821	19993
davon:							
industrielle Übergabeleistung netto	MW	366	1138	1200	1200	1200	1200
Bruttoleistung öffentl. Versorgung	MW	17567	15967	13887	14080	16621	18793
Nettoengpaßleistung:	MW	16767	16138	15935	18462	19257	20097
davon:							
öffentl. Versorgung	MW	16121	14750	12915	13137	15557	17647
industrielle Übergabeleistung	MW	366	1138	1200	1200	1200	1200
NEPL Inland	MW	16487	15888	14115	14337	16757	18847
im Ausland gesicherte Leistung	MW	280	250	1820	4125	2500	1250
Eigenverbrauch aller KW	GWh	7322	6854	6480	6477	7423	7966
Eigenverbrauch KW Öff. Versorg.	GWh	5818	5635	5184	5322	6291	6871
Pumpstromverbrauch	GWh	1810	1975	1880	1880	1880	1880
Ausland Saldo	GWh	-2158	-1487	1820	4125	2500	1250
Netzeinspeisung	GWh	61602	58174	58352	69732	81454	90770
Höchstlast Netz	MW	13321	10549	9725	11431	13138	14408
Ausnutzungsdauer der Höchstlast	h	4624,4	5514,6	6000,0	6100,0	6200,0	6300,0
NEPL/Höchstlast		1,259	1,530	1,638	1,615	1,466	1,395

Tab. 6-4: Prognose der elektrizitätswirtschaftlichen Entwicklung für die neuen Bundesländer der Bundesrepublik Deutschland bis 2010

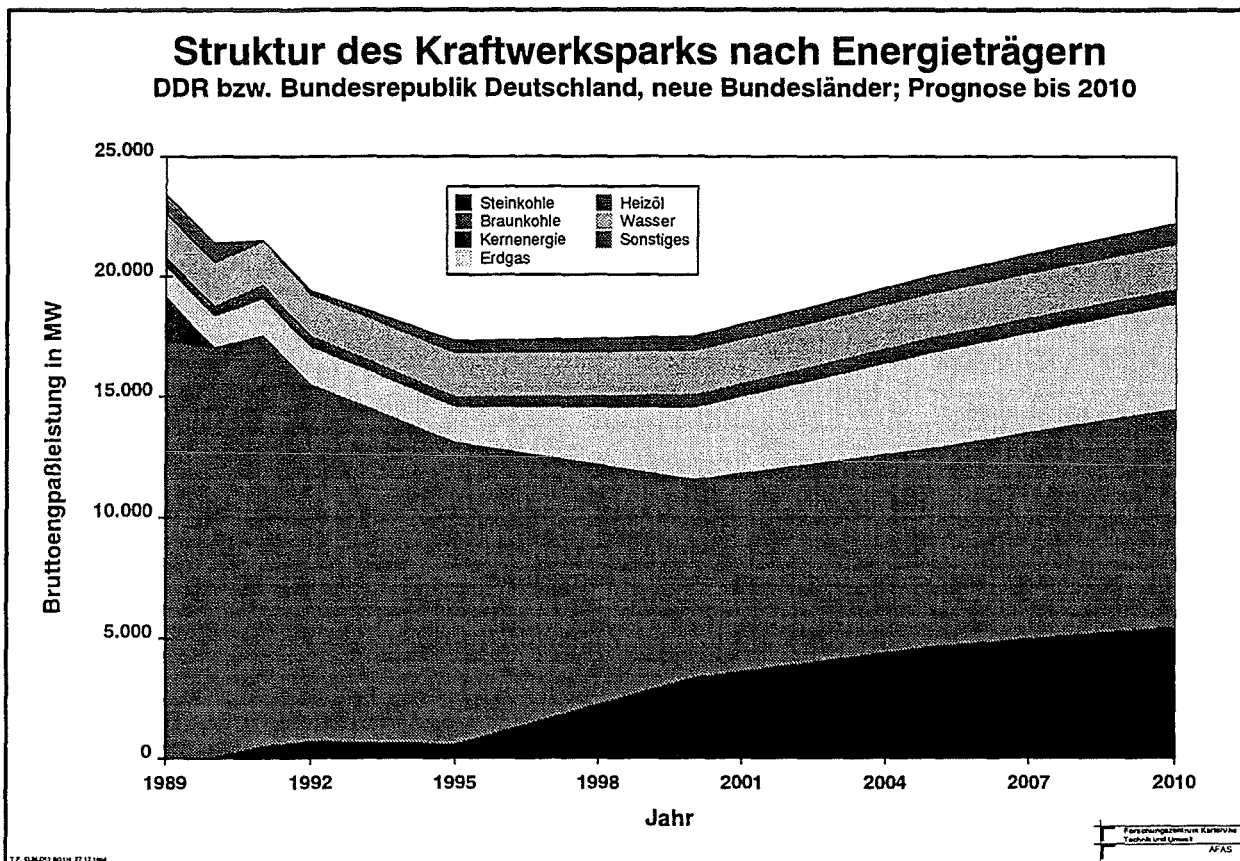


Bild 6-3: Prognose der Kraftwerksleistung in den neuen Bundesländern bis 2010

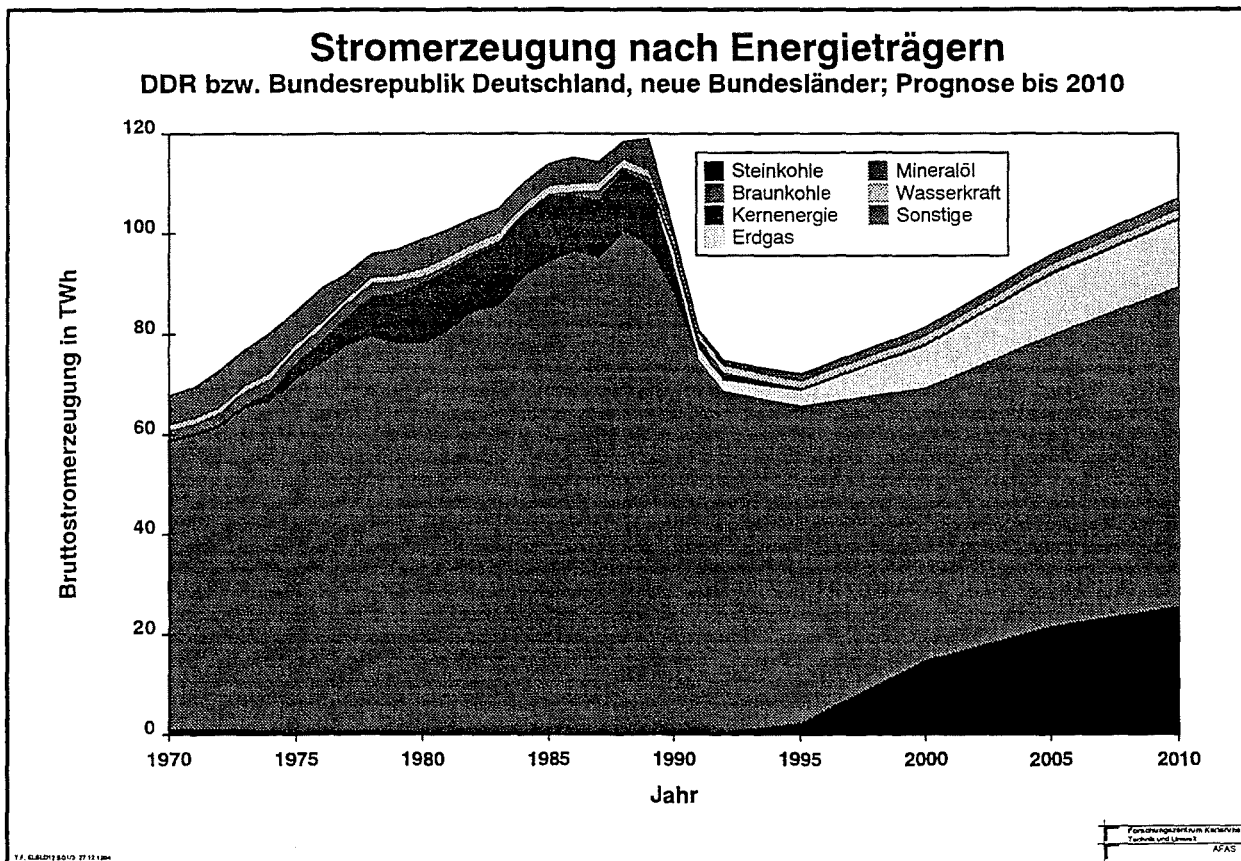


Bild 6-4: Prognose der Bruttostromerzeugung in den neuen Bundesländern bis 2010

	Realdaten		Prognose			
	1991	1992	1995	2000	2005	2010
Arbeitsbilanz in TWh						
Bruttostromerzeugung aus:						
Steinkohle	149,823	141,894	158,907	181,409	190,551	196,815
Braunkohle	158,363	154,526	145,071	137,702	141,883	147,695
Kernenergie	147,429	158,804	149,978	148,317	149,183	149,413
Erdgas	36,249	32,99	51,368	70,243	78,855	84,237
Mineralöl	13,608	12	8,708	8,192	6,671	5,855
Wasserkraft	18,46	21,115	24,981	26,394	26,661	26,721
Sonstige	15,459	15,805	10,058	11,465	13,262	15,175
Summe Bruttostromerzeugung	539,391	537,134	549,071	583,722	607,066	625,911
Saldo Stromaustausch	-0,575	-5,320	5,420	9,300	19,100	28,800
Bruttostromverbrauch	538,816	531,814	554,491	593,022	626,166	654,711
Leistungsverluste	21,712	20,791	19,073	19,819	20,477	21,325
... in % des BSV	4,030	3,909	3,440	3,342	3,270	3,257
Kraftwerkseigenverbrauch	39,056	38,685	37,967	40,114	42,217	43,534
... in % der BSE	7,241	7,202	6,915	6,872	6,954	6,955
Pumpstromverbrauch	5,163	5,129	5,180	5,180	5,180	5,180
Summe Nettostromverbrauch	472,885	467,209	492,271	527,909	558,292	584,672
Bruttoengpaßleistung in MW						
Steinkohle	34179	33668	35654	39344	41480	42517
Braunkohle	29533	26986	24786	20486	20486	21286
Kernenergie	23747	23812	22570	21908	21908	21908
Erdgas	18004	18112	17820	19830	21690	22459
Heizöl	10446	10288	9467	8878	7257	6380
Wasser	8740	8691	9318	9596	9661	9681
Sonstiges	1306	1318	2151	2878	3627	4525
Summe Bruttoengpaßleistung	125955	122875	121766	122920	126109	128756
Ausnutzungsdauer in Stunden						
Steinkohle	4383	4215	4457	4611	4594	4629
Braunkohle	5362	5726	5853	6722	6926	6939
Kernenergie	6208	6669	6645	6770	6810	6820
Erdgas	2013	1821	2883	3542	3636	3751
Heizöl	1303	1166	920	923	919	918
Wasserkraft	2112	2430	2681	2751	2760	2760
Sonstige	11837	11992	4676	3984	3656	3354
Mittelwert Ausnutzungsdauer	4282	4371	4509	4749	4814	4861

Tab. 6-5: Prognose der elektrizitätswirtschaftlichen Entwicklung für die Bundesrepublik Deutschland (neuer Gebietsstand) bis 2010

		Realdaten		Prognose			
		1991	1992	1995	2000	2005	2010
Bruttostromerzeugung	GWh	539391	537134	549071	583722	607066	625911
davon:							
öffentl. Versorgung	GWh	459091	460930	470671	505222	528466	547211
industrielle Erzeugung	GWh	80300	76204	78400	78500	78600	78700
industrieller Verbrauch	GWh	49049	47662	52400	52500	52600	52700
Netzeinspeisung	GWh	31251	28542	26000	26000	26000	26000
BSE für das öffentl. Netz	GWh	490342	489472	496671	531222	554466	573211
Bruttoengpaßleistung	MW	112030	110856	108994	110147	113337	115984
davon:							
industrielle Übergabeleistung netto	MW	4312	5223	5340	5340	5340	5340
Bruttoleistung öffentl. Versorgung	MW	107718	105633	103654	104807	107997	110644
Nettoengpaßleistung:	MW	109507	108649	109807	113580	117412	121014
davon:							
öffentl. Versorgung	MW	101115	99336	97600	98568	101437	103811
industrielle Übergabeleistung	MW	4312	5223	5340	5340	5340	5340
NEPL Inland	MW	105427	104559	102940	103908	106777	109151
im Ausland gesicherte Leistung	MW	4080	4090	6867	9672	10635	11863
Eigenverbrauch aller KW	GWh	39056	38685	37967	40114	42217	43534
Eigenverbrauch KW Öff. Versorg.	GWh	33464	33401	32475	34476	36448	37700
Pumpstromverbrauch	GWh	5163	5129	5180	5180	5180	5180
Ausland Saldo	GWh	-575	-5320	5420	9300	19100	28800
Netzeinspeisung	GWh	451140	445622	464436	500866	531938	559131
Höchstlast Netz	MW	75238	73004	74183	79865	84643	88751
Ausnutzungsdauer der Höchstlast	h	5996,2	6104,1	6260,7	6271,4	6284,5	6300,0
NEPL/Höchstlast		1,455	1,488	1,480	1,422	1,387	1,364

Tab. 6-6: Prognose der elektrizitätswirtschaftlichen Entwicklung für die Bundesrepublik Deutschland (neuer Gebietsstand) bis 2010

6.3 Die Entwicklungserwartungen der Deutschen Verbundgesellschaft (DVG)

Die Mitgliedsunternehmen der DVG haben für den Zeitraum 1993 bis 2005 - ausgehend vom Basisjahr 1992 - in einer Abschätzung den Leistungs-, Arbeits- und Primärenergiebedarf der öffentlichen Stromversorgung in Deutschland und dessen Deckung ermittelt [3]. Für wesentliche Eckdaten wird auch ein Ausblick auf das Jahr 2010 gegeben, wobei einzelne Entwicklungen in den alten und neuen Bundesländern getrennt analysiert werden. Als wesentliche Ergebnisse dieser Untersuchung sind herauszustellen:

Zwischen den Jahren 1992 und 2005 wird erwartet, daß die Winterhöchstlast um 12,4 GW auf 84,6 GW ansteigt. Dies entspricht einer durchschnittlichen jährlichen Veränderung von 1,2 % a (alte Bundesländer: 1,1 %/a; neue Bundesländer: 2,2 %/a). Für die alten Bundesländer wird sich die Winterhöchstlast voraussichtlich regional in einer Schwankungsbreite zwischen 0,6 und 2,4 %/a ändern.

Die zur gesicherten Deckung der Winterhöchstlast erforderliche Kraftwerks- und Bezugsleistung, die auch die Lieferleistung für das Ausland, die nicht einsetzbare Leistung sowie die erforderliche Re-

serveleistung enthält, wird im Vorschauzeitraum um 8,5 GW auf 113,4 GW ansteigen. Aufgrund der Annahme eines freizügigen Primärenergieeinsatzes wird ab 1996 der bis dahin in den alten Bundesländern bestehende wirtschaftliche Nachteil fehlender Grundleistung dann abgemildert, wenn Steinkohle zu Weltmarktpreisen in verstärktem Maße zum Einsatz kommen kann.

Die gesamte Kraftwerks- und Bezugsleistung der öffentlichen Stromversorgung in Deutschland wird im Zeitraum 1992 bis 2005 im 6,0 GW (Zugang: 21,4 GW; Abgang: 15,4 GW) auf 115 GW anwachsen. Diese erheblichen Anstrengungen, die die deutsche Stromwirtschaft in den nächsten Jahren auf sich zu nehmen hat, werden insbesondere der Umstrukturierung und Modernisierung des Kraftwerksparks in den neuen Bundesländern dienen.

Die Leistungsbilanz zeigt, daß die im Jahr 1992 noch vorhandene freie Leistung von 4,8 GW durch den Bedarfszuwachs in den kommenden Jahren nahezu abgebaut wird. Zwar weist die Leistungsbilanz für das Jahr 2005 noch eine geringfügige freie Leistung aus; bei einigen Verbundunternehmen werden jedoch nach den Erwartungen der DVG bereits in der zweiten Hälfte dieses Jahrzehnts Leistungsdefizite auftreten. Dort bestünde, je nach zeitlichem Vorlauf und erforderlicher Planungs- und Bauzeit, bereits heute Handlungsbedarf für den Zubau neuer Kraftwerksleistung oder den Abschluß von Strombezugsverträgen. Zudem sei bei einem stärkeren als dem in der Vorschau angesetzten Anstieg der Winterhöchstlast nicht auszuschließen, daß die freie Leistung früher aufgezehrt wird. Ein Bedarf an zusätzlicher Leistung kann auch aus diesem Grund vor dem Jahr 2005 nicht ausgeschlossen werden.

Die DVG-Mitgliedsunternehmen gehen davon aus, daß in der öffentlichen Stromversorgung in Deutschland der Strombedarf von 440 TWh (1992) auf 506 TWh im Jahr 2005, entsprechend durchschnittlich 1,1 %/a (alte Bundesländer: 0,9 %/a; neue Bundesländer: 2,0 %/a), ansteigen wird.

Von 2005 bis zum Jahr des Ausblicks 2010 dürfte die Winterhöchstlast um 3,6 GW ansteigen; die erforderliche Kraftwerks- und Bezugsleistung um 3,2 GW auf 116,6 GW. Ein erheblicher Anteil dieses zusätzlichen Leistungsbedarfs soll - nach Auffassung der DVG insbesondere unter dem Aspekt der CO₂-Problematik - als Zubau auf Kernenergiebasis erfolgen. Der Strombedarf dürfte sich im selben Zeitraum um 23 TWh auf rund 528 TWh erhöhen.

Vor dem Hintergrund der Wiedervereinigung Deutschlands haben die deutschen Verbundunternehmen im Rahmen der DVG zudem eine Studie über die mögliche Entwicklung des deutschen Verbundnetzes durchgeführt [4]. Ziel der Arbeit war es, die grundsätzliche voraussichtliche Netzstruktur in der 380-kV-Ebene - der wesentlichen Spannungsebene des deutschen Verbundnetzes - aufzuzeigen. Einzelheiten einer konkreten Netzplanung wurden nicht betrachtet.

Ausgehend von der elektrizitätswirtschaftlichen Situation der öffentlichen Versorgung des Jahres 1989 (Lastfall 1 P) wurden - unabhängig von einem konkreten zukünftigen Zeitpunkt - die Entwicklung von Last, Erzeugungsleistung und Netz in den alten und neuen Bundesländern unter der Annahme eines Anstieg der Last um 30 % gegenüber 1989 bezogen auf das gesamte Gebiet Deutschlands (Lastfall 1,3 P) untersucht. Die für den Lastfall 1,3 P bereitgestellten Daten beruhen auf Annahmen und Schätzungen, die naturgemäß mit Unsicherheiten behaftet sind, so daß die in dieser Studie gefundenen Ergebnisse nur Tendenzen, Relationen und mögliche Größenordnungen darstellen. Die wichtigsten Annahmen und Ergebnisse für den Lastfall 1,3 P sind:

- Entwicklung der Last

- Unterschiedliche Entwicklung der Last in den alten Bundesländern mit Abweichungen vom Bundesdurchschnitt des Zuwachses zwischen -20 % und +10 %
- Annahme eines einheitlichen Anstiegsfaktors von 1,3 für die neuen Bundesländer (ausgenommen des ehemaligen Ost-Berlin) aufgrund derzeitiger großer Prognoseunsicherheiten.
- Entwicklung der Erzeugungsleistung
 - Deckung der Höchstlast auch im Lastfall 1,3 P unter der Annahme der weiteren Nutzung bzw. Erweiterung vorhandener sowie Erschließung neuer Erzeugungsräume
 - Nahezu ausgeglichene Bilanz von Last und Erzeugungsleistung für das Bundesgebiet
 - Leichter Anstieg des Anteils des Importsaldos mit dem Ausland an der Lastdeckung
 - Gute Übereinstimmung von Erzeugungsräumen und Lastschwerpunkten; Fortbestehen einer gewissen Konzentration von Erzeugungsleistung im Cottbusser Raum. Insgesamt weiterhin verbrauchsnahe Erzeugung.
- Entwicklung des Netzes
 - Anstieg der Stromkreislänge um ca. 7 700 km, der Anzahl der Stationen um ca. 90 und des Anteils der eingespeisten Leistung auf rd. 60 % der Höchstlast in der 380-kV-Ebene. Rund 30 % der zuwachsenden Stromkreislänge entfallen auf Umstellung bzw. Neuauflage von Stromkreisen, rund 70 % auf den Neubau. Ein großer Teil des Neubaus ist allein zur synchronen Anbindung des Höchstspannungsnetzes in den neuen Bundesländern an das westdeutsche Verbundnetz erforderlich
 - Wirtschaftliche Auslastung der 380-kV-Leitungen. Verluste von rund 0,6 % der in die 380-kV-Ebene eingespeisten Leistung von rd. 56 000 MW
 - Ausbau der Kuppelleitungen sowohl zwischen den deutschen Verbundunternehmen als auch zu den ausländischen Partnern in der 380-kV-Ebene
 - Beherrschbarkeit von Lastflußsituationen, Kurzschlußleistung, Spannungshaltung und Blindleistungshaushalt sowie des einfachen Ausfalls von Betriebsmitteln (d.h. (n-1)-Sicherheit des Netzes).

In einem so ausgebauten 380-kV-Verbundnetz sind für den betrachteten Lastfall keine unzulässigen Betriebssituationen zu erwarten. Eine höhere Spannungsebene ist aus Sicht der DVG nicht erforderlich.

6.4 Die Debatten um die zukünftigen Organisationsformen in der Elektrizitätswirtschaft

Die wirtschaftliche Organisation der Elektrizitätswirtschaft und deren politische und juristische Fundierung sind seit geraumer Zeit Gegenstand wissenschaftlicher und öffentlicher Kontroversen. Insbesondere wird die wettbewerbsrechtliche Sonderbehandlung dieses Wirtschaftssektors von unterschiedlichsten Seiten immer wieder kritisiert. Diese Sonderbehandlung zeigt sich vor allem in der Existenz abgegrenzter Versorgungsgebiete, innerhalb derer ausschließlich der jeweilige Stromversorger Strom an Verbraucher liefern darf, er also de facto ein Versorgungsmonopol besitzt.

Die Begründungen für die Existenz und - nach dem Willen der Elektrizitätsversorger - den Fortbestand dieser mit marktwirtschaftlichen Prinzipien eigentlich nicht zu vereinbarenden Privilegien wird mit mehreren Besonderheiten der Stromversorgung begründet. So wird ausgeführt, daß die physikalisch-technischen Bedingungen der Elektrizität - Leitungsgebundenheit und aufgrund der Nichtspei-

cherbarkeit die enge Korrelation von Bedarf und Erzeugung - sowie die überragende Bedeutung, die einer sicheren und preisgünstigen Stromversorgung für eine industriell fortgeschrittene Stromversorgung beigemessen werden, weltweit zur Existenz von geschlossenen Versorgungsgebieten und damit zu Regulierungen und Einschränkungen für die Stromerzeugung und den Stromhandel geführt hätten. Dieser Vorzugsstellung, dem sogenannten natürlichen Monopol, stünden Einschränkungen von staatlicher Seite wie Versorgungspflicht und Preisaufsicht gegenüber.

Die Unabhängige Expertenkommission zum Abbau marktwidriger Untersuchungen, die sogenannte Deregulierungskommission, hat sich in ihrem zweiten Bericht vom März 1991 kritisch mit der Wettbewerbssituation in der Elektrizitätsversorgung auseinandergesetzt. In Ziffer 274 „Die Argumente der Rechtfertigung“ des Deregulierungsgutachtens hat sie die Einwände der Elektrizitätswirtschaft gegen eine Neuordnung in Kurzform zusammengefaßt:

„Ein Regulierungsbedarf in der Stromwirtschaft wird mit wirtschaftlichen und technischen Besonderheiten begründet. Das zentrale Argument ist, daß der Wettbewerb auf den Strommärkten versagt. Wenn der Staat nicht eingreift, seien die erklärten Hauptziele der Energiepolitik, Versorgungssicherheit und Preiswürdigkeit, gefährdet. Im einzelnen wird vorgebracht:

- Die Leitungsgebundenheit macht die Stromversorgung über das von der Stromerzeugung vorgegebene Maß hinaus sehr kapitalintensiv. Die bedeutet für die Unternehmen eine hohe Fixkostenbelastung. Zudem sind die Ausreifungszeiten für Investitionen sehr lang, die Versorgungskapazitäten können nur schwer den Absatzänderungen angepaßt werden. Entsprechend wichtig ist ein weiter Planungshorizont. Ausreichende Planungssicherheit erfordert risikomindernde wettbewerbsbeschränkende Maßnahmen wie die Gewährleistung geschlossener Versorgungsgebiete.
- Die Leitungsgebundenheit begründet zugleich, daß Wettbewerb nur über Parallelnetze möglich ist, deren Auslastung nicht gesichert wäre. Wenn ein etabliertes Unternehmen Kunden an einen Konkurrenten verliert - so die Argumentation, müssen die verbleibenden Energieabnehmer die Fixkosten über höhere Preise decken, die Stromversorgung wird für sie entsprechend teuer
- Aufgrund der produktionstechnischen Gegebenheiten (Größenvorteile und Verbundvorteile) kann die örtliche Elektrizitätsversorgung von einem einzigen Anbieter am kostengünstigsten betrieben werden. Unter solchen Bedingungen hat der Wettbewerb in der leitungsgebundenen Stromwirtschaft keinen Bestand, er wird regelmäßig zu ruinösem Wettbewerb. Sobald Überkapazitäten drohen, sind die Unternehmen im Wettbewerb um den einzelnen Abnehmer genötigt, die Preise bis zur Höhe der kurzfristigen Betriebskosten der Stromerzeugung - im wesentlichen der Brennstoffkosten - zu senken. Kosten der Errichtung und Aufrechterhaltung der Kapazitäten blieben ungedeckt; alle Versorgungsunternehmen erlitten Verluste. Der Prozeß führt örtlich oder regional allmählich zur Konzentration auf wenige Großunternehmen, schließlich zu einem - insoweit - natürlichen Monopol. Welches Unternehmen sich im ruinösen Wettbewerb durchsetzt, hängt zudem - so die These - nicht von der wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit ab, sondern ist eine Frage der überlegenen finanziellen Reserven. Zugleich entsteht die Gefahr des Mißbrauchs der Marktstellung zu Lasten der Stromabnehmer; die Stromversorgung wird überteuert, Nachfrage und Kapazität sinken unter das gesamtwirtschaftliche Optimum. Dies zu verhindern, erfordert eine staatliche Aufsicht über das Geschäftsgebaren.
- Der Mangel an Speicherbarkeit von elektrischem Strom macht einen steten Ausgleich von Nachfrage und Angebot nötig. Dies erfordert zum einen die Vorhaltung ausreichender Reservekapazitäten bei der Erzeugung und Verteilung, wenn Netzstörungen infolge unvorhersehbarer Schwankungen von Nachfrage oder Angebot ausgeschlossen werden sollen. Zum anderen muß der Ausgleich zwischen Einspeisung und Entnahme und damit die Versorgungsverantwortung in einer Hand liegen. Beides ist im System geschlossener Versorgungsgebiete garantiert. Unter Wettbewerbsbedingungen hingegen - so die besonders weitgehende These - sind beide Aufgaben nicht zu bewältigen, zum einen weil der einzelwirtschaftliche Anreiz zur Vorhaltung ausreichender Kapazitäten fehlt, zum anderen weil eine größere Anzahl konkurrierender Stromerzeuger und Stromverteiler eine wirksame Koordination erschwert.

- Das System geschlossener Versorgungsgebiete trägt dazu bei, die örtliche oder regionale Gesamtnachfrage nach Strom von vornherein zu verstetigen. Durch die Zusammenfassung von Stromabnehmern mit unterschiedlichen Verbrauchsgewohnheiten gleichen sich die Unterschiede in den Lastprofilen einzelner Kunden weitgehend aus. Eine solche gute Durchmischung der Absatzgebiete - so die Anwälte der bestehenden Marktordnung - läßt der Wettbewerb nicht zu, die Stromversorgung müßte entsprechend teurer werden.
- Schließlich: Die Unternehmen haben im Rahmen der Stromversorgung politische Auflagen (Kohleprotektion, Umweltschutz) zu erfüllen, die einem Wettbewerb mit Anbietern, die solchen Auflagen nicht unterliegen, ausschließen. [5]"

Einige dieser oft ins Feld geführten Einschränkungen relativieren sich allerdings bei detaillierterer Analyse. So besteht nach §6(2) EnWG beispielsweise die allgemeine Anschluß- und Versorgungspflicht nicht, „wenn der Anschluß oder die Versorgung dem Versorgungsunternehmen aus wirtschaftlichen Gründen, die auch in der Person des Anschlußnehmers liegen können, nicht zugemutet werden kann.“ Die Tarifgenehmigung nach § 12 BTO/Elt ist nur für die sogenannten Tarifkunden (d.h. für Kunden, die die Versorgung in Niederspannung in Anspruch nehmen) relevant. Mit den Sonderkunden (das sind Kunden, die nicht aufgrund der allgemeinen Bedingungen zu allgemeinen Tarifpreisen beliefert werden, wozu u.a. alle Kunden zählen, die auf der Mittelspannungs- und der Hochspannungsebene versorgt werden) werden Sonderverträge abgeschlossen, die auch Regelungen über die Preise enthalten. Für diese Verträge gilt der Grundsatz der Vertragsfreiheit in den Grenzen des Kartellrechtes, von einer stringenten Preisaufsicht kann im Bereich der Sonderkunden keineswegs die Rede sein.

Interessant im Zusammenhang dieser Arbeit ist, daß neben wirtschaftlichen Argumenten auch zwei technische Gegebenheiten als Begründung für die notwendige Sonderbehandlung angegeben werden: Die Leitungsgebundenheit der Elektrizitätsversorgung und aus der bislang nur beschränkt zu realisierenden Speicherung von Elektrizität resultierende wirtschaftliche und technische Erfordernisse.

Das technisch bislang nicht gelöste Problem der wirtschaftlichen Speicherung elektrischer Energie und die daraus resultierende enge Kopplung von Verbrauch und Erzeugung ist ein zentraler Baustein in der Argumentation der Elektrizitätsversorgungsunternehmen, mit der sie sich gegen die Auflösung gegenwärtiger Strukturen und ihre wettbewerbsnähere Gestaltung wehren. Ob eine eventuelle wirtschaftliche Verfügbarkeit einer großtechnischen Speichertechnologie die grundsätzlichen Einwände der EVU relativieren oder gar obsolet erscheinen lassen würde, kann hier nicht abschließend beantwortet werden. Die Problematik soll hier allerdings thematisiert werden, nicht zuletzt vor dem Hintergrund, daß möglicherweise allein die Aussicht auf die dann eventuell möglichen strukturellen Eingriffe innovationshemmend im Hinblick auf die Förderung und Einführung einer solchen Technologie seitens der Elektrizitätsversorger wirken könnte.

6.4.1 Die Kritik und die Vorschläge der Deregulierungskommission

Die Deregulierungskommission unterstellt für ihre Vorschläge als Leitvorstellungen, daß die Ordnung des Strommarktes eine sichere und preiswürdige Versorgung gewährleisten und die Pflicht zu einem möglichst sorgsamem Umgang mit der Natur erfüllen soll. Dabei soll die sichere und preiswürdige Versorgung durch die Abschaffung oder Änderung wettbewerbsbeschränkender Bestimmungen - also Deregulierung und Umregulierung - erfüllt werden. Falls diese zu negativen Umweltfolgen füh-

ren sollten, so wären sie durch ergänzende Maßnahmen ins Positive zu wenden. Die Deregulierungsvorschläge im einzelnen:

- Wettbewerbsbeschränkende Vereinbarungen zwischen den Versorgungsunternehmen in Form von Demarkationsverträgen und Verbundverträgen sowie die Ausschließlichkeitsklausel in Konzessionsverträgen zwischen den Versorgungsunternehmen und den Gemeinden werden verboten. Die einschlägigen §§ 103 Abs. 1 und 103a des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen werden gestrichen.
- Die Betreiber von Stromnetzen unterliegen einer allgemeinen Pflicht zur Durchleitung von Strom. Die Unterhaltung von Hochspannungsnetzen wird künftig als eigenständige Dienstleistung betrieben, die auch die Garantie der Netzstabilität umfaßt.
- Für die Stromversorgung von Tarifkunden über die lokalen Niederspannungsnetze wird eine zeitlich befristete Lizenz öffentlich ausgeschrieben. Die mit der Lizenzvergabe verbundenen Monopolrechte machen eine staatliche Mißbrauchsaufsicht nötig.
- Konzessionsabgaben werden schrittweise abgeschafft. Unberührt bleibt die Pflicht der Versorgungsunternehmen, für die Kosten der Wegebenutzung aufzukommen.
- Die verbreitete Praxis der Kommunen, die Versorgung mit Wasser, Gas, Strom und Fernwärme, die Abfallbeseitigung und andere kommunale Aufgaben im Querverbund zu betreiben, wird überprüft.

6.4.2 Die Kontroverse um die EG-Vorschläge

Im Zusammenhang mit der Vollendung des EG-Binnenmarktes hat die EG-Kommission am 21.2.1992 ihren Vorschlag für eine „Richtlinie des Rates betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt“ [6] vorgelegt. Dieser stimmt in einigen Punkten mit den Vorstellungen der Deregulierungskommission überein. Beide wenden sich gegen die gegenwärtig in der deutschen Elektrizitätswirtschaft vorherrschenden Strukturen und haben folgerichtig scharfe Kritik aus deren Reihen ausgelöst. Würden die Vorschläge allerdings politisch akzeptiert und umgesetzt, so brächten sie gravierende Eingriffe in die heutigen Versorgungsstrukturen mit sich. Darum sollen die Kerngedanken - und die Kritik daran - hier in kurzer Form ausgeführt werden.

1. Dem Richtlinienentwurf sind einige vom Rat verabschiedete Richtlinien vorangegangen, die als „ein erster Schritt in Richtung auf die Vollendung des Binnenmarktes für Gas und Elektrizität“ bezeichnet werden. Dies umfaßt zum einen die am 30. Oktober 1990 verabschiedete *Transitrichtlinie*, die vorsieht, daß jede für die Hochspannungsnetze zuständige Gesellschaft den Energieaustausch zwischen anderen dafür zuständigen Gesellschaften über ihr Netz erleichtern muß, vorausgesetzt, die Zuverlässigkeit des Übertragungssystems wird nicht beeinträchtigt. Die Richtlinie soll dem Zweck dienen, den Austausch von Elektrizität zwischen den Netzen auf europäischer Ebene zu fördern und zu maximieren. Die *Preistransparenzrichtlinie* vom Juni 1990 sieht vor, daß Elektrizitätsversorger die Preise, die sie den verschiedenen Kategorien von industriellen Abnehmern in Rechnung stellen, veröffentlichen, sofern die aggregierten Zahlen die Vertraulichkeit der Einzeldaten gewährleisten.

2. In einem von der Kommission als „zweite Phase der Liberalisierung“ bezeichneten Schritt sollen „neue Akteure unter Beachtung der existierenden Strukturen zugelassen werden“. Diese Phase beinhaltet insgesamt drei Schwerpunkte.

3. Als erster Schwerpunkt soll ein „transparentes und nichtdiskriminierendes System für Gewährung von Genehmigungen für die Elektrizitätserzeugung und den Bau von Leitungen“ geschaffen werden. Es handele sich dabei „um die Erweiterung der Möglichkeiten unabhängiger Betreiber und insbe-

sondere großer Unternehmen mit hohem Energieverbrauch, in Energieproduktion und -transport zu investieren. Durch diese Öffnung darf kein anarchischer Zustand entstehen; die durch die nationalen Lizenzvergabesysteme festgelegten grundlegenden Anforderungen im Hinblick auf Energiepolitik, Umweltschutz und Raumordnung müssen beachtet werden."

4. Ein zweiter Schwerpunkt betrifft das sogenannte *unbundling*. Dieses „Konzept der Entbündelung, d.h. die Trennung von Management und Rechnungsführung zwischen Produktion, Transport und Verteilung" müsse in vertikal integrierten Unternehmen durchgesetzt werden. -Dies sei für die Gewährleistung der Transparenz der Tätigkeiten von grundlegender Bedeutung, würde die Eigentumsstrukturen aber nicht beeinträchtigen.

5. Der dritte Schwerpunkt ist die „begrenzte Einführung eines Zuganges Dritter zum Netz (*Third Party Access* - TPA), wodurch die für den Transport und die Verteilung verantwortlichen Unternehmen dazu verpflichtet werden, gegen angemessene Vergütung bestimmten, ausgewählten Gesellschaften den Zugang zu ihrem Netz anzubieten, sofern Übertragungs- oder Verteilungskapazität verfügbar ist." Der Netzzugang Dritter müsse „so erfolgen, daß die Zuverlässigkeit des Netzes und die Versorgungssicherheit nicht beeinträchtigt werden." In der sogenannten zweiten Phase sollen zum einen Unternehmen mit einem hohen Energieverbrauch, der einen bestimmten Schwellenwert überschreitet (für die ersten drei Jahre nach Inkrafttreten Unternehmen mit einem jährlichen Verbrauch von mindestens 100 GWh je Betriebsstätte); zum anderen unter bestimmten Bedingungen auch Verteilungsunternehmen (in den ersten drei Jahren nach Inkrafttreten solche weiterverteilenden Unternehmen, die einzelnen oder nach Zusammenschluß mit anderen Weiterverteilern mindestens 3 % des jeweiligen gesamten Landesverbrauchs abgeben) die Zugangsberechtigung erhalten. National seien auch niedrigere Schwellenwerte zulässig.

Nach Vorstellung der Richtlinienvorschläge entwickelte sich eine rege Diskussion über die Möglichkeit und den Grad ihrer Realisierung. Neben einer Vielzahl von rechtlichen Einwänden, deren Erörterung hier den Rahmen sprengen würde, führt die Kritik an den Richtlinienvorschlägen immer wieder auch technische und wirtschaftliche Argumente ins Feld, die weitgehend identisch mit den in der langjährigen Debatte um die Deregulierung der Energiewirtschaft geäußerten sind.

Die Elektrizitätswirtschaft steht auf dem Standpunkt, daß Unbundling zu einer Steigerung der Bürokratie führe. Es würde Auswirkungen auf die übliche Praxis der Koordination von Kraftwerksausbauplanung und Netzausbauplanung auf der Basis der Wirtschaftlichkeit und der Versorgungssicherheit in den Unternehmen haben, des weiteren gäbe es Grund zur Besorgnis, daß Konkurrenzdenken in den einzelnen Bereichen eines EVU die Wettbewerbsfähigkeit beeinträchtigen würde [7]. Die Eurelectric (European Committee of Electricity Supply Industry) hat in mehreren Stellungnahmen zum Richtlinienentwurf auch eigene Vorschläge vorgestellt, die auch auf eine Öffnung des Sektors Stromerzeugung für mehr wettbewerbliche Elemente zielen. Dies allerdings erfordert Kostentransparenz im Erzeugungsbereich, für die Unbundling als ein brauchbarer Ansatz gesehen wird. Auch von seiten der deutschen Elektrizitätswirtschaft hat man die ursprünglich ablehnende Position inzwischen relativiert: „Das kostenmäßige 'Unbundling' ist zwar nicht unbedingt wettbewerbskonform. Wenn es dazu dienen soll, vertikale Quersubventionierungen zwischen Erzeugung und Netzen zu verhindern, und entsprechend beschränkt wird, erscheint es tolerierbar.“ [8]

Zur Öffnung der Versorgungsnetze (TPA) stellt die Eurelectric in ihrer Stellungnahme fest:

„Die Öffnung der Stromnetze für Dritte hätte außerordentlich nachteilige Folgen für den reibungslosen Betrieb der Erzeugungs-Übertragungs-Systeme:

- Sie würde die Kontinuität der Versorgung der Verbraucher schwerwiegend beeinträchtigen. Die Verwaltung einer Vielzahl von Erzeuger-Verbraucher-Verträgen scheint einer zentralisierten Verwaltung durch die Dispatcher des Erzeugungs-Übertragungs-Systems zu widersprechen, und zwar besonders für den Fall schwerwiegender Störungen an den Anlagen, die die volle Verfügbarkeit des Netzes im Hinblick auf umgehende Notmaßnahmen erfordern.
- Sie wären aufgrund der Schwierigkeit der Erhaltung der Effizienz der gegenwärtigen Verwaltung der Elektrizitätswirtschaftlichen Systeme mit umfangreichen Verlusten verbunden, da sie die Erzeuger veranlassen würde, nichtkapitalintensive Investitionen zu bevorzugen, was sich zuungunsten von in der Elektrizitätswirtschaft dringend erforderlichen langfristigen Verfahren auswirken würde, außerdem würde sie Marktpreisschwankungen begünstigen.
- Sie würde die EWG-Länder eines Instruments berauben, das sie brauchen, um die Versorgung mit Primärenergie sicherzustellen.
- Sie würde die Kontrahenten veranlassen, zuungunsten der abhängigen Verbraucher Quersubventionierungen vorzunehmen.
- Die Entreglementierung müßte durch schwerfällige Reglementierungsmaßnahmen kompensiert werden.

Aus diesen Gründen ist das Europäische Komitee der Ansicht, daß selbst die allmähliche Einführung einer Öffnung der Stromnetze für Dritte die wirtschaftlichen Belange der EG-Wirtschaft stark beeinträchtigen würde und dem gemeinnützigen wirtschaftlichen Auftrag, den die Elektrizitätswirtschaft erfüllt, zuwiderlaufen würde. [9]"

Insbesondere das technische Problem der Reservebereitstellung für TPA-Kunden wird als nicht gelöst betrachtet:

„Der Kunde wird eine unregelmäßige Leistung entnehmen, die das liefernde EVU im Mittel zu decken versucht. Es wird nach einem definierten Fahrplan einspeisen, in der Regel in Form einer Bandlieferung. Die Differenz zwischen Entnahme des Kunden und Einspeisung muß das zu TPA verpflichtete EVU bereitstellen. Dies ist besonders dann gravierend, wenn der TPA-Lieferer einen Kraftwerksausfall erleidet und diesen nicht sofort ausregeln kann. Da ein sofortiges Abschalten des Kunden von diesem abgelehnt würde und nur mit hohem technischen Aufwand zu realisieren wäre, wird die Reserveleistung aus dem Netz des zur Übertragung verpflichteten EVU gedeckt. Dieses EVU muß also neben seinem Netz auch noch Reserveleistung für TPA zur Verfügung stellen, um den Zusammenbruch seines Netzes zu verhindern. Die dadurch dem Netzbetreiber entstehenden Kosten müßten ermittelt und dem Verursacher in Rechnung gestellt werden. Dies gilt auch für Blindleistung, die zweckmäßigerweise verbrauchernah bereitgestellt werden sollte, da sie nicht wirtschaftlich über große Entfernungen transportiert werden kann. [10]"

Nach dem gegenwärtigen Stand der Diskussion in der EU wird die Richtlinie in dieser Form nicht realisiert werden. Der Rat der Energie-Minister hatte mehrfach Vorbehalte gegen die Vorstellungen der Kommission, insbesondere bezüglich des Netzzuganges durch Dritte, geltend gemacht; er konnte jedoch keinen gemeinsamen Standpunkt finden.

Im November 1993 verabschiedete das Europäische Parlament in Erster Lesung eine Stellungnahme mit Änderungsvorschlägen zum Kommissionsentwurf, die eine von diesem stark abweichende Konzeption aufweisen. Daraufhin legte die EG-Kommission im Dezember einen modifizierten Vorschlag vor, der teilweise auf die Vorschläge des Parlamentes eingeht. Gemeinsame Elemente beider Vorschläge sind:

- keine Ausschließlichkeitsrechte für den Bau von Elektrizitätsproduktions- und Transportkapazitäten, sondern nicht-diskriminierende Genehmigungsverfahren oder Ausschreibungssysteme
- die Ersetzung des reglementierten Netzzuganges Dritter durch den ausgehandelten Zugang Dritter zum Netz
- Netzbetreiber für den Bereich Übertragung
- die Mitgliedsstaaten können den Unternehmen öffentliche Dienstleistungspflichten auferlegen

In folgenden Punkten unterscheidet sich der Kommissionsvorschlag vom Entwurf des Europäischen Parlamentes:

- die Vollendung der Harmonisierung wird nicht als Bedingung für das Ende der Vorbereitungsphase gesehen,
- keine ausdrückliche Wahrung des Liefermonopols für Verteilergesellschaften,
- Netzbetreiber auch für die Verteilungsebene
- keine Entflechtung der Bereiche Erzeugung und Transport einerseits und Verteilung andererseits, aber kontenmäßige Trennung vertikal integrierter EVU
- alle wettbewerblichen Instrumente des Gemeinschaftsrechts sollen weiterhin anwendbar bleiben.

Die Entwürfe befinden sich weiterhin in der Diskussion in den jeweiligen Gremien. Es zeichnet sich ab, daß man in Brüssel nicht auf das britische Beispiel eines stark marktorientierten Stromsektors setzen wird, sondern eher auf die französische Vorstellung des „service public“. Ansonsten soll die Ausgestaltung des Energiemarktes den einzelnen Ländern überlassen bleiben. Entscheidungen sind aber bislang nicht gefallen.

Literatur:

- [1] U. Bohnen und H. Schneider; „Erfolgskontrolle ausgewählter Energieprognosen der Vergangenheit“; Oldenbourg Verlag München 1979
- [2] PROGNOSE AG (Hrsg.); „Energierapport 2010 - Die energiewirtschaftliche Entwicklung in Deutschland“; Schäffer-Poeschel Verlag Stuttgart 1992
- [3] Deutsche Verbundgesellschaft e.V.; Jahresbericht 1992, Heidelberg 1993
- [4] Deutsche Verbundgesellschaft e.V.; Jahresbericht 1991, Heidelberg 1992
- [5] zit. aus Zweiter Bericht der Deregulierungskommission, Ziffer 274
- [6] Kommissionsvorschlag KOM(91) 548 endg. - SYN 384
- [7] H.-W.Riemer; „The single European market - Technical aspects of the challenges facing the German electricity sector“; Elektrizitätswirtschaft 92(1993), S. 41-49
- [8] J.Grawe; „Der Kommissionsentwurf für eine EG-Richtlinie 'Elektrizität' aus Sicht der deutschen Elektrizitätswirtschaft“; Elektrizitätswirtschaft 91(1992), S. 880-886
- [9] „Wettbewerb in der Elektrizitätswirtschaft - Stellungnahme des europäischen Komitees Eurelectric zur Frage der Öffnung der Versorgungsnetze“; Elektrizitätswirtschaft 90(1991); S. 627
- [10] H.-W.Riemer; „EG-Binnenmarkt- Technische Aspekte der Herausforderung der deutschen Elektrizitätswirtschaft“; Elektrizitätswirtschaft 91(1992), S. 1075-1089

7. Elektrizitätswirtschaftliche Situation im Europäischen Umfeld sowie im nichteuropäischen Ausland

7.1 Elektrizitätswirtschaftliche Situation in den Nachbarstaaten der Bundesrepublik

Mit der Liberalisierung der europäischen Elektrizitätsmärkte gewinnt auch der grenzüberschreitende Handel mit elektrischer Energie an Bedeutung. Während der westeuropäische Stromverbund in seinen Anfangsjahren nahezu ausschließlich den drei wesentlichen Verbundfunktionen Belastungsausgleich, Erzeugungsausgleich und Störungsausgleich diente, hat in den letzten zwanzig Jahren auch der Stromhandel über den Verbund zugenommen. Es ist zu erwarten, daß sich diese Entwicklung fortsetzt. Zum einen existiert starker Druck seitens der industriellen Großabnehmer, die dadurch Strompreissenkungen erwarten. Zum anderen sind einige europäische Staaten aus verschiedenen Gründen (Leistungsüberschüsse, strukturelle Schwächen, Modernisierungserfordernisse) an einer Ausweitung ihrer Stromexporte interessiert.

In der Vergangenheit war der Stromaustausch der Bundesrepublik mit dem Ausland weitgehend ausgeglichen. Es zeichnet sich aber ab, daß sich dies ändern könnte, da seitens deutscher EVU verstärkt Austausch- oder Importverträge mit EVU aus den Nachbarstaaten abgeschlossen werden.

	Bruttostrom- erzeugung	Importsaldo der BR Deutschland	Nettoengpaßleistung		
			gesamt	davon: nuklear	Wasser
	TWh	TWh	GW	GW	GW
Belgien	71,20	-	14,1	5,5	1,4
Dänemark	36,30	3,93	9,6	-	0
Frankreich	450,12	9,76	106,9	59,2	24,9
Luxemburg	0,7	-3,16	1,2	-	1,1
Niederlande	74,25	-7,44	17,5	0,5	0
Österreich	50,38	-1,21	16,8	-	11
Polen	134,72	-2,08	31	-	1,9
Schweden	147,31	-	34,1	10	16,2
Schweiz	56,44	-1,07	16,3	3	12,3
ehem. CSFR	83,27	0,71	21,3	3,5	3

Tab. 7-1: Daten der Elektrizitätswirtschaft in den Nachbarstaaten Deutschlands 1991 [1]

Im folgenden wollen wir einige dieser Entwicklungen skizzieren und uns dabei auf ausgewählte Nachbarstaaten beschränken.

7.1.1 Frankreich

Insbesondere Frankreich kommt immer dann ins Gespräch, wenn innerhalb der Standortdiskussion industrielle Strompreise in Europa verglichen werden. So soll Mitte der achtziger Jahre in Schwachlastzeiten (Juli/August) französischen Stromabnehmern gesicherte Leistung für 2,2 Pf/kWh angeboten worden sein, andere Quellen sprechen von Sonderkonditionen für Großabnehmer mit stromintensiver Produktion, die Strompreise von - inzwischen dementierten - 2 bis 3 Pf/kWh für Pechiney bzw. ca. 4 Pf/kWh für Atochem und Solvay beinhalten sollen. Diese Preise sind zum einen bedingt durch den starken politischen Einfluß auf die französische Stromwirtschaft. In Frankreich existieren zwar mehrere Stromerzeuger und Verteiler, für den Transport (also das Verbundnetz) ist jedoch allein das staatliche Unternehmen Electricité de France (EdF) zuständig. EdF verfügt zugleich über

den Großteil der Kraftwerke. Zum anderen werden die niedrigen Strompreise damit begründet, daß der außergewöhnlich hohe Anteil der Kernenergie eine im internationalen Vergleich sehr kostengünstige Stromerzeugung ermöglicht. Die Stromgestehungskosten liegen derzeit - sowohl bei nuklearer Erzeugung als auch bei Erzeugung aus Kohle - nach OECD-Angaben bei etwa 60 % der Kosten des Stromes aus deutschen Anlagen.

Frankreich hat in den letzten Jahren konsequent - und in der Bevölkerung wohl weitgehend akzeptiert - die Nutzung der Kernenergie in der Stromerzeugung ausgebaut. Im Jahr 1993 standen mit rund 58.500 MW (davon 57.055 MW in 54 Druckwasserreaktoren und 1433 MW in zwei Brutreaktoren) mehr als 50 % der Nettoleistung in Kernkraftwerken, in ihnen wurden mit 350 TWh mehr als drei Viertel der elektrischen Arbeit erzeugt. Weitere vier Anlagen mit je 1455 MW sind derzeit in Bau, ein weiterer Block geplant. In der Regel sind die Kernkraftwerksstandorte in Frankreich für vier Reaktoren ausgelegt und auch genehmigt. Da an einigen Standorten erst zwei Reaktoren gebaut sind, verfügt EdF über eine beachtliche Zahl bereits genehmigter Standorte für einen weiteren Ausbau der Kernenergie. Allerdings führt eine derartige Konzentration von Kernkraftwerken auch zu technischen Problemen, die in Zukunft die - schwierige und langwierige - Suche nach neuen Standorten notwendig machen könnte.

Die EdF verfügte Ende der achtziger Jahre über überschüssige Kraftwerkskapazitäten, die Resultat zu hoher Erwartungen an die Verbrauchszuwächse zu Zeiten der Ausbauplanungen Mitte der siebziger Jahre waren. Diese Kapazitäten versucht man über eine Ausweitung der Stromexporte auszulasten. Damals galt als Ziel, die Exporte bis Ende des Jahrhunderts auf 70 TWh/a zu steigern, davon sollten 60 TWh/a über das Hochspannungsnetz in die europäischen Kontinentalländer geliefert werden [2]. Dieser Überschußstrom sollte, zumindest in Teilen, über kurzfristige Verträge zu Preisen verkauft werden, die nicht die vollen Investitionskosten decken. Erst langfristig hätten die französischen Exportpreise die Gesamtkosten decken müssen. Die Aussage, bis zu 70 TWh/a exportieren zu wollen, ist vor kurzer Zeit erneut bekräftigt worden [3].

Heute ist Frankreich unter den westeuropäischen Ländern der mit Abstand größte Stromexporteur. 1992 wurden ca. 53,2 GWh ausgeführt, Hauptabnehmerländer sind Großbritannien, Italien und die Bundesrepublik Deutschland. Ein verstärkter Stromimport aus Frankreich kann auch auf Dauer zumindest für die grenznahen deutschen EVU rentabel sein. Schon heute haben einige deutsche EVU Bezugsrechte für französischen Strom erworben (z.B. Badenwerk AG derzeit 200 MW, in den nächsten Jahren 400 MW).

Unklar ist, wie sich die EdF vor dem Hintergrund der Öffnung des europäischen Strommarktes in Zukunft verhalten wird. EdF sieht sich als ein dem „service public“ verpflichtetes Unternehmen, daß sein Monopol über alle Versorgungsstufen hinweg als unabdingbar für die Erfüllung dieser Aufgabe begreift. Daraus resultiert die Forderung nach abgegrenzten Versorgungsgebieten. Ein gleichzeitiges Auftreten von EdF als Direktlieferant industrieller Großkunden im Ausland stünde im Widerspruch dazu. Wahrscheinlich ist also, daß EdF ihre Stromexporte auf die Lieferung an EVU beschränken wird. Eine deutlich verstärkter Export von Kernenergiestrom steht zudem vor einem weiteren Hindernis: Es ist fraglich, ob die hohe Akzeptanz für die Kernkraft in Frankreich auch dann gewahrt bleibt, wenn KKW in Frankreich für reine Exportzwecke errichtet oder eingesetzt werden sollen.

7.1.2 Nordeuropa

Die Elektrizitätsversorgungsunternehmen der skandinavischen Länder Norwegen, Dänemark, Schweden und Finnland sind in der NORDEL, einer Vereinigung ähnlich dem westeuropäischen Stromverbund UCPTTE, zusammengeschlossen. Durch die Deregulierung in Norwegen, das aufgrund seiner umfangreichen Wasserkraftkapazitäten eine zentrale Rolle sowohl bei der Preisbildung als auch bei der Sicherstellung der Versorgung innerhalb der NORDEL einnahm, sind in der NORDEL grundlegende Veränderungen eingeleitet worden. Norwegen unternimmt Anstrengungen, im durch höhere Strompreise gekennzeichneten Zentraleuropa neue Märkte zu erschließen. Andere NORDEL-Länder streben ebenfalls eine starke Integration in den zentraleuropäischen Strommarkt an.

Besonders weit gediehen sind die Vorstellungen seitens des norwegischen EVU Statkraft. In Norwegen wird Elektrizität nahezu ausschließlich aus Wasserkraft erzeugt (alle NORDEL-Länder zusammen erzeugen etwa 60 % ihres Stromes aus Wasserkraft). Diese Situation führt zeitweilig zu einem hohen Überschuß an installierter Kraftwerksleistung. Zudem können die technischen Möglichkeiten dieses Systems nicht voll genutzt werden, da zum einen in den Speicherbecken der Wasserkraftwerke Reserven für Trockenperioden vorgehalten werden müssen, zum anderen in Zeiträumen mit viel Niederschlag aufgrund der dann vollen Speicherbecken ein bedeutender Teil des Wassers ungenutzt abfließen muß. Norwegen strebt darum einen Verbund mit von thermischen Kraftwerken dominierten Stromsystemen an. Dieser hätte für beide Seiten Vorteile. Einerseits kann das hydraulisch dominierte System gegen Knappheit im Wasserangebot durch thermische Kraftwerke des anderen Verbundpartners abgesichert werden, andererseits kann bislang ungenutztes Überschußwasser in das thermisch dominierte System exportiert und dort Brennstoffverbrauch, Umweltbelastung und gegebenenfalls Stromkosten reduziert werden. Zudem können die hydraulischen Kraftwerke einen Teil der Reservehaltung des thermischen Systems übernehmen und insgesamt den Bedarf an Kraftwerksreserve im Verbund reduzieren. In Umkehrung könnte im thermisch dominierten System nachts ein Teil der sonst abzuschaltenden thermischen Kraftwerke am Netz bleiben, Elektrizität in das hydraulisch dominierte System exportiert und somit die Speicherinhalte der dortigen Wasserkraftwerke für Spitzenlastzeiten „aufgespart“ werden [4,5]. Außerhalb der NORDEL bieten sich sowohl strukturell als auch geographisch deutsche EVU als Partner in einem solchen Verbund an.

Erste diesbezügliche Entwicklungen haben bereits begonnen. Die norddeutsche PreussenElektra AG wird über zwei HGÜ-Verbindungen Strom aus Skandinavien beziehen. Das 1994 in Betrieb genommene „Baltic Cable“ mit einer Leistung von 600 MW verbindet Arrie in Südschweden mit Lübeck [6]. Eine weitere Zusammenarbeit wird durch eine HGÜ-Verbindung zwischen Rostock und Rislev in Dänemark realisiert werden. Die Inbetriebnahme der Leitung mit einer Übertragungskapazität von 600 MW ist für 1995 vorgesehen [7]. Geplant wird derzeit eine direkte Verbindung von Deutschland nach Norwegen. Dieses sogenannte „Viking Cable“ wird durch die Nordsee führen und soll einen jährlichen Bezug von mindestens 2 Mrd. kWh aus norwegischer Wasserkraft ermöglichen. Vertraglich vereinbart ist ab 1998 ein Leistungsbezug von 400 MW, der nach 2003 auf 1000 MW anwachsen soll. Neben dem Viking Cable sollen dafür dann auch die bestehenden Leitungsverbindungen zwischen Norwegen und dem dänischen Jütland mitgenutzt werden [8].

7.1.3 Osteuropa

Die direkt an der Grenze zur Bundesrepublik gelegenen osteuropäischen Länder streben eine Trennung vom ehemaligen RGW-Verbundnetz und einen elektritätswirtschaftlichen Verbund mit der UCPTÉ an. Neben politischen und vielleicht auch psychologischen Erwägungen spielen folgende energiewirtschaftliche Überlegung eine Rolle: In vielen Bereichen (Kraftwerke, Übertragungsnetz) ist eine Modernisierung der Energieversorgung notwendig, mangels know-how und Geldern jedoch nicht oder nicht ausreichend zu realisieren. Die Modernisierung soll in Teilen westlichen Partnern übertragen und die Kosten durch Stromexporte abgedeckt werden.

In letzter Zeit von der PreussenElektra AG ins Gespräch gebracht wurde die Idee einer HGÜ-Leitung mit einer Übertragungskapazität von bis zu 7000 MW aus dem westrussischen Smolensk nach Deutschland. Dies wäre sicher dann sinnvoll, wenn die Leistungsverluste gering gehalten werden könnten und die transportierte Elektrizität aus (standortabhängiger) Wasserkraft gewonnen werden würde. Nach einigen Äußerungen aus der Elektrizitätswirtschaft kann aber auch vermutet werden, daß einige Kernkraftwerke an russischen Standorten errichtet werden sollen, deren Finanzierung dann über Stromexporte in die Bundesrepublik erfolgen wird.

7.2 Verbundsysteme - Erweiterung des Stromverbundes ?

Die Elektrizitätsversorgungssysteme der europäischen Länder sind - bestimmt durch die geographische Lage und die politische Situation - in unterschiedlicher Zusammensetzung und Organisationsform miteinander verbunden. Gegenwärtig existieren Europa fünf große Elektrizitätsverbünde, die nachstehend detaillierter beschrieben werden sollen.

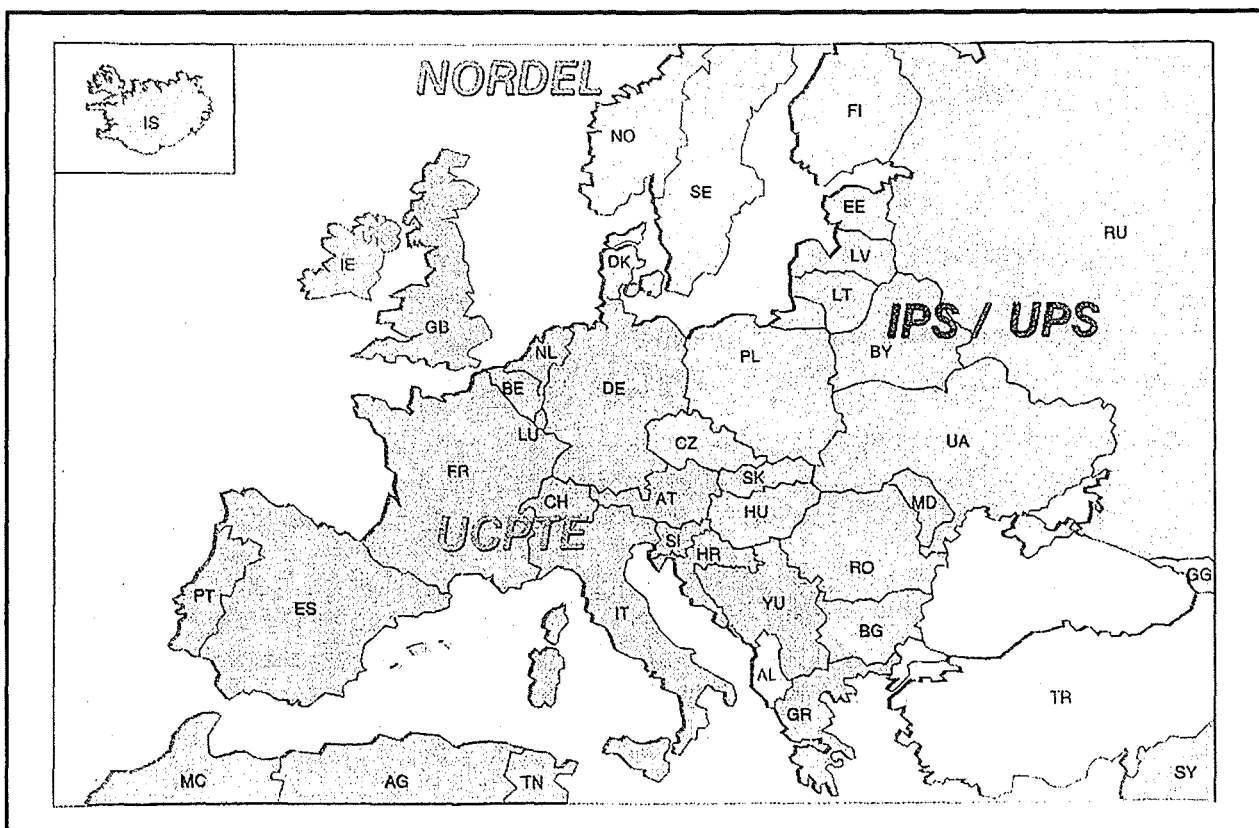


Bild 7-1: Elektrizitätsverbundsysteme in Europa (Quelle: [14])

7.2.1 Elektrizitätsverbundsysteme in Europa

Das westeuropäische Verbundsystem UCPTE

Die UCPTE (Union pour la Coordination de la Production et du Transport de l'Electricité) wurde 1951 auf Anregung der OECD von maßgeblichen Vertretern von Elektrizitätsversorgungsunternehmen und der für Elektrizitätsfragen zuständigen Regierungsstellen aus acht Ländern als Personengesellschaft gegründet. Gründungsmitglieder waren Repräsentanten der Länder Belgien, Bundesrepublik Deutschland, Frankreich, Italien, Luxemburg, Niederlande, Österreich und der Schweiz. Ziele des Zusammenschlusses sind

- die Erzeugungs- und Übertragungskapazitäten optimal zu nutzen,
- freie Energie aus Wasserkraftwerken zu verwerten,
- sich gegenseitig über die zur Verfügung stehende Leistung aus Wasserkraftwerken, die Speicherreserven und die verfügbare thermische Leistung zu unterrichten sowie
- den internationalen Energieaustausch zu erleichtern und zu erweitern.

Im Jahre 1987 wurden Griechenland, Jugoslawien, Portugal und Spanien als Vollmitglieder aufgenommen, so daß die UCPTE heute eine einheitliche Organisation für die zwölf sich im Synchronbetrieb befindenden Länder darstellt. Das Netz auf dem dänischen Festland (Jütland) arbeitet ebenfalls mit dem UCPTE-Netz zusammen. Das Netz von Albanien, das nicht Mitglied der UCPTE ist, befindet sich im Parallelbetrieb mit dem UCPTE-Netz.

Wesentliche Voraussetzung für die Teilnahme eines EVU am UCPTE-Verbund ist das Erfüllen folgender Bedingungen [9]:

- Die Bedarfsdeckung muß durch eigene Kraftwerke, Gemeinschaftskraftwerke oder Bezugsverträge jederzeit gesichert sein (auch im einfachen Störfall, dann allerdings nicht im Sekundenbereich).
- Jeder Partner soll eine Stellreserve von mindestens 2,5 % der jeweiligen Erzeugungsleistung in seinem Netz vorhalten, die im Sekundenbereich aktivierbar sein soll (Primärregelung).
- Die Partnernetze im Verbund müssen mit einer Netzregelung, der Sekundärregelung, ausgerüstet sein (Frequenz-Wirkleistungs-Regelung)
- Der Netzausbau muß so erfolgen, daß im Netzbetrieb in jedem möglichen Betriebszustand die (n-1)-Sicherheit gewährleistet ist, d.h. daß die Versorgung bei einem Fehler im Netz nicht unterbrochen wird.

Alle für die Höchst- und Hochspannungsnetze der beteiligten Länder zuständigen Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind durch leistungsstarke Drehstromkupplungen mit ihren Nachbarn verbunden, und zwar ohne wesentliche Eingriffe in die einzelnen Netzgebilde. Dieser ausgedehnte parallelsynchrone Verbund ergab sich aus der Zusammenschaltung einzelner Netze, die aus den Notwendigkeiten der Versorgungsaufgaben innerhalb der einzelnen Gesellschaften sowie der wachsenden Größe der einspeisenden Blöcke entstanden sind. Zusätzlich zu den direkten Drehstromverbindungen der UCPTE-Partner bestehen noch Gleichstromverbindungen zu Drittländern bzw. anderen Verbundsystemen, die asynchron zur UCPTE-Frequenz betrieben werden.

Im zentralen Teil des UCPTE-Netzes befinden sich große Konzentrationen von Erzeugung und Verbrauch sowie ein starkes Verbundnetz mit großen Übertragungsmöglichkeiten. An den Randzonen,

beispielsweise auf der Iberischen Halbinsel oder auf dem Balkan, nehmen die Leistungsdichten und die Transportkapazitäten immer mehr ab.

Zur Abschätzung des Anteils des kurz- und mittelfristigen Stromaustausches am gesamten Austauschvolumen zwischen den UCPT-Partnern führte die UCPT eine Untersuchung [10] über die Entwicklung des Stromaustausches in den Jahren von 1986 bis 1990 durch. Mittelfristige Abmachungen und das kurzfristige Stromgeschäft mit frei verfügbaren Energielieferungen auf dem Markt für Gelegenheitsenergie (Spotmarkt) werden dabei zur wirtschaftlichen Optimierung der verschiedenen Kraftwerke und Primärenergie eingesetzt.

Da der energiewirtschaftlich vereinbarte Stromaustausch physikalischen Gegebenheiten unterliegt, enthält der zwischen den Unternehmen meßtechnisch erfaßte physikalische Fluß zusätzlich zum vereinbarten Stromaustausch auch Anteile von betrieblich und netztechnisch unvermeidlichen Ausgleichsflüssen. Beim Austausch der gesamten Energie, die der Optimierung der Strombereitstellung dient, ist eine stetige Zunahme erkennbar. Über den fünfjährigen Betrachtungszeitraum betrug das gesamte zur Optimierung eingesetzte Austauschvolumen im Mittel rund 50 % der physikalischen Austauschwerte von etwa 110 bis 120 GWh/a.

Bei den physikalischen Austauschwerten sind neben der Optimierungsenergie im wesentlichen Anteile aus Lieferungen aus Vertragskraftwerken und langfristigen Bezugsverträgen enthalten. Auch zählt hierzu der Anteil an Energie, der sich bei Lieferung bzw. Bezug zwischen zwei Partnern aufgrund der starken Vermaschung des Verbundnetzes durch Ausgleichsflüsse über die Netze Dritter ergibt.

Über den Betrachtungszeitraum beträgt das über den Markt für Gelegenheitsenergie getätigte Austauschvolumen im Mittel rund 30 % des gesamten zur Optimierung eingesetzten Austauschvolumens. Hierbei ist ein Abnehmen in den Jahren 1988, 1989 und 1990 zu beobachten. Dies ist wohl darauf zurückzuführen, daß in diesen Jahren aufgrund von Trockenheit und Nichtverfügbarkeit in Wärmekraftwerken größere Optimierungslieferungen nicht erfolgen konnten.

Außerdem ist darauf hinzuweisen, daß die für Optimierungszwecke ausgetauschte Energie in starkem Maße von der freien Leistung abhängt, die jeweils bei den einzelnen Verbundpartnern verfügbar ist. So muß sich bei einer Verknappung der freien Leistung - z.B. durch Verminderung des Wasserdargebots, der freien Kraftwerkskapazitäten oder aufgrund von behördlichen/ energiewirtschaftlichen Auflagen - zwangsläufig ein Rückgang des Austauschvolumens für Optimierungszwecke ergeben. Auch ist festzustellen, daß die Energiemengen, die über Verträge und Austausche optimiert wurden, in der fraglichen Zeit zugenommen haben, so daß weniger Leistung für die kurzfristige Optimierung im Rahmen des Markts für Gelegenheitsenergie verblieb.

Mit den bisherigen Mitteln (intensiver telefonischer Kontakt unter den Lastverteilern und Energieeinsatzstellen) wurden bereits hohe Volumina im Stromaustausch mit Gelegenheits-Energielieferungen erreicht. Sofern größere Mengen kurzfristiger Energie auf dem Markt verfügbar werden, werden diese Austausche noch zunehmen.

	Höchstlast		Engpaßleistung am 31.12.1992				Stromerzeugung 1992				Austausch	Strom- verbrauch
	parallel am 15.1.92 ^d	zeitgleich	konventionell thermisch	nuklear	Wasser	Summe	konventionell thermisch	nuklear	Wasser	Summe	(+ = Import)	
	MW						TWh					
Belgien	10128	10740	7206	5485	1406	14097	26,1	41,2	1,2	68,378	0,008	67,439
BR Deutschland ^a	66200	62400	60249	22435	6351	89035	227,3	149,2	17,1	393,596	-3,697	386,714
Frankreich	67130	64000	21400	57700	24300	103400	45,7	321,3	67,7	434,678	-53,197	375,489
Griechenland	4743	5371	5518	0	2522	8040	28,8	0	2,4	31,161	0,57	31,505
Italien	34200	40019	37569	0	18548	56117	169,1	0	45	214,163	35,166	244,796
Jugoslawien ^b	10153	e	10552	632	8364	19548	37,6	3,8	21,5	62,837	-1,67	60,942
Luxemburg	648	657	184	0	1128	1312	0,6	0	0,6	1,162	3,881	4,357
Niederlande	9025	10620	14362	505	0	14867	56,7	3,6	0	60,306	8,658	68,937
Österreich	6225	6765	5131	0	10499	15630	10,4	0	33,1	43,411	0,746	42,412
Portugal	4443	5316	3555	0	3369	6924	21,4	0	5	26,347	1,337	27,094
Schweiz	9242	8480	800	2950	11750	15500	1,5	22,1	33,7	57,348	-3,738	51,621
Spanien	23233	25214	18677	7400	16282	42359	67,8	53,4	19,3	140,476	0,645	138,328
andere	3620 ^c											
UCPTE	248990	239582	185203	97107	104519	386829	693	594,6	246,6	1533,863	-11,291	1499,634

Anmerkungen: a) ohne asynchrones Gebiet, b) Summe der Angaben für die Staaten des ehem. Jugoslawien, c) paralleler Netzteil Dänemarks, d) einschließlich Eigenanlagen, e) keine Angaben verfügbar

Tab. 7-2: Höchstlast, Engpaßleistung, Stromerzeugung und Stromverbrauch im UCPTE-Netz 1992

Das skandinavische Verbundsystem NORDEL

Aufgrund ihrer geographischen Lage betreiben die skandinavischen Länder ihr eigenes Verbundnetz. In der 1963 gegründeten NORDEL sind die Netze Finnlands, Norwegens und Schwedens sowie der sich nicht auf dem Festland befindende Teil des dänischen Netzes miteinander verbunden. Die Organisationsform von NORDEL ist ähnlich der der UCPTÉ, sie ist gleichfalls ein Zusammenschluß von Repräsentanten. Das NORDEL-Netz ist über Gleichstromverbindungen mit dem UCPTÉ-Netz verknüpft.

Das osteuropäische Verbundsystem IPS

Einzelne Länder des ehemaligen Rates für Gegenseitige Wirtschaftshilfe (RGW oder auch COMECON) begannen in den fünfziger Jahren, Netzverbindungen untereinander aufzubauen. Zu Beginn der sechziger Jahre wurden dann die Netze Bulgariens, der DDR, Polens, Rumäniens, der Tschechoslowakei, Ungarns sowie ein (wechselnder) Teil des sowjetischen UPS-Netzes, das sogenannte UdSSR-Südnetz, über Kuppelleitungen zu einem Verbundsystem zusammengefaßt. Im Westen wird es im allgemeinen IPS (für Interconnected Power System) bezeichnet.

Im Unterschied zum UCPTÉ-Netz gibt es im IPS neben den Lastverteilungen der einzelnen Länder einen zentralen Lastverteiler mit Sitz in Prag, der hauptsächlich für die Koordination der Leistungstransporte zuständig ist. Die Frequenzhaltung im IPS-Netz haben allein die Kraftwerke der ehemaligen Sowjetunion gewährleistet. Die Kraftwerke der übrigen Partner waren nicht daran beteiligt, darum sind deren Kraftwerke auch nicht mit den entsprechenden Regeleinrichtungen ausgestattet. Daraus lassen sich auch die im IPS-Netz (und damit bei der VEAG) auftretenden Frequenzschwankungen von bis zu ± 600 mHz erklären. Im IPS-Netz fehlt eine automatische Sekundärregelung. Diese erfolgt "per Hand", d.h. durch telefonischen Kraftwerkseinsatz über die Netzleitstellen.

Der osteuropäische Stromverbund war durch stark einseitige Stromexporte der Länder der ehemaligen Sowjetunion in die anderen Partnerländer gekennzeichnet. Im Jahre 1988 bezogen die DDR 1,8 %, Polen etwa 3 %, die CSFR rund 6 % und Ungarn sogar ca. 30 % ihres Strombedarfes aus der Sowjetunion. Im Gegenzug sind die drei letztgenannten Staaten durch erhebliche eigene Investitionen in Kraftwerks- und Netzanlagen in der ex-Sowjetunion engagiert.

Das IPS-Netz ist gegenwärtig über drei Gleichstromkurzkupplungen mit einem Austauschvolumen von insgesamt 1750 MW (550 MW zwischen Dürnrohr/Österreich und Slavetice/Slowakei, 600 MW zwischen Etzenricht/Bayern und Hradec/Tschechische Republik sowie baugleich 600 MW zwischen Wien-Südost/Österreich und Győr/Ungarn) mit dem UCPTÉ-Netz verbunden.

Das Verbundsystem der ehemaligen Sowjetunion UPS [11,12]

In der ehemaligen Sowjetunion gibt es rund zehn sogenannte Verbundnetze, die aus mehr als 100 Teilnetzen bestehen. Alle Verbundnetze - mit Ausnahme derjenigen in Mittelasien und im Osten des Landes - werden innerhalb des einheitlichen elektrischen Energiesystems UPS (United Power System, in der deutschsprachigen Literatur auch als Vereinigtes Energie-System (VES) bezeichnet) synchron betrieben. Es existiert also ein synchron zusammengeschaltetes Netz, daß von den Westgrenzen des Landes bis jenseits des Baikalsees in Sibirien reicht. Die Ost-West-Ausdehnung des UPS beträgt mithin etwa 7000 km und die Nord-Süd-Ausdehnung rund 3000 km, es ist nach den

Trassenlängen das ausgedehnteste Verbundsystem der Welt. Die elektrischen Energiesysteme der ehemaligen osteuropäischen COMECON-Länder sowie ein Netz der Mongolei sind mit dem UPS parallelgeschaltet, über eine Gleichstromkurzkupplung mit Finnland ist es mit dem NORDEL-Netz verbunden.

Die Aufnahme des Parallelbetriebes der Verbundnetze in Mittelasien mit dem UPS war für 1993 vorgesehen, der Anschluß der Verbundnetze im Osten Rußlands für das nächste Jahrzehnt geplant. Damit wird die territoriale Entwicklung des UPS abgeschlossen sein. In Zukunft sollen dann nur unabhängige und neu geschaffene elektrische Energiesysteme im äußersten Norden und im Nordosten des Landes mit dem UPS zusammengeschaltet werden. Durch die politischen Veränderungen in den Ländern der ehemaligen Sowjetunion ist allerdings fraglich, ob das UPS in dieser Weise fortbestehen wird und welche zukünftigen Kooperationen zu erwarten sind.

Das Verbundsystem Großbritanniens CEGB

Der Vollständigkeit halber sei hier noch das CEGB-Netz erwähnt, daß als rein nationales Netz die Netze Englands, Schottlands und Wales umfaßt. Aufgrund der Insellage Großbritanniens ist dieses Netz nur mit einer HGÜ-Kupplung zu Frankreich mit dem UCPT-Netz verbunden.

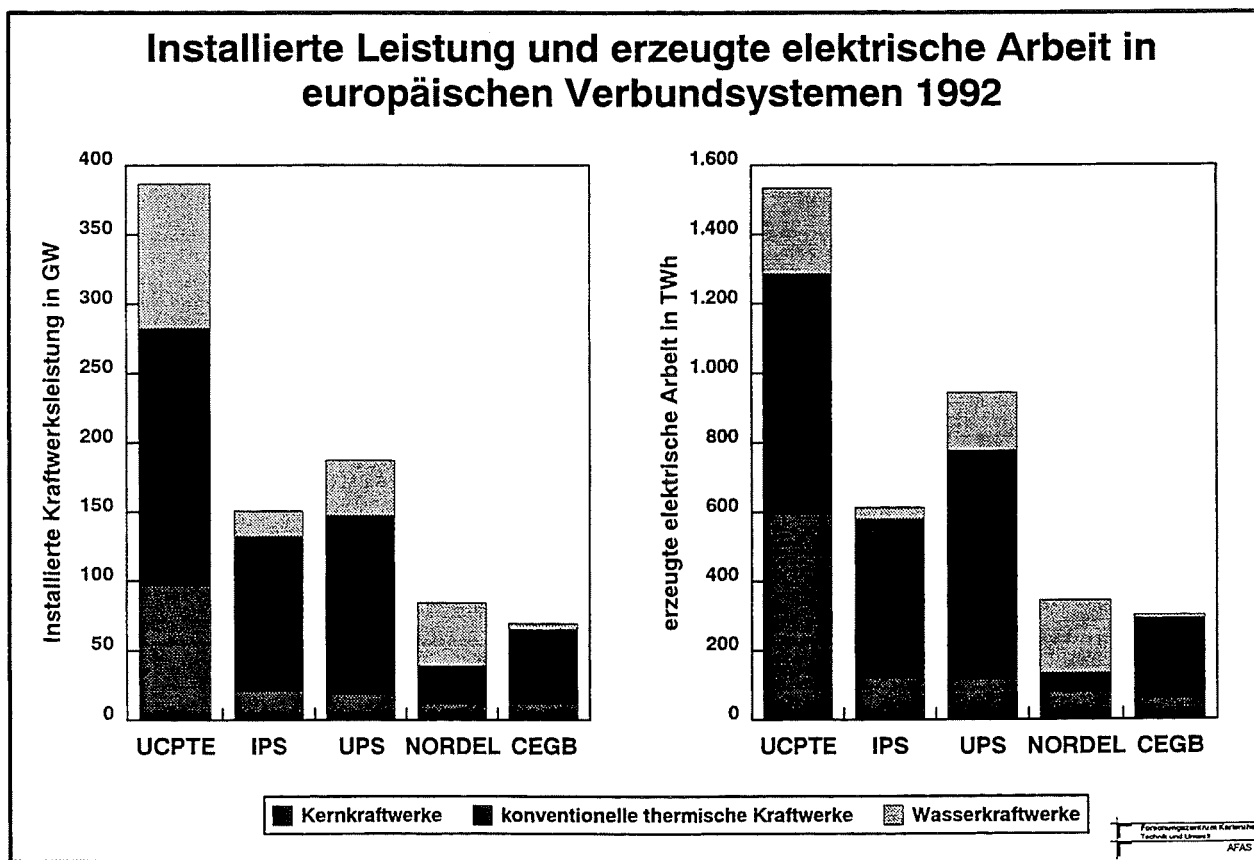


Bild 7-2: Leistung und Arbeit in den europäischen Verbundnetzen 1992

		UCPTE	NORDEL	IPS	UPS	CEGB	DVG
Elektrizitätserzeugung	TWh	1533,8	346,7	660,6	944,9	302,1	412,1
Jahreshöchstlast	GW	239,8	50,6	104,9	140,7	54,4	62,5
Jahresbenutzungsdauer der Höchstlast	h	6400	6850	6300	6720	5550	6070
Installierte Kapazität	GW	392,3	85,8	167,0	188,8	70,0	91,2
mittlere Leistungszahl	MW/Hz	≈ 19.000	≈ 7.000				≈ 5.000
geographische Ausdehnung	1000 km ²	2.270	1.170		10.000	250	248
Leistungsdichte (brutto)	kW/ km ²	170	73		29		368
Leitungsdichte (U ≥ 220 kV)	m/ km ²	66		57	19		116

Tab. 7-3: Charakteristische Daten der Europäischen Stromverbundsysteme und Vergleich mit dem deutschen Verbundnetz 1992 (aus [13] und eigene Berechnungen)

Die elektrizitätswirtschaftliche Zusammenarbeit in Europa wird heute also fast ausschließlich über Gleichstromkupplungen realisiert, die Verbundnetze werden asynchron betrieben. Nur an wenigen Stellen (etwa von Österreich nach Ungarn und zur CSFR, von Griechenland nach Bulgarien und von Jugoslawien nach Ungarn, Rumänien und Bulgarien) existieren Drehstromleitungen, welche über eine Teilnetzaufschaltung oder über Richtbetrieb einen Energieaustausch gestatten. Langfristig sind zusätzliche Verbindungen bzw. ein Ausbau der bestehenden Kupplungen sowohl zwischen den einzelnen Mitgliedsunternehmen als auch zwischen den verschiedenen Verbundsystemen geplant [14].

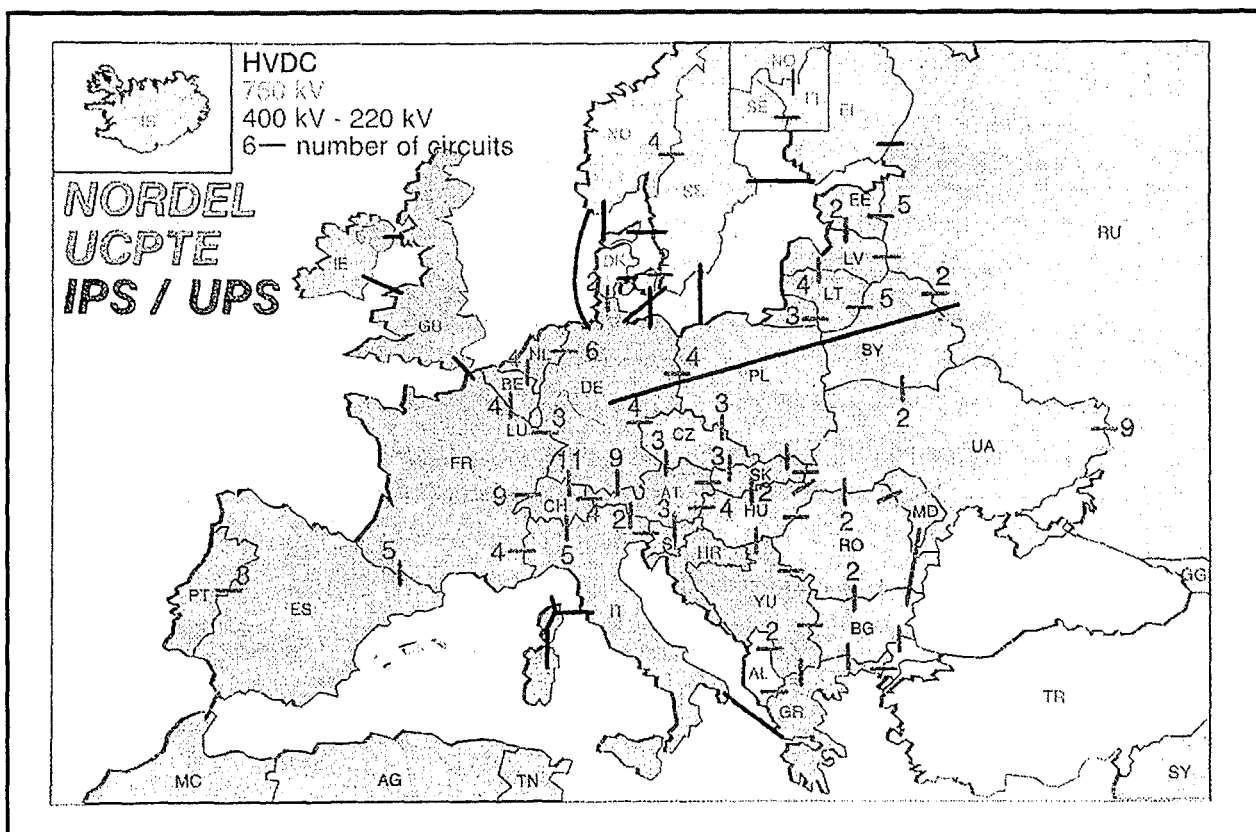


Bild 7-3: Existierende und geplante internationale Leitungsverbindungen 2010 - 2020 (Quelle: [14])

7.2.2 Erweiterung des Verbundes nach Osten ?

Im Zuge der Umwandlungsprozesse in Osteuropa wird vor allem von ehemaligen Staaten des RGW der Wunsch geäußert, ihre Beteiligung am Netzverbund mit der ehemaligen UdSSR aufzulösen und anstatt dessen der UCPTÉ beizutreten.

Dem stehen nach Ansicht von Vertretern der Elektrizitätswirtschaft vor allem technische und organisatorische, aber auch wirtschaftliche Unterschiede zwischen beiden Systemen im Wege:

„Eine Ablösung der Importe der osteuropäischen Länder aus der Sowjetunion durch Importe aus der UCPTÉ steht nicht zur Diskussion. Eher schon Stromexporte einiger osteuropäischer Länder zur Devisenbeschaffung, sofern die erforderlichen Sanierungsmaßnahmen am Kraftwerkspark dies erlauben. [15]“

Des Weiteren stellten sie fest, daß:

„... ein gemeinsamer synchroner Verbundbetrieb unter westeuropäischen Anforderungen ohne Gefährdung des Gesamtsystems kurz- bzw. mittelfristig nicht möglich erscheint. Grundbedingung für einen synchronen Parallelbetrieb elektrischer Netze ist vor allem eine ausreichende Kraftwerksleistung und -regelfähigkeit für Normal- und Störungsbetrieb sowie ausreichende Netzquerschnitte, wodurch eine einheitliche Frequenz- und Spannungshaltung möglich ist. Vereinfacht läßt sich sagen: Der synchrone Verbund funktioniert auf Dauer nur zwischen Partnern gleicher Leistungsfähigkeit. (...) Ein Stromverbund von Spanien bis Wladiwostok ist ebensowenig Utopie wie Gewißheit. Es bedarf sorgfältiger Untersuchungen, ob so ein riesiges Netz, daß weltweit ohne Beispiel wäre, überhaupt stabil zu halten wäre und auch einer Kosten-Nutzen-Analyse standhält. So sei in diesem Zusammenhang auch darauf hingewiesen, daß der Osten und Westen der USA zwei getrennte Netzgebiete bilden, die durch HGÜ-Anlagen miteinander verkoppelt sind. Die optimale Größe eines Verbundsystems liegt nicht unbedingt in einer maximalen Ausdehnung. Eine Einbindung der Länder Ungarn, CSFR und Polen in das westeuropäische Verbundnetz wird in Folge der Grenzlage abhängig vom Ergebnis der Untersuchungen immerhin bis Ende der 90er Jahre für möglich gehalten, während das große Verbundnetz mehr eine Aufgabe des nächsten Jahrhunderts wäre. [16]“

Am 16. Dezember 1992 gründeten in Prag Vertreter der Polnischen Netzgesellschaft PSE S.A., der Tschechischen Energiewerke Ceské Energetické Závody CEZ, der Slowakischen Energiebetriebe SEP und der Ungarischen Gesellschaft Magyar Villamos Művek Rt. (MVM Rt.) die CENTREL; ein organisatorisches Gremium, das die Umsetzung der Voraussetzungen des Zusammenschlusses der Höchstspannungsnetze hinsichtlich Technik, Energiewirtschaft und Organisation erleichtern soll. Einen Tag später wurde in Wien ein "Maßnahmenkatalog zur Integration von MVM Rt., CEZ, SEP und PSE S.A. in die UCPTÉ" unterzeichnet. Dieser sieht folgende Schritte vor:

1. Schaffung der notwendigen Voraussetzungen für den Netzzusammenschluß, d.h. neben den technischen, energiewirtschaftlichen und organisatorischen Anpassungsmaßnahmen der Ostnetze auch die Errichtung unverzichtbarer Netzerweiterungen bzw. Anschlußleitungen in den Westnetzen.
2. Erprobung der Wirksamkeit bzw. Funktionstüchtigkeit der getroffenen Maßnahmen durch vorübergehende selbständige Netzregelung der CENTREL-Länder über eine hinreichend lange Zeitspanne hinweg.
3. Nach erfolgreichem Abschluß des Probelaufs werden die Vertreter der heutigen UCPTÉ den offiziellen Beschluß zur Zusammenschaltung der Netze von CENTREL und UCPTÉ fassen. Gemäß Vereinbarung der vier CENTREL-Vertreter untereinander wird ab diesem Zeitpunkt die

CENTREL gegenüber ihren westlichen Nachbarn zunächst durch eine koordinierende Lastverteilung in Prag repräsentiert.

Eine Einbindung der an den räumlichen Grenzen des Verbundes liegenden Landesnetze der Tschechischen Republik, Polens, der Slowakei und Ungarns ist zwischen 1995 und 1997 vorgesehen. Die gegenwärtig zur Verfügung stehende Übertragungskapazität über Gleichstromkurzkupplungen soll bis dahin neben vertraglich vereinbarten Austauschlieferungen auch für das Bezahlen westlicher Investitionen durch östliche Stromlieferungen genutzt werden [17].

Ein Anschluß der Netze Bulgariens, Rumäniens der baltischen Staaten und der GUS an den westeuropäischen Verbund ist in der Überlegung. Auf Veranlassung der EU sind derzeit umfangreiche Studien in Arbeit, aus heutiger Sicht ist aber bis 2010 eine wesentliche Erweiterung des UCPTTE über CENTREL hinaus nach Osten nicht anzunehmen.

7.3 Möglichkeiten der Ausweitung des Verbundes und Auswirkungen auf die Lastkurve

Eine großräumige Ausdehnung der Stromverbundsysteme läßt Vergleichmäßigungseffekte in der Tageslastkurve erwarten, die aus einem regional unterschiedlichen Nachfrageverhalten herrühren. Eine derartige Vergleichmäßigung würde zugleich das Potential für SMES zum Einsatz als Tagespeicher reduzieren.

Grundsätzlich kann bei den Vergleichmäßigungseffekten unterschieden werden zwischen einer Vergleichmäßigung infolge unterschiedlicher einbezogener Zeitzonen und eines dadurch zeitversetzten Nachfrageverhaltens und einer Vergleichmäßigung aufgrund einer in verschiedenen Ländern stark unterschiedlichen Verbraucherstruktur und daraus resultierenden unterschiedlichen Zeitabhängigkeiten der momentanen Verbraucherlasten. Dies sei im folgenden an zwei Beispielen illustriert:

Ein Ost-West-Stromverbund von Portugal bis zum Ural würde 3 bzw. 4 Zeitzonen überdecken und insbesondere durch die Verschiebung der Tageslastkurven zu einer Vergleichmäßigung der Summenlastkurve beitragen. Die Ergebnisse einer Untersuchung [18] für einen Zusammenschluß des UCPTTE mit den osteuropäischen Verbundnetzen IPS und UPS zeigt Bild 7-4. Durch einen Zusammenschluß des UCPTTE mit dem osteuropäischen Verbund IPS läßt sich das Leistungsverhältnis sowohl im Sommer als auch im Winter erhöhen, eine zusätzliche Ausdehnung durch Einschluß des russischen Verbundes UPS würde eine weitere Erhöhung des Lastfaktors mit sich bringen und zu einer deutlich ausgeglicheneren Tageslastkurve führen.

Ein Beispiel für einen Ausgleich infolge unterschiedlichen Lastverlaufs wäre ein Nord-Süd-Verbund. Eine Abschätzung dieses Einflusses - ermittelt durch die Überlagerung repräsentativer Winterwerktagsganglinien von Deutschland, Spanien, Marokko und Tunesien - zeigte ebenfalls eine Erhöhung des Leistungsverhältnisses, ermittelt wurden hierfür etwa zwei Prozentpunkte [19].

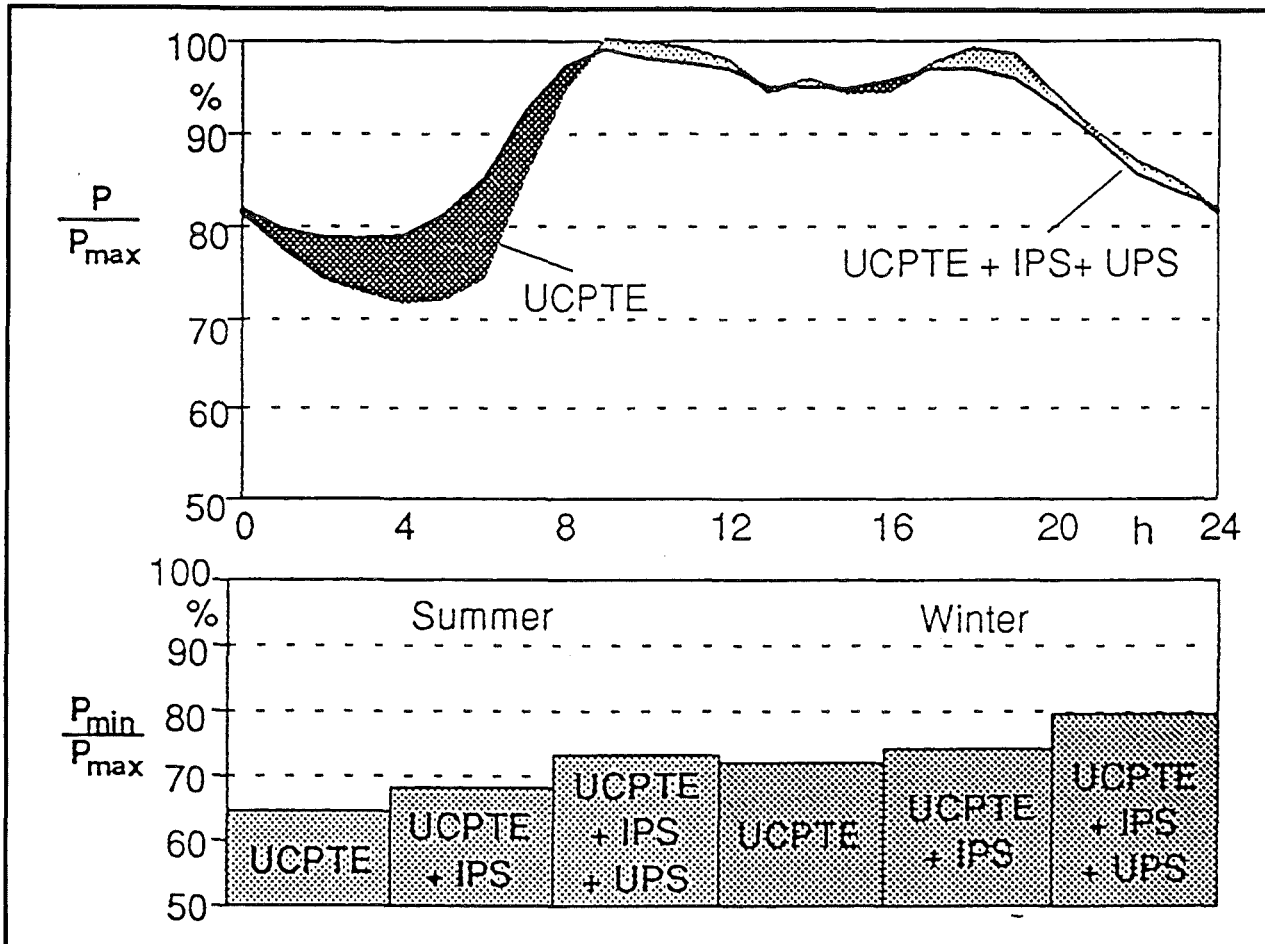


Bild 7-4: Auswirkungen einer Ausdehnung des westeuropäischen Verbundes UCPTe durch Zusammenschluß mit dem osteuropäischen Verbund IPS und dem russischen Verbund UPS auf die Tageslastkurve an einem Wintertag (oben) bzw. die Leistungsverhältnisse an Werktagen im Sommer (unten links) und im Winter (unten rechts) (aus [18])

Ob solche großräumigen Zusammenschlüsse tatsächlich realisiert werden, ist aber noch offen. Zwar bieten derartige Großverbünde einige deutliche Vorteile, bringen jedoch auch einige Nachteile vor allem wirtschaftlicher und organisatorischer Art mit sich. So kommt die Deutsche Verbundgesellschaft (DVG), die die Frage, ob technisch-physikalische Grenzen für die Ausdehnung von Verbundsystemen existieren, auf der Basis von Modellsystemen grundsätzlich untersucht hat, zu folgendem Ergebnis:

„Aus den dieser Untersuchung zugrundeliegenden realitätsbezogenen Modellsystemen lassen sich zunächst keine unüberwindlichen Grenzen für eine Erweiterung von Verbundsystemen erkennen. Jedoch zeigen nahezu alle Qualitätsmerkmale, wie z.B. Versorgungszuverlässigkeit, Frequenzstabilität und Kurzschlußleistung, Sättigungseffekte auf. Daher wären die ab einer gewissen Netzgröße zu erreichenden Vorteile eher gering. Auch würde der Aufwand - insbesondere bei großräumigen Leistungsübertragungen - stark anwachsen, denn hier müßten hohe Übertragungsverluste und ein sehr hoher Blindleistungsbedarf in den zwischengeschalteten Teilsystemen in Kauf genommen werden. (...) Der wirtschaftliche Nutzen der Verbunderweiterung, im wesentlichen bestimmt durch Reduzierung der erforderlichen installierten Reserveleistung, Erhöhung der Austauschoptimierung, Verbrauchsausgleich infolge Zeitverschiebung sowie Reduzierung der Primärregelleistung, ist bezogen auf die Gesamtjahreskosten eher gering und wird mit zunehmender Vergrößerung des Verbundnetzes immer weiter abnehmen. Somit lassen sich Gründe für eine wesentliche Erweiterung des Drehstromverbundes aus dem wirtschaftlichen Nutzen für das Gesamtsystem nicht ableiten. Die Untersuchungen zeigen weiter, daß mit zunehmenden Schwierigkeiten betrieblich-organisatorischer Natur zu rechnen ist, deren Lösung einen erheblichen Aufwand für die Netzbetriebsführung erfordern. (...) Die Akzeptanz für

technische Maßnahmen für die Aufnahme eines Parallelbetriebes wird heute auch wesentlich von den ökologischen Vor- und Nachteilen bei Verbunderweiterungen bestimmt. (...) Ökologische Vorteile werden in der heutigen verbrauchsnahe Stromerzeugung gesehen. Weiträumige Stromübertragungen werden nur im Fall der Erschließung standortgebundener regenerativer Energiepotentiale wie Wasserkraft sinnvoll sein. [20]"

7.4 Internationale Entwicklung - Exportchancen für SMES

Die weltweit existierende Kraftwerkskapazität ist regional sehr inhomogen verteilt. Von einer 1991 nachgewiesenen Nettoleistung aller Kraftwerke von etwa 2850 GW entfallen ca. zwei Drittel auf die Industrieländer mit etwa 900 Millionen Einwohnern.

Region	Land bzw. Ländergruppe	NEPL	NEPL/Kopf	NEPL/Fläche	BSV	BSV/Kopf
		GW	kW	kW/km ²	TWh	kWh
Europa		687,1	1,37	141	2878	5750
	EG	464,2	1,35	196	2002	5810
	UCPTE	384,2	1,28	168	1526	5070
	Deutschland	123,2	1,53	345	535	6640
ehem. UdSSR		343,7	1,17	15	1694	5780
Amerika	Nord- und Mittelamerika	940,1	2,16	39	3780	8670
	USA und Kanada	892,9	3,16	46	3591	12710
	Südamerika	119,9	0,41	7	464	1580
	Lateinamerika	167	0,37	7	653	1460
Afrika		75,1	0,12	3	319,2	490
Asien		636,4	0,2	23	2711	850
	Japan	200	1,61	530	888	7130
	China	146	0,13	15	680	15
Ozeanien		44,5	1,62	5	191,4	6980
Welt		2847	0,53	21	12040	4230
	zum Vergleich: OECD-Länder	1725,9	2,0	54	7160	8290

Tab. 7-4: Elektrizitätsversorgung in der Welt, Zahlen für 1991

Die Industrieländer verfügen über nationale Verbundnetze. Diese sind häufig auch Bestandteil von großräumigen internationalen Verbundnetzen mit hundert und mehr Gigawatt Kraftwerksleistung bzw. über Gleichstromleitungen mit diesen verbunden. Ausnahmen sind - aufgrund ihrer Insellage - Japan, Australien, Neuseeland und Irland. Elektrizitätsversorger in Industrieländern, in denen aufgrund der Netzkonfiguration auch große Speicher einsetzbar wären, gleichen einen Teil der Unterschiede der kurz- und mittelfristigen Lastgänge über die Verbundnetze aus. Zugleich reduzieren die Verbundnetze die notwendige Reservekapazität. Hier sind also die Potentiale für große Speicher vergleichsweise gering.

		UCPTE	Japan	USA	DVG
System		synchroner Verbund mit HGÜ zu Nachbarsystemen	isoliertes Verbundnetz aus zwei durch HGÜ verbundenen asynchronen Teilnetzen	mehrere durch HGÜ-Kupplungen verbundene asynchrone Netze	Bestandteil eines Verbundnetzes
Netzfrequenz	Hz	50	50 / 60	50	
Elektrizitätserzeugung	TWh	1470	857	3197	439
Elektrizitätsverbrauch	TWh	1447	758	2634	438
Jahreshöchstlast	GW	242			60
Jahresbenutzungsdauer	h	5970			6070
installierte Kapazität (netto)	GW	385	175	690	88
konventionell thermisch	%	47	61	73	68
nuklear	%	38	18	14	25
Wasserkraft	%	15	21	13	7
mittlere Leistungszahl	MW/Hz	≈ 19.000			
geographische Ausdehnung	1000 km ²	2.270	378	9.373	248
Leistungsdichte (netto)	kW/ km ²	170	463	74	356
Leitungsdichte (U ≥ 220 kV)	m/ km ²	66	50		116

Tab. 7-5: Elektrizitätsversorgungssysteme der großen Industrieländer und Vergleich mit dem deutschen Verbundnetz 1990 (aus [21] und eigene Berechnungen)

Demgegenüber basiert in den Entwicklungsländern die Stromversorgung meist auf Inselösungen oder auf kleinräumigen Verbänden. Auf der Basis einer Arbeit aus dem Jahre 1989 [22] schätzen wir, daß es weltweit zur Zeit etwa 600 technisch isoliert betriebene Kraftwerkssysteme mit einer installierten Leistung von mehr als 10 MW gibt, davon haben etwa zwei Drittel eine installierte Kraftwerksleistung von unter 300 MW. Die Verteilung zeigt Bild 7-5.

In den Inselnetzen, wo ein Bedarf für eine Energiespeicherung leichter nachweisbar ist als in den ausgedehnten Verbundnetzen der Industrieländer, liegen die Kraftwerksleistungen pro Netz im Bereich von einigen zehn bis einigen hundert MW. In den Netzen vieler Entwicklungsländer weist die Tageslastganglinie zudem einen deutlich von den Verhältnissen in den europäischen Industrieländern verschiedenen Verlauf auf. Sie ist meist gekennzeichnet durch ein mehr oder weniger deutlich ausgeprägtes Maximum in den frühen Abendstunden (Bild 7-6). Unter solchen Verhältnissen wären zum Tageslastausgleich - als sehr grobe Schätzung - Speicher mit einem Energieinhalt von etwa drei Vollaststunden bei einer Leistung von 30 - 50 % der Netzhöchstlast einsetzbar. SMES in dieser Größenordnung profitieren nicht in dem Maße von der Kostendegression großer Einheiten, für ein SMES mit 100 MWh Speicherinhalt liegen die Kosten nach derzeitigen Schätzungen bei etwa 3000 DM/kWh und damit weit entfernt von der Wettbewerbsfähigkeit gegenüber den Alternativen.

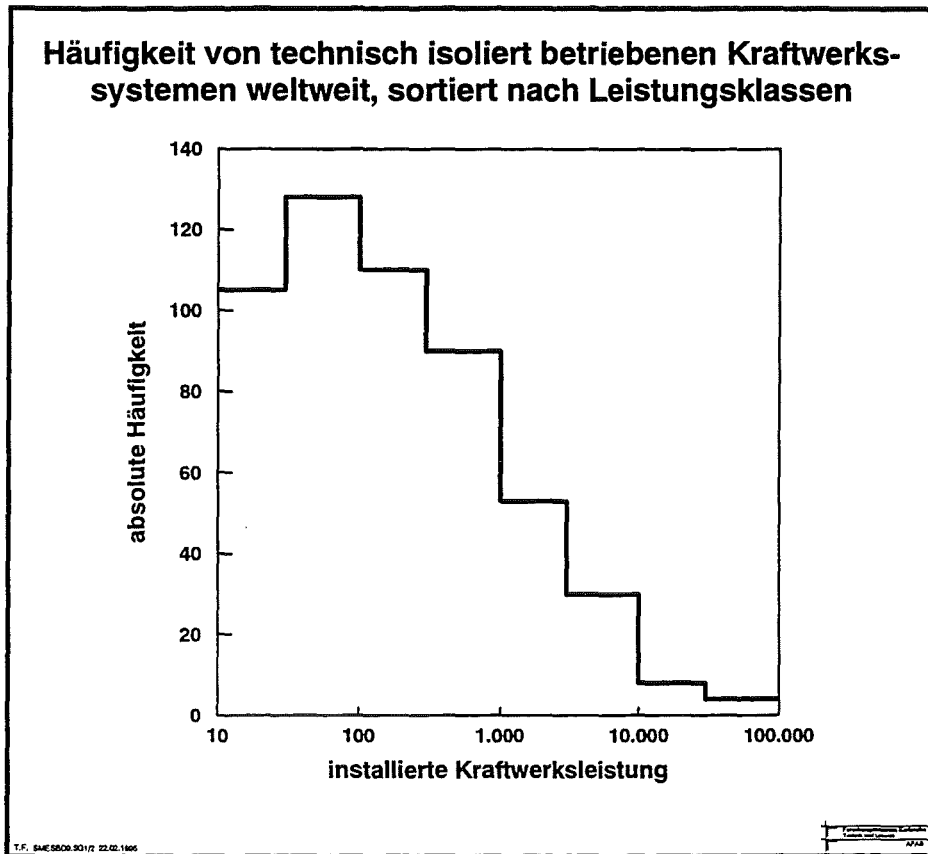


Bild 7-5: Häufigkeit von technisch isoliert betriebenen Kraftwerkssystemen, sortiert nach Leistungsklassen (nach [19])

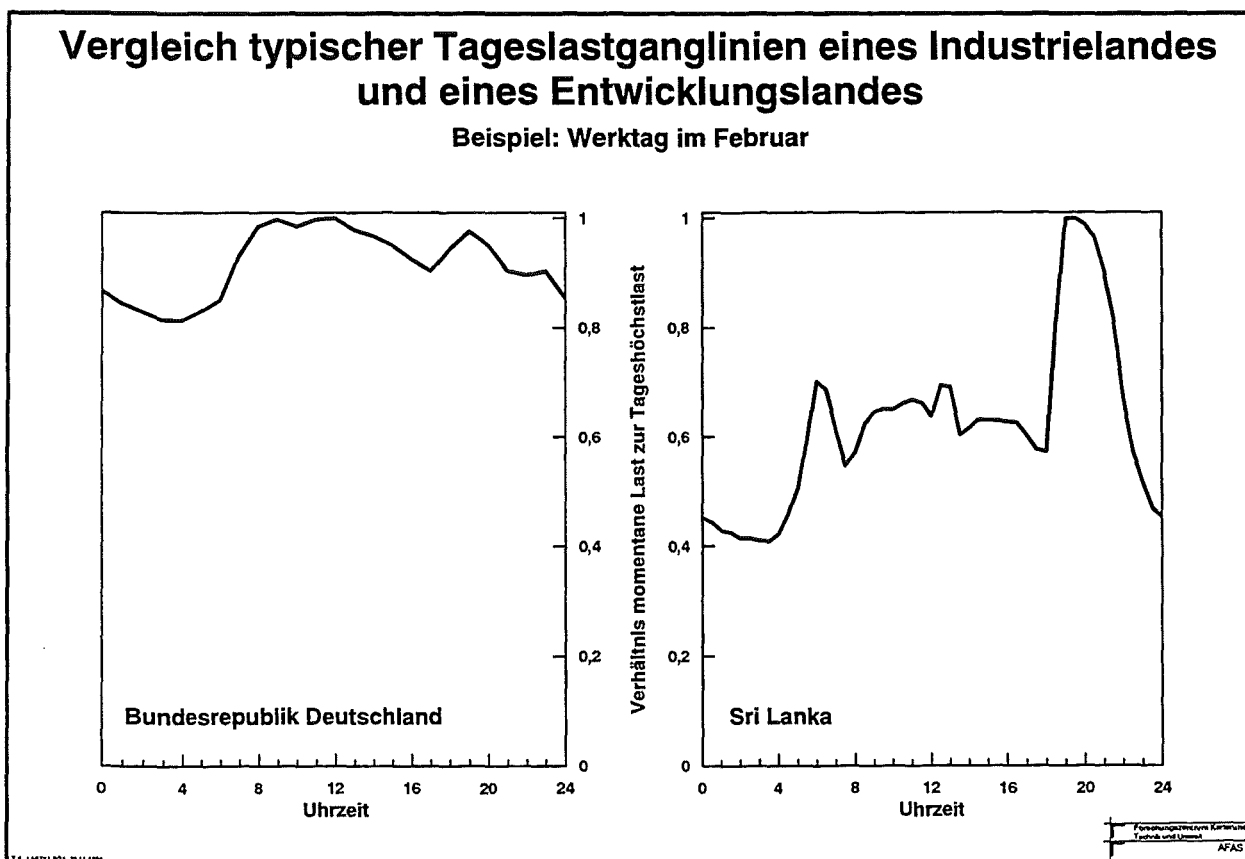


Bild 7-6: Vergleich typischer Tageslastganglinien eines Industrielandes und eines Entwicklungslandes

Ein weiteres Charakteristikum mancher isoliert betriebener Netze, vor allem in den Schwellenländern, ist der hohe Anteil des größten Blockes an der Netzhöchstlast (Tabelle 7-6). Der Ausfall eines großen Blockes in solchen Netzen führt wegen der dort kleinen Netzleistungszahl zu starken Einbrüchen der Netzfrequenz mit der Gefahr des Netzzusammenbruches. In solchen Netzen ist für eine hohe Versorgungsqualität eine leistungsfähige schnelle Sekundenreserve unerlässlich. Dafür können schnelle Elektrizitätsspeicher eine attraktive Alternative zu konventionellen Lösungen bieten. Beispielsweise wurde in Berlin für solche Zwecke ein Batteriespeicher betrieben; in Israel werden Untersuchungen zum Einsatz von Batteriespeichern zur Sekundenreservebereitstellung durchgeführt; aus Taiwan sind analoge Untersuchungen bekannt, in denen auch der Einsatz von SMES diskutiert wird. Eine wirtschaftliche Bewertung der Einsatzmöglichkeiten von SMES muß hier im Einzelfall anhand des jeweiligen Netzes durchgeführt werden.

System	Jahr	Höchstlast	installierte Kraftwerksleistung	Leistung des größten Blockes	Anteil des größten Blockes an der Höchstlast
		GW	GW	MW	%
UCPTE	1991	245,9	384,2	1300	0,53
BEWAG/Berlin(West)	1991	1,744	2,455	300	17,2
PLN (Java)	1985	2,466		400	16,22
Taipower/Taiwan	1988	12		880	7,3
IEC/Israel	1991		5,5	550	
Ägypten	1987	5,2		300	5,8

Tab. 7-6: Beispiele für technisch isolierte Kraftwerkssysteme

In der Regel sind die Inselsysteme in den Entwicklungs- und Schwellenländern aufgrund der dort hohen Zuwachsraten des Elektrizitätsverbrauches gekennzeichnet durch ein hohes Leistungsdefizit. Schon Investitionen für zusätzliche Erzeugungskapazität und für Erhaltung oder Instandsetzung des Netzes können durch die Betreiber häufig nicht in dem erforderlichen Umfang aufgebracht werden. Darum ist aus unserer Sicht äußerst unwahrscheinlich, daß die dortigen EVU eine Technologie wie mittelgroße und große SMES finanzieren können und wollen.

Vergleichsweise große Export-Märkte sehen wir für kleine SMES für USV-Anwendungen. Die Netze in Entwicklungs- und Schwellenländern sind bei weitem nicht so gut ausgebaut und stabil wie die Verbundnetze der Industrieländer. Mit der auch in erstgenannten Ländern fortschreitenden Industrialisierung werden Verbraucher in zunehmendem Maße eine höhere Qualität der Stromversorgung benötigen und - da die jeweiligen EVU oft nicht in der Lage sind, kurz- und mittelfristig Abhilfe schaffen - eigene Lösungen suchen. Hierzu können auch SMES-USV-Anlagen gehören. Großen Bedarf für solche Systeme sehen wir in den Schwellenländern Südostasien, in den Flächenstaaten Australien, Indien und China sowie in Südafrika.

Literatur:

- [1] Daten: UN World Energy Statistics, OECD Electricity Information
- [2] J.Zask; „Exportkapazität der französischen Stromwirtschaft“; in: W.Harms (Hrsg.); „Atomstrom aus Frankreich?“; Berliner Beiträge zum Wirtschaftsrecht Band 2, C. Heymanns Verlag 1987
- [3] M. Kleinpeter; „Energie- und Stromwirtschaft in Frankreich“; Energiewirtschaftliche Tagesfragen 44(1994) Heft 12, S. 792-796
- [4] Interview mit Prof. E. Hope; Energiewirtschaftliche Tagesfragen 44(1994) Heft 12, S. 767-772
- [5] A. Johannesen; „Norwegian Hydropower in a European Context“, Proc. IEA-Symp. on the Use of Superconductivity in Energy Storage, October 25-27, 1994, Karlsruhe, Germany

- [6] PreussenElektra AG „Baltic Cable: Strom im Verbund“, 1994
- [7] Deutsche Verbundgesellschaft e.V.; Jahresbericht 1992; Heidelberg 1993
- [8] PreussenElektra AG „Die Energiewirtschaft Skandinaviens - Neue Impulse für Europa“; 1994
- [9] UCPTÉ; „Übersicht über die Empfehlungen der UCPTÉ für den Verbundbetrieb“; Arnhem 1990
- [10] Deutsche Verbundgesellschaft e.V.; Jahresbericht 1992, Heidelberg 1993
- [11] A.F.Bondarenko u.a.; „Entwicklungsstand und Perspektiven der Energieversorgung in der ehemaligen UdSSR“; Energiewirtschaftliche Tagesfragen 42(1992) Heft 6, S. 384-388
- [12] V.V.Yershevich; „Stromnetze in Rußland - ihre Probleme und Perspektiven“; in: R. Gerwin (Hrsg.); „Energieversorgung nach der Planwirtschaft“; Edition Universitas Stuttgart 1993
- [13] J.Schneider et al.; „Technical Requirements and Possibilities of an All-European East-West Interconnection“; CIGRE 1994 Session, Paper 37-103
- [14] UNIPEDE; „Elements for the Development of a Future European Power System“; Final Report 1993
- [15] L.Strauß; „Entwicklungsmöglichkeiten der stromwirtschaftlichen Zusammenarbeit zwischen West- und Osteuropa“; Brennstoff-Wärme-Kraft 44(1992), S. 424-432
- [16] W.Straßburg; „Stromverbund für Gesamteuropa?“; Energie 43(1991) Heft 10, S. 16-22
- [17] L.Strauß; „Osteuropa bereitet Anbindung an Westnetz vor“; Stromthemen 10(1993) Nr. 5
- [18] H.-J. Haubrich and J. Schneider; „Development of Interconnected Power Systems and Possible Applications of SMES“; Proc. IEA-Symp. on the Use of Superconductivity in Energy Storage, October 25-27, 1994, Karlsruhe, Germany
- [19] A. Voß, A. Wiese und M. Kaltschmitt; „Technische, ökonomische und ökologische Aspekte eines 'Global Link'“; VDI-Berichte 1129(1994), S. 195-213
- [20] Deutsche Verbundgesellschaft e.V.; Jahresbericht 1991, Heidelberg 1992
- [21] J.Thiry; „Interconnection of European Electric Power Systems - Present Situation and Prospects up to the Year 2000“; Proc. IEA/OECD Seminar on East-West Energy Trade, Vienna, October 3-4, 1991; pp. 161-177
- [22] M.Ritzau, „Technisch-wirtschaftliches Substitutionspotential regenerativer Primärenergiequellen in elektrischen Inselfsystemen“; Dissertation RWTH Aachen 1989

Abschnitt III: Einsatzbereiche und Potentiale für Supraleitende Magnetische Energiespeicher

Für SMES sind in der Literatur eine Vielzahl von - aus technischer Sicht denkbaren - Einsatzmöglichkeiten vorgeschlagen worden. Einige davon sind - unter Verwendung alternativer, bereits existenter Speichertechnologien, bereits verwirklicht worden; andere setzen die besonderen technischen Eigenschaften von SMES voraus und sind darum erst in Zukunft realisierbar. Ausgewählte Einsatzbereiche sollen hier im Detail diskutiert werden.

8. Problemaufriß: Zeitverhalten der Leistung in elektrischen Netzen

In Elektrizitätsversorgungssystemen muß aufgrund physikalischer und technischer Gegebenheiten jederzeit ein weitgehendes Gleichgewicht zwischen bereitgestellter und konsumierter Elektrizität aufrechterhalten werden. Während kurzzeitige und geringe Abweichungen vom Gleichgewicht vergleichsweise kleine und tolerierbare Auswirkungen auf den Verbraucher mit sich bringen, können bei starken Abweichungen umfangreiche Versorgungsausfälle und die Zerstörung von technischen Einrichtungen die Folge sein. Aus diesem Grunde sind Bereitstellung und Verbrauch jederzeit auszugleichen, wobei je nach Zeitdauer und Höhe der Schwankung unterschiedliche Verfahren zum Einsatz kommen. Da man auf den Verbrauch nur in begrenztem Umfang Einfluß nehmen kann und will, wird die Bereitstellung elektrischer Energie den Verbraucheranforderungen angepaßt.

Der Gesamtbedarf an elektrischer Leistung unterliegt einer Vielzahl verschiedener, zum großen Teil zyklischer Schwankungen, bedingt u. a. durch die menschlichen Lebensgewohnheiten und Verhaltensweisen sowie die betrieblichen Erfordernisse von Industrie, Gewerbe und Landwirtschaft. Diese wiederum werden beispielsweise vom Rhythmus von Tag und Nacht, von arbeitswelttypischen Abläufen, von jahreszeitlichen Besonderheiten und vom Verlauf der wirtschaftlichen Prosperität beeinflußt. Die Dauer der Zyklen kann von einem Jahr bis zu Sekunden reichen, wobei wegen der Größe der Variation und dem damit verbundenen Leistungsbedarf die täglichen Schwankungen wohl die bedeutendsten sind. Dabei hängen die zeitlich veränderlichen Bedarfsanforderungen in den einzelnen Teilnetzen von der Art des Abnehmers und der Abnehmergruppen ab, aus der Überlagerung der Belastung vieler verschiedenartiger Abnehmer und Abnehmergruppen ergibt sich in der Regel ein deutlicher Belastungsausgleich.

Leistungsmessungen in elektrischen Netzen zeigten eine Vielzahl von Schwankungen mit unterschiedlichen Periodendauern. Die Oszillationen um den effektiven Mittelwert der Last mit Periodendauern zwischen Sekundenbruchteilen bis zu einigen Sekunden werden als *Lastrauschen* bezeichnet. Ursachen dafür sind unter anderem die stochastische Abfolge von Ein- und Ausschaltvorgängen im Netz, Verbraucher mit oszillierendem Leistungsbedarf bzw. sehr kurzen Einschaltzeiten, Rückwirkungen von am Netz befindlichen Geräten und Schwingungen im Frequenzhaltungssystem des Versorgers. Das Lastrauschen führt zu Schwankungen der Spannung ("Spannungsflimmern") und der Frequenz. Beide beeinträchtigen die Stromqualität und wirken sich störend beim Verbraucher aus. Die schnellen Schwankungen des Lastrauschens werden zum Teil durch die Trägheit der rotierenden Massen der Erzeuger gepuffert, die langsameren Schwingungen können dadurch jedoch nicht ausgeglichen werden. Hierfür bedient man sich eines kraftwerksseitigen Regelungsmechanismus, der sogenannten Primärregelung. Das Lastrauschen

und die dabei auftretenden Spitzen werden allgemein weniger als ein Problem der Spitzenlastdeckung denn als ein regelungstechnisches Problem betrachtet [1].

Die zweite Kategorie der *Lastschwankungen* sind solche mit Dauern *im Minutenbereich*. Sie werden unter anderem verursacht durch Lastwechsel bei einzelnen großen Verbrauchern oder durch gleichzeitige Schaltvorgänge einer Vielzahl kleiner Verbraucher. Die hierbei auftretenden Anstiege bzw. Abfälle der Netzlast sind nur teilweise vorhersehbar. Die Deckung der erforderlichen Leistung erfolgt bei den Erzeugern durch Regelungssysteme, im Zusammenwirken von Primärregelung und Sekundärregelung. Wesentliche Größe dabei ist die Leistungsänderungsgeschwindigkeit, da sie mit bestimmt, inwieweit die rotierende Reserve an der erforderlichen Lastdeckung beteiligt werden kann. Den limitierenden Faktor bilden dabei die möglichen maximalen Laständerungsgeschwindigkeiten der jeweiligen Erzeugungseinheiten.

		Leistungs- rauschen	Leistungs- schwankungen	Leistungsrampen	Leistungssprünge
Richtungswechsel	1/h	1500	5 ... 20	0,2 ... 5	
Amplituden einzelner Hübe	% der Tageshöchstleistung	0,5 im Mittel 2 Maximum	1 bis 10	7,5 im Mittel, im Extremfall ein Vielfaches davon	
Leistungsänderungsgeschwindigkeit	% / min	10 ... 15	0,2 ... 3	0,4 ... 2	
Bemerkungen		Amplituden und Gradienten nehmen mit der Netzgröße ab	Leistungsabweichungen über mehrere Minuten in der gleichen Richtung	viele Minuten bis Stunden Laständerungen in gleichbleibender Richtung	Folge von großen Schaltvorgängen im Netz, z.B. bei Ausfall von Erzeugungseinheiten

Tab. 8-1: Belastungsvorgänge in elektrischen Versorgungsnetzen [2]

Die Verläufe der Last, gemittelt über Meßperioden von jeweils einer Viertelstunde, beschreiben den sogenannten *Tageslastgang*. Er wird geprägt durch die menschlichen Lebensgewohnheiten und Verhaltensweisen, besonders durch die Aktivitätsunterschiede zwischen Tag und Nacht, sowie durch tageszeittypisches gleichartiges Verbraucherverhalten. Obwohl sich durch die Vielzahl von Lastgängen verschiedenartiger Verbraucher die einzelnen Lastcharakteristiken bis zu einem gewissen Grad ausgleichen, entsteht doch ein typischer Lastverlauf über den Tag. In den mitteleuropäischen Industrieländern erreicht die Last zwischen 0 und 6 Uhr ein Minimum, um dann im Bereich zwischen 6 und 8 Uhr sehr stark anzusteigen. In Industriegebieten tritt an Werktagen eine nahezu gleichmäßige Belastung während der Arbeitszeit auf, eine erste Lastspitze bildet sich normalerweise am Vormittag aus. Nach Arbeitsschluß sinkt die Last ab, am Abend kommt (vor allem im Winter) ein zweites Maximum hinzu.

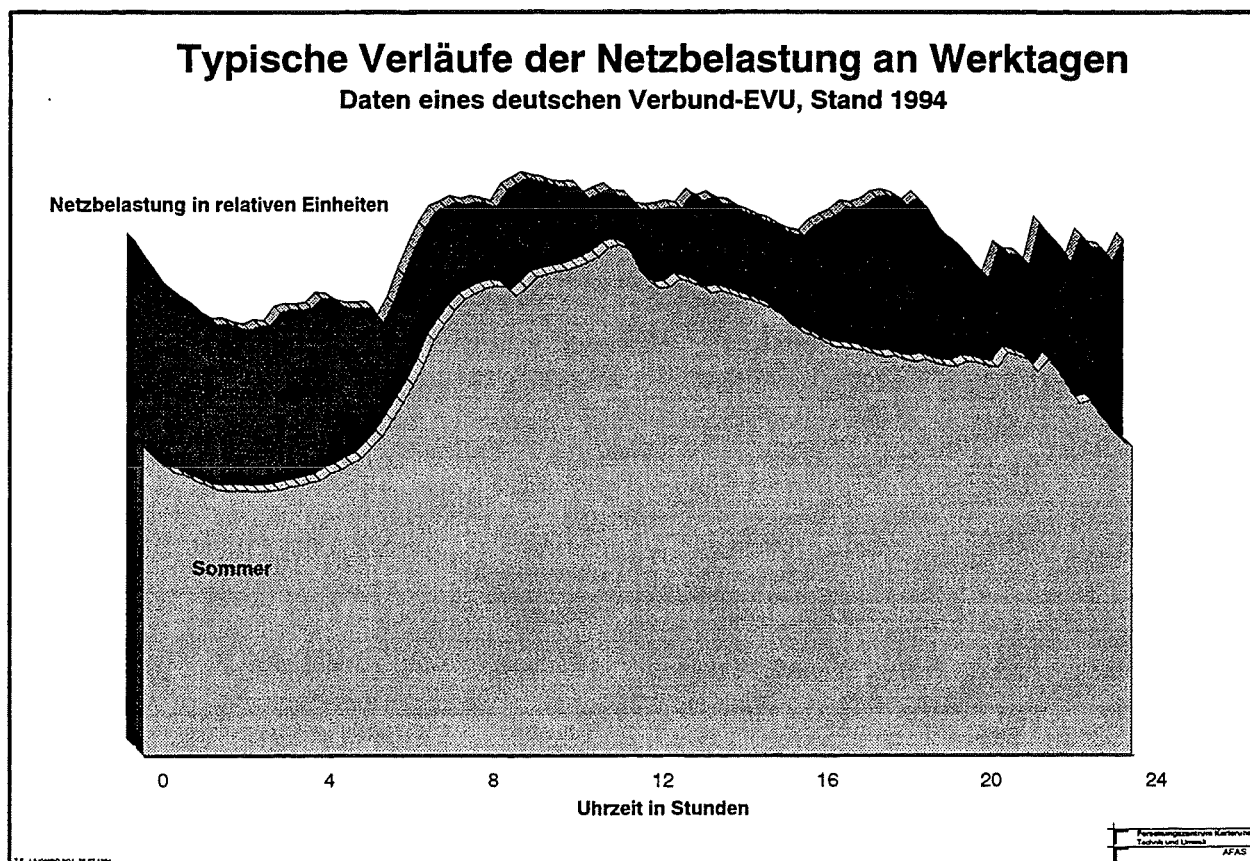


Bild 8-1: Typische Tageslastgänge in einem deutschen Verbund-EVU

Tageslastkurven für den Tag der statistisch relevanten Jahreshöchstlast (der dritte Mittwoch eines Wintermonats, in der Regel des Dezembers) in Westdeutschland für mehrere Jahre zeigt Bild 8-2. Ihnen ist zu entnehmen, daß an Winterwerktagen das Verbrauchsniveau zwischen 8 Uhr und 19 Uhr beinahe konstant ist. Die Verbrauchsanforderungen sinken in diesem Zeitraum bundesweit um maximal 5% unter den Tageshöchstwert. Eine Verlagerung des Stromverbrauchs in verbrauchs-schwächere Zeiten ist unter solchen Bedingungen nur noch begrenzt möglich. Zugleich ist in dieser Grafik angegeben, mit welcher Leistung die verschiedenen Kraftwerke an der Lastdeckung beteiligt waren.

Auch in den Verläufen des Leistungsbedarfs für eine Woche, den sogenannten Wochenganglinien, lassen sich charakteristische Strukturen finden. So sind die Werktage Dienstag bis Donnerstag grundsätzlich gleichartig. Allerdings entstehen überlagernde Einflüsse beispielsweise durch Temperatur- und Helligkeitsschwankungen zwischen benachbarten Tagen oder durch außergewöhnliche Ereignisse (beinahe legendär sind hier beispielsweise die Auswirkungen von Fernsehübertragungen von herausragenden Sportereignissen auf den Leistungsbedarf in den Abendstunden). Die Verläufe an Montagen und Freitagen gleichen weitgehend den der anderen Wochentage, sie sind jedoch durch das endende bzw. beginnende Wochenende beeinflusst. An Sonnabenden und Sonntagen ist der Leistungsbedarf insgesamt geringer als an Wochentagen, der Kurvenverlauf ist stärker durch die Verbrauchscharakteristik der privaten Haushalte geprägt.

Entwicklung der Tageslastganglinie

Bundesrepublik Deutschland (alter Gebietsstand), Tag der statistisch relevanten Jahreshöchstlast 1985 - 1993

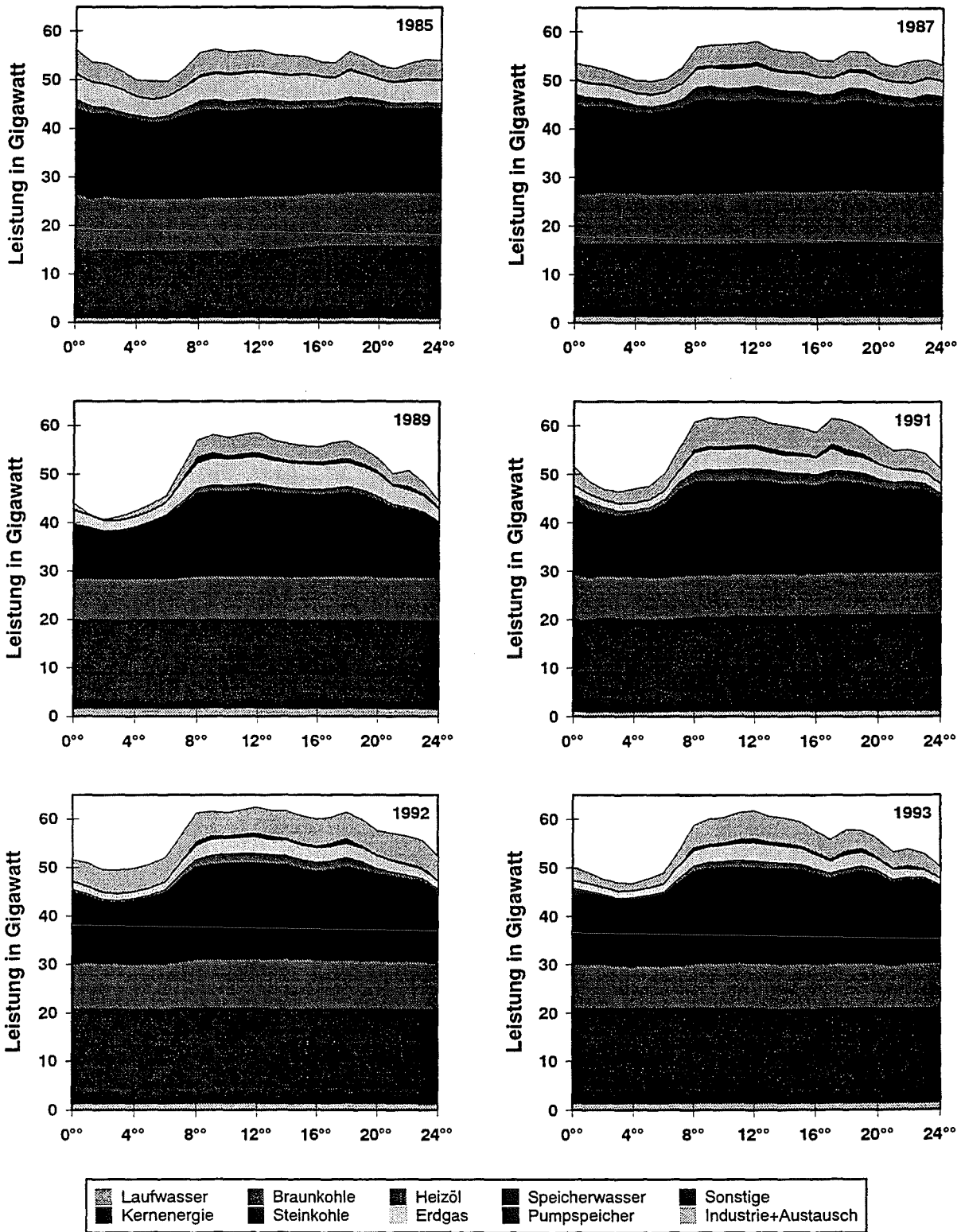


Bild 8-2: Ausgewählte Tagesganglinien für den Tag der statistisch relevanten Jahreshöchstlast

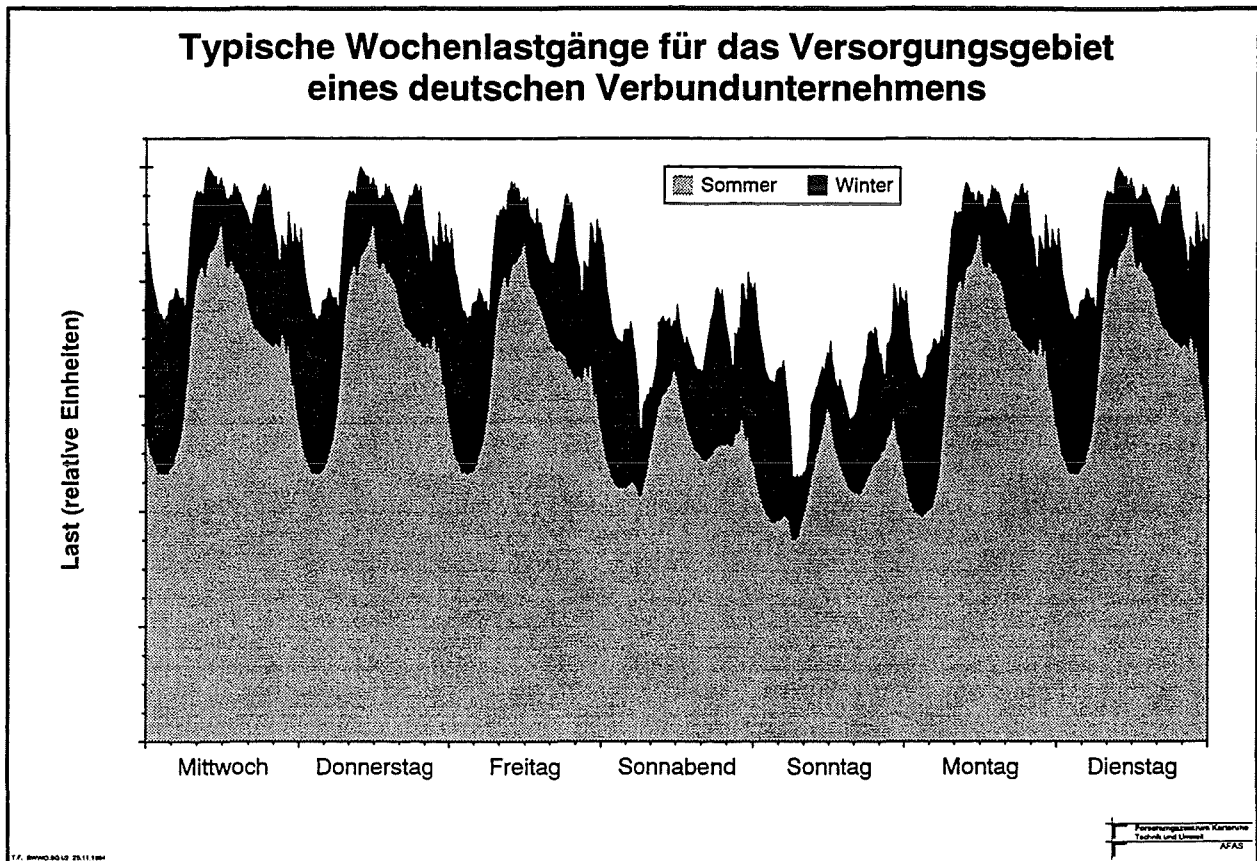


Bild 8-3: Wochenlastgang eines EVU in Westdeutschland

Ein Vergleich sowohl der Absolutwerte der Last als auch der Tageslastgänge über den Verlauf eines Jahres zeigt typische saisonale Unterschiede auf. Das Maximum der Leistung tritt normalerweise im Winter auf, was vor allem auf den höheren Beleuchtungsstromverbrauch und den temperaturabhängigen Teil des Strombedarfs zurückgeführt wird.

Neben der absoluten Höhe der Netzlast wird der Einsatz der Kraftwerksblöcke auch vom Verhältnis zwischen Tagesminimallast und Tagesspitzenlast beeinflusst. Je mehr sich dieses sogenannte Leistungsverhältnis (oder auch Tageslastverhältnis) dem Wert 1 nähert, desto mehr Kraftwerksblöcke können durchgehend eingesetzt und desto weniger müssen im Laufe des Tages an- und wieder abgefahren werden. Das Leistungsverhältnis unterliegt starken saisonalen Schwankungen, je nach Jahreszeit werden zwischen 15 % (im Winter) und 40 % (im Sommer) der Last von Kraftwerksblöcken gedeckt, die im Laufe eines Tages an- und wieder abgefahren werden.

Dies ist hauptsächlich dadurch bedingt, daß ein Füllen der nächtlichen Lasttäler durch elektrische Speicherheizsysteme im Sommer nur in weit geringerem Umfang praktiziert wird. Soweit sich der Lastverlauf aus tages- und jahreszeitlich regelmäßigem Bedarfsverhalten ergibt, ist ein weitgehender Determinismus festzustellen. Hinzu kommt eine überlagerte stochastische Komponente in der Folge von Spontaneinflüssen. Diese schränkt die Prognosegenauigkeit des Tageslastgangs grundsätzlich ein. Der durchschnittliche Prognosefehler bei der Bedarfsdeckung liegt im internationalen Maßstab etwa zwischen 2,5 und 5 Prozent.

Die oben beschriebenen täglichen Lastschwankungen sind eine wesentliche Einflußgröße für die Struktur des heute in der Bundesrepublik vorherrschenden Kraftwerksparks. Der Preis pro erzeugte Kilowattstunde Elektrizität ist hauptsächlich abhängig von den spezifischen Brennstoffkosten (die

wiederum durch Wahl des Brennstoffes und durch den Kraftwerkswirkungsgrad beeinflusst werden) sowie von den Investitionskosten für das Kraftwerk (weitere variable und fixe Betriebskosten spielen nur eine untergeordnete Rolle). Während bei hohen Ausnutzungsdauern die Brennstoffkosten den dominierenden Anteil an den Gesamtkosten der Stromgestehung stellen, hier also hauptsächlich Kraftwerke mit geringen Brennstoffkosten wirtschaftlich sind und vergleichsweise hohe Kapitalkosten in Kauf genommen werden können (wie bei Kern-, Braunkohle- und Laufwasserkraftwerken), werden bei geringen Ausnutzungsdauern die Kapitalkosten vorherrschend. Für diese Anwendungen sind dann eher Kraftwerke mit geringen Kapitalkosten (Gasturbinen) lukrativ.

Literatur:

- [1] H. Schaefer „Einführung in grundsätzliche Fragen der Lastbeeinflussung“, in: „Der Leistungsbedarf und seine Deckung - Analysen und Strategien“, VDI/VDE/GFPE-Tagung Schliersee, 16./17.5.1979, Schriftenreihe der Forschungsstelle für Energiewirtschaft Band 13., Springer Berlin 1979
- [2] H. Zimmermann; „Leistungsregelung im Verbundnetz“; VGB Kraftwerkstechnik 62(1982) Heft 5, S. 379-383

9. Einsatz von großen SMES zur Spitzenlastdeckung und zum Ausgleich des Tageslastganges im Verbundnetz

Wie bereits beschrieben, unterliegen die Lastverläufe in den Netzen der EVU tageszeitlichen Schwankungen. Die zu Spitzenzeiten erforderliche elektrische Leistung in einem Höchstspannungsnetz innerhalb eines Tages kann bis zum Doppelten der Leistung zu Zeiten geringen Verbrauchs betragen. Dieser Situation muß durch die Kraftwerkseinsatzplanung Rechnung getragen werden.

Da Spitzenlast-Erzeugungsanlagen nur mit einer geringen jährlichen Ausnutzungsdauer betrieben werden, ergibt sich die Forderung nach niedrigen spezifischen Investitionskosten für die Anlage. Die spezifischen Brennstoffkosten haben nur untergeordnete Bedeutung. Zugleich entstehen aus betrieblichen Anforderungen an eine Spitzenlast-Erzeugungsanlage (z.B. Schnellstartfähigkeit, vergleichsweise hohe mögliche Laständerungsgeschwindigkeiten) Anforderungen an ihre Auslegung, die bei thermische Spitzenlastkraftwerken bislang nur mit hochwertigen fossilen Brennstoffen (Öl, Erdgas) wirtschaftlich realisiert werden können. Folglich ist Strom aus thermischen Spitzenlastkraftwerken wegen der hohen Betriebskosten und der aufgrund der geringen täglichen Nutzungsdauer vergleichsweise hohen anteiligen Kapitalkosten verhältnismäßig teuer. Hier wie auch im Mittellastbereich fallen die Wirkungsgrade und Emissionsbilanzen bei den unständig betriebenen Anlagen im allgemeinen ungünstiger aus als bei Grundlastanlagen im Betrieb mit konstanter Leistung. Zudem erfordern einige Kraftwerkstypen im Betrieb eine Mindestlast.

Alternativ zur permanenten Anpassung der Stromerzeugung an den Bedarf der Verbraucher werden Strategien zur (teilweisen) Vergleichmäßigung der Stromerzeugung, zum Tageslastausgleich, bereits seit längerer Zeit angewandt, da sie sowohl ökonomische als auch ökologische Vorteile bieten. Zur Vergleichmäßigung der Stromerzeugung lassen sich grundsätzlich zwei Wege beschreiten:

a) Verringerung der Unregelmäßigkeiten des Bedarfs durch geeignete technische und wirtschaftliche Maßnahmen (Lastmanagement, demand side management).

Hierbei werden entweder aktiv durch das EVU Verbraucherlasten je nach Bedarf und Nachfrage zu- oder abgeschaltet oder durch tarifliche Maßnahmen Verlagerungen der Nachfrage in Zeiten geringeren Bedarfs gefördert.

b) (direkte oder indirekte) Speicherung der in Zeiten geringen Bedarfs „überschüssigen“ elektrischen Energie, um sie in Spitzenzeiten ins Netz einzuspeisen.

Dies wird in Deutschland gegenwärtig vor allem über Pumpspeicherkraftwerke (PSW) realisiert. Deren installierte Bruttoengpaßleistung beträgt insgesamt rund 5.250 MW (3.595 MW ABL, 1.650 MW NBL) beträgt. Die verfügbare Speicherleistung wird ergänzt durch Speicherkraftwerke (Bruttoengpaßleistung ABL rund 250 MW), durch für deutsche Versorgungsunternehmen arbeitende Speicherkraftwerke in Österreich und durch das PSW Vianden (1.100 MW) in Luxemburg. Darüber hinaus existiert ein 290 MW-Luftspeicher-Gasturbinen-Kraftwerk in Huntorf, Eigentümerin ist die PreussenElektra AG (Bild 9-1).

Speicherkraftwerke in der Bundesrepublik Deutschland

◆	Pumpspeicher ohne nat. Zufluß	●	Druckluftspeicher
▽	Pumpspeicher mit nat. Zufluß	■	Batteriespeicher



Bild 9-1: Regionale Verteilung der Speicherkraftwerke in der Bundesrepublik Deutschland

Die Speicherung von elektrischer Energie in größerem Umfang kann dann von Bedeutung werden, wenn - unter der Voraussetzung einer entsprechenden Kraftwerksstruktur - in Schwachlastzeiten elektrische Energie wirtschaftlich erzeugt und gespeichert und zu Zeiten stärkerer Netzbelastung wieder abgegeben und dadurch die Grundlast insgesamt angehoben werden kann. Dies setzt unter den gegenwärtigen wirtschaftlichen Verhältnissen allerdings voraus, daß die spezifischen Stromgestehungskosten der Spitzenlastherzeugung außerordentlich hoch sind und daß sich Speicher zu vergleichsweise geringen Investitionskosten errichten lassen.

Kurzfristig könnte der verbreitete Speichereinsatz auch dazu beitragen, die Jahresnutzungsgrade der Kraftwerke zu verbessern. Hierbei wirken sich die Verringerung von An- und Abfahrten und die Möglichkeit der Fahrweise im oder näher am Bestpunkt positiv auf den Brennstoffverbrauch und damit auch auf die Emissionsbilanz aus.

Langfristig würden bei positiven Erfahrungen mit dem Betrieb wirtschaftlich und technisch attraktiver Elektrizitätsspeicher Auswirkungen auf die Kraftwerksausbauplanung zu verzeichnen sein. So könnte - je nach erwartetem Zuwachs des Leistungsbedarfs - ein Kraftwerkszubau zeitlich verschoben werden. Auch könnte statt eines zuzubauenden Spitzenlastblockes eine Investitionsentscheidung für ein Mittel- oder Grundlastkraftwerk plus Speicher vorteilhafter sein. Letztgenannte Strategie würde zu Primärenergieträgersubstitutionen in größerem Umfang und zu deutlichen Auswirkungen auf die Emissionsbilanz sowie auf die Brennstoffver- und -entsorgung führen. Die wirtschaftlichen Voraussetzungen für eine derartige Strategie sind bei den gegenwärtigen und prognostizierbaren Kosten für fossile Brennstoffe und den Investitionskosten für Speichertechniken wie für konventionelle Kraftwerke - wie später in diesem Kapitel noch ausgeführt werden wird - allerdings nicht gegeben .

9.1 Einsatzmöglichkeiten von großen SMES als Tagesspeicher im deutschen Verbundnetz

Aus den Tageslastganglinien läßt sich entnehmen, daß Speicher zum Tageslastausgleich über einen Speicherinhalt von mindestens fünf Vollaststunden verfügen sollten. Zudem ist aus den Kostendegressionsfunktionen für SMES-Spulen bekannt, daß sich die auf den Speicherinhalt bezogenen spezifischen Kosten einer solchen Anlage mit wachsendem Speicherinhalt verringern. Um spezifische Kosten realisieren können, die mit denen konventioneller Speicherkraftwerke (Pumpspeicher, Druckluftspeicher) in etwa vergleichbar sind, müssen die SMES-Anlagen über Speicherinhalte von mindestens einigen Tausend MWh verfügen. Großspeicher der hier diskutierten Leistungsklasse (1000 MW für mehrere Stunden) würden an die Höchstspannungsebene (Verbundebene) angeschlossen werden und aus dieser Strom beziehen bzw. in diese einspeisen.

Eine Bewertung der möglichen Rolle und Potentiale von großen Speichern stößt hier an ein Analyseproblem: Der Netzbetrieb auf der Verbundebene erfolgt in der Bundesrepublik Deutschland dezentral, er wird durch mehrere EVU unterschiedlicher Größe und unterschiedlicher Kraftwerksstruktur realisiert. Jedes beteiligte EVU plant und optimiert seinen Kraftwerkseinsatz und seine Ausbauplanung weitgehend unabhängig. Einsatzkriterien für hypothetisch existierende SMES-Anlagen würden die EVU als selbständige Wirtschaftseinheiten jeweils von ihren konkreten Betriebsbedingungen abhängig machen, nicht jedoch einer gesamtwirtschaftlichen Optimierung unterwerfen. Zudem ist darauf hinzuweisen, daß Entscheidungen für den Einsatz oder Zubau von - durch ihre Auslegung auf bestimmte Brennstoffe festgelegten - Kraftwerken nicht nur aus wirtschaft-

lichen Gründen getroffen werden, sondern auch politischen Einflüssen (z.B. Vereinbarungen über die Steinkohleverstromung) unterworfen sind. Exakte Wirtschaftlichkeitsbewertungen für den Speichereinsatz wären nur in Einzelstudien auf der Basis der Betriebs- und Planungsdaten der jeweiligen EVU realisierbar. Dies ist aufgrund der Sensibilität und des Umfanges der Daten hier jedoch unmöglich.

Ein gesamtwirtschaftliches Optimierungsmodell, welches aus dem Zubau von großen Speichern resultierende Veränderungen im Kraftwerkseinsatz und damit auch in den eingesetzten Brennstoffmengen und den resultierenden Emissionen widerspiegelt, könnte aus diesen Gründen keine belastbare quantitative Aussage liefern. Darum wird hier darauf verzichtet. Es werden jedoch für einzelne Aspekte des Speichereinsatzes Abschätzungen vorgenommen, die mögliche Entwicklungstendenzen - und -potentiale beschreiben.

Saisonale Abhängigkeit der Tageslastganglinie

Summenganglinie der Bundesrepublik Deutschland (neu), Tag der statistisch relevanten Monatshöchstlast 1991

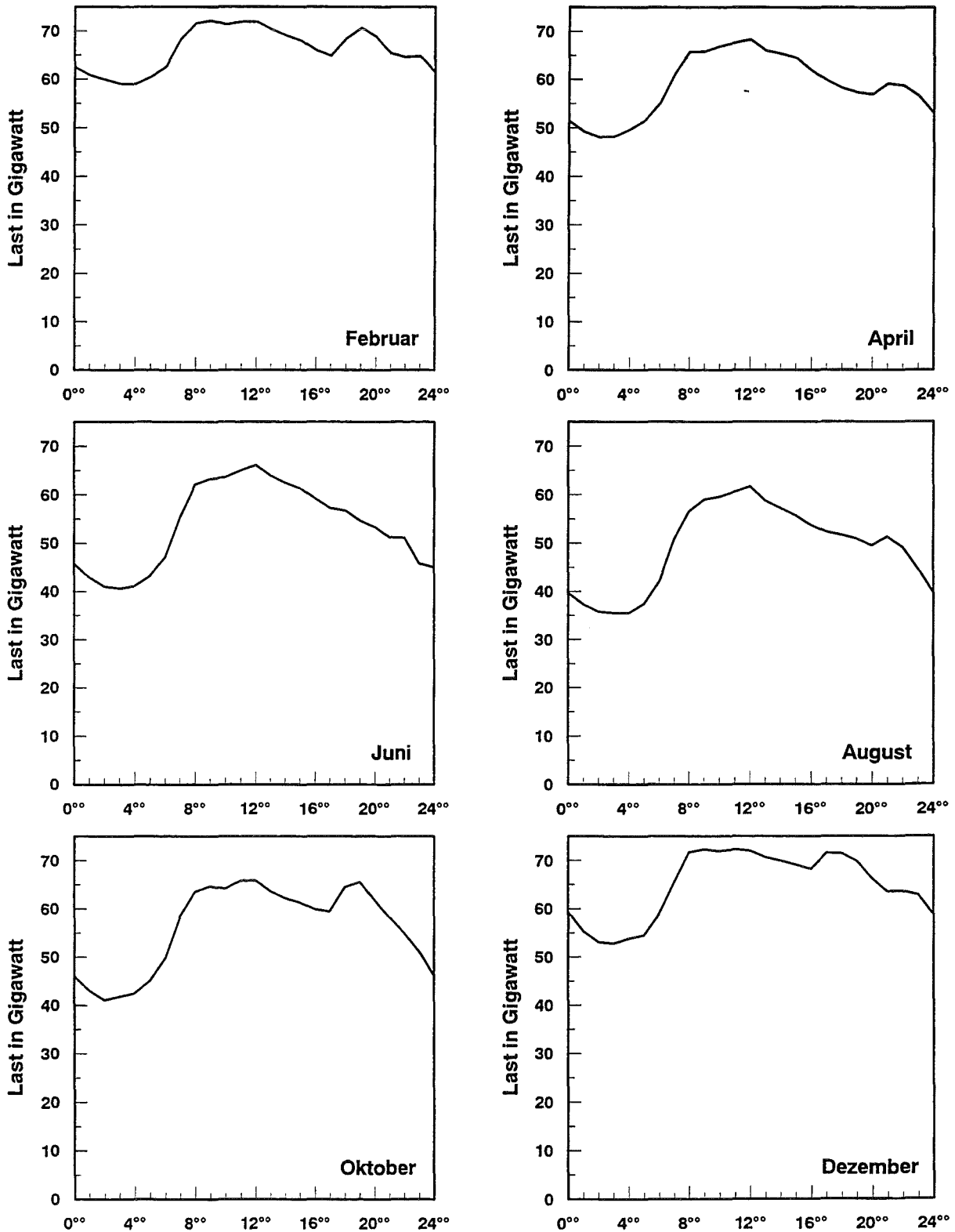


Bild 9-2: Summenganglinien für die Bundesrepublik (neu), Daten für 1991

9.1.1 Maximales theoretisches Einsatzpotential von Speichern unter den gegenwärtigen Bedingungen

In einer ersten Überlegung haben wir eine Abschätzung des maximalen theoretischen Einsatzpotentials von Tagesspeichern durchgeführt. Dabei gehen wir davon aus, daß die - ohne Berücksichtigung von Wirtschaftlichkeitsaspekten - maximal „umspeicherbare“ elektrische Energie durch die Form der jeweiligen Lastganglinien vorgegeben ist, bei einer vollständigen Vergleichmäßigung ist dieses Potential erreicht. Zur Abschätzung haben wir ein Verfahren ausgewählt, das auf den durch das BMWi ermittelten Lastganglinien der Bundesrepublik beruht. Basis unserer Berechnungen sind die Summenganglinien für die Bundesrepublik Deutschland (heutiger Gebietsstand) für das Jahr 1991 (Bild 9-2).

Das theoretische Potential für den Einsatz von Tagesspeichern ist begrenzt durch die in der Tagesganglinie eines EVU oder eines Landes gegebenen Verlagerungsmöglichkeiten von Elektrizitätsnachfrage aus dem Tages"lastrücken" in das Nachttal; obere Grenze ist die völlige Vergleichmäßigung der Erzeugung (die Kraftwerke würden über den jeweiligen Betrachtungszeitraum mit konstanter Leistung betrieben).

In einem ersten Schritt sind wir ceteris paribus davon ausgegangen, daß Speichersysteme in der heutigen Versorgungsstruktur sofort zur Verfügung stünden. Es zeigt sich, daß die theoretischen maximalen Verlagerungspotentiale im Sommer deutlich höher sind als im Winter. Während an den Werktagen in den Wintermonaten (Dezember bis Februar) etwa 45 bis 50 GWh (rund 3 Prozent der jeweiligen Tagesarbeit) zur Verfügung stünden, betrug das Potential in den Sommermonaten (Juni bis August) etwa 85 bis 90 GWh (etwa 7 Prozent der jeweiligen Tagesarbeit). Hier macht sich besonders das Auffüllen der Nachttäler durch Elektrospeicherheizungen und andere steuerbare Lasten während der Wintermonate bemerkbar.

Zugleich wurde die bei gegebenen Speicherpotential denkbare Spitzenlastreduktion bestimmt (Bild 9-3). Dabei zeigte sich, daß im Sommer - aufgrund des schmaleren Tageslastrückens - mit gleicher verfügbarer Speicherkapazität eine wesentlich größere (theoretische) Reduktion der Spitzenlast erzielt werden kann als im Winter. Beispielsweise ließe sich mit einer verfügbaren Speicherkapazität von 20 GWh im Winter die Höchstlast um 3.500 bis 4.000 MW reduzieren, im Sommer hingegen um 5.000 bis 5.500 MW. Auffallend ist, daß der Effekt deutlich degressiv ist und die Degression im Winter stärker ist als im Sommer. Beispielsweise kann eine Verdoppelung der verfügbaren Speicherkapazität von 20 auf 40 GWh im Winter eine zusätzliche Reduktion der Höchstlast um weitere 2.000 bis 2.500 MW, im Sommer um zusätzliche 3.000 bis 3.500 MW, bewirken.

Zum Vergleich haben wir gleichartige Untersuchungen noch einmal auf der Basis von Lastganglinien eines deutschen Verbund-EVU durchgeführt. Die maximalen theoretischen Verlagerungspotentiale lagen hier bei etwa 4 Prozent der jeweiligen Tagesarbeit im Winter und rund 8 Prozent der jeweiligen Tagesarbeit im Sommer und sind damit vergleichbar zu den Ergebnissen für die bundesweite Betrachtung.

Maximal mögliche Lastreduktion in Abhängigkeit vom verfügbaren Speichereinhalt

Basis: Summenganglinie der Bundesrepublik Deutschland (neu)

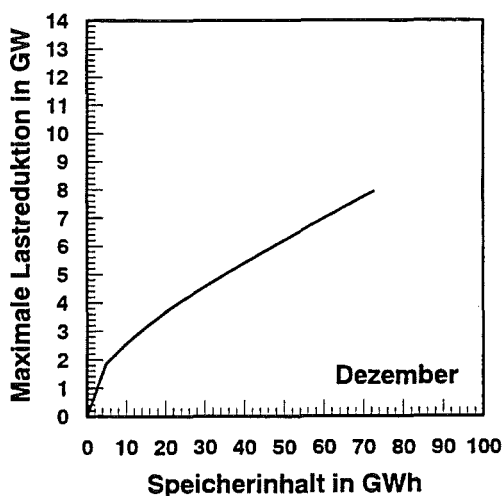
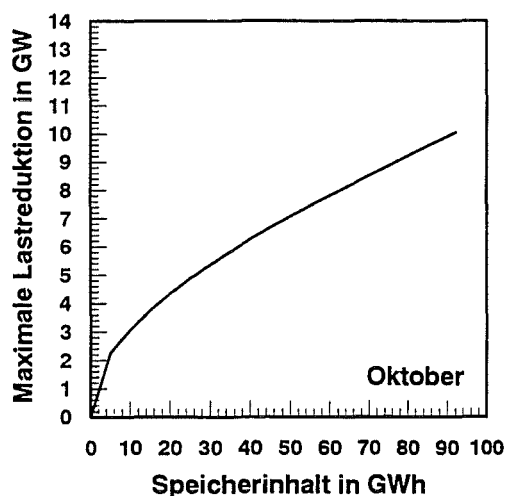
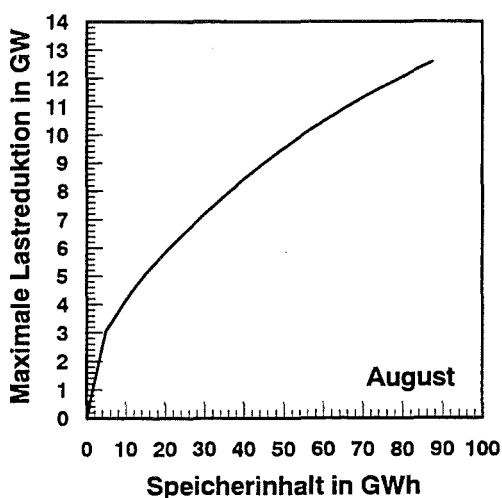
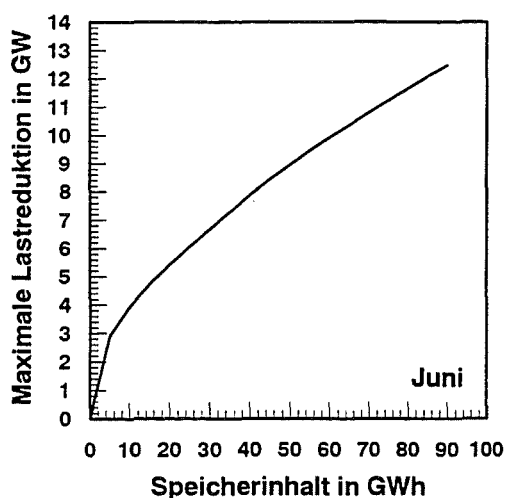
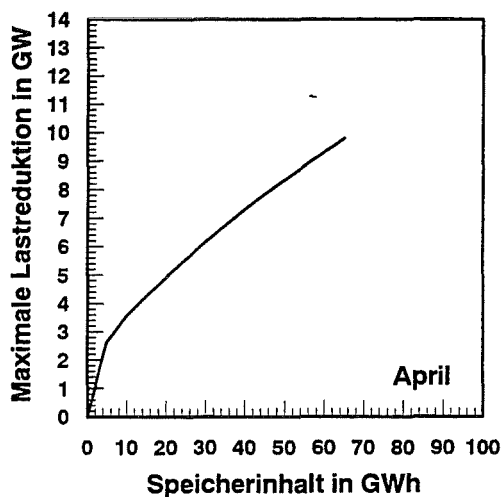
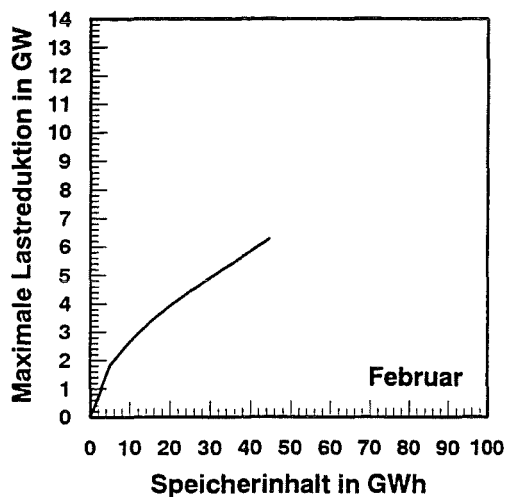


Bild 9-3: Mögliche Spitzenlastreduktion durch Speichereinsatz in Abhängigkeit vom vorhandenen Speicherpotential, Analyse auf der Basis der Summenganglinien für die Bundesrepublik 1991

9.1.2 Zukünftige Entwicklungstrends des Leistungsbedarfs und der Form der Lastkurve

Nach einer Phase des vergleichsweise starken Anstieges des Stromverbrauches und der jährlichen Höchstlast bis in die Mitte der achtziger Jahre haben sich die Zuwachsraten in den letzten Jahren verringert. Aus heutiger Sicht kann man davon ausgehen, daß diese geringeren Zuwachsraten über die nächsten Jahre beibehalten werden. Damit wird der Bedarf an zusätzlicher Kraftwerkskapazität in geringerem Umfang steigen. Aufgrund der hohen Kapitalbindung bei Kraftwerksinvestitionen ist ein Trend zurück zum Zubau kleiner Einheiten (bis etwa 500 MW) mit vergleichsweise geringen Investitionskosten zu erwarten. Ein solcher Trend würde, neben möglichen Auswirkungen einer verschärften Umweltschutzgesetzgebung und einer möglichen Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte, modernen Erdgaskraftwerken kompetitive Vorteile gegenüber anderen Kraftwerkstechniken bringen.

Die Tageslastkurve der Bundesrepublik ist - insbesondere in den Wintermonaten - verhältnismäßig ausgeglichen. Darum ist das für eine Tagesspeicherung zur Verfügung stehende Potential eher gering. Mittelfristig sind mehrere Trends auszumachen, die die Form der Tageslastkurve beeinflussen würden.

Durch den Rückgang der Grundstoffindustrien und das Wachstum im Haushalts- und Dienstleistungsbereich nimmt der Mittellastanteil in der Tagesganglinie zu. Zudem könnte ein möglicher Rückgang der - politisch und ökologisch umstrittenen - elektrischen Direktheizung das Nachttal wieder stärker ausprägen. Dem stehen mehrere Tendenzen entgegen: Sollten sich die Überlegungen zu einer zeitabhängigen Tarifstruktur in breiterem Umfang durchsetzen, so würde ein Teil der Tageslast ins Nachttal verlagert werden. In diese Richtung könnte auch eine - denkbare und zur Zeit von den Elektrizitätsversorgern auch geförderte - umfangreichere Markteinführung elektrisch angetriebener Fahrzeuge führen. Insgesamt gehen wir davon aus, daß sich die Form der Lastkurve auch in absehbarer Zeit nicht grundlegend ändern wird. Darum werden auch die Anteile der Verlagerungspotentiale am Gesamtstromverbrauch weitgehend konstant bleiben, absolut werden sie bei einem unterstellten Wachstum des Stromverbrauches von etwa 25 % bis 2010 auf maximal 60 GWh/d im Winter und 110 GWh/d im Sommer wachsen

9.1.3 Erhöhung des Potentials durch Reduktion von Elektrospeicherheizungen ?

Wir haben weiterhin untersucht, ob - um eine gleichmäßige Nutzung der Speicher über das ganze Jahr hinweg zu ermöglichen - eine Einflußnahme auf saisonale Unterschiede in der Form der Tagesganglinie möglich ist. Das geringere Umspeicherpotential im Winter ist hauptsächlich durch im Nachttal betriebene Elektrowärmeanwendungen bedingt. 1992 waren in Westdeutschland elektrische Raumspeicherheizungen mit einer Anschlußleistung 38.500 MW (davon 33.450 MW in Haushalten) installiert, der Stromverbrauch betrug etwa 23.000 GWh (davon 19.800 GWh in Haushalten). Nach einer stetigen Zunahme der Anschlußleistung bis 1990 geht diese seit zwei Jahren langsam zurück. Für Ostdeutschland liegen bislang keine vergleichbaren Daten vor, wir schätzen die installierte Leistung auf 2.900 MW und den Stromverbrauch auf 1.700 GWh.

In den Monaten Januar und Dezember - in der Regel die Monate der höchsten Last im Elektrizitätsversorgungsnetz - beträgt der Wärmebedarf jeweils etwa ein Sechstel des Jahresbedarfs. In diesen Monaten werden also kalendertäglich im Mittel etwa 130 GWh für die elektrische Raumwärme

verbraucht. Nimmt man an, daß auch nur 80 % davon durch Laden von elektrischen Raumspeicherheizungen im Nachttal entstünden, so beläuft sich dieses bereits über 100 GWh/d.

Geht man von einem völligen Verzicht auf elektrische Raumspeicherheizung aus, so eröffnet sich ein Potential für Tagesspeicher im Winter, daß ähnlich dem im Sommer ist, es würde etwa 100 GWh/d betragen. Die dargestellten saisonalen Unterschiede spielen unter solchen Bedingungen nahezu keine Rolle mehr; ein nahezu gleichmäßiger Einsatz der Speicher wäre möglich.

Das maximale theoretische Potential für Tagesspeicher in der Bundesrepublik Deutschland unter heutigen Bedingungen beläuft sich auf eine Gesamtkapazität von etwa 90 GWh bei einer zu installierenden Leistung von ca. 13.000 MW. Solche Verhältnisse treten entsprechend obiger Darstellung nur im Sommer auf, in dem die gesamte Leistungsnachfrage niedriger und somit Kraftwerkskapazität eher verfügbar ist. Während des Zeitraums der höchsten jährlichen Belastung - im Winter - sind die theoretischen Potentiale etwa 50 % geringer.

9.2 Wirtschaftlichkeit von Tagesspeichern

Der tägliche Einsatz der Kraftwerke in einem EVU orientiert sich allein an den variablen Betriebskosten der jeweiligen Erzeugungseinheiten. Aufbauend auf einem Sockel nicht optimierungsfähiger Einspeisung (ungebundene Erzeuger, Einspeisungen mit vertraglich festgeschriebenen Leistungsfahrplänen) werden die vorhandenen Erzeugungseinheiten in aufsteigender Reihenfolge nach den blockspezifischen Kosten im Bestpunkt geordnet und aus dieser Kette dann hierarchisch die Zuschaltentscheidungen gefällt. Dominierender Kostenfaktor sind die Brennstoffkosten mit ihren unterschiedlichen Abhängigkeiten von Arbeitspunkt des Blockes, Zeit und Menge sowie den Brennstoffpreisen. Zudem fließen die blockspezifischen Anfahrkosten in die Optimierung ein.

Dieser Ordnung zufolge werden zuerst die Kraftwerksblöcke mit den niedrigsten spezifischen (d.h. strombezogenen) Brennstoffkosten eingesetzt (hauptsächlich Kernenergie, Laufwasser und Braunkohle), wohingegen die Spitzenlasterzeugung mit vergleichsweise teuren Brennstoffen realisiert wird.

9.2.1 Maximale anlegbare Investitionskosten für einen großen SMES unter derzeitigen Bedingungen

Eine erste - vereinfachte - Wirtschaftlichkeitsbewertung von Speichern kann anhand des folgenden Modells geschehen: Die Stromkosten aus einem konventionellen Kraftwerk sind durch Auslegung und Brennstoffkosten vorgegeben. Die Stromkosten aus einem „Speicherkraftwerk“ bestimmen sich durch die Kosten der für das Laden des Speichers benötigten Elektrizität $K_{\text{Speicherstrom}}$ geteilt durch den Zyklusnutzungsgrad der Speicheranlage η_{Zyk} zuzüglich eines Kostentermes für die Netzverluste:

$$K_{\text{Speicherstrom}} = K_{\text{Ladestrom}} / \eta_{\text{Zyk}} + K_{\text{Netzverluste}}$$

Der anlegbare Wert der aus dem Speicher gelieferten Elektrizität ist gleich den Kosten der anstelle dieser bereitzustellenden Elektrizität aus konventionellen Spitzenlastkraftwerken $K_{\text{Spitzenlaststrom}}$.

Die jährlichen Einsparungen lassen sich mit der innerhalb eines Jahres umgespeicherten elektrischen Energie E_{Speicher} beziffern zu

$$K_{\text{Einsp.}} = E_{\text{Speicher}} \cdot (K_{\text{Spitzenlaststrom}} - K_{\text{Speicherstrom}})$$

Ein Bewertungsproblem besteht bei allen Untersuchungen zur Wirtschaftlichkeit von Speicherkraftwerken in den angenommenen Kosten für die zum Laden des Speichers einzusetzende elektrische Energie: Die untere Grenze für die Ladeenergiekosten bilden die Brennstoffkosten des zum Laden eingesetzten Kraftwerkes oder Kraftwerksparks. Die Annahmen für die Brennstoffkosten und die - unter Berücksichtigung heute realisierter Wirkungsgrade - resultierenden spezifischen Brennstoffkosten sind in Tabelle 9-1 angegeben. Strom aus Laufwasserkraftwerken wurde hier außer acht gelassen, da er de facto brennstoffkostenfrei erzeugt und darum von der Kraftwerkeinsatzplanung mit höchster Priorität eingesetzt wird. Eine absichtliche Leistungsreduktion von Laufwasserkraftwerken ist bei ihrem geringen Anteil an der deutschen Stromversorgung auszuschließen. (Es sei hier aber angemerkt, daß in Ländern mit hohem Wasserkraftanteil insbesondere in Jahreszeiten mit hoher Wasserführung im Nachttal überschüssige Leistung aus Laufwasserkraftwerken vorhanden ist. Diese wird dann über den internationalen Energieaustausch zu sehr niedrigen Preisen angeboten (siehe auch Spotmarkt). Für Länder in dieser Situation könnte der Einsatz von nichthydraulischen Elektrizitätsspeichern durchaus in Frage kommen.)

Brennstoffart	Brennstoffkosten	spezifische Brennstoffkosten
		Pf / kWh _{el}
Erdgas	7 - 10 DM/GJ	4,8 - 11,2
Steinkohle	80 ... 300 DM / t SKE	1,8 - 8,5
Braunkohle	30 ... 55 DM/t SKE	2,3 - 6,3
Kernenergie	Ansatz: mittlerer Abbrand zzgl. Kosten für WA oder Entsorgung	1,6 - 2,5

Tab. 9-1: Bandbreite spezifischer Brennstoffkosten

Demnach sind die spezifischen Brennstoffkosten bei Strom aus Kernkraftwerken und aus importierter Steinkohle heute am niedrigsten. Solche geringen Kosten für die Ladeenergie sind allerdings nur zu realisieren, wenn durch den Speichereinsatz die vorhandenen und am Netz befindlichen Kraftwerke mit höherer mittlerer Leistung betrieben werden könnten (Überlegungen zur Reduktion der spezifischen Stromgestehungskosten im Ergebnis von Wirkungsgradverbesserungen bei höherer Last seien an dieser Stelle außer acht gelassen, da diese klein sind gegenüber den Schwankungsbreiten der Brennstoffpreise).

Eine obere Abschätzung ist dann gegeben, wenn für das Laden des Speichers zusätzliche Kraftwerkskapazität zuzubauen und entsprechende Leistungskosten zu berücksichtigen wären.

Zu berücksichtigen ist bei diesen Überlegungen, daß die nuklearen Kapazitäten mit ihren geringen Arbeitskosten schon heute mit relativ hohen jährlichen Ausnutzungsdauern (6.700 h) betrieben werden, ein Speichereinsatz würde ihre Ausnutzungsdauer nur noch geringfügig erhöhen können. Bei einem ausgedehnten Speichereinsatz würde der Hauptanteil der im Nachttal dem Speicher anbietenden Elektrizität durch die (hauptsächlich mit Steinkohle gefeuerten) Mittellastkraftwerke bereitzustellen sein. Abgelöst werden durch den Speichereinsatz primär gas- und ölbetriebene Spitzenlastkraftwerke. Der Brennstoffpreis der zusätzlich zu verfeuernden Steinkohle wird dem der importierten Steinkohle entsprechen.

Eine sehr optimistische obere Abschätzung für die anlegbaren Kosten eines Großspeichers liefert folgende Überlegung: Die deutlichsten Brennstoffkostenunterschiede (bezogen auf die kWh Strom) treten auf bei der Substitution von Erdgasstrom (Brennstoffkosten maximal 11,2 Pf/kWh) durch Strom aus Kernenergie (min. 1,6 Pf/kWh), sie liegen bei 9,6 Pf/kWh. Unter Annahme des Einsatzes

eines 1000-MW-Speichers mit einer mittleren täglichen Einsatzdauer von vier Vollaststunden würden so im Jahr 1,46 Mio. MWh substituiert werden können. Daraus ergeben sich maximal mögliche Brennstoffkosteneinsparungen von 140 Mio. DM/a. Unterstellt man ca. 10 % Kapitalkosten pro Jahr für einen SMES und zusätzlich 2 % der Investition als jährliche Betriebskosten so läge die anlegbare Investition für den Energiespeicher bei maximal 1.168 Mio. DM.

9.2.2 Zuwachs des Leistungsbedarfes in einem EVU - Untersuchung verschiedener Zubaualternativen mit und ohne SMES

Langfristige Strategien berücksichtigen - im Unterschied zu vorstehenden Betrachtungen - auch die Veränderungen in den Lastgängen und sich daraus ergebende Ausbaustrategien für den Kraftwerkspark. Diese wiederum sind abhängig von der Situation des jeweiligen EVU und nicht verallgemeinerbar, entziehen sich also einer davon losgelösten Wirtschaftlichkeitsrechnung. Um dennoch einige Anhaltspunkte geben zu können, haben wir eine Abschätzung entwickelt, die solche Spezifika außer acht läßt und lediglich annimmt, daß sich langfristig in einem EVU die Lastverhältnisse derart entwickeln werden, daß ein zeitlich abgestufter Zubau von Mittellastkapazität aus Steinkohle (650 MW) sowie Spitzenlastkapazität aus Gasturbinen (4 Einheiten à 200 MW mit 1500 h/a Vollastbenutzungsstunden) notwendig wird. Alternativ dazu soll ein SMES zugebaut werden, der den Spitzenlastbedarf abdeckt. Zudem unterscheiden wir zwei Varianten:

a) Es muß keine Erzeugungskapazität zugebaut werden, da die bestehende Grundlastversorgung ausreicht, zu Schwachlastzeiten den SMES zu füllen.

Die Entscheidungsvarianten könnten dann folgendermaßen aussehen:

	Variante ohne SMES	Variante mit SMES
Grundlast	unverändert	unverändert
Mittellast	Zubau 650 MW Steinkohle	Zubau 650 MW Steinkohle
Spitzenlast	Zubau 800 MW Gasturbine	kein Zubau
SMES als Energiespeicher	-	mit 800 MW und 5000 MWh

Tab. 9-2: Varianten der Berechnung der anlegbaren Investition für einen 5000-MWh-SMES ohne Berücksichtigung von Grundlastzubau

Variante ohne SMES	Mio. DM/a	Mio. DM/a
Kapitalkosten für Gasturbinen 12 %/a, Betriebskosten 4 %/a	102,4	
Erdgaskosten 7 - 10 DM/GJ bei $\eta_{el} = 0,40$	58,3 - 83,4	
Summe	160,7 - 185,8	160,7 - 185,8
Variante mit SMES		
Brennstoffkosten für die Ladeenergie; Basis: 1,8 - 2,3 Pf/kWh, $\eta_{SMES} = 0,90$	24,3 - 30,6	
anlegbare Gesamtjahreskosten für den SMES (Kapitalkosten + Betriebskosten)		130,1 - 161,5

Tab. 9-3: Berechnung der anlegbaren Gesamtjahreskosten für einen 5000-MWh-SMES für die Variante ohne Zubau von Grundlastenerzeugungskapazität

Unterstellt man ca. 10 % Kapitalkosten pro Jahr für einen SMES und zusätzlich 2 % der Investition als jährliche Betriebskosten so lägen bei Variante a) die anlegbaren Investitionsbeträge für den Energiespeicher zwischen 1,08 und 1,36 Mrd. DM.

b) In dieser Variante muß Grundlast-Erzeugungskapazität zugebaut werden, da die bestehende Grundlastversorgung nicht ausreicht, zu Schwachlastzeiten den SMES zu füllen.

Unter diesen Bedingungen würde die Entscheidungsvariante folgendermaßen aussehen:

	Variante ohne SMES	Variante mit SMES
Grundlast	unverändert	Zubau 150 MW
Mittellast	Zubau 650 MW	Zubau 650 MW
Spitzenlast	Zubau 800 MW	kein Zubau
SMES als Energiespeicher	-	mit 800 MW und 5000 MWh

Tab. 9-4: Varianten der Berechnung der anlegbaren Investition für einen 5000-MWh-SMES mit Berücksichtigung von Grundlastzubau

Variante ohne SMES	Mio. DM/a	Mio. DM/a
Kapitalkosten für Gasturbinen 12 %/a, Betriebskosten 4 %/a	102,4	
Erdgaskosten 7 - 10 DM/GJ bei $\eta_{el} = 0,40$	58,3 - 83,4	
Summe	160,7 - 185,8	160,7 - 185,8
Variante mit SMES		
12 %/a Kapitalkosten für Grundlast-Kraftwerk (Steinkohle, 2500 DM/kW), 4 %/a Betriebskosten	60,0	
Brennstoffkosten für die Ladeenergie; Basis: 1,8 - 2,3 Pf/kWh, $\eta_{SMES} = 0,90$	24,3 - 30,6	
anlegbare Gesamtjahreskosten für den SMES (Kapitalkosten + Betriebskosten)		70,1 - 101,5

Tab. 9-5: Berechnung der anlegbaren Gesamtjahreskosten für einen 5000-MWh-SMES für die Variante mit Zubau von Grundlast-Erzeugungskapazität

Unterstellt man auch hier ca. 10 % Kapitalkosten pro Jahr für einen SMES und zusätzlich 2 % der Investition als jährliche Betriebskosten für den SMES so lägen im Falle b) die anlegbaren Investitionsbeträge für den Energiespeicher zwischen 0,58 und 0,85 Mrd. DM.

Der vorstehenden Rechnungen zugrunde gelegte Jahresnutzungsgrad des SMES ergibt sich aus folgender Überlegung: Bestimmende Größen für den Jahresnutzungsgrad bei großen SMES zum Einsatz als Tagesspeicher sind die Verluste durch den Stromrichter und die Hilfsenergieverbräuche aufgrund der notwendigen Spulenkühlung. Die Stromrichterverluste sind zu 3 % abgeschätzt, für die notwendige Kälteleistung haben wir zum einen 7 MW (dies entspricht etwa den Schätzungen in den amerikanischen und japanischen Konzepten), zum anderen 10 MW (dies entspricht unserer eigenen Schätzung) angenommen. Mit dem oben vorausgesetzten jährlichen Energiedurchsatz des Speichers ergeben sich Jahresnutzungsgrade wie in nachstehender Tabelle angegeben.

	installierte Kälteleistung 7 MW	installierte Kälteleistung 10 MW
SMES - Output	1 200 GWh/a	1 200 GWh/a
Energie für Kältemaschine	61 GWh/a	88 GWh/a
Verluste des Stromrichters	3 %	3 %
Jahresnutzungsgrad η_{SMES}	92 %	90 %

Tab. 9-6: Abschätzungen für den Jahresnutzungsgrad eines 5000-MWh-SMES beim Einsatz als Tagesspeicher, es wurde ein Vollzyklus pro Tag angenommen

Es muß noch angemerkt werden, daß ein grundsätzlicher Nachteil von Speicherkraftwerken gegenüber konventionellen Spitzenlastkraftwerken darin besteht, daß die mögliche Dauer der Bereitstellung von elektrischer Energie aufgrund der endlichen Speicherkapazität beschränkt ist. Eine wirtschaftliche Bewertung dieses Sachverhaltes ist uns nicht möglich, das Faktum kann aber bei Entscheidungsfindungen als qualitativer Einflußfaktor starke Bedeutung erlangen.

9.2.3 Das Nomogramm

Da die Kosten-Nutzen-Rechnung für einen SMES von einer Vielzahl von EVU-spezifischen Parametern und Annahmen abhängig ist, haben wir zur Ermittlung der Differenzkosten, d.h. der Kostendifferenz zwischen dem Abgabepreis des aus dem SMES entnommenen Stromes und den Gestehungskosten des "eingespeicherten" Stromes, ein Nomogramm erarbeitet. Die wichtigsten Einflußgrößen auf die Strom-Differenzkosten beim Einsatz eines SMES als Tagesspeicher sind mit ihren gegenseitigen Abhängigkeiten in Bild 9-4 aufgetragen. Das eingezeichnete Beispiel (gestrichelt) soll die Vorgehensweise zur Bestimmung der Differenzkosten verdeutlichen.

Die Differenzkosten setzen sich aus den einzelnen Kostenbestandteilen der Speicherung und den anlegbaren eingesparten Kosten (Nutzen) zusammen (rechte Hälfte, unten). In der ersten Grafik (links, oben) können die Gesamtkosten pro Jahr für die SMES-Anlage abgeschätzt werden. Im eingezeichneten Beispiel wurden bei einem kalkulatorischen Zinssatz von 8 % und bei einer über alle Bauteile durchschnittlichen Lebensdauer von 20 Jahren die jährlichen Kapitalkosten mit ca. 10 % der Investitionssumme von hier 6 Mrd. DM angenommen. Weitere 4 % des Investitionsbetrages sind für die fixen und variablen Betriebskosten (Steuern, Versicherungen, Wartung und Instandhaltung, Personal, Hilfsenergien, Sonstiges, jedoch nicht die Stromgestehungskosten für die einzulagernde Energie) pauschal angesetzt. Somit ergeben sich die jährlichen Gesamtkosten (y-Achse) im Beispiel zu 0,84 Mrd. DM.

Je häufiger die gesamte Speicherkapazität pro Tag ein- und wieder ausgelagert werden kann, desto größer ist die tägliche Ausnutzungsdauer der installierten Speicherleistung in Stunden (die theoretische Obergrenze ist 12 h/d). Im vorliegenden Beispiel (rechts, oben) wurde ein - aus unserer Sicht optimistischer - Wert von 5 h/d (entsprechend einem vollständigen Speicherzyklus pro Tag) angenommen. Bei 365 Einsatztagen des SMES pro Jahr ergeben sich Gesamtkosten von 0,46 DM pro ausgespeicherte Kilowattstunde. Eine Verlängerung der waagerechten gestrichelten Geraden bis zum Schnittpunkt mit einer Ausnutzungsdauer von 4 Stunden zeigt die große Sensitivität der täglichen Auslastung auf die Gesamtkosten.

Finanzielle Ansätze für den jährlichen Nutzen (vermiedene Kosten bei den substituierten Alternativen) sind weit schwieriger und sind vom jeweiligen Betreiber-EVU abhängig (Grafik links, unten). Hierin könnten

- Kosten vermiedenen Spitzenlastkraftwerks-Zubaus oder vermiedener Pumpspeicherwerke,
- höhere Deckungsbeiträge bei Kraftwerken (insbesondere KKW) durch vom SMES übernommene Primärregelung,
- Preisdifferenzen für Brennstoffe im Spitzenlastbereich und Mittellastbereich,
- und die monetäre Bewertung der dynamischen Kosten, beispielsweise einer schnellen Leistungsreserve oder der geringeren Regelanforderungen an den Kraftwerkspark

aufaddiert werden. Im Beispiel wurden 400 Millionen DM jährliche vermiedene Kosten (etwa die Hälfte der Jahreskosten des SMES) aufgetragen. Unter Annahme derselben Ausnutzungsdauer des SMES in h/d (vgl. Grafik rechts, oben) ergeben sich auf der y-Achse Kostenminderungen (Nutzen) von 0,22 DM/kWh. Die dem EVU entstehenden Mehrkosten pro Kilowattstunde durch die Speicherung können durch die grafische Differenzbildung (rechts, unten) abgelesen werden (0,46 DM - 0,22 DM = 0,24 DM).

SMES - Differenzkosten beim Einsatz als Tagespeicher

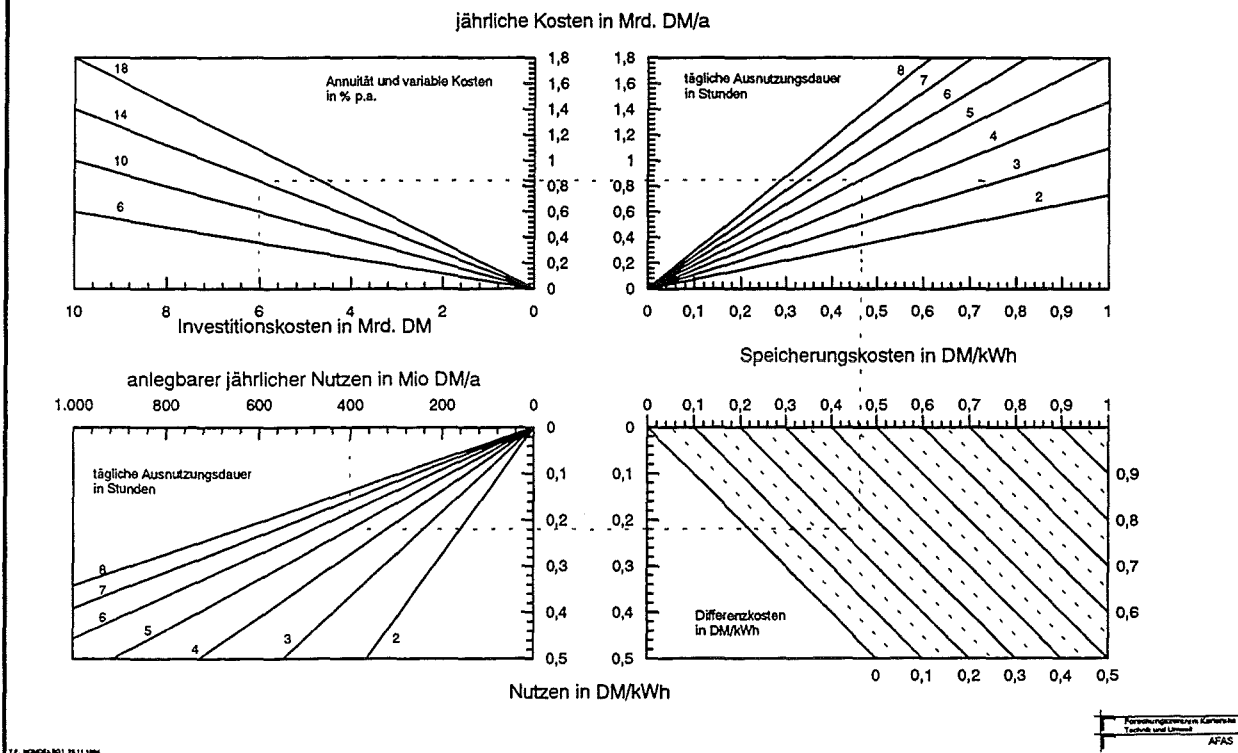


Bild 9-4: Nomogramm zur Berechnung der Stromgestehungskosten aus einem SMES unter Annahme unterschiedlicher Investitionskosten, Annuitäten und zurechenbarer Einsparungseffekte

Folgende Sachverhalte lassen sich aus dem Nomogramm ablesen:

- Die Jahreskosten des SMES können auch bei optimalen Einsatzbedingungen zu Gesamtkosten führen, die ein Vielfaches der Stromgestehungskosten konventioneller Spitzenlastkraftwerke betragen. Bei mangelnder Auslastung, z.B. alleinigem Laden des Speichers bei Nacht und Abgabe des Stroms zu Spitzenlastzeiten (unter Berücksichtigung einer Restladung für eventuelle Versorgungseinbrüche), können die Speicherkosten pro Kilowattstunde mehrere DM betragen.
- Differenzkosten im günstigen Bereich (-10 Pf/kWh bis +10 Pf/kWh) lassen sich nur dann erzielen, falls der anlegbare jährliche Nutzen etwa den gleichen Betrag wie die Jahreskosten aufweist. Dies ist nur dann zu erreichen, falls die zu substituierenden Technologien ebenfalls pro Leistungseinheit relativ teuer sind und gleichzeitig geringe Auslastungsstunden pro Jahr aufweisen.
- Das Nomogramm eignet sich auch zur Abschätzung der höchstzulässigen Investitionsbeträge für einen SMES bei vorgegebener maximaler Preisdifferenz zwischen Stromgestehung und Speicherstromabgabe und unter Kenntnis des anlegbaren Nutzens. (Bei einer Preisdifferenz von 10 Pf/kWh und sonst gleichen Annahmen wie beim obigen Beispiel sind Investitionen von maximal 4 Mrd. DM für den SMES zu rechtfertigen.)

9.3 SMES als Zwischenspeicher für Spotmarktelektrizität ?

Ein weiterer häufig diskutierter Punkt ist der Einsatz von SMES zum Speichern von auf dem Spotmarkt billig eingekaufter Elektrizität, die dann zu Spitzenzeiten an Verbraucher abgegeben

werden soll. Dies ist technisch möglich und bei entsprechenden Investitionskosten für den SMES im Einzelfall auch wirtschaftlich. Beispielsweise bieten im Sommer insbesondere die Schweiz (aufgrund des dann großen Wasserdargebotes der Flüsse) Strom aus Wasserkraft bzw. Frankreich Strom aus Kernkraft kurzfristig zu außerordentlich niedrigen Preisen (inoffiziell werden etwa 3 Pf/kWh genannt) an.

Allerdings ist bei einer detaillierten Betrachtung auch die Verfügbarkeit von Spotmarktelektrizität zu berücksichtigen. Spotmarktelektrizität steht nur an wenigen Tagen im Jahr und in der Regel nicht planbar zu den diskutierten günstigen Preisen zur Verfügung. Langfristig und gesichert bezogene elektrische Energie wird dagegen meist zu Tarifen abgerechnet, die den Vollkosten der Stromerzeugung entsprechen. Die "Veredlung" von Spotmarktelektrizität über Speicher wäre lediglich ein zusätzlicher Anreiz für deren Betrieb, zur Sicherung der Leistungsbereitstellung in der Spitzenlast müßten aber durch das jeweilige EVU eigene Kapazitäten - entweder zur Spitzenlastdeckung oder zum Füllen des Speichers bei nicht vorhandenem Spotmarktangebot - vorgehalten werden.

Allerdings kann ein Speicher neben dem Tageslastausgleich eine Vielzahl weiterer betrieblicher Aufgaben innerhalb eines EVU unterstützen bzw. übernehmen (z.B. Frequenz-Wirkleistungsregelung, Reservehaltung ...). Eine wirtschaftliche Bewertung dieser Leistungen ist in der Regel nur EVU-spezifisch möglich, die Quantifizierung der durch Lastveränderungen - welche durch einen Speichereinsatz gedämpft werden könnten - unvermeidbar verursachten dynamischen Kosten gilt bislang als ungelöst.

Eine Investition in Tagesspeicher läßt sich unter gegenwärtigen Bedingungen nur rechtfertigen, wenn installierte Kraftwerksleistung knapp ist und ein Speicher anstelle eines Spitzenlastkraftwerkes zugebaut wird, in der Wirtschaftlichkeitsrechnung also eingesparte Leistungskosten berücksichtigt werden können. Wegen des endlichen "Brennstoffvorrates" in einem Speicher setzt ein solcher Ansatz aber voraus, daß die Elektrizität zum Laden des Speichers bei entsprechendem Bedarf gesichert zur Verfügung steht. Diese Voraussetzung gilt in Sonderheit für große SMES-Anlagen, da hier die "Ruheverluste" bei etwa 5%/Tag liegen und somit eine Energiespeicherung über längere Zeiträume nicht wirtschaftlich ist.

9.4 Emissionsreduktionen durch den Einsatz eines SMES ?

Durch den Einsatz von Speichertechniken sind Emissionsreduktionen durch drei verschiedene Prozesse möglich: durch Verbesserungen des mittleren Wirkungsgrades eines Kraftwerks aufgrund geänderter Einsatzbedingungen, durch die Verlagerung der Stromerzeugung aus einem weniger effizienten in ein effizienteres, mit gleichem Brennstoff befeuertes Kraftwerk oder durch Brennstoffsubstitution. Diese Prozesse sollen im folgenden im einzelnen beschrieben werden, wobei wir uns für die zwei erstgenannten Prozesse im wesentlichen auf Kohlekraftwerke beschränken wollen. Dies ist dadurch begründet, daß Kohlekraftwerke die in Deutschland typischen Mittellastkraftwerke sind, die wiederum durch den Speichereinsatz in ihren Einsatzbedingungen am stärksten betroffen würden.

Eine gesamtwirtschaftliche quantitative Analyse steht hier vor dem gleichen Problem wie bei der Bestimmung der Einsatzpotentiale von Speichern: Da jedes der zahlreichen deutschen EVU seinen Kraftwerkseinsatz weitgehend unabhängig plant und optimiert, lassen sich deren Einsatzkriterien für

hypothetisch existierende SMES-Anlagen und daraus resultierende Veränderungen in deren Kraftwerkseinsatz nicht allgemein betrachten. Die Berechnung von möglichen Emissionsreduktionen im Ergebnis des Speichereinsatzes wären auch hier nur in Einzelstudien auf der Basis der Betriebs- und Planungsdaten der jeweiligen EVU realisierbar. Es sollen im folgenden aber einige allgemeine modellhafte, von den konkreten Betriebssituationen losgelöste Betrachtungen vorgestellt werden, die Orientierungswissen zu den möglichen Entwicklungen der Emissionen bei verschiedenen durch Speichereinsatz realisierbaren Substitutionsprozessen bieten.

9.4.1 Mögliche Emissionsreduktionen durch Veränderungen der Einsatzbedingungen von Kraftwerken

Der mittlere Wirkungsgrad eines Kraftwerkes - und damit der spezifische Brennstoffverbrauch - sind wesentlich abhängig von den Einsatzbedingungen des Kraftwerks. So ist im Auslegungspunkt eines Kraftwerks der spezifische Brennstoffverbrauch in der Regel am geringsten. Die Verringerung der Blockleistung - die sogenannte Teillastfahrweise - führt zu einer Erhöhung des spezifischen Brennstoffverbrauches. Dies ist zu einem darauf zurückzuführen, daß die mechanischen Verluste der Turbine unabhängig von der Last sind; zum anderen sind wesentliche thermodynamische Parameter im Teillastbetrieb ungünstiger als bei Vollast. Die Beziehung zwischen spezifischem Brennstoffverbrauch und Blocklast ist nichtlinear. Wesentliche Erhöhungen des spezifischen Brennstoffverbrauches treten erst beim Einsatz der Kraftwerke in extremer Teillast auf. So nimmt bei typischen Steinkohlekraftwerken der spezifische Brennstoffverbrauch bei 60 % Kessellast um etwa 2,5 %, bei 40 % Kessellast um etwa 7 % zu (Bild 9-5).

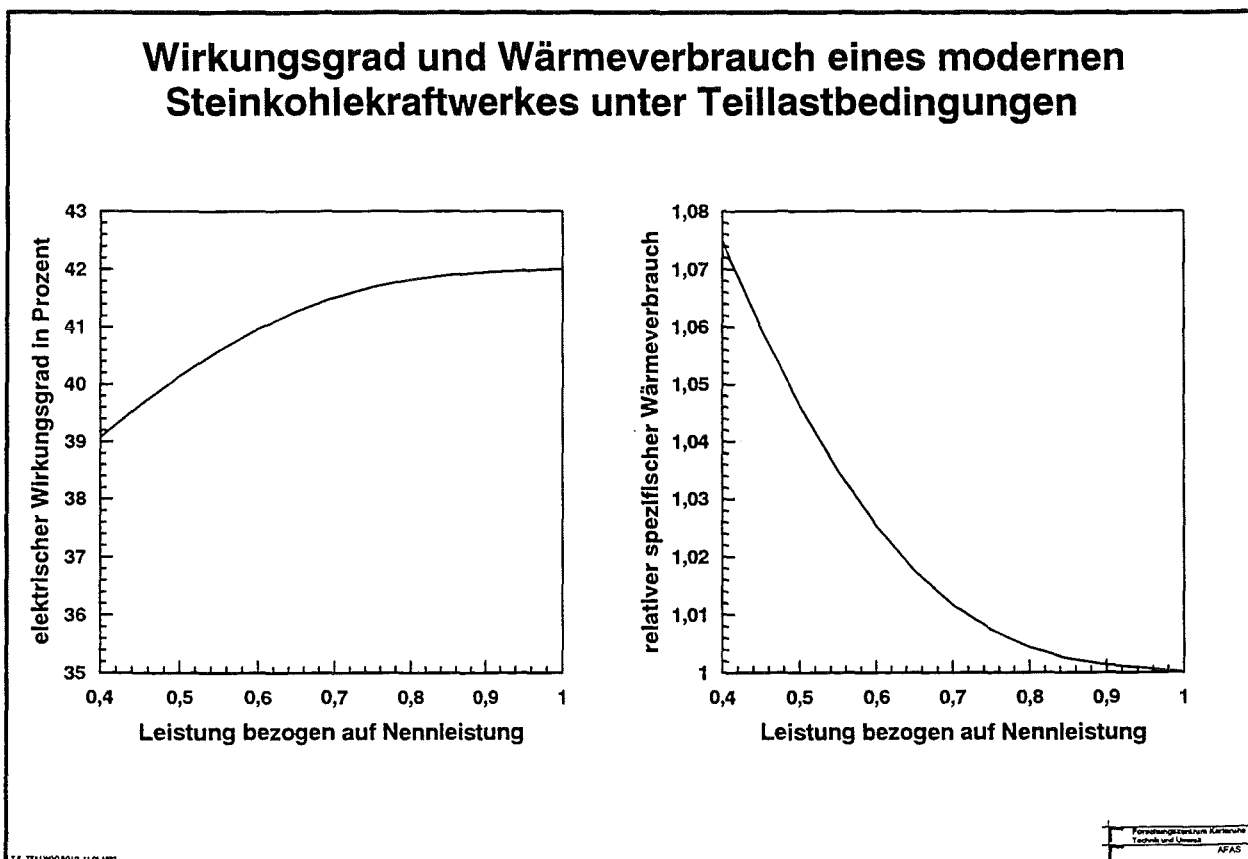


Bild 9-5: Teillastwirkungsgrade eines modernen Steinkohlekraftwerkes

Zur Abschätzung der möglichen Reduktion des Brennstoffverbrauchs haben wir die Wärmeverbrauchskurve eines 700-MW-Steinkohleblockes für den Einsatz in der Mittellast mit einem Wirkungsgrad im Bestpunkt von 42 % und typische Fahrweisen für einen solchen Mittellastblock - jeweils für einen Sommer- und einen Winterwerktag - zugrunde gelegt (Bild 9-6). Als ersten Schritt nehmen wir nun an, daß der tägliche Lastfolgebetrieb durch einen Speicher realisiert wird und das Kraftwerk mit einer konstanten Leistung, die der mittleren Tagesleistung entspricht, betrieben wird. In diesem Fall ist die Reduktion des spezifischen Brennstoffverbrauchs des Kraftwerks - ohne Berücksichtigung des Speichernutzungsgrades - sehr gering, sie liegt deutlich unter einem Prozent.

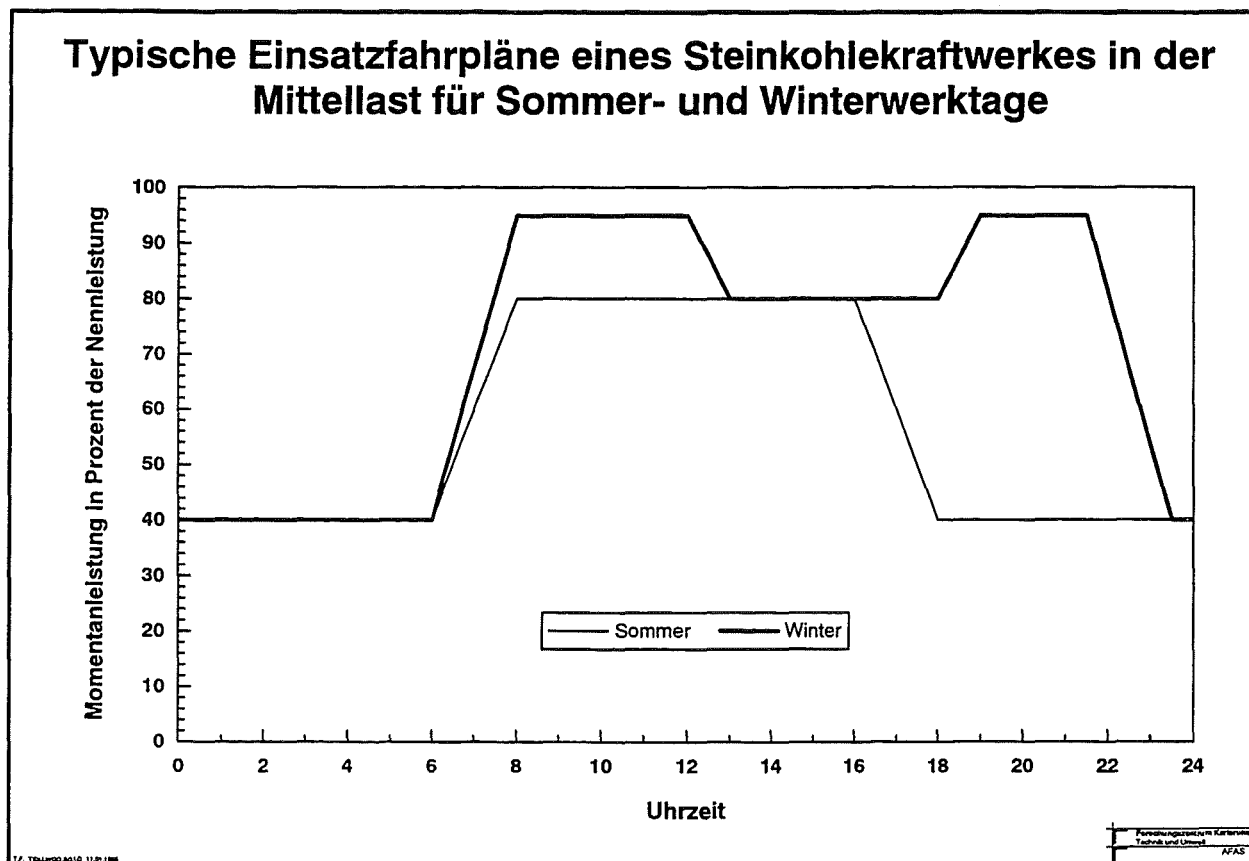


Bild 9-6: Typische saisonale Einsatzfahrpläne für ein modernes Steinkohlekraftwerk

Zur Bestimmung der gesamten Primärenergieverbrauchs muß zudem der Wirkungsgrad des Speichersystems berücksichtigt werden. Es zeigt sich, daß mit Berücksichtigung des durch den Speicher bedingten zusätzlichen Energieverbrauchs keine Brennstoffeinsparungen mehr realisiert werden, vielmehr werden die Wirkungsgradverbesserungen durch die Fahrweise bei höheren Lastzuständen durch die Verluste des Speichers aufgezehrt oder gar überkompensiert.

		Sommer		Winter	
		ohne Speicher	mit Speicher	ohne Speicher	mit Speicher
Tagesarbeit	MWh	9520	9520	12058	12058
P_{\max}/P_{\min}	MW	560/280	396,7	665/280	502,4
mittlerer spezifischer Brennstoffverbrauch	kJ/kWh	8855,2	8841,4	8703,8	8657,2
mittlerer Wirkungsgrad	%	40,65	40,72	41,36	41,58
täglicher Brennstoffverbrauch	GJ/d	84.302	84.170 (-0,16 %)	104.945	104.384 (-0,55 %)
Speicherdimensionierung			165 MW / 1500 MWh		225 MW / 1700 MWh
Speicherverluste	MWh/d		76 MWh dyn. + 120 MWh stat.		86 MWh dyn. + 120 MWh stat.
zusätzlicher Brennstoffverbrauch bei Erzeugung aus Steinkohle	GJ/d		1733		1780
Gesamtbrennstoffverbrauch	%/d		+ 1,9		+ 1,16

Tab. 9-7: SMES zur Glättung der Leistungsabgabe eines einzelnen Steinkohlekraftwerkes

Eine zweite Rechnung geht von dem Gedanken aus, daß ein größeres EVU über mehrere Steinkohlekraftwerke verfügt, die aus betriebstechnischen Gründen alle im Lastfolgebetrieb eingesetzt werden. Wiederum ausgehend von den typischen Einsatzfahrplänen (Bild 9-6) kann man zeigen, daß anstelle von vier (hier angenommen baugleichen) Steinkohlekraftwerken eine Lastdeckung auch mittels eines entsprechend dimensionierten großen Speichers und drei derartiger Kraftwerke möglich ist. Diese Kraftwerke würden dann mit konstanter Leistung in deutlich höheren Lastzuständen betrieben werden können, so daß die Verringerungen des spezifischen Brennstoffverbrauchs wesentlich deutlicher als im ersten Fall sind.

Im Sommer läßt sich der gesamte Brennstoffverbrauch - einschließlich der notwendigen Mehrerzeugung für die Speicherverluste um etwa 1,2 % verringern. Im Winter ist der Effekt weniger deutlich - der Ersatz von vier Kraftwerken mit einer mittleren Leistung von ca. 70 % P_{nenn} durch drei Kraftwerke mit etwa 95 % P_{nenn} Dauerleistung reduziert den spezifischen Brennstoffverbrauch nur um etwa 1,4 %, unter Berücksichtigung der Speicherverluste reduziert sich der Gesamtstromverbrauch um etwa 0,3 %. Hier macht sich bemerkbar, daß die Mittellastkraftwerke im Winter in der Regel in höheren Lastzuständen als im Sommer betrieben werden und in diesem Bereich die Wirkungsgradverringerungen aufgrund von Teillastfahrten wesentlich geringer sind als bei niedrigen Lastzuständen.

		Sommer		Winter	
		vier Kraftwerke ohne Speicher	drei Kraftwerke und Speicher	vier Kraftwerke ohne Speicher	drei Kraftwerke und Speicher
Tagesarbeit	MWh	38080	38080	48230	48230
P_{\max}/P_{\min}	MW	2240/1120	1586,7	2660/1120	2009,6
mittlerer spezifischer Brennstoffverbrauch	kJ/kWh	8855,2	8625,3	8703,8	8575,8
mittlerer Wirkungsgrad	%	40,65	41,74	41,36	41,98
täglicher Brennstoffverbrauch	GJ/d	337.208	328.451 (-2,6 %)	419.782	413.612 (-1,47 %)
Speicherdimensionierung			655 MW / 6000 MWh		1075 MW / 6800 MWh
Speicherverluste	MWh/d		305 MWh dynamisch + 240 MWh statisch		343 MWh dynamisch + 240 MWh statisch
zusätzlicher Brennstoffverbrauch bei Erzeugung aus Steinkohle	GJ/d		4695		4995
Gesamtbrennstoffverbrauch	%/d		- 1,2		- 0,28

Tab. 9-8: Szenario „drei für vier“: Lastdeckung mittels eines entsprechend dimensionierten großen Speichers und drei Steinkohlekraftwerken anstelle von vier derartigen (hier angenommen baugleichen) Kraftwerken

Eine Erhöhung des spezifischen Brennstoffverbrauches entsteht auch dann, wenn ein Kraftwerk Warm- oder Kaltstartvorgänge absolvieren muß. Kaltstarts müssen Kraftwerke nach längeren Wochenendstillständen oder Revisionen, Warmstarts nach Nacht- oder kürzeren Wochenendstillständen vollziehen. Sowohl Kalt- als auch Warmstarts sind mit Anfahrwärmeverlusten verbunden. Bei Steinkohlekraftwerken erfolgt die Wärmeerzeugung vor dem Synchronisieren der Turbine sowohl mit zusätzlichen Öl- oder Gasfeuerungen als auch mit der Kohlefeuerung. Zudem werden während der Anfahrprozesse Umweltschutzeinrichtungen nicht oder nicht optimal betrieben, darum sind die spezifischen Schadstoffemissionen in diesem Zeitraum deutlich höher als beim Betrieb im Bestpunkt. Emissionsreduktionen aufgrund der Verringerung von Anfahrvorgängen wurden hier nicht berücksichtigt.

9.4.2 Emissionsreduktionen durch Verschiebung der Erzeugung in effizientere Kraftwerke

Im „reinen“ Verfahren der Kraftwerkseinsatzplanung werden Kraftwerke nach aufsteigenden Brennstoffkosten eingesetzt. In der Regel verfügen bei Kraftwerken auf der gleichen Brennstoffbasis die moderneren Kraftwerke über einen höheren Wirkungsgrad und werden darum mit längerer Ausnutzungsdauer betrieben als ältere Kraftwerke, von denen nicht wenige nur noch während der Saison mit dem höchsten Bedarf oder als Spitzenlastkraftwerke eingesetzt werden. Insbesondere im Spitzenlastbereich könnten mittels neuerer effizienterer Kraftwerke geladene Speicher einen Teil der Spitzenlastdeckung übernehmen.

9.4.3 Emissionsreduktionen durch Primärenergieträgersubstitution

Veränderungen in den Anteilen der Primärenergieträger an der Elektrizitätsversorgung führen zu geänderten Gesamtemissionen. Die Emissionen sind sowohl von der Auslegung des jeweiligen Kraftwerks als auch von der Art und der Qualität der eingesetzten Brennstoffe abhängig. In den großen Kraftwerken sind zudem Minderungstechniken für ausgewählte Schadstoffe (Entschwefelung, Entstickung, Staubabscheidung ...) installiert worden. Mit Ausnahme des CO₂, dessen

Emissionsfaktoren relativ gut bekannt sind, unterliegen die Angaben für die spezifischen Emissionen für die anderen Schadstoffe beträchtlichen Schwankungen. In Tabelle 9-9 haben wir unsere Abschätzung für die mittleren strombezogenen Schadstoffemissionen der öffentlichen Kraftwerke der Bundesrepublik Deutschland (Basis alte Bundesländer) zusammengefaßt. Sie basiert auf einem Datensatz, der im Rahmen des Arbeiten zur Entwicklung des Ausbreitungsmodells SMOROP [1] angelegt wurde und den wir für diese Abschätzung modifiziert haben.

	SO ₂	NO _x	CO ₂	Staub	CO	NMVOG
	Emissionen pro kWh _{netto}					
	g	g NO ₂	kg	mg	mg	mg
Braunkohle	1,3	1,1	1,21	55	120	15
Steinkohle	1,0	1,2	0,91	100	170	15
Heizöl	4,2	2,0	0,82	105	35	40
Erdgas	0	1,1	0,53	1	10	5
Mittel fossile Stromerzeugung	1,1	1,2	0,97	75	130	15
Mittel gesamte Stromerzeugung	0,65	0,70	0,56	45	80	10

Tab. 9-9: Mittlere spezifische Schadstoffemissionen in den Kraftwerken der öffentlichen Stromversorgung 1991

Ein umfangreicher Einsatz von Speichern würde den verstärkten Einsatz von Grund- und Mittellastkraftwerken und eine Reduktion oder einen Verzicht auf Spitzenlastkraftwerke ermöglichen. Da Spitzenlastkraftwerke in der Regel mit anderen Brennstoffen als Grundlastkraftwerke betrieben werden, bringt eine solche Verschiebung auch eine Brennstoffsubstitution mit sich.

In den beiden nachstehenden Grafiken 9-7 und 9-8 sind die spezifischen Emissionsbilanzgewinne und -verluste bei der Substitution von fossiler Spitzenlast durch Elektrizität, die unterschiedlichen Kraftwerkstypen im Nachttal erzeugt wurde und dann gespeichert wurde, angegeben. Aufgrund der oben ausgeführten methodischen Probleme mit der gesamtwirtschaftlichen Erfassung der Substitutionsprozesse haben wir die Mengenbilanzen bezogen auf den erwarteten täglichen Vollzyklus eines großen Speichers von 4000 MWh.

Es kann gezeigt werden, daß sich die größten Emissionsreduktionen dann erzielen lassen, wenn Elektrizität aus emissionsfreier Erzeugung (derzeit also Kernenergie und Wasserkraft) zum Laden der Speicher eingesetzt und Spitzenlasterzeugung aus fossilen Brennstoffen (hauptsächlich Öl und Gas) durch Speicher substituiert wird. Die spezifischen Emissionsbilanzgewinne sind in diesem Fall identisch mit den in Tabelle 9-9 angegebenen Emissionsfaktoren.

Einschränkend ist jedoch festzustellen, daß Kernkraftwerke und Laufwasserkraftwerke aufgrund ihrer hohen Ausnutzungsdauern nur noch in begrenztem Umfang zur Primärenergieträgersubstitution beitragen können. Nennenswerte Zubauten an nuklearer und hydraulischer Erzeugungskapazität sind in absehbarer Zeit nicht zu erwarten. Zusätzliche Stromerzeugung zum Laden von Speichern zur Spitzenlastdeckung würde dann in Steinkohlekraftwerken erfolgen. Während durch die Substitution von Strom aus Ölfeuerung durch Strom aus Steinkohle zumindest für einen Teil der Emissionen eine Reduktion mit sich bringen würde, führt die Ablösung von Erdgas durch Steinkohle aber zu teilweise beträchtlichen Anstiegen der spezifischen Emissionen.

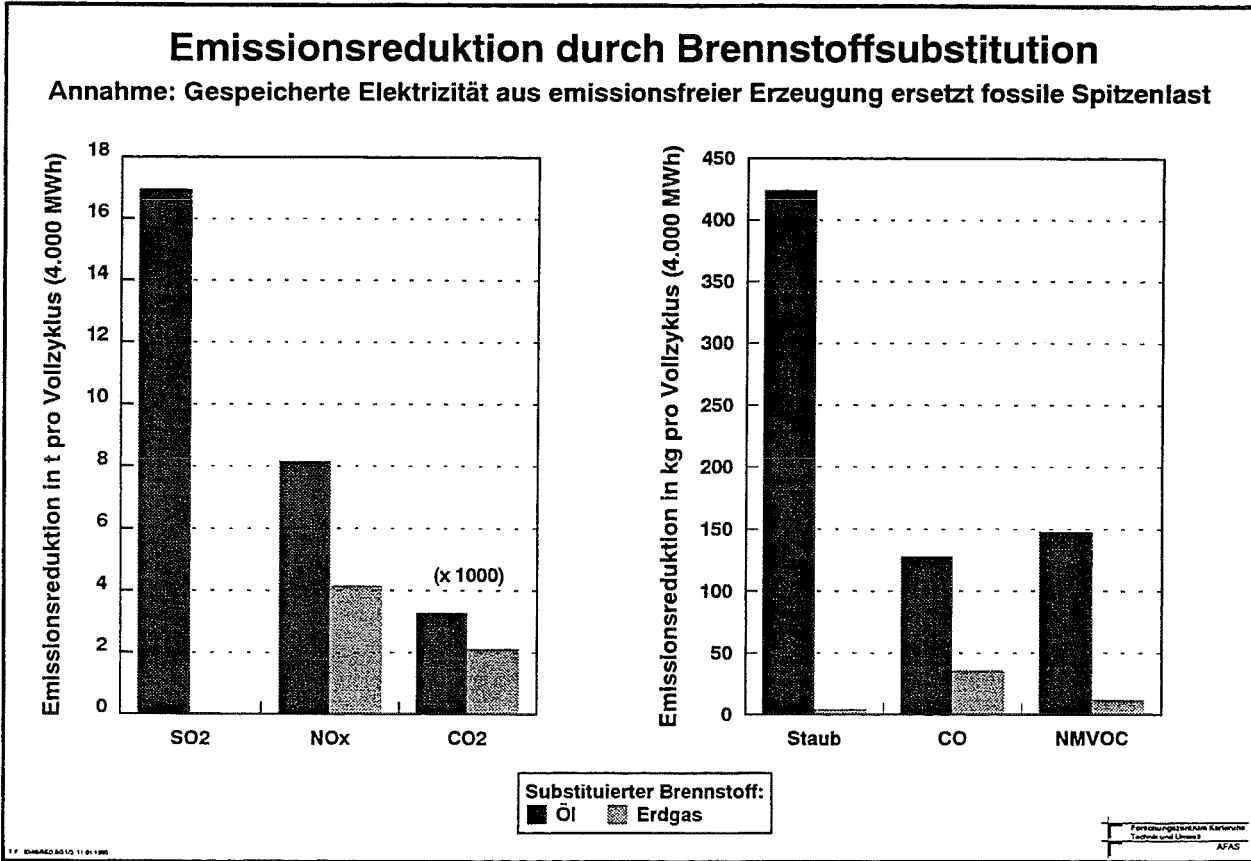


Bild 9-7: Emissionsreduktionen bei Substitution von fossiler Spitzenlast durch emissionsfrei erzeugte Elektrizität

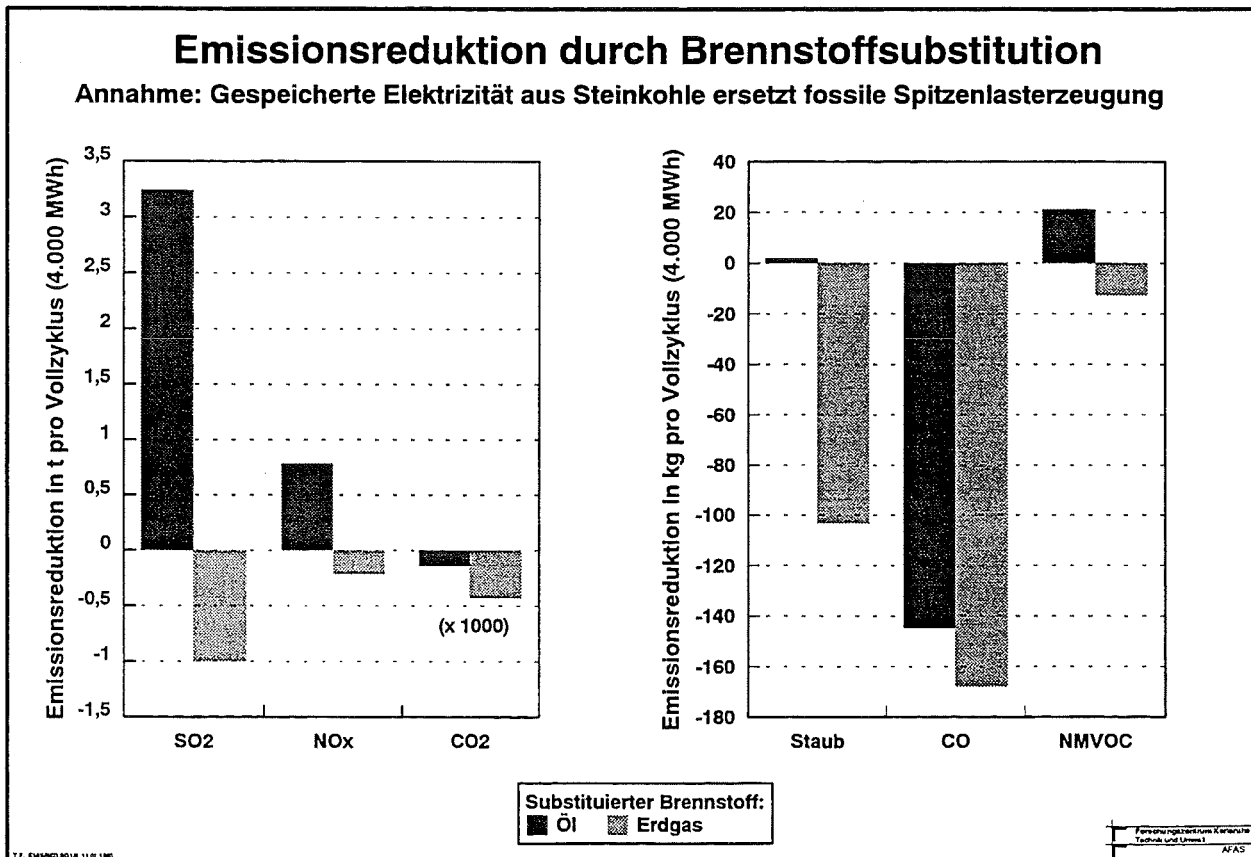


Bild 9-8: Emissionsreduktionen bei Substitution von fossiler Spitzenlast durch Elektrizität aus Steinkohle

Ölgefeuerte Kraftwerke werden in Deutschland heute nur noch in sehr begrenztem Umfang eingesetzt (der größte Teil der noch vorhandenen Ölkraftwerke in Deutschland befindet sich in der Kaltreserve). Darum würde - umfangreicherer Speicherausbau vorausgesetzt - primär Strom aus Erdgas durch zwischengespeicherten Strom aus Steinkohle substituiert werden, was wiederum zu einer Erhöhung der Schadstoffemissionen der Stromerzeugung führen würde.

9.5 Kostenvergleich für SMES mit technischen Alternativen

Zum Einsatz in der Spitzenlastdeckung ist die Wirtschaftlichkeit eines Speichersystems zu vergleichen mit der von Primärerzeugern (Gasturbinen, Verbrennungsmotoren, zukünftig vielleicht auch Brennstoffzellen), von Speichersystemen sowie anderen EVU-Maßnahmen zur Steuerung des Leistungsbedarfs wie Lastmanagement oder DSM-Aktivitäten (siehe auch Kapitel 3).

In Bild 9-9 sind die spezifischen Gestehungskosten für Spitzenlaststrom aus verschiedenen Speichersystemen angegeben. Die Basisdaten für die Berechnung finden sich im Tabelle 9-10. Für alle Systeme sind gleiche Abschreibungssätze unterstellt. Pumpspeicherwerke sind bislang die einzigen in größerer Stückzahl realisierten Speichersysteme. Ihre Investitionskosten sind stark von den jeweiligen geographischen Bedingungen abhängig und können breit streuen (zwischen etwa 1000 und 3000 DM/kW). Für unsere Ansätze wurden Erfahrungen des PSW Wehr sowie die Projektdaten des PSW Goldisthal ausgewertet. Große Batteriespeicher zur Spitzenlastdeckung sind bislang nicht gebaut worden, die größte Anlage in Chino/USA ist ein 10-MW/40-MWh-System. Wir haben angenommen, daß für die Bleibatterie Kosten von 150 DM/kWh entstehen und beim hier zugrundeliegenden Einsatzprofil nach acht Jahren ein Batteriewechsel notwendig ist. Druckluftspeicher sind weltweit gegenwärtig zwei in Betrieb, Grundlage der Berechnungen sind die technischen Daten der Anlage in McIntosh/USA. Für SMES sind zwei Kurven angegeben. Für die erste gehen wir davon aus, daß sich ein Großspeicher für eine Gesamtinvestition von 3 Mrd. DM errichten ließe. Dies entspricht sowohl in etwa den Werten der amerikanischen Studien für die 1000-MW/5000-MWh-Solenoidsysteme aus den achtziger Jahren in heutigen Preisen als auch jüngeren Angaben des amerikanischen Unternehmens Bechtel, das seit geraumer Zeit an SMES-Konzepten arbeitet. Unter deutschen Bedingungen müssen diese Kostenannahmen als eher zu niedrig gelten. Für die zweite Kurve („SMES optimistisch“) haben wir unterstellt, daß sich langfristig eine Halbierung der Investitionssumme erreichen lassen wird.

Es zeigt sich, daß SMES für die Spitzenlastdeckung über den gesamten plausiblen Ausnutzungsdauerbereich die teuerste Technologie ist. Selbst unter den optimistischeren Annahmen wird SMES in der Spitzenlastdeckung teurer als Pumpspeicher oder Druckluftspeicher bleiben. Der break-even mit Druckluftspeichern liegt in diesem Fall bei etwa 3000 h/a.

		Druckluft- speicher	Batterie	SMES	PSW	SMES „optimistisch“
Leistungsteil	MW	110	200	1000	1000	1000
spezif. Investition	DM/kW	700	110	100	700	100
Speicherteil	MWh	2600	1000	5000	5000	5000
spezif. Investition	DM/kWh	4,23	339,69	580	60	280
Gesamtinvestition	DM/kW	800	1808	3000	1000	1500
	DM/kWh	33,85	361,69	600	200	300
Investitionskosten gesamt	Mio. DM	88	361,69	3000	1900	1500
Annuität	% p.a.	11,68	11,68	11,68	11,68	11,68
O&M	% p.a.	1,5	1,5	1	1	1
Steuern u. Versicherung	% p.a.	2	2	2	2	2
eigenes Personal	n	20	10	20	20	20
Personalkosten	TDM/Pers.	80	80	80	80	80
Leistung d. Hilfsenergieanlagen	MW		0,1	5		5
Hilfsstrom	Pf/kWh		10	10		10
Fixkosten gesamt	Mio. DM/a	14,96	55,8	446,47	148,43	226,22
Wirkungsgrad	%		70	95	75	95
Ladeverhältnis	kWh/kWh	0,9				
Kosten Ladestrom	Pf/kWh	4	4	4	4	4
Brennstoffkosten	DM/GJ	8	0	0	0	0
spez. Brennstoffverbrauch	MJ/kWh	4,5				
sonstige variable Kosten	Pf/kWh _{el}	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2

Tab. 9-10: Basisdaten für verschiedene Speichertechnologien

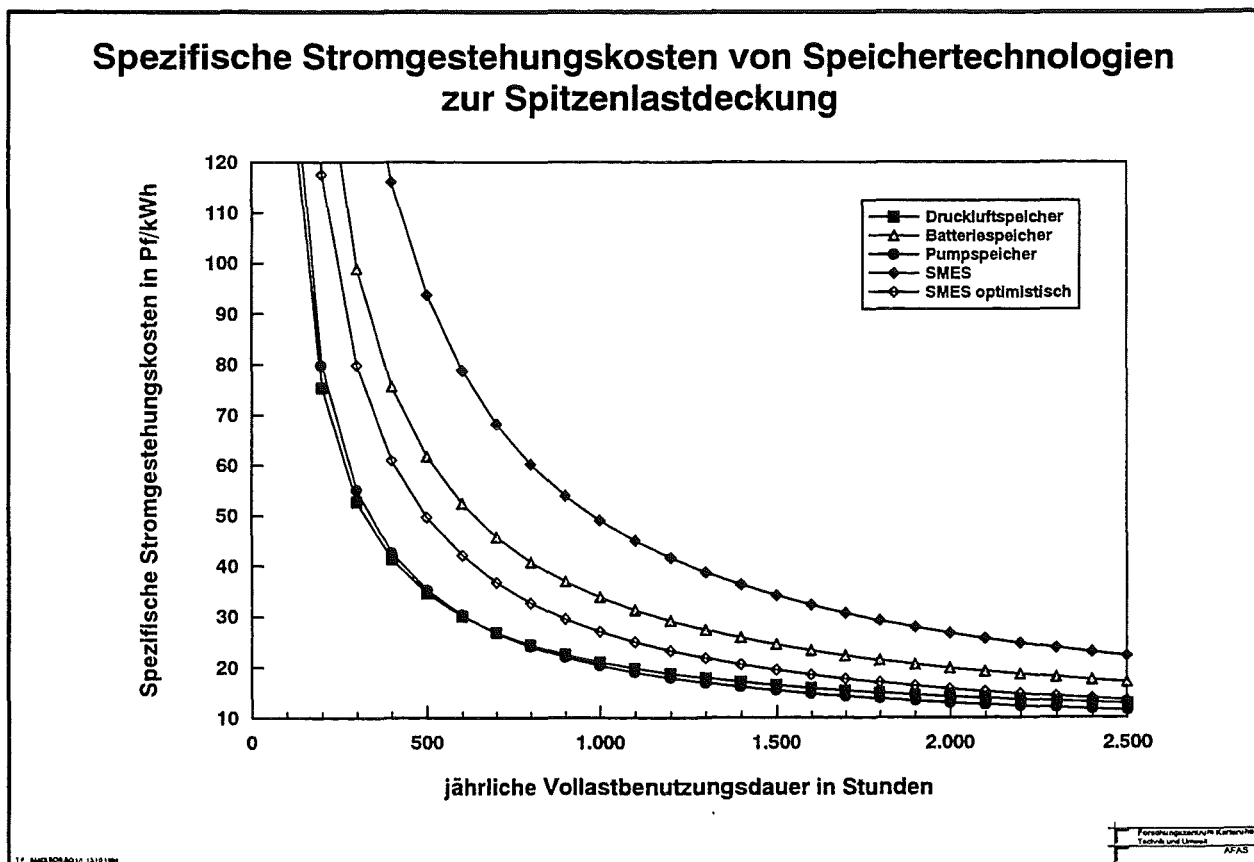


Bild 9-9: Spezifische Stromgestehungskosten für Elektrizität aus verschiedenen Speichertechnologien

Eine zweite Grafik zeigt den Vergleich von Stromgestehungskosten aus ausgewählten konventionellen Primärerzeugern mit denen der beiden SMES-Systeme. Hier sind die Kosten pro Kilowattstunde aus den SMES-Systemen über den gesamten plausiblen Zeitbereich der Spitzenlastdeckung deutlich höher als bei den Gasturbinen. Für die Annahmen für SMES „optimistisch“ wird Kostengleichheit mit einfachen Gasturbinen bei etwa 3000 h/a erreicht.

		Steinkohle (Ruhr)	Steinkohle (Import)	Braunkohle	Gas-turbine Erdgas	Gas-turbine Heizöl EL	Gas-turbine Heizöl S	GuD-Kraftwerk Erdgas
Leistung	MW	800	800	800	200	150	150	600
Wirkungsgrad	%	42	42	40	35	30	30	52
spezif. Investition.	DM/kW	2300	2300	2500	700	500	550	1100
Investitionskosten	Mio. DM	1840	1840	2000	140	75	82,5	660
Annuität	% p.a.	11,68	11,68	11,68	11,68	11,68	11,68	11,68
O&M	% p.a.	2	2	2,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Steuern u. Versicherung	% p.a.	2	2	2	2	2	2	2
eig. Personal	n	200	200	250	5	10	10	25
Personalkosten	TDM/Pers.	80	80	80	80	80	80	80
Fixkosten gesamt	Mio. DM/a	304,57	304,57	343,66	21,66	12,19	13,33	102,21
Brennstoffkosten	DM/GJ	10	3	4	8	9	5	8
	Pf/kWh _{el}	8,571	2,571	3,600	8,229	10,800	6,000	5,538
Kosten f. Abgasreinigung	Pf/kWh _{el}	0,57	0,57	0,13	0	0,35	0,35	0
sonst.variable Kosten	Pf/kWh _{el}	0,16	0,16	0,23	0,1	0,1	0,1	0,1

Tab. 9-11: Basisdaten für die Stromerzeugung in konventionellen thermischen Kraftwerken

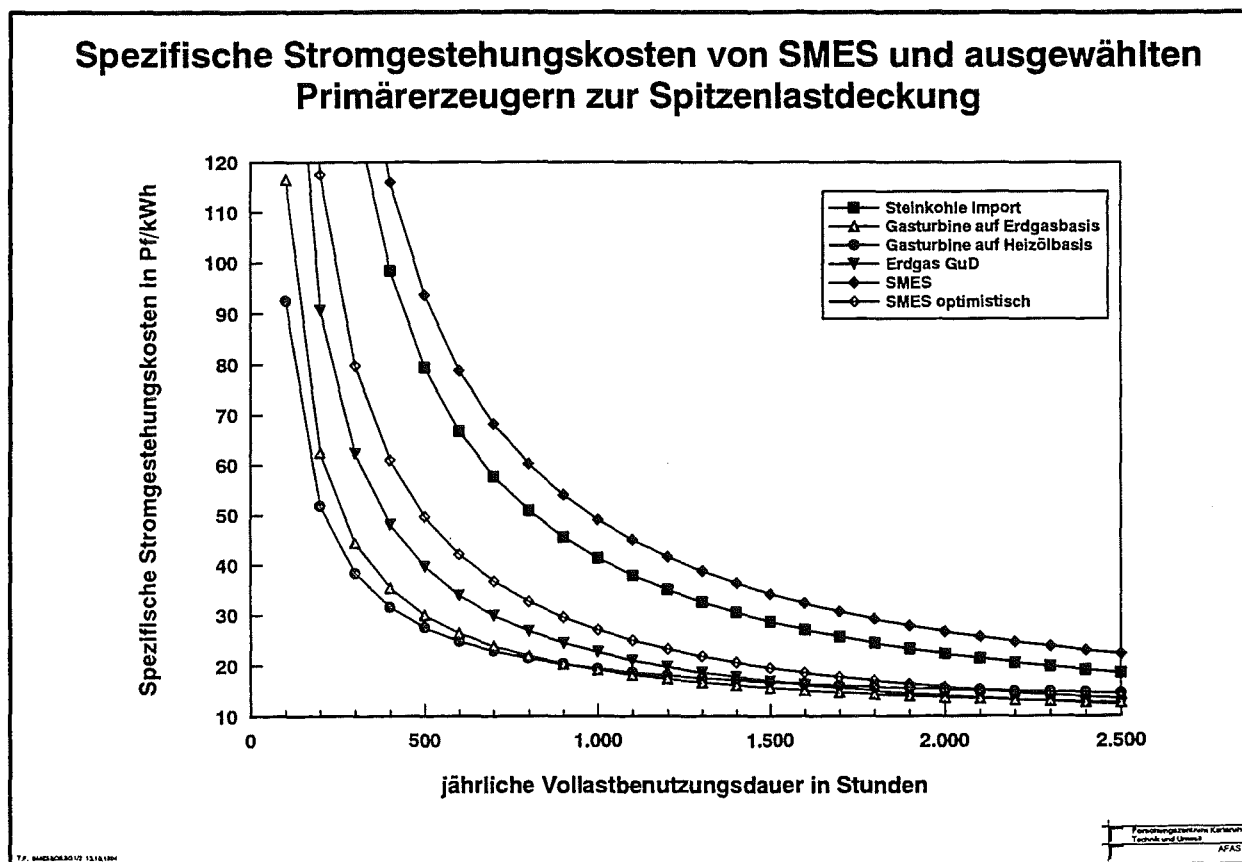


Bild 9-10: Spezifische Stromgestehungskosten für Elektrizität aus verschiedenen Erzeugungstechnologien und Vergleich mit SMES

Zusammenfassung: Einsatz von SMES als Tagesspeicher

Die Einsatzmöglichkeiten von Speichertechnologien und insbesondere von großen SMES zur Glättung der Tageslastkurve auf der Verbundebene sind begrenzt. Durch technische und organisatorische Maßnahmen ist die Tageslastkurve in der Bundesrepublik Deutschland sehr gut ausgeglichen. Eine Substitution von Spitzenstromerzeugung durch Speichertechnologien und eine erhöhte Grund- und Mittellaststromerzeugung ist bei derzeitigen Zusammensetzung des Kraftwerksparks und derzeitigen und mittelfristig zu erwartenden Kosten für Primärenergieträger wirtschaftlich nicht lukrativ.

Größere SMES-Anlagen werden unter den derzeitigen Rahmenbedingungen nur dann Anwendung finden können, wenn es gelingt, Speicherspulen zu deutlich geringeren Kosten als heute absehbar zu fertigen oder wenn aus ökologischen oder standortspezifischen Gründen Primärerzeuger bzw. andere Speichersysteme nicht einsetzbar sind. Die in der Diskussion um die Wirtschaftlichkeit von großen SMES häufig angeführte Aussage, daß diese auch für dynamische Aufgaben einsetzbar seien und diesbezügliche Vorteile in die Bewertung einfließen müßten, ignoriert oder unterschätzt die Tatsache, daß solche Multi-Purpose-Anlagen (großer Speichereinhalt und hohe Dynamik) aufwendigere Leiterauslegungen als die bei den bekannten Kostenschätzungen zugrundeliegenden erfordern und folglich zu höheren Gesamtkosten führen. Vor diesem Hintergrund wäre zu überlegen, ob nicht Hybridvarianten aus vergleichsweise kleinen für hohe Dynamik ausgelegten Systemen und größeren „Massenspeichern“ der Vorzug zu geben wäre.

Literatur:

- [1] G. Sardemann u.a.; „Prognose ferntransportierten Smogs mit Hilfe der Prognosedaten des Europa-Modells des Deutschen Wetterdienstes“; KfK-Bericht 5380, Kernforschungszentrum Karlsruhe; November 1994

10. Reservehaltung und Regelung in elektrischen Versorgungsnetzen

10.1 Reservehaltung

Wie schon ausgeführt, muß aufgrund der physikalisch-technischen Gegebenheiten in der Elektrizitätsversorgung die Strombereitstellung jederzeit dem Stromverbrauch entsprechen. Aus diesem Grunde muß zusätzlich zu der Kraftwerksleistung, die zur Deckung der Belastung erforderlich ist, auch Reserveleistung vorgehalten werden. Bedarf an Reserveleistung entsteht, wenn in der Leistungsbilanz die tatsächliche Leistung von der erwarteten Leistung abweicht. Solche Differenzen können sowohl auf der Bedarfsseite (wenn der Leistungsbedarf z.B. infolge von Witterungseinflüssen, der wirtschaftlichen Konjunktur oder von Änderungen in der Verbraucherstruktur deutlich von der Prognose verschieden ist) als auch auf der Seite der Erzeugung (beispielsweise bei Ausfällen oder Revisionen von Kraftwerksblöcken, unvorhergesehenen Umweltproblemen oder Ausfällen von Bezugsleistungen) auftreten. Außerdem ist Reserveleistung für geplante Revisionen und den Streckbetrieb (stretch out) bei Kernkraftwerken erforderlich.

Die Kapazitäten in Versorgungsnetzen sind prinzipiell so ausgelegt, daß - um allen Eventualitäten begegnen und einen Zusammenbruch der Elektrizitätsversorgung verhindern zu können - alle auftretenden Spitzenbelastungen abgedeckt werden können. Charakteristischer Planwert ist die erforderliche Reserveleistung. Sie ist die Leistung, die über die planerisch erwartete Leistung hinaus mindestens vorhanden sein muß, um das Risiko von Versorgungsengpässen durch Nichtdeckung des Leistungsbedarfes (wie z.B. durch Störungen in Kraftwerken und von Fremdbezügen, Störungen im Übertragungs- und Verteilungsnetz sowie Revisionen) unter einem noch als tolerabel angesehenen Wert zu halten. Dabei sind auch die Zusammensetzung dieser Reserveleistung nach Kraftwerksarten sowie Eigenschaften des betrachteten Versorgungssystems (wie Größe, Lastganglinien, Kraftwerkspark, Bezugsleistungen) zu berücksichtigen. Die erforderliche Reserveleistung ergibt sich aus der Vorgabe, 97% der möglichen Ausfälle abzusichern. Sie beträgt als Richtwert rund 15 % der Höchstlast (für die alten Bundesländer rund 13.000 MW). Hinzu kommt eine Reserve (alte Bundesländer rund 5.000 MW) für Kälteeinbrüche und Konjunkturspitzen.

Bei der Reservebereitstellung sind als weitere Kriterien die Zugriffszeit und die Verfügbarkeitsdauer der Reserve zu beachten. Bei der Zugriffszeit sind folgende Bereiche zu unterscheiden:

- Reserve mit Sekundenzugriff, sie wird aus dem Regelband der unter Primärregelung betriebenen thermischen und hydraulischen Maschinen oder durch Abschalten von Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken bereitgestellt,
- Reserve mit Minutenzugriff (auch als Warmreserve oder drehende Reserve bezeichnet), z.B. Inbetriebnahme von Generatoren in Speicherkraftwerken, Hochfahren von mit Teillast betriebenen Kraftwerksblöcken und Anfahren von Gasturbinen,
- Reserve mit Stundenzugriff, beispielsweise Anfahren betriebsbereiter thermischer Kraftwerksblöcke
- Reserve mit Tageszugriff wie die Inbetriebnahme konservierter, d.h. für längere Stillstandszeiten vorgesehener Kraftwerksblöcke

Die Verfügbarkeitsdauer der Reserve mit Sekunden- und mit Minutenzugriff ist begrenzt, so daß diese bei länger anhaltendem Reservebedarf durch Reserve aus betriebsbereiten oder konservierten thermischen Kraftwerksblöcken abgelöst werden muß. Eine Übersicht über die Zeitbereiche

für die Leistungsbereitstellung in der Stromversorgung und den Vergleich mit zwei Speichertechniken gibt Bild 10-1.

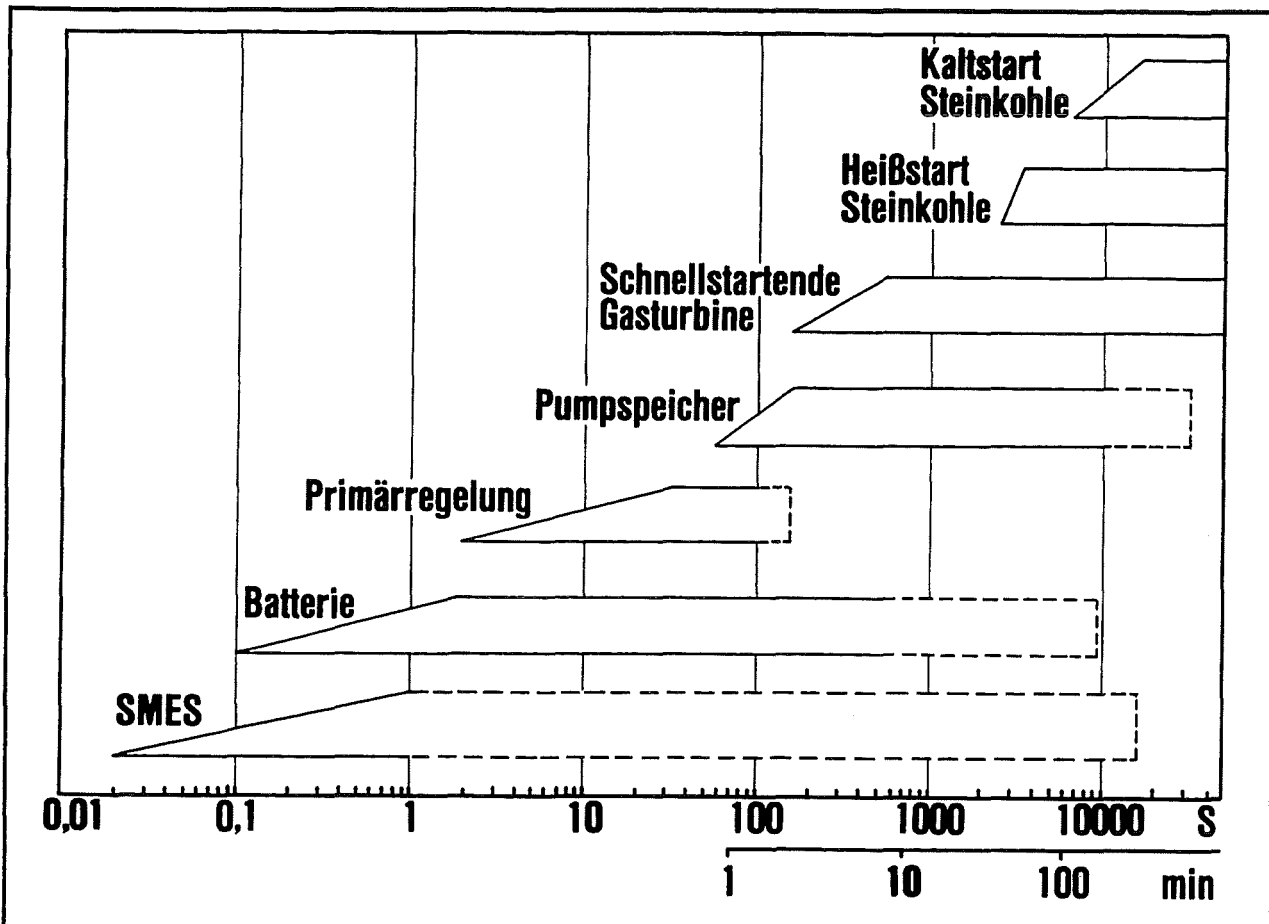


Bild 10-1: Zeitbereiche für die Leistungsbereitstellung in der Stromversorgung

Quelle	Beschreibung	Zeitbereich	Bemerkungen
mechanische Trägheit	Trägheit rotierender Massen in den Generatoren	sofort wirksam, muß schnell abgelöst werden	kann i.a. Frequenz für maximal 10s im akzeptablen Bereich halten
thermische Trägheit	Dampfdruckreserven in Rohren und Kesseln	innerhalb etwa 10 s verfügbar, hält nur einige Minuten vor	
Wasserkraftwerke	Wasserturbinen, die noch nicht am Netz sind	von 10 s bis einige Minuten	abhängig von Auslegung, Wasserstand, Maschinengröße und Betriebsmodus
Gasturbinen	Turbinen wie auch im Spitzenlastbereich eingesetzt	von etwa 5 min bis 20 min	
Überlast in thermischen Kraftwerken	Betrieb von thermischen Kraftwerken oberhalb der Dauerleistung	einige Minuten lang möglich	3-10% Überlast i.a. möglich, höhere Niveaus belasten Bauteile und senken Wirkungsgrad
Lastmanagement im industriellen Bereich	schaltbare Lasten	sofort, wenn entsprechende Einrichtungen vorhanden	abhängig von Vereinbarungen mit Großkunden
Lastmanagement in den Haushalten	automatisches Abschalten von Verbrauchern	sofort, wenn Einrichtungen zur Fernsteuerung vorhanden	
Spannungsreduktion	Reduktion der Netzspannung zur Leistungsreduktion	sofort	Verschlechterung der Versorgungsqualität
Elektrizitätsimport	Import von Elektrizität aus benachbarten Netzen	sofort, wenn Leistung in anderen Systemen verfügbar	existierende Leitungen und Vereinbarungen sind Voraussetzung
Rotierende Reserve	Restkapazität in Kraftwerken, die in Teillast laufen	üblicherweise 2-4% der installierten Leistung pro Minute für therm. Grundlastkraftwerke bis zur Nennleistung	Verfügbarkeit abhängig von der technischen Auslegung

Tab. 10-1: Prinzipielle Möglichkeiten der schnellen Leistungsbereitstellung in der Elektrizitätsversorgung

10.2 Regelaufgaben im Verbundnetz

Die Aufgabe der Leistungsregelung besteht ganz allgemein darin, bei Störungen des Leistungsgleichgewichtes von Erzeugung und Verbrauch dieses Gleichgewicht möglichst schnell und möglichst am Ort der Störung wieder herzustellen. Leistungsüberschüsse können in der Erzeugung in der Regel ohne besondere Probleme beherrscht werden, darum beschränken sich die folgenden Betrachtungen auf Leistungsdefizite.

Kennzeichnende Zustandsgröße für ein elektrisches Netz ist die Frequenz. Durch Halten der Frequenz auf ihrem Sollwert wird sichergestellt, daß innerhalb des Gesamtnetzes die erzeugte Leistung mit der bei dieser Frequenz geforderten Leistung weitgehend übereinstimmt. In einem elektrischen Versorgungsnetz führen die Zunahme der Wirkleistung (also der vom Verbraucher zu einem Zeitpunkt "konsumierten" elektrischen Energie) bei konstanter Erzeugung oder der Ausfall von Erzeugungseinheiten bei konstanter Verbraucherlast zum Abfallen der Netzfrequenz. Da sowohl eine Änderung des Verbrauchsverhaltens in der Regel ohne direkte Mitteilung an das jeweilige EVU erfolgt als auch Ausfälle bei Erzeugungseinheiten nicht prognostizierbar sind, muß durch das Netzkontrollsystem unmittelbar darauf reagiert werden können.

	Primärregelung	Sekundärregelung (Netzkennlinienregelung)	Tertiärregelung (Lastfolgebetrieb)
Aufgaben	Frequenzstützung bei plötzlicher Änderung des Gleichgewichtes von Erzeugung und Verbrauch, z.B. durch Kraftwerksausfall oder Teilnetzbildung	Einhaltung der Sollwerte Übergabeleistung und Frequenz, teilweiser oder vollständiger Ausgleich von Leistungsdefiziten bei Kraftwerksausfällen im EVU-eigenen Netz	stufenweises Anpassen der Erzeugungsleistung an die tageszeitlich bedingten Veränderungen der Verbraucherlast im EVU-eigenen Netz
Regelkriterium	Netzfrequenz	Übergabeleistung, Netzfrequenz	erwarteter Leistungsbedarf (Kraftwerkseinsatzplanung)
Realisierung	automatisch am Turbosatz (dezentral)	zentral durch den Netzregler	Kraftwerkseinsatzplan des Lastverteilers
Zeitbereich	Sekunden	Minuten	Minuten bis Stunden

Tab. 10-2: Regelaufgaben der Erzeugungsanlagen im Verbundnetz

Die Regelung im Verbundnetz folgt einem dreistufigen Konzept. Die erste Stufe, die sogenannte *Primärregelung*, arbeitet als Drehzahlregelung der Turbogeneratoren und beeinflusst die abgegebene Leistung proportional zur Abweichung von der Solldrehzahl (die wiederum direkt von der Netzfrequenz abhängt). Im Drosselbetrieb in thermischen Kraftwerken erfolgt die Leistungserhöhung durch das vollständige Öffnen der Dampfventile an der Turbine. Gleichzeitig wird ein Regelsignal gegeben, was die Erhöhung der Dampferzeugung bewirkt. In Wasserkraftwerken wird die potentielle Energie des Wassers in Anspruch genommen. Durch den Eingriff der Primärregelung wird der Frequenzabfall im Netz zum Stillstand gebracht und auf einem neuen Gleichgewichtszustand stabilisiert. Die Primärregelung wird meistens so ausgelegt, daß sie erst bei größeren Drehzahländerungen (ca. 20...50 mHz) reagiert; dafür kann sie aber auch kleine Veränderungen im Leistungsbedarf ausregeln und die Feinkorrektur der Netzfrequenz vornehmen.

Um die einzelnen Kraftwerke jederzeit auf den erwünschten mitlaufenden Reserveanteil zurückzuführen, aktiviert ein Netzregler mit dem Netzkennlinienverfahren zusätzliche Reserveleistung und stellt die Frequenz wieder auf den Sollwert von 50 Hz ein. Diese sogenannte *Sekundärregelung* spricht langsamer an (im Bereich von etwa einer bis vier Minuten) als die Primärregelung, muß aber über längere Zeit - bis zu einigen Stunden - Leistung bereitstellen können. Sie soll die fehlende Leistung aus den Reserven des betroffenen EVU aktivieren und damit die Primärregelung innerhalb

von Minutenfrist (etwa drei bis fünf Minuten) wieder für eventuelle neue Anforderungen entlasten. Der notwendige Regelbedarf dafür ist von der Größe des Teilnetzes abhängig und kann die Leistung der größten Kraftwerkseinheit durchaus überschreiten. Als Regelgrößen verwendet die Sekundärregelung die Frequenzabweichung und die Abweichung der über die Grenzen des von ihr geregelten Netzes von ihrem Sollwert. In der Minutenreserve kommen schnell aktivierbare Gasturbinen und Wasserkraftwerke, vor allem aber verfügbare Leistung in mitlaufenden fossilgefeuerten Kraftwerken zum Einsatz. Dazu ist es notwendig, daß die Kraftwerksblöcke im Bereich von 40 bis 100% ihrer Nennleistung mit mittleren Leistungsänderungsgeschwindigkeiten zwischen vier bis zehn Prozent Nennleistung pro Minute (Kohle, Kernenergie) bzw. acht bis zwölf Prozent Nennleistung pro Minute (Öl, Gas) erbringen können [1]. Bei hydraulischen Kraftwerken liegt dieser Wert zwischen zwei und vier Prozent Nennleistung je Sekunde. In Bild 10-2 ist der zeitliche Ablauf des Eingriffes von Primär- und Sekundärregelung dargestellt.

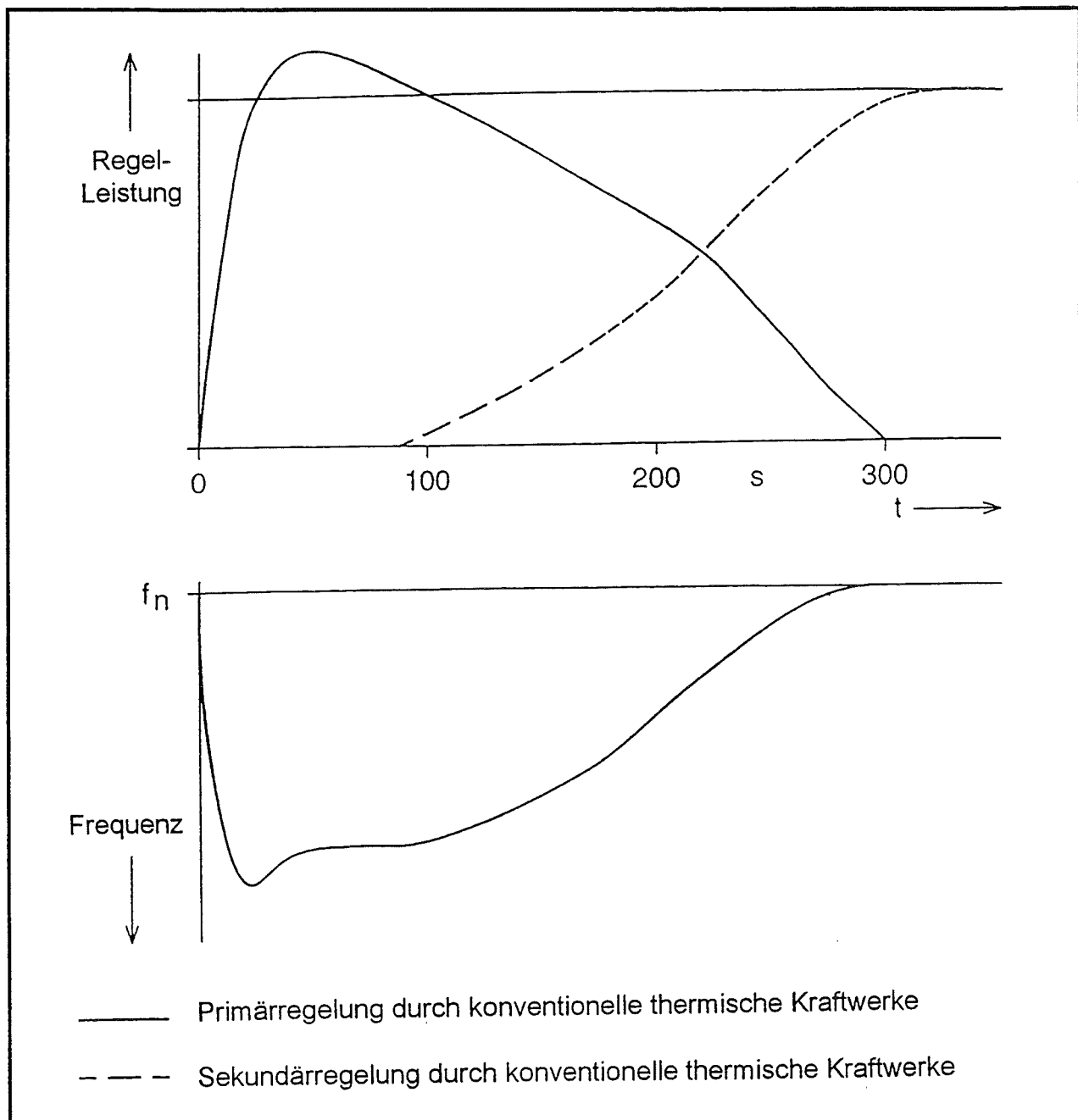


Bild 10-2: Schematische Darstellung des zeitlichen Ablaufes von Primär- und Sekundärregelung (nach [2])

Innerhalb eines Tages auftretende Bedarfsschwankungen im Minutenbereich müssen durch den Kraftwerkspark weitgehend ausgeglichen werden (*Lastfolge*). Insbesondere thermische Grundleistungseinheiten sind sowohl aufgrund der zu bevorzugenden Fahrweise als auch aufgrund ihrer technischen Eigenschaften nicht oder nur bedingt dazu geeignet, solche Schwankungen auszugleichen. Aufgrund dessen werden an die Mittleistungseinheiten hohe Anforderungen an Teillastwirkungsgrade und mögliche Laständerungsgeschwindigkeiten gestellt. Häufige Lastwechsel in thermischen Kraftwerken führen zu einer Verringerung des Wirkungsgrades der Stromerzeugung, da Kraftwerke in der Regel auf einen Bestpunkt ausgelegt werden und Abweichungen davon zu Wirkungsgradeinbußen führen; zum anderen zu einer Verringerung der Lebensdauer und zu erhöhten Wartungsaufwendungen, da im Lastwechselbetrieb die Beanspruchungen für Material und Anlagen deutlich höher sind als im stationären Betrieb. Elektrizitätsspeicher könnten - je nach Speichergröße - Kraftwerke teilweise oder vollständig von Lastfolgeaufgaben befreien oder zumindest durch Glättung von Lastspitzen zu einer schonenderen Fahrweise von Kraftwerken beitragen.

Der innerhalb des 50-Hz-Netzes der elektrischen Energieversorgung nutzbare Frequenzbereich ist durch die Resonanzfrequenzen der Turbosätze (sie liegen bei etwa 45 Hz und 60 Hz) auf 47,5 Hz bis etwa 55 Hz begrenzt. Die Deutsche Verbundgesellschaft (DVG) hat mit dem sogenannten 5-Stufenplan „Maßnahmen für die Versorgung im Störfall“ das Regelkonzept für den Netzbetrieb festgeschrieben. Es ist in Bild 10-3 zusammengefaßt.

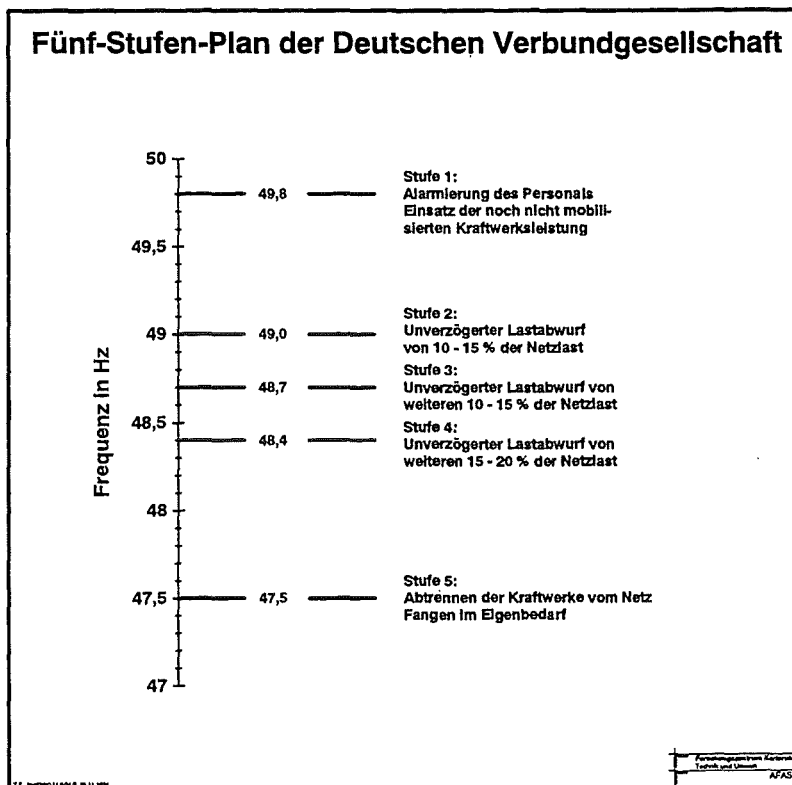


Bild 10-3: Fünf-Stufen-Plan der DVG „Maßnahmen für die Versorgung im Störfall“

Literatur:

- [1] Deutsche Verbundgesellschaft (DVG); „Das versorgungsgerechte Verhalten der thermischen Kraftwerke“; Heidelberg 1991
- [2] M. Kleimaier; „Primary Control by Use of SMES“, Proc. IEA-Symp. on the Use of Superconductivity in Energy Storage, October 25-27, 1994, Karlsruhe, Germany

11. Einsatz von SMES in der Primärregelung

11.1 Dimensionierung der Primärregelung (Frequenz-Wirkleistungs-Regelung)

Im Falle eines Leistungsungleichgewichtes in elektrischen Netzen, d.h. wenn die durch die Verbraucher nachgefragte Leistung größer als die Momentanleistung ist, geht die Frequenz zurück. Technisch besonders schwierig zu meistern ist der schlagartige Ausfall eines nennenswerten Betrages von Erzeugungsleistung, beispielsweise durch eine Störung in einem großen Kraftwerksblock. Dieses plötzliche Leistungsdefizit führt zu einem schnellen Frequenzrückgang. Dieser kann kurzzeitig durch inhärente Speichereigenschaften im Netz, vor allem in den am Netz angeschlossenen rotierenden Massen, gedämpft werden. Im gesamten westeuropäischen Verbundnetz beträgt die in den rotierenden Massen gespeicherte Energie etwa 300 MWh, wovon ca. 20% auf die Motoren und Antriebsmaschinen der Kunden entfallen. Allerdings ist bei einem Frequenzrückgang im Netz nur ein verhältnismäßig kleiner Teil davon nutzbar. Nach der Freisetzung dieses nutzbaren Anteils der rotatorischen Energie bedarf es zusätzlicher Elektrizitätserzeugung in den Kraftwerken, um die Netzfrequenz zu stabilisieren und auf den Normwert zurückzuführen (Primärregelung). Diese elektrische Energie muß sofort, maximal innerhalb einiger Sekunden bereitgestellt werden können (Sekundenreserve).

Um die Frequenzstabilität als Maß für die Betriebssicherheit zu gewährleisten, wird durch die Deutsche Verbundgesellschaft (DVG) eine vorzuhaltende Primärregelreserve festgelegt. Bei der Festlegung dieser Reserveleistung („DVG-Forderung“) lagen folgende Ausfallszenarien zugrunde:

- Im UCPT-Verbund soll im Schwachlastfall - zum Zeitpunkt der niedrigsten Verbraucherleistung - der größte anzunehmende zeitgleiche Erzeugungsausfall allein durch die Kraftwerke, ohne Ansprechen des frequenzabhängigen Lastabwurfes, beherrscht werden. Als größter Erzeugungsausfall wird derzeit der Ausfall eines Doppelblocks der größten am Netz befindlichen Einheiten, derzeit etwa 2500 MW, angenommen. Deshalb müssen bei jedem Verbundunternehmen während des Betriebs im zusammengeschalteten westeuropäischen Verbundnetz 2,5 % der aktivierten Einspeiseleistung als Reservekapazität im Sekundenbereich vorgehalten werden.
- Für den Ausnahmefall, daß das westdeutsche Teilnetz längere Zeit getrennt vom UCPT-Netz betrieben werden müßte oder daß mit einem getrennten Betrieb zu rechnen wäre, wird im Schwachlastfall zugelassen, daß bei Ausfall des größten Kraftwerksblockes (1300 MW) der Lastabwurf zusätzlich zur Kraftwerksregelung unterstützend eingreift. Darum muß in diesem Fall bei jedem Unternehmen eine resultierende Stellreserve von 5 % der augenblicklichen Erzeugungsleistung aktiviert werden können.

Jeweils die Hälfte der resultierenden Stellreserve muß in beiden Fällen binnen 5 s und der Rest binnen 30 s dem Netz zur Verfügung stehen [1].

Da ein Lastabwurf mit ökonomischen Verlusten und weiteren Unannehmlichkeiten beim Verbraucher verbunden ist, sollte dieser nur in äußerst seltenen Fällen erfolgen. Darum müssen übliche Leistungsausfälle in großen Netzverbänden im Grundsatz ohne Abwurf von Verbraucherleistung alleine durch die Kraftwerke ausgeregelt werden können.

Für die technische Bereitstellung von Sekundenreserve gibt es mehrere grundsätzliche Maßnahmen, die geläufigsten davon sind nachfolgend aufgelistet:

- Aufhebung der Androsselung der HD-Stellventile

- Regelradturbine mit Düsengruppenregelung
- Öffnen des Stufenventiles
- Aufhebung der Androsselung der MD-Stellventile
- Dampfseitiges Abschalten der HD-Vorwärmer
- Wasserseitige Umführung der HD-Vorwärmer
- Stop des Hauptkondensatstromes
- Dampfseitiges Anschalten der ND-Vorwärmer
- Erhöhung der Feuerungsleistung

Eine Kombination der aufgeführten Maßnahmen ist ebenfalls möglich. Bei der Auswahl von Verfahren orientiert man sich zum einen an der DVG-Forderung, zum anderen auch an EVU-spezifischen Anforderungen, die die der DVG noch übertreffen können. Durchgeführte umfangreiche Untersuchungen über technische Vor- und Nachteile sowie Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen können hier nicht im einzelnen wiedergegeben werden, dazu sei auf die Literatur verwiesen.

Da die frischdampfseitige Androsselung der Turbinenstellventile in thermischen Kraftwerken heute die verbreitetste Variante der Sofortreservebereitstellung darstellt, soll nur sie hier vertieft untersucht werden. Bei dieser Methode wird der Dampfstrom zur Turbine durch Regelventile begrenzt, und die im Dampfkreislauf gespeicherte Energie im Bedarfsfall durch Öffnen dieser Ventile zusätzlich über die Turbine geleitet und damit in Sekundenreserveleistung umgewandelt. Der Drosselbetrieb ist aus energetischer Sicht wegen des schlechteren Wirkungsgrades der Stromerzeugung gegenüber dem Nennlastbetrieb unvorteilhaft. Die Wärmeverbrauchserhöhung beträgt etwa 0,06-0,12 Prozent je Prozent Drosselgrad, die (auf den elektrischen Wirkungsgrad bezogenen) Einbußen also etwa 0,02-0,04 Prozentpunkte je Prozent Drosselgrad. Erfahrungsgemäß muß, um die Leistungsbereitstellung binnen 30 Sekunden realisieren zu können, der Drosselgrad etwa das Doppelte der Sekundenreserve betragen (2,5 % Sekundenreserve bedingen also einen Drosselgrad von etwa 5 %). Mit den Querschnittsänderungen durch das Ventilöffnen gehen auch Änderungen im Druck und in der Temperatur einher, die hohe Wärmespannungen in der Turbine verursachen können. Diese führen zu erhöhter Materialbeanspruchung und zu einer Verringerung der Lebensdauer.

Als Alternative hierzu wurde eine Methode entwickelt, bei der vorübergehend die Speisewasser-Vorwärmer durch schnelle Regelklappen in den Anzapfleitungen abgesperrt werden und gleichzeitig der Kondensatstrom gestoppt wird. Dadurch erzielt man eine schnelle Leistungserhöhung in den der Dampfentnahme nachgeschalteten Turbinenstufen und kann auf einen Teil der Androsselung verzichten. Dieses als Kondensatstop oder auch Vorwärmerabschaltung bekannte Verfahren ist inzwischen in einigen Kraftwerken realisiert. Da sich gezeigt hat, daß es wirtschaftlich wesentlich günstiger als die reine Androsselung ist, ist es auch für mehrere Kraftwerksneubauten vorgesehen.

Eine neue Technik zur Bereitstellung von Sofortreserve zur Primärregelung ist die Wasserstoff-/Sauerstoff-Sofortreserveanlage mit integriertem H_2/O_2 -Dampferzeuger, die von einer Arbeitsgemeinschaft deutscher Unternehmen entwickelt worden ist. Sie ist bislang noch nicht verbreitet eingeführt, sondern wurde bislang nur in einem Demonstrationsprojekt unter dem Namen HYDROSS detailliert untersucht [2]. Die Wasserstoff-/Sauerstoff-Sofortreserveanlage basiert auf der Verbrennung von Wasserstoff und Sauerstoff. Das Reaktionsprodukt wird mit Hilfe von eingespritztem Speisewasser in Dampf umgewandelt und in den Mitteldruckteil einer Kraftwerksturbine eingespeist. Dieser zusätzliche Dampf führt binnen einiger Sekunden zu einer Leistungssteigerung von 5 % bis 10 %, damit genügt die Technik den Anforderungen an die Primärregelung. Der derzeit

in Untersuchung befindliche Prototyp kann binnen einer Sekunde eine thermische Leistung von bis zu 70 MW (entsprechend ca. 18 MW elektrischer Leistung) bereitstellen.

Die für die Sekundenreserve notwendige elektrische Energie könnte auch durch SMES bereitgestellt werden.

11.2 Potential von SMES in der Primärregelung

Um die Beanspruchung der Primärregelung bestimmen zu können, wurden Ende der siebziger Jahre umfangreiche Messungen im UCPT-Netz durchgeführt. Da neuere Erhebungen bislang nicht zur Verfügung stehen, basieren nachfolgende Aussagen auf diesen in Bild 11-1 grafisch zusammengefaßten Daten.

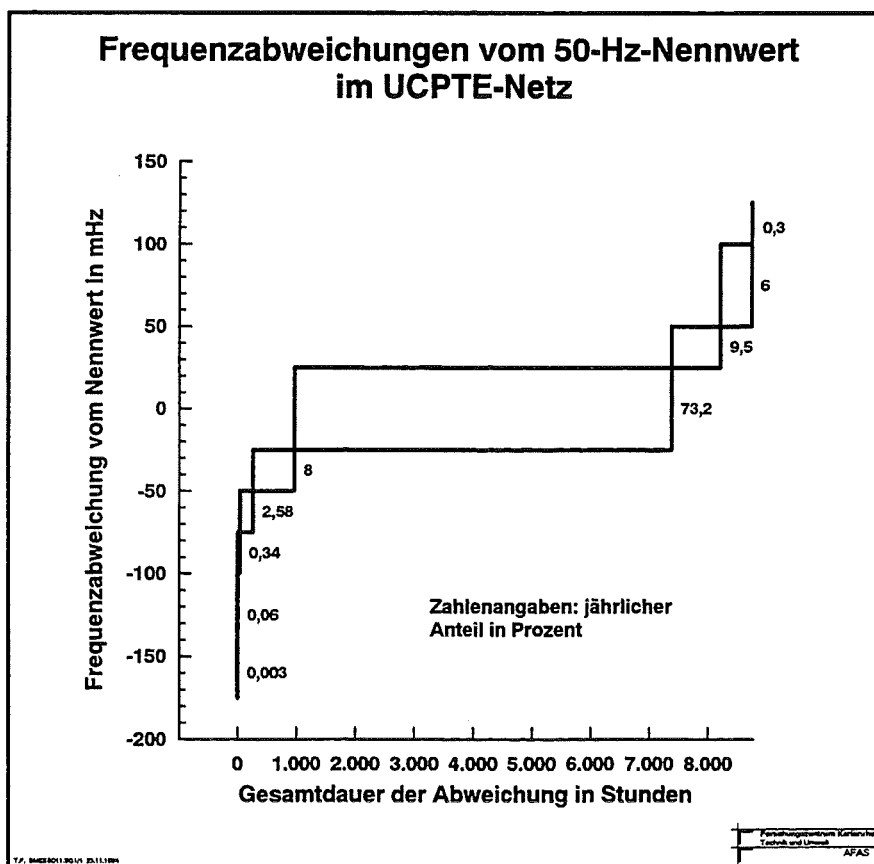


Bild 11-1: Verteilung der Frequenzabweichungen im UCPT-Netz

Die Analyse ergab - unter Vernachlässigung des Frequenzrauschens (ca. ± 20 mHz) - daß bei *ungestörtem Betrieb* 20 bis 30 mal pro Tag Frequenzrampen zwischen 50 und 100 mHz und etwa 5 mal pro Tag Frequenzrampen von mehr als 100 mHz auftreten. Die Frequenzänderungsgeschwindigkeiten lagen zwischen $+ 4$ mHz/s und $- 4$ mHz/s. Daraus können Rückschlüsse auf die Beanspruchung unter der Primärregelung betriebener Kraftwerksblöcke gezogen werden: Unter Voraussetzung einer Reglerstatik von 5 % muß ein Kraftwerksblock täglich 20 bis 30 Leistungshübe von 2 % bis 4 % seiner Nennleistung und 5 Leistungshübe von mehr als 4 % der Nennleistung, die jeweils innerhalb von 30 Minuten durchfahren werden, ausregeln. Die Leistungsänderungsgeschwindigkeiten betragen dabei bis zu $0,16 \% P_n/s$ ($9,6 \% P_n/min$).

Zusätzlich entstehen Beanspruchungen infolge von *störungsbedingten Leistungsänderungen* im UCPT-Netz, vor allem bei Abschaltungen und Ausfällen von Kraftwerken. Ausfälle von Kernkraftwerksdoppelblöcken, die zu plötzlichem Verlust an Erzeugungsleistung zwischen 1300 MW und 2500 MW führen, treten etwa 2 bis 3 Mal im Jahr auf; Ausfälle einfacher Kraftwerksblöcke mit Leistungen zwischen 600 und 1300 MW zwei bis drei Mal in der Woche [3]. Letztere Ereignisse führen - wiederum unter Voraussetzung einer Reglerstatik von 5 % - dazu, daß ein Kraftwerksblock alle 3 Tage Leistungshübe zwischen 1,5 % und 3 % seiner Nennleistung mit Leistungsänderungsgeschwindigkeiten von mehr als 0,25 % P_n/s bewältigen muß.

Überlegung I:

Bei zusammengeschaltetem UCPT-Netz muß in jedem Unternehmen eine Stellreserve von 2,5 % der momentanen Einspeiseleistung vorgehalten werden. Die Maximallast im parallelgeschalteten UCPT-Netz betrug 1990/1991 etwa 250 GW. Im Zuge der Auseinandersetzungen im ehemaligen Jugoslawien sind derzeit die Netze Südjugoslawiens und Griechenlands vom UCPT-Netz getrennt, was zu einer Verringerung der Maximallast geführt hat. Für unsere weiteren Betrachtungen wollen wir hier davon ausgehen, daß das UCPT-Netz in naher Zukunft wieder in alter Form bestehen wird und mit der Fertigstellung der notwendigen Verbindungsleitungen auch die Netze der ehemaligen DDR und Berlins mit dem UCPT-Netz parallel betrieben werden. Unter diesen Annahmen würde die Höchstlast im UCPT-Netz ca. 270 GW betragen.

Für die geforderte Stellreserve von 2,5 % ergibt sich somit:

- bei einer Höchstlast von 270 GW: eine Stellreserve von 6750 MW
- bei einer mittleren Last von 180 GW: eine Stellreserve von 4500 MW
- bei einer Schwachlast von 90 MW: eine Stellreserve von 2250 MW

Im Extremfall wäre die maximal erforderliche Stellreserve von 6750 MW identisch mit der - im Falle der vollständigen Übernahme der Primärregelung durch SMES - in SMES-Anlagen zu installierenden Leistung. Allerdings ist - wie bereits ausgeführt - die Forderung nach einer Stellreserve von 2,5 % am größten anzunehmenden zeitgleichen Erzeugungsausfall von 2600 MW im Schwachlastfall orientiert. Die erforderliche Stellreserve im Schwachlastfall beträgt 2250 MW. Da unwahrscheinlich ist, daß mit wachsender Netzbelastung auch der zeitgleiche Leistungsausfall anwächst, unterstellen wir, daß die notwendige Stellreserve im Schwachlastfall maßgebend ist für die Dimensionierung von SMES zum Einsatz in der Primärregelung.

Wie bereits oben ausgeführt, ist die Eintrittswahrscheinlichkeit für den Fall des Doppelblockausfalls relativ gering. Die Primärregelung ist jedoch so dimensioniert, daß sie auch diesen Fall noch abdecken kann. Alternativ zu einer vollständigen Bereitstellung der Primärregelreserve in SMES könnte eine Teilung der Lastdeckung denkbar sein: SMES regeln die häufig wiederkehrenden Leistungsänderungen aus, für die selteneren starken Leistungseinbrüche werden konventionelle Maßnahmen vorgesehen. Dies läßt sich durch Festlegen einer Trennfrequenz, unterhalb derer auch die konventionellen Maßnahmen greifen, realisieren.

Als Kosten für die Sekundenreservebereitstellung in konventionellen Kraftwerken können - aus der Sicht eines fiktiven Betreibers des UCPT-Netzes - als untere Abschätzung deren spezifische Leistungskosten plus der Differenzbetrag für die aufgrund der Wirkungsgradverschlechterung

höheren spezifischen Arbeitskosten angenommen werden. Der erhöhte Verzehr an Lebensdauer hingegen ist schlecht quantifizierbar und soll hier nicht weiter berücksichtigt werden.

Für eine Abschätzung des Nutzens einer Primärregelung durch SMES im europäischen Verbundnetz wurden folgende Annahmen getroffen:

- Grundlage der Berechnungen ist der Schwachlastfall von 90 GW, die erforderliche Stellreserve beträgt dann 2250 MW.
- Als Basis für den Kostenvergleich sei angenommen, daß in der Hälfte der Kraftwerke des dann am Netz befindlichen Kraftwerksparks jeweils 5 % der Regelreserve bereitgehalten werden, die andere Hälfte laufe mit Nennleistung. Zur Vereinfachung wird unterstellt, daß die konventionelle Regelreserve ausschließlich in Steinkohlekraftwerken bereitgehalten wird (zwar werden innerhalb der UCPTe auch Kernkraftwerke (Frankreich) oder Heizölkraftwerke (Mittelmeerländer) in der Primärregelung eingesetzt, dies wird aber hier vernachlässigt.). Für die Brennstoffkosten setzen wir 100 DM / t SKE an.
- Alternativ wird nun angenommen, daß die Regelreserve teilweise oder vollständig durch einen zentral positionierten - SMES übernommen wird. Maß für den Anteil der Deckung der Regelreserve durch SMES ist hier die Trennfrequenz. Dabei gehen wir von einer Statik von 5 % aus. Oberhalb der Trennfrequenz (d.h. bei geringen Abweichungen der Netzfrequenz vom Nennwert) wird die Leistungsbereitstellung durch SMES übernommen, unterhalb der Trennfrequenz werden zusätzlich konventionelle Maßnahmen eingeleitet. Je geringer die Trennfrequenz ist (d.h. je größer die maximale Frequenzabweichung ist, die noch durch den alleinigen Einsatz von SMES ausgeregelt wird), desto größer werden die Anforderungen an den SMES, desto weniger müssen aber auch die konventionellen Kraftwerke androsselt werden.
- In der Grafik sind die Ergebnisse der Berechnungen über der maximalen allein durch SMES-Einsatz ausgeregelten Abweichung der Netzfrequenz vom Nennwert aufgetragen. Als Totband der Primärregelung sind 25 mHz unterstellt. Für die angenommene Androsselung und die angenommene Statik sind oberhalb einer Frequenz von 125 mHz die Möglichkeiten der Primärregelung ausgeschöpft, darum wurde dieser Wert als obere Grenze der Frequenzabweichung angegeben. Es sind zum einen die durch die Verringerung der Androsselung eingesparten Brennstoffkosten aufgetragen. Zusätzlich wurde in einer zweiten Kurve die Kostenersparnis durch die durch Verzicht auf einen Teil der Leistungsreserve freiwerdende Kraftwerksleistung einbezogen, wobei hierfür 2.300 DM/kW freiwerdende Leistung angenommen wurden.
- Der SMES wurde entsprechend den aus seinem Anteil an der Leistungsbereitstellung entstehenden Leistungsanforderungen dimensioniert und seine jährlichen Kapital- und Betriebskosten berechnet. Die Jahreskosten für den SMES sind in einer dritten Kurve abgebildet.

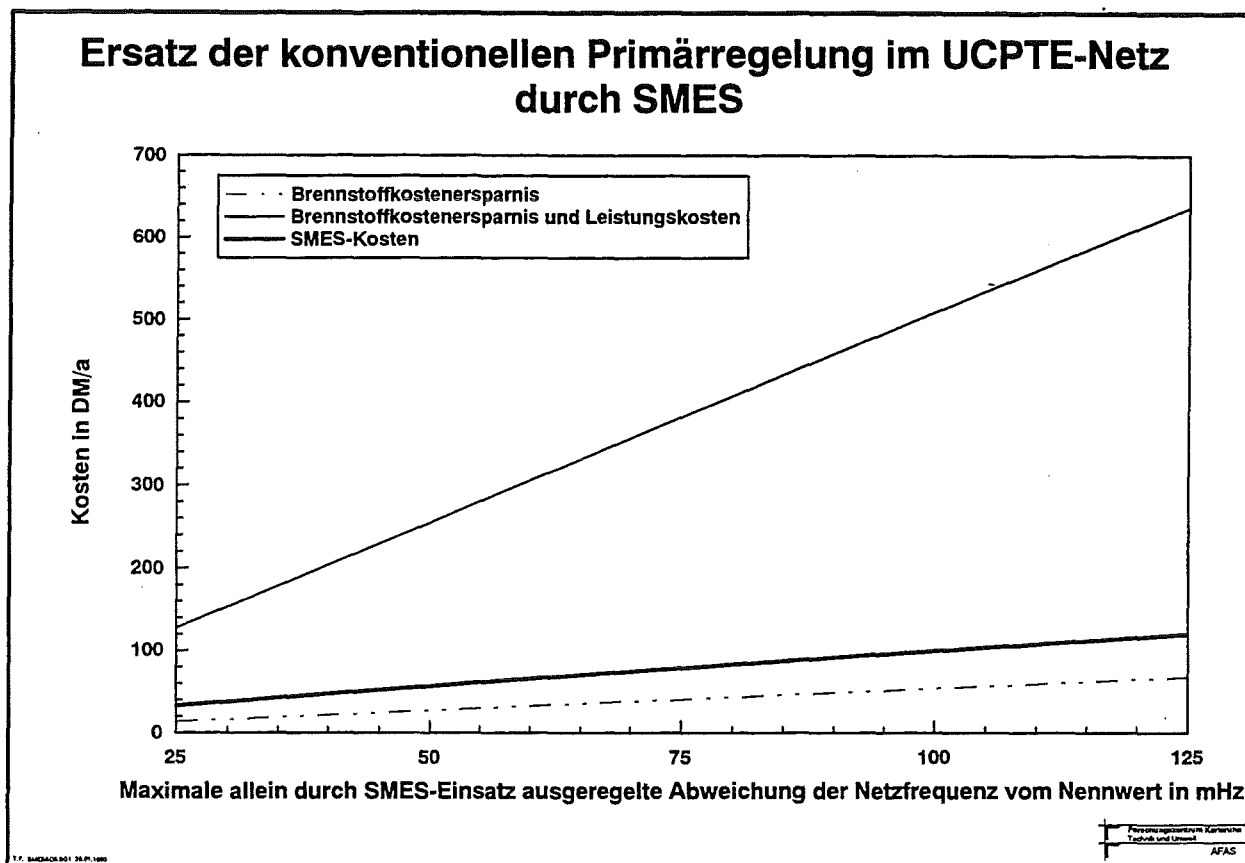


Bild 11-2: Mögliche Einsparungen infolge Ablösung der konventionellen Primärregelung im UCPT-Netz durch SMES und Kosten des dazu notwendigen SMES, aufgetragen über der maximal durch SMES allein ausgeregelten Frequenzabweichung. Unter den hier getroffenen Annahmen entspricht eine Frequenzabweichung von 125 mHz der vollständigen Ablösung der konventionellen Primärregelung durch SMES, bei kleineren Werten muß weiterhin ein Teil der Primärregelreserve in konventionellen Kraftwerken bereitgehalten werden.

Es zeigt sich, daß eine Einsparung an Betriebskosten allein den Einsatz von SMES in der Primärregelung wirtschaftlich nicht rechtfertigen kann. Wird jedoch die durch den SMES-Einsatz freiwerdende Kraftwerksleistung mit in die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einbezogen, ist eine Primärregelung durch SMES ein wirtschaftlich durchaus attraktive Alternative zu den bisherigen konventionellen Lösungen.

Sollte sich der derzeit in Erprobung befindliche H_2O_2 -Schnelldampferzeuger in der Praxis bewähren, so könnte auch eine Hybridlösung aus diesen beiden Technologie für die Sekundenreserve wirtschaftlich attraktiv sein. Durch SMES würden die häufigeren kleinen Frequenzschwankungen ausgeregelt, im Falle der vergleichsweise seltenen größeren Frequenzeinbrüche könnte der H_2O_2 -Schnelldampferzeuger zusätzlich eingreifen. Auch auf diese Weise könnte auf eine Androsselung vollständig verzichtet werden, zudem könnte der SMES kleiner ausgelegt werden als bei voller Leistungsübernahme. Ab welcher Trennfrequenz der H_2O_2 -Schnelldampferzeuger wirtschaftlicher ist als ein SMES ist aber noch zu überprüfen.

Überlegung II:

Einige EVU sind in der speziellen Situation, daß zur Erfüllung der DVG-Forderung während der Schwachlastzeit Kernkraftwerke an der Primärregelung teilnehmen müssen. Die dadurch reduzierte

Leistung des Kernkraftwerks muß durch konventionelle Kraftwerke - hier sein Steinkohle angenommen - bereitgestellt werden. Diese Substitution ließe sich durch den Einsatz von SMES in der Primärregelung rückgängig machen.

Ausgegangen wird von einem 1300-MW-KKW-Block an der Primärregelung mit einer angenommenen Statik von 5 %. Es sei unterstellt, daß er 3000 h/a unter der Primärregelung gefahren, also mit einer Androsselung von 2,5 % betrieben werden muß, um die DVG-Richtlinie für den Verbundnetzfall zu erfüllen. Die Betriebsleistung beträgt dann 1267 MW.

Durch die Androsselung gehen im Kernkraftwerk rund 97.500 MWh an „potentiellem Arbeitsvermögen“ verloren, die ohne zusätzliche Fixkosten und mit geringen zusätzlichen variablen Kosten verkaufbar wären. Nimmt man nun an, daß diese Arbeitsdifferenz von rund in einem modernen Steinkohlekraftwerk aus Importkohle (angenommene Brennstoffkosten 100 DM/t SKE entsprechend rund 3,4 DM/GJ) ersatzweise erzeugt würden, so müssen dafür etwa 800.000 DM/a an Brennstoffkostendifferenz veranschlagt werden. Dieser Betrag stünde einer alternativen Regelung (Einsatz eines SMES in der Primärregelung) als Jahresgesamtkosten bei Kostengleichheit zur Verfügung. Ein solcher SMES müßte die Differenzleistung von 37,5 MW für ca. 5 Minuten - bis zum Einsatz der Minutenreserve - bereitstellen können. Die Investitionskosten für einen SMES dieser Größe (37,5 MW; 3,2 MWh) werden auf der Basis der im Anhang angegebenen Annahmen auf etwa 100 Mio. DM geschätzt. Eingesparte Leistungskosten können dem SMES bei dieser Überlegung aufgrund der gemachten Annahmen nicht zugerechnet werden. Unter diesen Umständen ist ein SMES für diesen Einsatzbereich nicht wirtschaftlich einsetzbar.

Überlegung III:

Die PreussenElektra AG hat zusammen mit der Siemens AG und der Varta Batterie AG supraleitende Energiespeicher zur Bereitstellung schneller Reserveleistung in der elektrischen Energieversorgung untersucht [4]. Der Studie wurden die technischen Rahmenbedingungen in einem rd. 10.000-MW-Netz (entspricht dem der PreussenElektra) innerhalb des UCPT-Netzes mit rd. 250 GW Höchstlast zugrunde gelegt. Neben anderen Einsatzbereichen wurden dort auch die technischen und wirtschaftlichen Voraussetzungen für den Einsatz von SMES anstelle herkömmlicher Betriebsmittel für die Vorhaltung von Sekundenreserve analysiert.

Wegen der von der Leistung unabhängigen möglichen Auslegung des Energieinhalts können SMES für die Bereitstellung der Sekundenreserve als Ersatz für die Androsselung sowohl die erforderliche Mehrerzeugung allein als auch in Kombination mit der in einigen Kraftwerken bereits eingesetzten Vorwärmerabschaltung bereitstellen. Für die wirtschaftliche Bewertung dieser Lösungen und ihrer konventionellen Alternativen wurden neben der Reserveleistung eines Kraftwerksblocks von 600 MW (dezentrale Lösung) auch zentrale Lösungen der Reserveleistungsvorhaltung für ein 10.000-MW-Netz und für ein Netz mit 50 000 MW betrachtet. Zudem wurde zum Vergleich ein Batteriespeicher für den gleichen Einsatzzweck mit untersucht. In Tabelle 11-1 sind die spezifischen Reservekosten für die verschiedenen Maßnahmen für den dezentralen und zentralen Einsatz zusammengefaßt. Die Reserveleistungen wurde aus den DVG-Empfehlungen und den genannten Kraftwerks- bzw. Netzgrößen bestimmt, wobei aus Redundanzgründen die erforderliche Reserveleistung durch zwei SMES zur Verfügung gestellt werden soll.

		dezentral an 600-MW-Kraftwerk	zentral für 10.000-MW-Netz	zentral für 50.000-MW-Netz
erforderliche Reserveleistung	MW	7,5	125	750
nutzbare Speicherleistung	MWh	0,625	10,5	62,5
spezifische Reservekosten für konventionelle Lösungen				
Vorwärmerabschaltung kombiniert mit Androsselung (ohne Verlagerungskosten)	TDM/MW	240	240	240
Vorwärmerabschaltung kombiniert mit Androsselung (mit Verlagerungskosten)	TDM/MW	1120	1120	1120
Androsselung (ohne Verlagerungskosten)	TDM/MW	870	870	870
Androsselung (mit Verlagerungskosten)	TDM/MW	5350	5350	5350
Speicherlösungen				
Batteriespeicher Investition	Mio. DM	1,5	19,8	96
spez. Reservekosten	TDM/MW	770	540	460
SMES Investition	Mio. DM	6,2	31,2	91
spez. Reservekosten	TDM/MW	1700	690	500

Tab. 11-1: Spezifische Reservekosten für verschiedene Lösungen zur Bereitstellung von Sekundenreserve (eigene Berechnungen und Schätzungen auf der Basis von [4])

Für die Androsselung und die Kombination Vorwärmerabschaltung mit Androsselung ergibt sich keine Kostendegression mit zunehmender Reserveleistung wegen der Anbindung an die Kraftwerke. Den Kostenangaben liegt die Annahme zugrunde, daß die Sekundenreserveleistung 24 mal/Tag für die Dauer von 5 min bereitgestellt werden muß. Getrennte Parametervariationen haben gezeigt, daß die tägliche Zyklanzahl im Bereich 1 bis 24mal/Tag nur einen sehr geringen Einfluß auf die spezifischen Reservekosten hat. Die Zyklendauer hingegen beeinflusst die spezifischen Reservekosten der elektrischen Energiespeicher vergleichsweise stark.

Unter anderem aus diesem Grunde wurde in einer neueren Arbeit zusätzlich zu den in der Tabelle angegebenen Optionen auch noch eine Kombination SMES mit der Vorwärmerabschaltung untersucht [5]. Hierbei übernimmt der SMES vorwiegend die kurzzeitigen Ausgleichsvorgänge und die Frequenzregelung während der ersten Minute, erst danach spricht die konventionelle Maßnahme an. Die Kombination Vorwärmerabschaltung mit SMES ergibt die kostengünstige Lösung zur Bereitstellung der schnellen Reserveleistung, falls diese zumindest teilweise zentral bereitgestellt werden kann. Die spezifischen Reservekosten im 10.000-MW-Netz betragen dann rund 370.000 DM/MW, die im 50.000-MW-Netz ca. 280.000 DM/MW. Die technisch mögliche Aktivierungsgeschwindigkeit der elektrischen Energiespeicher, die im Millisekunden-Bereich liegt, ist deutlich höher als die Anforderung der Sekundenreservevorhaltung und erlaubt u.U. den Einsatz dieser Speichersysteme auch für weitere dynamische Anwendungen. Sie wurde aber nicht in die Bewertung der Wirtschaftlichkeit einbezogen.

Es wurde gezeigt, daß die zentrale Bereitstellung der Sekundenreserveleistung durch elektrische Speichersysteme sowohl gegenüber der dezentralen Bereitstellung durch viele kleine Systeme als auch gegenüber den konventionellen Maßnahmen erhebliche Kostenvorteile hat. Allerdings sind die Kostenvorteile von SMES gegenüber den Batterielösungen nur vergleichsweise gering. Dies wiegt um so schwerer, als die Investitionskosten für die SMES-Systeme aus unserer Sicht eher zu gering angesetzt sind. Der erhebliche Kostenvorteil für die Bereitstellung der Sekundenreserve mit SMES gegenüber konventionellen Maßnahmen hat die Arbeitsgruppe ermutigt, mit Unterstützung des BMBF eine Machbarkeitsstudie anzugehen, wobei auch die Kosten für diesen konkreten Einsatz überprüft werden sollen.

Literatur:

- [1] Heueck, R.; „Planerische und betriebliche Gesichtspunkte des Wirkleistungshaushaltes“; VDI-Berichte 582(1986), S. 55-63
- [2] H. Kusterer, R. Exner und H. Bergmann; „HYDROSS-Einsatz- von Wasserstoff zur Sofortreservebereitstellung im Kraftwerk“; VGB-Kraftwerkstechnik 73 (1993), Heft 5, S. 433-436
- [3] M. Kleimaier; „Primary Control by Use of SMES“; Proc. IEA-Symp. on the Use of Superconductivity in Energy Storage, October 25-27, 1994, Karlsruhe, Germany
- [4] Siemens AG, PreussenElektraAG und VARTA Batterie AG; „Bewertung von hochtemperatursupraleitenden Energiespeichern als Mittel- und Kleinspeicher in der elektrischen Energieversorgung“; 1991
- [5] W. Bayer u.a.; „Supraleitende Energiespeicher zur Bereitstellung schneller Reserveleistung in der elektrischen Energieversorgung“; Elektrizitätswirtschaft 93(1994) Heft 8, S. 446-452

12. Einsatz von SMES in der Stromübertragung

12.1 Spannungs-Blindleistungs-Regelung

In einem Verbundnetz muß nicht nur zu jedem Zeitpunkt die benötigte Wirkleistung bereitgestellt, sondern zugleich auch die Verbraucherspannung konstant gehalten werden. Die Verbraucherlasten führen aufgrund ihres kapazitiven oder induktiven Verhaltens zu Phasenverschiebungen zwischen Strom und Spannung, zu Blindleistungsflüssen und in ihrer Summe zu Spannungseinbrüchen (induktive Last) bzw. zu Spannungsüberhöhungen bei kapazitiver Last. Zudem ist die Spannungshaltung für den Synchronbetrieb, insbesondere für die statische und die transiente Stabilität, von erstrangiger Bedeutung. Darum ist auch die Blindleistungserzeugung fortlaufend dem momentanen Lastbedarf anzupassen.

Blindleistung verbrauchen	Blindleistung erzeugen
- Leitungsinduktivitäten	- Leitungskapazitäten
- Drosselspulen	- Kondensatoren
- Umspanner / Transformatoren	- übererregte Synchronmaschinen
- untererregte Synchronmaschinen	- synchronisierte Asynchronmaschinen
- Asynchronmaschinen	
- Stromrichter	
- Induktionsöfen, Lichtbogenöfen	

Tab.12-1: Typische Blindleistungserzeuger und -verbraucher

Tabelle 12-1 kann entnommen werden, daß viele technische Anlagen Blindleistung verbrauchen. Da Blindleistungsflüsse erhöhte Netzbelastungen und zusätzliche Netzverluste erzeugen, sind diese unerwünscht und werden durch technische Maßnahmen unterbunden.

In Verbraucherteilnetzen und in örtlichen Versorgungsnetzen bedient man sich meist der lokalen Kompensation durch Kondensatorbänke. Zur Kompensation in EVU-Netzen auf höheren Spannungsebenen wird neben dem Einsatz von Kondensatoren Blindleistung vor allem aus übererregt betriebenen Synchronmaschinen oder durch Synchronmaschinen im Phasenschieberbetrieb bereitgestellt. Dabei bedient man sich der Tatsache, daß durch die Steuerung des Erregerstromes auch das Phasenverhalten der Ständerleistung (also der Klemmenleistung) beeinflussbar und damit die Blindleistungsabgabe oder -entnahme steuerbar sind. Dabei orientiert sich die Auslegung der Kraftwerksanlagen daran, daß der Generator bei höchstzulässiger Netzbetriebsspannung mit maximaler Blindleistungsabgabe und bei Netznennspannung mit maximaler Blindleistungsaufnahme an den Grenzen seines Leistungsdiagrammes betrieben werden kann [1]. Heutige Generatoren sind in der Regel mit einem Leistungsfaktor $\cos \varphi = 0,8$ ausgelegt. Dies bedeutet, daß für jeweils 100 MW Wirkleistung bis zu 75 MVar Blindleistung bereitgestellt werden können.

Der erforderliche Stellbereich für die Spannungs-Blindleistungs-Regelung wird von der Netzplanung des jeweiligen EVU definiert und unter Umständen sogar standortabhängig angepaßt, da - im Unterschied zur Abhängigkeit Frequenz-Wirkleistung - die Wechselwirkung von Spannung und Blindleistung räumlich begrenzt ist.

Aufgrund der Spannungs-Blindleistungs-Abhängigkeit verfügen elektrische Netze neben der Frequenz-Wirkleistungs-Regelung generell über eine zusätzliche separate Spannungs-Blind-

leistungs-Regelung. Diese erfolgt durch Regelung der Spannung an einem dominierenden Netzknoten. Ausgehend von einer konstanten Spannungsvorgabe an diesem Knoten kann der Spannungssollwert blindleistungsabhängig geführt und folglich die Spannung beim Verbraucher mittels unterlagerter Spannungsregelung über einen Stufentransformator über große Lastbereiche nahezu konstant gehalten werden. Generatorseitig bedarf es - ausgehend von der konstanten Spannungsvorgabe am dominierenden Netzknoten - ebenfalls unterlagerter Regelkreise. Bei moderneren westdeutschen Kraftwerksblöcken wird durch eine konstante Generatorspannungs-Regelung (Regelbereich $\pm 5\%$), die auf die Erregung des Generators wirkt, und über eine separate Blindleistungsregelung durch (meist manuelles) Verstellen eines Stufentransformators (Stellbereich etwa $\pm 12\%$) eine Anpassung an die Netzspannung realisiert. Dies hat den Vorteil, daß die Generatorspannung und damit auch die Eigenbedarfsversorgung keinen lastabhängigen Schwankungen unterliegen. Auch Pumpspeicherwerke sind an der Spannungshaltung beteiligt. Dazu werden ihre Synchronmaschinen mechanisch unbelastet in Betrieb genommen, wobei sie nur Blindleistung in das Netz einspeisen (sogenannter Phasenschieberbetrieb). Daneben werden Blindleistungskompensatoren (Kondensatoren und Blindleistungsstromrichter) verwendet, die ebenfalls Blindleistung liefern und damit die Spannung regeln.

Die Aufgaben der Spannungs-Blindleistungs-Regelung in einem Netz könnte auch durch darauf ausgelegte (Vier-Quadranten-Steller) SMES übernommen werden. Die Wirtschaftlichkeit der Ablösung konventioneller Maßnahmen durch SMES kann von uns nicht global bewertet werden, da sie von den konkreten aus der jeweiligen Netzkonfiguration resultierenden Anforderungen abhängt. Es ist aber derzeit nicht zu erkennen, daß SMES gegenüber den konventionellen Maßnahmen zur Spannungs-Blindleistungs-Regelung deutliche Kostenvorteile bringt.

12.2 Stabilitätsverbesserungen

Elektrische Netze werden im allgemeinen von mehreren individuell angetriebenen Synchronmaschinen unterschiedlicher Leistung und unterschiedlicher Auslegung im Parallelbetrieb gespeist. Für einen sinnvollen Betrieb müssen alle Synchronmaschinen die gleiche Frequenz haben, also synchron laufen. Dies läßt sich alleine durch die Drehzahlregler der Maschinen nicht realisieren, vielmehr tragen zum Synchronismus des Verbundsystems sogenannte synchronisierende Momente bzw. synchronisierende Leistungen bei, die zwischen den einzelnen Synchronmaschinen ausgetauscht werden und im Sinne der Erhaltung des einmal hergestellten Zustandes wirken. Die Aufrechterhaltung des Synchronismus ist für einen einwandfreien Betrieb des Netzes eine notwendige Voraussetzung. Der Verlust des Synchronismus gilt als eine der schwersten Störungen, die in einem Netz auftreten können. Die Eigenschaft eines Übertragungssystems, den Synchronismus zu wahren, bezeichnet man als Stabilität.

Stabilitätsfragen haben vor allem in räumlich weit ausgedehnten Netzen Bedeutung, in denen große Leistungen über große Entfernungen übertragen werden. Hier können Stabilitätsprobleme auftreten, die zu Leistungspendelungen auf den Übertragungsleitungen führen. In Netzen geringer Ausdehnung mit relativ kleinen übertragenen Leistungen ist die Stabilität hingegen praktisch fast immer gewährleistet [2].

Im westeuropäischen Verbundnetz, das relativ eng vermascht ist, bei dem aber auch aus Gründen der Wirtschaftlichkeit die Kraftwerksgrößen im Verhältnis zur Gesamtlast der Netze immer weiter

gewachsen sind, sind mit der Zunahme der transienten Reaktanzen durch die steigenden Generatorleistungen und mit gesunkenen Anlaufzeitkonstanten bei hoher Ausnutzung der Maschinen Stabilitätsfragen in den letzten Jahren wieder mehr ins Interesse gerückt.

Man unterscheidet zwischen der sogenannten statischen Stabilität, bei der die Gleichgewichtszustände zwischen den Antriebsmomenten und den elektrischen Momenten der Synchronmaschinen untersucht werden; und der dynamischen (transienten) Stabilität, die sich mit der Frage befaßt, welchen Einfluß Laststöße und Netzfehler auf den Synchronismus haben.

Unter der statischen Stabilität versteht man den stabilen Gleichgewichtszustand zwischen den Antriebsleistungen und den elektrischen Leistungen der in einem Netz zusammenwirkenden Synchronmaschinen. Statische Stabilität liegt vor, wenn ein Block nach kleinen Störanregungen schnell in seinen stationären Betriebspunkt zurückkehrt. Dies gilt jedoch nur unter günstigen Bedingungen. Die oben besprochenen synchronisierenden Momente können ihre Eigenschaft auch verlieren und das Netz dann auseinandertreiben. Man spricht in einem solchen Fall vom Verlust der statischen Stabilität.

Als dynamisch (oder transient) stabil wird ein Übertragungssystem bezeichnet, wenn der Synchronismus beim plötzlichen Übergang von einem statisch stabilen in einen anderen statisch stabilen Übertragungszustand gegeben ist. Von den möglichen Änderungen des Übertragungszustandes haben vor allem die folgenden praktische Bedeutung:

- Schaltvorgänge, die die Impedanzen des Übertragungsnetzes verändern, etwa das Abschalten von Leitungen, das Zu- oder Abschalten großer Lasten oder das Abschalten belasteter Generatoren sowie
- Fehler im Übertragungsnetz wie Kurzschlüsse oder Leiterunterbrechungen.

Der Übergang von einem Zustand zum anderen erfolgt über Pendelungen der Polräder der beteiligten Maschinen, der Ströme, Spannungen und Leistungen.

12.3 Netzpendelungen

Beim dynamischen Zusammenwirken von Frequenz-Wirkleistungs-Regelung und Spannungs-Blindleistungs-Regelung können Leistungspendelungen auf dem Netz, sogenannte Netzpendelungen, auftreten. Sie sind abhängig von der „Selbständigkeit“ des Teilnetzes, d.h. die Dämpfung und die Frequenz der Netzpendelungen sind um so geringer, je größer die Schwungmasse innerhalb des Teilnetzes, je größer die wirksame Leitungsimpedanz und je größer der Leistungsexport oder auch der Leistungsimport des Teilnetzes sind. Da in den letzten Jahren die Netzkurzschlußleistung nicht in gleichem Maße gewachsen ist wie die Blockgrößen und gleichzeitig die Anlaufzeitkonstanten zurückgingen, haben sich auch die Eigenfrequenzen (auf etwa 1,5 Hz, bisweilen sogar bis unter 1 Hz) und damit auch die Dämpfung der Polradpendelungen verringert. Zudem übt die Spannungsregelung stets einen destabilisierenden Einfluß aus. Deshalb besteht besonders in ausgedehnten Übertragungsnetzen die Gefahr des Auftretens derartiger Polrad- oder Leistungspendelungen, die bis zur oszillatorischen Instabilität führen können. Bei derartigen Erscheinungen pendeln die Polräder der Generatoren eines Netzteils mit Frequenzen zwischen 0,1 und 1 Hz gegenüber den Polrädern der Generatoren in anderen Teilnetzen.

Netzpendelungen können auch nach Schaltvorgängen bei starken Lasten oder nach Fehlern im Übertragungsnetz auftreten.

Zur Vermeidung nicht ausreichend gedämpfter Netzpendelungen muß eine Zusatzleistung erzeugt werden, die proportional zur Rotorwinkeldifferenz ist. Dafür sind grundsätzlich mehrere Möglichkeiten geeignet.

- Einspeisen einer Modulations-Wirkleistung in die Leitung. Die dazu notwendige Wirkleistung kann einem schnellen Speichersystem, bspw. einer Batterie oder einem SMES, entnommen werden. Auch eine HGÜ kann für derartige Zwecke eingesetzt werden. Eine Modulation der Wirkleistung bewirkt beim Generator ein dämpfendes Reaktionsmoment.
- Einspeisen einer Modulations-Blindleistung in die Leitung. Hierdurch wird eine Wirkleistungsmodulation hervorgerufen, die bei entsprechender Phasenlage dämpfend wirken kann. Dieses Prinzips bedient man sich bei den heute eingesetzten statischen Kompensatoren (SVC ... static var compensator), es könnte aber auch durch kleine SMES mit Vier-Quadranten-Steller realisiert werden.
- Modulation der Generatorerregung durch ein phasenverschobenes Signal. Dies wird bei Pendeldämpfungsgeräten (PSS ... power system stabilizer) im Erregersystem großer Generatoren für Pendelungen mit einer Periodendauer $T \leq 3$ s angewendet. Der PSS bewirkt eine Kopplung zwischen Spannungs- und Drehzahlregelung des Generators, indem es dessen Leistungsabgabe durch Verändern der Polradspannung glättet.
- unverzögerte Drehzahlregelungen an Generatoren für Pendelungen mit $T > 3$ s [3].

Grundsätzlich sind SMES sowohl für die Wirkleistungs- als auch die Blindleistungsmodulation geeignet. Nachteilig an der Blindleistungsmodulation ist aber, daß für gleiche Dämpfungswirkung wie bei der Wirkleistungsmodulation etwa die dreifache Baugröße benötigt wird. Zudem führt sie zu deutlichen Spannungsschwankungen, die zwischen 5 und 10 % betragen, während bei der reinen Wirkleistungsmodulation die Schwankungen unter 1 % bleiben [4].

Die günstige Position für die Anordnung eines SMES zur Wirkleistungsmodulation ist in der Nähe des Generators. Die erforderliche Modulationsleistung beträgt wenige Prozent der Generatorleistung, der notwendige Speicherinhalt etwa eine bis zwei Vollastsekunden. Aus technischer Sicht könnte SMES auch die Aufgaben des PSS vollständig übernehmen. Diese sind aber ausgesprochen kostengünstig zu installieren (etwa 1 Mio. DM pro Generator), so daß SMES als wirtschaftliche Alternative zu PSS wohl derzeit nicht in Frage kommt. SMES könnten aber als ergänzende Maßnahme - beispielsweise als Alternative zum SVC - zum Einsatz gelangen. Dies gilt insbesondere dann, wenn sie nicht ausschließlich zum Zwecke der Pendeldämpfung installiert würden, da sie für diese Aufgaben im Europäischen Verbund nur selten und kurzzeitig zum Einsatz kämen.

12.4 Einsatz auf langen Hochspannungsgleichstromübertragungs-(HGÜ-)Leitungen

Ein ebenfalls immer wieder diskutiertes Einsatzfeld folgt aus den Konzepten, verstärkt aus Wasserkraft oder nuklear gewonnenen Strom mittels langer HGÜ-Leitungen in die Verbrauchschwerpunkte Westeuropas zu transportieren.

HGÜ gestatten den Transport elektrischer Energie über sehr große Entfernungen und stellen die einzige technische Lösung zur Elektrizitätsübertragung über längere Kabelstrecken (sie wird vor

allem bei Seekabeln eingesetzt) dar. Dies ist dadurch begründet, daß bei der HGÜ (im Gegensatz zur Drehstromübertragung) keine Blindleistung, sondern nur Wirkleistung übertragen wird. Des weiteren gibt es hier keine Stromverdrängung im Leiter, keine natürliche Leistung und keine Stabilitätsprobleme, auch nicht bei größeren Übertragungsentfernungen. Kompensationsmittel auf der Übertragungsleitung sind bei HGÜ nicht notwendig. Bei HGÜ-Kabeln gibt es zudem keine dielektrischen Verluste in der Isolation und keine induktive Erwärmung der Bewehrung, weshalb der Isolationsaufwand und die Erwärmung bei gleicher Übertragungsleistung geringer sind als bei Drehstrom. HGÜ-Anlagen ermöglichen zudem die Koppelung von Netzen unterschiedlicher Frequenz bzw. unterschiedlicher Leistungs-Frequenz-Regelung. Weitere Vorteile der Koppelung getrennter Netze durch HGÜ's sind:

- sehr gute Regelbarkeit des Leistungsflusses unabhängig von den Vorgängen in den angeschlossenen Drehstromnetzen
- die Vermeidung der Erhöhung der Kurzschlußleistung (im Gegensatz zur Parallelschaltung von zwei Netzen)
- das Entfallen von Stabilitätsproblemen, also das Vermeiden unkontrollierter Stromflüsse
- die Beibehaltung der Autarkie der beteiligten Netzverbände
- die geographisch nahezu unbegrenzte Möglichkeit des Energieaustausches
- das (im Gegensatz zu einem Richtbetrieb) Entfallen von komplexen Schalthandlungen

Dem stehen als Nachteile gegenüber:

- die hohen Investitionskosten einer solchen Anlage
- die Verluste (bei Nennleistung etwa 1,5 % Verluste in den Stromrichtern und den Transformatoren, hinzu kommen die entfernungsabhängigen Leitungsverluste)
- der sehr hohe Blindleistungsbedarf für die Steuerung und Kommutierung netzgeführter Stromrichter (im Normalfall etwa 40 bis 50 % der übertragenen Wirkleistung), der nicht mehr durch das Drehstromnetz zur Verfügung gestellt werden kann, sondern am Ort durch Kompensationsmittel aufgebracht werden muß

In HGÜ-Einrichtungen könnten Elektrizitätsspeicher, die das Ein- und Ausspeisen in bzw. aus dem Speichermedium mittels Gleichstrom realisieren, bevorzugt zum Einsatz kommen, da der zur Netzeinbindung sonst notwendige Wechselrichter bereits in der HGÜ-Anlage vorhanden ist und durch den Speicher mit genutzt werden könnte. Denkbar ist solches Konzept beispielsweise für einen Tagesspeicher, der Elektrizität in Schwachlastzeiten aus einem asynchron mit dem deutschen Netz verbundenen Nachbarnetz bezieht und in der Spitzenlast als in das deutsche Netz einspeisendes Kraftwerk operiert.

Literatur:

- [1] H.-J. Haubrich, J. Dennermann, "Anforderungen an das Zusammenwirken von Kraftwerk und Netz"; in: K. Albert u.a.; "Elektrischer Eigenbedarf - Energietechnik in Kraftwerken und Industrie" vde-Verlag Berlin und Offenbach 1993, S. 49-69
- [2] P. Denzel; "Grundlagen der Übertragung elektrischer Energie"; Springer Berlin 1966
- [3] E. Welfonder; "Überblick über kraftwerks- und netzseitige Begrenzungs-Regelkonzepte zur Vermeidung gefährdeter Betriebszustände"; VDI-Berichte 801(1990), S. 1-28
- [4] G. Brauner; „Einsatzmöglichkeiten supraleitender magnetischer Energiespeicher in der Energietechnik“; e&i 111(1994) H. 7/8, S. 390-394

13. Einsatz in Verteilungsnetzen

13.1 Spitzenlastausgleich

Wachsen die Lastanforderungen der Verbraucher in Verteilungsnetzen, so wird für deren zuverlässige Versorgung ein Netzausbau notwendig. Insbesondere in städtischen Ballungsgebieten, in denen die Netze meist als Kabelnetze realisiert sind, ist dieser sehr kostenintensiv. Zusätzliche Hochspannungsleitungen zu innerstädtischen Umspannwerken sind als Freileitungen meist nicht realisier- oder nicht durchsetzbar, Hochspannungskabel wegen der höheren Investitionen für Kabel sowie Grab- und Kabellegearbeiten wesentlich teurer.

Netzverstärkungen werden dann notwendig, wenn die bisherigen Leitungen die Grenzen ihrer Transportkapazität erreicht haben. Diese Grenzen werden meist nur kurzzeitig, in Zeiten hoher Lastanforderungen durch die Verbraucher, erreicht. Anstelle von Netzverstärkungen wäre die Anwendung von Speichern denkbar, die im Bedarfsfall diese Spitzenleistung für die Verbraucher bereitstellen und während der Zeiten geringerer Belastung des jeweiligen Netzes aufgeladen würden. Sie müßten einige zehn MW für zwei bis fünf Stunden bereitstellen können. Auf diese Weise ließen sich vorhandene Leitungskapazitäten besser ausnutzen und Netzverstärkungen vermeiden oder zumindest verschieben.

SMES-Speicher sind für eine solche Aufgabe grundsätzlich geeignet. Da sie für eine solche Aufgabe jedoch unmittelbar in einem - in der Regel bebauten und dicht besiedelten - Lastzentrum errichtet werden müssen, entstehen hohe Anforderungen an die Akzeptanz und damit an die Umweltverträglichkeit eines solchen Systems. Grundsätzlich kommen für einen derartigen Einsatz wohl nur Toruslösungen in Frage. Zudem sind bebaubare Flächen in Lastzentren entweder nicht vorhanden oder vergleichsweise teuer, so daß in der Regel eine unterirdische Lösung notwendig wird. Aus diesen Gründen werden SMES für diesen Einsatzbereich wohl nicht zu Kosten installiert werden können, die gegenüber den konventionellen Alternativen wirtschaftlich günstiger ausfallen.

13.2 Ausgleich von Lastschwankungen

Durch die Lastschaltungen der Verbraucher tritt in der Mittelspannungsebene ein Lastrauschen von etwa 5 % (Zum Vergleich: Auf der Höchstspannungsebene beträgt das Lastrauschen etwa 1 - 2 %:) auf. Solche Schwankungen könnten durch SMES geglättet werden. Dafür müßte eine Leistung von einigen MW für eine Vollastdauer von maximal wenigen Minuten zur Verfügung gestellt werden können. Für das versorgende Höchstspannungsnetz entsteht dadurch eine konstante Last. Zudem würden die Verbraucher mit besserer Spannungsqualität versorgt, da Lastschwankungen in Verbrauchernähe ausgeregelt würden.

Offen ist, ob eine solche Strategie - wenn sie nur in ausgewählten Mittelspannungsnetzen realisiert würde - zu stärkeren Lastschwankungen auf den höheren Spannungsebenen führen würde oder nicht. Die geringeren Schwankungen auf den hohen Spannungsebenen lassen sich nämlich unter anderem dadurch erklären, daß durch das dort erfolgende Zusammenfassen unterschiedlicher Verbrauchscharakteristiken ein gewisser Mittelungseffekt entsteht, der zu einem Schwankungsausgleich führt. In welchem Maße ein teilweises Heraustrennen von unteren Netzebenen zur Reduktion dieses Effektes führt, kann derzeit nicht beantwortet werden. Sollte durch das Glätten der Last auf den unteren Netzebenen auch eine Glättung auf höheren Netzebenen erreicht werden, so

könnten die Erzeugungsanlagen schonender betrieben und dadurch ihre Lebensdauer verlängert und die Wartungsanforderungen verringert werden.

Langfristig ist - unterstellt man die technische und wirtschaftliche Realisierbarkeit solcher Anlagen - auch eine neue „Philosophie“ in der Stromübertragung denkbar: Sehr hohe Anforderungen an die Qualität der Stromversorgung werden nur durch ausgewählte Verbrauchergruppen und/oder ausgewählte Anwendungsbereiche gestellt. Während beispielsweise für Anlagen der Prozeß-automatisierung eine sehr gute Spannungskonstanz der Versorgung erforderlich ist, hat diese für Elektrowärmeanwendungen nur marginale Bedeutung. Durch schnelle Speicher könnten die EVU die Spannungs- und Frequenzhaltung auf den unteren Netzebenen den Anforderungen der Kunden anpassen und zu entsprechend differenzierten Tarifen verkaufen. Die Spannungsqualität auf der Übertragungsebene könnte so weitgehend von der Versorgungsqualität auf der Verteilungsebene - nur dort ist sie ja wirklich von Bedeutung - entkoppelt werden. Dies würde zum einen zu einer weniger aufwendigeren Auslegung der Betriebsmittel auf höheren Netzebenen führen können, zum anderen wäre ein Teil der Argumente, die heute gegen eine Zulassung der Einspeisung durch von den Netzbetreibern unabhängige Erzeuger angeführt werden, dann obsolet.

14. Qualität der Stromversorgung

Die Qualität der Stromversorgung ist in den letzten Jahren verstärkt in das Bewußtsein insbesondere gewerblicher Stromabnehmer gedrungen. Dies ist durch zwei entgegengesetzte Tendenzen bedingt: Mit der Zunahme störepfindlicher Geräte (vor allem Computer und elektronische Steuerungen) werden durch die Verbraucher wachsende Anforderungen an die Spannungsqualität gestellt. Zugleich hat in den letzten Jahren die Zahl nichtlinearer Verbrauchsgeräte (vor allem Stromrichter, die sowohl zusätzliche Oberschwingungen als auch Spannungseinbrüche und Überspannungen, beispielsweise aufgrund der Kommutierungen, erzeugen) sowohl in der industriellen als auch in der privaten Anwendung stark zugenommen.

Kriterien für die Qualität der Stromversorgung sind dabei nicht allein die Frequenzkonstanz und die Spannungshöhe; auch die Kurvenform und die Symmetrie der drei Leiterspannungen sind von Bedeutung.

Wie bei anderen technischen Produkten werden auch für die Elektrizität zwischen Lieferanten und Kunden Vereinbarungen über bestimmte Spezifikationen des Produktes getroffen. Allerdings sind diese in der gültigen Fassung der „Allgemeinen Bedingungen für die Elektrizitätsversorgung von Tarifkunden“ (AVBEItV) sehr unverbindlich gefaßt: „Spannung und Frequenz werden möglichst gleichbleibend gehalten. Allgemein übliche Verbrauchsgeräte müssen einwandfrei betrieben werden können. Stellt der Kunde Anforderungen an die Stromqualität, die über diese Verpflichtungen hinausgehen, so obliegt es ihm selbst, Vorkehrungen zum störungsfreien Betrieb seiner Geräte und Anlagen zu treffen (§ 4(4) AVBEItV)“.

Quantifizierte Qualitätsvorschriften werden im Normenentwurf DIN VDE 0839 Teil 160 bestimmt. Allerdings gelten diese ausschließlich für öffentliche Niederspannungsnetze (bis 1000 V) und Mittelspannungsnetze (zwischen 1 und 35 kV) im Normalbetrieb. Ausnahmesituationen, die sich dem Einfluß des Stromversorgers entziehen, wie beispielsweise Wetterbedingungen, Störungen durch Dritte oder Versorgungsengpässe aufgrund äußerer Einflüsse, liegen außerhalb des Geltungsbereiches dieser Norm.

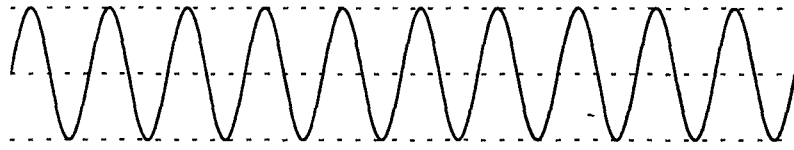
14.1 Schutz von hochsensiblen Verbrauchern - unterbrechungsfreie Stromversorgung

Mit dem Einzug moderner Datenverarbeitungs- und Prozeßsteuerungstechniken werden an die Qualität der Stromversorgung in den Unternehmen Anforderungen gestellt, denen die vorhandenen Energieversorgungssysteme nicht mehr voll gerecht werden können. In Industrienetzen treten Netzstörungen auf wie

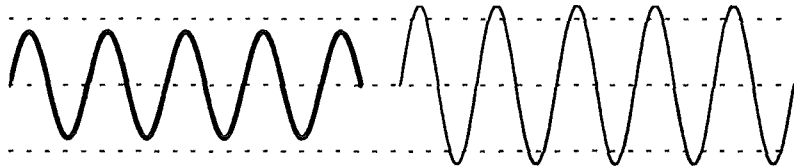
- durch Schalthandlungen im Verbrauchernetz ausgelöste Störimpulse
- Verzerrungen der Spannungssinuskurve durch Überlagerung anderer höherfrequenter Spannungen, verursacht bspw. durch Bürogeräte wie Kopierer oder Monitore, Fluoreszenzleuchten oder Schweißmaschinen
- Spannungsschwankungen, hauptsächlich aufgrund von Lastwechseln bei großen induktiven Verbrauchern und
- Spannungsunterbrechungen, meist als Folge von Störungen im Elektrizitätsversorgungsnetz und daraus resultierenden Schaltvorgängen

Typische Störungen der Netzspannung

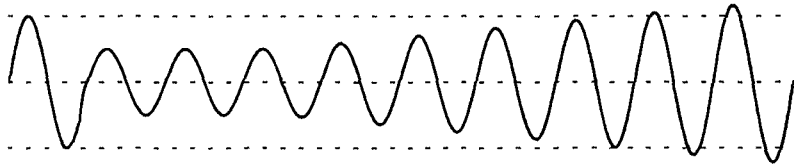
ungestörte
Netzspannung



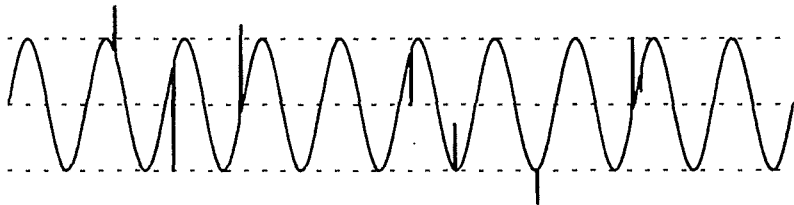
Unterspannung,
Überspannung



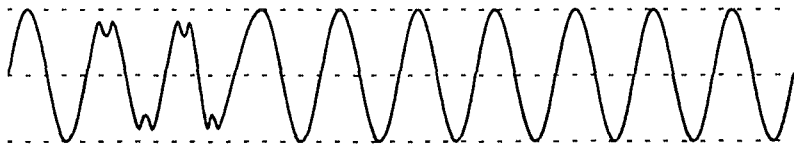
Spannungseinbruch,
Anschwellen



Spannungsspitzen



Harmonische
Verzerrungen



Spannungsausfall

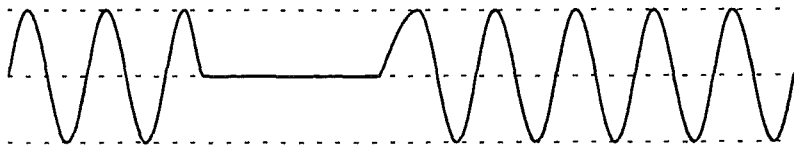


Bild 14-1: Typische Störungen der Netzspannung

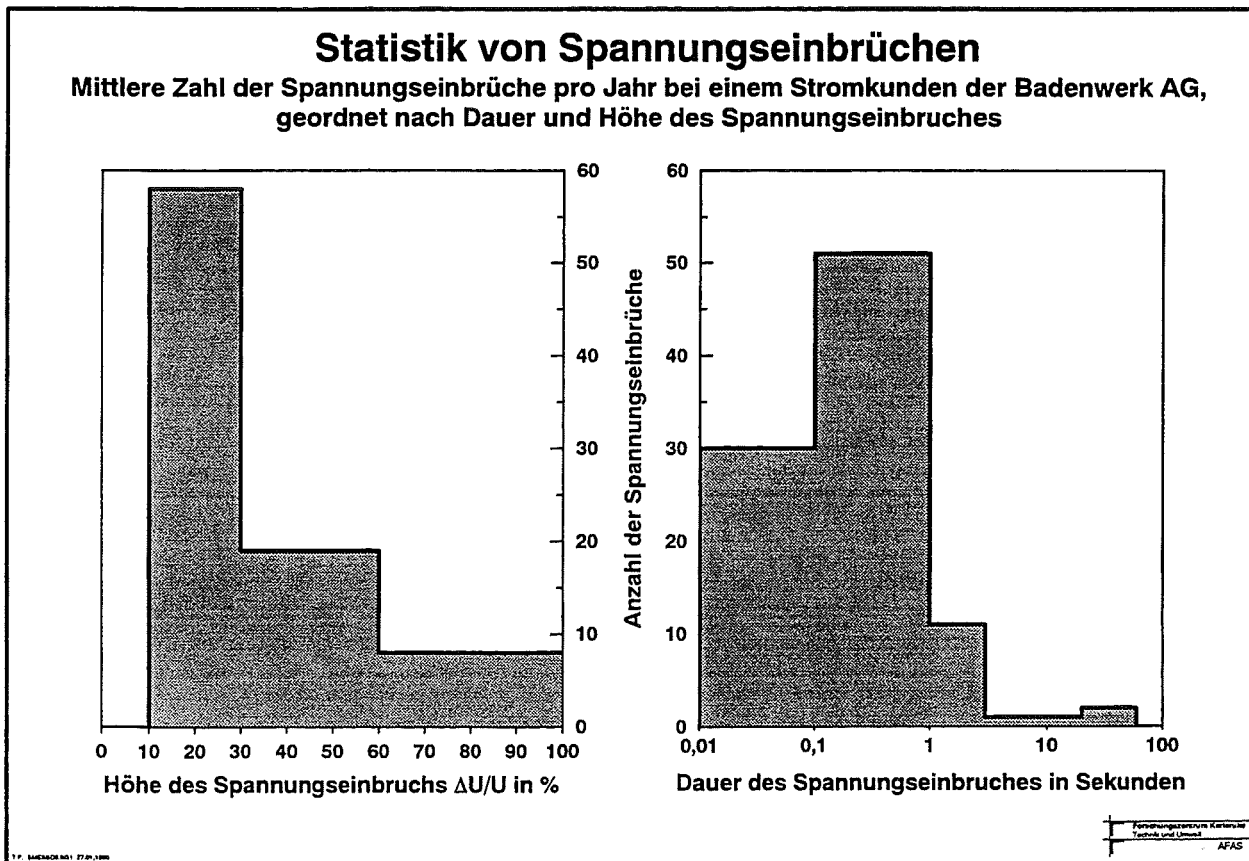


Bild 14-2: Statistik von Spannungseinbrüchen (aus [1])

Umfangreiche Netzmessungen bei der Badenwerk AG haben gezeigt, daß ein Stromkunde im Mittel mit 85 Spannungseinbrüchen im Jahr rechnen muß, bei denen die Netzspannung 90 % ihres ungestörten Wertes unterschreitet. Die meisten Spannungseinbrüche bleiben dabei unter $\Delta U/U = 30$ %, nur bei etwa 11 Spannungseinbrüchen geht die Spannung auf Null zurück. Dabei bleibt die Dauer der meisten Spannungseinbrüche unter einer Sekunde, nur zwei Spannungseinbrüche haben eine Dauer zwischen 20 und 60 Sekunden [1].

Im Grunde ähnliche Erfahrungen hat die Bundespost in einer Untersuchung gemacht, in der im Jahr 1983 an 47 Meßpunkten die Häufigkeit und die Dauer von Störungen und Ausfällen in der öffentlichen Stromversorgung bestimmt wurden und die wohl auch heute zumindest für das alte Bundesgebiet noch Gültigkeit hat. Danach kommen Netzspannungseinbrüche mit $\Delta U/U > 20$ % und Netzspannungsausfälle im Durchschnitt beim Mittelspannungsanschluß viermal und beim Niederspannungsanschluß zwölfmal pro Monat vor. Die regionale Verteilung der Spannungseinbrüche und -ausfälle ergab, daß 80 % aller Mittelspannungsanschlüsse weniger als vier Spannungseinbrüche bzw. -ausfälle je Monat zu erwarten haben, während es im Niederspannungsnetz nur etwa 40 % sind. Dort haben 80 % aller Anschlüsse bis zu 18 Netzspannungseinbrüche bzw. -ausfälle je Monat zu erwarten. In den einzelnen Strängen des Netzes waren Spannungseinbrüche bzw. -ausfälle unterschiedlich festzustellen. Während beim Mittelspannungsnetz ein Drittel der Ausfälle in allen drei Strängen gleichzeitig vorkamen, waren es im Niederspannungsnetz nur rund 10 %. Demgegenüber betrafen im Niederspannungsnetz rund drei Viertel der Ausfälle nur einen Strang, im Mittelspannungsnetz waren es etwa ein Drittel [2]. Die Untersuchung der zeitlichen Verteilung auf die Tagesstunden ergab, daß zwischen 7 Uhr morgens und 17 Uhr abends, also während der Hauptarbeitszeiten, rund 60 % aller Ausfälle im Niederspannungsnetz und etwa 65 % aller Ausfälle

im Mittelspannungsnetz auftraten. Unterschiede zwischen Werktagen und Wochenenden konnten allerdings statistisch nicht nachgewiesen werden [3]

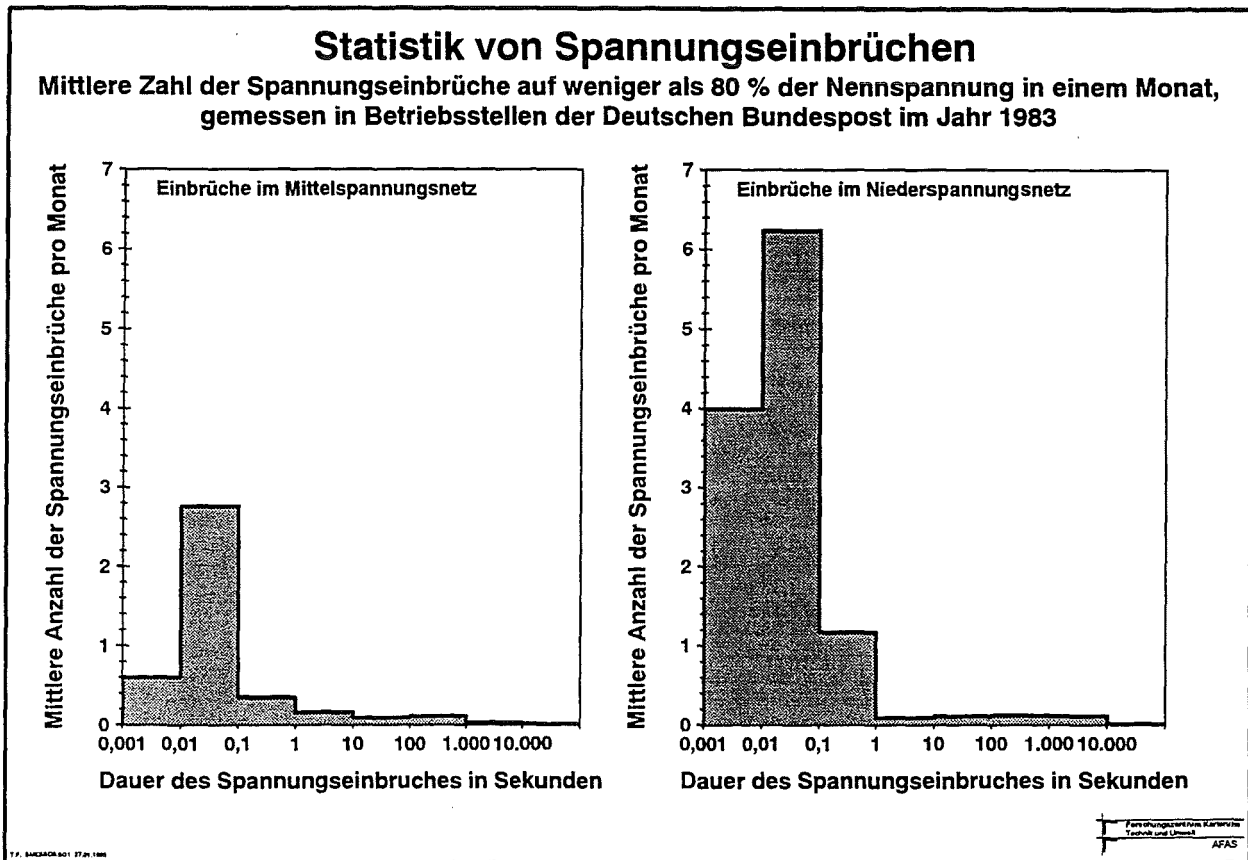


Bild 14-3: Statistik von Spannungsausfällen, ermittelt durch die Deutsche Bundespost (aus [2])

Plötzliche Spannungsabfälle im Netz können vor allem bei hochsensiblen Verbrauchern (Datenverarbeitungsanlagen, automatisierte Produktionseinrichtungen und -systeme) zu Störungen führen. Diese sind häufig weniger aus technischer Sicht problematisch, vielmehr haben sie für die betroffenen Unternehmen vor allem wirtschaftliche Konsequenzen.

Nahezu alle Gewerbe- oder Industriebetriebe nutzen Rechneranlagen für vielfältige Zwecke. Ein Ausfall dieser Anlagen führt zu Datenverlust oder zum Stillstand der Produktion (Prozeßrechner). Die ausfallbedingten Schäden sind im allgemeinen größer als die Schäden an der Hard- oder Software. Aus diesen Gründen haben die Hersteller dieser informationstechnischen Anlagen Maßnahmen zur Reduzierung der Ausfälle vorgenommen. Die interne Spannung derartiger Geräte beträgt häufig 24 Volt, darum kann die Netzeingangsspannung in einem Bereich von 100 - 240 Volt liegen. Dies hat den Vorteil, daß eine installierte USV nur auf 24 Volt ausgelegt werden muß. Gründe für diese technischen Maßnahmen sind u.a., daß diese Rechneranlagen auch in Länder mit weit größeren Schwankungen als im westdeutschen Netz ausgeliefert werden. Ausfälle der Stromversorgung für eine Dauer von 50 - 80 Millisekunden bereiten bei derartigen Rechnersystemen in der Regel noch keine Probleme. Für die sich immer weiter ausbreitenden dezentralen PC-basierten Rechnersysteme sind solche Schutzsysteme oft nicht vorhanden, für solche ungesicherten Systeme kann bereits ein Netzausfall von einer Periode (20 ms) zum Totalausfall der EDV-Anlage führen.

Antriebsaggregate haben im allgemeinen eine große Schwungmasse, so daß Stromausfälle von 200-300 Millisekunden kaum bemerkt werden. Etwas empfindlicher sind jedoch Ventilsteuerungen (z.B. an Spritzgußmaschinen), die innerhalb von ca. 60 ms ansprechen müssen. Auch dabei entstehen selten Probleme. Bei längeren Stromausfällen ($> \frac{1}{2}$ Sekunde) oder falls eine der 3 Phasen (Drehstrom) fehlt, gehen viele Produktionseinrichtungen in Alarmzustand und bleiben undefiniert stehen. Bei Serienprodukten führt dies im allgemeinen zu einem Schlechttteil. Die Maschinen lassen sich meist durch den Maschinenführer in die Ausgangssituation zurückführen. In besonders ungünstigen Fällen verbleibt das Schlechttteil in der Maschine. In einigen Fällen addieren sich für das Zerlegen und Auswechseln von beschädigten Werkzeugen Maschinenstillstandszeiten bis zu einem Tag auf. Eine vorsichtige Abschätzung des Schadens durch den Ausfall der Maschine ergibt bei einem angenommenen Investitionswert von 150.000 DM (Spritzgußmaschine der 100 t - Druckklasse) Kosten in Höhe von 100 DM/h ohne Berücksichtigung von Werkzeugschäden oder Konventionalstrafen durch verspätete Lieferung. Der Lohnanteil dabei bleibt relativ gering, da meist mehrere Maschinen von einer Person betreut werden.

Montageroboter sind im Ergebnis von Spannungsabfällen außer Kontrolle geraten, was zu Betriebsausfällen mit hohen Folgekosten aufgrund von Einbußen in der Produktion, Schäden an den Produktionsanlagen und langwierigen Reparaturen führte. Ähnliches gilt beispielsweise für Maschinen in der Papierproduktion, die sich bereits nach Spannungsabfällen mit einer Dauer von 0,25 s ausschalten können. Elektrische oder induktive Beheizungseinrichtungen an Produktionsanlagen, bzw. auch evtl. Kühleinrichtungen reagieren im allgemeinen relativ träge auf Spannungsunterbrechungen. Zudem sind sie in den meisten Fällen temperaturgeregelt. Die Hysterese dieser Temperaturregler übersieht Stromausfälle von wenigen Sekunden.

Zum Schutz solcher sensiblen Verbraucher werden heute USV-Anlagen eingesetzt. Dabei ist USV (unterbrechungsfreie Stromversorgung) nach internationaler Übereinkunft (IEC 146-4) beschränkt auf die Wechselstromversorgung. Eine unterbrechungsfreie Versorgung liegt per definitionem immer dann vor, wenn der Betrieb eines bestimmten Verbrauchers (oder einer Verbrauchergruppe) durch Ausfall oder Störungen der Netzspannung nicht beeinflußt wird. Die Versorgungsspannung muß ständig innerhalb der von dem Verbraucher benötigten Toleranzen bleiben, Spannungsverzerrungen oder kurze Lücken innerhalb der Toleranzen sind weiterhin zulässig. Weitere Auslegungskriterien sind Dauer der Überbrückung (Lassen sich die Abläufe in den gesicherten Verbrauchern innerhalb einer bestimmten Zeit beenden oder muß die Stromversorgung auch für unbegrenzte Zeit zur Verfügung stehen) und Redundanz der USV.

Die unterbrechungsfreie Stromversorgung wird heute mittels zweier Konzepte realisiert - einerseits durch statische Anlagen mit Stromrichtern als Energiewandler und Batterien als Energiespeicher, andererseits durch Anlagen mit rotierenden Umformern, in denen Schwungräder als Energiespeicher für die Kurzzeitüberbrückung verwendet werden. Für mittlere Überbrückungszeiten werden hier ebenfalls Batterien eingesetzt und für Langzeitbetrieb finden Schwungradumformer mit ankuppelbarem Dieselmotor (Sofortbereitschaftsaggregate) Anwendung [4].

Die Preise für große (einige hundert kVA) statische USV-Anlagen liegen zwischen 200 und 350 DM/kVA, wobei bei größeren Anlagen Kostendegression zu verzeichnen ist. Zusätzlich fallen die Kosten für die Stützbatterien, deren Dimensionierung durch die notwendige Überbrückungsdauer bestimmt ist und die häufig platz- und überwachungsaufwendig sind (wir verweisen hier auf die Ausführungen zu den Batteriespeichern), in Höhe von 300 ... 500 DM/kWh an.

Da plötzliche Anlagenabschaltungen bei vielen deutschen Unternehmen vergleichsweise selten vorkommen und auch nicht immer eindeutig Netzausfällen zugeschrieben werden können, wird derzeit für einen Teil der schwankungsempfindlichen Produktionsanlagen aus Kostengründen (vor allem wegen der stark überdimensionierten und damit teuren Batterien) auf ein USV-System verzichtet. Ob sich diese Situation in Zukunft deutlich ändern wird, ist offen. Erste Indizien für eine zunehmende Bedeutung von USV-Anlagen liefert die Umsatzentwicklung auf diesem Gebiet: Das Umsatzvolumen für USV-Anlagen betrug europaweit 1990 ca. 1,4 Mrd. DM, in den nächsten Jahren soll es auf fast 2 Mrd. DM wachsen. Davon entfällt ca. ein Viertel auf die Bundesrepublik [5].

In diesen Markt könnten auch kleine SMES eindringen. Insbesondere zum Schutz von Anlagen mit einem vergleichsweise hohen Leistungsbedarf (einige MW) würden sie unter Umständen einige günstige Alternative zu batteriebasierten statischen USV bieten. Häufig reichen für derartige Anlagen, bei denen hohe Leistungen nur für eine vergleichsweise kurze Zeit - zum „Durchfahren“ von kurzzeitigen Einbrüchen und zum kontrollierten Abfahren der Produktion bzw. zum Anfahren von Ersatzstromaggregaten bei längeren Netzausfällen - benötigt werden, Speicherinhalte von 30 Vollastsekunden aus. Kostenvorteile für kleine SMES können sich auch dann ergeben, wenn ein Verbraucher aufgrund seiner räumlichen Gegebenheiten eine Unterbringung der Batterien nicht oder nur mit umfangreichen baulichen Veränderungen realisieren kann. Ein solcher Fall tritt häufig dann ein, wenn Verbraucher erst nach Inbetriebnahme einer Anlage feststellen, daß für diese unter ihren Netzbedingungen eine USV erforderlich ist und dieses in den ursprünglichen Planungen nicht berücksichtigt wurde.

Technisch interessant ist eine Konzeption, die die U.S. Air Force Power Conditioning and Continuation Interfacing Equipment Material Group (USAF-PCCIE) im Rahmen eines Projektes zur Verbesserung der Qualität der Stromversorgung bei Einrichtungen der Air Force und anderer Bundesbehörden fördert. In einem sogenannten Megacenter der Defense Information Systems Agency mit einer Gesamtlast von 3300 kVA existieren derzeit vier batteriebasierte 1000-kVA-USV-Anlagen, die im Bedarfsfall den gesamten Leistungsbedarf des Megacenter decken können. Parallel zu diesen Anlagen soll jeweils ein „micro SMES“ installiert werden, der die Kompensation von 90 bis 99 % der Spannungseinbrüche, die gegenwärtig von den Batterien gepuffert werden, übernehmen soll. Erst wenn aufgrund der Dauer des Spannungseinbruchs die SMES-Kapazität überschritten ist, werden die Batterien zugeschaltet. Dadurch kann deren Lebensdauer wesentlich verlängert werden. Langfristig ist vorgesehen, die Kapazität des SMES-Systems auf 60 Vollastsekunden auszubauen (diese Zeit wird zum Start eines Hilfsdiesels benötigt), um auf die Batterien verzichten zu können. Nach Ansicht von PCCIE hat ein batteriefreies SMES-basiertes USV-Konzept für diesen Standort einen 75 % geringeren Platzbedarf. Zudem sei es - über seine Lebensdauer gerechnet - billiger als eine Batterie-USV, da insbesondere keine Kosten für Ersatzbatterien mehr anfallen [6].

14.2 Spannungsschwankungen in Haushalten (230-V-Netze)

Spannungseinbrüche bis auf etwa 200 V treten beispielsweise nach Zuschaltungen größerer Verbraucher (z.B. Einschalten stärkerer Elektromotoren) auf, sie führen im allgemeinen aber nicht zu nachhaltigen Schäden. Bei älteren oder einfacheren Fernsehgeräten kann es zu äußerst kurzzeitigen Störungen am Bildschirm führen. Netzbetriebene Weckuhren bzw. Uhren, die über einen Transformator verfügen, werden nicht beeinträchtigt. Leuchtstofflampen können flackern, Glühlampen haben schwächere Leistung. Spannungsspitzen deutlich über 230 Volt (z.B. bei

Gewittern oder Schaltüberspannungen) können bei elektrisch betriebenen Verbrauchern zu Überlastungen führen. Insbesondere wenn diese Überspannung länger (mehrere Sekunden) andauert, können Glühlampen durchbrennen oder unregelmäßige Geräte mit Heizungen beschädigt werden. Bei informationstechnischen Anlagen (Fernsehgeräte, PC's) kann diese Störung zu kostenaufwendigen Reparaturen führen. Überspannungsschutzeinrichtungen für empfindliche Geräte können im Fachhandel für wenig Geld als Zwischenstecker gekauft werden.

Spannungsunterbrechungen überstehen elektrisch betriebene Geräte je nach interner Pufferung (Schwungmasse, Transformator, Kondensator, Akku) für eine kurze Zeit. Einige Radiowecker haben bis zu 24 Stunden Gangreserve für den Uhrenteil. Häufigstes Merkmal nach Stromausfall sind blinkende Digitaluhren an Mikrowellengeräten, Videorecordern und netzbetriebenen Weckuhren bzw. Datenverlust an Heimcomputern. In Haushalten gibt es im allgemeinen keine Geräte, die sich nach einer Stromunterbrechung von selbst nicht mehr einschalten (selbsthaltende Schütze). Besonders drastisch sind diese Ausfälle bei Dunkelheit, da nahezu die gesamte Beleuchtung auf Elektrizität basiert. Langzeitige Stromausfälle (mehr als 3 Stunden) führen bei einfachen Gefriergeräten bereits zum Antauen des Gefriergutes, die Raumtemperaturen sinken bei Heizungsanlagen, die für ihre Funktion (z.B. für die Umwälzpumpe) Strom benötigen. Die daraus resultierenden Schäden sind schwer bezifferbar. Ersatzstromversorgungen für private Haushalte dürften sich aber - auch in Zukunft - auf wenige Einzelfälle beschränken.

14.3 Pufferung von Stoßlasten

Einige industrielle Stromkunden verfügen über Verbraucher, die zyklisch eine sehr hohe elektrische Leistung für kurze Zeit beanspruchen. Beispiele dafür wären Schmiedehämmer, Pressen, Walzwerksantriebe oder Bahnnumformer. Möglich sind dabei je nach Abnehmer wiederkehrende Lastsprünge bis zu 100 MW.

Derartige Anlagen können - abhängig von der Netzkonfiguration - beträchtliche Schwankungen auf dem übergeordneten Versorgungsnetz erzeugen. In leistungsstarken Netzverbänden (wie beispielsweise dem westeuropäischen Verbundnetz) gehen diese Schwankungen in den stochastischen Lastschwankungen von 1 - 2 % der Netzlast unter und erfordern keine besonderen Gegenmaßnahmen. In kleineren Netzen (Höchstlast einige Tausend MW) oder in Randgebieten größerer Netze können solche Verbraucher aber zu Problemen und zu Kompensationsbedarf führen. Zudem erfordern sie eine Auslegung der elektrischen Leitungen, die sich an der maximal benötigten Leistung orientiert - die mittlere elektrische Leistung einer pulsierenden Last liegt jedoch weit darunter. Abhilfe könnte hier ein vergleichsweise kleiner schneller Speicher schaffen, der die hohe Verbraucherleistung bereitstellt und sich außerhalb der Anforderungszeiten mit relativ geringer dem Netz entnommener Leistung wieder auflädt.

Für einen Verbraucher, dessen Stoßlastenerzeugung nicht zu technischen Problemen bei Dritten führt, existieren keine wirtschaftlichen Anreize zur Anwendung von Speichern in diesem Bereich. Eine Reduktion des Leistungspreises, den das Unternehmen an das EVU zu entrichten hat, kann durch einen Speichereinsatz in der Regel nicht erreicht werden. Der Leistungspreis wird durch Messung von Viertelstundenmittelwerten der durch das Unternehmen bezogenen Leistung ermittelt. Bei Lasten mit kürzeren Zykluszeiten wird somit auch nur der Leistungsmittelwert und nicht die tatsächlich bezogene Spitzenleistung berechnet, eine Pufferung der Last wird somit nicht honoriert.

Sollte eine pulsierende Last Störungen bei anderen Verbrauchern hervorrufen, so kann das zuständige EVU wahlweise den Anschluß verweigern bzw. sperren oder auf Kosten des Kunden Abhilfe durch Netzverstärkung oder Bau einer weiteren Leitung schaffen. Nur unter solchen Bedingungen ist ein Verbraucher veranlaßt, eine Pufferung seiner Last mit geeigneten Betriebsmitteln vorzunehmen. Hierbei kann - ebenfalls abhängig von der individuellen Situation - SMES u.U. eine geeignete technische Lösung sein. In der Praxis werden einem Unternehmen für einen neuen Produktionsstandort seitens des zuständigen EVU verbindliche Werte für am Anschlußpunkt zulässige Leistungs- und Spannungsschwankungen, möglicherweise auch mit tageszeitlicher Differenzierung, vorgegeben. Danach hat das Unternehmen in Kenntnis seiner eigenen Erfordernisse entsprechende Kompensationsmöglichkeiten zu untersuchen und im Ergebnis einer eigenen Gesamtwirtschaftlichkeitsrechnung diesbezügliche Entscheidungen zu treffen. Ob sich dabei der Einsatz von SMES als wirtschaftliche Alternative gegenüber den heute üblichen Maßnahmen erweisen wird, hängt von der jeweiligen Situation ab.

Alternativ zur Stoßlastkompensation durch den Verbraucher könnte auch das versorgende EVU die Stoßlastkompensation - entweder im Anschlußpunkt oder an einer anderen geeigneten Stelle im Netz - durchführen und damit zum einen über einen höheren Strompreis, zum anderen über die dann mögliche schwächere und damit preiswertere Auslegung von Betriebsmitteln (Leitungen, Transformatoren usw.) profitieren. Auch diese Entscheidung ist von der jeweiligen Situation abhängig, die Spanne des „Wertes“ einer solchen Strategie sehr breit: Er reicht von nahe Null für den Fall, daß weder bei den Erzeugern noch im Netz durch die Kompensation Einsparungen möglich sind bis hin zu etwa 2 Mio. DM/MW reduzierte Stoßlast, wenn durch Kompensation der Zubau zusätzlicher Kraftwerksleistung und die sonst notwendige Verstärkung von Betriebsmitteln verhindert werden können.

Eine Reduktion der Investitionskosten für den Speicher ist dann möglich, wenn man nicht die vollständige Wirkleistungskompensation anstrebt, sondern in Absprache mit dem EVU ein tolerierbares Maß für die Laststöße gewählt werden kann. In diesem Falle müßte durch den Speicher nur ein Teil des Energiebedarfes gedeckt werden, was niedrigere Stromrichterleistung und geringere Nennkapazität des Speichers und damit insgesamt geringere Investitionskosten gestatten würde.

14.3.1 Fallbeispiel

Im Rahmen einer Studie für die Niedersächsische Initiative auf dem Gebiet der Hochtemperatur-Supraleitung wurden die Möglichkeiten des Einsatzes von SMES zur Lastkompensation analysiert [7]. Ausgehend von einer im Netz der PreussenElektra gemessenen Summenlast dreier Sonderabnehmer mit einer Lastspitze von 265 MW wurde untersucht, welche Leistung und welchen Energieinhalt ein SMES haben muß, um diese Stoßlast um Werte von maximal 100 MW zu reduzieren. Zudem wurde abgeschätzt, welchen Wert diese Lastreduktion für das Netz darstellt, d.h. welche Einsparungen im Netz ohne Wirkleistungskompensation möglich sind.

In Bild 14-4 ist der zeitliche Verlauf (während 500 min) folgender Werte angegeben:

- gemessene Laständerung (Stoßlast)

- die Änderung der Kraftwerksleistung unter Annahme der Spitzenlastkappung bei einer Maximalleistung von 185 MW
- Leistung des SMES
- Energieinhalt des SMES (Um das notwendige Speichervolumen des SMES klein halten zu können, wurde dafür unterstellt, daß der SMES nur die kurzzeitigen Lastanstiege kompensiert. Die kurzzeitigen Lastabfälle sollen überwiegend durch die Kraftwerksregelung abgefangen werden, nur ein kleiner Teil davon wird durch das Wiederaufladen des Speichers kompensiert. Langsame überlagerte Laständerungen werden grundsätzlich von den Kraftwerken ausgeregelt)

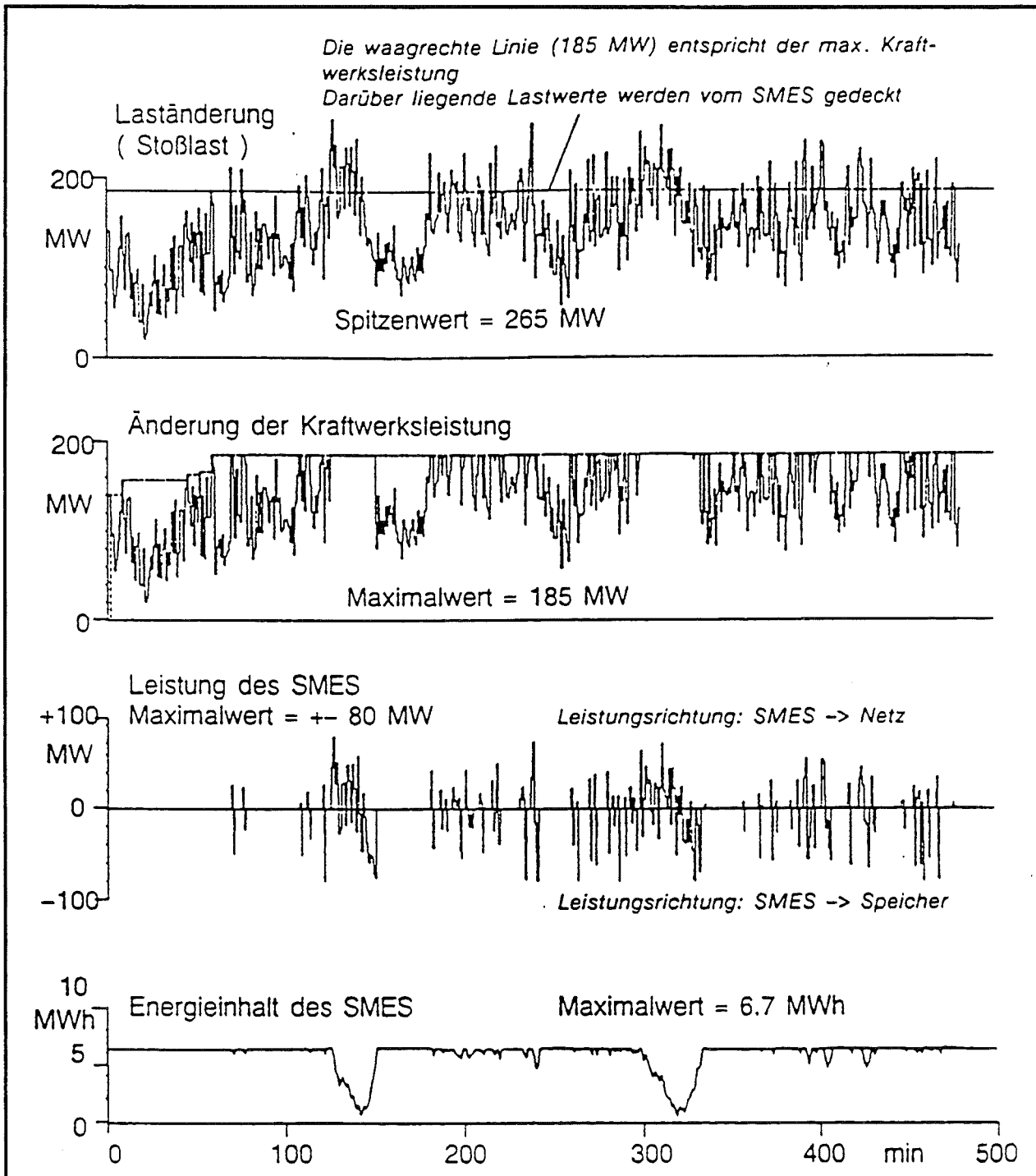


Bild 14-4: Stoßlastkompensation durch SMES (aus [8])

Ausgehend von dieser Methodik wurde durch die Autoren zudem bestimmt, wie groß der für eine angenommene maximale Stoßlastreduktion notwendige maximale Speicherinhalt des SMES-Systems sein müßte (Bild 14-5 links). Basierend auf diesen Abschätzungen haben wir ermittelt, zu welchen Investitionskosten derartige Anlagen errichtet werden könnten. Dabei sind wir von Kosten für die Stromrichteranlage in Höhe von 350 DM/kW ausgegangen, die Kosten für die Spule wurde durch Interpolation aus den in Anhang 2 näher beschriebenen Kostenkurven gewonnen. Wir wollen hier aber erneut darauf verweisen, daß es sich bei den Kostenangaben lediglich um Abschätzungen mit einem Fehler von mindestens 20 % handelt.

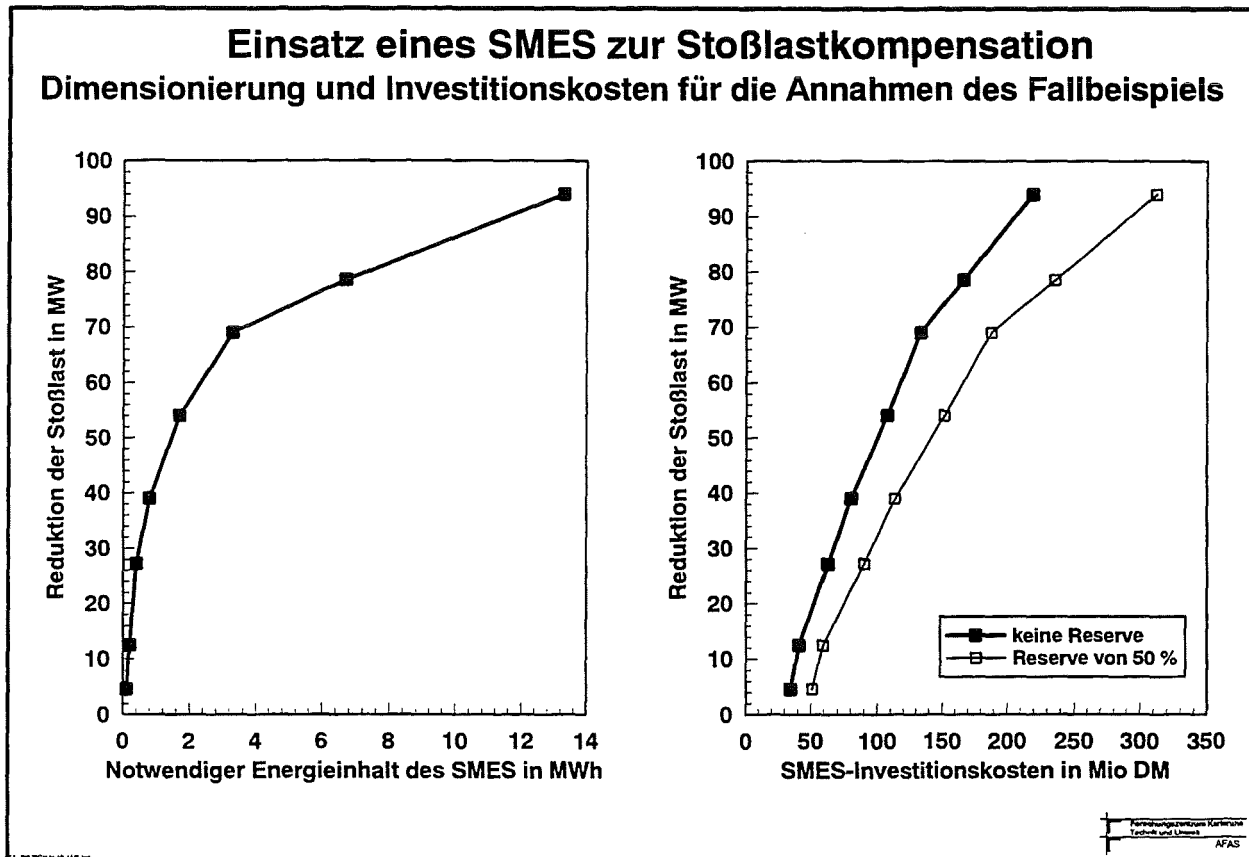


Bild 14-5: Einsatz von SMES für die Stoßlastkompensation

In der rechten Grafik in Bild 14-5 sind zwei Kostenkurven für die Investitionskosten angegeben. Für die eine wird unterstellt, daß dem SMES zur Stoßlastkompensation jederzeit der gesamte Speicherinhalt entnommen werden kann. In der Praxis wird man sich auf eine solche Konfiguration nicht einlassen, weil bei unvorhergesehenen Situationen dann keine Leistung zur Kompensation von Lastspitzen mehr zur Verfügung gestellt werden kann. Darum haben wir für die zweite Kurve eine Reserve von 50 % des notwendigen Speicherinhaltes vorgesehen.

Für das hier dargestellte Fallbeispiel ist die Kostenkurve bis zu einer kompensierten Leistung von etwa 70 MW fast linear, danach steigen die Investitionskosten wegen des dann schneller wachsenden notwendigen Speicherinhaltes stärker an. Für eine exakte Wirtschaftlichkeitsrechnung wären zudem noch die Betriebskosten zu berücksichtigen.

14.4 Netzurückwirkungen - Flickerkompensation

Bei der Übertragung und Verteilung elektrischer Energie durch ein Drehstromnetz treten von Verbrauchern verursachte Netzurückwirkungen auf. Darunter versteht man die Beeinflussung der Netzanschlußspannung durch die von den Verbrauchern aufgenommenen Ströme. Langsame Veränderungen können durch die Spannungs-Blindleistungs-Regelung gut kompensiert werden und bereiten kaum technische Schwierigkeiten.

Besonders problematisch sind Schwankungen, die häufig und mit kurzen Periodendauern wiederkehren. Spannungsschwankungen in elektrischen Versorgungsnetzen können zu Leuchtdichteänderungen bei elektrischen Glühlampen führen. Solche als Flicker bekannte Erscheinungen wirken häufig subjektiv störend auf Personen, die diesen Helligkeitsschwankungen ausgesetzt sind. Dabei ist die Störwirkung sowohl von der Amplitude als auch von der Wiederholrate der Spannungsschwankung abhängig. Bei bestimmten Frequenzen reichen bereits geringe Spannungsschwankungen aus, damit sich betroffene Personen durch Flicker gestört fühlen. (Beispielsweise können Wiederholraten von 18 Hz, bei denen das menschliche Auge besonders empfindlich ist, bereits bei Spannungsschwankungen mit einem Betrag von nur 0,3 % der Nennspannung störend wirken.) Verursacht werden Flicker durch Verbraucher, die dem Netz kurzzeitig sehr hohe Ströme entnehmen, wie z.B. Schweißmaschinen, Röntgengeräte, Hammerschmieden und Lichtbogenöfen. Auch beim Anlauf von Motoren können diese Phänomene auftreten.

Mit den bisherigen Blindleistungskompensatoren sind derartige Erscheinungen nicht völlig aufzufangen, da deren Energiespeicher - in der Regel Kondensatoren oder Drosselspulen - zu klein ist. Eine andere technische Alternative, der Anschluß kritischer Verbraucher an einem Netzanschlußpunkt mit hoher Kurzschlußleistung (also geringer Netzimpedanz), ist oft mit hohen Investitionskosten für den Netzausbau verbunden. Aus diesem Grunde wurde vorgeschlagen, eine Kompensationsanlage unter Anwendung eines SMES zu bauen, mit deren Hilfe von einem oder mehreren Verbrauchern verursachte Netzurückwirkungen vom Netz ferngehalten oder zumindest soweit reduziert werden können, daß sie den Verträglichkeitspegel für Flicker unterschreiten [9]. Eine derartige Anlage wird gegenwärtig vom Forschungszentrum Karlsruhe gemeinsam mit der Universität Karlsruhe und der RWTH Aachen gebaut und anschließend im Netz getestet werden.

Literatur:

- [1] M.Boll, E. Hoffmann, P.Schwetz; "Qualität der Stromversorgung"; Badenwerk Fachbericht 93.1, Karlsruhe 1993
- [2] F. Schneider; „Netzspannungsausfälle und -einbrüche Teil 1: Verfügbarkeit und Ausfallhäufigkeit“; etz 107(1986) Heft 2, S 60-65
- [3] F. Schneider; „Netzspannungsausfälle und -einbrüche Teil 2: Zeitliche Verteilung der Ausfälle“; etz 107(1986) Heft 4, S 152-155
- [4] K. Boettger; „Gesicherte Stromversorgung I“, VDI-Berichte 763(1989), S. 1-20
- [5] K.P. Menzel; „Systemdefinition auf der Grundlage unterschiedlicher Anlagensysteme und Nutzungen“; VDI-Berichte 1058(1993), S. 1-18
- [6] Superconductor Week; 23.1.1995
- [7] W. Bayer u.a.; „Supraleitende Energiespeicher zur Bereitstellung schneller Reserveleistung in der elektrischen Energieversorgung“; Elektrizitätswirtschaft 93(1994) Heft 8, S. 446-452
- [8] H.E. Vollmar u.a.; „Bewertung von hochtemperatursupraleitenden Energiespeichern als Mittel- und Kleinspeicher in der elektrischen Energieversorgung“; Projekt im Rahmen der Niedersächsischen Initiative auf dem Gebiet der Hochtemperatur-Supraleitung, 1991
- [9] H. Steinhart u.a.; „Schneller supraleitender magnetischer Energiespeicher (SMES) als hochdynamisches Leistungsstellglied und Kompensator am Netz“; VDI-Berichte 1168(1994), S. 231-243

15. Nischenanwendungen

15.1 Experimentalanlagen

Bei einigen Experimentalanlagen, besonders im Bereich der Hochenergie- und der Plasmaphysik, besteht Bedarf nach hohen elektrischen Leistungen für kurze Zeit. Im Unterschied zu den industriellen Verbrauchern werden die Leistungsstöße allerdings nur relativ selten abgefordert.

Eine direkte Entnahme der vollen von solchen Experimenten benötigten elektrischen Leistung aus der (externen) Energieversorgung ist häufig nicht möglich, eine Auslegung des externen Netzes auf diese Leistungsstöße oft nur sehr aufwendig realisierbar. Aus diesem Grunde werden heute für solche Anwendungen Speichersysteme installiert. Beispielsweise werden bei den Plasmaexperimenten am Max-Planck-Institut für Plasmaphysik (IPP) in Garching Schwungräder eingesetzt, die die zum Zünden des Plasmas notwendige hohe Energie liefern und dann mit vergleichsweise geringer Leistung über längere Zeit aus dem öffentlichen Netz wieder aufgeladen werden. Beim Joint European Torus (JET) in Großbritannien wird ein Teil der für die Experimente benötigten elektrischen Leistung (bis zu etwa 600 MW für 20 Sekunden mit einer Wiederholrate von 600 s) durch zwei identische Schwungräder (eines deckt den Spitzenlastbedarf der Toroidalspulen, das andere den vollen Leistungsbedarf der inneren Poloidalspulen) bereitgestellt. Für solche Anwendungen ist auch der Einsatz von supraleitenden Speichern denkbar.

Hochleistungspulse werden auch für die nächste Generation von Elementarteilchenbeschleunigern benötigt. Die derzeit in der Konzeption befindliche TESLA-Anlage bei DESY Hamburg müßte mit einer gepulsten Leistung im 10.000-MW-Bereich versorgt werden. Diese Pulse haben eine Dauer von jeweils 2 ms und eine Wiederholfrequenz von 10 Hz. Als Alternative zu konventionellen Lösungen wurde im Forschungszentrum Karlsruhe in Zusammenarbeit mit DESY ein Hochleistungspulserzeuger auf SMES-Basis entwickelt und im Modell erprobt. Eine Analyse der Wirtschaftlichkeit im Vergleich mit herkömmlichen Lösungen wird derzeit durchgeführt.

15.2 Windkanäle

Beim schnellen Anfahren von Windkanalanlagen werden für kurze Zeit hohe Leistungen benötigt, die dem Netz häufig nicht entnommen werden können. Aus diesem Grunde untersucht das amerikanische Flugzeugbauunternehmen Boeing, ob zur Versorgung seines geplanten 500-MW-Windkanals ein SMES eingesetzt werden könnte [1].

15.3 Elektromagnetische Startsysteme

Als Starteinrichtung oder Starthilfe für verschiedene Objekte (Weltraumfahrzeuge, Flugzeuge, andere Projektile) werden in Japan und den USA elektromagnetische Systeme vorgeschlagen und untersucht. Dabei sind mehrere Verfahren in der Diskussion, beispielsweise:

- „rail gun“: Zwischen zwei schienenförmigen Elektroden wird - elektrisch isoliert - das zu beschleunigende Objekt angeordnet. An dessen Ende befindet sich ein metallisches Teil als „Rotor“ im elektrotechnischen Sinne, das beide Elektroden verbindet. Zugleich wird durch am Boden der Startvorrichtung befindliche Magnete ein Feld senkrecht zur Schienenachse erzeugt. Wenn zwischen den beiden Schienen eine Gleichspannung angelegt wird, fließt durch das metallische

Objekt ein Strom und die resultierende Lorentzkraft beschleunigt das Objekt. (Tatsächlich wird durch die hohen elektrischen Ströme das Metall in Plasma verwandelt, das den Stromfluß aufrechterhält und das Objekt beschleunigt).

- Flugzeug- und Space-Shuttle-Startsysteme auf der Basis des Magnetschwebebahnkonzeptes. Dabei ist das Funktionsprinzip identisch zu dem der Magnetschwebebahnen für den Personentransport. Ein speziell konstruierter Startwagen nimmt das Shuttle auf, es wird auf einer kurzen Magnetbahnstrecke beschleunigt, löst sich bei einer Geschwindigkeit von etwa 500 km/h vom Startwagen und setzt den Start mit eigenem Antrieb fort.

All diesen Systemen ist gemeinsam, daß zur Beschleunigung großer Massen während des Startvorganges für vergleichsweise kurze Zeit hohe elektrische Leistungen benötigt werden, die häufig nicht dem elektrischen Netz entnommen werden können. Gleiches gilt, wenn wie bei den beiden erstgenannten Konzepten auch vorgesehen, kleine Massen auf hohe Endgeschwindigkeiten gebracht werden sollen. Darum sind für solche Techniken Pufferspeicher vorzusehen, die die Stromversorgung dieser Anlagen vom elektrischen Netz zeitweise entkoppeln oder eine Eigenversorgung auf der Basis von Generatoren niedriger Leistung gestatten. Für kleinere und mobile Systeme sind Kondensatorbänke mit einem Energieinhalten von einigen hundert Kilojoule bis zu einigen Megajoule vorgesehen, für größere Startsysteme könnten auch SMES Anwendung finden.

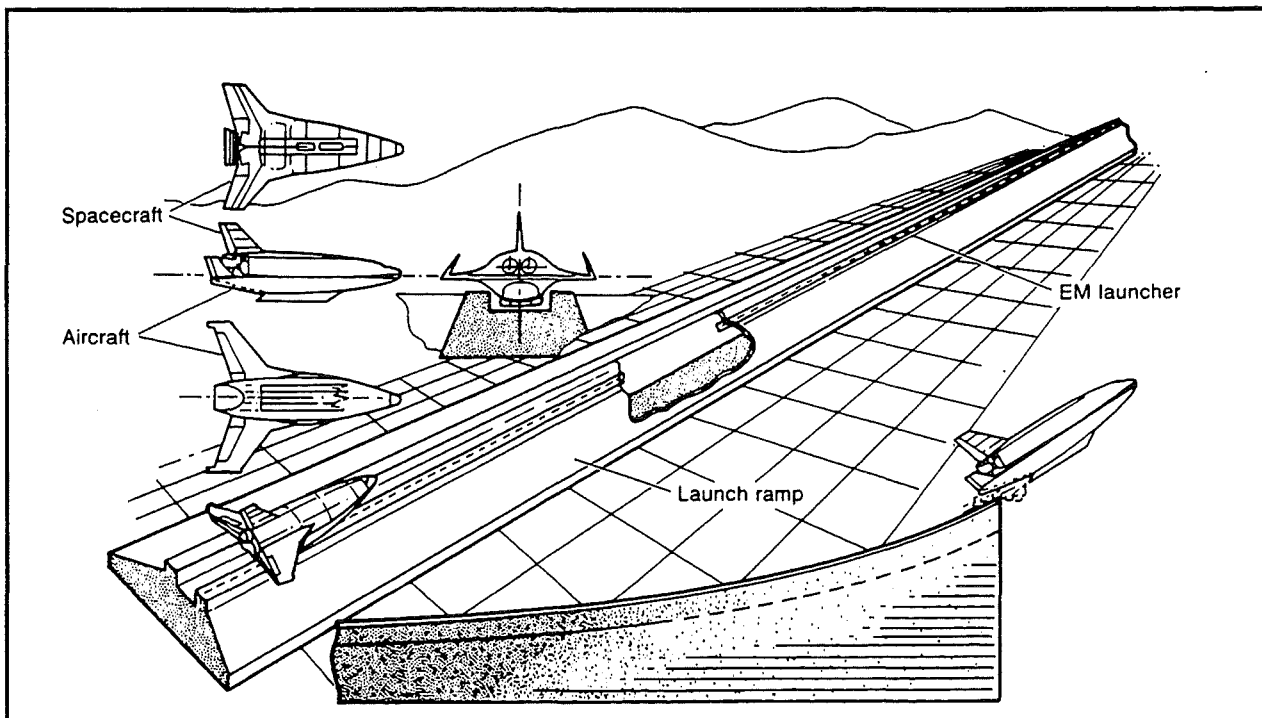


Bild 15-1: Elektromagnetisches Startsystem für Raumfahrzeuge (aus [2])

15.4 Militärische Anwendungen

Insbesondere wegen ihrer Fähigkeit, aufgrund der kurzen Zugriffszeit und der hohen Zyklenfestigkeit als Speicher für hohe Impulsleistungen dienen zu können, könnten SMES auch für wehrtechnische Anwendungen von Bedeutung sein. Dazu zählt beispielsweise die Energieversorgung elektrischer Waffen, beispielsweise der elektromagnetischen Kanone, von Teilchenstrahlwaffen, von Lasern [2]

oder der elektrothermischen Kanone (vgl. dazu auch die Konzeption des SMES-ETM).
Supraleitende Spulen könnten auch als Pulsformungsnetzwerk in elektrischen Waffen dienen.

Die US Navy untersucht derzeit die Einsatzmöglichkeiten von SMES zur Versorgung solcher
Waffensysteme auf Schiffen.

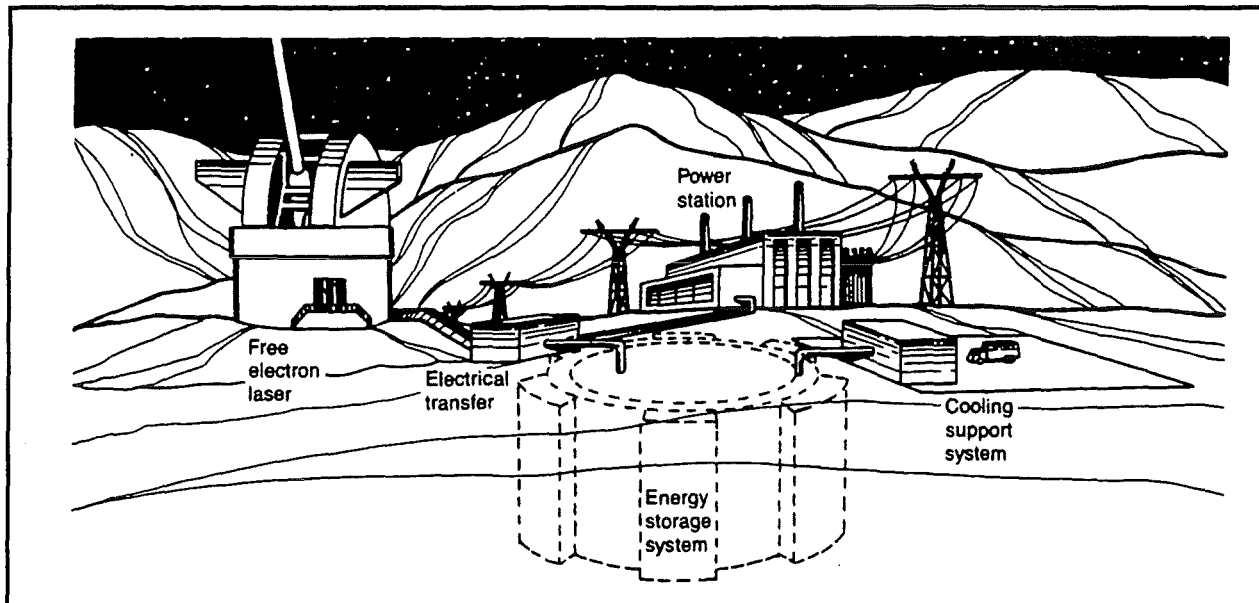


Bild 15-2: Einsatz von SMES zur Versorgung von Lasersystemen (aus [2])

Literatur:

- [1] Superconductor Week, 11.1.1993, p. 3
- [2] R.W. Baldi et al; „General Dynamics Large Superconducting Magnet for Government Applications“; in: H.S.Kwok and D.T.Shaw (Eds.); Superconductivity and its Applications, Proc. of the 2nd Annual Conference on Superconductivity and Applications Buffalo 1988; Elsevier Science 1988, pp. 291-296

16. Visionen: Einsatzmöglichkeiten für SMES unter veränderten Rahmenbedingungen

16.1 Zwischenspeicherung bei der verstärkten Einführung regenerativer Energiequellen

Regenerative Energiequellen (z.B. Photovoltaiksysteme oder Windgeneratoren) mit ihrem zeitlich diskontinuierlichen (starke und nicht kalkulierbare Schwankungen) und mit Verbraucheranforderungen nicht korreliertem Energiedargebot werden in zunehmendem Umfang genutzt und ins Netz eingespeist. In leistungsstarken Verbundnetzen entstehen dadurch gegenwärtig keine wesentlichen zusätzlichen Anforderungen, in kleineren Netzen oder am Rande von Verbundnetzen muß auf Speichertechnik zurückgegriffen werden.

Zu unterscheiden sind aus technischen Gründen mehrere Zeitbereiche. Starke und nicht kalkulierbare Fluktuationen im Ultrakurzzeitbereich (unterer Minuten- und Sekundenbereich) brächten erhöhte Regelanforderungen an die konventionellen Kraftwerke bzw. Anforderungen an die Schaltbarkeit von Verbrauchern mit sich und könnten zu deren Entlastung den Einsatz von Kurzzeitspeichern notwendig und/oder wirtschaftlich werden lassen. Im Kurzzeitbereich (Substundenbereich) würden stärkere Schwankungen zu häufigerem An- und Abfahren von Kraftwerken bzw. zu verstärktem Kraftwerkseinsatz im Teillastbereich führen und Änderungen sowohl bei den technischen Eigenschaften der einzelnen Kraftwerke (Ertüchtigung zum Fahren unter Teillast oder Verbesserung des Teillastverhaltens) als auch Verstärkungen in den Netzen erforderlich machen. Die Regelanforderungen sind abhängig von der Leistungszahl des integrierenden Gesamtnetzes (UCPTE: ≈ 20 GW/Hz in Starklast- und ≈ 10 GW/Hz in Schwachlastzeiten, DVG: ≈ 4 GW/Hz), bei gleichen Qualitätsanforderungen der Verbraucher nehmen die Regelanforderungen mit sinkender Leistungszahl zu.

Allgemein zeigt die Ausgangsleistung von Windenergiekraftwerken eine geringere Dynamik im Tagesbereich als PV-Kraftwerke, auch der saisonale Gang ist (zumindest an windgünstigen Standorten) weit weniger ausgeprägt als der solare, des weiteren sind in der Regel solares und Windpotential nicht stark korreliert.

16.1.1 Fallstudie: Verstärkte Einspeisung von Strom aus Photovoltaik

Für die Schwankungen des Energiedargebotes aus Photovoltaik im Langzeitbereich liegt bereits eine Vielzahl von Untersuchungen vor. Diese widmen sich hauptsächlich der Problematik, daß unter mitteleuropäischen Verhältnissen Lastmaximum im Versorgungsnetz und Strahlungsangebot der Sonne jahreszeitlich verschoben sind - die Sonnenstrahlung hat ihr Maximum im Sommer, der Leistungsbedarf ist im Winter am größten. Diese saisonale Phasenverschiebung führt dazu, daß zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit entweder beträchtliche Reserven konventioneller Kapazitäten vorgehalten werden müssen oder eine Saisonspeicherung von Energie notwendig ist. Im ersten Fall (ohne Speichermöglichkeiten) würde die Nutzung von netzgekoppelten PV-Anlagen lediglich Brennstoffeinsparungen, aber keine Reduktion von Kraftwerkskapazitäten erlauben, anderenfalls sind technische Lösungen für Energiespeicher mit Speicherdauern bis zu mehreren Monaten zu finden. Dafür sind SMES-Anlagen aufgrund ihres hohen Hilfsenergieverbrauchs nicht geeignet.

Auch an unmittelbar aufeinanderfolgenden Tagen kann das Energieangebot aus Photovoltaik beträchtlichen Schwankungen unterliegen. Bild 16-1 zeigt die Summe von in drei baugleichen PV-Anlagen in Baden-Württemberg während des Jahres 1993 gewonnene elektrische Arbeit, aufgeschlüsselt nach Tagen.

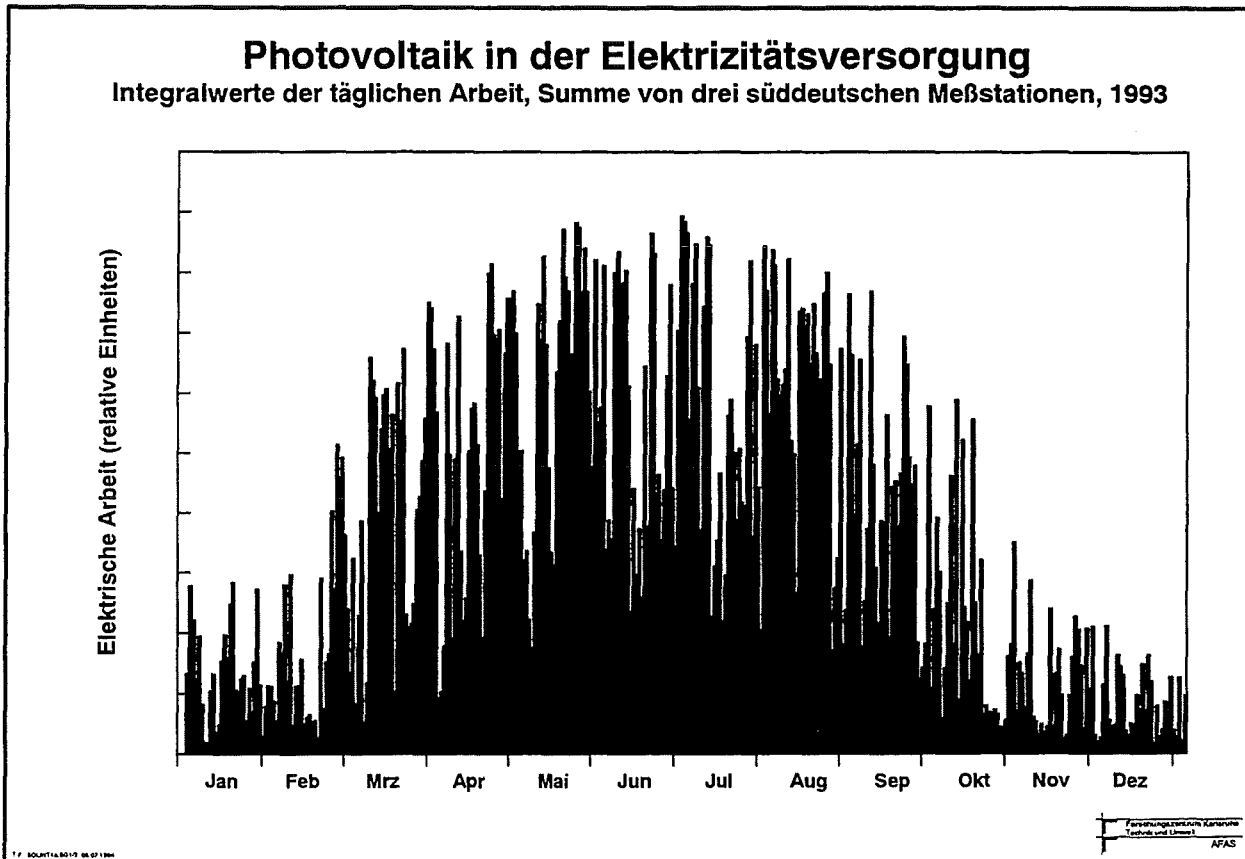


Bild 16-1: Jährliche Verteilung der erzeugte elektrische Arbeit pro Tag aus drei PV-Stationen in Baden-Württemberg, 1993

Die an einem Tag aus Photovoltaik maximal zu erzeugende elektrische Arbeit kann demnach erheblichen Schwankungen unterliegen. Zum Ausgleich dieser Schwankungen könnten Speicher - auch Elektrizitätsspeicher - einen wichtigen Beitrag leisten.

Ein drittes Untersuchungsfeld ist der Kurzzeitbereich. Hier bringt die direkte Netzkopplung von photovoltaischer Stromerzeugung - da sie Veränderungen in der Sonneneinstrahlung direkt und unverzögert folgt, Schwierigkeiten mit sich. Auch an Tagen mit guter Witterung sind plötzliche Einbrüche und Anstiege der PV-Leistung nicht auszuschließen. Aus diesem Grunde gilt der Umfang, in dem Elektrizität aus Sonne oder Wind direkt in Versorgungsnetze heutiger Auslegung eingespeist werden könnte, als beschränkt. Publierte Abschätzungen kommen zu stark differierenden Ergebnissen, die Mehrzahl der Autoren gibt bei reiner PV-Nutzung maximale Leistungen von 10 bis 20% der Netzkapazität an, die ohne weitere Probleme eingespeist werden könnten [1]. Allerdings sind auch schon in diesem Bereich Ausregelungen durch schnell regelbare Kraftwerke notwendig.

Folgend einer Arbeit von Beyer et al. tritt bei heutiger Energieverbrauchsstruktur und einer fixierten Grunderzeugung durch regelbare Kraftwerke von 25 % merklicher Speicherbedarf frühestens bei einer Durchdringung des Netzes mit fluktuierender regenerativer Energie von 20 % auf. Mit einem „solarangepaßten“ Verbrauchsmuster und einer „solarangepaßten“ Grunderzeugungsstruktur ließe

sich diese Grenze auf 35 % anheben. Bezüglich des notwendigen Speicherbedarfs seien Solar/Wind-Hybridsysteme günstiger als reine PV-Systeme, da die Überschußproduktion bei ersteren signifikant geringer sei [2]. Im Unterschied dazu stellt Welfonder fest, daß wenn sich photovoltaische Einrichtungen regional in einem Maße von mehr als 5% an der elektrischen Energieerzeugung beteiligen, der Einsatz zusätzlicher Energiespeicher unumgänglich sei. Ansonsten würden die Leistungsfluktuationen durch Regenerative kraftwerks- und netzseitig die folgenden Nachteile aufweisen:

- die Kraftwerksblöcke würden fortlaufend mit Leistungsänderungen beaufschlagt und könnten deshalb nicht mit voller (oder optimaler) Leistung betrieben werden,
- es würden rauchgasseitig Regelbewegungen und damit höhere SO₂- und NO_x-Emissionen auftreten und
- zusätzlich würde die Netzzuverlässigkeit beeinflußt werden, da das Verbundnetz beim Auftreten größerer Netzstörungen nur noch bedingt in der Lage wäre, die ständigen Leistungsfluktuationen zusätzlich mit zu übertragen und auszuregeln [3].

Für eine eigene Abschätzung bauen wir auf einer Methodik von Welfonder [4,5] auf, die von uns auf der Basis eigener Erfahrungen und unter Annahme der neuen gesamtdeutschen Rahmenbedingungen modifiziert wurde.

Wir nehmen an, daß auf dem Gebiet der Bundesrepublik Deutschland zehn Zentren zur Erzeugung photovoltaischer Energie mit einer mittleren jährlichen Leistung von jeweils 1500 MW errichtet worden sind. Die mittlere Gesamtleistung dieser Erzeugungszentren beträgt 15.000 MW, die jährliche Arbeit etwa 130 GWh, was ca. einem Viertel des gegenwärtigen jährlichen Bruttostromverbrauchs der Bundesrepublik entspricht. Erfahrungsgemäß lassen die meteorologischen Bedingungen in der Bundesrepublik bei PV-Anlagen eine auf die Spitzenleistung der Anlage bezogene jährliche Ausnutzungsdauer von 900 bis 1000 h zu, für ein solches Szenario wären also etwa 135 GW_{Peak} an photovoltaischer Erzeugungsleistung zu installieren. Demgegenüber beträgt die Höchstlast des - hier als bereits mit den Netzen von BEWAG und VEAG verbunden angenommenen - deutschen Verbundnetzes bei 73 GW im Winter und bei 62 GW im Sommer.

An Sommertagen beträgt in der Haupteinstrahlungszeit zwischen 9.30 Uhr und 15.30 Uhr nach unseren Auswertungen die mittlere Leistung etwa 60 % der Spitzenleistung, diese kann örtlich bis zu 75 % (bezogen auf die Spitzenlast) innerhalb weniger Minuten schwanken. Obwohl man annehmen kann, daß aufgrund der Größe und Geschwindigkeiten von Wolkengebilden bei ausgedehnten PV-Flächen die Leistungsänderungsgeschwindigkeiten zeitlich versetzt auftreten und für eine große Anlagen etwas geringer ausfallen als bei unseren kleinen Meßflächen, so setzen wir doch für weitere Betrachtungen für ein Erzeugungszentrum eine Leistung von 9 ± 6 GW an.

Falls alle zehn Erzeugungszentren an einem sonnigen Sommertag mit ihrer jeweils verfügbaren Leistung in das deutsche Verbundnetz einspeisen würden, so würde die erzeugbare mittlere Leistung von $10 \cdot 9$ GW = 90 GW ausreichen, um die während der Tageshöchstlast erforderliche Leistung von 62 GW zu decken.

Nimmt man nunmehr an, daß die Leistungsfluktuationen an den einzelnen Stationen nicht korreliert, sondern statistisch unabhängig sind, so steigen diese im Mittel nur mit der Quadratwurzel aus der Zahl der Stationen an, die Schwankungen betragen unter diesen Bedingungen im Mittel etwa ± 19

GW. Zugleich würde die zu erwartende Leistungsänderungsgeschwindigkeit mit dem gleichen Faktor absinken auf 8...15 %/min. Solche Schwankungen sind zwar mit schnell regelbaren Dampf- und Kernkraftwerken ausregelbar, allerdings nur, wenn deren momentane Erzeugungsleistung oberhalb 40 % ihrer Nennleistung liegt. Diese Einspeisung ist bei vorliegendem Szenario aber nicht vorgesehen.

Der Hauptengpaß bei der alleinigen photovoltaischen Energieerzeugung liegt jedoch nicht auf der Kraftwerksseite. Das deutsche Hochspannungsnetz wäre bei summarischen Leistungsschwankungen von ± 19 GW sowie bei Austauschleistungsschwankungen seitens der einzelnen Erzeugungsgebiete von etwa $\pm 3,3$ GW um ein Vielfaches überlastet.

Um dieses Problem ohne nennenswerte Ausbauten des Hochspannungsnetzes zu beherrschen, könnte beispielsweise die installierte Leistung in den zehn Erzeugungszentren reduziert werden. Nimmt man eine installierte Leistung von $3,6 \text{ GW}_{\text{peak}}$ je Zentrum an, so ergibt sich in analoger Weise wie bei vorstehender Rechnung eine mittlere Einspeiseleistung von $1,8 \pm 1,2$ GW pro Zentrum, insgesamt von $18 \pm 3,8$ GW. Die Austauschleistungsschwankungen bei diesem Leistungsbedarf würden sich auf 1,1 GW reduzieren, die erwarteten Leistungsänderungsgeschwindigkeiten betragen 3 ... 5 %/min. Schwankungen dieser Größenordnung können in vermaschten 380-kV-Netzen als in der Regel beherrschbar gelten.

Da uns Untersuchungen, die über die Analyse von Einzelstationen hinausgehen und zeitlich gut genug aufgelöst sind, nicht bekannt geworden sind, haben wir zusätzlich eigene Analysen auf der Basis von Solarmeßdaten der Badenwerk AG durchgeführt. Diese hat im gesamten Jahr 1993 an sechs Stationen im badischen Raum (Nord-Süd-Ausdehnung ca. 250 km, Ost-West-Ausdehnung etwa 100 km) mittels fester mit 30° Neigung nach Süden ausgerichteter 50-Watt-Solarmodule zeitgleich im Minutenabstand die mögliche Leistungsabgabe von Solaranlagen gemessen. Die Daten haben gezeigt, daß bei einzelnen Stationen Leistungseinbrüche von bis zu 70 %/min bezogen auf die Momentanleistung, im Sommer z.T. auch auf die Peakleistung bezogen, auftreten können. Die Situation für einen ausgewählten Sommertag zeigt Bild 16-2. Wenn die PV-Stationen weiträumig verteilt werden, so läßt sich das Problem etwas mildern, aber auch resultierende Leistungseinbrüche von bis zu 50 %/min stellen bei höheren Einspeiseanteilen große Anforderungen an die Regelbarkeit der konventionellen Kraftwerke.

Unter diesen Bedingungen ist bei höheren Einspeiseanteilen von Strom aus Photovoltaik der Einsatz schneller und vergleichsweise kleiner Elektrizitätsspeicher zur Pufferung von Fluktuationen im Kurzzeitbereich geboten. Zudem würde deren Verfügbarkeit möglicherweise eine verstärktes Eindringen von Regenerativen in den Markt der Stromerzeugung überhaupt erst ermöglichen, Speichertechnologien wie SMES würden also als „technology enabler“ für die regenerative Energieerzeugung auf Photovoltaikbasis dienen.

Solarmessung 24. Juni 1993

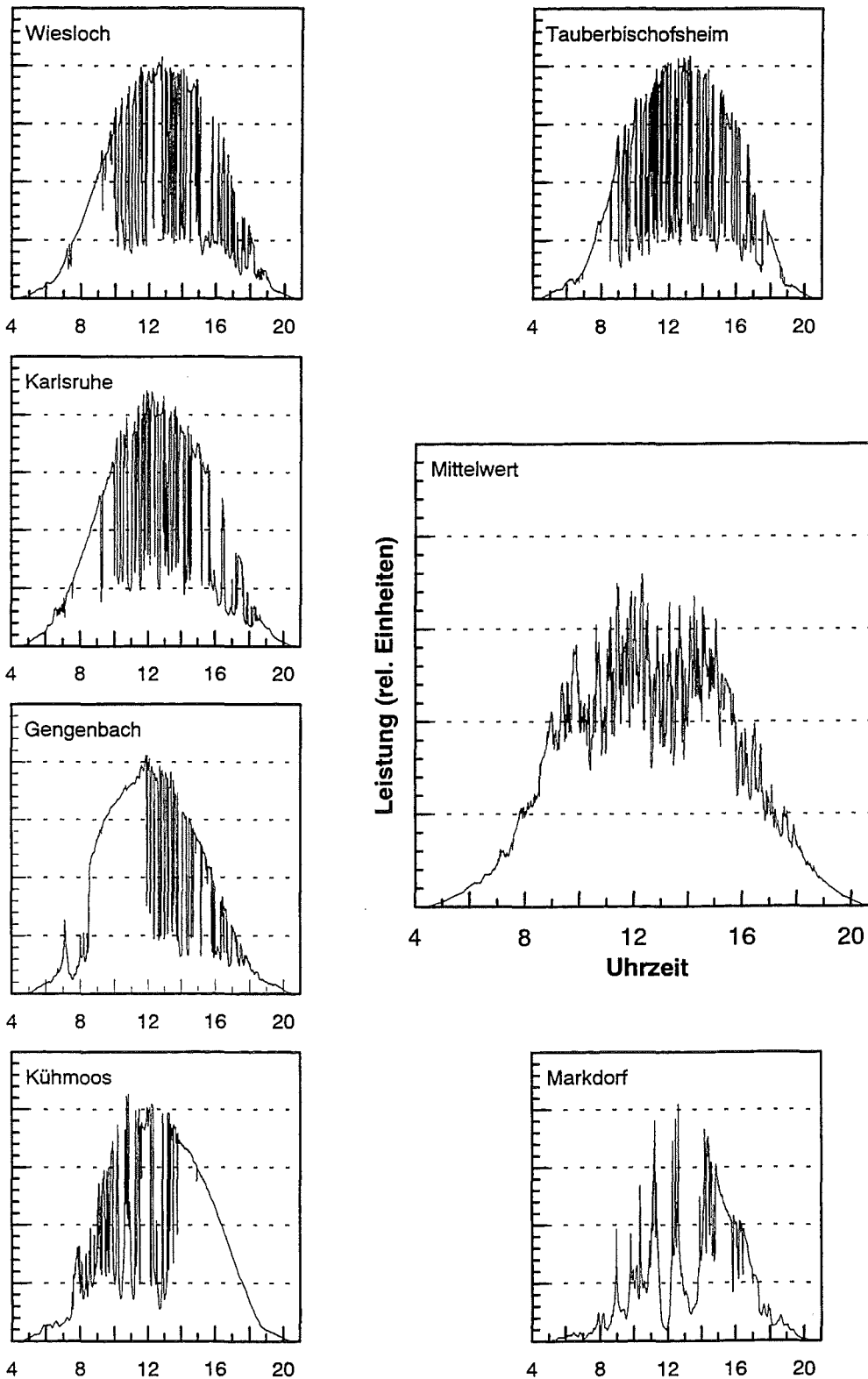


Bild 16-2: Photovoltaikleistung während eines Tages (24.6.1993) an sechs baden-württembergischen Meßstationen und Mittelwert aller sechs Stationen

16.1.2 Einsatz in Wind-Diesel-Hybridversorgungen

Wind-Diesel-Systeme sind eine geeignete und kostengünstige Technologie zur Stromversorgung von netzfernen Regionen mit hinreichenden Windressourcen. In diesen - häufig dünn besiedelten - Gebieten ist eine zentrale Elektrizitätsversorgung oft nur zu hohen Kosten realisierbar. Derartige Gebiete finden sich auch in Industrieländern, vor allem in Entwicklungsländern werden derartige Konzepte aber bevorzugt eingesetzt, da dort eine leistungsfähige Infrastruktur zur Stromversorgung meistens gar nicht existiert.

In Wind-Diesel-Systemen speisen ein mehrere Windturbinen gemeinsam mit einem oder mehreren Dieselaggregaten in ein lokales Netz ein. Je nach Auslegung des Systems liefern Wind und Diesel unterschiedliche Beiträge zur Lastdeckung. Insbesondere bei hohem Anteil der Windturbinen entstehen bei Windfluktuationen hohe Anforderungen an die Dieselaggregate. Regelstrategien, die einen leer oder in geringer Teillast laufenden Diesel zum Puffern der Fluktuationen vorsehen, sind zwar einfach und kostengünstig zu installieren, bringen jedoch beträchtlichen - nicht in Nutzenergie umgewandelten - Brennstoffverbrauch mit sich. Dies gilt vor allem für kleinere Dieselgeneratoren, die über einen schlechten Teillastwirkungsgrad verfügen.

Aus diesem Grunde wird der Einsatz von Elektrizitätsspeichern in derartigen Hybridsystemen erwogen. Dabei sind zwei Einsatzziele von Bedeutung:

- Sicherung einer unterbrechungsfreien Stromversorgung auch bei starken Windfluktuationen und/oder Schwankungen im Leistungsbedarf der Verbraucher
- Verbesserung der Brennstoffausnutzung durch Reduktion von lastangepaßten (Teillast-) Fahrweisen und Betrieb eines Teils der Dieselaggregate mit konstanter Leistung und
- Reduktion der An- und Abschaltvorgänge der Dieselgeneratoren, die bei bestimmten Bedingungen inakzeptabel hohe Werte erreichen können.

Für diese Einsatzbereiche sind vergleichsweise schnelle Speicher geringer Speicherkapazität (Deckung der Leistungsschwankungen im System (meist einige hundert kW bis wenige MW) für einige für einige Sekunden bis Minuten) notwendig. In existierenden Systemen wurde oft mit Batterien gearbeitet. Wegen des großen Raumbedarfs und vor allem der schlechten Zyklenbelastbarkeit haben sich Batterien jedoch als teure und oft unattraktive Lösung erwiesen. SMES, aber auch Schwungräder, könnten hier eine geeignete Alternative sein. Dies gilt insbesondere dann, wenn sich der Hilfsenergieverbrauch kleinerer SMES deutlich reduzieren ließe.

16.2 Einführung neuer verbrauchernaher Erzeugungskonzepte

In den letzten Jahren wird das Konzept der dezentralen Energieversorgung (im englischen distributed generation), der Einsatz von kleinen Erzeugungseinheiten in oder in der Nähe von Lastzentren rege diskutiert. Obwohl es noch mit technischen und wirtschaftlichen Unklarheiten behaftet ist, so ist es doch eine denkbare Entwicklungsrichtung für die Struktur der Elektrizitätsversorgung in der Zukunft.

Gegenstand der hiesigen Betrachtungen soll nicht das häufig in der öffentlichen energiepolitischen Diskussion zu findende eher philosophische „Entweder zentrale oder dezentrale Energieversorgung“ sein. Wir gehen vielmehr davon aus, daß die industrielle Stromerzeugung in Großkraftwerken auf

absehbare Zeit das Rückgrat der deutschen und europäischen Elektrizitätsversorgung bleiben wird, diese aber in zunehmendem Maße durch kleine verbrauchernahe Einheiten ergänzt werden könnten. Dabei werden Blockheizkraftwerke auf der Basis von Verbrennungsmotoren oder Brennstoffzellen genauso zum Einsatz kommen wie kleine Gasturbinen, Photovoltaik oder Windenergie. Viele Verbraucher betreiben heute schon Anlagen dieser Art, sei es, um die Kosten der eigenen Energieversorgung zu reduzieren, die Zuverlässigkeit ihrer Versorgung zu verbessern oder auch nur aus Idealismus.

Die verstärkte Installation von kleinen verbrauchernahen Einheiten kann aber auch für große EVU interessant sein. So können - möglicherweise mobile - Kleinkraftwerke lokale Lastspitzen abdecken und somit den Ausbau einer Übertragungsleitung vermeiden oder verschieben helfen. Zudem können sie Netzregel- oder Reservehaltungsaufgaben übernehmen und Übertragungsverluste verringern. In Zeiten geringerer und schwerer prognostizierbarer Verbrauchszuwächse kann man den Kraftwerkspark mit kleinen, modularen und schnell errichtbaren Einheiten flexibler und risikoärmer an den erwarteten Verbrauch anpassen als mit großen Einheiten, für die außerdem zunehmend schwerer geeignete und akzeptierte Standorte zu finden sind.

In einem Konzept der dezentralen Erzeugung würden auch Speichertechnologien ihren Platz haben. Kleinere Speicher könnten viele der Aufgaben der anderen Kleinkraftwerke übernehmen. Die Nutzung einiger Primärenergiequellen, vor allem die lokale Einspeisung aus fluktuierenden regenerativen Energieträgern erzeugter elektrischer Energie setzt ab einem bestimmten Umfang das Vorhandensein effizienter Speicher voraus. Auch könnte daran gedacht werden, einen Lastausgleich in Teilen im Verteilungsnetz durchzuführen.

Die Verfügbarkeit von schnellen und effizienten Energiespeichern könnte auch ein anderes - beim heutigen technischen Entwicklungsstand nicht realisierbares - Konzept ermöglichen. Innerhalb der Verbundsysteme sind alle Kraftwerke und Verbraucher synchron gekoppelt. Dabei sind die Bedürfnisse der Verbraucher bezüglich der Versorgungsqualität sehr unterschiedlich. Beispielsweise erfordern elektronische Geräte eine vergleichsweise hohe Spannungs- und Frequenzkonstanz, bei Elektrowärmeanwendungen sind die Toleranzen deutlich größer. Die Erzeugungs- und Übertragungssysteme der Elektrizitätsversorgung sind so ausgelegt, daß sie den Forderungen nach einer hohen Stromqualität (im Hinblick auf Frequenz- und Spannungskonstanz) auf allen Netzebenen und bei allen Betriebsmitteln im Normalbetrieb voll gerecht werden und dementsprechend aufwendig gestaltet. Ließen sich schnelle Elektrizitätsspeicher wirtschaftlich bauen, könnte man die Frequenz- und die Spannungshaltung weitgehend auf die unteren Netzebenen verlagern, dort den Bedürfnissen der jeweiligen Verbrauchergruppen anpassen und zu entsprechend differenzierten Tarifen anbieten. Denkbar ist auch, zumindest Industriekunden verschiedene Stromqualitäten zu unterschiedlichen Tarifen auf mehreren Zuleitungen zu verkaufen (als simple Analogie sei hier auf Trinkwasser- und Brauchwasserversorgung verwiesen).

Sollte dies technisch machbar sein, könnten die Anforderungen an die Auslegung der Betriebsmittel auf den höheren Netzebenen verringert und die Betriebsbedingungen der Erzeugungsanlagen verändert werden. Beispielsweise ist denkbar, dann auf die Sekundenreserve vollständig zu verzichten und die Frequenzregelung nur noch im Minutenbereich durchzuführen.

16.3 Einsatz unter veränderten Organisationsstrukturen in der Elektrizitätswirtschaft

Die EG-Vorschläge für eine „Richtlinie des Rates betreffend Gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt werden seit ihrer Vorlage kontrovers diskutiert und insbesondere von Seiten der Elektrizitätswirtschaft abgelehnt. Eine kurze Zusammenfassung der Argumentationen liefert Kapitel Im folgenden soll diese Diskussion nicht weiter vertieft werden, auch wollen wir hier nicht über mögliche Änderungen und Realisierungszeitpunkte spekulieren. Im Rahmen einer „Rechtsfolgenbewertung [6]“ zur EG-Richtlinie sind jedoch Aspekte zu Tage getreten, die auch für eine Elektrizitätsspeicherung in großem Umfang Bedeutung erlangen könnte.

Eine konsequente Anwendung dieser Richtlinie würde die für das neue System zentrale - in der deutschen Elektrizitätsversorgung nicht bekannte - Figur des Netzbetreibers hervorbringen. Dieser hätte die dominante Stellung im System inne, da er für die Sicherheit, Zuverlässigkeit und Leistungsfähigkeit in seinem Gebiet sowie für den Netzausbau verantwortlich sein soll. Daraus folgt auch eine Verantwortung für die Spannungshaltung und den Lastausgleich in seinem Gebiet. Im Rahmen dieses Netzbetriebes würde der Netzbetreiber zudem über den Einsatz der in seinem Gebiet befindlichen Kraftwerke auf der Basis eines staatlich zu genehmigenden Regelwerkes, einer sogenannten merit order, entscheiden.

Für diese - hypothetische - Figur des Netzbetreibers böten sich mehrere Möglichkeiten, den Regelungsaufgaben in seinem Teilnetz zu entsprechen:

- Alle Betreiber einspeisender Kraftwerke werden vertraglich verpflichtet, ihre Anlagen nach definierten technischen Anforderungen auszulegen (z.B. Regelband) und Reservehaltung gegen entsprechende Vergütung zu betreiben. Eine solche Konstellation führt - je nach Vertragsgestaltung - zu Problemen. Aus einer Gleichverteilung der Regelungsaufgaben auf alle Kraftwerksbetreiber folgt ein in der Regel suboptimaler Kraftwerkseinsatz. Weicht man von der Gleichverteilung ab, so entstehen Schwierigkeiten in der Berechnung der „Reservehaltungsvergütung“.
- Der Netzbetreiber hält die Regelreserve ausschließlich in eigenen Kraftwerken bereit. Dieses ist denkbar, kollidiert aber mit der ursprünglichen Intention des ausschließlichen Netzbetreibers ohne eigene Erzeugungskapazität. Zudem ist eine alleinige Konzentration der Regelreserve auf wenige Kraftwerke häufig nicht effizient.
- Der Netzbetreiber realisiert die Regelungsaufgaben mittels eigener Speicher, die er je nach Angebot zu Poolpreisen füllen kann und die für Lastausgleich, Spannungshaltung, Reservebereitstellung etc. zur Verfügung stehen und dementsprechend auszulegen sind. Die Aufwendungen für die Reservehaltung wären dann eindeutig identifizierbar und den Übertragungskosten hinzuzurechnen. Die Kraftwerksbetreiber wiederum hätten nur Leistungsbänder einzuspeisen und könnten ihren Kraftwerkseinsatz nach eigenen Kriterien optimieren.

Für eine solche dritte Strategie wären effiziente Speichermöglichkeiten in größerem Umfang vonnöten.

16.4 Neue Konzepte in der Energieübertragung und -verteilung

Selbst wenn eine weitgehende Deregulierung der europäischen Elektrizitätswirtschaft wie im vorstehenden Abschnitt beschrieben in absehbarer Zeit nicht realisiert werden sollte, so stehen die Energieübertragung und -verteilung in Europa in naher Zukunft vor neuen Herausforderungen. Es

wird - unter anderem aufgrund erwarteter Umweltauswirkungen, des Widerstandes der Anwohner und der Genehmigungspraxis der zuständigen Behörden - zunehmend schwieriger werden, Standorte für möglicherweise notwendige neue Großkraftwerke zu finden. Verbrauchernah errichtete Kraftwerke werden im dichtbesiedelten Mitteleuropa eben in der Regel auch siedlungsnah errichtet werden, und gerade hier stellt sich das Problem in besonderer Schärfe. Einige deutsche Elektrizitätsversorger haben in Anbetracht dieser Situation bereits reagiert: Entweder verstärken sie die Importe (süddeutsche EVU über den Verbund aus Frankreich, PreussenElektra über neu zu errichtende Gleichstromkabel aus Skandinavien) oder sie beteiligen sich direkt an verbrauchsferneren Kraftwerksprojekten (BW/EVS an einem 800-MW-Steinkohlekraftwerk in Sachsen, diskutiert werden auch Beteiligungen in Osteuropa).

Die Kapazität des gegenwärtig existierenden Übertragungsnetzes ist nicht auf umfangreiche großräumige Energietransporte ausgelegt. Im Rahmen des europäischen Verbundes wird davon ausgegangen, daß die Teilnehmer am Verbund den Leistungsbedarf in ihrem Versorgungsbereich weitgehend selbst decken. Problematisch ist, daß Leistungsflüsse (Energietransporte) auf dem Verbundnetz weitgehend physikalischen Gesetzmäßigkeiten folgen und dabei auch Netze in die Übertragung einbezogen werden, deren Eigentümer nicht am Leistungstransport partizipieren, keine Kontrolle über diesen und unter Umständen nicht einmal Kenntnis davon haben.

Wenn großräumige Energietransporte in Zukunft verstärkt an Bedeutung gewinnen sollten, so sind Netzverstärkungen und der Bau neuer Übertragungsleitungen notwendig. Gerade letzteres ist aus ähnlichen Gründen wie der Kraftwerksbau in Mitteleuropa nur noch eingeschränkt möglich oder durchsetzbar. Alternativ oder additiv sind Konzepte denkbar und in Teilen auch schon in der Diskussion oder in der Entwicklung, bei denen unter Einsatz von neuen Techniken direkt auf Leistungsflüsse und weitere Übertragungseigenschaften des Netzes Einfluß genommen werden kann. Ein so organisiertes Übertragungssystem wird bislang hauptsächlich im amerikanischen Raum diskutiert und dort als „flexible ac transmission system“ (FACTS, flexibles Wechselstrom-Übertragungssystem) bezeichnet.

Neben der gezielten Steuerung von Lastflüssen soll ein solches System auch eine Erhöhung der Netzstabilität und die deutlich bessere Ausnutzung der vorhandenen Übertragungskapazitäten gestatten. Die maximal mögliche Übertragungsleistung einer Hochspannungsfreileitung ist durch die thermisch zulässige Dauerleistung begrenzt. Sie ist die entscheidende Netzplanungsgröße und spielt besonders in Hinblick auf die Versorgungssicherheit, z.B. beim Ausfall eines Parallelsystems, eine Rolle. In der Regel werden die Leitungen jedoch - zum einen, um über eine gewisse Ausfallreserve zu verfügen; zum anderen aus Gründen des Blindleistungshaushaltes und der Stabilität - unterhalb ihrer möglichen Übertragungsleistung gefahren. Mittels FACTS-Techniken soll nun eine Erhöhung der Übertragungsleistungen im Normalbetrieb ohne Reserveverlust und somit eine faktische Kapazitätserhöhung ermöglicht werden. Dies würde einen Verzicht auf oder einen Aufschub von Erweiterungsinvestitionen gestatten.

Die Vision eines solchen FACTS-Systems setzt die Verwendung verschiedener Regelgeräte auf der Basis moderner Bauelemente der Halbleiterleistungselektronik voraus. Erste Geräte für das Konzept sind bereits kommerziell verfügbar. Hierbei werden mittels konventioneller Thyristoren (d.h. solche ohne *intrinsische Abschaltfähigkeit*) konventionelle Kondensatorbänke oder Spulen angesteuert, die wiederum dem System Blindleistung zuführen oder entnehmen. Im Unterschied zu konventionellen

Kompensationslösungen kann die Blindleistungsregelung hier wesentlich schneller erfolgen. Zu diesen ersten FACTS-Geräten zählen:

- statische Kompensatoren (static VAR compensator, SVC)
- thyristorgesteuerte Reihenkompensatoren (thyristor-controlled series compensator, TCSC)
- thyristorgesteuerte Phasenschieber (thyristor-controlled phase regulator, TCPR)

Für sich gegenwärtig in Entwicklung befindende FACTS-Komponenten werden aus (schaltbaren) GTO-Thyristoren aufgebaute Wechselrichterkonfigurationen eingesetzt, um Spannungen definierter Form, Amplitude und Phasenlage zu erzeugen und in das Netz einzuspeisen. Hierzu gehören:

- statische Kondensatoren (static condenser, STATCON)
- Lastflußregler (unified power flow controller, UPFC)
- fortgeschrittene Phasenschieber (advanced power angle regulator, APAR)
- fortgeschrittene Reihenkompensatoren (advanced series compensator, ASC)

Tabelle 16-1 gibt eine Übersicht über mögliche Einsatzbereiche von FACTS-Komponenten.

	TCSC ASC	TCPR APAR	SVC	STAT- CON	UPFC
Aufnahme und Abgabe von Wirkleistung				x	x
Aufnahme und Abgabe von Blindleistung	x		x	x	x
Spannungsregelung			x	x	x
Systemstabilität	x	x	x	x	x
subsynchronous resonance mitigation	x				x
Lastflußregelung	x	x		x	x

Tab.16-1: Mögliche Einsatzbereiche von FACTS-Komponenten (Quelle: ADL)

Einige dieser Konzepte bedürfen, wenn sie zur unabhängigen Regelung von Wirk- und Blindleistung eingesetzt werden sollen, einer leistungsstarken Spannungsquelle (Kondensator, Batterie oder SMES). Auch ist die Stromrichterauslegung ähnlich oder identisch zu bestimmten SMES-Anwendungskonzepten.

In der gegenwärtigen Forschung zeichnet sich ab, daß sich bestimmte Stabilitätsprobleme mit einer kombinierten Wirkleistungs- und Blindleistungsteuerung effizient lösen lassen. FACTS-Systeme mit diesem Vermögen (STATCON, UPFC) könnten dann verstärkt Anwendung in der Elektrizitätsversorgung finden. In diesem Kontext würden - in Abhängigkeit von möglichen Entwicklungen bei den technologischen Wettbewerben Kondensator und Batterie - kleine SMES in Zukunft eine wichtige Rolle innerhalb des FACTS-Konzeptes erhalten, andererseits könnten sie Teile dieser Technologie überhaupt erst ermöglichen.

16.5 Einsatz in einer stark oder vollständig durch nukleare Elektrizitätserzeugung geprägten Stromversorgung

Gegenwärtig spielen Speichersysteme in der Elektrizitätsversorgung auch deshalb eine vergleichsweise geringe Rolle, weil der Einsatz fossil gefeuerter thermischer Spitzenlastkraftwerke in der Regel wirtschaftlicher als die Speicherung ist und die täglichen Schwankungen im Stundenbereich durch eine angepaßte Fahrweise der Kraftwerksblöcke ausgeregelt werden können. In Zukunft könnten sich die Preise für fossile Energieträger aber deutlich erhöhen, diese nicht mehr in

ausreichendem Umfang zur Verfügung stehen oder ihre Nutzung aus ökologischen Gründen nicht mehr opportun erscheinen. Zur Deckung des Strombedarfs wäre dann neben der verstärkten Nutzung regenerativer Energiequellen - additiv oder alternativ - auch ein Ausbau nuklearer Erzeugungskapazitäten denkbar. In einer Elektrizitätsversorgungsstruktur mit hohem nuklearem Anteil könnte Bedarf für zusätzliche Elektrizitätsspeichersysteme entstehen.

Zukünftige Fusionsreaktoren werden - nach dem heutigen Stand des Wissens - aus Gründen ihrer Stabilität mit konstanter Leistungsabgabe betrieben werden müssen. Sollte sich eine zukünftige Energieversorgung in großem Umfang auf Fusionsreaktoren stützen, so müßte das Problem der Anpassung der Kraftwerksleistung an den Verbrauch gelöst werden. Denkbar dafür sind zusätzliche, leicht regelbare Kraftwerke. Für solche Einsätze stehen aus heutiger Sicht nur fossile Kraftwerke oder hydraulische Speicher zur Verfügung. Alternativ wäre eine Anpassung der Erzeugung an den Verbrauch über den umfangreichen Einsatz von Elektrizitätsspeichersystemen realisierbar. Welchen Anteil SMES daran haben könnten, ist heute nicht exakt zu beziffern. Allerdings weist SMES besonders bei der Pufferung kurzzeitiger Fluktuationen (Sekunden- und Minutenbereich) technische Vorteile gegenüber den anderen derzeit bekannten Speichersystemen auf, so daß er zumindest in diesem Zeitbereich eine wichtige Rolle spielen könnte.

Literatur:

- [1] D. Coiante and L.Barra; „Can Photovoltaics become an Effective Energy Option?"; Sol. Energy Mat. and Sol. Cells 27(1992), pp. 79-89
- [2] H. G. Beyer, J.Luther, R.Steinberger-Willms; „Zum Speicherbedarf in elektrischen Netzen bei hoher Einspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen"; Brennstoff-Wärme-Kraft 42(1990) Nr. 7/8, S. 430-435
- [3] E. Welfonder; „Netzregelverhalten bei fluktuierender Einspeisung und zugehörige Reservehaltung"; Vortrag zur 53. Physikertagung Bonn, 14.-16.3.1989
- [4] E. Welfonder; „Netzregelverhalten bei fluktuierender Einspeisung und zugehörige Reservehaltung"; Vortrag zur 53. Physikertagung Bonn, 14.-16.3.1989
- [5] E. Welfonder; „Netzregelverhalten bei fluktuierender Einspeisung und zugehörige Reservehaltung"; VGB-Kraftwerkstechnik 70 (1990), Heft 3, S. 214-220 (Teil 1) und Heft 4, S. 324-331 (Teil 2)
- [6] J.F.Baur; „Wettbewerb in der Elektrizitätsversorgung und energiepolitische Ziele im Europarecht"; Recht der Elektrizitätswirtschaft 53 (1992) Heft 5, S. 165-171

17. Einsatz von Speichern in Verkehrssystemen

17.1 Einsatz in konventionellen Bahnstromnetzen

Die Deutsche Bahn verfügt über ein eigenes - technisch von dem der öffentlichen Versorgung verschiedenes - Stromsystem der elektrischen Traktion. Es geht auf eine Abmachung aus dem Jahr 1913 zurück. Da der Bau von Bahnmotoren mit der Landesnetzfrequenz von 50 Hz auf technische Schwierigkeiten stieß, wurde Einphasenwechselstrom mit einer Frequenz von $16\frac{2}{3}$ Hz genutzt. Die Oberleitungsspannung wurde auf 15 kV festgelegt. Neben der Deutschen Bahn nutzen auch die Österreichischen (ÖBB) und die Schweizer Bundesbahnen (SBB) dieses System.

Die ehemalige Deutsche Bundesbahn betreibt ein eigenes $16\frac{2}{3}$ Hz-/110 kV-Bahnstromnetz. Es ist betrieblich unabhängig von den Landesversorgungsnetzen. Die Bereitstellung der Bahnstromenergie wird derzeit von rund dreißig Kraftwerken und Umformerwerken mit einer Leistung von rund 1900 MW abgesichert. Im Eigentum der Bundesbahn befinden sich neben kleineren Wasserkraftwerken und einem Heizkraftwerk alle Umformerwerke. Die übrigen Kraftwerke sind Vertragswerke, d.h. die der Erzeugung von Bahnstrom dienenden Anlagen sind Teil eines Gemeinschaftskraftwerkes. Das Netz der Deutschen Bundesbahn wird im Verbund mit den Bahnstromnetzen der ÖBB und der SBB betrieben. Die ehemalige Deutsche Reichsbahn betrieb ein dezentrales Netz, das seinen Strom nahezu vollständig aus den Landesnetzen bezog.

Einsatzmöglichkeiten für Speicher in Bahnstromnetzen finden sich für verschiedene Bereiche:

a) Lastausgleich: Der Belastungsverlauf der Deutschen Bahnen weist erhebliche Leistungsschwankungen auf. Im Kurzzeitbereich lassen sich beispielsweise die durch anfahrende Züge mit hohen Leistungen verursachten hohen Lastspitzen nachweisen. Besonders drastisch ist die Situation in Bereichen mit hohem Nahverkehrsanteil, wo die häufigen Anfahrvorgänge zu stark wechselnden Belastungen führen.

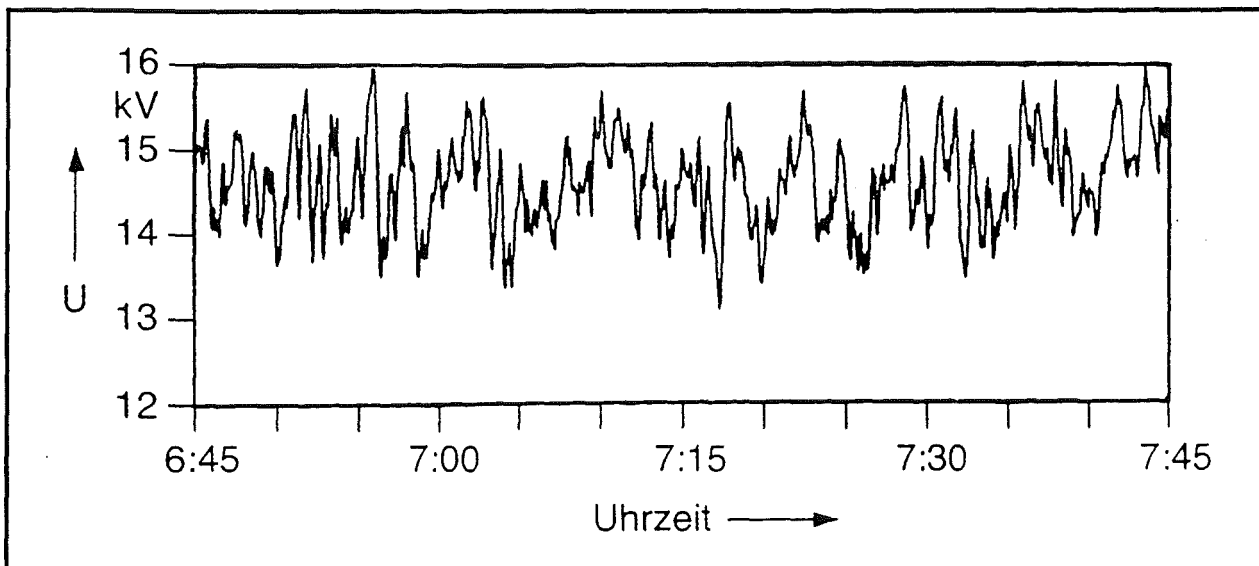


Bild 17-1: Kurzzeitschwankungen der Oberleitungsspannung im Münchner Bahnnetz während der morgendlichen Hauptverkehrszeit (nach [1])

Die Tages- und Wochenlastgänge weisen ebenfalls erhebliche Schwankungen auf. Die Werktage sind wesentlich durch Berufsverkehrsspitzen zwischen 6.00 Uhr und 8.00 Uhr und zwischen 16.00

Uhr und 18.00 Uhr gekennzeichnet. An Wochenenden und Feiertagen treten gravierende Lastabsenkungen auf, die durch den fehlenden Güterverkehr bedingt sind. Sowohl zum Puffern kurzzeitiger Lastschwankungen als auch zum Tageslastausgleich können Elektrizitätsspeicher interessant werden, wobei für Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen zur letztgenannten Anwendung im Grundsatz die gleichen Aussagen gelten wie beim Tageslastausgleich im Netz der öffentlichen Stromversorgung.

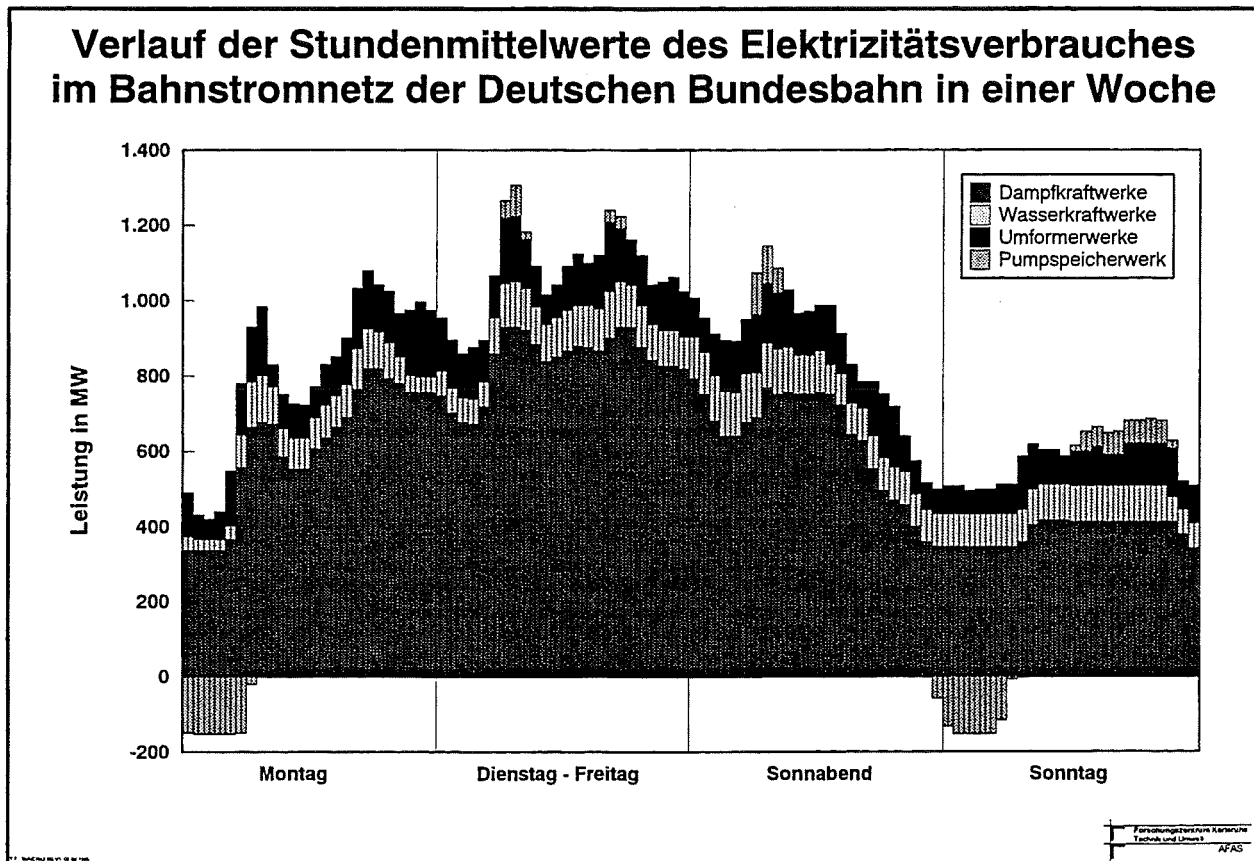


Bild 17-2: Belastungsdiagramm der Bahnstromversorgung für eine Woche im Frühjahr 1991 (nach [2])

b) Spannungsstabilisierung auf der Fahrleitung bei Einphasen-Wechselstrombahnen:

Die Fahrleitung wird durch Unterwerke gespeist. Bei hoher Zugdichte kann die Installation eines weiteren Unterwerkes notwendig werden, da aufgrund des maximal zulässigen Speiseleitungsstromes und einer begrenzten Sammelschienenspannung auch die mögliche Leistungseinspeisung begrenzt ist, und da zugleich durch die hohe Zugdichte und den Spannungsabfall auf der Oberleitung die Spannung am Stromabnehmer einiger Züge unter die kritische Grenze sinken würde. Hier kann anstelle des Unterwerkes auch ein geeignet positionierter Speicher mit relativ geringer Speicherkapazität Abhilfe schaffen. Gleiches gilt bei Strecken mit großen Unterwerksabständen oder einseitig versorgten Stichstrecken, bei denen ebenfalls Probleme aufgrund des Spannungsabfalles auf der Leitung auftreten können.

c) Bahnen des öffentlichen Personennahverkehrs

Bei Bahnen des öffentlichen Personennahverkehrs (S-Bahnen, U-Bahnen, Straßenbahnen) finden sich - ebenfalls aus historischen Gründen - unterschiedliche Stromsysteme. Mit Ausnahme der S-Bahnen der Deutschen Bahn werden diese Bahnen aus dem Netz der öffentlichen Versorgung gespeist. Die Berliner und Hamburger S- und U-Bahnen sowie die meisten Straßenbahnen werden mit Gleichstrom (gebräuchlichste Nennspannungen sind 600 V und 750 V) versorgt. Dazu wird Elektrizität dem örtlichen Netz entnommen, in Umformerwerken in Gleichstrom umgewandelt und in das Bahnnetz eingespeist.

In den Netzen der Nahverkehrsbahnen treten häufig die gleichen technischen Probleme auf wie bei den Einphasen-Wechselstrombahnen (Lastausgleich, Spannungsstabilität auf dicht befahrenen Strecken, Strecken mit großen Unterwerksabständen oder einseitig versorgten Stichstrecken), zudem tritt mit der Tendenz zur Verbesserung der Attraktivität im öffentlichen Personennahverkehr und der damit verbundenen Erhöhung der Zugfolge, des Einsatzes moderner Fahrzeuge mit erhöhtem Leistungsbedarf und der Erschließung äußerer Stadtgebiete durch Straßenbahnen (z.T. mit Stadtbahncharakter) auch die Notwendigkeit der Stabilisierung der Versorgungsspannung und damit der Verstärkung oder des Ausbaus der Netze auf. Unter bestimmten Bedingungen können Elektrizitätsspeicher sowohl auf Außenästen als auch auf bislang oder dann unterversorgten dichtbefahrenen Strecken eine Alternative dazu darstellen.

Durch den Speichereinsatz in der Bahnstromversorgung lassen sich betriebliche Vorteile erzielen, von denen viele wie Vermeidung von häufigen Leistungsänderungen in den Betriebsmitteln und damit verbundenen Spannungseinbrüchen, damit Reduktion der thermischen Belastung und der Verluste, Reduktion von bezogener Leistung und damit der Kosten der Elektrizität sowie mögliche Verlagerung von Energiebezug in Schwachlastzeiten identisch sind zu denen bei anderen Verbrauchern. Hinzu kommt, daß beim Einsatz rückspeisefähiger Triebfahrzeuge durch Speicher Bremsenergie zwischengespeichert und so die Energieeffizienz verbessert und der Energiebezug weiter reduziert werden können. Zudem bieten Speicher in unterirdischen Bahnsystemen einen Sicherheitsvorteil: Im Falle des zeitweiligen Zusammenbruchs der Stromversorgung können - bei geeigneter Dimensionierung des Speichers - Züge mit Hilfe von aus dem Speicher entnommener Energie die Tunnelstrecke verlassen und die Fahrgäste den Zug im nächsten Bahnhof verlassen.

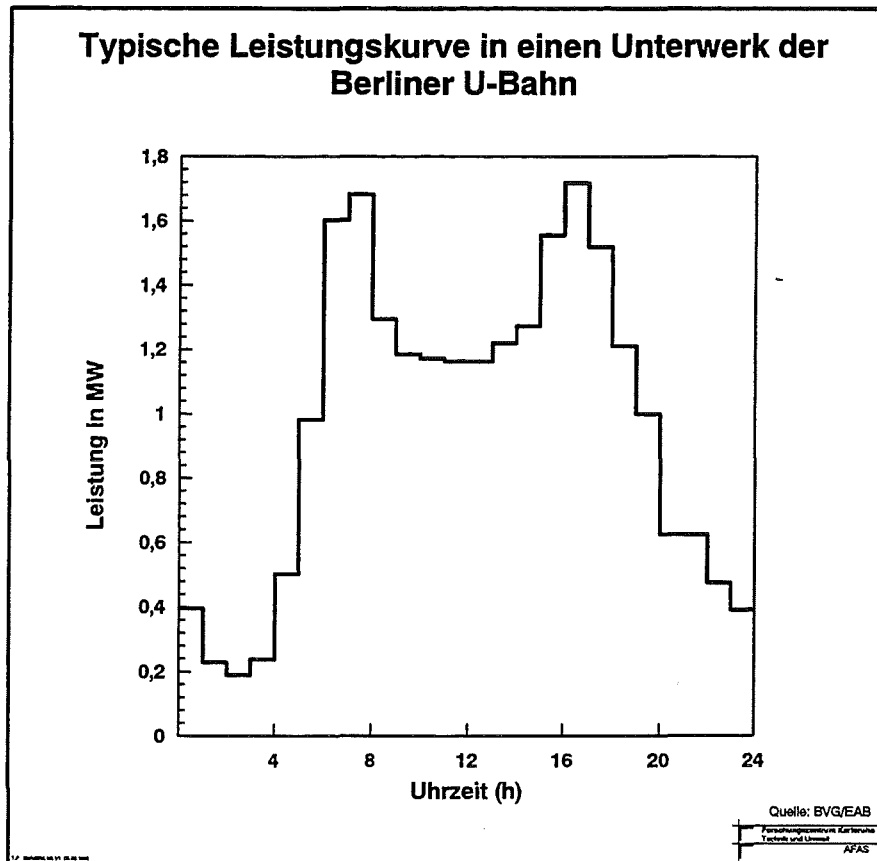


Bild 17-3: Leistungskurve in einem Unterwerk der Berliner U-Bahn (nach [3])

17.1.1 Fallbeispiel Bremsenergieerückspeisung

Um bei den relativ kurzen Haltestellenabständen der Stadtbahnnetze hohe mittlere Beförderungsgeschwindigkeiten (als Maß für die Beförderungsqualität) realisieren zu können und weil die Maximalgeschwindigkeit begrenzt ist, werden die Fahrzeuge so ausgelegt, daß sie hohe Anfahr- und Bremsbeschleunigungen erreichen. Dadurch werden in den Beschleunigungsphasen hohe Energieeinsätze notwendig, die zu großen Teilen während der Bremsphasen wieder zur Verfügung stünden.

Fahrzeuge des schienengebundenen Nahverkehrs haben als Betriebsbremse eine elektrisch-generatorische Bremse. Die Fahrmotoren arbeiten beim Bremsen als Generatoren, wobei die Generatorleistung entweder in Wärme umgewandelt (Widerstandsbremse) oder der erzeugte Strom entsprechend transformiert in das Versorgungsnetz zurückgespeist (Nutzbremsung) werden kann. Eine Einspeisung der Energie in das Netz ist allerdings nur dann möglich, wenn im Speiseabschnitt des Netzes ein Verbraucher vorhanden ist, der in der Lage ist, diese Energie aufzunehmen. Dies ist dadurch begründet, daß die Unterwerke der Gleichstromnetze im Regelfall nur mit Gleichrichtern, die den aus den Netzen der öffentlichen Versorgung entnommenen Drehstrom in Gleichstrom umwandeln, ausgestattet werden. Die Gleichrichter können nicht als Wechselrichter arbeiten, so daß der aus den Fahrzeugen kommende Gleichstrom nicht in das öffentliche Versorgungsnetz zurückgespeist werden kann. (Technisch wäre eine Rückspeisung möglich; der Aufwand für den Bau von Unterwerken, die in einer den Anforderungen entsprechenden Stromqualität in das öffentliche Netz zurückspeisen könnten, ist jedoch sehr hoch und aufgrund der geringen tariflichen Anreize seitens der jeweiligen EVU derzeit nicht lukrativ.) Die Energie, die ein bremsendes Fahrzeug

abgeben kann, muß also von anderen Verbrauchern, beispielsweise von einem gerade anfahrenen Fahrzeug, aufgenommen werden. Dieses Fahrzeug muß sich in der Regel im selben Einspeiseabschnitt wie das bremsende Fahrzeug befinden, da die Speisespannungen an den Unterwerken für Rückspeisungen häufig zu hoch sind.

Die Möglichkeit, einen Abnehmer für die zurückgespeiste Energie zu finden, steigt mit der Ausdehnung des benutzten Einspeiseabschnittes an. Eine weitere Vergrößerung der Zahl der potentiellen Abnehmer wird durch eine Spannungsreduktion im Unterwerk realisiert. Diese kann allerdings nicht beliebig erfolgen, da sonst durch die Netzverluste die Spannung am unterwerksfernsten Punkt unter einen Minimalwert sinken würde. Falls kein Abnehmer für die Rückspeisespannung vorhanden ist, so wird diese über mitgeführte Widerstände in Wärme umgewandelt.

Nennspannung	600 V	750 V
Ausgangsspannung Unterwerk	685 V	860 V
Rückspeisespannung Fahrzeug	755 V	945 V

Tab. 17-1: Empfehlungen für die Auslegung der Spannungen bei elektrischen Gleichstrombahnen [4]

Für Modellrechnungen zur Bremsenergie-rückspeisung muß daher neben dem technischen Wirkungsgrad der Nutzbremse ein betrieblicher Wirkungsgrad berücksichtigt werden. Bei den deutschen Verkehrsbetrieben werden zwischen 5 und 25 % der aufgenommenen Energie aus Rückspeisungen gedeckt [5,6]. Diese Aussagen beziehen sich nur auf Straßenbahnen, da ein großer Teil der von der Deutschen Bahn AG betriebenen S-Bahn-Wagen bislang nicht rückspeisefähig ist.

Aussagen zur Wirtschaftlichkeit von Energierückspeisungen hängen stark von der jeweiligen betrieblichen Situation eines potentiellen Betreibers ab. Neben den zum Einsatz kommenden Fahrzeugen ist auch die Streckenbelegung (Taktfolge) sowie die Netzsituation (Fahrleitungsspannung, treibende Spannung der rückspeisenden Fahrzeuge, Leistungswiderstände) von Bedeutung. Exakte Analysen wären also durch den Betreiber durchzuführen. Wir wollen hier lediglich grobe Abschätzungen vorstellen, die eine gewisse Orientierungshilfe leisten können. Ausgehend von den Erfahrungen der deutschen Verkehrsbetriebe unterstellen wir, daß gegenwärtig im Durchschnitt etwa 20 % der kinetischen Energie eines Fahrzeuges ins Gleichstromnetz zurückgespeist werden. Es sei weiterhin angenommen, daß sich dieser Wert durch die geeignete Speicher auf etwa 35 % anheben ließe, ein Speicher also im Mittel ca. 15 % der kinetischen Energie puffern müßte.

a) Straßenbahnen: Gegenwärtig im Einsatz befindliche Straßenbahnen stammen aus einer Vielzahl von Baureihen, die in der Regel anwenderspezifisch ausgelegt sind und in ihren technischen Daten weit variieren. Wir nehmen hier Werte an, die unseres Erachtens die häufigste Auslegung repräsentieren. Danach hat ein Straßenbahnwagen ein Gewicht bei mittlerer Besetzung von etwa 45 t, die elektrische Leistung beträgt ca. 400 kW. Angenommen sei eine Situation im Innenstadtverkehr, bei dem betriebliche Höchstgeschwindigkeiten von etwa 50 km/h erreicht werden können und die Tatsache, daß drei Wagen gleichzeitig in einem Speiseabschnitt bremsen.

b) S-Bahnen: Für zukünftige S-Bahnzug-Generationen sind Netzbremsen vorgesehen, die die gesamte elektrische Bremsenergie in das Netz zurückspeisen. Derartige Züge [7] gestatten (bezogen auf den aus vier Wagen bestehenden Kurzzug) Anfahr- und Bremsverzögerungen von ca.

0,9 ms⁻². Die Leistung am Rad soll 2.500 kW betragen, für die Zugmasse bei mittlerer Besetzung nehmen wir 150 t an. Angenommen sei auch hier eine Situation im Innenstadtverkehr. Bei S-Bahnen kann eine betriebliche Höchstgeschwindigkeiten von etwa 80 km/h erreicht werden; zugleich gehen wir wieder von der Tatsache aus, daß drei Vollzüge gleichzeitig in einem Speiseabschnitt bremsen. Zusätzlich sind zwei weitere Variationen („S-Bahn außerorts“ mit geringerer Zugdichte und höherer Geschwindigkeit sowie „S-Bahn innerorts 1“, die vom aus heutiger Sicht extremen Annahmen ausgeht) angeführt. Die Ergebnisse der Abschätzungen sind in Tabelle 17-2 zusammengefaßt.

		S-Bahn außerorts	S-Bahn innerorts 1	S-Bahn innerorts 2	Straßenbahn
Höchstgeschwindigkeit	km/h	100	120	80	50
	m/s	27,8	33,3	22,2	13,9
Zugmasse	t	300	300	300	45
Leistung	kW	6000	9000	6000	400
Anzahl der Züge im Speiseabschnitt		2	3	3	3
Speicher	kWh	9,7	20,9	9,3	0,6
	kW	1800	4050	2700	180
Zugfolge	s	300	150	150	150
Dauer der Spitze	h	4	4	4	4
Einsparung	MWh/d	0,463	2	0,889	0,0521
Strompreis	DM/kWh	0,1	0,1	0,1	0,1
Einsparung	TDM/a	13,9	60	26,7	1,6

Tab. 17-2: Abschätzung der jährlichen Einsparungen bei Verbesserung der Rückspeisemöglichkeiten in Bahnstromnetzen durch Einsatz von Speichern

Die jährlichen Einsparungen durch eine Nutzung der Rückspeiseenergie liegen zwischen 1.000 und 60.000 DM/a. Die Investitionskosten für die dazu notwendigen SMES-Anlagen würden mehrere Millionen DM betragen. Darum ist ein Einsatz von SMES allein für diese Anwendung derzeit wirtschaftlich nicht attraktiv.

Unter besonderen Umständen können aber zusätzliche Aufgaben gefunden werden, die solchen Speichern einen - nicht immer exakt zu quantifizierenden - Bonus geben (Notstromversorgung, Spannungsstabilisierung).

17.1.2 Bahnanwendungen - Das Szenario Stichleitung für die Schweizer Bundesbahnen [8]

Ausgangspunkt der Betrachtungen ist eine reale Strecke im Versorgungsbereich der Schweizer Bundesbahnen SBB. Diese wurde auf einer Seite über ein Unterwerk gespeist. Aufgrund der Erfahrungen mit den Zugläufen sowie einer Prognose des erwarteten Transportvolumenzuwachses zeichnete sich ab, daß um eine ausreichende Versorgung aller auf der Strecke befindlichen Züge mit Leistung bei entsprechender Spannung auch in Zukunft gewährleisten zu können eine weitere Einspeisung am anderen Ende der Stichleitung notwendig werden würde.

Zuglaufberechnungen der SBB ergaben den Bedarf an Wirkleistung und Blindleistung aller auf der Strecke verkehrenden Züge, dieser wurde korrigiert mit einem Faktor für das erwartete Wachstum. Der maximale Wirkleistungsbedarf wurde zu 22 MW, der maximale Blindleistungsbedarf zu 20 MVar, die jährliche Wirkarbeit zu 13 GWh und die jährliche Blindarbeit zu 10 GVarh ermittelt. Sämtliche Varianten für die neue Einspeisung wurden auf eine Leistung von 20 MW normiert.

Verglichen wurden die jährlich zu erwartenden Kosten von sechs Lösungsvarianten, die in nachstehender Tabelle zusammengefaßt wurden:

	Jahreskosten in SFr/a	relative Kosten bezogen auf SMES
Vollstatischer Frequenzumformer mit Versorgung aus dem 50-Hz-Netz Kapitalkosten: Umformeranlage, Gebäude, Land, Schaltanlage, 50-Hz- Zuleitung; Nutzungsdauer 20 Jahre Anschlußkosten 50 Hz-Netz: Leistungspreis für 20 MW, Energiepreis für 13 GWh Pauschale für Betrieb und Unterhalt Bemerkung: Die Zuleitung war hier ausgesprochen kurz, sonst wären die Kosten dafür deutlich höher ausgefallen	5,6	59 %
Diesel- oder Gasmotorkraftwerk 16²/₃ Hz Kapitalkosten: elektromechanische Komponenten, Transport, Montage, Inbetriebsetzung, Gebäude; Nutzungsdauer 20 Jahre Betriebskosten: Brennstoffkosten Unterhaltspauschale	6,8	72 %
Gasturbinenkraftwerk 16²/₃ Hz Kapitalkosten: elektromechanische Komponenten, Transport, Montage, Inbetriebsetzung, Gebäude; Nutzungsdauer 20 Jahre Betriebskosten: Brennstoffkosten Unterhaltspauschale	8,2	86 %
Übertragungsleitung (16²/₃ Hz) zum Speisepunkt plus Unterwerk Kapitalkosten: Unterwerk; Nutzungsdauer 30 Jahre, Übertragungsleitung; Nutzungsdauer 50 Jahre Anschlußkosten 16 ² / ₃ Hz-Netz: Leistungspreis für 20 MW, Arbeitspreis für 13 GWh/132 kV-Ebene Pauschale für Betrieb und Unterhalt Bemerkung: Leitungslänge bestimmt die Kosten sehr stark	9,3	98 %
Supraleitender magnetischer Energiespeicher (SMES) Speisung über die Fahrleitung 16 ² / ₃ Hz, Speicherinhalt 250 kWh, Solenoid Kapitalkosten: Magnetteil, Kryostat, Netzanbindung, Leittechnik, Schaltanlage, Abschirmung (Eisen), Gebäude, Land, Montage, Inbetriebsetzung (Summe 49 Mio. Sfr.); Nutzungsdauer 20 Jahre Anschlußkosten 16 ² / ₃ Hz-Netz: Leistungspreis für 8 MW (maximale Ladeleistung des SMES), Arbeitspreis für 13 GWh/16 kV-Ebene Unterhaltspauschale	9,5	100 %
Kabel (16²/₃ Hz) zum Speisepunkt plus Unterwerk Kapitalkosten: Unterwerk; Nutzungsdauer 30 Jahre, Kabel; Nutzungsdauer 50 Jahre Anschlußkosten 16 ² / ₃ Hz-Netz: Leistungspreis für 20 MW, Arbeitspreis für 13 GWh/132 kV-Ebene Pauschale für Betrieb und Unterhalt Bemerkung: Leitungslänge bestimmt die Kosten sehr stark, Gelände war hier für Kabelverlegung nicht gut geeignet, darum hohe Verlegekosten	20,9	220 %

Tab. 17-3: Vergleich verschiedener Lösungsvarianten für Versorgung einer Sticheitung der Schweizer Bahnen (nach [8])

Es konnte gezeigt werden, daß für derartige Anwendungen SMES durchaus wirtschaftlich wettbewerbsfähig mit konventionellen Techniken sein kann. Unter den hier zugrunde gelegten Bedingungen sind die Jahreskosten für das SMES-System zwar noch etwa doppelt so hoch wie die der günstigsten konventionellen Alternative. Für eine junge Technik, die noch nicht optimiert ist und mit der in solchen Anwendungsbereichen bisher keinerlei Betriebserfahrungen vorliegen, ist dies aus unserer Sicht ein durchaus vielversprechendes Ergebnis.

17.2 Einsatz für die Stromversorgung von Magnetschwebbahnen

Magnetschwebbahnen werden als Verkehrsmittel für den zukünftigen Hochgeschwindigkeitsverkehr diskutiert und befinden sich derzeit in einigen Ländern (Bundesrepublik, Japan) in der technischen Erprobung. Dabei lassen sich zwei grundsätzliche Konzepte unterscheiden [9]:

- die „elektromagnetische“ Schwebetechnik, bei der anziehende Kräfte zwischen normalleitenden Fahrzeugmagneten und ferromagnetischen Blechpaketreihen am Fahrweg ausgenutzt werden. Diese Kräfte werden im Widerspiel mit Schwerkraft und fahrdynamischen Kräften durch genaue und schnelle Änderungen der Magnetströme so geregelt, daß bei allen Geschwindigkeiten und im Stand ein freier Luftspalt von etwa 1 cm entsteht (z.B. Transrapid)
- die „elektrodynamische“ Schwebetechnik. Systeme auf dieser Basis werden durch eigenstabile Abstoßungskräfte geführt und ermöglichen freie Luftspalte von ca. 10 cm bei Geschwindigkeiten ab etwa 150 km/h. Diese Kräfte entstehen durch die Wechselwirkung von dauererregten Gleichfeldern aus supraleitenden Fahrzeugmagneten und elektrischen Strömen, die bei Fahrzeugbewegung in leitenden Plattenbahnen oder in Reihen kurzgeschlossener Fahrwegspulen induziert werden. Prinzipbedingt benötigen derartige Systeme im Stand oder bei langsamer Fahrt Stütz- und Führungsräder.

Das insbesondere in Japan untersuchte Konzept MAGLEV (für Magnetically Levitated Train) basiert auf dem letztgenannten Prinzip des synchronen Langstatormotors (linear synchronous motor, LSM). Dabei befinden sich supraleitende Magnete an Bord des Fahrzeuges, mittels derer der Auftrieb des Fahrzeuges realisiert wird und die gleichzeitig als Polmagneten für den Vortrieb dienen. Auf der Strecke sind kurzgeschlossene Spulen oder leitende Platten für den Auftrieb und Luftkernspulen („Rotorspulen“) für den Vortrieb angeordnet.

Für die Erzeugung einer Vortriebskraft wird in den Streckenspulen ein wanderndes Magnetfeld erzeugt, das über die an Bord befindlichen Polmagneten eine Kraftwirkung auf das Fahrzeug ausübt. Die Feldfrequenz des Wanderfeldes ist bestimmend für die Geschwindigkeit des Fahrzeuges. Darum müssen für solche Systeme Wechselrichter variabler Frequenz für die Stromversorgung der Rotorspulen eingesetzt werden. Da zudem nicht zu erwarten ist, daß sich alle Züge auf einem Streckenabschnitt mit gleicher Geschwindigkeit bewegen, kann sich in jedem durch ein Unterwerk versorgten Streckenteil jeweils nur ein Fahrzeug befinden.

Es wird abgeschätzt, daß ein MAGLEV-Fahrzeug bei einer Geschwindigkeit von 500 km/h einen Leistungsbedarf von etwa 30 MW aufweist. Durch ein angenommenes Fahrspiel mit einem Zugabstand von 6 Minuten und einem Unterwerksabstand von 30 km läßt sich - Ein-Richtungs-Betrieb angenommen - zeigen, daß das Unterwerk Pulse von 50 MW Leistung und 215 s Pulsdauer bei einer Periodendauer von 360 Sekunden abgeben muß.

Solche Pulse sind schwachen Netzen nicht zu entnehmen. Da die Strecken solcher Hochgeschwindigkeitszüge auch durch dünn besiedelte Gebiete führen werden, kann man stabile Netze in der Regel nicht voraussetzen. Der Aufbau solcher Netze nur für die Stromversorgung von MAGLEV wäre wirtschaftlich nicht vertretbar. Darum wird in Japan für die Versorgung von Unterwerken beispielsweise im Bergland der Einsatz von SMES-Toroiden von 5,6 MWh Speicherinhalt untersucht [10].

17.3 Mobile Anwendungen - Versorgung von Elektroautos

Die bei den heutigen Prototypen von Elektroautos eingesetzten elektrochemischen Speicher haben einen Energieinhalt zwischen 10 und 25 kWh, die elektrische Leistung des Antriebes erreicht 20 kW. Damit lassen sich Reichweiten im Bereich von 100 km erreichen. Die maximalen Energiedichten der Traktionsbatterien liegen bei Bleibatterien bei etwa 30 Wh/kg, bei Hochleistungsbatterien zwischen 50 und 90 Wh/kg. Für einen in einem Elektroauto einzusetzenden SMES gehen wir davon aus, daß der notwendige Speicherinhalt für eine angemessene Reichweite etwa 20 kWh betragen muß. Das zulässige Gesamtgewicht derartiger Fahrzeuge liegt im Bereich von 1000 kg.

Aus unserer Sicht eignen sich für mobile Anwendungen von SMES grundsätzlich nur Spulenkonfigurationen, die frei von äußeren Feldern sind. Anderenfalls können durch hohe externe Felder, die zudem infolge der Fahrzeugbewegung auf viele Objekte als zeitlich veränderliche Felder wirken, Wechselwirkungen mit in der Nähe befindlichen technischen Objekten auftreten sowie Menschen und Tiere gefährdet werden. Eine Abschirmung scheint aufgrund der dafür notwendigen hohen Massen nicht realistisch.

Zu finden ist also eine nach außen feldfreie Spulenanordnung mit einem Energieinhalt von etwa 20 kWh (72 MJ). Nach dem heutigen Stand des Spulenbaus würde eine toroidale Spulenanordnung dieses Energieinhaltes (ohne Kühlanlagen) mehrere Tonnen wiegen. Zudem sind die aufgrund der Wärmestrahlungsverluste durch die Spulenoberfläche aufzuwendenden Hilfsenergien derart hoch, daß der Speicherinhalt in kurzer Zeit (ein bis zwei Stunden) allein dafür aufgezehrt wäre. Ein Einsatz von Hochtemperatursupraleitern könnte dieses Problem zwar mildern, das grundsätzliche Problem der hohen Spulenmasse läßt sich dadurch aber nicht lösen.

Ein Einsatz von SMES als alleinige Energieversorgung von elektrisch betriebenen Straßenfahrzeugen muß nach dem heutigen Stand des Wissens als technisch nicht realisierbar angesehen werden.

Literatur:

- [1] K. Reiner; „Einsatzmöglichkeiten für Energiespeicher im elektrischen Bahnbetrieb“; Elektrische Bahnen 91(1993) Heft 10; S. 331-335
- [2] E. Jergass; „Energiebereitstellung und Lastverteilung - 110-kV-Bahnstromversorgung der Deutschen Bundesbahn“; Eisenbahningenieur 43(1992) Heft 2; S. 62-66
- [3] B. Voigt et al.; „1 MWh-Battery-Storage in an Short-Distance Traffic-Net“; Proc. 2nd Int. Conf. Batteries for Utility Energy Storage; July 24-28, 1989, Newport Beach, Ca.
- [4] H. Ahlbrecht; „Regeneratives Bremsen“; ETG-Fachbericht 50 (1994), S. 195-213
- [5] W. Bialonski et al.; „Spezifischer Energieeinsatz im Verkehr und Vergleich der spezifischen Energieverbräuche“; Forschungsbericht Nr. 90247/88 im Auftrag des Bundesministers für Verkehr, Verkehrswissenschaftliches Institut der RWTH Aachen 1990
- [6] H. Ahlbrecht; „Regeneratives Bremsen“; ETG-Fachbericht 50 (1994), S. 195-213
- [7] B. Hartmann; „Überlegungen zu einer S-Bahn-Triebwagenfamilie der DB“; ETG-Fachbericht 50 (1994), S. 127-141
- [8] E. Halder et al.; „Energiespeicher in Energieversorgungssystemen - Einsatzchancen des supraleitenden magnetischen Energiespeichers (SMES) für die Bahnstromversorgung“; Bull. SEV 7/1993, S. 29-33
- [9] C. Albrecht; „Magnetschwebetechnik und Supraleitung“; VDI-Berichte 733(1989), S. 239-254
- [10] T. Shintomi and T. Nakano; „Design Study Of Toroidal 6 MWh SMES for MAGLEV“; Proc. IEA-Symp. on the Use of Superconductivity in Energy Storage, October 25-27, 1994, Karlsruhe, Germany

Abschnitt IV: Zur Elektromagnetischen Verträglichkeit und zu gesundheitlichen Risiken elektromagnetischer Felder

18. Elektromagnetische Beeinflussung von technischen Systemen [1]

18.1 Physikalische Grundlagen

Zur Erleichterung des Verständnisses der nachfolgenden Ausführungen zum Einfluß der von SMES-Anlagen ausgehenden Felder sollen zunächst einige Grundbegriffe der Theorie elektromagnetischer Felder kurz beschrieben werden.

Der Begriff "Feld" dient zur Beschreibung eines physikalischen Zustandes in einem interessierenden Raum. Elektrisches, magnetisches und elektromagnetisches Feld werden durch Feldstärken charakterisiert. Diese Feldstärken sind vektorielle (d.h. durch Betrag und Richtung beschriebene) Größen, die betrachteten Felder Vektorfelder. Vektorfelder werden nach der Struktur ihrer Feldlinien in Quellen- und Wirbelfelder unterschieden. Feldlinien von Quellenfeldern besitzen Anfang und Ende, Feldlinien von Wirbelfeldern sind in sich geschlossen. Elektrische Felder können Quellenfelder, Wirbelfelder oder eine Kombination aus beide sein, magnetische Felder sind ausschließlich Wirbelfelder.

Die Phänomenologie der elektrischen, magnetischen und elektromagnetischen Felder wird durch die Maxwellsche Theorie beschrieben. Sie ist eine Verallgemeinerung der wichtigsten Gesetze zur Beschreibung elektrischer und magnetischer Erscheinungen. Ihre Basis sind die Maxwellschen Gleichungen. Die Maxwellsche Theorie betrachtet nicht die inneren Vorgänge, die zur Entstehung von elektrischen bzw. magnetischen Feldern in einem Medium führen. Ein Medium wird innerhalb der Theorie durch drei Kenngrößen beschrieben, die seine elektrischen und magnetischen Eigenschaften charakterisieren.

Aus den Maxwellschen Gleichungen lassen sich einige elementare Aussagen, die für das weitere Verständnis förderlich sind, ableiten. Beispielsweise läßt sich zeigen, daß ein zeitlich veränderliches elektrisches Feld stets ein magnetisches Wirbelfeld erzeugt, ebenso wie ein magnetisches Wechselfeld ein elektrisches Wirbelfeld aufbaut. Weiterhin kann man sehen, daß das elektrische und das magnetische Feld einander bedingen, sie miteinander gekoppelt sind. Man spricht dann vom elektromagnetischen Feld. Die Kopplung ist insbesondere dann prägend, wenn die zeitliche Ableitung der Feldstärken deutlich von Null verschieden ist, die Felder also schnellen zeitlichen Schwankungen unterliegen.

Bei zeitlich konstanten Feldstärken (sogenannte statische elektrische und magnetische Felder) ist deren zeitliche Ableitung gleich Null. Die Kopplung zwischen elektrischem und magnetischem Feld ist in diesem Fall vollständig aufgehoben, eine getrennte und unabhängige Betrachtung der beiden Felder gestattet. In der Praxis wird diese Annahme häufig auch noch für niederfrequente (insbesondere bei Netzfrequenz 50 Hz) Felder als gerechtfertigt angesehen und analog verfahren.

18.2 Elektromagnetische Verträglichkeit - Grundlagen und Begriffe

Die eigentliche Energiespeicherung in SMES geschieht in Form magnetischer Energie in den hohen Magnetfeldern der stromdurchflossenen supraleitenden Spulen. Die dabei benötigten Magnetfelder sind sehr hoch. So liegen die magnetischen Flußdichten im Inneren und, je nach Konstruktion, auch in der näheren Umgebung der Spulen in der Größenordnung von mehreren Tesla. Diese hohen

Feldstärken werfen unmittelbar die Frage nach der *Elektromagnetischen Verträglichkeit von SMES* auf, d.h. die Frage nach einer möglichen elektromagnetischen Beeinflussung anderer elektronischer bzw. elektrischer Einrichtungen.

Um die Sicherheit und Zuverlässigkeit elektrischer und elektronischer Geräte gewährleisten zu können, müssen diese so beschaffen sein, daß sich einzelne Geräte nicht gegenseitig in ihren Funktionen beeinflussen. Da in den Ländern der Europäischen Gemeinschaft eine Vielzahl von Normen und Einzelregelungen bezüglich Störaussendungen und Störfestigkeit elektrischer Betriebsmittel existierten, kam man im Zuge der Harmonisierung von nationalen Vorschriften zu der Ansicht, eine einheitliche Regelung derart zu schaffen, daß die jeweiligen bestehenden Schutzniveaus in den Mitgliedsstaaten nicht gesenkt würden.

Ergebnis der Diskussion waren die „Richtlinie 89/336/EWG des Rates vom 3. Mai 1989 zur Angleichung der Rechtsvorschriften der Mitgliedsstaaten über die elektromagnetische Verträglichkeit“, die sogenannte EMV-Richtlinie. Sie wurde gemeinsam mit der „Richtlinie 92/31/EWG des Rates vom 28. April 1992 zur Änderung der Richtlinie 89/336/EWG zur Angleichung der Rechtsvorschriften der Mitgliedsstaaten über die elektromagnetische Verträglichkeit“ durch das „Gesetz über die elektromagnetische Verträglichkeit von Geräten (EMVG) vom 9. November 1992“ in geltendes nationales Recht umgesetzt. Das EMVG ist hier Grundlage aller weiteren Ausführungen und Begriffsbildungen. Es gilt „für Geräte, die elektromagnetische Störungen verursachen können oder deren Betrieb durch diese Störungen beeinträchtigt werden kann“, jedoch nicht „für Geräte, soweit sich das Inverkehrbringen und Betreiben in bezug auf die Schutzanforderungen zur elektromagnetischen Verträglichkeit nach Rechtsvorschriften richtet, die der Umsetzung anderer Richtlinien der Europäischen Gemeinschaft als der EMV-Richtlinie“ dienen.

Gemäß §2 EMVG ist „elektromagnetische Verträglichkeit die Fähigkeit eines Gerätes, in der elektromagnetischen Umwelt zufriedenstellend zu arbeiten, ohne dabei selbst elektromagnetische Störungen zu verursachen, die für andere in dieser Umwelt vorhandene Geräte unannehmbar wären.“ Hierin sind „Geräte alle jene elektrischen und elektronischen Apparate, Anlagen und Systeme, die elektrische oder elektronische Bauteile enthalten“, worunter insbesondere im Anhang III zum EMVG näher bestimmte Geräte verstanden werden. Dementsprechend muß der Höchstwert der von den Geräten ausgehenden elektromagnetischen Strahlung so bemessen sein, daß der Betrieb beispielsweise von Industrieausrüstungen, Rundfunkempfängern, mobilen Funkgeräten, medizinischen und wissenschaftlichen Apparaten und Geräten, Haushaltsgeräten, Telekommunikationsgeräten, Funkgeräten für Luft- und Seeschifffahrt sowie Leuchten und Leuchtstofflampen nicht beeinträchtigt wird. Als elektromagnetische Störung wird „jede elektromagnetische Erscheinung, die die Funktion eines Gerätes beeinträchtigen könnte“, definiert. Dabei kann eine elektromagnetische Störung „elektromagnetisches Rauschen, ein unerwünschtes Signal oder eine Veränderung des Ausbreitungsmediums selbst“ sein.

Die Geräte müssen laut EMVG so beschaffen sein, daß „1. die Erzeugung elektromagnetischer Störungen soweit begrenzt wird, daß ein bestimmungsgemäßer Betrieb von Funk- und Telekommunikationsanlagen sowie sonstigen Geräten möglich ist“ und „2. die Geräte eine angemessene Festigkeit gegen elektromagnetische Störungen aufweisen, so daß ein bestimmungsgemäßer Betrieb möglich ist“ (§4(1)). Das Einhalten dieser Forderung wird vermutet für Geräte, die übereinstimmen mit einschlägigen harmonisierten europäischen Normen oder - für Bereiche, in denen solche Normen nicht bestehen - mit einschlägigen nationalen Normen. Bei Geräten, bei denen der

Hersteller og. Normen nicht oder nur teilweise angewandt hat oder für die keine Normen vorhanden sind, ist für das Betreiben die „Bescheinigung einer zuständigen Stelle“ erforderlich. Die ausführende Behörde für dieses Gesetz ist in Deutschland das Bundesamt für Post und Telekommunikation.

Nach der in der Bundesrepublik Deutschland geltenden Norm DIN 57870 Teil 1 ist die Elektromagnetische Verträglichkeit die „Fähigkeit einer elektrischen Einrichtung, in ihrer elektromagnetischen Umgebung zufriedenstellend zu funktionieren, ohne diese Umgebung, zu der auch andere Einrichtungen gehören, unzulässig zu beeinflussen“. Eine elektrische Einrichtung gilt demnach als verträglich, wenn sie sowohl tolerierbare Störungen aussendet als auch eine ausreichende Störfestigkeit bzw. Immunität gegenüber Störern aufweist. EMV ist also keineswegs nur eine wünschenswerte oder zweckmäßigerweise anzustrebende Eigenschaft, sondern eine durch das EMVG unter Verweis auf bestehende EMV-Normen geforderte Produkteigenschaft.

Nachstehende Betrachtungen beschränken sich auf die von SMES-Anlagen möglicherweise ausgehenden Störungen.

Zur quantitativen Beurteilung der elektromagnetischen Verträglichkeit bedient man sich logarithmischer Verhältnisse, sogenannter Pegel, die die Systemgröße auf einen festen Bezugswert beziehen. Sie erlauben die übersichtliche Darstellung von Größenverhältnissen, die sich über mehrere Zehnerpotenzen erstrecken und haben den Vorteil, daß multiplikativ verknüpfte Verhältnisse auf einfache Weise additiv verknüpft und so Begriffe wie Störabstand und Störsicherheit eingeführt werden können.

Als *Störabstand* wird die Pegeldifferenz zwischen Nutzpegel und Störschwellenpegel bezeichnet, als *Störsicherheitsabstand* die Pegeldifferenz zwischen Störschwellenpegel und Störpegel. Dabei versteht man unter dem Störschwellenpegel den bezogenen kleinsten Wert des Nutzsignales eines potentiell gefährdeten Systems, dessen Überschreitung durch den Störpegel am Empfangsort als Störung empfunden wird. Der Störschwellenpegel bildet die Grundlage für die Dimensionierung der Störfestigkeit von Einrichtungen und Geräten als auch für die Festlegung zulässiger Störemissionen. Wie hoch der Störschwellenpegel eines Gerätes gelegt wird (Störsicherheitsabstand), ist eine Frage der Bedeutung des Gerätes. Als Störabstand begnügt man sich bei den Analogsignalen der Meßtechnik häufig mit einem Wert oberhalb 40 dB, da Meßfehler dann unter einem Prozent bleiben. Für Rundfunk und Fernsehen gelten Werte zwischen 30 und 60 dB. Für SMES wäre noch ein Störabstand zu definieren, der zwischen den beiden zuletzt genannten Werten liegen dürfte.

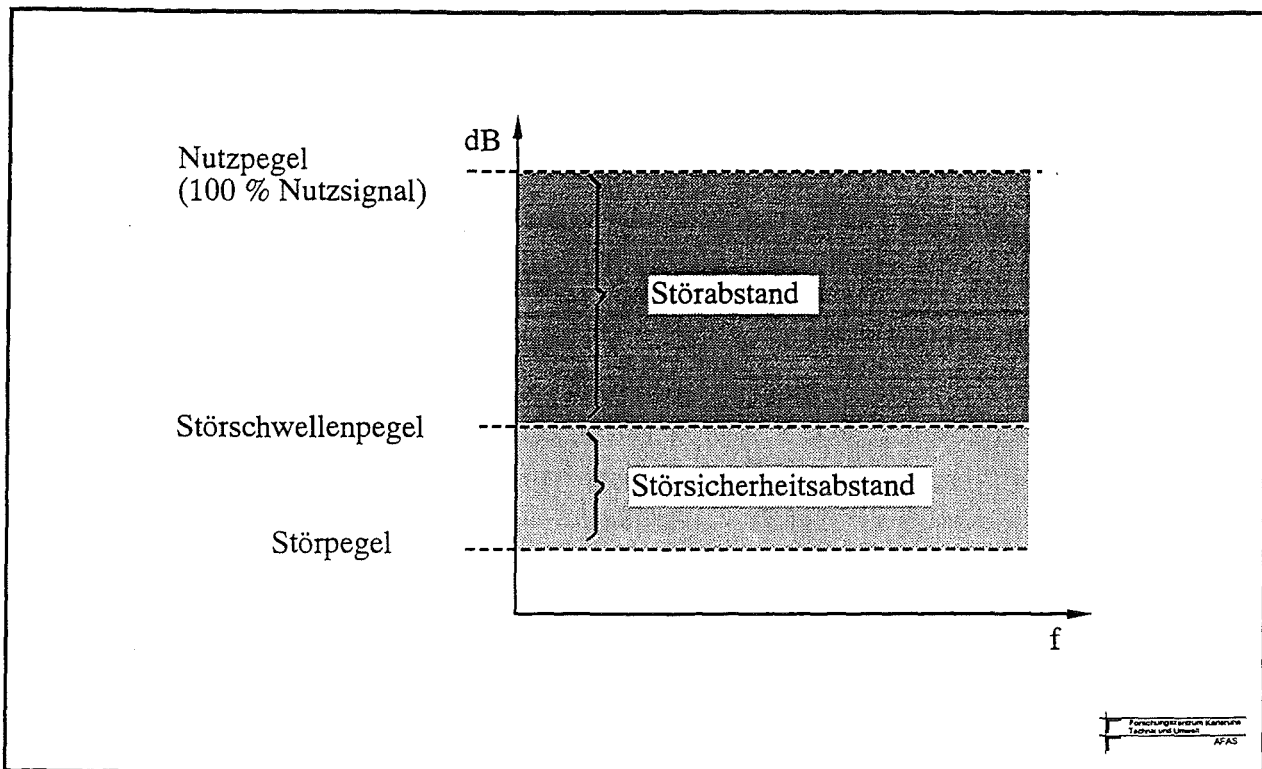


Bild 18-1: Definition von Störabstand und Störsicherheitsabstand. (In der Regel sind die Pegel keine Parallelen zur Abszisse, sondern in problemspezifischer Weise von der Frequenz abhängige Spektren.)

Unter dem Störschwellenpegel versteht man den bezogenen kleinsten Wert des Nutzsignals eines potentiell gefährdeten Systems, dessen Überschreitung durch den Störpegel (SMES) am Empfangsort als Störung empfunden wird. Der Störschwellenpegel bildet die Grundlage für die Dimensionierung der Störfestigkeit von Einrichtungen und Geräten als auch für die Festlegung zulässiger Störemissionen. Wie hoch der Störschwellenpegel eines Geräts gelegt wird (Störsicherheitsabstand) ist eine Frage der Bedeutung des Geräts. Im vorliegenden Kontext ist davon auszugehen, daß ein SMES an keinem Ort seiner Umgebung einen Störpegel erzeugen sollte, der über dem bislang mit Rücksicht auf andere elektronische und elektrische Einrichtungen, insbesondere des Funkverkehrs und der Automatisierungstechnik, tolerierten Störpegel liegt.

Zunächst wird das elektromagnetische Beeinflussungspotential von SMES betrachtet, danach das Empfindlichkeitspotential möglicherweise gestörter Systeme und schließlich durch Verknüpfung beider Informationen die EMV von SMES beurteilt.

18.3 Elektromagnetisches Beeinflussungspotential von SMES - durch SMES-Systeme ausgesandte magnetische Felder

Die von elektronischen bzw. elektrischen Geräten ausgehenden elektromagnetischen Felder (Störgrößen) werden unter dem gemeinsamen Begriff *Elektromagnetische Beeinflussungen (EMB)* zusammengefaßt. Abhängig von der Bauform besitzen SMES unterschiedliche EMB-Potentiale. Die Torusform hat den Vorteil, daß sie bei gleichem Speichervermögen und gleicher Entfernung von der Spulenwand ein deutlich geringeres äußeres Streufeld aufweist als die Solenoidform. Sie verursacht daher eine geringere elektromagnetische Belastung der Umgebung und erfordert weniger aufwendige Schirmungsmaßnahmen.

Im wesentlichen hängt die Größe des an einem bestimmten Ort auftretenden externen Magnetfelds eines SMES von folgenden Parametern ab:

- Geometrie (Toroid / Solenoid / Schirmungsaufwand)
- Gesamtstrom in der Wicklung der Spule
- Entfernung vom SMES

Die Stromdichten und Windungszahlen supraleitender Spulen müssen nicht separat spezifiziert werden. Es genügt die Angabe der magnetischen Flußdichte B bzw. des Magnetfelds H , die beide Parameter beinhalten.

Statische und quasistatische Magnetfelder einer stromdurchflossenen Leiterschleife können nach dem Gesetz von Biot-Savart berechnet werden. Betrachtet man das Magnetfeld der Leiterschleife in z -Richtung, so stellt man eine Abnahme des Feldes mit der 3. Potenz der Entfernung fest.

$$H_z = \frac{I}{2} \cdot \frac{r^2}{\sqrt{r^2 + z^2}^3}$$

Für große Entfernungen vom SMES kann eine Solenoidspule für eine Worst-Case-Abschätzung als Linienleiter angesehen werden. Das Magnetfeld eines Linienleiters nimmt lediglich mit der Entfernung vom SMES ab. Für das Magnetfeld ergibt sich dann:

$$H = \frac{I}{2 \cdot \pi \cdot r}$$

Gleiches gilt für die magnetische Flußdichte, die in Luft mit dem Magnetfeld über $B = \mu_0 H$ verknüpft ist. Beide Gleichungen beschreiben aber lediglich die räumliche Abhängigkeit eines Magnetfelds. Zur Beurteilung der elektromagnetischen Verträglichkeit von Magnetfeldern ist ihr zeitlicher Verlauf $B(t)$ bzw. $H(t)$, insbesondere ihre zeitliche Änderungsgeschwindigkeit, maßgeblich. Abhängig vom Betriebszustand können nach derzeitigen Auslegungen die in einem SMES auftretenden Ströme unterschiedliche Zeitfunktionen annehmen. Daraus resultieren unterschiedliche Magnetfelder bzw. Magnetfeldänderungen.

Für die Beurteilung der Magnetfelder haben wir, um eine einheitliche Diskussionsgrundlage zu finden, eine Abschätzung entwickelt. Dabei gehen wir davon aus, daß durch geeignete bauliche Maßnahmen der Zutritt zu Bereichen mit hohen Feldstärken eingeschränkt ist. Es ist daher nicht das Maximalfeld einer Speicherspule zu betrachten, sondern das Streufeld im zugänglichen Bereich. Es ist anzumerken, daß die in Tabelle 18-1 aufgeführten typischen Magnetfeldwerte nicht alle zugleich an derselben Anlage auftreten. Zudem sind die statischen und die zeitlich veränderlichen Felder hier separat betrachtet. Falls Summeneffekte zu erwarten sein sollten, müßten die Parameter z. T. neu bestimmt werden. Des weiteren muß vermerkt werden, daß einige technische Systeme, die sich in unmittelbarer Nähe der Spule befinden, auch höheren Feldstärken als den hier angegebenen ausgesetzt sein könnten.

	Feldstärke
statisches Feld	1 ... 2 T im Ruhezustand mit maximalem Energieinhalt
zeitliche Feldänderung	a) $dB/dt < 1 \text{ T/s}$ oder 0,2 T Amplitude bei 2 Hz Dreiecksfunktion b) Ripple mit 1 mT Amplitude bei 600 Hz

Tab. 18-1: Annahmen für die von SMES-Anlagen ausgehenden elektromagnetischen Felder, zu denen Personen zumindest zeitweise Zutritt haben können

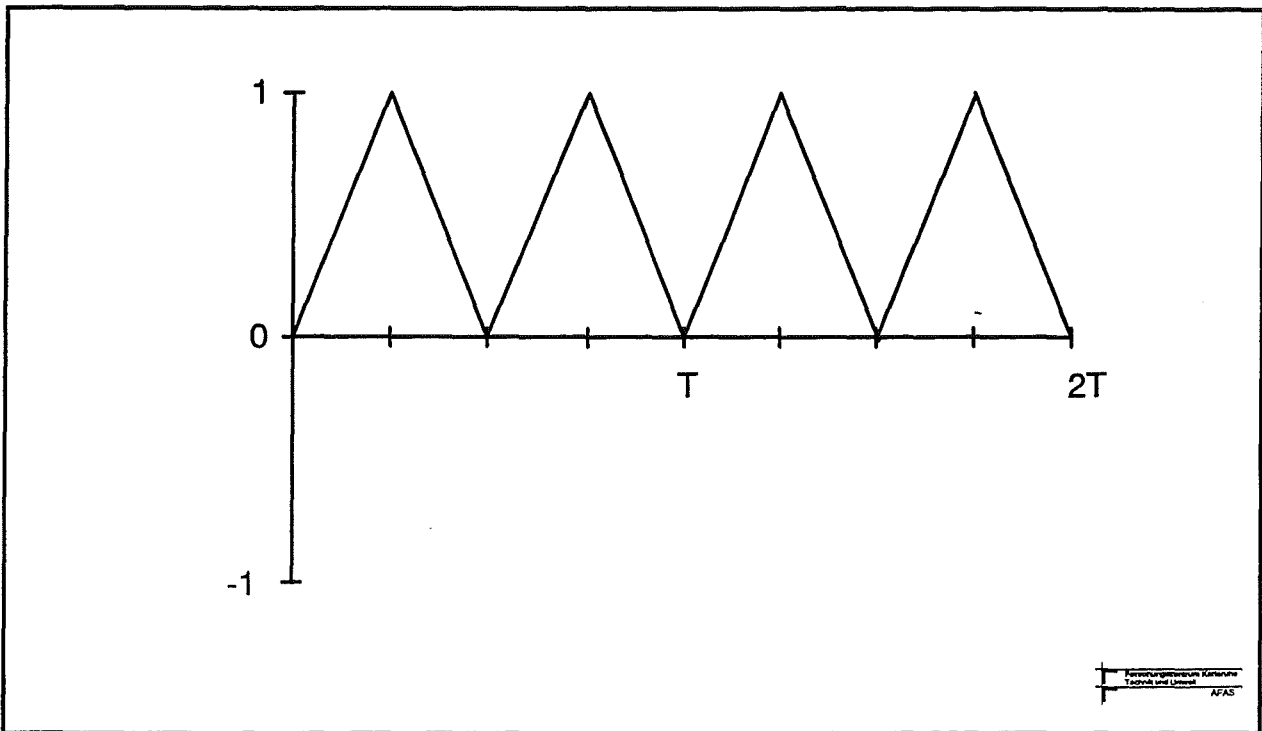


Bild 18-2: Dreieckfunktion normiert.

Die Ripple-Funktion besteht aus einer - durch den Stromrichter bedingten - Überlagerung von Sinusfunktionen mit Frequenzen von 50 Hz, 100 Hz, 300 Hz, 600 Hz und 1200 Hz. Die Ripple-Funktion ist in Bild 18-3 dargestellt. Sie ähnelt in ihrem Verlauf einem amplitudenmodulierten Signal.

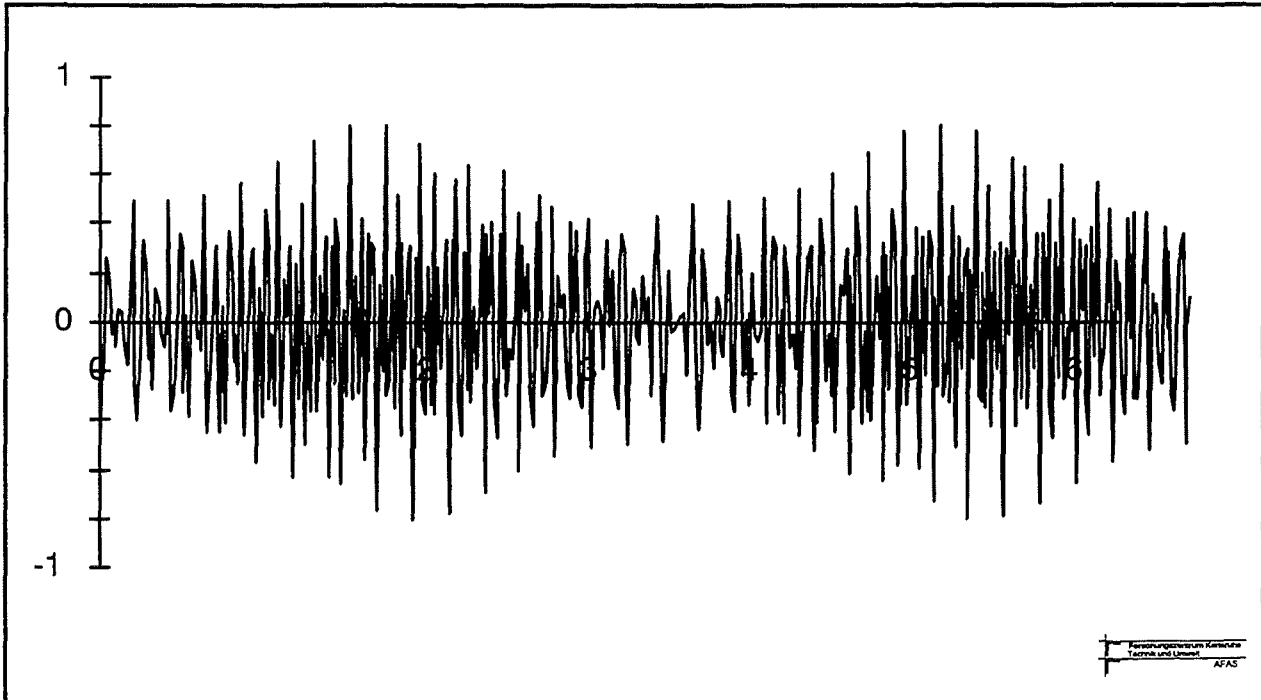


Bild 18-3: Ripple-Funktion normiert auf 1, für $0 < t < 2\pi$.

18.4 Empfindlichkeitspotential SMES-gestörter Systeme

Grundsätzlich reagieren gestörte Systeme gemäß ihren Empfindlichkeitsspektren. Die Empfindlichkeit bzw. Störfestigkeit der Geräte gegen elektromagnetische Felder läßt Rückschlüsse auf das Störklima und damit auf die Emissionen potentieller Störquellen zu. Hohe magnetische

Streifelder können alle technischen Systeme und Geräte, die ihnen ausgesetzt sind, beeinflussen. Die deutschen DIN-/VDE-Normen für magnetische Felder sehen keine Emissionsgrenzwerte im Frequenzbereich kleiner 9 kHz vor. Hier besteht ein Forschungsbedarf in Richtung Identifikation speziell in diesem Bereich empfindlicher Systeme. Erst dann können endgültige Aussagen über maximale Emissionen des SMES getroffen werden, bei denen keine Unverträglichkeit mit anderen Systemen zu erwarten ist.

Störfestigkeitsanforderungen für Geräte gegen Magnetfelder werden in den europäischen Normen EN 61000 Teil 4 Hauptabschnitt 8 bis EN 61000 Teil 4 Hauptabschnitt 10 beschrieben. Der Hauptabschnitt 8 bezieht sich auf die energietechnischen Frequenzen 50 Hz und 60 Hz [2]. Hauptabschnitt 9 behandelt die Störfestigkeit gegen gedämpft schwingende Magnetfelder mit Frequenzen von 0,1 MHz und 1 MHz [3]. Im Hauptabschnitt 10 werden Anforderungen für die Störfestigkeit gegen impulsförmige Magnetfelder mit einer Anstiegszeit von $t_r = 6,4 \mu\text{s}$ und einer Impulsdauer von $T_i = 16 \mu\text{s}$ [4] bestimmt.

Zur Beurteilung der von SMES ausgehenden Magnetfelder wird die Norm EN 61000-4-8 herangezogen, da die in der Norm angewandten Frequenzen dem interessierenden Frequenzbereich von SMES am nächsten kommen. Ein wichtiger Punkt bei der Beurteilung von Magnetfeldern ist die Dauer der Einwirkung bzw. des Vorhandenseins des Feldes. Die Norm EN 61000-4-8 unterscheidet zwischen der kurzzeitigen Einwirkung der Magnetfelder mit 1 s bis 3 s Dauer und der Dauerwirkung.

Die Anforderungen an die Störfestigkeit der Geräte werden durch die Prüfschärfegrade beschrieben, die ebenfalls zwischen kurzzeitigem und dauerndem Einwirken des Feldes unterscheiden. Prüfschärfegrade legen bei Störfestigkeitsprüfungen die Intensität fest mit der der Prüfling beaufschlagt wird. Der Prüfschärfegrad wird in Abhängigkeit vom Einsatzgebiet des Prüflings ausgewählt. Tabelle 18-2 gibt die Prüfschärfegrade der Norm EN 61000-4-8 wieder. Um einen direkten Vergleich zu den magnetischen Flußdichten zu haben, sind in Tabelle 18-2 zudem die magnetischen Flußdichten angegeben, die sich durch Umrechnung der Prüffeldstärken ergeben.

Prüfschärfegrad	Magnetische Feldstärke		Magnetische Flußdichte	
	bei Dauerfeld	für kurze Dauer	bei Dauerfeld	für kurze Dauer
	A/m	A/m	μT	μT
1	1	nicht anwendbar	1,26	nicht anwendbar
2	3	nicht anwendbar	3,78	nicht anwendbar
3	10	nicht anwendbar	12,60	nicht anwendbar
4	30	300	37,80	378
5	100	1000	126	1260
X	spezial	spezial	spezial	spezial

Tab. 18-2: Normgrenzwerte für verschiedene Prüfschärfegrade der Norm 61000-4-8.

Bei kurzzeitigem Einwirken des Feldes sieht der anspruchsvollste Prüfschärfegrad ein Magnetfeld von $H = 1000 \text{ A/m}$ vor, was einer magnetischen Flußdichte $B = 1,26 \text{ mT}$ entspricht. Für eine Dauerexposition fordert der härteste Prüfschärfegrad ein Feld von $H = 100 \text{ A/m}$ entsprechend einer Flußdichte $B = 0,126 \text{ mT}$. Dieser Schärfegrad ist für Geräte vorgesehen, die in der Nähe von Stromschienen mit einigen 10 kA und in der unmittelbaren Umgebung von Stromkreisen in Mittel- und Hochspannungsschaltanlagen bzw. in der Nähe von elektrischen Einrichtungen mit hoher Leistung eingesetzt werden. In der Regel werden gewöhnliche technische Geräte und Systeme diesen Anfor-

derungen nicht gerecht, da sie nicht für solche extremen Einsatzbereiche konzipiert sind. Es ist davon auszugehen, daß Geräte und Systeme im allgemeinen den Prüfschärfegraden 2 oder 3 entsprechen, was einem Einsatz im Wohn- und Geschäftsbereich bzw. in Kleinbetrieben gleichkommt. Geräte, die diese Prüfschärfegrade einhalten, können nur in großem Abstand vom SMES zum Einsatz kommen.

Leittechnische Systeme nehmen hier eine Sonderstellung ein. Sie sind für Industriebereiche ausgelegt und gegen Emissionen stärker gehärtet als Geräte für den Wohn- oder Kleinbetriebsbereich, d.h. sie besitzen eine größere Störfestigkeit. Die Störfestigkeit leittechnischer Geräte gegen magnetische Felder ist nach dem Prüfschärfegrad 4 ausgelegt, die einer typischen Industrieumgebung entspricht. Das Empfindlichkeitspotential bzw. die Störfestigkeit von Geräten, die in typischen Industrieumgebungen eingesetzt werden, ist damit dreimal höher als die von Geräten, die für den Einsatz in Kleinbetrieben konzipiert wurden.

Besondere Beachtung gilt speziell dem Flugverkehr. In typischen Flughöhen ist der elektromagnetische Grundstörpegel sehr viel geringer als am Boden. Dadurch ragen Störpegel heraus, die am Boden im allgemeinen Störrauschen untergehen. Das Magnetfeld von SMES-Solenoiden ist in Flughöhe durch die große Entfernung stark reduziert. Durch den geringen Störpegel ist das Feld - insbesondere das von großen SMES-Solenoiden mit hohem Energieinhalt - aber noch detektierbar und könnte Auswirkungen auf Flugzeuge, deren Funkverkehr und Navigation haben.

Als größte Störsenken müssen Geräte betrachtet werden die mit Elektronenstrahlen arbeiten, wie z.B. Monitore und Oszilloskope. Diese Geräte sind gegenüber Magnetfeldern besonders empfindlich. Dabei kann das starke Gleichfeld als ungünstigster Fall angenommen werden. Um den Einfluß des Gleichfeldes auf die Monitore zu reduzieren, muß entweder die Bildröhre oder der gesamte Monitor geschirmt werden. Am meisten Erfolg verspricht der Einsatz eines weichmagnetischen Materials mit einer hohen Sättigungsflußdichte, was jedoch auf Kosten der Permeabilität μ_m geschieht. Um eine Sättigungsdichte von ca. 2 T zu erreichen, ist ein Material mit einer relativen Permeabilität von $\mu_r = 500$ notwendig, wie es etwa das Mumetal Netic (Fe-Ni-Legierung) aufweist. Ein Abrunden der Kanten der Schirmgehäuse reduziert zusätzlich die geometriebedingte Sättigung des Schirms. Alternativ ist beim Einsatz von Monitoren an die Verwendung von LCD-Bildschirmen zu denken, die gegen magnetische Gleichfelder eine geringe Empfindlichkeit aufweisen.

Zu bemerken ist noch, daß bei größeren SMES-Solenoiden durch die hohen magnetischen Gleichfelder mit einer Magnetisierung der Umgebung und der Halle zu rechnen ist, d.h. alle eisenhaltigen Gegenstände einschließlich der Stahlarmierungen in den Stahlbetonwänden werden vormagnetisiert.

18.5 Beurteilung der EMV von SMES

Das Problem der EMV taucht meist zuerst beim Empfänger auf, wenn der einwandfreie Empfang eines Nutzsignals beeinträchtigt ist, beispielsweise die Funktion eines Automatisierungs- oder Leittechniksystems durch vagabundierende elektromagnetische Energie gestört wird. Man spricht dann von *Elektromagnetischer Beeinflussung*. Im Gegensatz zu den Beeinflussungen zwischen verschiedenen Systemen, die als *Intersystem-Beeinflussungen* bezeichnet werden, können Sender und Empfänger auch Teile ein und desselben Systems sein, man spricht dann von *Intrasystem-Beeinflussungen*. Typische Beispiele für Intrasystembeeinflussungen sind Nebensprechen auf

benachbarten Leitungen sowie komplexe Systeme mit mehreren Sendern und Empfängern, wie beispielsweise ein SMES und sein zugehöriges Leittechniksystem.

Zur Herstellung der elektromagnetischen Verträglichkeit ist man immer zuerst bestrebt, eine hohe Verträglichkeit des Senders, d.h. geringe Emissionen des Senders, zu erlangen (Primärmaßnahmen). Dies gilt insbesondere für Biosysteme, bei denen nur Primärmaßnahmen in Frage kommen. Die Härtung der Vielzahl der Empfänger, also die Erhöhung der Störfestigkeit, wird erst in zweiter Linie ins Auge gefaßt (Sekundärmaßnahmen).

Durch die Verknüpfung aller Informationen, sowohl über das Beeinflussungsspektrum des SMES als auch über das Empfindlichkeitsspektrum gestörter Geräte lassen sich Aussagen über die elektromagnetische Verträglichkeit von SMES treffen. Es genügt nicht, lediglich einen Teil des komplexen Systems, gebildet aus dem SMES und allen ihn umgebenden Geräten und Einrichtungen, zu betrachten. Um die EMV eines Systems zu beurteilen, eignet sich eine Beeinflussungsmatrix. Sie gibt selbst bei komplexen Systemen in übersichtlicher Weise Auskunft über die vorhandenen Störquellen, Störsenken und Kopplungspfade über die die elektromagnetische Störenergie übertragen wird. Die Beeinflussungsmatrix erfaßt dabei neben Intrasystem-Beeinflussungen auch Intersystem-Beeinflussungen.

18.5.1 Auswirkungen auf leittechnische Systeme

Ein typisches Beispiel der Intrasystem-Beeinflussungen bei SMES sind die leittechnischen Systeme zur Prozeßsteuerung und Prozeßüberwachung. Da die Leittechnik im geringen Abstand vom SMES betrieben wird, sind die hier auftretenden Störpegel entsprechend hoch. Besonders die Aktoren und Sensoren, die direkt am Kryostaten zum Einsatz kommen, sind einem hohen Störklima ausgesetzt. Durch die Vielzahl der Stellglieder und Sensoren ist die Zahl der Leitungen zur Leitzentrale hoch und eine dicht beieinander parallel verlegte Leitungsführung üblich. Die vorherrschenden Magnetfelder induzieren in den über lange Strecken parallel verlaufenden Leitungen Störspannungen, die sich auf den Leitungen fortpflanzen und so in die peripheren Automatisierungssysteme gelangen. Häufig werden zusätzlich Daten- und Signalleitungen direkt neben Stromversorgungs- und Steuerleitungen für die Aktoren verlegt. Dadurch kommt es auf den parallelen Leitungen zu einem Überkoppeln von Störspannungen, sogenanntes Crosstalk. Im allgemeinen sind leittechnische Geräte und Systeme bezüglich der elektromagnetischen Störfestigkeit stärker gehärtet als Geräte für den Wohn- und Kleinbetriebbereich. Die an leittechnische Einrichtungen gestellten Störfestigkeitsanforderungen reichen zwar für den allgemeinen Industriebetrieb aus. Bei Betrieb von leittechnischen Einrichtungen in Feldstärken von mehreren Tesla sind vermutlich verstärkte Härtungsmaßnahmen vorzunehmen. Alternativ wäre die SMES-Spule so zu schirmen, daß seine Emissionen die üblicherweise in Industrieanlagen tolerierten Emissionen nicht überschreiten.

Das zu erwartende Emissionsspektrum eines SMES muß bereits in der Planungs- und Konzeptionsphase eines leittechnischen Systems Beachtung finden. Zu diesem Zeitpunkt läßt sich die Störfestigkeit des Systems gegen elektromagnetische Felder und Störgrößen durch vergleichsweise einfache technische Maßnahmen stark erhöhen. Beim Aufbau der einzelnen Systemkomponenten der Leittechnik bzw. bei der Auswahl dieser Komponenten, insbesondere wenn sie extern zugekauft werden, muß ein EMV-Plan erstellt werden. Besonderes Augenmerk ist der Verkabelung und dem Einsatz von Feldbussystemen zu schenken. Durch eine EMV-gerechte Kabelverlegung, dem Einsatz

geschirmter Leitungen, geeignete Schirmungs- und Massungskonzepte sowie den Einsatz von Filtern kann die Störfestigkeit der leittechnischen Systeme erhöht werden.

18.5.2 Fallbeispiel 1: Betrieb externer technischer Systeme im Umfeld eines großen SMES-Solenoiden mit hohem Energieinhalt

Aufgrund der vorgegebenen Anforderungen und Grenzwerte für technische Geräte und Systeme, soll nun betrachtet werden, in welcher Umgebung von großen SMES-Solenoiden ein störungsfreier Einsatz technischer Systeme möglich ist. Um den Abstand zu ermitteln, wird auf die in Anhang 2 vorgestellte Feldverteilung für einen großen SMES-Solenoiden mit einem Energieinhalt von 5000 MWh zurückgegriffen. Unter der Worst-Case Annahme einer räumlichen Feldänderung mit $1/r$, wie sie für Solenoidspulen gilt, ergeben sich für folgende Entfernungen die magnetischen Flußdichten bzw. Feldstärken entsprechend den Prüfschärfegraden.

Schärfegrad	H in A/m	B in μT	r in m
5 (kurzzeitig)	1000	1260	1000
5 (Dauer-Expos.)	100	126	2150
3	10	12,6	> 3000
2	3	3,78	> 3000
Herzschrittmachergrenze	400	500	1400

Tab. 18-3: Entfernungen vom SMES in Abhängigkeit der Prüffeldstärken nach Norm.

Die angegebenen Prüfschärfen beziehen sich immer auf eine Frequenz von 50 Hz. Die Abschätzungen, bei welcher Entfernung vom SMES die Prüffeldstärken erreicht werden, sind für das magnetische Gleichfeld angestellt. Es ist zu beachten, daß die Forderung nach magnetischen Flußdichten unter ca. $50 \mu\text{T}$ für ein Gleichmagnetfeld keinen Sinn macht, da dieser Wert bereits der Flußdichte des Erdmagnetfeldes entspricht. Für Gleichfelder dürfen die magnetischen Flußdichten durchaus Werte im Bereich von 1 mT annehmen. Es zeigt sich aber, daß unter den getroffenen Annahmen Herzschrittmacher nur in einem Mindestabstand von 1,4 km vom Energiespeicher eingesetzt werden dürfen. Dies gilt für Herzschrittmacher, die nach VDE-Normen geprüft sind und eine Spannungstörfestigkeit von $U = 20 \text{ mV}$ aufweisen. Technische Geräte, die für den Wohn- und Geschäftsbereich und für Kleinbetriebe konzipiert wurden, sollten erst in den angegebenen Entfernungen eingesetzt werden, gleiches gilt für die leittechnischen Systeme des Industriebereichs.

Feldänderungen, die aufgrund des Ripples eine magnetische Flußdichte mit 1 mT Amplitude bei 600 Hz hervorrufen sind gesondert zu betrachten.

18.5.3 Fallbeispiel 2: Für die allgemeine Öffentlichkeit zu sperrende Bereiche in der Umgebung von SMES-Solenoiden

Wie in Kapitel 19 noch näher ausgeführt wird, funktionieren einige Herzschrittmacher im statischen Magnetfeld bei Feldstärken von mehr als 0,5 mT nicht mehr zuverlässig. Aus diesem Grunde ist zu verhindern, daß sich Personen der allgemeinen Öffentlichkeit unbeabsichtigt höheren Feldstärken aussetzen können. In unseren Überlegungen gehen wir deshalb davon aus, daß durch die Anlagenbetreiber geeignete Absperrmaßnahmen vorgenommen werden, was bei größeren Anlagen zu beträchtlichem Flächenbedarf führt.

In Bild 18-4 ist dargestellt, in welcher Entfernung vom Spulenmittelpunkt sich bei ungeschirmten SMES-Solenoiden verschiedener Speicherkapazität diese sogenannte „Herzschrümmacherlinie“, die das abzusperrende Gebiet markiert, befindet. Aufgrund der verschiedenen möglichen Solenoidgeometrien kann hierfür lediglich eine Bandbreite angegeben werden. Für zu realisierende Projekte sind exakte Berechnungen anhand der jeweiligen Konfiguration durchzuführen.

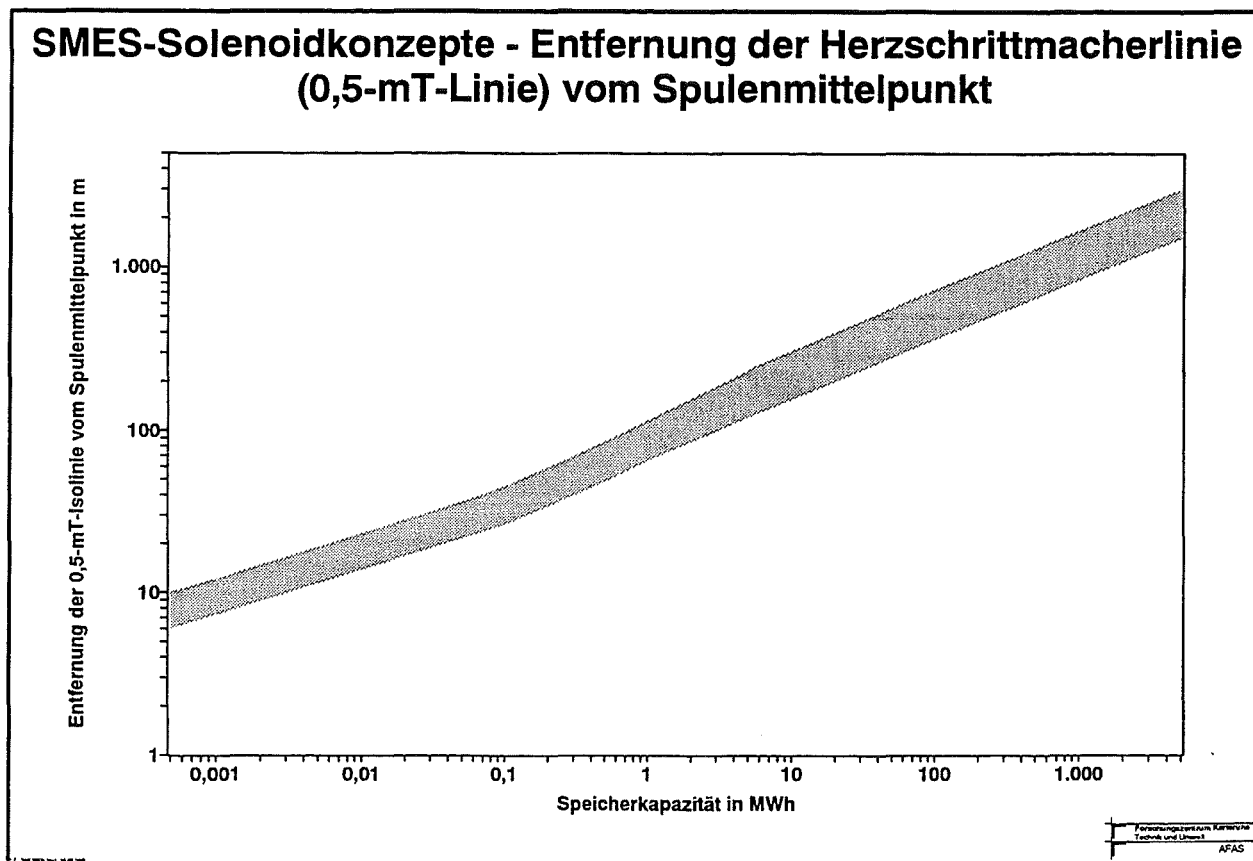


Bild 18-4: Entfernung der 0,5-mT-Isolinie vom Spulenmittelpunkt für SMES-Solenoiden unterschiedlichen Speichereinhaltes

18.5.4 Auswirkungen auf externe technische Systeme und mögliche Gegenmaßnahmen

Sollte es zu einer verbreiteten Einführung von größeren SMES-Anlagen kommen, entsteht Forschungsbedarf zur Identifikation von Geräten und Systemen, die durch statische und schwach veränderliche magnetische Felder gestört werden können. Diesbezüglich bisher vorliegende Ergebnisse sind eher heuristisch und unvollständig:

- Gegenüber magnetischen Feldern besonders empfindlich sind Bildgebungssysteme, die auf Elektronenstrahlbildröhren basieren (z.B. Computermonitore, Fernsehgeräte oder Oszilloskope). Der dort zur Bilderzeugung benutzte Elektronenstrahl wird zusätzlich zur gewollten Ablenkung durch magnetische Störfelder zusätzlich abgelenkt. Bei statischen Feldern führt dies zur Bildverschiebung, schwankende Anteile des Magnetfeldes können Schwebungen der Bildwechsel- oder Zeilenfrequenz hervorrufen. Die Verschiebung der Bildpunkte durch statische Magnetfelder von einigen Zehntel Millitesla führt bei Farbbildröhren zusätzlich zu Farbverfälschungen. Auch die Aufmagnetisierung der Lochmaske und sonstiger weichmagnetischer Metallteile im Gerät trägt zur Farbänderung bei [5]. Dem muß durch Aufstellen des Bildschirmarbeitsplatzes in ausreichendem Abstand von der Störquelle oder durch Abschirmen der Röhre mit hochpermeablen Materialien

begegnet werden. Alternativ wäre an die Verwendung von LCD-Bildschirmen zu denken, die gegenüber magnetischen Feldern eine geringe Empfindlichkeit aufweisen.

- Als sehr empfindlich gegenüber statischen Magnetfeldern müssen magnetische Speichermedien (Disketten, Plattenspeicher, Magnetbänder) gelten. Schon ab 2 bis 3 mT wurden Schäden (Löschungen) an den magnetischen Speichern festgestellt, was einem Datenverlust gleichkommt.
- Elektronische Bauelemente und Schaltkreise zeigen unterschiedliche Empfindlichkeiten gegenüber statischen Magnetfeldern. Einige Netzgeräte wurden bereits ab einem Bereich von 10 bis 20 mT im Betrieb beeinträchtigt.
- Moderne Kraftfahrzeuge sind heute mit einer Vielzahl elektronischer Regelungen ausgestattet. Es sind Beispiele bekannt, wo diese in der Nähe von Magneten abgestellten Fahrzeuge nicht mehr einsatzbereit waren.
- Schließlich werden im Umfeld eines Magneten bei lokalen Feldstärken ab etwa 100 mT aufgrund der dann schon vergleichsweise hohen Feldgradienten magnetisierbare Teile über größere Entfernungen bewegt. (Beispielsweise werden magnetisierbare Gegenstände (Schlüssel, Münzen) aus der Hosentasche gezogen).

SMES-Anlagen wirken auf Navigationssysteme, insbesondere von Luftfahrzeugen, als magnetische Anomalien. Hier sind detaillierte Informationen über die Position der Anlage, beispielsweise ein Verweis in den entsprechenden Karten, eine Mindestanforderung. Zudem können die magnetischen Felder, werden sie durch ein Flugzeug durchquert, in den im Flugzeug befindlichen Leitungen und elektronischen Systemen Ströme induzieren. Während bei Flugzeugen mit einer metallischen Zelle (Aluminium) mit einer gewissen Abschirmwirkung gerechnet werden kann, ist eine solche bei Zellen aus GFK nicht zu erwarten. Allerdings unseres Wissens bislang unklar, ob und ab welcher äußeren Feldstärke die induzierten Ströme zu technischen Problemen führen. Um eventuelle Störungen durch die von einer SMES-Anlage ausgehenden Felder zu vermeiden, müßte der Luftraum in einem bestimmten Umkreis um die Anlage gesperrt werden. Dies wäre angesichts der bereits sehr großen Zahl für den Flugverkehr gesperrter Gebiete in Mitteleuropa eine schwierig durchzusetzende Maßnahme.

Insbesondere im instationären Fall (Lade- bzw. Entladevorgänge, Quench) sind eine Vielzahl von Störungen denkbar, deren Auswirkungen nach unserem Kenntnisstand bisher nicht ausreichend untersucht wurden:

- Störung der Ausbreitung elektromagnetischer Wellen
- Induktion von Störströmen in induktiv gekoppelten Leiterkreisen
- Induktion von Wirbelströmen
- Störungen durch von der Anlage ausgehende elektromagnetische Wellen

Um einen störungsfreien Einsatz von technischen Geräten und Systemen in der Umgebung des SMES zu erreichen, können mehrere Wege beschritten werden:

1. *Vergrößern des Abstands*

Das Magnetfeld verringert sich mit dem Abstand zum Magneten. Die Wahrung eines großen Abstands vom Magneten ist die einfachste und häufig günstigste Möglichkeit und erfordert keine technischen Hilfsmittel. Im Fall des Schutzes von Herzschrittmacherträgern ist es die einzige Möglichkeit.

2. *Schirmung gefährdeter Geräte*

Zum Teil ist eine Schirmung der in der Nähe des Energiespeichers eingesetzten Geräte möglich. Sie ist jedoch aufwendig und nicht für alle Geräte durchführbar.

3. *Schirmung des Energiespeichers*

Eine Schirmung des Energiespeichers ist zwar technisch möglich, jedoch aufwendig und teuer. Selbst bei Kleinanlagen sind dafür schon mehrere Tonnen Stahl notwendig. Berechnungen für optimierte große SMES-Solenoiden (315 m Einbautiefe, $\beta = 0,25$) haben ergeben, daß sich durch eine Eisenplatte an der Erdoberfläche keine befriedigenden Effekte erzielen lassen, da sich das Fernfeld dadurch weder an der Erdoberfläche noch in großen Höhen über der Platte signifikant beeinflussen läßt. Die Abschirmwirkung blieb auf einen „magnetischen Schattenbereich“ oberhalb der Platte begrenzt [6]. Zudem war der Materialaufwand für die Platte enorm - rund 20,5 Mio. m³ oder rund 160 Mio. t Stahl (dies entspricht dem Vierfachen der jährlichen Rohstahlproduktion der Bundesrepublik Deutschland) wären dafür notwendig gewesen.

4. *Aktive Feldkompensation*

Mittels gegengekoppelter Spulen könnten während kritischer Betriebszustände lokal externe Magnetfelder erzeugt werden, die entgegengesetzt gleich groß zum Streufeld des SMES gerichtet sind und dieses damit weitgehend zu kompensieren erlauben.

18.6 Zusammenfassung

Die elektromagnetische Verträglichkeit supraleitender magnetischer Energiespeicher (SMES) wird zweckmäßig dadurch erreicht, daß in der Auslegung von SMES die Emissionen unterhalb der in Industrieanlagen üblichen Werte gehalten werden. Die bislang mit MW-Stromrichtern der Leistungselektronik gemachten Erfahrungen lassen vermuten, daß dann, verglichen mit der bisher in Technik und Alltag gewohnten EMV-Qualität, nicht mit unerwarteten Problemen zu rechnen ist. Damit ist gleichzeitig die Kompatibilität mit dem EMV-Gesetz gegeben, das ja nur eine allgemeine Aussage über die Notwendigkeit der EMV einer Einrichtung macht und ansonsten auf die gängigen Vorschriften verweist. Diese lassen übliche Grenzwerte überschreitende Emissionen im Einzelfall durchaus zu, vorausgesetzt, es werden keine Dritten gestört.

Die die SMES-Felder determinierenden Parameter wie Geometrie, Strom in der Wicklung, Entfernung zum SMES, passive und aktive Schirmung, sollten jedoch möglichst so angelegt werden, daß von dieser Ausnahme kein Gebrauch gemacht werden muß. Die inhärent hohen magnetischen Felder von SMES-Solenoiden und ihre ungewöhnlichen Emissionsspektren sind mit einem besonders hohen Schirmungsaufwand verbunden, zu dessen Optimierung noch einige offene Fragen beantwortet werden müssen.

Technische Geräte, die für den Wohn- und Geschäftsbereich und für Kleinbetriebe konzipiert wurden, sollten erst in angemessenen Entfernungen von SMES-Anlagen eingesetzt oder aber abgeschirmt werden. Mit Auswirkungen auf technische Systeme, die sich in größeren Entfernungen befinden, ist unter Beachtung der eingangs gemachten Empfehlungen kaum mit elektromagnetischen Beeinflussungen zu rechnen, die den bereits vorhandenen „man-made“-Störpegel beträchtlich übersteigen. Detaillierte Aussagen über die EMV von SMES verlangen nach

ausführlicheren Auslegungsstudien sowie nach Klärung bzw. Untersuchung der Ende des Kapitels aufgeführten offenen Fragestellungen.

18.7 Potentieller Forschungsbedarf

Bezüglich einer umfassenden und endgültigen Klärung der EMV von SMES ergibt sich folgender Forschungsbedarf:

- Entwicklung von Modellen im Zeit- und Frequenzbereich für die während des periodischen Betriebes von einem SMES ausgehenden elektromagnetischen Felder
- Untersuchungen über die Möglichkeit des Auftretens und den Einfluß von Summeneffekten von magnetischen Gleich- und Wechselfeldern

Härtung des SMES

- Entwicklung von Möglichkeiten zur Reduktion der externen SMES-Felder durch Optimierung der Geometrie der Spulen und ihrer Zuleitungen
- Berechnung der Schirmfaktoren für SMES-typische Geometrien
- Sättigungserscheinungen in "Hot Spots" ferromagnetischer Schirme
- Untersuchung von Schirmmaterialien und Optimierung von Schirmgeometrien zur Reduktion der externen SMES-Felder
- Entwicklung exakter Modelle für die frequenz-, magnetfeld- und temperaturabhängigen Verluste und die daraus resultierenden Erwärmungserscheinungen in den Schirmen
- Aktive Schirmung von Streufeldern durch gegengekoppelte Spulen

Emissionsspektren und Härtingsmaßnahmen gefährdeter Geräte

- Untersuchungen elektronischer Geräte und Systeme auf ihre Empfindlichkeit bzw. Störfestigkeit gegenüber elektromagnetischen Beeinflussungen (EMB) unter 9 kHz bzw. SMES-typischen Magnetfeldern
- Entwicklung von Maßnahmen zur Erhöhung der Störfestigkeit von Geräten für Magnetfeld-EMB unter 9 kHz und SMES-typische Emissionen

Literatur:

- [1] Die Ausführungen in diesem Abschnitt basieren im wesentlichen auf: A. Schwab und M. Petirsch; „Elektromagnetische Verträglichkeit von SMES“, Gutachten im Auftrag des Kernforschungszentrums Karlsruhe, Dezember 1994
- [2] DIN EN 61 000 Teil 4-8; „Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) Teil 4: Prüf- und Meßverfahren, Hauptabschnitt 8: Prüfung der Störfestigkeit gegen Magnetfelder mit energietechnischen Frequenzen - EMV-Grundnorm“ Ausgabe 05.94
- [3] DIN EN 61 000 Teil 4-9; „Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) Teil 4: Prüf- und Meßverfahren, Hauptabschnitt 9: Prüfung der Störfestigkeit gegen impulsförmige Magnetfelder - EMV-Grundnorm“ , Ausgabe 05.94
- [4] DIN EN 61 000 Teil 4-10; „Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) Teil 4: Prüf- und Meßverfahren, Hauptabschnitt 10: Prüfung der Störfestigkeit gegen gedämpft schwingende Magnetfelder - EMV-Grundnorm“, Ausgabe 05.94
- [5] A. Kohling, G. Zimmer; „Beeinflussung von Bildschirmarbeitsplätzen durch Magnetfelder“, etz 114(1993), Heft 12, S. 758-763
- [6] H.-E. Vollmar und R. Altpeter; „Konzepte für magnetische Großspeicher“; VDI-Berichte 733(1989), S. 173-187

19. Zu den naturwissenschaftlichen Aspekten der Risikoproblematik

Um gesundheitsrelevante Wirkungen von Magnetfeldern für den Menschen zu beschreiben, muß man folgende Themen behandeln: Erstens müssen die zur Debatte stehenden äußeren Felder charakterisiert werden (s. Abschnitt 19.1.1), und es muß beschrieben werden, wie diese Felder das elektromagnetische System „menschlicher Körper“ durchdringen (s. Abschnitt 19.1.2). Zweitens muß erörtert werden, welche Wirkungen elektromagnetische Felder in Organismen hervorrufen (s. Abschnitt 19.2) und wie diese Wirkungen theoretisch erklärt werden können (s. Abschnitt 19.5). Und drittens ist schließlich zu fragen, wie es um die Gesundheitsrelevanz dieser biologischen Wirkungen bestellt ist (s. Abschnitt 19.4 und 19.6). In Abschnitt 19.7 wird schließlich gefragt, was dies alles für die Gesundheitsrelevanz der SMES-Felder bedeutet.

19.1 Wie durchdringen die SMES-Felder den menschlichen Körper ?

Physikalisch werden elektrische und magnetische Felder durch die im vorigen Jahrhundert entdeckten Maxwell-Gleichungen, ein System von Differentialgleichungen, beschrieben. Speziell für das vorliegende Problem erlauben sie es, die durch die *äußeren* SMES-Felder verursachten Felder im Inneren von Organismen (die sogenannten *inneren* Felder) zu berechnen, sofern die Materialeigenschaften vorgegeben sind, die diese Systeme elektromagnetisch charakterisieren.

19.1.1 Die magnetischen Felder der SMES-Anlage

Das im Zusammenhang mit SMES auftretende äußere Feld¹ ist primär ein vergleichsweise sehr starkes, zeitlich konstantes Magnetfeld, auch statisches Magnetfeld oder Gleichfeld genannt. Dieses Feld ist allerdings Feldschwankungen unterworfen, die hervorgerufen werden von Ladungen und Entladungen der supraleitenden Spule, die das Feld der SMES-Anlage erzeugt. Aus technischen Gründen gibt es außerdem noch eine Überlagerung des statischen Magnetfeldes durch vergleichsweise schwache, zeitlich veränderliche Magnetfelder, die sogenannten Ripples. Die Feldstärken sowie die in der SMES-Anlage gegebenen räumlichen Variationen all dieser Magnetfelder, die sogenannten Feldgradienten, werden in Tabelle 19-1 angegeben. Zwecks leichter Einordnung der Größenordnung dieser Felder und auch in Hinblick auf die allgemeine Diskussion von gesundheitsrelevanten biologischen Wirkungen magnetischer Felder werden diese Angaben ergänzt durch die beispielhafte Charakterisierung von Feldern, wie sie in der technisierten Umwelt zu finden sind.

1 Dies bezieht sich auf den Solenoid-Typ der SMES-Spule.

Feld	magnetische Flußdichte	zeitliche Feldänderung	räumlicher Gradient
SMES (Betriebspersonal)			
Gleichfelder	1 - 2 T	0 Hz	< 1 T/m
Lade-/Entladevorgänge	0,2 T	2 Hz bzw. < 1 T/s	
„ripple“	1 mT	600 Hz	
SMES (allgemeine Öffentlichkeit)			
Gleichfelder	0,5 mT	0 Hz	<0,1 mT/m
Lade-/Entladevorgänge	0,1 mT	2 Hz bzw. < 0,5 mT/s	
„ripple“	0,5 μ T	600 Hz	
Umweltfelder			
Erdfeld	40 μ T	10 Hz	
Haushaltsfelder	bis 40 μ T	50 Hz	
Hochspannungsleitungen	bis 30 μ T	50 Hz	
Felder an der Oberfläche von Elektrogeräten	1 - 2.500 μ T	50 Hz	
Aluminiumfabrik	1 - 7 mT	0 Hz	
Kernspintomographie	2 T	0 Hz	

Tab. 19-1: Typische Magnetfelder von SMES-Anlagen vom Solenoid-Typ und der Umwelt. Quelle: Projektvorgaben bzw. [32]. Die SMES-Felder für die Allgemeine Öffentlichkeit werden bestimmt durch geeignete Abspermaßnahmen an der 0,5 mT-Isolinie („Herzschrittmacherlinie“)

19.1.2 Zur Physik der Magnetfelder

Die Maxwell-Gleichungen in ihrer allgemeinsten Form implizieren eine wechselseitige Abhängigkeit von elektrischen und magnetischen Feldern: Demgemäß können veränderliche magnetische Felder ein veränderliches elektrisches Feld evozieren - dies entspricht historisch gesehen dem Faradayschen Induktionsgesetz. Und veränderliche elektrische Felder sowie bewegte elektrische Ladungen ihrerseits können ein veränderliches magnetisches Feld hervorrufen, dies entspricht historisch dem Ampèreschen Gesetz, erweitert durch die sogenannte Maxwellsche Ergänzung. Diese fortlaufende gegenseitige Verursachung elektrischer und magnetischer Felder kann zur Ausbreitung elektromagnetischer Wellen führen. Hierbei wird Energie transportiert, man spricht in diesem Fall auch von elektromagnetischer Strahlung.

Wenn allerdings die betrachteten Felder zeitlich relativ langsam variieren - dies ist für die SMES-Anlage der Fall (entsprechend Frequenzen zwischen 0 und 600 Hertz) - dann werden die Verhältnisse einfacher beschreibbar. In diesem Fall ergibt die sogenannte quasi-statische Näherung der Maxwell-Gleichungen, daß das elektrische und das magnetische Feld als voneinander unabhängig betrachtet werden können; es findet dann - außerhalb von Leitern - kein Energietransport statt. Im wesentlichen genügt es deshalb dann, für die Felder der SMES-Anlage das Augenmerk auf zwei Phänomene zu richten: Erstens auf die Kraftwirkungen des äußeren Magnetfeldes, die sich sowohl auf im Körper befindliche magnetische Substanzen als auch auf bewegte elektrische Ladungen, wie z.B. Ionen (entsprechend der sogenannten Lorentz-Kraft) richten; und zweitens muß man die von äußeren Magnetfeldern im menschlichen Körper induzierten elektrischen Ströme berücksichtigen [60].

Aus der Analyse der den menschlichen Körper elektromagnetisch beschreibenden Materialkonstanten folgt dann, daß unter diesen Voraussetzungen äußere Magnetfelder den menschlichen Körper im wesentlichen ungeschwächt durchdringen; dies ganz im Gegensatz zu äußeren elektrischen Feldern, die für die kleinen zur Debatte stehenden Frequenzen im menschlichen Körper um einen sehr großen Faktor - zwischen einer Million und hundert Millionen - abgeschwächt werden [88].

So einfach und übersichtlich dies theoretisch erscheint, für die Beschreibung der hier angedeuteten Phänomene bleibt eine Reihe praktischer Schwierigkeiten zu überwinden: Vor allem die präzise geometrische und elektromagnetische Charakterisierung des menschlichen Körpers mit seinem komplexen und heterogenen Aufbau aus sehr unterschiedlichen Stoffarten ist zur Zeit nicht verfügbar. Dieses Problem wird wie folgt gelöst: Man versucht sich einer exakten Beschreibung durch vereinfachte Hilfsmodelle anzunähern, was im allgemeinen mehr oder minder bedeutende Konsequenzen für die Qualität der so erhaltenen Näherungslösungen hat (vgl. Abschnitt 19.4.2).

19.2 Zur Empirie biologischer Wirkungen von Magnetfeldern

Biologische Wirkungen magnetischer Felder niedriger Frequenz wurden in den Forschungen etwa der letzten zwei Jahrzehnte auf Ebenen sehr unterschiedlicher Organisationsstruktur und Komplexität entdeckt. Demgemäß werden in diesem Abschnitt die folgenden Wirkungen betrachtet: Wirkungen auf der Ebene der Moleküle, Zellen, Organe und der Organismen.

Beschrieben wurden diese Phänomene in der Literatur in einer beinahe unüberschaubaren Fülle von Einzel-Arbeiten, die hier nicht detailliert referiert werden können; es kann hier bestenfalls ein repräsentativer Überblick vermittelt werden. Da statische Magnetfelder für SMES eine herausragende Rolle spielen und für sie vergleichsweise weniger Ergebnisse vorliegen als für Wechselfelder, werden hier vor allem wichtige Ergebnisse für statische Felder referiert.² Für magnetische Wechselfelder wird dann die Situation im Abschnitt 19.2.2 nur kurz charakterisiert.

19.2.1 Statische Magnetfelder

1. Wirkungen auf Makromoleküle und Membranen: Wirkungen auf Makromoleküle bestehen darin, daß dia- und paramagnetische Moleküle in Magnetfeldern ihre Orientierung verändern ([131], S. 45 ff.); Beispiele sind das in der Retina gefundene Molekül Rhodopsin sowie die Sichelzellen - in beiden Fällen wurden keine zerstörerischen Wirkungen der Magnetfeld-Applikation gefunden. Weiterhin wurden unter dem Einfluß von Magnetfeldern Störungen von Polymerisationsprozessen beobachtet. Schließlich wurden an künstlichen Membranen Veränderungen der Permeabilität von Biomolekülen und Ionen unter Feldeinfluß studiert, wobei sogenannte Intensitätsfenster auftraten, d.h. der Effekt trat ausschließlich in bestimmten Bereichen der Intensität auf (vgl. Abschnitt 19.4).

2. Wirkungen auf chemische Reaktionen und Enzymaktivitäten: Wirkungen auf chemische Prozesse ([131], S. 55 ff.) wurden zunächst aus thermodynamischen Gründen von manchen Wissenschaftlern für unmöglich gehalten. Andere Forscher fanden allerdings eine Erklärung für solche Prozesse, indem sie postulierten, man dürfe sich nicht auf thermodynamische Gleichgewichtszustände beschränken (vgl. Abschnitt 19.5.1); dann könne das Magnetfeld Reaktionskanäle öffnen, verstärken oder schließen. Dies wurde allerdings bis jetzt nur in photosynthetischen Prozessen unter nicht-natürlichen Bedingungen beobachtet. Relevant wären diese Phänomene vor allem

2 Vor allem *eine* Übersichtsarbeit zu statischen Magnetfeldern wurde für die Zwecke der vorliegenden Arbeit herangezogen: "Biological Effects of Static Magnetic Fields - A Review" von Nancy J. Simon [131]. Die Arbeit ist erstens vergleichsweise umfassend, zweitens jüngsten Datums, sie berücksichtigt also auch die neueste Literatur; drittens ist sie von einem SMES-Projekt inspiriert und viertens referiert sie nicht nur Ergebnisse, sondern wertet Resultate auch kritisch aus, d.h. sie vergleicht sie miteinander und hebt methodische Stärken und Schwächen hervor. Referenz auf diese Arbeit wird in diesem Abschnitt in runden Klammern angegeben.

auch für die in biologischen Prozessen eine bedeutende Rolle spielenden Reaktionen freier Radikale - entsprechende Untersuchungen stehen allerdings noch aus.

Weiterhin wurden auch Wirkungen von Magnetfeldern auf Enzymaktivitäten (darunter Veränderungen von Enzymaktivitäten bis zu 50 Prozent ([131], S. 247) gefunden, allerdings sind entsprechende Experimente wegen der Komplexität der Prozesse nur sehr schwierig konsistent durchzuführen, deshalb sind die experimentellen Resultate in den meisten Fällen auch nicht recht konklusiv ([131], S. 61 ff.).

3. Genetische Wirkungen: Im Zusammenhang genetischer Wirkungen magnetischer Felder wurde der Prozeß der Zellteilung in Hinblick auf dabei auftretende Abnormitäten beobachtet. Dazu zählen: Chromosomen-Aberration; Schwester-Chromatiden-Austausch; Veränderungen der Chromosomenanzahl; und die Variationen des sogenannten myotischen Indexes (des Prozentsatzes von Zellen, die zu einem gegebenen Zeitpunkt Zellteilung unterworfen sind). Keine dieser Abnormalitäten verursacht notwendigerweise Krebs, aber bösartig entartete Zellen weisen diese Abweichungen unter Umständen auf; deshalb ist es wichtig, ein Augenmerk darauf zu richten. In vielfältigen Experimenten in Pflanzen-, Bakterien- und Hefezellen sowie in kultivierten und in-vivo-Säugetierzellen wurden die erwähnten Abweichungen in der Tat zum Teil in beträchtlicher Größenordnung gefunden ([131], S. 71 ff.), aber viele dieser Resultate waren nicht konsistent, sowohl was die Durchführung als auch die Interpretation von Experimenten betraf.

Neben diesen Studien wurde auch untersucht, ob unter dem Einfluß von Magnetfeldern Mutationen³ zu finden seien - dies könnte ein Hinweis auf krebsinitiierende Wirkungen von Magnetfeldern sein. Geprüft wurde dies allerdings nur für Keimzellen und nicht für somatische Zellen (Körperzellen), was als Mangel anzusehen ist, weil sich Krebs auch aus somatischen Zellen entwickeln kann. Auf Grund energetischer Überlegungen⁴ nicht überraschend, waren die Ergebnisse zur Mutagenität durchgängig negativ.

4. Wirkungen auf Embryogenese, Entwicklung und Morphologie von Organismen: Zu diesen Themen ([131], S. 95 ff.) ist unter anderem bekannt, daß Wachstum und Entwicklung von Zellen bzw. Geweben mit endogenen Strömen und entsprechenden elektrischen Feldern assoziiert sind. Eine Veränderung dieser Ströme unter dem Einfluß von externen Feldern - dies wurde in der Tat beobachtet - könnte bedeutende Wirkungen auf die zugeordneten Wachstumsprozesse haben. Von Veränderungen dieser Ströme durch die Exposition in *statischen* Magnetfeldern ist allerdings nichts bekannt.

Es wurden jedoch Störungen der Embryogenese und Entwicklung durch statische Magnetfeld konstatiert. Ein Beispiel dafür sind hochgradige Abnormitäten in der Froschentwicklung nach kurzer starker Feldexposition. Säugetiere wurden allerdings nur selten untersucht. Auch hier gestalten sich konsistente Interpretationen der Ergebnisse als schwierig, weil sie in komplexer Weise vom Timing der Exposition sowie der Beschaffenheit von Feldgradienten abhängen (vgl. auch Abschnitt 19.7.1, Punkt 3b).

Schließlich wurde eine Reihe von Untersuchungen in Hinblick auf morphologische Wirkungen und auf Veränderung des Wachstums von Organismen durchgeführt. Dabei wurden zum Beispiel mikro-

3 Das sind *vererbare* Veränderungen genetischen Materials.

4 Dabei steht zur Debatte, ob die Feldenergie ausreicht, um Moleküle zu zerbrechen.

skopische Gewebeerstörungen unter Feldeinfluß sowie beträchtliche Wachstumsveränderungen und Reproduktionsstörungen bei Fischen festgestellt. Insgesamt wurden auch hier sowohl positive als auch negative Ergebnisse gefunden, was vielleicht dadurch erklärt werden könnte, daß die relevanten Schwellenwerte für diese Wirkungen noch nicht bekannt sind.

5. Physiologische Wirkungen: Nervensystem-Studien ([131], S. 119 ff.) ergaben für die Transmission von Nervenimpulsen auf Axonen - weder theoretisch noch experimentell - Wirkungen unter dem Einfluß statischer Magnetfelder bis zu 2 T. Wirkungen in Hinblick auf die synaptische Transmission wurden hingegen festgestellt; für sie wurden verschiedene Erklärungsmechanismen vorgeschlagen. Für Potentiale, die auf unterschiedlichen Pfaden des Nervensystems evoziert wurden, wurden in Hinblick auf Feldeinfluß ebenfalls positive Ergebnisse erhalten.

Wirkungen statischer Magnetfelder auf das kardiovaskuläre System ([131], S. 135 ff.) wurden vor allem für Tiere durchgeführt. Studien mit in-vitro präparierten Herzen z.B. beschrieben Veränderungen der mechanischen Aspekte der Herzfunktion; diese Ergebnisse sind insgesamt wegen sehr unterschiedlicher und zum Teil unzulänglicher Versuchsbedingungen schwierig zu interpretieren. In lebenden Tieren wurden weiterhin Veränderungen von T-Wellen des EKG's festgestellt, Schwellenwerte für die Reversibilität dieser Prozesse sind allerdings nicht gewiß und zur Zeit ist es außerdem unklar, ob diese bei Tieren gut bestätigten Effekte auch für Menschen (zum Beispiel in Kernspintomographen) nachzuweisen sind.

In Studien zur Thermo-Regulation tierischer Organismen wurden widersprüchliche Ergebnisse gefunden ([131], S. 142 ff.). Zur Zeit sieht es eher so aus, als ob die zentrale Körpertemperatur sich selbst bis zu Flußdichten von 8 T nicht verändern würde.

Für das visuelle System ([131], S. 146 ff.) wurden vor allem die Magnetophosphene (das sind Lichterscheinungen unter Feldeinfluß) untersucht. Sie wurden beobachtet für Feldänderungen von 0,6 bis 2 T pro Sekunde. Es ist nicht klar, bei welcher Geschwindigkeit von Kopfbewegungen in Gleichfeldern (vermutlich sind dafür 2-4 T notwendig) Magnetophosphene auftreten. Nachwirkungen und die Wirkungen wiederholter oder langandauernder Feldexposition wurden bis jetzt auch nicht studiert.

Folgende metabolische Wirkungen wurden in Tierversuchen festgestellt ([131], S. 150 ff.): Veränderungen des Nieren-Stoffwechsels bei Mäuseembryos; Variationen in der Aktivität von respiratorischen Enzymen in ausgewachsenen Ratten und Zunahme von Stoffwechselprodukten im Urin von Mäusen.

Der Zirbeldrüse (Pinealorgan) kommt in dem hier betrachteten Kontext besondere Bedeutung zu: In der wissenschaftlichen Diskussion stehen nämlich Bezüge zur Krebsproblematik von elektromagnetischen Feldern zur Debatte ([131], S. 152 ff.). (Vgl. Abschnitt 19.6) Als neuroendokrines Organ vereint die Zirbeldrüse die Eigenschaften von Nervengewebe und innersekretorischen Drüsen. Von besonderer Bedeutung in dem hier untersuchten Zusammenhang ist die tagesrhythmus-abhängige Melatoninproduktion der Drüse sowie die Tatsache, daß die Produktion dieses Hormons sowohl durch Stimulation der Retina durch Licht als auch durch den Einfluß von Magnetfeldern reduziert werden kann. Variationen in der Melatoninproduktion werden allerdings auf unterschiedliche Weise mit Krebs in Zusammenhang gebracht: für möglich gehalten werden einerseits durch Feldeinfluß erniedrigte Melatoninniveaus, die die Entstehung und das Wachstum von Krebs begünstigen; so wird Melatonin die Wirksamkeit zugesprochen, die Verfügbarkeit bestimmter Hormone zu

reduzieren, die für das Wachsen von hormonabhängigem Brust-, Eierstock- und Prostata-Krebs relevant sind [160]. Außerdem werden auch indirekte - durch das Immunsystem vermittelte - krebsbeeinflussende Wirkungen des Hormons diskutiert. Andererseits werden aber auch erniedrigte Niveaus in Betracht gezogen, die als Folge von Krebs auftreten. (Zur Melatoninhypothese siehe auch Abschnitt 19.6.2.2.)

Experimentell zeigte sich u.a. in Tierstudien: Feldvariationen von $50 \mu\text{T}$ (oder die beim Einschalten dieser Felder entstehenden transienten Ströme) bewirken, daß die nächtliche-Melatoninproduktion fällt. Tierstudien demonstrierten weiterhin, daß Melatonin einige Arten von Tumorwachstum verhindern und die Funktion von Immunantworten verbessern kann. Der in Tierexperimenten gefundene Zusammenhang von Melatoninniveaus einerseits und einigen Krebsarten andererseits ist allerdings wegen methodischer Schwächen der relevanten Experimente in seiner Aussagekraft gemindert. Nichtsdestoweniger gehören die Wirkungen auf die Melatoninniveaus zu den bestbestätigten Effekten schwacher Magnetfelder von unter $0,05 \text{ mT}$. Die Frage eines ursächlichen Zusammenhanges solcher Effekte mit Krebs wird übrigens heute eher bezüglich veränderlicher Magnetfelder untersucht.

6. Wirkungen auf das Verhalten von Lebewesen: Ergebnisse von Studien, die Verhaltensänderungen von Tieren unter Magnetfeld-Einfluß untersuchten ([131], S. 167 ff.), fielen insgesamt eher dürftig und inkonklusiv aus.

19.2.2 Zeitlich variable Magnetfelder

Experimentelle Arbeiten zu zeitlich variablen Feldern sind in wesentlich größerer Anzahl vorhanden als für Gleichfelder; dies hängt auch damit zusammen, daß ein und derselbe Effekt für verschiedene Feldfrequenzen untersucht werden kann, weil Wirkungen für unterschiedliche Frequenzen unterschiedlich ausfallen können. Vergleichbar mit der Situation auf dem Feld der Gleichfelder ist der folgende Punkt: Es werden für Wechselfelder im wesentlichen die gleichen Phänomene untersucht wie für Gleichfelder. Das bedeutet, es wurden auch für Wechselfelder Wirkungen untersucht auf die Zellmembran, auf chemische Reaktionen und Enzymaktivitäten, auf genetische Phänomene, auf die Embryogenese, Entwicklung und Morphologie von Organismen, auf die Physiologie, auf den Stoffwechsel und auf das Verhalten von Lebewesen. Die Ergebnisse entsprechender Studien werden hier nicht im einzelnen referiert, sondern es sei auf zusammenfassende Arbeiten verwiesen, in denen auch reichlich Literaturzitate zu finden sind: [157], [101], [129], [18].

19.3 Ungewißheiten des empirischen Erkenntnisstandes

Vor allem für die Bewertung der Gesundheitsrelevanz biologischer Effekte sind mannigfaltige Ungewißheiten auf dem Feld der Empirie von Bedeutung; die wichtigsten werden im folgenden genauer beschrieben.

19.3.1 Mangelhaft und fehlerhaft durchgeführte Experimente

In ihrem umfassenden Review von Experimenten zur biologischen Wirkung statischer Magnetfelder erörtert die Autorin Nancy J. Simon unter anderem auch experimentelle Unzulänglichkeiten, die den

Wert experimenteller Ergebnisse beträchtlich relativieren können [140]. (Bedeutung haben diese Überlegungen allerdings auch für die Arbeiten zu den Wirkungen von Wechselfeldern, was vielerorts betont wird.)

So postuliert Simon, in Experimenten mit *negativem Ausgang* müsse sichergestellt sein, daß das experimentelle Design hinreichend sensitiv sei, um Wirkungen bestimmter Größenordnung entdecken zu können. Dies sei aber zum Beispiel dann nicht gegeben, wenn der Variabilitätsbereich des gemessenen Parameters unter den gewählten experimentellen Bedingungen so breit sei, daß er auf Grund einer geringen Anzahl von geprüften Fällen verdunkelt werde. Eintreten könne dieser Fall, wenn der durch Vergleich von exponierten Fällen und nichtexponierten Kontrollfällen gefundene Effekt kleiner sei als die zwischen unterschiedlichen Kontrollfall-Sets bestehende Variation des Parameters. Dann gelte es, das experimentelle Design entsprechend zu verändern.

Eine weitere Möglichkeit mangelnder Sensitivität des experimentellen Design sei auch gegeben, wenn die experimentelle Technik nicht hinreichend fein sei, um den gesuchten Effekt zu erfassen. Bestimmte Strukturveränderungen in biologischem Gewebe zum Beispiel könnten nur mit dem Elektronenmikroskop, nicht aber mit dem Lichtmikroskop erfaßt werden.

Fehler würden oft auch in Hinblick auf die Wahl der Expositionsperiode gemacht. In Experimenten mit Froschembryos zum Beispiel seien es eben nur die frühen Perioden der Entwicklung, die unter Umständen für Magnetfelder sensitiv seien. Nur wenn dies angemessen berücksichtigt werde, sei es berechtigt, vom negativen Ausgang von Experimenten zu sprechen.

In Experimenten mit *positivem Ausgang* würden oft Kofaktoren (vgl. Abschnitt 19.6.2.1) nicht angemessen erkannt und berücksichtigt. So sei zum Beispiel die in Experimenten gefundene Fähigkeit von Versuchspersonen, Magnetfelder von 60 Hz und 1 mT zu spüren, nicht der Sensitivität für Magnetfelder geschuldet gewesen, sondern der Sensitivität der Versuchspersonen für Geräusche und Vibrationen, die diese Experimente begleiteten.

Um alle diese Pseudoeffekte zu vermeiden, sei es wünschenswert, daß relevante Experimente von unterschiedlichen Experimentatoren wiederholt würden. Sofern dies stattfand, hätte sich allerdings sehr oft gezeigt, daß die experimentellen Bedingungen nicht korrekt dupliziert wurden.

Schließlich sei es eine wichtige Forderung, die statistische Signifikanz von Ergebnissen korrekt zu ermitteln und anzugeben.

19.3.2 Das Unwissen in Hinblick auf Langzeiteffekte

In der „Conclusion“ ([131], S. 246) des in Abschnitt 19.3.1 erwähnten Reviews experimenteller Arbeiten postuliert die Autorin, daß die von ihr diskutierten Arbeiten für das Festsetzen von Langzeit-Expositions-Grenzwerten nicht relevant seien. Sie begründet dies wie folgt:

Da experimentelle Techniken sehr oft nicht hinreichend sensitiv seien, um Langzeit-Risiken und 'wahre Schwellenwerte' zu entdecken, seien die in vielen Untersuchungen tatsächlich gefundenen Schwellenwerte oft nur eine Folge des gewählten experimentellen Designs oder der gewählten Dauer der Feldexposition. Mit vergrößerter Sensitivität bzw. verlängerter Expositionsdauer bezüglich der Experimente würde sich vermutlich oft zeigen, daß Schwellenwerte in Wahrheit kleiner seien. Wichtig in diesem Zusammenhang ist der Hinweis: Wegen der erwähnten zu geringen Sensitivität von Experimenten nicht gefundene kleine Effekte könnten auf Grund von Kumulationen über lange

Zeitenräume, wie sie zum Beispiel in Hinblick auf SMES-Anlagen zu erwarten seien, durchaus kritische Bedeutung erlangen.

Überdies wären in einigen Experimenten Fenstereffekte gefunden worden, deshalb sei zum Beispiel ein bei 1 T unter Umständen nicht gefundener Effekt kein Beweis dafür, daß dieser Effekt nicht vielleicht bei 1 mT auftreten könnte. Viele Experimente müßten in dieser Hinsicht wiederholt werden.

Schließlich seien fast alle Experimente für relative kurze Expositionszeiten durchgeführt worden; dies sei den geplanten Expositionenperioden zukünftiger technischer Anlagen nicht angemessen.

Und zuletzt seien manche experimentelle Ergebnisse in Bezug auf das Nervensystem nun fragwürdig geworden, weil kürzlich Latenzperioden von 10 - 30 Minuten (nach der Anfangsexposition) bekannt geworden seien.

19.3.3 Unzureichende Bestätigung von Effekten

Außerdem existierten nach Simon auch gerade in Hinblick auf den zukünftigen Bau von Großanlagen folgende gravierende Ungewißheiten: Es wurden in einzelnen Experimenten statistisch signifikante Effekte gefunden, in der Folge wurden sie allerdings weder bestätigt noch widerlegt. Simon gibt Beispiele dafür und sagt dazu, jeder dieser Effekte, wenn er ernsthaft bestätigt würde, könnte die Lozierungsproblematik großer magnetischer Anlagen und die Berufspraktiken der dort Beschäftigten schwerwiegend berühren, deshalb sei Forschung dringend nötig, um diese Probleme aufzuklären; im einzelnen erwähnt sie folgende Ergebnisse:

- Interferenz mit der Zellulose-Synthese in Pflanzen (0,5 - 1,8 T);
- verstärkte Aktivität des Enzyms Thymidine Kinase in Knochenmarks-Zellen von Mäusen (0,5 - 1,4 T);
- Fluktuationen von \pm 50 Prozent in der Aktivität von membran-assoziierten Enzymen in der zellulären Atmungskette (8 mT);
- Zunahme von chromosomalen Aberrationen in Staubbeutel-Zellen (0,5 T);
- Zunahme von Schwester-Chromatiden-Austausch in Knochenmarks-Zellen von Hamstern (1 - 14 T);
- abnormale Myelination von Neuronen im Gehirn von neugeborenen Ratten (0,5 mT);
- Wirkungen auf die synaptische Transmission neuraler Information bei wirbellosen Tieren (23 mT);
- Wirkungen auf in-vitro Herzpräparate (0,3 T) und Verlangsamung des Pulses (1 - 2 T);
- erfolgreiche Verhaltenskonditionierung von Bienen in Hochgradient-Feldern (100 μ T);
- Anwachsen von Bauchspeicheldrüsen-Krebs von 40 Prozent und ein erhöhter Risikofaktor von 1,9 für Leukämie, referiert in epidemiologischen Studien zur beruflichen Exposition (4 - 50 mT).⁵

Zu ergänzen wäre diese Liste übrigens um das Problem der 'Elektrosensiblen', das in Abschnitt 19.7.1, Punkt 3c, erörtert wird.

5 Vgl. Abschnitt 19.6.

19.4 Zur Gesundheitsrelevanz der biologischen Wirkungen

19.4.1 Die allgemeine Situation

Sowohl allgemein umweltpolitisch als auch im Rahmen des hier betrachteten SMES-Projektes ist die Frage nach Gesundheitsrisiken biologischer - durch statische und niederfrequente (etwa 50/60 Hz) elektromagnetische Felder verursachter - Effekte von beträchtlichem Interesse; sie wird in der relevanten Literatur wie folgt beantwortet:

Nach ersten Problematisierungen von Gesundheitsgefahren elektromagnetischer Felder in den späten sechziger Jahren begann weltweit eine kontinuierlich anwachsende Forschungstätigkeit. Für relative starke Felder war schon lange bekannt, daß Beeinträchtigungen des Wohlbefindens und auch Gesundheitsgefahren existierten (z.B. Erregungen von Nerven- und Muskelzellen). Für vergleichsweise schwache Felder hingegen, wie sie etwa endogenen Strömen im menschlichen Körper entsprechen (oder noch darunter), wurden biologische Wirkungen und erst recht Gesundheitsrisiken zunächst allerdings verneint. Die Begründung dafür: Gefährdungen waren weder bekannt, noch konnte man sich theoretisch vorstellen, daß und wie solche Felder wirken sollten oder Schaden anrichten könnten; insbesondere verwies man in diesem Zusammenhang auch darauf, daß durch elektromagnetische Felder niedriger Frequenz, wie sie normalen Umweltniveaus entsprächen, im leiterfreien Raum kein nennenswerter Energietransfer stattfindet, deshalb könnten im Gegensatz zu ionisierender Strahlung chemische Bindungen nicht aufgebrochen werden [104].

Der Fortschritt der Forschung vor allem im letzten Jahrzehnt brachte allerdings auch in diesem Bereich kleiner Feldstärken biologische Wirkungen reichlich zum Vorschein (vgl. die Ausführungen zu den sogenannten 'schwachen und subtilen Wirkungen' in Abschnitt 19.4.2). Ob diese Wirkungen *gesundheitsrelevant* sind, d.h. die Gesundheit von Organismen beeinträchtigen könnten, blieb allerdings selbst bis heute oft ungewiß! Die Gründe dafür sind: Erstens Schwächen der empirischen Beschreibung vieler Effekte (vgl. Abschnitt 19.3); und ein Großteil der gefundenen Wirkungen wurde nur auf dem Niveau der Zellen oder Organe erforscht. Ob und wie sich diese Effekte auf das Funktionieren tierischer oder menschlicher Gesamt-Organismen unter realen Umweltbedingungen auswirken würde, ist selbst nach dem aktuellen Stand des Wissens in vielen Fällen unklar. Eine Rolle spielen in diesem Zusammenhang auch Kompensationsmechanismen der Organismen, die Gesundheitsgefahren biologischer Wirkungen unter Umständen abwehren könnten und vermutlich auch in vielen Fällen tatsächlich verhindern. Aber wann, wo und wie dies geschieht, ist für viele biologische Effekte völlig offen. Deshalb ist es unklar, ob mit ihnen Gesundheitsgefahren verbunden sind.

Schwierig zu beantworten sind im einzelnen die folgenden Fragen: Wie sind spezielle Laborbedingungen auf reale Umweltverhältnisse zu übertragen? Wie relevant sind in Tierversuchen gewonnene Ergebnisse für andere Tierarten bzw. den Menschen; wie sind insbesondere dosimetrisch relevante Skalierungen zwischen unterschiedlichen Spezies vorzunehmen? Und wie können biologische Konsequenzen und die Gesundheitsrelevanz beobachteter Wirkungen evaluiert werden [14]?

Dies spiegelt sich auch wider in entsprechenden Äußerungen relevanter Publikationen; so sind aktuelle Schriften zu diesem Thema reich an Bemerkungen, die Wissensdefizite konstatieren. Illustriert werden kann diese Situation eindrucksvoll auch durch das Ergebnis einer jüngst durchgeführten Expertenbefragung. Befragt, ob sie in Hinblick auf heute im Brennpunkt des Interesses stehende biologische Wirkungen Gesundheitsrisiken sähen, antworteten führende Fachleute sehr unter-

schiedlich; es entfaltete sich ein breites Spektrum unterschiedlicher Risikovermutungen bis hin zu extrem gegensätzlichen Meinungen (vgl. Bild 19-1)

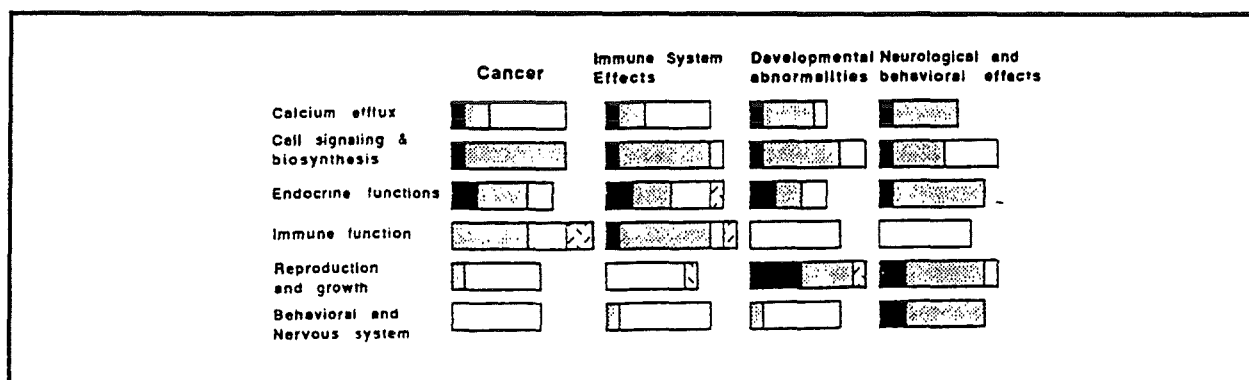


Bild 19-1: Resümee einer Expertenbefragung über Gesundheitsrisiken. Es wird angegeben, in welchem Ausmaß sechs größere Literaturkategorien von biologischen Wirkungen Hinweise liefern für das Auftreten von vier möglichen Gesundheitsrisiken. Der ermittelte Anteil der Expertenantworten an den verschiedenen Beurteilungskategorien wird verdeutlicht durch die relativen Anteile der unterschiedlich schraffierten Teil-Balken. Variable totale Balkenlängen rühren daher, daß manche Experten mehrere Beurteilungen abgaben für unterschiedliche Teilaspekte einer Literaturkategorie, bzw. manche Experten keine Urteile fällten. Die totale Anzahl von Antworten für jede einzelne Kategorie wird angezeigt durch die Länge der Balken. Quelle: [97]

Symbole: *Schwarze Balken*: Hinweise für Risikohypothese gegeben; *grauer Balken*: Hinweise konsistent mit Risikohypothese; *weißer Balken*: Hinweise irrelevant; *schraffierter Balken*: Hinweise im Widerspruch zur Risikohypothese.

Mit zunehmendem Erkenntniszuwachs im Verlauf der letzten Jahre wurde die Frage nach der Gesundheitsrelevanz biologischer Wirkungen, wie sie etwa in Abschnitt 19.2.1 beschrieben wurden, sogar eher drängender: Erstens fand man nun eine Fülle von Wirkungen auf Feldniveaus weit unterhalb endogener Felder oder Ströme [18]. Zweitens wurden nun Theorien vorgeschlagen, die möglicherweise verständlich machen, wie solch schwache Felder überhaupt in Organismen wirksam werden könnten. So versuchen diese neuen Modelle zum Beispiel zu erhellen, wie schwache Felder im Gegensatz zu älteren Anschauungen sehr wohl starke innere 'Barrieren'⁶ gleichsam zu überwinden vermögen; und sie demonstrieren, daß sehr schwache körperfremde Felder nicht unter allen Umständen im thermodynamischen Rauschen der Organismen untergehen müssen (vgl. Abschnitt 19.5.1). Drittens wurde in Hinblick auf Wirkungen der bisher geltende Grundsatz fragwürdig, daß kleinere Ursachen vergleichsweise kleinere Wirkungen haben müßten: Man hat nämlich sogenannte Fenstereffekte entdeckt⁷ (vgl. Abschnitt 19.2.1), das sind Wirkungen, die nur in ganz bestimmten Frequenz- und Intensitäts-Fenstern auftreten. Man kann deshalb auch nicht mehr generell davon ausgehen, daß Wirkungen für kleinere Feldstärken nicht vorhanden seien, wenn sie sich in einem bestimmten Zusammenhang für größere Feldstärken als nicht existent erwiesen haben; diese Prämisse liegt den gängigen Grenzwert-Philosophien im allgemeinen aber zugrunde [102]. Viertens wurde schließlich eine Fülle von epidemiologischen Untersuchungen durchgeführt,

6 Wie das Zellmembran-Potential, das um Größenordnungen stärker ist als die durch Umweltfelder induzierten und vom Organismus 'wahrgenommenen' körperinneren Potentiale

7 Involviert waren unter anderem folgende Phänomene: Mobilität von Kalziumionen (vgl. Abschnitt 19.5.2); elektrische Aktivität des Gehirns; lymphozytische Zytotoxizität; Enzymaktivität bezüglich Zellwachstums und Zellteilung.

die auch für sehr kleine Flußdichten⁸ Hinweise auf - allerdings keine Beweise für - Gesundheitsrisiken gaben; das potentiell gravierendste dieser Risiken ist Krebs (s. Abschnitt 19.6). Zusammenfassend kann diese Situation gut beschrieben werden durch die folgenden zwei Statements:

"When the question is posed, Is there theoretical or empirical evidence that exposure to electric and magnetic fields at commonly encountered levels poses a threat to health?, the answer must be a firm yes." (...)

"Is there persuasive evidence that electric and magnetic fields are a major cause of clinically adverse health effects, with a biological understanding of the processes involved, a demonstration of quantitative dose-response gradients, and a firm basis for risk assessment? The answer (...) is: No." [119]

Ein adäquates methodisches Konzept, um diese komplexe Situation zu beschreiben, bietet der Begriff des 'hypothetischen Risikos' [39]. Definitionsgemäß sind für hypothetische Risiken die Eintrittswahrscheinlichkeiten und manchmal, wie im hier betrachteten Fall auch Risikomechanismen, das heißt auch möglicherweise resultierende Schäden, ungewiß oder unbekannt. Das bedeutet: Es handelt um nicht-quantifizierbare Risiken oder im Extremfall sogar nur um einen *Risikoverdacht*.

Obwohl also für schwache elektromagnetische Felder niedriger Frequenz oft *keine Beweise* für Risiken existieren, sind *Hinweise auf hypothetische Gesundheitsrisiken* trotz aller Ungewißheiten *so substantiell*, daß die auf diesem Gebiet tätigen Wissenschaftler sie im allgemeinen nicht unbeachtet lassen wollen. Und an vielen Orten wird auch der Ruf laut nach verstärkten Forschungsanstrengungen:

"As recently as a few years ago, scientist were making categorial statements that on the basis of all available evidence there are no health risks from human exposure to power frequency fields. In our view, the emerging evidence no longer allows one to categorically assert that there are no risks. But it does not provide a basis for asserting that there is a significant risk." [103]

"There are however, several possible areas of biological interactions at low levels of exposure which may have important health implications and about which our knowledge is limited. These areas include the possibility of a role in carcinogenesis perhaps for weak ELF fields or amplitude modulated RF. Mechanism of interaction have been proposed but not established. The possibility of a health risk cannot be ignored and should be further investigated." [116]

"Although there are not enough established correlations between diseases in human beings and exposure to ELF EM fields in the environment, there is marginal evidence that prolonged exposure to EL fields may be a factor in cancer promotion, birth defects and other dysfunctions. (...) Still, too much has been detected in laboratories about effects on important cellular functions for us to ignore the possibility that health injury can occur in organisms." [19]

Freilich gibt es auch Wissenschaftler, die die Akzente anders setzen. So ist im 'Summary' eines vom 'U. S. Department of Labor' in Auftrag gegebenen Kommissionsberichtes zur Risikothematik der elektromagnetischen Felder zu lesen:

"The lack of converging epidemiological and biological support for the occasionally reported adverse health effects is consistent with calculations of quantities based on fundamental laws of physics for describing electric or magnetic fields. These calculations show that these electric or magnetic fields induced in the human body from external ELF-EMF sources are very weak and generally much weaker than intrinsic fields created by the normal, natural thermal movement of ions within the body. Given this lack of conclusive evidence, any assessment of a health risk associated with fields emitted by

8 Bis hinunter zu 0,25 μ T.

9 Vgl. Abschnitt 19.6, wo dies an der Krebsproblematik demonstriert wird.

these sources would be speculative and seemingly unjustified. (...) This review does not provide justification for a major expansion of the national research effort to investigate the health effects of ELF-EMF." [151]

Dazu kann gesagt werden: Fragwürdig ist das wissenschaftlichen Argument dieses Zitats ("fundamental laws of physics"), weil es in dieser Hinsicht widersprechende Hypothesen gibt (vgl. Abschnitt 19.5.1). Problematisch ist die Einschätzung "any assessment of a health risk would be unjustified", weil die hier zusammengetragenen Indizien den Schluß auf hypothetische Gesundheitsrisiken durchaus rechtfertigen, was begrifflich eben doch ein wohldefiniertes "health assessment" darstellt. In diesem Zusammenhang gewinnt, wie auch die obigen Zitate zeigen, die Auffassung an Boden, daß hypothetische Risiken, sofern der Risikoverdacht hinreichend Substanz hat, durch Maßnahmen der Risikovorsorge zu berücksichtigen seien [39]. Und widersprochen wurde schließlich den forschungspolitischen Intentionen des Zitats von zwei führenden Wissenschaftlern in kritischen Artikeln zum 'Summary'.¹⁰

Es leidet übrigens die Diskussion von Umweltrisiken oft darunter, daß man mit den besonderen Qualitäten 'hypothetischer Risiken' weder konzeptionell noch in der Praxis zurecht kommt. Sehr oft wird, wie auch Diskussionen um die Gentechnologie zeigen, aus der Hypothetizität des Risikos der Schluß gezogen, daß es sich dabei nur um eine Art von nicht beachtenswerten Hirngespinnsten handle (umfassend zur Problematik: [82]). Dies wird auch an dem 'Summary' mit folgenden Worten kritisiert:

"In its impatience to find an irrefutable body of research to demonstrate or explain health hazards from electric and magnetic fields the panel appears to accept nothing less than instant, comprehensive evidence. In this area, as in most others, isolated and tenuous bits of information that may or may not ultimate coalesce into a full picture appear from different disciplines. If we ask, It is a fully formed picture?, the answer is negative, but the failure of the whole does not negate the individual parts." [121]

19.4.2 Die naturwissenschaftliche Problematik von Grenzwert-Festsetzungen

Grenzwertfestsetzungen stützen sich vor allem auf zwei Säulen. Erstens auf wissenschaftliche Beschreibungen von Ursachen und Wirkungen, die möglicherweise Gefährdungen darstellen. Und zweitens auf normativ-evaluative Erwägungen, dabei geht es grob gesprochen um die Frage, wie sicher 'sicher genug' sei und um Nutzen-Kosten-Abwägungen in Hinblick auf Vorsorge- und Sicherheitsmaßnahmen (vgl. Abschnitt 21.1).

Die Fülle der in den vorangehenden Abschnitten beschriebenen wissenschaftlichen Unsicherheiten implizieren nun, daß Grenzwert-Festsetzungen für elektromagnetische Felder wissenschaftlich in mancherlei Hinsicht auf unsicherem Boden stehen. So fehlen, wie gesagt, wichtige Informationen in vielen Punkten der experimentellen und theoretischen Beschreibung von Wirkungen (vgl. Abschnitt 19.3 und 19.5). Aber selbst dann wenn Wirkungen hinreichend präzise beschrieben wurden, bleibt die Frage nach möglichen Gesundheitsrisiken in vielen Fällen mit großen Ungewißheiten verbunden.

In Hinblick auf diese Problematik werden im folgenden einige strukturelle Aspekte etwas näher beleuchtet: Erstens wird gefragt, welche konkreten wissenschaftlichen Ergebnisse den in dieser

10 Dort wurde auch für das 'Summary' insgesamt diagnostiziert, es sei "deficient in content and logic" [120], [142]

Arbeit diskutierten Grenzwerten (vgl. Abschnitt 20) im wesentlichen zu Grunde liegen.¹¹ Zweitens wird aufgezeigt, welche wissenschaftlichen Problemfelder dabei nicht berücksichtigt wurden, und wie dies begründet wurde. Und drittens wird beschrieben, welche wissenschaftliche Ungewißheiten in die konkreten Risikoabschätzungen der Grenzwert-Festsetzungen eingegangen sind, und wie sich dies auswirken kann.

1. Die Effekte, die den Grenzwert-Festsetzungen im wesentlichen zugrunde gelegt wurden, sind vor allem akute und wohlbestätigte Wirkungen, die durch relativ starke innere Stromdichten (über $10 \text{ mA}\cdot\text{m}^{-2}$)¹² hervorgerufen werden. Dazu zählen vor allem Erregungen von Nerven- und Muskelfasern, besonders beachtet werden dabei Hirn und Herz des Menschen, sowie negative Wirkungen von Kontaktströmen und Mißempfindungen. Weiterhin sind es gut bestätigte Effekte, wie zum Beispiel die Magnetophosphene und weitere gut bestätigte Effekte (vgl. die drei unteren horizontalen Abteilungen in Tabelle 19-2).

Neben der Orientierung an diesen konkreten Effekten war für die IRPA-Grenzwert-Festsetzungen das allgemeine Prinzip leitend, daß die im Körperinneren durch äußere Felder induzierten Ströme nicht größer sein sollten als die mit biologischen Prozessen im Körperinneren einhergehenden endogenen Ströme (vgl. Abschnitt 20.1).¹³ Demgemäß wurde von der IRPA ein Wert von $10 \text{ mA}\cdot\text{m}^{-2}$ vorgeschlagen.¹⁴ Freilich ist dieses Prinzip, nach neueren Erkenntnissen wissenschaftlich zweifelhaft geworden.¹⁵ Denn nun wurden viele Wirkungen - deren Gesundheitsrelevanz ist allerdings fraglich und wird kontrovers diskutiert - mit inneren Ströme weit unterhalb natürlicher Körperströme in Zusammenhang gebracht (vgl. Abschnitt 19.2 und 19.5). Änderungen der Kalziumfluß-Raten zum Beispiel (vgl. Abschnitt 5.2) treten auf bei einer Stromdichte um sieben (!) Zehnerpotenzen niedriger als dem obigen Kriteriumswert von $10 \text{ mA}\cdot\text{m}^{-2}$ [76].

Außerdem könnten Fenstereffekte (vgl. Abschnitt 19.4.1) zur Folge haben, daß sich erst in Feldstärken-Bereichen weit unterhalb von bisher für gültig gehaltenen Gefahrgrenzen auch neue Fenster der Gefährdung auftun. Etwas technischer formuliert: Um die Gesundheitsrelevanz von Wirkungen präzise zu beschreiben, sind Dosis-Wirkungs-Beziehungen unentbehrlich: man muß angeben können, wie Wirkungen mit der Feldstärke variieren. Ohne diese Beziehungen sind Grenzwert-Festsetzungen sinnvoll nicht möglich, es sei denn, man setzt sie einfach implizit voraus [58]. Freilich sind Dosis-Wirkungs-Beziehungen heute für die meisten, zumindest der 'subtilen und schwachen' biologischen Wirkungen nicht bekannt.¹⁶ Ebenso wie zur Gesundheitsrelevanz biolo-

11 Demonstriert wird dies an den IRPA-Richtlinien (vgl. Abschnitt 20.1), die in wesentlichen Punkten ihrer Sicherheits-Philosophie für die deutschen VDE-DIN-Richtlinien vorbildlich waren (vgl. Abschnitt 20.3).

12 Die ihrerseits von äußeren Feldern induziert werden.

13 Etwa nach dem Motto: Naturidentische Stromniveaus können nicht gesundheitsschädlich sein. J. Bernhardt zum Beispiel schreibt in Hinblick auf 'natürliche Stromdichten': "... welche für uns noch immer ein gewisses Maß zur Orientierung darstellen, solange keine besseren Wirkungsmodelle vorliegen." [30]

14 Für Magnetfelder bezieht sich dies auf Kurzzeitbelastungen für berufliche Belastungen; für Langzeitbelastungen sowie die allgemeine Öffentlichkeit wurden niedrigere Werte festgesetzt, siehe unten.

15 "Data are available indicating that Bernhardt's basic hypothesis - that induced ELF electric fields at levels below endogenous field levels are too small to cause biological effects - is not valid." [75]

16 Nur in einem Teil der epidemiologischen Krebsstudien zum Beispiel waren Dosis-Wirkungs-Beziehungen erkennbar; die Ergebnisse der Studien blieben auch in dieser Hinsicht inkonklusiv (vgl. Abschnitt 19.6.2). Aber selbst für die wohlbestätigten erwähnten Erregungen von Nerven und Muskelzellen wird in Frage gestellt, ob die Annahme einer "feldproportionalen Zunahme der Wirkung" gerechtfertigt ist [87].

gischer Wirkungen (siehe oben) gibt es unter Experten ein breites Meinungsspektrum hinsichtlich möglicher Formen solcher Beziehungen¹⁷ [98].

Innere Stromdichten (mA·m ⁻²)	Wirkungen, Gesundheitsrisiken	Qualität der Risiko-Abschätzung
< 1	Abwesenheit gut gesicherter Effekte. Bereich der natürlichen Hintergrundstromdichten in den meisten Organen des Körpers. <i>Hypothetisches Krebsrisiko etwa bei 0,003 mA·m⁻² (entsprechend 0,25 µT)</i> ¹⁸	
1 - 10	Subtile biologische Wirkungen , zum Teil nur innerhalb bestimmter Frequenz- und Intensitätsfelder beobachtet (z.B. einige Transkriptionsprozesse, veränderte Kalziumflüsse, Hemmung der Melatoninproduktion). Relevanz dieser Beobachtungen für den Gesundheitsschutz bisher nicht geklärt. Bereich der natürlichen Hintergrundstromdichten für Herz und Hirn. <i>(IRPA-Grenzwert für innere induzierte Stromdichten: 10 mA·m⁻²)</i>	Bereich relativer wissenschaftlicher Ungewißheit
10 - 100	Gut bestätigte Effekte (z.B. Änderung der Protein- und DNS-Synthese, Veränderung von Enzymaktivitäten, Verschiebung von Ionen, Metaboliten und Wirkstoffen). Deutliche visuelle (Magnetophosphene) und mögliche nervöse Effekte. Berichte über beschleunigte Knochenbruchheilung.	Bereich relativer wissenschaftlicher Gewißheit
100 - 1000	Veränderung in der Erregbarkeit des zentralen Nervensystems. Bereich, in dem Reizwirkungen im erregbaren Gewebe beobachtet werden. Gesundheitsgefahren möglich.	
> 1000	Extrasystolen und Herzkammerflimmern möglich, akute Gesundheitsschäden.	

Tab. 19-2: Biologische Wirkungen und Gesundheitsrisiken in Abhängigkeit von inneren Stromdichten. Näheres siehe Text. Quelle. [28]. Der Hinweis auf den IRPA-Grenzwert, auf das hypothetische Krebsrisiko, die gesamte Spalte 3 und alle Hervorhebungen wurden durch den Autor ergänzt.

2a. Neben diesen Effekten, welche die wissenschaftliche Basis der IRPA-Grenzwerte bilden, gibt es einen großen Bereich von Wirkungen, die explizit ausgeschlossen wurden von den Grenzwert-Festsetzungen: es sind dies die sogenannten 'schwachen und subtilen Effekte': sie sind relativ kleinen internen Strömen (kleiner als 10 mA·m⁻²) zuzuschreiben.¹⁹

Gerechtfertigt wurde dies damit, daß bis heute in diesem Bereich keine pathologischen Wirkungen mit Gewißheit festgestellt worden seien, und es wurden bis heute auch keine zwingenden theoretischen Modelle entwickelt, die Gesundheitsgefahren nahelegen (vgl. die zwei oberen horizontalen Abteilungen in Tabelle 19-2). J. Bernhardt, maßgeblich beteiligt an der Ausarbeitung der IRPA-Grenzwerte, bemerkte dazu:

- 17 Folgende Alternativen von Dosis-Wirkungs-Beziehungen werden u.a. in Betracht gezogen: Lineare bzw. nichtlineare Abhängigkeit der Wirkung von zeitlich gemittelten Feldstärken; lineare bzw. nichtlineare Abhängigkeit von zeitlich kumulierten Feldstärken; Abhängigkeit proportional der Anzahl von Schwellenwert-Überschreitungen; Abhängigkeit von den kumulativen über einem Schwellenwert registrierten Zeiten; Abhängigkeiten, die nur in bestimmten Frequenz- bzw. Intensitätsfenstern wirksam werden - bestimmte Vertreter dieser Hypothese leugnen übrigens die heute den Grenzwert-Festsetzungen zugrunde gelegte Auffassung, daß schwache Magnetfelder durch die von ihnen (gemäß des Faradayschen Gesetzes) induzierten Ströme wirken (vgl. Abschnitt 19.5.1) [92]; Abhängigkeiten, die überhaupt nur wirksam werden bei Anwesenheit anderer äußerer Agenzien (wie zum Beispiel eines Gleichfeldes).
- 18 Zur Krebsproblematik vgl. Text unten und Abschnitt 19.6. Die durch das Magnetfeld induzierte elektrische Stromdichte wurde hier mit folgender Formel berechnet: $J=0,24 \cdot f \cdot B$, wobei J [mA·m⁻²] die Stromdichte, f [Hz] die Frequenz und B [Tesla] die magnetische Flußdichte sind [78].
- 19 Die Kausalstruktur dieser Wirkungen wird hypothetisch z.B. wie folgt beschrieben [143]: Schwache elektromagnetische Felder verursachen elektrische Ströme in den interzellularen Flüssigkeiten; diese Ströme evozieren elektrochemische Ereignisse an der Zelloberfläche, die ihrerseits - nach Signalverstärkung und -weiterleitung - in transmembranischen Wechselwirkungen resultieren; diese Signale rufen Antworten des Zellplasmas hervor, die in Veränderungen makromolekularer Synthesen, des Zellwachstums, der Zelldifferenzierung und von Zellfunktionen münden können (vgl. Abschnitt 19.5.2). Kontroversen bestehen darüber, ob solche Wirkungen auch unter 1 mA·m⁻² nennenswert in Erscheinung treten (vgl. dazu Abschnitt 19.5.1) [144].

"Die eigentliche Grenzwertdiskussion spielt sich aber in dem Bereich unterhalb dieser Werte ab (Stromdichten von 1 - 10 mA·m⁻²). Dabei handelt es sich um subtile biologische Wirkungen wie beispielsweise die Hemmung der Melatoninproduktion oder Veränderungen in Kalziumflüssen, die nur innerhalb bestimmter Frequenz- oder Intensitätsfenster beobachtet werden (sogenannte Fenstereffekte). *Die Aussage der WHO und auch der IRPA dazu ist folgende: Viele solcher Effekte sind bestätigt, man weiß aber nicht, welche Relevanz sie für den Gesundheitsschutz haben.*" [28]

"Ein wichtiger Schwerpunkt der EHC-Dokumente²⁰ ist es, *eine Unterscheidung zwischen gut bestätigten biologischen Wirkungen und solchen zu treffen, die mehr hypothetisch oder-vorläufig (unbestätigt) sind.*²¹ Diese Bewertung ist wesentlich für die Entwicklung von Grenzwerten. Während Sicherheitsfaktoren bei der Festlegung von Grenzwerten bestehende Ungewißheiten und unbekannte Faktoren bei der Festlegung von Expositionsgrenzwerten abdecken können, würde die Berücksichtigung unbestätigter Daten zu unnötig restriktiven Grenzwerten führen, die zu große Kosten für die Industrie, Verbraucher und Bevölkerung führen würde, ohne die gesundheitliche Auswirkung zu verbessern." [21]

Eine konkretes Beispiel für wissenschaftliche Ungewißheiten, die präzise Risikoabschätzungen im Bereich der 'weak and subtle effects' verhindern, bietet das hypothetische Krebsrisiko (vgl. Abschnitt 19.6). Hier stehen sowohl vergleichsweise sehr schwache Felder als auch subtile und in vielen Hinsichten unaufgeklärte Wirkungsmechanismen zur Debatte. Und es existieren epidemiologisch gestützte *Hinweise* auf das Risiko, die nicht von der Hand zu weisen sind. Dies sehen die Autoren der IRPA-Grenzwerte offensichtlich auch so - mit einbezogen in die Grenzwert-Festsetzungen haben sie das hypothetische Krebsrisiko allerdings (noch) nicht. Mit der Begründung, der wissenschaftliche Kenntnisstand erlaube dies nicht; bevor weitere Maßnahmen angemessen erschienen, müßten weitere Forschungsergebnisse vorliegen:

"Although these epidemiological data cannot be dismissed, there must be additional studies before they can serve as a basis for health hazard assessment." [67]

Drei Jahre nach Erlass der IRPA-Richtlinien wurde diese Sicht von der Nachfolgeorganisation der IRPA, der ICNIRP, im wesentlichen bestätigt; in Hinblick auf die Krebsproblematik elektromagnetischer 50/60 Hz Felder seien wissenschaftsbasierte Risikoabschätzungen im Sinne einer Ursache-Wirkungs-Beziehung nicht möglich:

"The major reason for the interim nature of these guidelines was the inability to arrive at a scientifically based judgement concerning any causal relationship between 50/60 Hz magnetic field exposures and the excess occurrence of cancer." [64]

Die Betonung des vorläufigen Charakters der Richtlinien scheint ein expliziter Hinweis darauf zu sein, daß die ICNIRP in Hinblick auf einen kausalen Zusammenhang offen bleibt für die Ergebnisse zukünftiger Forschungen [59].

Schweden hat übrigens aus dieser Situation folgende Konsequenzen gezogen: es hat die Grenzwerte für Magnetfelder in öffentlichen Gebäuden drastisch - um Faktor 1000 gegenüber den IRPA-Werten - abgesenkt (vgl. Abschnitt 20.4.2 und 21.1, Punkt 3); dies mag ein Hinweis darauf sein, welche zukünftigen Entwicklungen möglicherweise bevorstehen.

2b. Eine andere Gruppe von Wirkungen, für welche die IRPA die Grenzwerte mit wissenschaftlich begründeten Quantifizierungen nicht festsetzen konnte, sind Langzeitwirkungen: Also Wirkungen,

20 Das sind die 'Environmental Health Criteria' der Weltgesundheits-Organisation, siehe [156], [157].

21 Hervorhebungen d.A.

die erst nach relativ langer Exposition (Wochen bis Jahrzehnte) auftreten. Zu diesem Thema liegen, wie allorts betont wird, wissenschaftliche Ergebnisse nicht ausreichend vor, deshalb können auch potentielle Gesundheitsgefahren dieser Effekte nicht evaluiert werden. Die Ungewißheit auf diesem Gebiet wird allerdings in den Grenzwert-Festsetzungen in gewisser Weise pragmatisch aufzufangen versucht und zwar durch vorsorgliche Einschränkungen von Expositionsperioden. Eingeschränkt wird allerdings nur die Expositionsdauer pro Tag; d.h. die so verkürzten Expositionszeiten dürfen sich durchaus über die gesamte menschliche Lebens- oder Arbeitszeit erstrecken (vgl. Abschnitt 20.1).

3. In Punkt 2 wurden jene Phänomene erörtert, die in Hinblick auf Grenzwert-Festsetzungen auf Grund mangelnden Erkenntnisstandes weitgehend ausgeklammert wurden. Außerdem bestehen allerdings wissenschaftliche Ungewißheiten in jenen Fragen, welche die konkrete wissenschaftliche Basis für Grenzwert-Festsetzungen bilden. So sind für Grenzwert-Festsetzungen sehr wichtige Bezugsgrößen die inneren Ströme, die von äußeren Feldern induziert werden. Diese Ströme werden unter gewissen Annahmen über die elektromagnetische Struktur des menschlichen Körpers näherungsweise berechnet; der menschliche Körper wird in diesen Untersuchungen in Hinblick auf seine elektromagnetischen Eigenschaften im allgemeinen als homogenes Gebilde angesehen [77]. Unterschiedliche Autoren gelangen dabei allerdings sowohl für elektrische als auch magnetische Felder zu unterschiedliche Ergebnissen [132], bzw. wird von Autoren auch zugegeben, daß entsprechende Berechnungen nur bis auf eine Größenordnung exakt sein könnten [31].²² Je nachdem welche Ergebnisse schließlich den Grenzwert-Festsetzungen zugrunde gelegt werden, resultiert dies in niedrigeren oder höheren Grenzwerten. In dieser Frage hat es übrigens Kontroversen zwischen dem Bundesamt für Strahlenschutz und DIN- und VDE-Gremien gegeben, die dazu führten, daß die für die Bundesrepublik Deutschland gültigen DIN-Grenzwerte um einiges höher liegen als die internationalen IRPA-Grenzwerte [29]. Analoges wurde auch für die Schwellenwerte der sogenannten akuten Wirkungen berichtet, die für Grenzwert-Festsetzungen konstitutiv sind (gemäß Punkt 1, oben) [133].

Zusammenfassend zeigt die Analyse der Begründungszusammenhänge für Grenzwert-Festsetzungen: Die Grenzwerte des Abschnittes 20 für elektromagnetische Felder beruhen in Ermangelung fundierten Wissens erstens auch auf einer Reihe von mehr oder minder schwach begründeten Hypothesen, zweitens auf näherungsweise Abschätzungen wichtiger Parameter und drittens auf pragmatischen Vorsorge-Maßnahmen. Diese drei Ersatzbehelfe bilden neben wissenschaftlichen Ergebnissen und neben normativ-evaluativen Nutzen-Kosten-Abwägungen²³ sozusagen die dritte Säule, auf die sich Grenzwert-Festsetzungen im allgemeinen stützen. Ob man mit den in dieser Arbeit betrachteten Grenzwerten wirklich unterhalb von Gesundheitsrisiken liegt, ist dementsprechend ungewiß; es dürfte schwerfallen, auch nur Gewißheitsgrade dafür zu spezifizieren. Der in Abschnitt 20 wiedergegebene Anspruch von Grenzwert-Modellierern, konservative Grenzwerte

22 So berechnet Bernhardt das für die Induktion eines inneren Stroms von $1 \text{ mA}\cdot\text{m}^{-2}$ (bei 60 Hz) notwendige äußere elektrische Feld zu: 0,4 mT; Anderson und Kaune hingegen schätzen ein äußeres Feld von 0,06 mT ab; dieser Wert liegt beinahe eine Größenordnung unter dem Bernhardtschen Wert [132]. Der Grenzwert-Festsetzungen der IRPA wurde allerdings nicht der konservative Zahlenwert zugrunde gelegt.

23 Diese werden im Detail im allgemeinen nicht erörtert, obwohl sie vermutlich für einen bedeutenden Aspekt von Grenzwert-Festsetzungen die (implizite) Begründungen liefern: nämlich dafür, daß man große weiße Flecken auf der Landkarte gesundheitsrelevanter Phänomene bei Grenzwert-Festsetzungen einfach ignorieren zu können glaubt - vgl. Abschnitt 21.

erlassen zu haben, erscheint demgemäß als fragwürdig (vgl. auch Abschnitt 21.2, wo nicht-wissenschaftliche Einflüsse auf Grenzwert-Festsetzungen diskutiert werden).

Der zukünftig vielleicht brisanteste Aspekt der wissenschaftlichen Grenzwert-Problematik könnte übrigens mit einer methodischen Konsequenz der sogenannten Fenstereffekte (siehe oben) gegeben sein: Eine zukünftig möglicherweise erhärtete Gesundheitsrisikanz solcher Wirkungen könnte bedeuten, daß die für andere Umwelt-Noxen gültige Grenzwertphilosophie des "more is worse" ihren Wert als leitendes Prinzip für Grenzwert-Festsetzungen verlöre.²⁴ Damit wäre für elektromagnetische Felder eine besondere Lage gegeben, die sich fundamental von der anderer bekannter Umwelt-problematiken unterscheidet. Sie würde weiterhin auch ein von bisherigen Praktiken abweichendes Sicherheitsmanagement erfordern (vgl. Abschnitt 21.1).

Schließlich sei noch eine für Grenzwert-Festsetzungen erhellende Unterscheidung erwähnt: Man unterscheidet zwischen dem Schutz- und dem Vorsorge-Aspekt von Grenzwerten. Gemäß einer juristischen Definition [113] betrifft der Schutzaspekt den Schutz vor Schäden hinsichtlich der menschlichen Gesundheit oder in Bezug auf erhebliche Nachteile oder Belästigungen, wobei die *objektive* Möglichkeit eines Schadenseintrittes mit hinreichender Wahrscheinlichkeit gegeben sein muß. Der Vorsorgeaspekt bezieht sich auf 'Restrisiken', d.h. er gewährt Vorsorge gegen *potentiell* schädliche Umwelteinwirkungen, für die allerdings auch hinreichende Gründe sprechen müssen.²⁵

Hinsichtlich der IRPA-Richtlinien stellt nun einer ihrer Autoren fest, sie seien keine Vorsorgewerte [29].²⁶ In den DIN/VDE-Richtlinien, die sich auf die IRPA-Richtlinien stützen, wird andererseits konstatiert, daß die Grenzwerte gemäß Vorsorgeaspekten festgesetzt worden seien. Es ist fraglich, ob diese beiden Behauptungen den eben gegebenen Definitionen entsprechen. Denn die vielfältigen und beträchtlichen Sicherheitsfaktoren der IRPA-Richtlinien in Hinblick auf Langzeit-Risiken wurden wegen hochgradiger Hypothesizität dieser Risiken und damit aus Vorsorge-Gründen festgesetzt. Andererseits wird der Vorsorge-Aspekt in den DIN/VDE-Richtlinien unter anderem mit der besonderen Schutzbedürftigkeit empfindlicher Personengruppen bzw. mit unfreiwilliger oder unwissentlicher Exposition begründet, was in der erwähnten juristischen Arbeit wegen der objektiven Möglichkeit einer Schädigung als ein Schutzaspekt identifiziert wird [113] (vgl. Abschnitt 21.3, wo dies ausführlicher diskutiert wird).

19.5 Zur Theorie der biologischen Wirkungen

Theorien der biologischen Wirkungen sind aus unterschiedlichen Gründen von Interesse: Sie würden es erstens ermöglichen, die komplexen Prozesse physikalisch-biologischer Wechselwirkungen zu verstehen und insbesondere das vorliegende experimentelle Material zu interpretieren; sie würden es zweitens erlauben, sinnvolle experimentelle Fragen zu stellen; drittens würden sie schließlich als 'Modelle' die durchgeführten epidemiologischen Studien (siehe unten) ergänzen. Bisher liegen Theorien, die dies leisten könnten, allerdings nur sehr unvollkommen vor, es existieren für die meisten - vor allem für die 'subtilen und schwachen' (s.o.) - Wirkungen nur mehr oder minder inkonsistente Theorie-Ansätze.

24 Vgl. die Ausführungen oben, zu Dosis-Wirkungs-Beziehungen.

25 Allgemeiner dazu: [79].

26 Begründet wird dies damit, daß sie nicht vor wahrnehmbaren Wirkungen (Bewegung von Körperhaaren usw.) schützen.

Aus Gründen der Übersichtlichkeit wird im folgenden unterschieden zwischen *elementaren physikalischen Mechanismen*, die den biologischen Wirkungen zugrunde liegen, und *komplexen biologischen Prozessen*, die mit biologischen Wirkungen elektromagnetischer Felder assoziiert werden.²⁷ Freilich kann es sich - wegen der thematischen Breite, Unabgeschlossenheit und Unausgegorenheit des relevanten theoretischen Wissens - im folgenden um nicht viel mehr handeln, als wichtige Themen des theoretischen Diskurses zu skizzieren.

19.5.1 Physikalische Aspekte biologischer Wirkungen

Für die Wirkungen relativ starker innerer elektromagnetischer Felder²⁸ sind grundlegende Mechanismen relativ gut bekannt; dies trifft zumindest für die in diesem Bereich herausragende Wirkung zu, nämlich für die 'Erregung' von Muskel- und Nervenzellen [137]. Für die ebenfalls in diese Gruppe gehörenden, experimentell seit langem wohlbestätigten Magnetophosphene sind allerdings die zugrundeliegenden biologischen Mechanismen noch nicht so gut verstanden [138].²⁹

Für die in Abschnitt 20 erörterten Richtlinien und Normen wird generell die Annahme zugrunde gelegt, daß von äußeren elektromagnetischen Feldern induzierte *innere Körperströme* für Wirkungen ursächlich seien. Dieses Faktum sollte allerdings nicht darüber hinweg täuschen, daß für schwache innere elektromagnetische Felder³⁰ die fundamentale Frage nach der physikalischen Natur der Prozesse - an der Schnittstelle zwischen Physik und Biologie - sehr umstritten ist. Sind es primär elektrische Felder, die wirken? Dies würde unter anderem bedeuten, daß variable Magnetfelder nur über die von ihnen induzierten elektrischen Ströme wirken könnten. Oder kommen vor allem elementare Kraftwirkungen der Felder ins Spiel? Für einige Wirkungen trifft dies zweifellos zu! Oder sind es im allgemeinen komplexere physikalische Phänomene und Prozesse, die die Feld-Zelle-Kopplung bewirken?

Diese Fragen werden von verschiedenen Wissenschaftlern unterschiedlich beantwortet. Es gibt Forscher, die uns vorrechnen, daß von Umweltfeldern verursachte innere Stromdichten unter $0,06 \text{ mA}\cdot\text{m}^{-2}$ - wie sie etwa durch das Gehen von Personen im inhomogenen magnetischen Erdfeld induziert werden könnten -, aus physikalischen Gründen in Organismen überhaupt nicht wirksam sein können [1]. Begründet wird dies erstens mit dem Plausibilitätsargument, daß von künstlichen Umweltfeldern verursachte Stromdichten eher schwächer seien als die von der natürlichen Umwelt verursachten. So würden zum Beispiel durch das Gehen - im Magnetfeld der Erde - im Körper Ströme induziert, die um einiges stärker seien als jene inneren Ströme, die man mit dem Krebsrisiko in Zusammenhang bringe. Es sei unplausibel, daß so schwache Ströme Schaden anrichten könnten, weil der Mensch entwicklungs geschichtlich für das Gehen im Erdfeld sozusagen optimiert worden sei.

Als Hauptargument gegen eine Wirkung sehr schwacher Felder wird aber ins Treffen geführt, daß sie - auf Grund elementarer physikalischer Gesetze - im sogenannten thermodynamischen Rauschen der Organismen untergehen müßten. Damit ist folgendes gemeint: Von Wärme verursacht,

27 Eine strikte, saubere Trennung dieser Phänomenen-Gruppen ist allerdings nicht immer möglich.

28 Entsprechend Stromdichten über $10 \text{ mA}\cdot\text{m}^{-2}$, vgl. die drei unteren horizontalen Abteilungen in Tabelle 19-2.

29 Zum Beispiel ist noch unklar, ob neurale oder photorezeptive Teile der Retina die relevanten Sensoren sind [144].

30 Entsprechend Stromdichten unter $10 \text{ mA}\cdot\text{m}^{-2}$, vgl. die ersten zwei horizontalen Abteilungen der erwähnten Tabelle.

führen mikroskopische Bestandteile der Organismen, also Atome, Ionen und Moleküle etc., Bewegungen aus. Dadurch werden unter anderem auch elektrische Ladungen verschoben und damit entstehen innere elektrische Felder. Und diese Felder seien viel stärker als die risiko-relevanten Felder, wie sie zum Beispiel in den epidemiologischen Krebsstudien betrachtet würden. Geleitet sowohl von diesen Erwägungen als auch von den Ungewißheiten auf dem Feld der Experimente (vgl. Abschnitt 19.3), gehen Verfechter dieser Thesen soweit, Wirkungen dieser relativ schwachen Ströme überhaupt zu bezweifeln [145]³¹; obwohl nicht geleugnet wird, daß schon 1989 (der Größenordnung nach) 100 Arbeiten existierten, die "vorgaben", solche Effekte gefunden zu haben [2].

Im Kontrast dazu postulieren andere Wissenschaftler, physikalische Mechanismen entdeckt zu haben, welche die Wirkungen der erwähnten relativ schwachen Felder³² erklären könnten [91]. Ein Stichwort dazu heißt: Resonanzeffekte. So wurde ab Mitte der achtziger Jahre die 'Zyklotron-Resonanz-Theorie' entwickelt, die auf dem Zusammenwirken von magnetischen Gleichfeldern einerseits und elektrischen oder magnetischen Wechselfeldern andererseits beruht.³³ Gemäß dieser Theorie bewegen sich geladene Teilchen (im allgemeinen Ionen) unter Feldeinfluß auf spiraligen Bahnen um die Zellen, und diese Phänomene treten im allgemeinen nur bei ganz bestimmten, durch Systemparameter festgelegte Frequenzen auf.³⁴ Zwar gibt es in Hinblick auf diese Theorie noch wichtige ungeklärte Fragen, sie beansprucht aber nichtsdestoweniger wesentliche der auf dem Feld der biologischen Wirkungen gefundenen Phänomene, wie periodisch auftretende Frequenz- und Intensitäts-Fenster, zu erklären - dabei kommen übrigens bisher völlig unbeachtete Parameter wie das Verhältnis von Ionen-Masse und -Ladung ins Spiel.

Der Anspruch der Verfechter dieser Theorie geht allerdings noch viel weiter: Sie glauben den grundlegenden, universell gültigen Kopplungs-Mechanismus Feld-Zelle für schwache elektromagnetische Felder niedriger Frequenz gefunden zu haben. Seine Gültigkeit soll sich auf den gesamten Bereich der in Abschnitt 19.2 beschriebenen biologischen Wirkungen erstrecken und insbesondere auch die Wirksamkeit der für die Krebsproblematik relevanten Felder erklären.³⁵

Freilich widersprechen all dem die Adepten der eingangs erwähnten Schule [147]. Ihre Berechnungen ergeben zum Beispiel für die spiraligen Bahnen der geladenen Teilchen Bahnradien von etwa 80 Meter, was um mehr als fünf Größenordnungen über Zelldimensionen liege [3].

Neben der Zyklotron-Resonanz-Theorie gibt es weitere theoretische Hypothesen, die in die gleiche Richtung zielen [63]. Grundlage dieser Intentionen, die bis jetzt nur sehr skizzenhaft ausgearbeitet

31 "In summary, there are very good reasons to believe that weak ELF fields can have no significant biological effect at the cell level - and no strong reason to believe otherwise" [3].

32 Bis hinunter zu entsprechenden, induzierten inneren Stromdichten von $0,0012 \text{ mA}\cdot\text{m}^{-2}$ [89].

33 Als stets präsent magnetisches Gleichfeld fügt sich das magnetische Erdfeld zwanglos in dieses Bild; bevor diese theoretischen Inspirationen in die Welt kamen, hat man das Erdfeld im allgemeinen völlig außer Betracht gelassen, in diesen neuen Theorien hat es nun die herausragende Rolle erhalten, essentiell zum Verständnis von Phänomenen beizutragen, die man anders nicht so leicht erklären kann.

34 Vertreter dieser Hypothese behaupten in diesem Zusammenhang auch, die Auffassung, schwache Magnetfelder würden durch die von ihnen *gemäß des Faradayschen Gesetzes* induzierten Ströme wirken, sei mit experimentellen Ergebnissen nicht in Einklang zu bringen [92].

35 Weil die Autoren ihre Theorie für relevant für die erwähnten Wirkungen halten, spekulieren sie: Krebs müsse nicht das einzige bedeutende Gesundheitsrisiko für schwache Felder bleiben, sondern Krebserkrankungen könnten durch die "Nettomorbidität" aller anderen Wirkungen *bei weitem überstiegen* werden. Eine sehr weitreichende und wenig begründete Spekulation! Letztlich soll die Theorie aber nicht nur erlauben, Gesundheitsrisiken abzuschätzen, sondern auch die nützliche Wirkungen elektrischer und magnetischer Felder zu erschließen (Beispiel: die Heilung von Knochenbrüchen).

wurden, ist ebenfalls die These, daß man sich auf der Basis modernster Physik sehr wohl Prozesse vorstellen könne, welche die Wirksamkeit der erwähnten schwachen Felder beschreiben könnten. Wirksam werden könnten solche Felder nur dann, wenn sie Verstärkungsmechanismen unterworfen würden, die durch Nicht-Gleichgewichts-Prozesse sowie durch dissipativen Prozesse der Selbstorganisation vermittelt würden. Konkret wurde unter anderem folgendes diskutiert: Die Physik und Chemie von transienten Radikalenpaaren und Tripletmolekülen; die Physik und Chemie nicht-linearer dynamischer Prozesse; und die Biologie (Physik und Chemie eingeschlossen) zellulärer Signalübermittlung. Die oben erwähnte These, daß thermodynamisches Rauschen alle schwächeren Signale überdecke, stütze sich - so monieren die Autoren dieser Ideen - auf konventionelle Gleichgewichts-Thermodynamik; und diese sei der Sache nicht angemessen.

Ein weiteres Stichwort zu diesem Thema grundlegender Wechselwirkungs-Mechanismen ist: 'Kooperativität'³⁶ ("long-range, high-cooperativity phenomena in cells") [5].

Alle hier beschriebenen theoretischen Ansätze beanspruchen modellieren zu können, daß und auf welche Weise relativ schwache Feldeinflüsse die Interaktion von Ionen bzw. Zellmembran beeinflussen, und wie auch sehr schwache Felder gleichsam fähig seien, die durch das thermodynamische Rauschen gegebenen Schranken zu unterlaufen (vgl. auch [153], [34], [5], [20]).

Von den Verfechtern dieser neueren, unkonventionellen theoretischen Versuche wird übrigens von einem 'neuen Paradigma' gesprochen [90]. In der wissenschaftlichen Community gilt das neue Paradigma, wie gesagt, freilich keineswegs als allgemein akzeptiert [4].

19.5.2 Biologische Modelle biologischer Wirkungen

In Hinblick auf biologische Wirkungen kommt von Seiten der Biologie den folgenden Begriffen überragende Bedeutung zu: *Zellmembran*, *Kalziumion*, *biologische Zeitrhythmen*.

1. Die Zellmembran wird als der Ort angesehen, an dem Feldeffekte möglicherweise vorzugsweise stattfinden (dies gilt vor allem für Wechselfelder). Die Zellmembran ist als Lipid-Doppelschicht strukturiert, in die zu einem großen Gewichtsanteil (40 - 70 Prozent) Proteine eingefügt sind. Diese Membranproteine wirken als Pumpen und als Tore für Ionentransport; als Rezeptoren für Hormone; als 'Energy-Transducer' (Energieumwandler); und als Bestandteile komplexer Enzymsysteme, die in Tieren und Pflanzen Zellatmung und Photosynthese bewerkstelligen. Sowohl in Hinblick auf Lipide als auch auf Proteine unterscheiden sich die Innen- und Außenseiten der Zellmembranen [134]³⁷.

Mit dieser groben Strukturbeschreibung kann der Ort der Feld-Zelle-Wechselwirkung genauer lokalisiert werden: Als möglicher Interaktions-Ort wurde eine der Außenseite der Membran zugeordnete Schicht, die Glykokalix-Schicht, identifiziert, an die Kalziumionen reichlich gebunden sind: unter Feldeinfluß beobachtete man nämlich Veränderungen der Kalziumionen-Konzentration ([134], S. 19).

Membranproteine, die sich durch die Lipid-Doppelschicht erstrecken, fungieren weiterhin auch als Rezeptoren, die Informationen von anderen Zellen aufnehmen und Antworten auf sie initiieren; dies

36 Damit bezeichnet man die Art und Weise, in der Komponenten von Makromolekülen oder ein System von Makromolekülen *zusammenwirken*, um von einem stabilen Zustand zu einem anderen zu wechseln.

37 Ergebnisse dieser Arbeit werden im folgenden umfangreicher referiert.

geschieht in vielen Fällen vermittelt durch Verstärkungen der von den Rezeptoren empfangenen Botschaften. Man vermutet nun, daß auch relativ schwache elektromagnetische Stimuli an der Membran-Außenseite analog verstärkt werden könnten.³⁸

In diesem Zusammenhang hat man auch noch andere Phänomene beobachtet: Unter Feldeinfluß finden Umstrukturierungen von Membran-Proteinen statt. Da viele essentielle biologische Prozesse, wie die Regulierung des Immunsystems oder des Blutdruckes, vermittelt werden durch die Wirkung von Hormonen auf (als Rezeptoren fungierende) Membranproteine, hält man es für plausibel, daß durch die Umstrukturierungen auch diese Prozesse beeinflußt werden könnten ([134], S. 20).

2. Eine besondere Bedeutung im Zusammenhang mit Feldeffekten kommt, wie erwähnt, dem Kalziumion zu, das eine wichtige Rolle in zahlreichen physiologischen Prozessen spielt: so vermittelt es Muskelkontraktionen und die Sekretion von Neurotransmittern. Wie erwähnt, werden in der Zellmembran gespeicherte Kalziumionen unter Einfluß von magnetischen Wechselfeldern bzw. starken magnetischen Gleichfeldern freigesetzt; damit erscheint eine Feldwirkung auch auf diese physiologische Prozesse erklärlich ([134], S. 20).

Analoge Feldwirkungen hat man auch auf Zellen des Immunsystems von Organismen gefunden [154], [12]. Auch die Analyse dieser Effekte führte zur Deutung, daß membranbezogene Kalziumion-Signal-Prozesse diese Wirkungen vermitteln. Man hält es nicht für unmöglich, daß entdeckte Wirkungen im Zellinneren (zum Beispiel Veränderungen des Stoffwechsels, der RNA-Transkriptions-Niveaus und der DNA-Synthese) für die Immunaktivität lebender Organismen relevant sein könnten. Heute könne allerdings nur sehr wenig darüber gesagt werden, wie elektromagnetische Felder die Kalzium-Regulation auf molekularer Ebene beeinflussen; dazu gäbe es unterschiedliche Hypothesen. So könne auch nicht mit Sicherheit behauptet werden, daß feldinduzierte Veränderungen der Kalziumion-Regulation in jener Ereigniskette, die zu den beobachteten Wirkungen führe, kausal seien; es sei möglich, daß es sich nur um Nebeneffekte handle.

3. Zuletzt sei auf chronobiologische³⁹ Wirkungen elektromagnetischer Einflüsse hingewiesen, sie sind ein Feld sehr weitreichender Hypothesen geworden [61], [15]. So hat man gefunden, daß elektromagnetische Felder chronobiologische Rhythmen von Organismen essentiell stören. Zu diesen Störungen zählen Veränderungen der Phasenbeziehungen physiologischer Parameter, wie der Körpertemperatur, des Sauerstoffverbrauches und der Kohlendioxid-Produktion und Veränderungen der Aktivität von Tieren. Diese Phänomene werden als Maß für zugeordnete Störungen fundamentaler biochemischer und zellulärer Prozesse angesehen. Insbesondere werden Störungen des Tageszeit-Rhythmus auch in Zusammenhang gebracht mit Störungen von Teilungs-, Transkriptions- und Translations-Zyklen der Zelle. Und dies wird spekulativ mit Mutagenese, Teratogenese und Onkogenese in Zusammenhang gebracht. Viele Chronobiologen vermuten insbesondere einen Zusammenhang von Zeit-Rhythmus-Störungen mit Krebspromotion, was auch mit chronobiologisch induzierten Beeinträchtigungen des Immunsystems zusammenhängen könnte (vgl. die Melatoninhypothese in Abschnitt 19.2.1, Punkt 5, und 19.6.2.2).

38 Ein Modell eines solchen Signalübermittlungs-Prozesses wird wie folgt beschrieben: 1. Elektrochemische Ereignisse - assoziiert sowohl mit der Bindung von stimulierenden Molekülen an Rezeptoren als auch mit elektromagnetischen Feldern - werden von Glykoproteinen der Zelloberfläche 'wahrgenommen'. 2. Diese Oberflächen-Ereignisse werden verstärkt und dann mittels der Zellmembran-Proteine in das Zellinnere signalisiert. 3. Dort werden diese Signale zu zellulären Enzymsystemen und zum Zellkern und anderen Organellen weitergeleitet. Alle drei Schritte sind kalziumabhängig [6].

39 Chronobiologisch heißt: Zeitabläufe (z.B. Rhythmen) biologischer Systeme betreffend.

Hypothesen zur Kanzerogenese werden in Abschnitt 19.6.2.2 genauer beschrieben; eine Reihe der hier erörterten theoretischen Ansätze kommen dabei zum Tragen.

Auf Grund des mangelhaften theoretischen Verständnisses der meisten hier diskutierten Phänomene ist es übrigens heute im allgemeinen nicht möglich, a priori anzugeben, welche Wechselfeld-Effekte ein Gegenstück für Gleichfelder haben könnten ([134], S. 37).

19.6. Zur Krebsproblematik

Zur Krebsproblematik elektromagnetischer Felder sind eine große Zahl von Studien experimenteller, epidemiologischer, theoretischer und methodischer Natur erschienen (Übersichtsartikel:[161], [122], [70], [123], [101], [13], [99], [62], [54], [40], [45]). Ihre wichtigsten Ergebnisse werden im folgenden resümiert.

19.6.1 Ergebnisse epidemiologischer Studien

Große Beunruhigung in der Öffentlichkeit haben seit 1978 epidemiologische Studien zum Thema 'Krebs und elektromagnetische Felder' hervorgerufen. Diese Studien gaben Hinweise darauf, daß zwei Phänomene - nämlich erhöhtes Auftreten von Krebs und Magnetfeld-Exposition - miteinander assoziiert sind.⁴⁰ Erhoben wurde in diesen Studien: Krebs bei Kindern und Erwachsenen unter häuslicher Feldexposition, entsprechend sehr schwachen Feldern von etwa $0,25 \mu\text{T}$; und Krebs bei Erwachsenen im Zusammenhang von berufsbedingten Feldern.

In einem Teil dieser Studien wurden nun tatsächlich erhöhte Risikofaktoren⁴¹ in Hinblick auf Krebs und Feldexposition konstatiert (vgl. Bild 19-2); bei Kindern waren es die Krebsarten Leukämie, Lymphdrüsenkrebs und Gehirntumore, bei beruflich exponierten Erwachsenen Leukämie und Gehirntumore. Die größten und methodisch am besten abgesicherten Risikofaktoren wurden für Leukämie bei Kindern gefunden.

Um die so ermittelten Risikofaktoren besser einordnen zu können, kann man das hypothetische Leukämie-Risiko für Kinder mit anderen zivilisatorischen Risiken vergleichen. Man kommt dann für die (alte) Bundesrepublik Deutschland zu folgenden Ergebnissen: Das individuelle Exzess-Risiko, im risikorelevanten Magnetfeld lebend (das sind 1,5 Prozent aller Jugendlichen), an Krebs zu sterben, ist $6,6 \cdot 10^{-5}$; das entspricht 9 zusätzlichen Krebsfällen pro Jahr. Die entsprechenden Zahlen für andere Alltagsrisiken sind: $2 \cdot 10^{-2}$ (Motorradfahren); $1,7 \cdot 10^{-4}$ (Autofahren); $7 \cdot 10^{-7}$ (Skifahren) [125]. Es handelt sich also um ein relativ kleines Risiko, was vor allem damit zusammenhängt, daß die entsprechenden Krebserkrankungen an sich relativ selten auftreten.

40 Für elektrische Felder wurde diese Assoziation nicht gefunden.

41 Der Risikofaktor gibt an, um welchen Faktor das Risiko einer Population unter Feldexposition gegenüber dem Risiko einer unexponierten Kontrollgruppe erhöht ist. 'Kein Risiko' entspricht einem Risikofaktor von 1; 'doppeltes relatives Risiko' korrespondiert dem Risikofaktor 2.

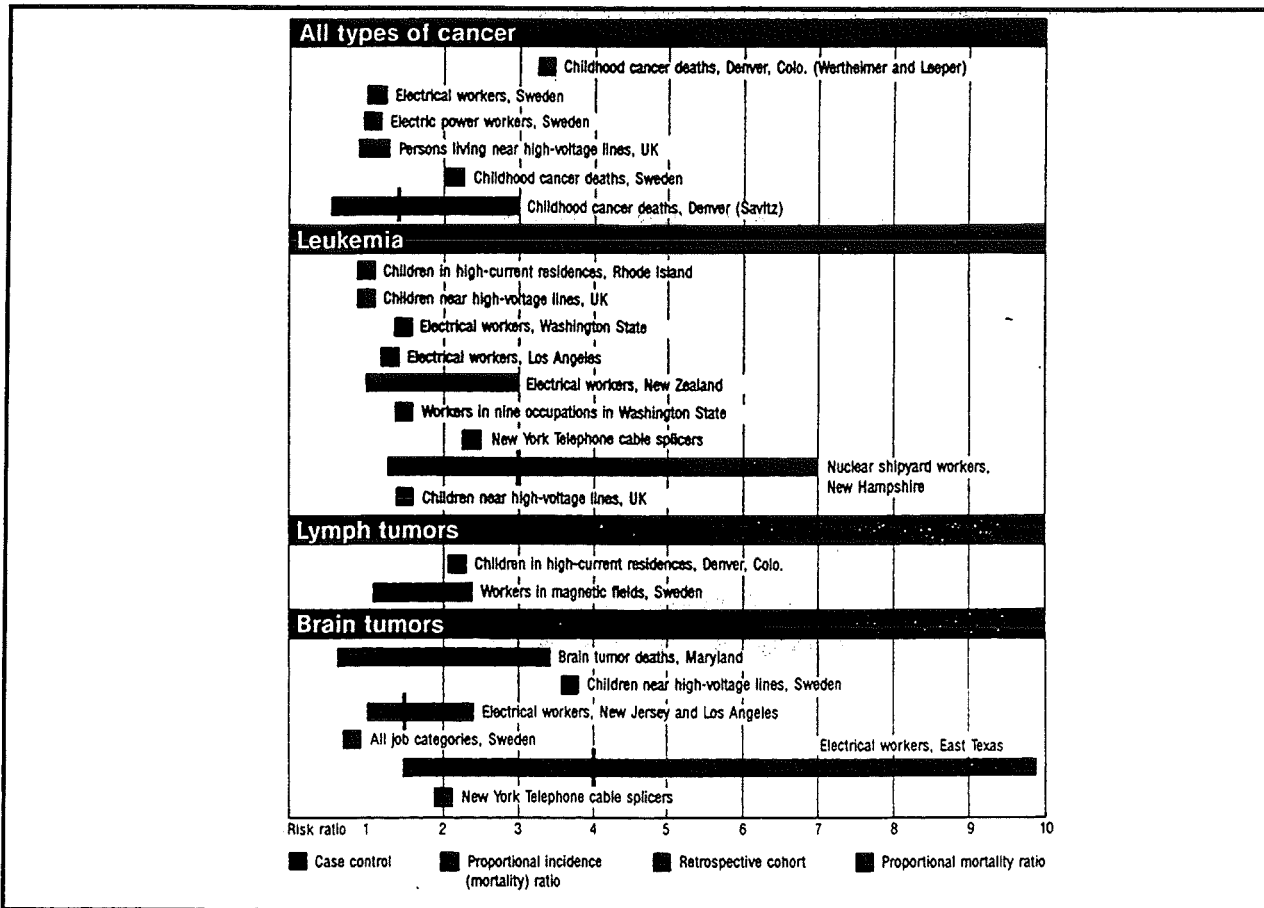


Bild 19-2: Risikofaktoren epidemiologischer Krebs-Studien. Die Risikofaktoren geben an, um welchen Faktor das Risiko einer Population unter Feldexposition gegenüber dem Risiko einer unexponierten Kontrollgruppe erhöht ist. 'Kein Risiko' entspricht einem Risikofaktor von 1; 'doppeltes relatives Risiko' korrespondiert dem Risikofaktor 2. Der Abbildung liegen unterschiedliche Arten von epidemiologischen Studien zugrunde: Fall-Kontroll-Studien, Kohortenstudien usw.; nähere Erläuterungen siehe Text. Quelle: [46]; die in der Quelle angegebene *Definition* des Risikofaktors ist übrigens vermutlich nicht korrekt.

Für alle bisher durchgeführten Epidemiologien kann gesagt werden: Sie sind durchwegs mit großen methodischen Schwächen behaftet (vgl. Abschnitt 19.6.2). Dennoch werden sie, sofern sie ein Risiko größer als Null anzeigen, in der wissenschaftlichen Diskussion - als *nicht zu neugierende Hinweise auf ein hypothetisches Risiko* - im allgemeinen ernst genommen. Als nicht gerechtfertigt wird es jedoch im allgemeinen angesehen, die Ergebnisse der erwähnten Studien als *wissenschaftlich begründeten Beweis* dafür anzusehen, daß Krebs durch magnetische Felder *verursacht* würde. Als ebenso unzulässig wird allerdings im allgemeinen auch der gegenteilige kategorische Schluß erachtet, daß in Hinblick auf elektromagnetische Felder kein Krebsrisiko existiere⁴² [106]. Dies kann auch durch das folgende Zitat belegt werden:

42 Ausnahmen bestätigen diese Regeln: So schreibt zum Beispiel W. Irnich, Professor an der Universität Gießen, in der FAZ vom 28. 9. 1994 zu einer neueren schwedischen Krebsstudie: "Die aufwendigste Studie, die bisher angelegt wurde, um einen möglichen Zusammenhang zwischen Magnetfeldern und Krebs zu untersuchen, erweist sich somit als der beste Beweis dafür, daß es diesen Zusammenhang nicht gibt." Unsinn ist dies schon methodologisch, weil epidemiologische Untersuchungen prinzipiell keine "Beweise" erbringen können (siehe unten). Aber selbst wenn man nur von den Ergebnissen der Studie ausginge, wäre diese Aussage obsolet: Aus unzureichender statistischer Signifikanz und Inkonsistenz einer Studie (dies sind Irnichts sachliche Haupt Einwände) ließen sich nicht einmal Wahrscheinlichkeitsaussagen ableiten, geschweige denn "Beweise"! - Der Irnichtsche Kommentar ist ein Beispiel für ähnliche andere: Die wissenschaftlichen Ungewißheiten bezüglich der Krebsproblematik und insbesondere auch hinsichtlich diesbezüglicher epidemiologischer Studien (siehe unten) spiegeln sich landauf und landab wider in öffentlich ausgetragenen Kontroversen und Polemiken [141].

"Some of the most comprehensive reviews [von Krebsstudien, d.A.] are those of Knave and Thornqvist (1985), Sheikh (1986), Michaelson (1987), Savitz and Calle (1987) Colemann and Beral (1988), Brown and Chatopadhyay (1988), Repacholi (1988) and Creasey and Goldberg (1988). *They all come to essentially the same conclusion, which is that the evidence for an association between electromagnetic fields and cancer is too tenuous to be conclusive but too consistent to be ignored*"⁴³ [40]

19.6.2 Zur Problematik epidemiologischer Studien

In diesem Abschnitt wird skizziert, wie epidemiologische Studien in der wissenschaftlichen Diskussion problematisiert wurden. Dabei kommt vor allem zur Sprache, welche methodische Schwächen und welche Ungewißheiten bezüglich erklärender Modelle diesen Studien angekreidet werden.⁴⁴

19.6.2.1 Methodische Probleme epidemiologischer Studien

In Hinblick auf die erwähnten epidemiologischen Studien wurden vor allem folgende methodische Schwächen angemahnt:

1. Für die Interpretation der Studien wichtige Informationen wurden nicht oder nur mangelhaft erhoben. So wurde die Stärke der Exposition in Magnetfeldern quantitativ in vielen Fällen nur mehr oder minder ungenau abgeschätzt. Auch die Expositionsdauer wurde in den meisten Fällen nicht eruiert. Unklar war (deshalb) oft auch, ob eine Korrelation zwischen Krebs und der zeitlichen Dauer der Exposition bestand. Dazu gibt es aber auch eine grundlegende Schwierigkeit: die lange Latenzzeit von Krebs; nicht-erkrankte Individuen könnten einfach noch-nicht-erkrankte Individuen sein.

2. Da epidemiologische Studien prinzipiell keinen ursächlichen Zusammenhang beweisen können, sondern nur die Korrelation von Phänomenen, wäre es weiterhin notwendig, kausale Interpretationen der gefundenen Korrelationen durch sogenannte *Modelle der Verursachung*, d.h. erklärende Mechanismen, einsehbar zu machen (vgl. Abschnitt 19.6.2.2).

3. Selbst Modelle würden aber kausale Zusammenhänge nur dann sicher beweisen, wenn ausgeschlossen werden könnte, daß die epidemiologisch gefundenen Korrelationen nicht durch unter Umständen unbekannte - und aus möglicherweise unbekanntem Gründen gemeinsam mit dem magnetischen Feld auftretende - dritte Faktoren (Kofaktoren oder Confounder) vorgetäuscht würden. Wenn Kofaktoren ausgeschlossen werden können, spricht man übrigens von einem apodiktischen Modell.

In der Tat wurden in Bezug auf die epidemiologischen Studien eine Reihe von Kofaktoren diskutiert. Für die Studien, die sich auf den Wohnbereich beziehen zum Beispiel: der soziale Status des Vaters; die Rauchgewohnheiten der Mütter in der Schwangerschaft; die Verkehrsdichte um die Wohnung; ein Wohnungswechsel in der letzten Zeit; das Alter der Mütter. Und für Studien, die den beruflichen Bereich im Visier hatten, viele chemische Kofaktoren. Zwar kann man nicht sicher sein, daß diese Liste vollständig ist; dennoch wird in Hinblick auf epidemiologische Studien der Trend

43 Hervorhebung d.A.

44 Wir folgen dabei im wesentlichen dem 1991 zu dieser Problematik erschienenen zusammenfassenden Bericht von H. Schaefer: "Gefährden Magnetfelder die Gesundheit" [124]; er erscheint uns für den Stand der Diskussion repräsentativ zu sein. Referenzen auf Seitennummern des Berichtes werden in runden Klammern angegeben.

konstatiert, Kofaktoren zunehmend erschöpfender und präziser zu erfassen. So wurden in der jüngsten Studie (zur beruflichen Exposition) Expositionsabschätzungen für jedes chemische oder physikalische Agens durchgeführt, das bestimmten internationalen Kanzerogenitätskategorien entspricht; die entsprechende epidemiologische Studie gelangte übrigens dennoch nicht zu widerspruchsfreien und konklusiven Ergebnissen [148].

Schwierig oder in vielen Fällen sogar unmöglich ist es, den Einfluß der Kofaktoren von der epidemiologisch gefundenen Korrelation sozusagen zu 'subtrahieren', vor allem dann, wenn es sich - wie in der betrachteten Frage - um viele Kofaktoren handelt. Aber selbst vorausgesetzt, die Kofaktoren wären in den erwähnten Studien erhoben worden und ihre Korrelation mit Krebs wäre bekannt gewesen - beides traf oft nicht zu -, verbleiben Schwierigkeiten: Menschen sind nämlich individuell unterschiedlich - aber nicht bekannten Ausmaßes - empfindlich gegenüber den einzelnen Kofaktoren. Es gelang übrigens auch nicht, die in epidemiologischen Studien gefundenen Assoziationen den betrachteten Kofaktoren allein zuzurechnen ([124], S. 84).

4. Epidemiologische Studien als Hinweis auf kausale Verursachungen zu interpretieren, wird weiterhin auch erschwert durch Probleme statistischer Signifikanz der Ergebnisse. Da sich das Magnetfeld in Hinblick auf Krebs, sofern man diesen Zusammenhang überhaupt akzeptiert, nur als eine schwache Wirkung erwiesen hat (d.h. als eine Wirkung, gegen die besonders viele Menschen unempfindlich sind) beruhten alle Aussagen der Studien auf einer sehr geringen Anzahl von Fällen (Erkrankungen). Dies hat zur Folge, daß der Konfidenzbereich der Risikofaktoren - jener Bereich in dem diese Faktoren mit einer Wahrscheinlichkeit von 95 Prozent (um den tatsächlich ermittelten Wert herum) liegen - im allgemeinen so groß ist, daß er die Nullhypothese (Risikofaktor = 1) mit einschließt; d.h. die gefundenen Korrelationen könnten ein Zufallsprodukt sein. Nicht plausibel ist in dieser Hinsicht allerdings die Tatsache, daß fast alle ermittelten Risikofaktoren *über* dem Wert 1 lagen, man müßte nämlich auf Grund der Zufallshypothese erwarten, daß die Risikofaktoren symmetrisch um 1 streuen. Dieses Faktum spricht also gegen Zufallsergebnisse.

19.6.2.2 Zur Verifizierung der Studien durch Modelle

Da Epidemiologien, wie erwähnt, schon aus prinzipiellen Gründen nicht ausreichen, um einen kausalen Zusammenhang zwischen Magnetfeldern und Krebs zu etablieren, muß auch die Frage nach erklärenden Modellen gestellt werden. Dafür kommen sowohl experimentelle als auch theoretische Modelle in Betracht.

1. Experimentelle Modelle kann man in Tier- und Zelleexperimente unterteilen. Im Prinzip werden in beiden Arten von Experimenten die untersuchten Objekte Magnetfeldern ausgesetzt, und es wird geprüft, ob Wirkungen erzielt werden können, die auf Krebsentstehung oder Krebspromotion hinweisen. Dabei stellt sich allerdings die Frage, ob für bestimmte Feldstärken und Frequenzen durchgeführte Experimente für andere Bereiche dieser Parameter repräsentativ sind. Dies sieht man heute als besonders problematisch an, weil man auch Wirkungen für möglich hält, die nur in bestimmten Frequenz- und Intensitäts-Fenstern (s. Abschnitt 19.4) stattfinden. Deshalb reicht es nicht aus, Wirkungen nur für hohe Intensitäten zu prüfen unter der stillschweigenden Voraussetzung, daß man für kleinere Intensitäten keine Wirkungen finden würde, wenn man sie für größere nicht gefunden hat. Problematisch ist weiterhin die Frage, inwieweit Tierexperimente auf den Menschen übertragbar

sind, vor allem, weil es sich in Hinblick auf die epidemiologischen Untersuchungen im allgemeinen um untypisch kurze Expositionsperioden der Experimente handelt.

Was nun Tierversuche betrifft, gibt es weder Experimente, die im interessanten Intensitätsbereich (entsprechend häuslicher Exposition) liegen, noch Experimente, die mit ausreichender Expositions-dauer durchgeführt wurden ([124], S. 61). Die tatsächlich ausgeführten Versuche hatten im allgemeinen ein negatives Ergebnis. Ein einziges Experiment mit mehrmonatiger Versuchsdauer, allerdings bei 15 mT, wies eine etwa um 20 Prozent erhöhte Spontantumor-Rate auf, allerdings war dieses Ergebnis statistisch nicht signifikant ([124], S. 63).

Von Zellexperimenten ist zwar grundsätzlich bekannt, daß schon schwache Felder biologische Wirkungen, wie zum Beispiel Wirkungen auf den Stoffwechsel, auslösen (vgl. Abschnitt 19.2). (Wirkungen auf den Stoffwechsel scheinen allerdings, was den Gesamtorganismus betrifft, im allgemeinen reversibel zu sein.) Aber entsprechende Zellexperimente im interessanten Bereich von 1 μ T sind erfolgreich nicht durchgeführt worden ([124], S. 70).

Es wurden allerdings Experimente zum Zellwachstum durchgeführt, in denen sich überzeugende Hinweise darauf fanden, daß das Wachstum von Zellen bzw. die Mitosehäufigkeit unter dem Einfluß von Magnetfeldern erhöht sind; dies wurde für einige Experimente auch im interessierenden Frequenzbereich gefunden; diese Experimente sind allerdings noch nicht bestätigt ([124], S. 73).

Große Bedeutung hat in diesem Zusammenhang auch die in Abschnitt 19.2.1, Punkt 5, erörterte Melatoninhypothese. Demnach soll die Melatoninproduktion der Zirbeldrüse durch elektromagnetische Felder beeinflussbar sein, und Melatoninniveaus werden in Zusammenhang gebracht mit Krebs. Mit der experimentellen Absicherung dieser Hypothese sieht es allerdings nicht sehr gut aus. Die Frage, wie das elektromagnetische Feld die Zirbeldrüse erregt, ist in mehrfacher Hinsicht unklar: Gibt es neben Nervenimpulsen aus der Netzhaut auch die direkte Erregung neuraler Teile der Drüse? Wird diese Erregung durch das Magnetfeld direkt verursacht, oder durch die vom Magnetfeld induzierten Ströme? Tierversuche dazu sind bisher nur mit elektrischen Feldern durchgeführt worden. Offen ist auch die Frage, ob die Ergebnisse von Tierversuchen auf den Menschen übertragen werden können. Und man weiß auch nicht, ob die in den epidemiologischen Studien zur Debatte stehenden Feldstärken überhaupt ausreichen, um das Pinealorgan zu erregen, denn alle Experimente wurden bisher mit höheren Feldstärken durchgeführt. Sollte sich die Melatonin-Hypothese bestätigen, so würde sie jedenfalls einiges zur Verifizierung der diskutierten epidemiologischen Studien beitragen können ([124], S. 65 f., vgl. auch [114] und [36]).

Insgesamt werden die Epidemiologien also durch experimentelle Modelle nur sehr unzureichend gestützt.

2. Auch in der Frage nach theoretischen Modellen, welche die Epidemiologien bestätigen könnten - wegen der zur Debatte stehenden, vergleichsweise schwachen Felder geht es hier um Theorien 'schwacher Felder' - besteht große Ungewißheit. Theoretische Ansätze zum Thema 'elektromagnetische Felder und Krebs' sind deshalb im allgemeinen ziemlich spekulativ, experimentell nur unvollkommen abgesichert und umstritten (vgl. auch Abschnitt 19.4.2 und Abschnitt 5.2).

Als der zentrale Ort, an dem die Wechselwirkung von Organismen und elektromagnetischen Feldern stattfindet, wird, wie gesagt, die Zellmembran angesehen (vgl. Abschnitt 5.2). Elektromagnetische Felder beeinflussen anscheinend an der Zellmembran chemische Prozesse, die essentiell für die Wechselwirkung der Zelle mit ihrer Umgebung und insbesondere für die Kommunikation der Zellen

untereinander sind. Besondere Bedeutung kommt dabei vermutlich der Verstärkung sehr schwacher Wirkungen zu, die durch die Bindung von Hormonen, Antikörpern und Neurotransmittern an spezifische Bindungsorte der Zellmembran ausgelöst werden. Das Kalziumion spielt in diesem Zusammenhang eine herausragende Rolle. Involviert in diese Phänomene, die das Innere und Äußere der Zellen aneinander koppeln, sind - wie einige Wissenschaftler vermuten - nichtlineare und Nicht-Gleichgewichts-Prozesse. Erst dieser theoretische Zugang könnte verständlich machen, daß so schwache Felder, wie sie für die erwähnten epidemiologischen Studien relevant sind, überhaupt wirken können; und sie würden Erklärungsmöglichkeiten bieten für Intensitäts- und Frequenzfenster (vgl. Abschnitt 5.1).

In Hinblick auf Krebsentstehung werden nun mehrere hypothetische Ansätze diskutiert: Ausgehend vom heute akzeptierten Multistep-Modell der Karzinogenese, in dem zwei wesentliche Stadien, nämlich Krebsinitiation und Krebspromotion, betrachtet werden, schreibt man im allgemeinen - wenn überhaupt - elektromagnetischen Feldern Einfluß allein auf den zweiten Schritt zu: auf die Krebspromotion. Krebspromotion wird dabei hypothetisch zu erklären versucht durch Dysfunktionen an der Zellmembran, die - nach innen und nach außen gerichtete - Signale stören. Dabei könnten mindestens zwei Mechanismen eine Rolle spielen: Wirkungen auf Immunantworten; und Wirkungen auf die Regulierung des Zellwachstums.

a) *Gestörte Immunantworten* werden neben der oben erörterten Melatoninhypothese unter anderem auch in folgendem Phänomen gesehen: elektromagnetische Felder können auch zellbezogen Immunantworten beeinflussen. So zeigen Lymphozyten unter Feldeinfluß eine reduzierte Fähigkeit, Tumorzellen zu vernichten, was auf Zelloberflächen-Effekte zurückgeführt wird [7]. Daneben gibt es noch weitere, im einzelnen oft inkonklusive bzw. unzureichend verstandene Hinweise darauf, daß elektromagnetische Felder als Stressoren das Immunsystem beeinflussen könnten [56].

b) In Hinblick auf eine *Beeinflussung des Zellwachstums* hat sich *erstens* gezeigt, daß elektromagnetische Felder die Wirkung chemischer Krebspromotoren verstärken könnten; allerdings gibt es auch Hinweise darauf, daß Felder schon für sich allein entsprechend wirken können.⁴⁵ Von chemischen Krebspromotoren vermutet man, daß sie wirken, *erstens* indem sie von der Zellmembran in das Zellinnere gerichtete Signale auslösen. Dazu hat man in Zellkultur-Studien die folgenden direkten Effekte auf das Zellwachstum beobachtet: Veränderungen von Enzymaktivitäten, die das Zellwachstum regulieren; geänderte Muster der Protein-Synthese, die Wirkungen auf die mRNA-Transkription zuschreibbar sind; und Modulation von Zellantworten assoziiert mit der Expression von Onkogenen⁴⁶ [8]. Auch diese Prozesse wurden interpretiert als Maß für einen von Feldern (mit-) verursachten Zellstress, der schlummernde Gene (u.a. auch Onkogene) zu veränderter Expression veranlaßt.

Zweitens könnten Krebspromotoren auch mit nach außen gerichteten Signalen interferieren, die die Kommunikation der Zellen untereinander bewerkstelligen; gestörte Kommunikation kann hierbei zu unreguliertem Wachstum und zu Isolation von Zellen führen.⁴⁷ Das erwähnte Zusammenwirken des

45 Schwache elektromagnetische Felder erhöhen nämlich die Ornithine-Decarboxylase-Aktivität (ODC); auch alle bekannten Krebspromotoren tun dies. Das Gegenteil trifft allerdings nicht zu, viele Stoffe mit dieser Eigenschaft sind keine Krebspromotoren [107].

46 Onkogene sind Gene, durch deren Wirkung eine Zelle zur Tumorzelle wird.

47 Ein wichtiger Terminus in diesem Zusammenhang: 'gap-junctions'. (Auf Deutsch: die 'Nexus'; dies sind Membranproteine, die - durch feine die Membran durchsetzende Kanälchen - Informations- und Stoffaustausch zwischen den Zellen ermöglichen. Auf diese Weise kann in gesunden Zellverbänden Kommunikation zwischen

elektromagnetischen Feldes mit chemischen Krebspromotoren läßt sich also als synergistische Wirkung zwischen chemischen Krebspromotoren und dem (hypothetischen) Krebspromotor 'elektromagnetisches Feld' deuten.

Diese durch Krebspromotoren an der Zelloberfläche bewirkte Karzinogenese⁴⁸ nennt man übrigens epigenetische Karzinogenese [10].

Im allgemeinen werden alle hier beschriebenen theoretischen Hinweise und Hypothesen als konsistent mit einer Krebshypothese bezüglich elektromagnetischer Felder erachtet, aber keiner dieser Hinweise und Hypothesen wird als Beweis oder auch nur als starker Hinweis auf eine Verursachung von Krebs angesehen [107].

In Bild 19-3 wird illustriert, wie man heute biologische Mechanismen spekulativ verknüpfen kann: es werden hypothetische Modelle skizziert, die nach dem heutigen Stand des Wissens die erwähnten Epidemiologien, sofern man sie als stichhaltig ansähe, plausibel machen könnten.

19.7 Zu den potentiellen Gesundheitsrisiken der SMES-Anlage

In diesem Abschnitt werden potentielle gesundheitliche Risiken elektromagnetischer Felder für die SMES-Anlage resümiert. Grundlage dafür ist das in den vorangehenden Abschnitten zusammengetragene Material sowie ein Gutachten von Prof. H. Schaefer, das zu diesem Thema von der Abteilung für Angewandte Systemanalyse vergeben wurde [126].

19.7.1 Die relevanten Effekte

Die für die SMES-Anlage relevanten Wirkungen werden nach folgenden Gruppen biologischer Wirkungen strukturiert: 1. 'Erregungen' von Nerven und Muskelzellen; 2. Zelluläre Effekte; 3. Wirkungen auf Körperfunktionen; 4. Wirkungen auf die nicht-menschliche Biosphäre.

1. Erregungen von Nerven- und Muskelzellen: Zu den wichtigsten Einwirkungen dieser Art zählen Magnetophosphene, das sind scheinbar durch das Auge wahrgenommene Lichterscheinungen, sowie die 'Erregung von Nerven- und Muskelzellen, die als Bewegungen subjektiv oder objektiv wahrgenommen werden können. Im Extremfall kann eine Erregung von Herzmuskelzellen zu Herzkammer-Flimmern führen.⁴⁹ Alle diese Phänomene treten im allgemeinen nur bei Feldänderungen und nur beim Überschreiten von bestimmten Schwellenwerten der Flußdichte auf (für Phosphene: 5 - 20 mT; für Muskel- und Nervenzellen: 0,2 - 2 T; jeweils für 50 Hz). Diese Schwellenwert-Bedingungen werden durch induzierte Ströme als Folge von Bewegungen von Personen im SMES-Feld allerdings nicht erfüllt ([126], S. 9 f. und S. 72). Selbst in den hohen magnetischen Gleichfeldern von Kernspin-Resonanz-Geräten hat man übrigens in 40.000 untersuchten Fällen keinerlei Muskel-erregungen gefunden ([126], S. 52).

den Zellen stattfinden [44].) In Hinblick auf Krebs wird konstatiert: "... Disruption of gap-junction communication is now viewed as prime factor in cancer promotion and tumor formation" [9].

48 Im Unterschied zur Zerstörung der DNA im Zellkern.

49 Entsprechend der unteren drei horizontalen Abteilungen in Tabelle 19-2.

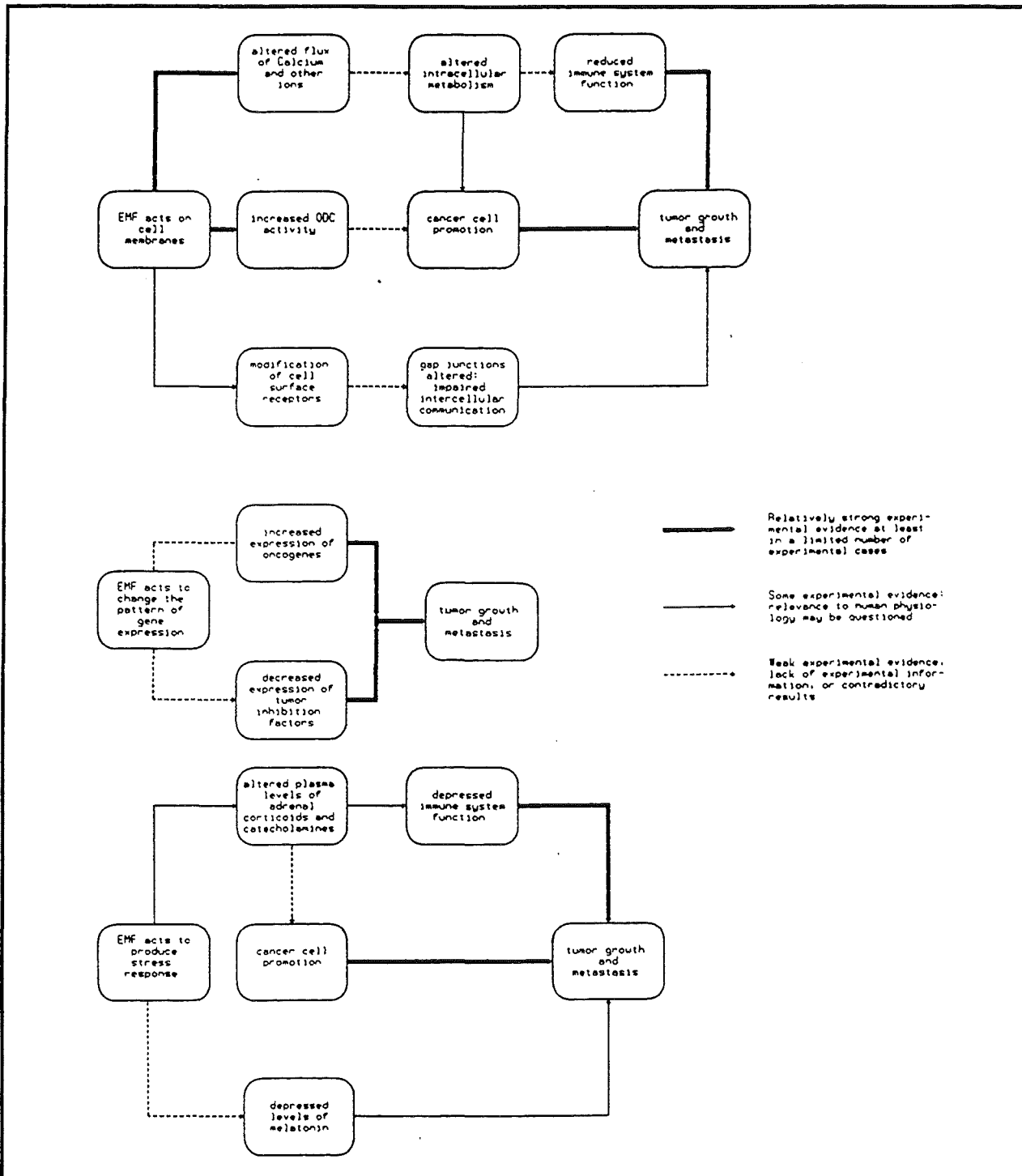


Bild 19-3: Drei spekulative Szenarien zur Krebspromotion durch schwache elektromagnetische Felder. Es werden (zum Teil hypothetische) Zusammenhänge zwischen biologischen Mechanismen dargestellt, die epidemiologisch gefundene Korrelationen zwischen einer Erhöhung des Auftretens von Krebs und elektromagnetischen Feldern plausibel machen könnten. Näheres siehe Text. Quelle: [55]. *Hinweis:* Wie stark experimentelle Ergebnisse die angegebenen Verknüpfungen stützen, wird durch die Dicke der verbindenden Linien symbolisiert.

2. Zelluläre Effekte: Zu zellulären Effekten zählen jene in der Zelle feststellbaren Effekte, die nicht zu den 'Erregungen' (siehe oben) gezählt werden, d.h. nicht als Sinnesempfindung oder Muskelbewegung wahrgenommen werden können⁵⁰, insbesondere: Änderungen von Stoffwechsel-Para-

50 Vgl. die zwei oberen horizontalen Abteilungen der erwähnten Tabelle.

metern; Änderungen des Zellwachstums; Änderungen der Chromosomenstruktur; Änderungen der Zellmembran-Funktion; und Änderungen zellulärer Transportvorgänge (vgl. Abschnitt 19.2). Schwellenwerte für diese Effekte, soweit sie überhaupt bekannt sind, liegen für diese Effekte oft erheblich unter den Schwellen für 'Erregungsauslösung' (vgl. Abschnitt 19.7.2).

Man unterscheidet in diesem Zusammenhang übrigens zwischen reversiblen Effekten (beispielsweise gewissen Veränderungen des Stoffwechsels) und irreversiblen Effekten (zum Beispiel der Beschädigungen von Atomen oder Molekülen).

Die Frage, ob mit zellulären Effekten Gesundheitsrisiken gegeben sind, ist, wie in Abschnitt 19.4 ausgeführt, nach dem heutigen Stand des Wissens mit vielfältigen und großen Ungewißheiten verbunden; vor allem deshalb, weil viele Effekte nur mangelhaft beschrieben und verstanden sind und weil man im allgemeinen nicht weiß, wie der Gesamtorganismus auf Veränderungen auf zellulärer Ebene reagiert. Die Frage der Gesundheitsrelevanz wird deshalb, wie in Bild 19-1 demonstriert, von Experten mit sehr unterschiedlichen Vermutungen beantwortet. Allgemein gesprochen, dürften Risiken eher für irreversible Effekte gegeben sein als für reversible, aber selbst hier gibt es Reparatur- bzw. Kompensationsmechanismen des Organismus ([126], S. 11).

Da zelluläre Effekte sowohl für Gleich- als auch für Wechselfelder auftreten, sind beide Feldarten hinsichtlich der SMES-Anlagen von Interesse; die Gleichfelder vor allem wegen ihrer außerordentlichen Stärke, und die Wechselfelder, weil es in SMES auch zeitliche Feldänderungen gibt (vgl. Abschnitt 19.1), und weil auch Bewegung von Personen im Gleichfeld im Körper wie Wechselfelder wirken.

Der herausragende gesundheitsrelevante zelluläre Effekt wird vor allem mit der Krebsproblematik assoziiert (vgl. Abschnitt 19.4 und 19.6). Relevant dafür wären unter anderem Veränderungen des Kalzium-Ausstroms aus der Zelle unter dem Einfluß von Wechselfeldern mit einer Schwelle von $100 \mu\text{T}$ ([126], S. 25). Diese Schwelle ist SMES-relevant, der Kalzium-Stoffwechsel könnte beeinflussbar sein durch die zeitlichen Feldänderungen in der SMES-Anlage ([126], S. 78).

Entsprechende Experimente zur Wirkung von magnetischen Gleichfeldern wurden übrigens nur in geringer Zahl durchgeführt [135].

Wie in Abschnitt 2.1, Punkt 3, referiert, wurden auch genetische Wirkungen von Gleichfeldern gefunden, wie Chromosomen-Aberration, Schwester-Chromatiden-Austausch, Veränderungen der Chromosomenanzahl und des sogenannten myotischen Indexes; allerdings können diese Ergebnisse oft nicht widerspruchsfrei interpretiert werden. Als bemerkenswert werden solche Effekte angesehen, weil sie zwar nicht als Ursache, aber unter Umständen als Indiz für die Initiation von Krebs gelten könnten; dennoch hält man heute eine krebspromovierende Wirkung elektromagnetischer Felder für die plausiblere hypothetische Alternative (vgl. Abschnitt 19.6.2.2).

Ein weiterer Hinweis auf das hypothetische Krebsrisiko ist durch folgendes Experiment gegeben: In einem Gleichfeld von 4,7 T sank die Haftfähigkeit von menschlichen Tumorzellen untereinander ([126], S. 29); durch diesen Effekt könnte die Metastasierung von Krebs erleichtert werden. Dies ist nach H. Schaefer unter den hier betrachteten Effekten der gravierendste, allerdings befindet man sich mit den meisten technischen Anlagen, auch mit SMES, unterhalb der dafür notwendigen Flußdichte ([126], S. 29). Diesem Einwand kann man freilich entgegenhalten: Ein Gleichfeld von 4,7 T ist durchaus von der Größenordnung der SMES-Felder (1 - 2 T). Deshalb ist die Frage, ob das erwähnte Experiment auch Relevanz für SMES haben könnte, vermutlich nicht absolut zu verneinen.

3. Beeinflussung von Körperfunktionen: Die Beeinflussung von Körperfunktionen durch Magnetfelder kann sowohl durch zelluläre als auch durch systemische Wirkungen (Beispiel: Schwächung des Immunsystems) hervorgerufen werden. Beeinflussungen der Körperfunktionen können andererseits, wie erwähnt, durch Regelkreise des Organismus auch kompensiert werden. Folgende Einwirkungen elektromagnetischer Felder auf Funktionen des Gesamtorganismus sind hier von Belang: a) Magnetfelder als Krebspromotoren; b) Störungen der Entwicklung des werdenden Lebens; c) Wirkungen auf das Allgemeinempfinden; und d) Feldwirkungen auf Implantate ([126], S. 68).

3a. Die Krebsproblematik ist in Abschnitt 19.6 relativ ausführlich dargestellt worden. Demnach ist das Krebsrisiko auf Grund vieler Ungewißheiten von großer Hypothesizität. Es gibt Hinweise, aber keine Beweise für das Risiko.

Da gemäß der erwähnten epidemiologischen Ergebnisse Wechselfelder zwischen 0,2 und 1 μT bei langdauernder Einwirkung, allerdings nur bei Kindern, auf ein Krebsrisiko hinweisen, könnte man fragen, ob entsprechende Bedingungen in der SMES-Anlage erfüllt seien ([126], S. 45). Schaefer bemerkt dazu, kurzzeitig (über Stunden) tagsüber einwirkende Felder - selbst deutlich höherer Flußdichten - hätten sich epidemiologisch als nicht wirksam erwiesen. Die Assoziation mit Krebs sei allein aufgetreten, falls die Exposition lange Zeit (Jahre) und während der Nacht erfolgt sei; deshalb wären in SMES die Voraussetzungen des hypothetischen Krebsrisikos nicht erfüllt ([126], S. 45). Von der Bedingung Kindheit abgesehen, überzeugt diese Argumentation nicht so recht: es ist nicht klar, warum diese Bedingungen für die Operateure der Anlage nicht annähernd erfüllt sein könnten.

Zur Krebs-Problematik der Gleichfelder von SMES kann unter anderem die folgende Bemerkung von N. Simon als relevant angesehen werden: Da Studien für eine große Anzahl von Arbeitern unter dem Einfluß magnetischer Gleichfelder (in Aluminium-Elektrolyse-Anlagen) ein vergrößertes Risiko für Pankreas-Krebs und Leukämie gezeigt hätten, sei Vorsicht geboten. Sie weist allerdings auf statistische Unzulänglichkeiten dieser Studien hin, die sie zumindest zum Teil inkonklusiv machten - eine ziemlich vage Diagnose, die jedoch durchaus mit den etwas differenzierteren Überlegungen, wie sie in Abschnitt 19.6.2.1, Punkt 3, zu den beruflichen Krebsepidemiologien dargestellt wurden, konform geht [136].

3b. Zur Störung der Entwicklung werdenden Lebens durch Magnetfelder: Die Vermutung, daß es Störungen der Entwicklung werdenden Lebens infolge der Wirkung magnetischer Felder gäbe, wurde durch experimentelle Ergebnisse initiiert, die Fehlgeburten und Mißbildungen im Zusammenhang mit dem Gebrauch von Heizdecken bzw. Bildschirmgeräten nahelegten. Einige dieser Ergebnisse konnten zwar nicht bestätigt werden, aber es gibt eine Bildschirm-Studie, die ein erhöhtes Risiko für Fehlgeburten beim Menschen nachwies ([126], S. 43). Daß sich in dieser Studie die Dauer der Benutzung der Bildschirmgeräte als ein wichtiger Parameter erwiesen hat, könnte allerdings auch ein Indiz dafür sein, daß Stress-Faktoren eine wesentliche Rolle spielten; mit anderen Worten, es ist nicht sicher, ob die gefundenen Effekte (allein) der elektromagnetischen Strahlung zuzurechnen sind ([126], S. 43; vgl. auch [41], [117], [38], [146] und [51], wo über entsprechende Untersuchungen berichtet wird; zum Großteil hatten sie negative oder inkonklusive Ergebnisse.)

Entsprechende Beobachtungen der Wirkung von Gleichfeldern am Menschen sind nicht bekannt. Es wurden allerdings im Tierversuch Störungen der Embryogenese und der Entwicklung durch statische Magnetfelder festgestellt. Ein Beispiel dafür sind hochgradige Abnormitäten in der Froschentwicklung nach kurzer starker Feldexposition. Säugetiere wurden allerdings nur selten untersucht. Konsistente Interpretationen dieser Ergebnisse sind allerdings schwierig, weil sie in komplexer

Weise vom Timing der Exposition und der Beschaffenheit von Feldgradienten abhängen (vgl. Abschnitt 19.2.1., Punkt 5).

Schaefer rät in diesem Zusammenhang: Da man über die Wirkung starker Magnetfelder keine gesicherten experimentellen Ergebnisse habe, erscheine es als ratsam, Schwangere am Betreten eines Gleichfeldes von mehr als 100 mT zu hindern ([126], S. 83).

3c. Wirkungen auf das Allgemeinbefinden: Einige dieser Wirkungen auf das Allgemeinbefinden könnten in SMES-Anlagen auftreten ([126], S. 77), nämlich Mißempfindungen wie Drehschwindel, leichte Übelkeit und leichte Bewußtseinsveränderungen unter der Wirkung starker Gleichfelder (über 1 T). Diese Effekte könnten möglicherweise von der Wirkung auf kürzlich entdeckte, vor allem im Gehirnzellen zu findende, magnetosensible Kristalle herrühren ([126], S. 36).

In diesen Zusammenhang gehört auch das wissenschaftlich nicht geklärte und von der Wissenschaft eher zögernd anerkannte Problem der 'Elektrosensiblen': 'Elektrosensible' sind Menschen, die glauben, für extrem schwache elektromagnetische Felder (um 30 nT) sensibel zu sein und unter Umständen unter ihnen gravierend zu leiden (Nervosität, Schlafstörungen, Kopfschmerzen, Herzrhythmusstörungen, Bluthochdruck, Atembeschwerden, Depressionen und Streßsymptome). Die wissenschaftliche Community hat bisher diesem Problem keine allzu große Aufmerksamkeit geschenkt⁵¹, nichtsdestoweniger scheinen Experimente zu zeigen, daß ein sehr kleiner Prozentsatz der Bevölkerung solche Felder tatsächlich wahrnehmen kann ([126], S. 52). 'Elektrosensible', die sich auch in der BRD in zahlreichen Selbsthilfe-Organisationen und -Aktivitäten zusammengefunden haben, geben an, daß in der Bundesrepublik etwa 150.000 Menschen 'elektrosensibel' seien. Die wissenschaftliche Problematik der 'Elektrosensibilität' besteht darin, daß Krankheitsbehauptungen meist nicht auf wissenschaftlich akzeptabler Kausalanalyse beruhen, und potentielle Wirkungsmechanismen nicht erforscht sind. Betroffene und Involvierte vermuten, daß relevante Wirkungen vor allem auf Synergismen zwischen elektromagnetischen Feldern und anderen Umwelttoxinen beruhen. (Vgl. [72] und Abschnitt 21.4, wo auf das Thema noch einmal im Rahmen unterschiedlicher 'Expertenkulturen' hingewiesen wird.) Interessant wurde dazu von einem Mitarbeiter des Krebsforschungszentrums Heidelberg bemerkt:

"In einer von POOLE und Mitarbeitern 1993 publizierten ersten epidemiologischen Studie zum Zusammenhang von depressiven Symptomen und Kopfschmerzen mit der Nähe zu Wechselstrom-Oberleitungen wird für Depressionen eine Risikorate von 2,8 angegeben, die sich nicht durch die Besorgnis oder andere Faktoren korrigieren ließ, die zumeist für die Erklärungen von Beschwerden herangezogen werden. In dieser Studie wurden typische depressive Symptome, Migräne-Kopfschmerzen und andere Kopfschmerzen nach Nähe und Entfernungen von den Leitungen unterschieden und untersucht. Die stärksten Befunde ergaben sich bei der Gruppe, die in der Nähe von Leitungen lebte und ohne Kenntnisse bzw. betroffen bezüglich der Probleme gewesen waren. Da die Risikorate statistisch gesichert ist, muß diesem Befund solange große Bedeutung beigemessen werden, als er nicht durch andere Einflußfaktoren erklärt werden kann. Die Studie ist durch eine exzellente epidemiologische Arbeitsgruppe durchgeführt worden, im 'American Journal of Epidemiology' publiziert worden, und im Zusammenhang mit der bereits mehrfach beschriebenen möglichen Beeinflussung des Melatoninstoffwechsels durchaus plausibel, so daß eine Replikation mit einer ähnlichen Methodik auch in Deutschland angezeigt wäre" [52].

Die Strahlenschutzkommission stellte allerdings zu diesem Thema fest:

51 Eine seltene Ausnahme: "Workshop on Electromagnetic Hypersensitivity" Graz, September 26-27th, 1994

"Nach dem derzeitigen Stand der Forschung besteht kein nachweisbarer Zusammenhang zwischen einer Einwirkung von elektrischen oder magnetischen Feldern im Alltag und dem Auftreten von Kopfschmerzen, Übererregung und Erschöpfungszuständen, Allergien (...)." [33].

Umstritten in ihrer Gesundheitsrelevanz sind auch die Änderungen der EEG's unter Feldeinfluß. Schaefer führt dazu aus: Wenn diese Effekte real wären, was umstritten sei, "... müßte man merkliche Wirkungen des Feldes auf die menschliche Gehirnfunktion annehmen" und zwar bei Flußdichten, die auch in SMES-Anlagen einwirken könnten (0,1 - 1 T). Weiterhin: Sofern diese Befunde wesentliche Bedeutung hätten, so müßten sie auch subjektiv spürbar sein. Weil bislang noch nicht geklärt sei, was die einzelnen Wellen im EEG tatsächlich bedeuteten, wäre die Sachlage aber auch nicht recht interpretierbar ([126], S. 50).⁵²

3d. Implantate: Personen, die metallische Implantate, wie Knochenschienen oder künstliche Gelenke, bzw. Hörgeräte oder Herzschrittmacher tragen, sind in Magnetfeldern unter Umständen gefährdet. Denn diese Geräte könnten mechanisch bzw. elektronisch beeinträchtigt werden. Abgewehrt werden können diese Gefahren in SMES-Anlagen durch Beachtung der in der BRD geltenden DIN-Grenzwerte ([126], S. 68; vgl. auch Abschnitt 20.3).

4. Wirkungen auf die nicht-menschliche Biosphäre: Zu Wirkungen auf die nicht-menschliche Biosphäre kann allgemein gesagt werden, daß ein Großteil der in Abschnitt 19.2 beschriebenen Wirkungen in Nicht-Human-Experimenten entdeckt und untersucht wurden. Wirkungen auf die nicht-menschliche Tier- und Pflanzenwelt sind also in reichem Ausmaß bekannt. Inwieweit diese Wirkungen als mehr oder minder gravierende Beeinträchtigungen pflanzlicher⁵³ oder tierischer Organismen anzusehen sind, ist - analog zur Diskussion der Gesundheitsrelevanz von Wirkungen für den Menschen - ungewiß. Dementsprechend sind auch Diskussionen um die Akzeptabilität solcher Wirkungen in der Literatur kaum zu finden. Von Bedeutung in Hinblick auf SMES-Anlagen werden allerdings Wirkungen auf das Orientierungsvermögen mancher Tierarten angesehen [35]. Untersucht wurde dies für eine Vielzahl von Tieren, am besten bestätigt dürfte dies für Tauben und Bienen sein, während Ergebnisse für andere Tierarten nicht als belastbar angesehen werden [139].

Es sei in diesem Zusammenhang, sowie in Hinblick auf den gesamten Unterabschnitt, auf eine in Abschnitt 19.3.3 angegebene Liste verwiesen. Sie enthält biologische Wirkungen (auch auf die nicht-menschliche Biosphäre), die von N. Simon hinsichtlich der Lozierungsproblematik einer SMES-Anlage für relevant gehalten werden, sofern ihre Existenz bestätigt würde.⁵⁴ So z.B. Veränderungen der Zellulosesynthese; von Enzymaktivitäten in Knochenmarkszellen; der Häufigkeit von Schwester-Chromatiden-Austausch; der synaptischen Transmission neuraler Information; der Herzfunktion usw.

52 Schaefer meint weiterhin, daß eine 'Gefahr' nicht bestehen könne, was durch das völlige Fehlen von subjektiv wahrnehmbaren Änderungen bezeugt werde. Man fragt sich in Hinblick auf diese Äußerungen: Ist denn das Fehlen subjektiv wahrnehmbarer Veränderungen schon ein sicheres Indiz für das Fehlen irgendwelcher Funktionsstörungen?

53 Es tauchen auch immer wieder einmal von wissenschaftlichen Außenseitern aufgestellte und oft absurd begründete Thesen auf, elektromagnetische Felder würden das Waldsterben verursachen (vgl. [149]); im allgemeinen wird dies aber eher Hochfrequenz-Feldern zugeschrieben.

54 In diesem Zusammenhang erscheint auch das folgende Statement als bemerkenswert: "It has been clearly demonstrated in a number of independent laboratories that magnetic fields of moderate intensity (mT) can affect certain types of chemical reaction in vitro, and it has been suggested that some cellular metabolic reactions in humans may be significantly affected by prolonged low level exposure. *This might have health implications for occupational exposures and should be investigated further*" [130]. (Hervorhebung d.A.)

19.7.2 Zu SMES-relevanten Schwellenwerten

Wenn man zu guter Letzt Schwellenwerte von Wirkungen elektromagnetischer Felder sowohl mit den tatsächlich in SMES-Anlagen gegebenen Feldern als auch mit den DIN-Grenzwerten vergleicht, so zeigt sich folgendes:⁵⁵

1. Die Schwellenwerte für *Erregungsauslösungen in Nerven- und Muskelzellen* (Punkt 1, oben) liegen sowohl über den Niveaus der SMES-Felder als auch über den Grenzwerten der DIN-Norm und zwar in ihren beiden Belastungsbereichen; von daher sind also in SMES-Anlagen keine Probleme zu erwarten.
2. Die Schwellenwerte für *zelluläre Wirkungen* (Punkt 2, oben) hingegen liegen für viele dieser Wirkungen unterhalb der in SMES auftretenden Flußdichten⁵⁶, und zwar für die beiden Belastungsbereiche der SMES-Anlage.
3. Auch die Schwellen für *Wirkungen auf Körperfunktionen* (Punkt 3, oben) liegen oft unterhalb der DIN-Grenzwerte. Sowohl in Punkt 2 als auch in Punkt 3 dieses Unterabschnittes handelt es sich vorwiegend um Wirkungen, deren Gesundheitsrelevanz fraglich ist (vgl. die Ausführungen in Abschnitt 19.4.2 zu den 'subtilen und schwachen Wirkungen'). Für SMES-Anlagen gibt es also in dieser Hinsicht *keine starken Hinweise* auf ein Gesundheitsrisiko.
4. Die Schwellen für *Wirkungen auf werdendes Leben* sind zwar nicht wohldefiniert (Punkt 3b, oben), Experimente dazu wurden jedoch mit Feldstärken unterhalb der SMES-Felder (Belastungsbereich 1) durchgeführt. Schaefer rät deshalb, Schwangere am Betreten einer SMES-Anlage zu hindern.
5. *Wirkungen auf das Allgemeinbefinden* (Punkt 3c, oben) sind - abgesehen von Mißempfindungen, die nach dem heutigen Stand des Wissens nicht gesundheitsschädlich sind -, im Belastungsbereich 1 der SMES-Anlage nicht zu erwarten. Das Problem der 'Elektrosensiblen' kann allerdings als wissenschaftlich ungeklärtes Problem angesehen werden.
6. Für *Implantatträger* (Punkt 3d, oben) sollte die SMES-Anlage gemäß der DIN-Grenzwerte nicht zugänglich sein.

Wichtig und interessant ist im Zusammenhang dieser Befunde die Frage, ob und wie Hinweise auf potentielle Gefährdungen durch relevante Grenzwerte gleichsam aufgefangen werden. Die Antwort ist nicht ganz trivial: Die hier aufgezeigten *Überschreitungen* der Schwellenwerte einzelner Wirkungen durch SMES-Felder sind, wie in Abschnitt 20.5 erläutert wird, nicht der Grund dafür, daß die SMES-Felder die relevanten Grenzwerte für den beruflichen Bereich im allgemeinen deutlich überschreiten (vgl. Tab. 20-5); dies hängt vielmehr mit Sicherheitsfaktoren der Grenzwerte für die 'Erregungen' von Nerven- und Muskelzellen zusammen.

55 Sowohl für die SMES-Anlage als auch in der DIN-Norm sind jeweils zwei Belastungsbereiche definiert: für Passanten bzw. für beruflich Tätige (vgl. Tabelle 19-1 und 20-2).

56 In Tab. 3, S. 80 a.a.O., werden einige dieser Schwellenwerte angegeben: Eiweißsynthese: 0,38 mT; Melatoninproduktion: 1 μ T; Kalziumstoffwechsel 22 mT, > 100 μ T; Zellwachstum: 1 μ T; fragliche Krebspromotion beim Kind: 0,2 μ T.

20. Die relevanten Grenzwerte

In den folgenden Unterabschnitten werden die hinsichtlich der SMES-Problematik in der Bundesrepublik Deutschland relevanten Grenzwerte⁵⁷ erörtert. Besonderes Gewicht wird dabei auf die *Struktur* der Richtlinien und Normen gelegt, d.h. es wird referiert, für welche Personengruppen, unter welchen Umständen und mit welchen Begründungen Grenzwerte Geltung beanspruchen.

Die in *Abschnitt 20.1* diskutierten IRPA-Richtlinien⁵⁸ wurden zwar nur für Felder von 50/60 Hertz entwickelt. Obwohl diese Frequenzen formal nicht den im SMES-Projekt betrachteten Frequenzen entsprechen, werden die Richtlinien hier dennoch ausführlich dargestellt. Denn für diese Frequenz sind erstens die meisten und umfangreichsten Forschungsarbeiten zu biologischen Wirkungen durchgeführt worden; und zweitens werden für die - in Kreisen der IRPA - in Diskussion befindlichen Frequenzen zwischen wenigen Hertz und 1 kHz die gleichen Kriteriumswerte zugrunde gelegt wie für 50/60 Hz [22]. Deshalb können die IRPA-Richtlinien für die SMES-Problematik (interessant sind hier Frequenzen von 2 Hz und 600 Hz) Modellcharakter beanspruchen.

In *Abschnitt 20.2* werden dann die IRPA-Richtlinien für *statische* Magnetfelder dargestellt. Sie haben für das SMES-Projekt, in dem unter anderem sehr starke statische Magnetfelder zur Debatte stehen, besondere Bedeutung.

In *Abschnitt 20.3* wird weiterhin die für die Bundesrepublik Deutschland gültige DIN/VDE-Vornorm für elektromagnetische Felder beschrieben. Sie umfaßt einen breiteren Frequenzbereich und beruft sich hinsichtlich ihrer Begründungen fast ausschließlich auf die in Abschnitt 20.1 beschriebenen IRPA-INIRC-Richtlinien.

In *Abschnitt 20.4.1* wird die Grenzwert-Situation im allgemeineren Rahmen der historischen Entwicklung der Grenzwertproblematik betrachtet und in *Abschnitt 20.4.2* werden Tendenzen für zukünftige Grenzwert-Entwicklungen aufgezeigt. Zuletzt werden in *Abschnitt 20.5* die aktuellsten relevanten Grenzwerte betrachtet; neueste deutsche und europäischen Grenzwerte, obgleich zur Zeit nur inoffiziell bekannt, wurden dabei auch berücksichtigt. Schließlich werden Schlußfolgerungen in Hinblick auf das SMES-Projekt gezogen.

20.1. IRPA-INIRC-Richtlinien für elektromagnetische 50-Hz-Felder (1990)

Das '*International Non-Ionizing Radiation Committee*' (INIRC) der 'International Radiation Protection Association' (IRPA) verabschiedete im Jahr 1990 'Interim Guidelines on Limits of Exposure to 50/60 Hz Electric and Magnetic Fields' (hier: 'Richtlinien I' [66]).

In der Einleitung der 'Richtlinien I' wird ausgeführt, daß im Zuge der technologischen Entwicklungen dieses Jahrhunderts Menschen zunehmend elektromagnetischen Feldern von 50/60 Hertz ausgesetzt seien. Im Zusammenhang damit seien berechtigte Fragen zu Sicherheitsgrenzwerten aufgetreten. In vielen Ländern seien an Behörden Forderungen herangetragen worden, mögliche negative Folgen solcher 'extremely low frequency' (ELF) Felder für die menschliche Gesundheit zu bewerten. Dabei habe sich einerseits gezeigt, daß die benötigten Daten und Kenntnisse lückenhaft

57 Im strengen Sinn handelt es sich um 'Richtwerte', d.h. sie haben nur Empfehlungscharakter, sie sind nicht gesetzlich bindend vorgeschrieben; gleichwohl kommt ihnen eine gewisse juristische Bedeutung zu (vgl. Abschnitt 21.3).

58 IRPA bedeutet 'International Radiation Protection Association'.

seien, andererseits hätten die vorhandenen Informationen keinen Hinweis darauf gegeben, daß die heute üblichen Expositionsniveaus Folgen für die öffentliche Gesundheit hätten, die Gegenmaßnahmen erforderten. Allerdings würden in einigen Ländern Kontroversen heranwachsen zwischen Verfechtern von restriktiven Schutzmaßnahmen auf der einen Seite und Befürwortern technologischen Wachstums und damit zunehmender Expositionsniveaus auf der anderen Seite. Dies lege nahe, daß Richtlinien, auf der Basis des aktuellen Wissens erstellt, von Nutzen sein würden. Bei der Ausarbeitung entsprechender Grenzwerte habe das Komitee übrigens realisiert, daß unterschiedliche wertebestimmte Einschätzungen eine Rolle spielten. So müßten die Validität wissenschaftlicher Arbeiten beurteilt und Extrapolationen von Tier zu Mensch durchgeführt werden. Auch sei es für die Festsetzung von Grenzwerten in unterschiedlichen Ländern notwendig, - von den jeweiligen Prioritäten der Gesundheitspolitik bestimmte - Risiko-Nutzen-Abwägungen durchzuführen.

Im Veröffentlichungs-Dokument werden übrigens auch die für die Festsetzung von Grenzwerten relevanten Informationen über physikalische und biologische Phänomene, ihre Bewertung, sowie die den 'Richtlinien' zugrunde gelegte Sicherheitsphilosophie und schließlich die Festsetzung der Grenzwerte im Detail diskutiert; sie werden im folgenden resümiert.

20.1.1 Relevante physikalische Phänomene

Nach dem aktuellen Stand des Wissens werden biologische Wirkungen elektromagnetischer Felder⁵⁹ im Menschen durch folgende Basisphänomene verursacht:

1. Elektrische Felder influenzieren und verschieben auf exponierten (menschlichen) Körpern Oberflächenladungen, die ihrerseits elektrische Ströme innerhalb der Körper verursachen.
2. Magnetische Felder induzieren innerhalb von Körpern elektrische Felder und elektrische Ströme.
3. Die in Leitern durch elektrische Felder influenzierten und verschobenen elektrischen Ladungen bewirken in - mit diesen Leitern in Kontakt befindlichen - menschlichen Körpern elektrische Ströme.
4. Die in Leitern durch variable magnetische Felder induzierten elektrischen Ströme bewirken in - mit diesen Leitern in Kontakt befindlichen - menschlichen Körpern elektrische Ströme.
5. Transiente Entladungen (Funkenentladungen) - sie können dann auftreten, wenn Menschen und Metallobjekte, die einem starken elektrische Feld ausgesetzt sind, sich einander hinreichend annähern - können im Menschen elektrische Ströme verursachen.
6. Elektrische oder magnetische Felder können im menschlichen Körpern implantierte medizinische Geräte in ihrer Funktion beeinträchtigen.

20.1.2 Relevante biologische Phänomene

1. Durch äußere elektrische und magnetische Felder induzierte Ströme verursachte Effekte:
Für Ganzkörper-Expositionen in elektrischen und magnetischen Feldern werden durch induzierte

59 Im folgenden handelt es sich, wenn nicht anders angegeben, in Hinblick auf die elektromagnetischen Felder immer: a) um ELF-Felder im Frequenzbereich 50/60 Hertz; b) um (durch den exponierten Körper) ungestörte Felder; und c) um effektive elektrische Feldstärken bzw. magnetische Flußdichten im Falle zeitlich variabler Felder.

Ströme verursachte biologische Effekte in Betracht gezogen. Sie werden im folgenden in Abhängigkeit von den elektrischen Stromdichten, die von den elektrischen bzw. den magnetischen Feldern im menschlichen Körper induziert werden, angegeben (für den Fall, daß diese Ströme durch magnetische Felder induziert werden, werden die Beträge der entsprechenden magnetischen Flußdichten jeweils in eckigen Klammern angegeben)⁶⁰:

1. Zwischen 1 und 10 mA·m⁻² [zwischen 0,5 und 5 mT] wurden geringfügigere biologische Effekte nachgewiesen.
2. Zwischen 10 und 100 mA·m⁻² [zwischen 5 und 50 mT] gibt es nachgewiesene biologische Effekte wie zum Beispiel Wirkungen auf den visuellen Apparat und das Nervensystem.
3. Zwischen 100 und 1000 mA·m⁻² [zwischen 50 und 500 mT] sind Stimulationen⁶¹ von erregbarem Gewebe nachgewiesen und Gesundheitsgefahren möglich.
4. Über 1000 mA·m⁻² [über 500 mT] können akute Gesundheitsgefahren wie Extrasystolen und Kammerflimmern auftreten.

2.2. Von Kontaktströmen verursachte biologische Wirkungen: Die von Kontaktströmen verursachten biologischen Wirkungen reichen von einer gerade noch bemerkbaren Wahrnehmung bis hin zu Kammerflimmern und Tod. Die Stärke dieser Effekte hängt von einer Reihe von Faktoren wie Erdungsbedingungen, Stromstärke, Dauer des Stromflusses und Körpergewicht ab. Körperströme über 10 mA stellen wegen der Loslaßschwelle⁶² ein ernstes Risiko dar (dieser Wert gilt für Erwachsene, für Kinder ist er zu halbieren).

3. Von Funkenentladungen verursachte biologische Wirkungen: Die menschlichen Reaktionen auf von Funkenentladungen herrührende elektrische Schocks hängen in einer komplexen Weise von der Entladungsspannung, der Kapazität des entladenden Objekts und dem Körpergewicht ab.

20.1.3 Zur Bewertung der biologischen Effekte elektromagnetischer Felder

Um die vorangehend beschriebenen biologischen Wirkungen zu bewerten, wurden vom INIRC relevante Studien mit folgenden Ergebnissen ausgewertet:

1. Tierversuche zeigten, daß starke Felder zelluläre, physiologische und Verhaltensphänomene beeinflussen könnten. Obwohl diese Ergebnisse zur Zeit nicht auf den Menschen übertragen werden könnten, ließe sich mit ihnen die Warnung begründen, daß unnötige Expositionen vermieden werden sollten.
2. Gesundheitsgefahren durch normalerweise in Umwelt und Arbeitswelt auftretende Felder könnten nicht nachgewiesen werden.

60 Die elektrische Stromdichte ist ein Vektor parallel zum (elektrischen) Ladungsfluß; sein Betrag ist gleich der Ladung, die die Einheitsfläche senkrecht zum Ladungsfluß pro Zeiteinheit durchquert (Einheit: mA·m⁻²). Die magnetische Flußdichte (Einheit: Tesla (T)) ist ein Vektor proportional zur magnetischen Feldstärke; die Proportionalitätskonstante ist für alle hier betrachteten biologischen Stoffe im wesentlichen identisch, deshalb kann die magnetische Flußdichte als Maß für die magnetische Feldstärke angesehen werden. Es werden in dieser Arbeit jeweils nur die *Beträge* dieser Vektoren angegeben.

61 In Abschnitt 19 'Erregungen' genannt.

62 Das ist definitionsgemäß jener Grenzwert der Stromstärke, über dem es einem Individuum wegen unwillkürlicher Muskelbewegungen nicht mehr möglich ist, ein unter Strom stehendes Objekt loszulassen.

3. Die Schwellenwerte für das Fühlen ("feel") von Funkenentladung in elektrischen Feldern liege bei $3 \text{ kV}\cdot\text{m}^{-1}$, für das Wahrnehmen ("perceive") dieser Felder⁶³ hingegen bei $2\text{-}10 \text{ kV}\cdot\text{m}^{-1}$. Diese Wahrnehmungen stellen, soviel man wisse, kein Gesundheitsrisiko dar.
4. Einige (allerdings nicht alle durchgeführten) epidemiologische Studien legten, obwohl mit methodischen Schwächen behaftet, einen Zusammenhang zwischen Krebs und Berufen der Elektrobranche bzw. ein häufigeres Auftreten von Krebs unter Kindern und Erwachsenen unter dem Einfluß von elektromagnetische Feldern nahe. Insbesondere suggerierten sie ein vermehrtes Auftreten von Krebs bei Werten der magnetischen Flußdichte nahe $0,25 \mu\text{T}$; dies entspräche einem induzierten Strom, der kleiner sei als die natürlicherweise auftretenden Körperströme⁶⁴. Alle diese epidemiologischen Studien seien jedoch nicht konklusiv. Die angedeuteten Zusammenhänge seien nicht nur nicht bewiesen⁶⁵, sondern lieferten auch keinerlei Grundlage für Risikobewertungen, die für die Entwicklung von Expositions-Grenzwerten gebraucht würden. Nichtsdestoweniger könnten diese Ergebnisse nicht unberücksichtigt gelassen werden, allerdings seien zusätzliche Studien erforderlich, bevor sie als Basis für Risikobewertungen dienen könnten. Aktuell unternommene Untersuchungen testeten insbesondere die Hypothese, daß elektromagnetische Felder als (oder synergistisch zusammen mit) Krebspromotoren wirkten. (Vgl. Abschnitt 19.6)
5. Aus experimentellen Daten und Humanstudien sei abgeleitet worden, daß keine gesundheits-schädigenden Wirkungen von Kurzzeit-Expositionen bis zu $20 \text{ kV}\cdot\text{m}^{-1}$ ausgingen.
6. Nach dem aktuellen Stand des Wissens sei es nicht möglich, definitive Aussagen über Sicherheit oder Risiken von Langzeit-Expositionen in Feldern von $1 - 10 \text{ kV}\cdot\text{m}^{-1}$ zu machen. Zwar gäbe es keinen spezifischen Hinweis auf besondere Risiken oder Krankheitssymptome, aber in Hinblick auf experimentelle Ergebnisse bezüglich biologischer Effekte erscheine es angemessen, Expositionen zeitlich zu begrenzen, besonders für die allgemeine Öffentlichkeit. Auch auf diesem Feld seien größere Forschungsanstrengungen zu unternehmen, um potentielle Gesundheitsrisiken aufzuklären.

20.1.4 Geltungsbereich und Fundierung der vorgeschlagenen Grenzwerte

In den 'Richtlinien I' wird in Hinblick auf die Festsetzung von Grenzwerten ausgeführt: In Hinblick auf die zu schützende Population sei zu unterscheiden zwischen allgemeiner Öffentlichkeit sowie Arbeitern und Arbeiterinnen.

Die *beruflich exponierte Population* bestehe aus Erwachsenen, die im allgemeinen unter kontrollierten Bedingungen, im Bewußtsein potentieller Risiken, unter entsprechenden Sicherheitsmaßnahmen und für eine begrenzte Zeitspanne exponiert würden.

Die *allgemeine Öffentlichkeit* setze sich hingegen zusammen aus Individuen unterschiedlichen Alters, Geschlechts, Gesundheitszustandes und unterschiedlicher Empfindlichkeit, die sich oft weder

63 Der Unterschied zwischen "feel" und "perceive" wird in den Richtlinien nicht erklärt. Vermutlich handelt es sich um die Wahrnehmungsschwelle bzw. den Wahrnehmungsbereich, der möglicherweise z.T. auch schon als unangenehm empfunden wird.

64 Dies hat deshalb eine gewisse Brisanz, weil die Stromstärke typischer natürlicher Körperströme als Kriteriumswert für die Festsetzung der Grenzwerte diene (siehe unten).

65 Insbesondere sei nicht nachgewiesen, daß chronische Exposition auf niedrigem Niveau die Häufigkeit des Auftretens von Krebs erhöhe.

dessen bewußt noch willens wären, einem potentiellen Risiko unterworfen zu werden. Auch könne nicht erwartet werden, daß diese Subpopulation Belästigungen und Schmerzen durch Funkenentladungen und Kontaktströme akzeptierte. Die Expositionszeit könne hier 24 Stunden täglich für die gesamte Lebenszeit betragen. Deshalb sei es sinnvoll, für die allgemeine Öffentlichkeit niedrigere Grenzwerte festzusetzen als für die beruflich exponierte Population.

Grundlegend für das Verständnis der vorgeschlagenen Grenzwerte sei folgendes: Die empfohlenen Grenzwerte bezögen sich *primär auf wohlbestätigte oder vorausgesagte, unmittelbare Gesundheitsrisiken*, die durch - von äußeren elektrischen oder magnetischen Feldern im Körper induzierte - Stromdichten⁶⁶ verursacht würden. *Die den festgesetzten Grenzwerten entsprechenden induzierten Stromdichten entsprächen im allgemeinen den typischen natürlicherweise im Körper auftretenden Stromdichten von bis zu 10 mA·m⁻² oder sie lägen leicht darüber. 10 mA·m⁻² sei also als 'Kriteriumswert' zu betrachten (zur Kritik des Kriteriumswertes vgl. Abschnitt 19.4.2). Diese so bestimmten Grenzwerte seien als konservativ anzusehen. (Ob diese Einschätzung gerechtfertigt ist, ist zu bezweifeln; vgl. Abschnitt 19.4.2 und 21.6)*

Der Zusammenhang zwischen verursachenden äußeren Feldern und induzierten Stromdichten sei in Hinblick auf die vorgeschlagenen Grenzwerte (unter bestimmten Annahmen) wie folgt gegeben: Einem äußeren elektrischen Feld von 10 kV·m⁻¹ entspräche (über Körper- und Kopfregion gemittelt) eine induzierte Stromdichte von 4 mA·m⁻² bzw. (nicht gemittelt) ein Spitzenstromdichte von mehr als 4 mA·m⁻², je nach Größe, Haltung und Orientierung der Personen im elektrischen Feld. Und einer äußeren magnetischen Flußdichte von 0,5 mT korrespondiere - eine Konduktivitäts-Schleife von 10 cm Radius vorausgesetzt - eine induzierte Stromdichte von 1 mA·m⁻² in der Peripherie der Schleife.

20.1.5 Festsetzung von Grenzwerten

Die Festlegungen von Grenzwerten im Detail wurden in den 'Richtlinien I' wie folgt vorgenommen:

1. **Elektrische Felder:** Hinsichtlich *beruflicher Expositionen* sei von Arbeitsplatz-Erfahrungen und kontrollierten Laboratoriumsstudien an Freiwilligen abgeleitet worden, daß keine signifikanten negativen Gesundheitsfolgen bei Kurzzeit-Expositionen bis zu 30 kV·m⁻¹ aufträten⁶⁷. Expositionen zwischen 10 und 30 kV·m⁻¹ resultierten allerdings in proportional anwachsendem Mißbehagen und Streß und sollten deshalb in der Dauer begrenzt werden. Da Kenntnisse über Langzeit-Expositionen überdies nicht ausreichend zur Verfügung stünden, sollten berufliche kontinuierliche Expositionen begrenzt werden auf 10 kV·m⁻¹, entsprechend einer mittleren Stromdichte von 4 mA·m⁻². Ein praktischer Kompromiß zwischen diesen beiden Grenzwerten für Kurz- und Langzeit-Exposition seien Maßgaben für länger andauernde Expositionen in Feldern zwischen 10 und 30 kV·m⁻¹: Hier sei über den ganzen Arbeitstag nach der Größengleichung $t \leq 80/E$ zu verfahren, wobei t die Dauer der Exposition (in Stunden pro Arbeitstag) und E die Feldstärke (in kV·m⁻¹) seien.

Für die *Exposition der allgemeinen Öffentlichkeit* seien aus den in Abschnitt 20.1.4 diskutierten Gründen zusätzliche Sicherheitsfaktoren appliziert worden. Ein Sicherheitsfaktor von 5 in Hinblick auf das Kriterium 10 mA·m⁻² für kontinuierliche Exposition ergäbe einen Grenzwert von 2 mA·m⁻²

66 Abschnitt 20.1.2, Punkt 2-4

67 Dieser Wert von 30 kV·m⁻¹ (s. S. 119 a.a.O.) ist - nicht recht verständlich - er ist nicht identisch mit dem in Abschnitt 20.1.3, Punkt 5, angegebenen Wert von 20 kV·m⁻¹ (s. S. 118 a.a.O.).

entsprechend einem äußeren elektrischen Feld von $5 \text{ kV}\cdot\text{m}^{-1}$. Dieser Grenzwert gelte für offene Räume, wie Erholungsflächen und Versammlungsplätze, in denen Mitglieder dieser Subpopulation substantielle Teile des Tages verbringen könnten. Innerhalb von Gebäuden, die sich in Feldern von $5 \text{ kV}\cdot\text{m}^{-1}$ befänden, seien die Feldstärken im allgemeinen um mehr als eine Größenordnung geringer. Dieser Grenzwert schütze auch vor Mißbehagen, verursacht durch Kontaktströme und Funkenentladungen. Expositionen in Feldern zwischen 5 und $10 \text{ kV}\cdot\text{m}^{-1}$ sollten auf einige Stunden pro Tag beschränkt werden. Und wenn es notwendig sei, seien Expositionen in Feldern über $10 \text{ kV}\cdot\text{m}^{-1}$ für einige Minuten pro Tag erlaubt, sofern die Stromdichte $2 \text{ mA}\cdot\text{m}^{-2}$ nicht überschreite und gefährliche indirekte Kopplungseffekte (s. Abschnitt 20.1.1, Punkt 3-6) durch Vorsichtsmaßnahmen verhindert würden.

2. Magnetische Felder: Human-Laboratoriumsstudien mit Feldstärken bis zu 5 mT haben keine schädlichen klinischen oder physiologischen Veränderungen ergeben, allerdings sei die Anzahl direkter relevanter Beobachtungen am Menschen gering. Deshalb sollten *berufliche Kurzzeit-Expositionen* 5 mT nicht überschreiten, dies entspräche induzierten Stromdichten von $10 \text{ mA}\cdot\text{m}^{-2}$ (das ist der Kriteriumswert, s. Abschnitt 20.1.4). Die Exposition der Extremitäten solle 25 mT nicht übersteigen, dies berücksichtige die geringeren für Induktion relevanten Durchmesser. Weil Daten für Langzeit-Expositionen nur spärlich vorhanden seien, sollte eine berufliche kontinuierliche Exposition von $0,5 \text{ mT}$ nicht überschritten werden.

Für die *allgemeine Öffentlichkeit* sollten aus den oben erwähnten Gründen (s. Abschnitt 20.1.4) geringere Werte, nämlich für Langzeit- bzw. Kurzzeit-Exposition die Werte $0,1 \text{ mT}$ bzw. 1 mT als Grenzwerte beachtet werden. Diese Grenzwerte gälten für Areale, von denen zu erwarten sei, daß Mitglieder der allgemeinen Öffentlichkeit sich auf ihnen substantielle Teile des Tages aufhielten. Expositionen zwischen $0,1$ und 1 mT sollten auf wenige Stunden pro Tag, Expositionen von über 1 mT sollten auf wenige Minuten pro Tag begrenzt werden.

Zusammengefaßt dargestellt werden diese Grenzwerte für äußere Felder in Tabelle 20-1.

Expositionscharakteristik	elektrische Feldstärke ($\text{kV}\cdot\text{m}^{-1}$)		magnetische Flußdichte (mT)	
	50 Hz		50 Hz	0 Hz
beruflich:				
ganzer Werktag	10		0,5	200 ^d
kurzzeitig	30 ^a		5 ^b	2000 ^d
Gliedmaßen	-		25	5000 ^d
Allgemeine Öffentlichkeit:				
bis zu 24 Stunden pro Tag ^c	5		0,1	40 ^d
einige Stunden pro Tag ^e	10		1	

Tab. 20-1: Grenzwerte für Expositionen in elektrischen und magnetischen Feldern gemäß der IRPA-Richtlinien (1990 bzw. 1994). Nähere Erläuterungen im Text. Quellen: [65] und [66].

Fußnoten: ^a) Die Expositionsdauer in Feldern zwischen 10 und $30 \text{ kV}\cdot\text{m}^{-1}$ kann nach der Größengleichung $t \leq 80/E$ berechnet werden, wobei t die Dauer der Exposition in Stunden pro Arbeitstag und E die Feldstärke in $\text{kV}\cdot\text{m}^{-1}$ ist. ^b) Die maximale Expositionsdauer ist 2 Stunden pro Arbeitstag. ^c) Bezieht sich auf öffentliche Plätze wie z.B. Versammlungsplätze oder Erholungsflächen. ^d) Bezieht sich auf 'Richtlinien II', siehe Abschnitt 20.2. ^e) Ein Überschreiten dieser Grenzwerte kann u.U. für einige Minuten pro Tag toleriert werden, siehe Abschnitt 20.1.5

3. Herzschrittmacher: Für das ordnungsgemäße Funktionieren von Herzschrittmachern wurden die folgenden Grenzwerte angegeben: Für elektrische Felder $2,5 \text{ kV}\cdot\text{m}^{-1}$ und für magnetische Felder

unter "realistischen Bedingungen": 0,1 - 0,2 mT, wobei dies nur Richtwerte seien; im allgemeinen seien die konstruktiven Charakteristika der jeweils betrachteten Geräte zu berücksichtigen.

20.2 IRPA-Richtlinien für statische Magnetfelder (1994)

Im Januar 1994 wurden von einem Nachfolgekomitee des IRPA/INIRC, der '*International Commission of Non-Ionizing Radiation Protection*' (ICNIRP), 'Guidelines on Limits of Exposure to Static Magnetic Fields' herausgegeben [65]. Begründet wurde dieser Schritt mit dem verstärkten Gebrauch statischer Magnetfelder in Industrie und Medizin. Die Richtlinien (hier 'Richtlinien II' genannt) beziehen sich auf die berufliche und allgemein-öffentliche Exposition in statischen Magnetfeldern. Magnetische Verfahren der medizinischen Diagnose und Therapie wurden von diesen 'Richtlinien' explizit ausgenommen; die IRPA hatte dafür im Jahr 1992 spezielle 'Richtlinien' erlassen [69].

20.2.1 Relevante physikalische Phänomene

In Hinblick auf *statische* Magnetfelder wird in den 'Richtlinien II' ausgeführt, die grundlegenden physikalischen Mechanismen biologischer Wirkungen seien magnetische Induktion, magnetomechanische Effekte und elektronische Wechselwirkungen.

1. Magnetische Induktion finde statt, vermittelt durch zwei Wechselwirkungstypen. Erstens gäbe es elektrische Wechselwirkungen des Magnetfeldes mit bewegten Elektrolyten. Dabei üben statische Felder Lorentz-Kräfte auf bewegte ionische Ladungsträger aus und erzeugen auf diese Weise elektrische Felder und Ströme. Diese Wechselwirkung sei die Ursache von Potentialdifferenzen in fließendem Blut, wie sie sowohl für statische als auch zeitlich variierende ELF-Felder studiert worden seien. Zweitens induzierten zeitlich variierende magnetische Felder elektrische Ströme in lebendem Gewebe gemäß des Faradayschen Induktionsgesetzes. Dieser Mechanismus könne auch für statische Magnetfelder Relevanz haben auf Grund von Bewegungen von Personen in diesen Feldern.

2. Es gäbe zwei Typen von magneto-mechanischen Wirkungen: Die 'Magneto-Orientierung' beruhe darauf, daß sich diamagnetische und paramagnetische Moleküle im magnetischen Feld so ausrichteten, daß ihre freie Energie im Feld minimiert würde. Dieser Effekt betrifft retinale Stäbchen und Sichelzellen. 'Magnetomechanische Translation' andererseits beruhe auf Kräften, die statische Magnetfelder auf para- und ferromagnetisches Material ausüben. Dieser Effekt sei allerdings wegen der Ermangelung solcher Materialien in den meisten biologischen Substanzen in Hinblick auf biologische Wirkungen zu vernachlässigen.

3. Auch elektronische Wechselwirkungen, wirkend auf elektronische Spin-Zustände (Zeeman-Effekt), die in bestimmten chemischen Reaktionen eine Rolle spielten, hätten eine zu vernachlässigende biologische Wirkung.

20.2.2 Relevante biologische Phänomene und ihre Bewertung

In Hinblick auf biologische Wirkungen statischer Magnetfelder wird in den 'Richtlinien II' zwischen Experimenten mit Versuchstieren und Humanstudien unterschieden. Experimente mit Versuchstieren haben erwiesen, daß signifikante Wirkungen in Hinblick auf Entwicklungs-, Verhaltens- und

physiologische Indikatoren nicht vorhanden seien.⁶⁸ Unter Feldexpositionen von 2 T seien allerdings theoretisch Blutdruck-Erhöhungen von wenigen Prozent denkbar, jedoch seien diese beim Menschen bei Expositionen von 1,5 T nicht beobachtet worden.

In Humanstudien hingegen seien Wirkungen beobachtet worden, diese seien allerdings in den meisten Fällen methodisch von zweifelhaftem Wert: So seien unter Fabrikarbeitern unter dem Einfluß statischer Felder unterschiedliche subjektive Symptome und funktionelle Störungen wie Müdigkeit, Kopfweh, Appetitlosigkeit, Jucken, Brennen und Betäubungsgefühle beobachtet worden. In Hinblick auf all diese Effekte sei aber nicht klar, inwieweit sie von anderen im Produktionsprozeß auftretenden physikalischen oder chemischen Ursachen bewirkt worden seien, man müsse sogar schlußfolgern, daß es sich, selbst wenn man Langzeitwirkungen unterstelle, höchstens um sehr schwache Wirkungen handeln könne, weil keinerlei Kumulativeffekte beobachtet worden seien. Auch in epidemiologischen Studien bezüglich Arbeitern, die chronisch statischen Felder unterworfen waren, seien entweder keine Wirkungen nachgewiesen worden, bzw. sei statistische Signifikanz nicht gegeben gewesen. Insbesondere in Studien, die verstärktes Auftreten von Krebs behaupteten, gäbe es keine klare statistische Evidenz, welche Faktoren im Produktionsprozeß für diese Ergebnisse verantwortlich seien.

20.2.3 Zur Ableitung und Festsetzung von Grenzwerten

Grenzwertfestsetzungen werden in den 'Richtlinien II' wie folgt begründet:

Der aktuelle wissenschaftliche Kenntnisstand gäbe keinen Hinweis bezüglich schädlicher Wirkungen auf wichtige Entwicklungs-, Verhaltens-, und physiologische Parameter unter einer zeitweiligen Exposition in statischen Magnetfeldern bis zu 2 T.

Auf Grund der Analyse bestätigter Wechselwirkungs-Mechanismen sollten auch Langzeit-Expositionen bis zu 200 mT keine schädlichen Gesundheitseffekte haben: Die Bewegung einer Person in einem Feld von 200 mT resultiere in einer Stromdichte zwischen 10 und 100 mA·m⁻². Von diesen Werten könne man - in Feldern bis zu 10 Hz - nicht annehmen, daß sie gesundheitsschädliche Wirkungen auf die Funktion des Zentralnervensystems haben; sie seien, wenn man eine als korrekt angesehene Frequenzabhängigkeit der Wirkungen zugrunde lege, auch konsistent mit dem entsprechenden Wert von 10 mA·m⁻² für Felder von 50/60 Hz (s. Abschnitt 20.1). Auch für induzierte Stromdichten in der Aorta (Flußdichte 200 mT) könne berechnet werden, daß sie unterhalb des Wertes lägen, von dem man annehme, daß er hämodynamische bzw. kardiovaskuläre Wirkungen hervorrufe.

Aus diesen Gründen werde für berufliche Expositionen als Grenzwert ein zeitlicher Mittelwert von 200 mT während des Arbeitstages - mit einem erlaubten Spitzenwert von 2 T - empfohlen. Für die Gliedmaßen, die keine kritischen Organe oder großen Blutgefäße enthielten, seien Werte bis zu 5 T zugelassen. Das Limit von 200 mT sei ein konservativer Wert, der mit dem Fehlen jeglicher Kenntnis von Langzeitwirkungen begründet werde. Für die allgemeine Öffentlichkeit werde - basierend auf den gleichen Begründungen - auf die 200 mT ein Sicherheitsfaktor 5 aufgeschlagen, so daß in diesem Fall für kontinuierliche Exposition ein Grenzwert von 40 mT empfohlen werde.

68 Diese Diagnose ist allerdings mit den in Abschnitt 19.2.1 (Punkt 4 und 5) zusammengestellten Befunden nicht so recht vereinbar. d.A.

Für eine Auswahl von Herzschrittmachern sei weiterhin gefunden worden, daß unter dem Einfluß eines Feldes von 0,5 mT nur 1,7 Prozent dieser Geräte beeinflußt würden (Umschalten auf eine konstante Frequenz). In Hinblick darauf sollten Träger solcher Instrumente vor Expositionen über diesem Wert gewarnt werden. Analoge Überlegungen in Hinblick auf medizinische Hilfsmittel aus ferromagnetischem Material resultierten in einem entsprechenden Wert von 3 mT.

Alle diese Grenzwerte werden systematisch in der letzten Spalte der Tabelle 20-1 dargestellt.

20.3 Die Vornorm DIN/VDE 0848 (Teil A2, 1992)

Die Vornorm DIN/VDE 0848 (Teil A2) wurde vom 'Unterkomitee 764.1: Elektrische und magnetische Felder im Frequenzbereich von 0 bis 30 kHz der Deutschen Elektrotechnischen Kommission im DIN und VDE' ausgearbeitet und mit dem Datum Dezember 1992 veröffentlicht [43].

Die Vornorm enthält 'Basisgrenzwerte' und davon 'abgeleitete Grenzwerte' (s.u.). In Hinblick auf die 'Basisgrenzwerte' wird ausgeführt: "... die Basisgrenzwerte der Stromdichte [wurden] dem Dokument der Weltgesundheitsorganisation (WHO) entnommen." Leider wird diese Angabe nicht näher spezifiziert; im Literaturverzeichnis der 'Vornorm' wurden allerdings die 'Health Criteria' Nr. 35 und Nr. 69 des 'United Nations Environment Programme' ([156], [157]) sowie die darauf basierenden 'Interim Guidelines on Limits of Exposure to 50/60 Hz Electric and Magnetic Fields' [66] zitiert, so daß es naheliegt, die darin angegebenen Grenzwerte als jene anzusehen, auf die man sich in der 'Vornorm' als 'Basisgrenzwerte' stützt.

Dementsprechend kann man auch annehmen, daß die Diskussionen relevanter physikalischer und biologischer Phänomene, wie sie in den Unterabschnitten 20.1.1 und 20.1.2 der vorliegenden Arbeit beschrieben wurden, auch für die 'Vornorm' in Anspruch genommen werden können; Ausführungen zu diesen Themen in der 'Vornorm' selbst sind so gut wie nicht zu finden.

Relevante biologische Effekte elektromagnetischer Felder werden in der 'Vornorm' allerdings diskutiert: Demgemäß wurden unnatürliche Reizungen von Sinnesrezeptoren, Nerven- und Muskelzellen und die Störung des Herztaktes berücksichtigt. Als Maß gesundheitlich nachteiliger biologischer Wirkungen von elektrischen, magnetischen und elektromagnetischen Feldern würde die im Körper erzeugte (mittlere) Stromdichte angesehen. Für den Frequenzbereich von 3 bis 300 Hertz seien in Zellen geringfügige biologische Effekte im Stromdichte-Bereich $1 - 10 \text{ mA}\cdot\text{m}^{-2}$ beobachtet worden. Bisherige Experimente belegten, daß für feststellbare Veränderungen, die allerdings noch keine Gefährdung⁶⁹ bedeuteten, die Stromdichte größer als $10 \text{ mA}\cdot\text{m}^{-2}$ sein müsse. Es werde angenommen, daß eine durch äußere Felder erzeugte Stromdichte von weniger als etwa $2 \text{ mA}\cdot\text{m}^{-2}$ keine gesundheitsbeeinträchtigenden Wirkungen verursachen könne.

20.3.1 Geltungsbereich und Fundierung der vorgeschlagenen Grenzwerte

Analog zu der Abschnitt 20.1.4 getroffenen Unterscheidung zwischen der allgemeinen Öffentlichkeit und einer beruflich exponierten Population wird in der 'Vornorm' unterschieden zwischen den Expositionsbereichen 1 und 2: Der Bereich 1 umfasse kontrollierte Bereiche, wie zum Beispiel Betriebs-

69 Eine Gefährdung ist in der Vornorm definiert als eine Einwirkung elektromagnetischer Felder auf Personen, "bei der das Risiko eines Schadens nicht mehr vertretbar gering ist."

stätten, aber auch allgemein zugängliche Bereiche, in denen auf Grund der Betriebsweise der Anlagen oder ähnlicher Bedingungen eine Exposition nur kurzzeitig erfolge. Die Grenzwerte im Bereich 1 orientierten sich am Konzept der Vermeidung von Gefährdungen unter Berücksichtigung von Sicherheitszuschlägen (Sicherheitskonzept). Es würden dort Effekte berücksichtigt wie unnatürliche Reizung von Sinnesrezeptoren, Nerven- und Muskelzellen und die Störung der Herzaktion.

Der Expositionsbereich 2 umfasse Bereiche wie zum Beispiel Gebiete mit Wohn- und Gesellschaftsbauten, Freizeit- und Erholungseinrichtungen, aber auch Arbeitsstätten, in denen eine Felderzeugung bestimmungsgemäß nicht zu erwarten sei; in ihnen dürften nicht nur Kurzzeit-Expositionen vorausgesetzt werden. In diesem Bereich würden niedrigere Grenzwerte festgelegt (Vorsorgekonzept, vgl. allerdings Abschnitt 21.3). Damit solle die besondere Schutzbedürftigkeit empfindlicher Personengruppen, die Dauerhaftigkeit der Feldeinwirkung, sowie unfreiwillige und unwissentliche Exposition berücksichtigt und von Feldern verursachte Belästigungen vermieden werden.

Die 'Basisgrenzwerte' stützten sich, wie gesagt, auf IRPA/INIRC-Grenzwerte; sie seien definiert in Hinblick auf biologische Wirkungen (gerade noch) "zulässiger Werte" für elektrische Stromdichten im Körper bzw. für Körperströme. Die 'abgeleiteten Grenzwerte' andererseits seien definiert worden, um ein für die Praxis vereinfachtes Verfahren zur Beurteilung der Feldwirkung anzubieten. Es seien Grenzwerte für zulässige *äußere* elektromagnetische Felder bzw. Berührungsspannungen. Diese Grenzwerte würden so festgelegt, daß selbst unter ungünstigsten Einwirkungsbedingungen der Felder die 'Basisgrenzwerte' nicht überschritten würden. Demgemäß müßten die angegebenen 'Basisgrenzwerte' eingehalten werden, die 'abgeleiteten Grenzwerte' hingegen dürften überschritten werden, sofern die 'Basisgrenzwerte' unter allen auftretenden Bedingungen eingehalten würden.

20.3.2 Festsetzung von Grenzwerten

1. Äußere elektrische und magnetische Felder: Im Detail wurden die Grenzwerte der 'Vornorm' entsprechend folgender Vorgaben festgesetzt:

Im Expositionsbereich 1 solle (zwischen 3 und 300 Hz) die felderzeugte Stromdichte in Kopf und Herz bei dauernder Einwirkung den 'Basisgrenzwert' $10 \text{ mA}\cdot\text{m}^{-2}$ nicht überschreiten. Damit werde die Untergrenze des tatsächlichen Gefährdungsbereiches um Faktor 100 unterschritten. Deshalb würden bei Einwirken von bis zu zwei Stunden pro Tag in diesen kritischen Bereichen sogar Stromdichten bis zu $25 \text{ mA}\cdot\text{m}^{-2}$ noch als akzeptabel angesehen.

Im Expositionsbereich 2 werde der 'Basisgrenzwert' von $10 \text{ mA}\cdot\text{m}^{-2}$ entsprechend dem Vorsorgekonzept (siehe oben) um den Faktor 5 für dauernde Einwirkung reduziert. Hierzu wird allerdings bemerkt: "Auf Grund der nicht ausreichenden Datenlage kann ein exakter Wert zur Zeit nicht genannt werden (S. 5 a.a.O.)". Für Expositionszeiten von bis zu 2 Stunden pro Tag würden auch hier höhere Stromdichten von bis zu $10 \text{ mA}\cdot\text{m}^{-2}$ akzeptiert. (Es wurde übrigens bekannt, daß die Werte der Vornorm für den Bereich der allgemeinen Öffentlichkeit *für Wohngebiete* weder vom Bundesamt für Strahlenschutz noch von der Strahlenschutz-Kommission akzeptiert werden. Beide Institutionen empfehlen hierfür die niedrigeren Werte der IRPA, wie sie in Abschnitt 20.1 beschrieben wurden (vgl. Abschnitt 21.2 und [23]).

Für die Bestimmung der 'abgeleiteten Grenzwerte' werde eine Analyse von felderzeugten Stromdichten in den als kritisch betrachteten Bereichen Kopf und Herz zugrunde gelegt. Unter ungünstig-

sten Expositionsbedingungen würde dort (bei einer Frequenz von 50 Hz) durch elektrische Feldstärken von $7 - 20 \text{ kV}\cdot\text{m}^{-1}$ bzw. durch magnetische Flußdichten von $400 - 525 \text{ }\mu\text{T}$ eine Stromdichte von $1 \text{ mA}\cdot\text{m}^{-2}$ erzeugt. (Vgl. dazu Abschnitt 19.4.2, Punkt 3, wo diesbezügliche wissenschaftlichen Ungewißheiten und Kontroversen angesprochen werden.)

Da aus bisherigen Untersuchungen an Freiwilligen hervorginge, daß bei 50 Hz - nach Stunden oder Tagen andauernder Exposition - unter äußeren elektrischen Feldstärken von $20 \text{ kV}\cdot\text{m}^{-1}$ bzw. magnetischen Flußdichten von 5 mT keine gesundheitsschädlichen Wirkungen aufträten, würden diese Werte als 'abgeleitete Grenzwerte' für den Expositionsbereich 1 gewählt. Für den Expositionsbereich 2 hingegen würden jene kleinsten äußeren Feldstärken bzw. Flußdichten als Grenzwerte gewählt, die gemäß der erwähnten Analyse in den kritischen Bereichen Körperströme von $1 \text{ mA}\cdot\text{m}^{-2}$ erzeugten: $7 \text{ kV}\cdot\text{m}^{-1}$ (für elektrische Felder) bzw. $400 \text{ }\mu\text{T}$ (für magnetische Felder).

Zusammenfassend werden diese Grenzwerte in Tabelle 20-2 dargestellt, sie hat übrigens die gleiche Struktur wie Tabelle 19-1, d.h. jeweils entsprechende Werte sind - cum grano salis - vergleichbar.

Expositionscharakteristik	elektrische Feldstärke ($\text{kV}\cdot\text{m}^{-1}$)	magnetische Flußdichte (mT)	
	50 Hz	50 Hz	0 Hz
beruflich:			
ganzer Werktag	20	5	75^b
kurzzeitig	35^a	$12,5^c$	
Gliedmaßen	-	50	
Allgemeine Öffentlichkeit:			
bis zu 24 Stunden pro Tag	7	0,4	$1,25^d$
einige Stunden pro Tag	10	1	$12,5^d$

Tab. 20-2: 'Abgeleitete Grenzwerte' für Expositionen in elektrischen und magnetischen Feldern gemäß der DIN/VDE-Vornorm (1992). Die Werte in dieser Tabelle sind hergeleitet aus entsprechenden Werten der Tabellen 3 und 4 der Vornorm, dabei wurden Rundungen vorgenommen. Nähere Erläuterungen im Text. Quelle: [63].

Fußnoten: ^{a)} Einwirkungen bis zu 2 Stunden pro Tag. ^{b)} Dieser Wert gilt für Magnetfelder von 0 - 0,1 Hz, er wurde im Hinblick auf die Kraftwirkungen statischer Magnetfelder auf bewegte elektrisch leitfähige und ferromagnetische Teile festgesetzt. Gefährdungen des Wohlbefindens, der Arbeitsfähigkeit oder der Lebenserwartung seien unterhalb 5 T allerdings nicht bekannt. ^{c)} Bis zu 5 Minuten pro Stunde. ^{d)} Dieser Wert gilt für Magnetfelder von 0 - 4 Hz.

2. Herzschrittmacher: Für das ordnungsgemäße Funktionieren von Herzschrittmachern wurden die folgenden Grenzwerte angegeben: Für elektrische Felder für den Frequenzbereich 0 - 1 Hz die oben angegebenen Grenzwerte für äußere Felder; bzw. für den Bereich 1 - 30 kHz der Ausdruck: $A \text{ kV}\cdot\text{m}^{-1}$. Für magnetische Felder für den Frequenzbereich 0 - 1 Hz 0,5 mT; bzw. für den Bereich 1 - 30 kHz der Ausdruck: B mT. (A und B sind Werte, die der Norm DIN/VDE 0750, Teil 9, A1/08.92 zu entnehmen sind.) Unter "realistischen Bedingungen" seien Störungen unterhalb 0,1-0,2 mT nicht wahrscheinlich.

Inoffiziell wurden übrigens jetzt die Grenzwerte der Vornorm DIN/VDE 0848 Teil 4 A3 bekannt [85]. Sie entscheiden sich von den Werten der Vornorm in speziellen Fällen beträchtlich (vgl. Abschnitt 20.4 und Tabelle 20-5).

20.4. Tendenzen der Grenzwert-Entwicklung

Im Laufe der letzten 20 Jahre wurden von unterschiedlichen Organisationen für unterschiedliche Anwendungsbereiche verschiedene Grenzwerte, Richtlinien und ähnliches zum Thema elektromagnetische Strahlung vorgeschlagen bzw. in Kraft gesetzt.

Im folgenden Unterabschnitt werden erstens einige Beispiele dafür angeführt. Diese sind durchweg Studien entnommen, deren Ziel es war, Vergleiche unterschiedlicher Grenzwerte anzustellen. Sie sollen den Rahmen angeben, in dem sich die zeitlich aktuellsten und für die Bundesrepublik relevantesten, in Abschnitt 20.1-20.3 beschriebenen Grenzwerte bewegen. Zweitens wird im Unterabschnitt 20.4.2 skizziert, welche zukünftige Tendenzen der Grenzwert-Entwicklung sich in der öffentlichen Diskussion abzeichnen.

20.4.1 Historische Tendenzen der Grenzwert-Entwicklung

Zum Thema der historischen Tendenzen werden hier nur solche Grenzwerte berücksichtigt, deren Festsetzung zeitlich nicht zu weit zurück liegt, weil die Daten andernfalls in Hinblick auf den jeweils zugrunde gelegten wissenschaftlichen Kenntnisstand, von historischen Interessen einmal abgesehen, sinnvoll nicht vergleichbar wären; und es werden nur *magnetische* Felder in Betracht gezogen, entsprechend den Notwendigkeiten des hier zur Debatte stehenden Projektes.

1. In einem von der WHO herausgegebenen Report zu den Gesundheitsproblemen der magnetischen Strahlung aus dem Jahre 1987 wurden unter anderem auch Vergleiche verschiedener damals existierender Grenzwerte durchgeführt [158]. Die Werte für statische Magnetfelder werden in Tabelle 20-3 wiedergegeben.

	Grenzwert (mT)	Expositionszeit	Körperregion	Kommentar
UdSSR (1978)	10 (0,5)	8 Stunden	ganzer Körper	Regelung erlassen vom Gesundheitsministerium
Stanford Linearbeschleuniger (1970)	20 - 2000 ^a (0,5 - 5 bzw. 25)	Minuten bis Stunden	ganzer Körper bzw. Gliedmaßen	inoffiziell, berufsbezogen
U.S. Department of Energy (1979)	10 - 2000 ^a (0,5 - 5 bzw. 25)	Minuten bis Stunden	ganzer Körper bzw. Gliedmaßen	für DoE-Kontraktoren empfohlen
CERN (1981)	200 bzw. 2000 ^a (5 bzw. 25)	Minuten bzw. Kurzzeit	ganzer Körper bzw. Gliedmaßen	empfohlene Praxis
Lawrence Livermore National Lab. (1985)	60 - 2000 ^a (0,5 - 5 bzw. 25)	Minuten bis ganzer Tag	ganzer Körper bzw. Rumpf bzw. Gliedmaßen	es existieren ergänzende Bestimmungen bzgl. zeitlicher Mittelwerte

Tab. 20-3: Vergleich von verschiedenen historischen Grenzwerten (berufsbezogen) für Expositionen in statischen magnetischen Feldern. Diese Tabelle entspricht der Tabelle 16 in [157]. In Spalte 2 sind in Klammern jeweils die entsprechenden IRPA-Werte gemäß Abschnitt 20.1 angegeben. Nähere Erläuterungen im Text.

Fußnoten: ^a) Je nach Expositionszeit und Körperregion.

In Spalte 2 der Tabelle sind in Klammern jeweils die entsprechenden Werte der IRPA-Richtlinien angegeben (s. Abschnitt 20.1). Man erkennt, daß die alten Grenzwerte um ein bis zwei Größenordnungen über den IRPA-Grenzwerten liegen. Begründungen für die angegebenen Grenzwerte werden a.a.O. so gut wie nicht gegeben, es wird nur darauf hingewiesen, daß für einige dieser Grenzwerte selbst in den Originalarbeiten keine Begründungen angeführt werden. In Anbetracht dessen, daß alle diese Grenzwerte älter als 10 Jahre sind, wären diese Begründungen für die aktuelle Diskussion allerdings auch nicht mehr von großer Bedeutung.

2. In einem Beitrag zu einer in London im September 1991 stattgefundenen Konferenz über 'Electromagnetic Fields and Human Health' wird ausgeführt, daß in den USA nur zwei Staaten Grenzwerte für die magnetischen Felder neuer *Hochspannungsleitungen* erlassen haben [93]. Sie seien vergleichbar jenen Werten, die für bereits existierende Leitungen technisch realisiert seien. Im einzelnen wird angegeben: 0,02 bzw. 0,015 mT (für 500 bzw. 230 kV) für Florida (1989); und 0,02 mT für New York (1990), jeweils für den Rand der Trasse.

In der gleichen Arbeit wird ein Vergleich von Grenzwerten bezüglich magnetischer Felder der Frequenz 50/60 Hz angestellt; er wird durch die Tabelle 20-4 illustriert.

Land/Organisation	Grenzwerte in mT		Status	Basis
	beruflich	allgemeine Öffentlichkeit		
Australien (1989)	wie IRPA	wie IRPA	G	J
Bundesrepublik Deutschland (1989) ^h	5	5	S	J
UK - NRPB (1989)	2	2 ^a	G	I
USA - ACGIH (1990)	1		G	J
UdSSR (1987)	7,5 - 1,8 ^b			W
IRPA (1990) ^j	25 ^c ; 5 ^d ; 0,5 ^e	1 ^f ; 0,1 ^g	G	J

Tab. 20-4: Vergleich internationaler Grenzwerte für magnetische Felder der Frequenz 50/60 Hz. Diese Tabelle entspricht der Tabelle 4 in [93]. Nähere Erläuterungen im Text.

Hinweise: NRPB: National Radiological Protection Board (1989); ACGIH: American Conference of Governmental Industrial Hygienists (1990/91); IRPA: International Radiation Protection Association (1990, siehe Abschnitt 20.1)

G: Richtlinie; S: Standard, üblicherweise mit Gesetzeskraft; I: Grundlegende Begrenzung beruht auf induziertem Strom; J: Grundlegende Begrenzung beruht auf induzierter Stromdichte; W: Diese Werte scheinen in Hinblick auf Lichtbögen entwickelt zu sein.

Fußnoten: ^a) Kann überschritten werden, wenn die grundlegende Begrenzung eingehalten wird. ^b) Variiert mit einer Expositionsdauer von 1 - 8 Stunden pro Arbeitstag; der Wert ist vermutlich für das Lichtbogen-Schweißen entwickelt worden, es ist nicht klar, ob er auch für andere Berufe gilt. ^c) Für Gliedmaßen. ^d) Die maximale Expositionsdauer ist 2 Stunden pro Arbeitstag. ^e) Für den ganzen Arbeitstag. ^f) Bis zu einigen Stunden pro Tag; ein Überschreiten kann unter bestimmten Bedingungen für einige Minuten pro Tag toleriert werden. ^g) Bis zu 25 Stunden pro Tag, betrifft öffentliche Räume, in denen von Mitgliedern der allgemeinen Öffentlichkeit zu erwarten ist, daß sie dort einen beträchtlichen Teil des Tages verbringen (Versammlungsplätze, Erholungsflächen). ^h) Entspricht der alten DIN-Norm des Jahres 1989. In der neuen DIN/VDE-Vornorm von 1992 (siehe Abschnitt 20.3) ist der Wert für die allgemeine Öffentlichkeit etwa um eine Größenordnung kleiner. ^j) Siehe Abschnitt 20.1

Vermutlich beziehen sich diese Werte (Zeile 1-5), soweit es nicht explizit anders angegeben wird, auf Ganzkörper-Expositionen; aus der zitierten Arbeit ist dies nicht zweifelsfrei ersichtlich. Sofern man dies einmal als gegeben annimmt, erkennt man, daß alle Werte dieser Tabelle bis zu einer Größenordnung über den IRPA-Werten liegen. Kommentiert werden die Werte der Tabelle in der zitierten Arbeit übrigens mit der Feststellung, daß die Existenz der angeführten Grenzwerte eher eine Ausnahme als die Regel darstellten; viele Länder verfügten über keine derartigen Grenzwerte. Und zur beträchtlichen Variation der Grenzwerte wird gesagt: sie repräsentierten eine jeweils unterschiedliche Auswahl der zugrunde gelegten Daten sowie Ungewißheiten in Bezug auf Zahlenangaben und die Bedeutung dieser Daten; unterschiedliche Interpretationen vorläufiger Daten und schließlich Ungewißheit in Hinblick auf die Ableitung der Grenzwerte in Anbetracht eines weiten Rahmens von zu berücksichtigenden Situationen.

20.4.2 Zur zukünftigen Grenzwert-Entwicklung

Unter anderem auch wegen der in Abschnitt 19.4 diskutierten Ungewißheiten bezüglich der Identifizierung und Bewertung von Risiken elektromagnetischer Felder kann man keineswegs erwarten, daß mit den in der Bundesrepublik Deutschland aktuell geltenden Grenzwerten (vgl. Tabelle 20-5) grenzwertpolitisch schon das letzte Wort gesprochen wurde. Dies deutet sich tendenziell wie folgt an:

1. In Schweden wurden auf Grund der Ergebnisse von Studien über den Zusammenhang von Krebs und Feldexpositionen Maßnahmen zur radikalen Verringerung von Magnetfeld-Expositionen vorgeschlagen. So bemühen sich zuständige Stellen Magnetfelder⁷⁰ unter folgenden Werten zu halten: in Schulen und Kindergärten unter 0,2 - 0,3 μT ; bzw. in Gebäuden unter staatlicher Aufsicht unter 0,1 μT (neue Gebäude) bzw. 0,2 μT (alte Gebäude). Dies entspricht gegenüber den IRPA- und DIN/VDE-Grenzwerten einer Reduzierung um Faktor 1000. (Vgl. Tabelle 20-5 sowie Abschnitt 21.1, Punkt 3, wo dies ausführlicher beschrieben wird.)

Von schwedischer Seite wurde dazu erklärt:

"In Schweden geht man davon aus, daß die Anzeichen für einen Zusammenhang zwischen Magnetfeldern und Krebs ausreichen, daß man sich Gedanken darüber machen sollte, wie die Exposition der Bevölkerung durch energietechnische Felder in der Zukunft so weit wie möglich verringert werden kann. Man nimmt also eine vorsichtige Haltung ein, bei der unter Voraussetzung optimaler technischer und wirtschaftlicher Lösungen Maßnahmen zur Kontrolle und Verminderung der Exposition von niederfrequenten elektromagnetischen Feldern erwogen werden. Das Ziel ist dabei auf eine mehr langfristige Vorsorge eingestellt, so daß man zum Beispiel schon bei der Konstruktion neuer Anlagen und Ausrüstungen eine Reduzierung magnetischer Streufelder im Auge behält" [16].

2. In der Bundesrepublik Deutschland werden Grenzwerte der DIN/VDE-Vornorm (vgl. Abschnitt 20.3) vom Bundesamt für Strahlenschutz und der Strahlenschutz-Kommission für Wohngebiete nicht akzeptiert (vgl. Abschnitt 21.2), sondern als für zu hoch erachtet. Im Rahmen einer Empfehlung der Strahlenschutz-Kommission wird außerdem darüber diskutiert, inwieweit im Interesse einer am Leitgedanken der Vorsorge⁷¹ orientierten Umweltpolitik schon bei der Neuplanung von Anlagen eine Orientierung an *Planungsrichtwerten* erfolgen könne. Diese Planungsrichtwerte sollen deutlich unterhalb internationaler Grenzwerte liegen [25].

3. Die niedersächsischen Umweltministerin Griefahn will, wie sie bekannt gab, deutlich einen Kurs in Richtung "vorsorgende Sicherheit" einschlagen: "Es darf nicht sein, daß Menschen unfreiwillig zu Testobjekten für unzureichend erforschte Technologien werden. Daß wir über schädliche Auswirkungen noch zu wenig wissen, bedeutet ja nicht, daß es solche Wirkungen nicht gibt" [155], [112].

4. Einer Stellungnahme des 'Ministeriums für Arbeit, Gesundheit und Sozialordnung' des Landes Baden-Württemberg ist folgendes zu entnehmen [150]: Zwei Abgeordnete des Landtages hatten gefordert, die nur noch historisch zu begründete Zuständigkeit der 'Deutschen Elektrotechnischen Kommission' für Grenzwerte für elektromagnetische Felder zu beenden und statt dessen künftig die Strahlenschutz-Kommission über die Grenzwerte entscheiden zu lassen (zu diesbezüglichen Kontroversen vgl. Abschnitt 21.2). Begründet wurde diese Forderung mit der Feststellung, die in Deutschland festgelegten Grenzwerte für Elektrosmog entsprächen vor allem unter dem Aspekt

70 Wohl im allgemeinen der Frequenz 50/60 Hz.

71 Zum Vorsorge- bzw. Schutz-Aspekt von Grenzwerten vgl. Abschnitt 19.4.2. und 21.3

vorsorgender Gesundheitsvorsorge nicht mehr den Erfordernissen. In der erwähnten Grenzwert-Kommission wären die Vertreter des Gesundheitsschutzes den Produzenten und Betreibern zahlenmäßig weit unterlegen. In der 'Stellungnahme' des Ministeriums zu diesen Forderungen wurde unter anderem ausgeführt: Die Landesregierung setze sich dafür ein, Grenzwerte für elektromagnetische Felder festzuschreiben, bei denen insbesondere der Vorsorgeaspekt berücksichtigt würde. Insbesondere im Niederfrequenz-Bereich bestünde Handlungsbedarf, da die einschlägige Norm DIN/VDE 0848 Teil 4 (vgl. Abschnitt 20.3) Grenzwerte enthielte, die dem vorsorglichen Gesundheitsschutz nicht Rechnung trügen. Die von der IRPA vorgeschlagenen Grenzwertempfehlungen (vgl. Abschnitt 20.1) seien als Sicherheits-Grenzwerte geeignet, der Vorsorgeaspekt würde allerdings nicht ausreichend berücksichtigt. Die Festlegung des Vorsorge-Grenzwertes könne sich beispielsweise an den zivilisatorisch bedingten magnetischen Hintergrund-Feldstärken in Haushalten (entsprechend etwa 0,1 - 0,2 μT) orientieren. (Damit wäre das Niveau der schwedischen Grenzwerte eingeholt!)

Weiterhin sehe das Bundes-Immissionsschutz-Gesetz vor, Gebiete, in denen Immissions(leit)werte überschritten würden, als Untersuchungsgebiete auszuweisen. Dies sei auch für Gebiete denkbar, in denen elektromagnetische Felder produzierende Anlagen betrieben würden. (Dies könnte für den Bau der SMES-Anlage relevant sein!). Voraussetzung dafür sei es allerdings, daß entsprechende Immissions(leit)werte in einer Rechtsverordnung oder Verwaltungsordnung festgesetzt würden.

Auch für den Bereich des Arbeitsschutzes gäbe es in der Bundesrepublik keine gesetzlich festgelegten Grenzwerte, sondern nur Normen, die zum Teil beträchtlich voneinander abwichen. In dieser Hinsicht empfehle das Sozialministerium eine Orientierung an einer von der EG-Kommission erlassenen Richtlinie, die sich weitgehend an IRPA-Empfehlungen orientierte. (Dies ist nicht recht klar: im gleichen Papier - siehe oben - wurde nämlich die IRPA-Richtlinien als unzureichend bezeichnet.)

5. Neben diesen Forderungen von Regierungs- bzw. Parlamentsseite sind in der Bundesrepublik auch entsprechende Appelle von privater Seite zu vernehmen (vgl. Abschnitt 21.4, wo dies in Hinblick auf unterschiedliche 'Expertenkulturen' angesprochen wird). So existieren erstens (für die allgemeine Bevölkerung) für Magnetfelder einige Grenzwert-Vorschläge zwischen 0,02 und 1 μT ! Der DIN-Vornorm-Wert (vgl. Abschnitt 20.3) liegt demgegenüber um den Faktor 400 - 20000 höher [74].

Und zweitens werden auch Forderungen nach weiteren expositions-mindernden oder -verhindernden Maßnahmen erhoben; so wird folgendes verlangt: Schaffung einer bundesgesetzlichen Grundlage zum Schutz der Bevölkerung und der Umwelt vor den negativen Auswirkungen nichtionisierender elektrischer Strahlung; gesetzliche Festlegung von Emissions- und Immissionsgrenzwerten, die auch mögliche komplexe Wechselwirkungen mit anderen Umweltfaktoren und mögliche Spätfolgen wie Krebs berücksichtigen; Umweltverträglichkeitsprüfungen sollten auch bei der Planung von Stromversorgungs- und Sendeanlagen zwingend durchgeführt werden müssen; Aufnahme des ungestörten elektromagnetischen Umfeldes als schützenswertes Gut in das Naturschutzrecht; Ausweisung von Schutzzonen und Erlaß von Nutzungsbeschränkungen für Flächen in der Umgebung emittierender Anlagen; Emissionsreduktionen durch technische Maßnahmen; und das Erstellen von Emissions- und Immissionskatastern usw. [110].

6. Den hier angeführten Forderungen nach wesentlich niedrigeren Emissions-, Immissions- und Grenzwerten stehen allerdings auch andere Tendenzen gegenüber: Kommerz und Industrie versuchen - vor allem mit Hinweis auf zu hohe Kosten - gegen zu niedrige Grenzwerte zu opponieren (vgl. Abschnitt 21.2). So wird von Vertretern der Elektrizitätswirtschaft zwar zugegeben:

"Die Diskussion wird dadurch erschwert, daß bis heute weltweit keine gesicherten wissenschaftlichen Erkenntnisse darüber gewonnen wurden, ob die im Alltag vorkommenden elektrischen oder magnetischen Felder der Stromversorgung nachteilige Wirkung auf die menschliche Gesundheit haben können".

Gleichzeitig wird aber gesagt:

"In letzter Zeit wird die Öffentlichkeit zunehmend mit überzogenen Grenzwertvorschlägen konfrontiert, die weit über die gesicherten Erkenntnisse, die DIN/VDE oder IRPA (vgl. Abschnitt 20.1 und 20.3; d.A.) zugrunde liegen, hinausgehen. Vielfach wird ein Zusammenhang mit unspezifischen Befindlichkeiten wie Schlaflosigkeit, Nervosität oder Müdigkeit hergeleitet (vgl. Abschnitt 19.7.1; d.A.) oder es wird unterstellt, insbesondere Magnetfelder könnten zum Beispiel das Immunsystem schwächen, Allergien auslösen oder sogar Krebserkrankungen hervorrufen. Grenzwertvorschläge dieser Art liegen in der Beliebigkeit von Personen, die sie empfiehlt und entziehen sie jeglicher Nachprüfbarkeit. Die Erfahrung zeigt jedoch, daß solche Nachrichten geeignet sind, Ängste in der Bevölkerung zu wecken, insbesondere wenn sie mit der undefinierten Wortschöpfung "Elektrosmog" verknüpft werden" [50].

Ob das hypothetische Krebsrisiko bzw. die Schwächung des Immunsystems wirklich nur "Unterstellungen" sind, daran darf gemäß der Ausführungen des Abschnittes 19.6 gezweifelt werden, in denen dargelegt wurde, daß es auf diese Risiken nicht zu neugierende Hinweise gibt. Diese Phänomene entziehen sich auch keineswegs "jeglicher Nachprüfbarkeit", nur sind heute Nachprüfungen noch nicht soweit gediehen, daß Aussagen mit Gewißheit möglich wären. Schließlich deutet der Autor dieses Beitrages aber doch ein gewisses Einlenken an:

„Da entsprechende Medienbeiträge Beunruhigung in der Bevölkerung auslösen, wäre denkbar, daß aus politischen Gründen eine weitere Vergrößerung des Vorsorgeabstandes zu den gesicherten Grenzwerten zu erörtern ist. Kernpunkt der gegenwärtigen Entwicklung ist das Magnetfeld. Die Einführung niedrigerer Grenzwerte würde daher zunächst Einschränkungen für eine Vielzahl industrieller Arbeitsplätze bedeuten (...)"

7. Hier deutet sich an, daß in Hinblick auf zukünftige Grenzwert-Entwicklungen auch das Akzeptanzproblem des durch elektromagnetische Strahlung gegebenen Risikos eine Rolle spielen kann. Wie sich auch im Zusammenhang anderer Zivilisationsrisiken gezeigt hat, kann sich - unter Umständen beeinflußt durch Niveau und Intensität der öffentlichen Diskussion (Beispiel: die Kontroverse um die Gefährdung durch das drahtlose Telefon) oder durch bestimmte risikorelevante Vorfälle - die Bereitschaft der Bevölkerung, Risiken zu akzeptieren, schnell und nachhaltig verändern (vgl. Abschnitt 21.4).

20.5 Grenzwerte für magnetische Felder und das SMES-Projekt

Die für die SMES-Anlage relevanten Grenzwerte sind in der Tabelle 20-5 dargestellt [84]. In ihr werden folgende Grenzwerte miteinander verglichen: Werte der 'Commission of the European Community' (CEC) (Werte noch inoffiziell); Werte des 'Europäischen Komitees für Elektrotechnische Normung' (inoffizielle Zahlen des Technischen Komitees TC 111 des CENELEC, Nov. 93); Werte für die Bundesrepublik Deutschland DIN/VDE 0848 Teil 4 A3, noch inoffiziell); die Werte der Vornorm, vgl. Abschnitt 20.3; Werte für Österreich; für Schweden; und Werte der IRPA⁷² (siehe Abschnitt 20.1).

72 Diese Werte gelten auch in Australien bzw. Italien als Richt- bzw. verbindliche Grenzwerte.

	Grenzwerte in mT							
	Allgemeine Öffentlichkeit				Berufliche Exposition			
	Exposition von Menschen unterschiedlicher Empfindlichkeit bis zu 24 Stunden pro Tag				Exposition von Erwachsenen unter wohldefinierten Bedingungen im Arbeitsprozeß			
	0 Hz	2 Hz	50/60 Hz	600 Hz	0 Hz	2 Hz	50/60 Hz	600 Hz
CEC (inoffiziell)					200	50	0,4	0,033
CENELEC TC 111 (inoffiziell)	40	2,52	0,1	0,016	200	12,5	0,5	0,042
BR Deutschland (inoffiziell) ^a	21,22	10,61	0,424	0,035	67,9	33,95	1,36	0,113
BR Deutschland (1992) ^d	1,25	1,25	0,4	0,033	75 ^e	20	5	1,7
Österreich (1993)	1,75	1,25	0,1	0,02	8,75	6,25	0,5	0,1
Schweden (1990) ^b			0,0001- 0,0003					
IRPA (1990 bzw. 1994)	40 ^f		0,1 ^c		200 ^f		0,5 ^c	
Vorgaben dieser Studie	0,5	0,1		0,0005	2000	200		1

Tab. 20-5: Vergleich von für SMES relevanten Grenzwerten für magnetische Felder mit den SMES-Feldern unserer Ausgangsannahmen für Solenoide. Die österreichischen Werte wurden [84]; die europäischen Werte [85] entnommen. Nähere Erläuterungen im Text.

Fußnoten: ^a) Dies sind inoffizielle Werte der DIN/VDE-Vornorm 0848-4 A3; Quelle [83]. ^b) Diese Werte wurden für Kindergärten, Schulen und öffentliche Gebäude empfohlen; vgl. Abschnitt 21.1 Punkt 3; [84]. ^c) 'Richtlinien I'; siehe Abschnitt 20.1. ^d) siehe Abschnitt 20.3. ^e) Der Wert wurde in Hinblick auf magnetomechanische Wirkungen gewählt. ^f) 'Richtlinien II'; siehe Abschnitt 20.2.

Wenn man die Grenzwerte der Tabelle miteinander vergleicht, sieht man, daß unter ihnen zum Teil beträchtliche Differenzen bestehen (siehe insbesondere die österreichischen und schwedischen Werte). Die neuesten inoffiziellen Werte für die Bundesrepublik unterscheiden sich in einigen Fällen von den in Abschnitt 20.3 angegebenen Werten der Vornorm; so wurde der Wert für 0 Hz für die Allgemeine Öffentlichkeit etwa um den Faktor 17 hochgesetzt, er ist damit von der gleichen Größenordnung wie der inoffizielle IRPA-Wert von 40 mT. Für den beruflichen Sektor wurden allerdings die neuen Werte der DIN/VDI-Norm beträchtlich heruntersgesetzt; mit der Ausnahme 0 Hz sind sie nun von der gleichen Größenordnung wie die entsprechenden inoffiziellen EWG- und TC111- bzw. IRPA-Werte.

Wenn man die SMES-Felder (vgl. Abschnitt 19.1) den existierenden bzw. projektierten - und vermutlich bald in Kraft tretenden - Grenzwerten gegenüberstellt (vgl. die Tabelle), so erkennt man: Die Grenzwerte für die allgemeine Öffentlichkeit werden zwar durch die SMES-Vorgaben alle unterschritten, die Grenzwerte für den beruflichen Sektor hingegen werden in den meisten Fällen und insbesondere in Hinblick auf die noch inoffiziellen zukünftigen Grenzwerte überschritten. (Die Überschreitungen sind in der Tabelle durch Schraffur der entsprechenden Kästchen gekennzeichnet.)

Für die neuen noch inoffiziellen Werte gilt diese Aussage nur vorbehaltlich ihrer tatsächlichen Bestätigung, unter Umständen kann es hier noch Änderungen geben. Ein weiterer Vorbehalt betrifft die 2 Hz-Felder und die 600 Hz-Felder. Beides sind keine Sinusfelder, so wird das 2 Hz-Feld zum Beispiel durch eine Dreiecksfunktion beschrieben. Da durch Magnetfelder induzierte elektrische Felder in komplexer Weise abhängen von der Form der Funktionen, die die zeitliche Variationen der Magnetfeld-Stärke beschreiben, können die in der Tabelle angegebenen Werte, da sie ja für sinusförmige Felder abgeleitet wurden, nur als - vermutlich gute - Approximationen angesehen werden.

Die Differenz der SMES-Felder zu den Grenzwerten ist für die Werte des beruflichen Sektors übrigens beträchtlich: Für 0 Hz liegen die SMES-Werte um Faktor 10 (neue europäische Werte) bzw. fast um den Faktor 30 (neue DIN-Norm) höher. Und die SMES-Felder für 2 Hz bzw. 600 Hz liegen etwa um den Faktor 10 - 20 höher als die entsprechenden inoffiziellen neuen Grenzwerte.

Zusammenfassend läßt sich für das SMES-Projekt sagen: Diese Grenzwert-Überschreitungen sowie die zukünftig möglicherweise eintretende Entwicklungen (vgl. Abschnitt 20.4.2) lassen es als zweifelhaft erscheinen, Spulenformen mit starken äußeren Feldern (vgl. Tabelle 19-1) mit Grenzwert-Erfordernissen in Einklang bringen zu können.

Hinsichtlich der in Abschnitt 19 geführten Diskussion der Gesundheitsrelevanz biologischer Wirkungen ist nun noch die Frage außerordentlich interessant, was *inhaltlich* die Gründe für die erwähnten Grenzwert-Überschreitungen sind. Eine entsprechende Analyse zeigt: Gemäß der grundlegenden Philosophie der Grenzwert-Festsetzungen sind es für *Wechselfelder* vermutlich⁷³ nicht die 'schwachen und subtilen Wirkungen',⁷⁴ sondern es sind 'starke und wohlbestätigte Wirkungen', die Grenzwert-Überschreitungen bewirken. Der scheinbare Widerspruch, daß die Schwellenwerte für diese Wirkungen im allgemeinen über den SMES-Feldern liegen (vgl. Abschnitt A.7.2), kann aufgelöst werden durch Hinweis auf die Tatsache, daß der - den Grenzwert-Festsetzungen zugrundegelegte - 'Kriteriumswert' (von $10 \text{ mA}\cdot\text{m}^{-2}$), wegen der Ungewißheit der *Langzeit-Risiken*, für den beruflichen Langzeitwert um einen Faktor 10 reduziert wurde (vgl. Abschnitt 20.1). *Aus diesem Grund* werden von diesem Wert abgeleitete Grenzwerte durch die SMES-Felder überschritten.

Andererseits kann man sich auch fragen: Warum werden die Grenzwerte für den *öffentlichen Bereich* nicht überschritten, obwohl die SMES-Felder einige Schwellenwerte der in Abschnitt 19.7.2 erörterten biologischen Wirkungen überschreiten. Die Erklärung: In Grenzwert-Festsetzungen gehen diese 'schwachen und subtilen Wirkungen' im allgemeinen nicht ein; deshalb liegen die Grenzwerte für diesen Bereich (obwohl sie hier sogar noch durch viel größere Sicherheitsfaktoren heruntergedrückt werden)⁷⁵ oberhalb der SMES-Felder, d.h. es finden keine Grenzwert-Überschreitungen statt.

In Hinblick auf das *Gleichfeld* der SMES-Anlage ist die Situation anders zu interpretieren: Der Grenzwert von 200 mT entspricht inneren Wechselströmen von $10 - 100 \text{ mA}\cdot\text{m}^{-2}$, die unter Umständen durch Bewegungen von Personen im Feld induziert werden (vgl. Abschnitt 20.2)⁷⁶. Der Grund dafür, daß dieser Grenzwert überschritten wird, ist vor allem die außerordentlichen Stärke der SMES-Gleichfelder.

73 Vermutet werden kann dies deshalb nur, weil Begründungen der Grenzwert-Festsetzungen für 200 bzw. 600 Hz nicht vorliegen, man ist also auf Analogieschlüsse hinsichtlich der 50-Hz-Felder angewiesen.

74 Deren Schwellenwert die SMES-Felder, wie in Abschnitt 19.7.2 für einige Beispiele erwähnt, überschreiten.

75 Öffentlichkeit, Langzeit: Faktor 50.

76 Dieser Wert entspricht, wenn man Frequenzabhängigkeiten berücksichtigt (vgl. Abschnitt 20.2), der Philosophie des 'Kriteriumswertes', für Wechselfelder von 50/60 Hz (vgl. Abschnitt 20.1).

21. Zu den gesellschaftlichen Aspekten der Risikoproblematik

Wie schon in Abschnitt 19.4 angedeutet, ist in Hinblick auf Grenzwert-Festsetzungen⁷⁷ erkennbar, daß die Risikoproblematik elektromagnetischer Felder nicht nur von naturwissenschaftlichen Aspekten, sondern auch von normativ-evaluativen Fragen - Fragen von Normen und Werten - und von Interessenkonflikten bestimmt wird. Während die Naturwissenschaft die Natur der Wirkungen elektromagnetischer Felder zu ergründen und zu beschreiben versucht, sind gesellschaftliche Aspekte der Problematik im wesentlichen gegeben durch die Fragen: Wie sicher ist sicher genug? Und wer soll - und wieviel soll man - für Sicherheit bzw. Unsicherheit 'bezahlen'?

Genauer bestimmt heißt dies unter anderem: Welche Risiken werden gesellschaftlich akzeptiert und wie wird das begründet? Wie soll man mit einer Situation wissenschaftlicher Ungewißheit - welche z.B. auch die Problematik elektromagnetischer Felder aufweist - umgehen? Wie werden Schadens-Nutzen-Abwägungen - auf die diese Fragen oft hinauslaufen⁷⁸ - durch die Interessen und die gesellschaftliche Einbettung der an der Risiko-Kontroverse Beteiligten beeinflußt? Und wie werden all diese Fragen durch Vorgaben und Zwänge auf der Ebene der Verwaltung, Gesetzgebung und Rechtsprechung berührt?

Das Zusammenwirken wissenschaftlich-kognitiver und normativ-evaluativer Begründungen ist insbesondere ein bedeutender Aspekt von Grenzwert-Festsetzungen. Tatsächlich wird dies in der Risikodiskussion oft verkannt. Und die Abwägung von Sicherheits- mit anderen konkurrierenden Interessen, zum Beispiel wirtschaftlichen Rentabilitätsberechnungen, wird oft nicht offengelegt [86].

All diese Fragen gehen, sofern sie für die Problematik elektromagnetischer Felder überhaupt schon hinreichend untersucht wurden, weit über den Rahmen dieser Arbeit hinaus; deshalb werden sie hier nicht systematisch erörtert. Hier werden nur einige Literaturfunde zu diesen Themen referiert und kommentiert, sofern sie Relevanz für das SMES-Projekt haben. Dies mag einen ersten Eindruck davon vermitteln, welche Fragen im Zusammenhang mit elektromagnetischen Feldern konkret diskutiert werden, wie dabei nicht nur naturwissenschaftliche Ergebnisse, sondern auch gesellschaftliche Intentionen zur Wirkung gelangen, und welche Konsequenzen dies unter Umständen für den Bau der SMES-Anlage haben könnte.

So wird im folgenden ersten skizziert, welche Ideen geäußert wurden hinsichtlich des Umganges mit *wissenschaftlicher* Ungewißheit in der Risikofrage. Zweitens werden einige von unterschiedlichen Interessen bestimmte Kontroversen bezüglich Grenzwert-Festsetzungen oder ähnlicher Maßnahmen beschrieben. Drittens wird ein Blick auf rechtliche Aspekte der Grenzwert- und Normen-Problematik geworfen. Und viertens wird gefragt, wie die Risikoproblematik in der Öffentlichkeit diskutiert wird.

21.1 Handlungsoptionen im Angesicht wissenschaftlicher Ungewißheit

Normativ-evaluativen Aspekten kommt in Grenzwert-Festsetzungen vor allem auch deshalb Bedeutung zu, weil Entscheidungen in Anbetracht wissenschaftlicher Ungewißheit getroffen werden

77 Wenn hier von Grenzwerten gesprochen wird, handelt es sich meist nicht um rechtlich verbindliche Grenzwerte (vgl. 21.3, Punkt 1), sondern im allgemeinen um Richtwerte mit Empfehlungscharakter, wie sie in Abschnitt 20 durchwegs nur diskutiert werden.

78 Von ethischen Untersuchungen einmal zu schweigen.

müssen. Im allgemeinen sind nämlich wissenschaftliche Informationen, die es erlauben, Risiken zu evaluieren, nur unzureichend vorhanden (vgl. Abschnitt 19.2).

Von Naturwissenschaftlern, die die Gesundheitsrelevanz von Wirkungen untersuchen und bewerten, bzw. auch von Wissenschaftlern, die Grenzwert-Festsetzungen durchführen, werden relevante Fragen zu dieser Thematik im allgemeinen äußerst beschränkt diskutiert. Von lapidaren Feststellungen etwa der Art einmal abgesehen, daß eine Absenkung von Grenzwerten wissenschaftlich nicht begründbar sei, oder daß bestimmte ungewisse Ergebnisse nicht als Basis für Grenzwert-Festsetzungen dienen könnten [26], [68], ist da nicht viel Essentielles zu finden.⁷⁹ Daß solche Formulierungen implizit auf äußerst problematischen normativ-evaluativen Erwägungen oder Nutzen-Kosten-Abschätzungen beruhen⁸⁰ wird, wie gesagt, meistens verdrängt oder verschwiegen - wenn nicht sogar eigentlich das Mißverständnis zum Ausdruck kommt, solche Fragen könnten grundlegend allein von den Naturwissenschaften beantwortet werden.

Nur in einigen wenigen Publikationen des naturwissenschaftlich inspirierten Teil-Diskurses werden auch diese Probleme wenigstens angemessen angesprochen. Dies wird im folgenden an Beispielen illustriert, die zeigen, welche Ideen für den Bereich der elektromagnetischen Felder kursieren.

1. So werden in einem 'Background Paper' des Office of Technology Assessment (OTA) des amerikanischen Kongresses 'policy implications' behandelt [108]. Ausgehend von der Feststellung, daß die Natur der risikorelevanten Wechselwirkungen subtil und komplex sei; daß die Implikationen dieser Wechselwirkungen für die öffentliche Gesundheit wissenschaftlich unklar seien; daß jedoch legitime Gründe für Besorgnis vorhanden seien, werden unter anderem Handlungsoptionen erörtert.

Zunächst wird darauf hingewiesen, daß die von Gesetzgebern und Regulierern für andere Umwelt-risiken entwickelten Strategien für elektromagnetische Felder vielleicht nicht angemessen sein könnten. Denn diese Strategien beruhen auf dem Grundsatz: "more is worse", d.h. sie stützten sich implizit auf monoton steigende Dosis-Wirkungs-Gesetze. Sofern man diese voraussetze, könnten meistens einfache, sichere Feld-Grenzwerte definiert werden. Diese Voraussetzung sei allerdings für elektromagnetische Felder fragwürdig, unter anderem seien es Fenstereffekte, die dies nahelegten (vgl. Abschnitt 19.4 und 19.5). Damit wäre es aber nicht nur eine zweifelhafte Strategie, Grenzwerte, die nicht überschritten werden sollten, festzusetzen, sondern solch ein Tun könnte sogar kontraproduktiv sein: Durch das Erzwingen kleinerer Expositions-Feldstärken könnte man Wirkungsfenster sozusagen erst öffnen.

Es werden dann unter anderem die folgenden strategischen Alternativen betrachtet⁸¹:

79 Eine weitere bemerkenswert schiefe Formulierung: "Die Ansprüche an eine sinnvolle Gesundheitsvorsorge werden dann allerdings überzogen, wenn die aus Freileitungen resultierenden Feldstärken unter 0,1 bis 1 Mikrottesla liegen und damit kleiner als die Felder in der Nähe unserer Haushaltsgeräte sind" [26]. Diese Begründung ist problematisch, weil elektromagnetische Felder, wie sie in Wohnungen i. a. vorzufinden sind, seit geraumer Zeit unter Krebsverdacht stehen (vgl. Abschnitt 19.6). Argumentationen dieser Art lassen sich unter eine Strategie, mit wissenschaftlicher Ungewißheit umzugehen, subsumieren, die weiter unten unter dem Stichwort 'Ähnlichkeitsansatz' beschrieben wird.

80 Vgl. das zweite Zitat von J. Bernhardt in Abschnitt 19.4.2, Punkt 2a, wo wenigstens explizit ausgesprochen wird, daß in den Grenzwert-Festsetzungen der IRPA *nur wohlbestätigte*, also zum Beispiel *keine hypothetischen* Wirkungen berücksichtigt werden - und zwar sowohl *aus Kostengründen* als auch deshalb, weil die Berücksichtigung unbestätigter Effekte *"die gesundheitlichen Auswirkungen nicht verbessern würden"*. Das letzte Argument ist allerdings weder unbedingt einsichtig, noch wird es begründet, und es wird ihm faktisch durch die vergleichsweise sehr niedrigen schwedischen Grenzwerte (s. Punkt 3, unten) widersprochen.

81 Sie beziehen sich speziell auf den Umgang mit den Risiken von Hochspannungsleitungen, die jedoch als Risikosymbole elektromagnetischer Felder angesehen werden können.

- *'Tue nichts, bis die Wissenschaft besser geworden ist.'* Bis vor kurzem (Bezugszeitpunkt: 1989) wäre dies eine weit verbreitete Strategie gewesen. Nun nähme ihre Anhängerschaft ab, sowohl weil wissenschaftliche Hinweise auf Risiken sich vermehrten, als auch weil öffentliche Besorgnisse in dieser Frage zunähmen.
- *'Mache Informationen öffentlich verfügbar, aber ergreife keine weiteren Maßnahmen.'* Zu dieser Strategie gäbe es die begründete Annahme, daß die Öffentlichkeit kein großes Vertrauen in Informationen von interessierter Seite (z.B. von Seiten der Elektrizitätsgesellschaften) habe. Außerdem habe es den Einwand gegeben, daß man mit Informationen mehr Schaden als Nutzen anrichten könne, solange sie nicht gesichert seien. Diese Haltung sei allerdings wegen der geänderten Wahrnehmung der Risiken durch die Öffentlichkeit nicht mehr angemessen.
- *'Definiere Grenzwerte auf der Basis der Fiktion, daß sie rein wissenschafts-gestützt seien.'* Diese von einigen Regulierungsbehörden verfolgte Strategie sei nach den Einschätzungen des OTA nicht mit dem wissenschaftlichen Erkenntnisstand⁸² vereinbar.
- *'Gehe von einem Ähnlichkeitsansatz aus.'* Dies bedeute, daß spezielle Risiken (etwa von Hochspannungsleitungen) als *ähnlich* anderen akzeptierten (!) Risiken deklariert würden, wie sie von anderen Quellen des modernen Lebens ausgingen. (Ein Beispiel ist der beruhigende Hinweis auf die Felder von Haushaltsgeräten; siehe oben⁸²) Damit solle entweder impliziert werden, daß die betrachteten Risiken auch vergleichbar akzeptabel wären; oder daß durch die ähnlich gemachten Risiken der Bevölkerung vergleichbare Risiken zugemutet würden. Durch beide Strategien soll also das Ausgangsrisiko akzeptabler werden.
- *'Folge einer Strategie der "Klugen Vermeidung" ("prudence avoidance").'* Damit sei gemeint, es solle systematisch nach Strategien gesucht werden, Expositionen zu vermeiden. Akzeptiert werden sollten nur aber nur jene Strategien, die hinsichtlich ihrer Kosten und des wissenschaftlichen Verständnisses als "kluge Investitionen" eingeschätzt werden könnten. In Hinblick auf die Strategie der 'Klugen Vermeidung' müsse man sich allerdings fragen, welche Vermeidungsmaßnahmen als "klug" zu bezeichnen seien - technisch könne man sich da sehr vieles vorstellen, allerdings gäbe es dazu wenig Forschung.⁸³ Letztlich mache es keinen Sinn, *mehr* Mittel für eine vermiedene Personen-Exposition zu investieren, als in der Gesellschaft im allgemeinen für einen vermiedenen Todesfall für andere bekannte Risiken aufgewendet würden.

Kritische Einwendungen gegen das Konzept 'Kluge Vermeidung' wurden übrigens von einem Mitarbeiter der IEEE⁸⁴ wie folgt zusammengetragen [162]:

- Jegliche signifikante, wiederholbare oder glaubwürdige Evidenz, daß es einen minimalen Schwellenwert für Gesundheitsrisiken gäbe, fehlten. Erst wenn solch ein Schwellenwert überschritten würde, könnte 'Kluges Vermeiden' gerechtfertigt sein.

82 Wie er etwa in Abschnitt 19 ausgebreitet wurde. d.A.

83 U.a. wurden folgende Maßnahmen eines 'Klugen Vermeidens' vorgeschlagen: Verbreiterung der Hochspannungstrassen; Auswahl von neuen Routen für Hochspannungsleitungen, die bewohnte Gebiete umgehen; Entwicklung neuer Energieverteilungs-Systeme, einschließlich neuer Niederspannungs-Erdungsprozeduren, um assoziierte Magnetfelder zu vermeiden; neue Verfahren für das Verdrahten von Wohnhäusern; Neudesign von Haushaltsgeräten, um Feldeinfluß zu minimieren oder zu ausschließen. Die Kosten für all dies werden als bedeutend eingeschätzt [95]. Zu aktuellen Kontroversen um Maßnahmen in den USA siehe auch [47].

84 IEEE bedeutet: Institute of Electrical and Electronic Engineers

- Die meisten Wissenschaftler wären gegen 'Kluges Vermeiden' zugunsten wissenschaftsgestützter Grenzwerte. Die Strategie der 'Klugen Vermeidung' sei außerdem voreilig und teuer, deshalb sollte biologische Forschung Priorität haben.
- Wegen der Fenstereffekte sei es nicht sinnvoll, Expositionsfelder zu erniedrigen.
- 'Kluges Vermeiden' ernsthaft durchgeführt würde viele andere elektrische Standards berühren.
- Die Strategie wäre von keiner der Regierungsbehörden (OSHA, FDA, EPA) vorgeschlagen worden.
- 'Kluges Vermeiden' könnte eine Explosion von falsch begründeten Prozessen gegen Firmen der Elektro- und Elektronik-Branche zur Folge haben.

Diese Argumentationen um die Strategie der 'Klugen Vermeidung' geben Hinweise darauf, welche Interessengegensätze auf dem Felde risikominimierender Maßnahmen für elektromagnetische Felder eine Rolle spielen könnten. Die Diskussionen in der Bundesrepublik sprechen diese Fragen explizit allerdings kaum an.⁸⁵

2. Aus einem etwas weiteren Blickwinkel wurden diese Fragen in [48] und [49] diskutiert: Die wissenschaftliche Ausgangssituation sei von mannigfaltigen Ungewißheiten gekennzeichnet. Zwar hätte es als Reaktion darauf (in den USA) noch keine Regelungsbemühungen auf Bundesebene gegeben, aber Gesundheitsbedenken in Hinblick auf elektromagnetische Felder hätten eine Reihe von legislativen, administrativen, rechtlichen und ökonomischen Reaktionen hervorgerufen, die beträchtliche wirtschaftliche Folgen haben. Dazu zählten zum Beispiel: Die Verzögerung des Baus und der Lizenzierung von neuen Hochspannungs-Leitungen, Radaranlagen und Kommunikationsantennen; Gerichtsverfahren, in denen Klagen über Gesundheitsschädigungen durch elektromagnetische Felder geführt wurden; Wertminderungen von Grundstücken in der Nähe von Hochspannungs-Leitungen und Rundfunkanlagen; und die Einführung von Niederfeld-Leitungen und Niederfeld-Produkten.

Besorgnisse der Öffentlichkeit wegen gesundheitsschädlicher Wirkungen elektromagnetischer Felder nähmen zu, ausgelöst vor allem durch epidemiologische Studien zum Krebsrisiko (vgl. Abschnitt 19.6.1). Sofern dieses Risiko ein reales Risiko sei - was heute ungewiß sei - würden diese Studien in den USA einige Tote auf 100.000 Menschen pro Jahr nahelegen. Dies sei ein Niveau, auf dem die U.S.-Regelungsbehörden im Falle anderer zivilisatorischer Risiken aktiv geworden seien, um Gefährdungen zu verhindern oder zu minimieren. Wenn man von jenem Betrag ausginge, den U.S.-Bürger in Risikoreduktionen auf vergleichbaren Feldern zu investieren bereit wären, ergäbe diese für elektromagnetische Felder für die USA eine Summe von 10 Milliarden Dollar pro Jahr.⁸⁶ Dies entspräche den aktuellen Aufwendungen auf diesem Feld und betrüge einige Prozent der Elektrizitätskosten für den Verbraucher.

In Hinblick auf eine Reihe von vorgeschlagenen Sicherheitsmaßnahmen (siehe oben) müsse man sich allerdings fragen, welche Kriterien man für die Auswahl von Maßnahmen zugrunde legen wollte: Sollten Kosten und Nutzen ausbalanciert werden? Sollte man darauf achten, daß niemandem eine unfaire Belastung aufgebürdet würde? Sollten Verzögerungen des Baus von neuen elektrotech-

85 Ein Versuch dazu, der sich an der dem folgenden Punkt 2 zugrunde liegenden Arbeit orientiert: [100].

86 Die Argumentationen zu den 10 Milliarden Dollar in den beiden erwähnten Arbeiten sind durch uns nicht nachvollziehbar.

nischen Anlagen vermieden werden? Sollten Haftungsrisiken minimiert werden? Sollten die zukünftigen Kosten unter Umständen nachträglich notwendig werdender Anpassungen vermieden werden? Oder sollte die Marktfähigkeit von Produkten erhöht werden? Behörden, Energieunternehmen bzw. Gerätehersteller würden sich auf diese Kriterien in unterschiedlicher Weise beziehen.

In Hinblick auf die zukünftige Entwicklung der Sicherheitsdebatte könne man sich übrigens zwei dramatische Entwicklungen vorstellen: Erstens sei es möglich, daß Kofaktoren (vgl. Abschnitt 19.6.2) bestätigt würden, die die Ergebnisse der epidemiologischen Studien erklären würden - unter Ausschluß elektromagnetischer Felder als Kausalfaktoren; Besorgnisse in der allgemeinen Öffentlichkeit würden dann signifikant abnehmen. Zweitens könnten unzweideutige gesundheitsrelevante Wirkungen elektromagnetische Felder in unabhängigen Laboratorien gefunden werden; dies würde die theoretischen Behauptungen, sehr schwache elektromagnetische Felder könnten auf biologische Systeme nicht signifikant wirken (vgl. Abschnitt 19.5.1) zum Schweigen bringen.

Zuletzt schlägt der Autor vor, daß naturwissenschaftliche Forschungsprogramme ergänzt werden sollten durch entsprechende sozialwissenschaftliche Programme, die sich den soziopolitischen und ethischen Belangen der Problematik widmen.

3. Im Umgang mit Ungewißheit wurden neue Akzente gesetzt durch die schwedische Grenzwert-Politik [16]. Außerhalb von Schweden ist der allgemeine Tenor jener Institutionen, die Grenzwerte festsetzen oder erlassen, eher defensiv: Maßnahmen werden oft erst dann ergriffen, wenn Schadenspotentiale mit großer Gewißheit festgestellt werden können⁸⁷ (vgl. zum Beispiel die Grenzwert-Philosophie der IRPA und der DIN/VDE-Gremien; Abschnitt 19.4.2; und Abschnitt 21.2); weitergehende Maßnahmen werden oft, vor allem aus Kostengründen, abgelehnt. Die schwedische Grenzwert-Politik kann demgegenüber als offensiv bezeichnet werden: Maßnahmen wurden breit diskutiert bzw. vorgeschlagen auch bezüglich des brisantesten hypothetischen Risikos, nämlich Krebs.

Eine wichtige Rolle spielte dabei das staatliche schwedische 'Institut für Strahlenschutz' (SSI). Das Institut gab der Meinung Ausdruck, daß der Verdacht auf einen möglichen Zusammenhang zwischen elektromagnetischen Feldern und bestimmten Krebserkrankungen in den letzten Jahren gestärkt worden sei. Zwar würden noch viele Unklarheiten bestehen, dennoch erschiene es - auch in Hinblick auf analoge Situationen der Vergangenheit - ratsam, Expositions-Richtlinien für elektromagnetische Felder zu diskutieren; dies wurde vom SSI in Hinblick auf die Ungewißheit von epidemiologischen Studien auch durchgeführt. Dabei wurde von den ungünstigen Voraussetzungen ausgegangen, daß sich die Zahl der in schwedischen epidemiologischen Untersuchungen prognostizierten Krebserkrankungen verzehnfachen könnte, falls die Untersuchungsdauer auf einen sehr viel längeren Zeitraum ausgedehnt würde und auch andere als die untersuchten Krebsformen berücksichtigt würden. Von diesen Zahlen ausgehend, wurden auch die Kosten potentieller Maßnahmen abgeschätzt. Dies mündete schließlich in folgenden Feststellungen: Vorsorgemaßnahmen hinsichtlich elektromagnetischer Felder würden als weniger dringlich angesehen als auf den Gebieten der Radioaktivität, UV-Strahlung, Röntgenstrahlung und der Kernkraftwerks-Problematik. Für Personen, die sich ständig im Einflußbereich elektromagnetischer Strahlung aufhielten, würden allerdings Maßnahmen als berechtigt angesehen, die bei angemessenen Kosten zu einer Verminderung der Expo-

⁸⁷ Eine Ausnahme stellen Vorschläge des Sozialministeriums von Baden-Württemberg dar (vgl. Abschnitt 20.4.2, in dem weitere absehbare Tendenzen zukünftiger Grenzwert-Entwicklungen erörtert werden).

sition beitragen. Insbesondere sollten Magnetfeld-Expositionen, die mehrere zehn Mal höher seien als Normalwerte, vermieden werden, falls dies zu angemessenen Kosten erreicht werden könnte.

Konkrete expositions-verniedrigende Maßnahmen wurden vom schwedischen 'Zentralamt für Elektro-sicherheit' vorgeschlagen: Es wurde empfohlen, unnötige berufliche Expositionen zu vermeiden, und für den Neubau von Schulen, Kindertagesstätten und Kinderspielplätzen in der Nähe von Hochspannungs-Leitungen wurde Vorsicht angeraten: Die diesbezüglichen Magnetfelder sollten 0,2 - 0,3 μT nicht übersteigen (Die deutschen Grenzwerte liegen demgegenüber um mehr als einen Faktor 1000 höher.) Darüber hinausgehend wurden von dem Amt vier Projektgruppen eingerichtet, die folgende Handlungsprogramme erarbeiten sollten: (1) Bestandsaufnahmen von Magnetfeldern in Schulen und Kindertagesstätten in der Nähe von Hochspannungs-Leitungen (bis zum Sommer 1993 hatten 60 Prozent der schwedischen Gemeinden relevante Informationen geliefert). (2) Vorschläge von Richt- und Grenzwerten in der Umgebung von Hochspannungs-Leitungen und von anderen energietechnischen Anlagen mit einer Spannung von mehr als 10 kV (dienlich für den Bau neuer Hochspannungs-Leitungen bzw. neuer Wohnhäuser, Schulen und Kindertagesstätten usw.). Dabei sollten in Konsequenzanalysen die Voraussetzungen für neue technische Konstruktionen und die wirtschaftlichen Folgen solcher Maßnahmen untersucht werden. Mitte 1993 standen in diesen Überlegungen drei Richtwerte zur Diskussion: 0,3; 0,5 und 1 μT . (3) Es sollte das Problem von Hochspannungs-Leitungen in Wohngebieten bearbeitet werden, mit folgenden Zielen: Erfassung der Ausgangssituationen, Untersuchungen von alternativen Konstruktionen und Ermittlung potentieller Kosten. Außerdem sollten Risikoanalysen bzw. Informationen für die Bevölkerung erarbeitet werden. (4) Schließlich sollte auch untersucht werden, wie zukünftig Konstruktionen von Elektroinstallationen, Ausrüstungen und Apparaten, die geringere Feldemissionen aufwiesen, gefördert werden könnten.

Diesen Maßnahmen und Projekten traten übrigen auch das städtische 'Stockholmer Energieversorgungs-Unternehmen', das 'Zentralamt für Bauverwaltung', das 'Zentralamt für Gesundheit' und das staatliche 'Institut für Arbeitswissenschaft' bei.

21.2 Politische Kontroversen in Hinblick auf Grenzwert-Festsetzungen

Neben den in Abschnitt 19.4.2 erwähnten wissenschaftlichen und in Abschnitt 20.4.2 referierten politischen Kontroversen ist in Hinblick auf Grenzwert-Festsetzungen weiterer politischer Dissens bekannt geworden.

So wird in [73] folgendes berichtet: Zuständig für die DIN-Grenzwerte (vgl. Abschnitt 20.3) sei die *Deutsche Elektrotechnische Kommission (DKE)*, die beim Verband Deutscher Elektrotechniker (VDE) in Frankfurt ansässig sei; sie sei vom Bundeswirtschaftsminister für Grenzwert-Festsetzungen autorisiert worden. Die DKE sei nun stark von Stromversorgern und der Elektroindustrie dominiert, nur vier von 17 Mitarbeitern kämen von Universitäten und Behörden. Diese industrienahen Mitarbeiter der DKE würden in Auseinandersetzungen um die Höhe der Grenzwerte offen sagen, daß vorsorgender Gesundheitsschutz nicht Aufgabe der DKE sei. Gegen diese Haltung könnten sich Bundesamt für Strahlenschutz und Bundesgesundheitsamt nicht durchsetzen: "die Industrie bestimmt, die Bundesanstalt muß sich fügen."

Konkret wurde folgendes vorgebracht: Auf Betreiben des Bundesamt für Strahlenschutz (BfS) sei 1990 ein Entwurf von Richtlinien⁸⁸ zustande gekommen: Die bisherigen Grenzwerte sollten nur noch am Arbeitsplatz gelten, die Grenzwerte für die Allgemeinbevölkerung sollten hingegen für elektrische Felder (von 50 Hz) um den Faktor 4 und für magnetische Felder um den Faktor 50 erniedrigt werden. Nachdem der Entwurf veröffentlicht worden war, sei es zu Einsprüchen sowohl von kritischen Wissenschaftlern, Bürgervereinen und Selbsthilfegruppen, die für eine weitere Senkung der Werte votierten, als auch von Seiten der Industrie gekommen, die die Grenzwerte für die allgemeine Öffentlichkeit für Magnetfelder sogar noch um Faktor 4 gegenüber den entsprechenden Werten der IRPA-Richtlinien (vgl. Abschnitt 20.4) erhöhen wollten. Mit diesen Intentionen setzten sich die Industrievertreter im DKE schließlich durch, in der Vornorm 1992 (vgl. Abschnitt 20.3) fand sich eine Erhöhung der erwähnten Werte.⁸⁹ R. Matthes vom BfS bemerkte dazu:

"Wir halten diese Grenzwerte für zu hoch, weil zum einen wissenschaftliche Effekte, Wirkungen bekannt sind, die deutlich unterhalb dieser Grenzwerte auftreten. Diese Effekte werden oftmals als bloße Wahrnehmungseffekte abgetan; wir sind aber der Meinung, daß sie durchaus zu erheblichen Belästigungen und langfristig zu einer Beeinflussung des Wohlbefindens führen können. Wir wollten in Anlehnung an Empfehlungen der Weltgesundheitsorganisation erheblich niedrigere Grenzwerte für die Allgemeinheit. *Wir konnten uns aber nicht durchsetzen, da wir von Industrievertretern, vor allem solchen aus dem Bereich der Energiewirtschaft, überstimmt worden sind.*⁹⁰" (nach PLUSMINUS⁹¹ vom 10.1.92)

Und ähnlich soll J. Bernhardt dazu gesagt haben⁹²:

"Wir haben dagegen bei der DKE und beim Umweltministerium Einspruch erhoben. Doch alles ist im Papierkorb gelandet. (...) Diese Leute sind sich ihrer Macht voll bewußt. (...) Für die Mehrheit des Gremiums spielt Gesundheitsvorsorge keine Rolle."⁹³ (Ökotest 12/92)

2. Ein analoger Vorgang wurde aus den USA bekannt. Dort wurden allerdings Intentionen von Wissenschaftlern schon im Vorfeld von Grenzwert-Festsetzungen abgeblockt. So wird in der Zeitschrift 'Nature' von einer EPA-Studie mit dem Titel "An Evaluation of the Potential Carcinogenesis of Electromagnetic Fields" berichtet [128]: In einer Draft-Version dieser Studie sei unter anderem zu lesen gewesen, daß sowohl konsistent wiederholte Muster von Lymphdrüsen-Krebs, Leukämie und Gehirntumoren in Kindheits-Studien als auch der Ausschluß verschiedener Kofaktoren Zeugnis ablegten ("argue in favour of") zugunsten einer kausalen Verbindung zwischen diesen Tumortypen bei Kindern einerseits und Exposition in niederfrequenten elektrischen und magnetischen Feldern andererseits. Allerdings sei die existierende Evidenz nicht hinreichend, um zu beweisen, daß ein konklusiver, kausaler Zusammenhang bestehe. Weil relevante Basisprozesse nicht verstanden würden, sei es außerdem nicht möglich anzugeben, welcher Aspekt der Feldexposition relevant sei; deshalb wäre auch eine Dosis-Wirkungs-Bewertung nicht möglich.

Die Kontroverse in diesem Zusammenhang wird nun durch folgende Anekdote beschrieben: Der Herausgeber der Zeitschrift 'Microwaves News' habe berichtet, daß eine vorläufige Draft-Version der

88 DIN/VDE 0848, Teil 4

89 Vgl. dazu die entsprechenden DIN-Werte in den Tabellen 20-4 und 20-5.

90 Gesperrt gedruckt d.A.

91 Dies bezieht sich auf das Fernsehmagazin PLUSMINUS der ARD.

92 Vgl. auch [23].

93 Siehe [127].

Studie empfohlen habe, elektromagnetische Felder (entsprechend der 60 Hz-Stromversorgung) als "probable human carcinogens" gemäß der B-1-Risiko-Qualifikation der Behörde einzustufen. Diese Kategorie, die sich auf epidemiologische Evidenz und Tier-Evidenz eines Krebs-Zusammenhanges ("cancer link") bezöge, enthalte chemische Stoffe, wie DDT, Formaldehyd und PCB.

In einer späteren Draft-Version des Berichtes sei diese Empfehlung allerdings nicht mehr vorhanden gewesen. Der Direktor der EPA, dazu befragt, habe geäußert, er hätte den Report vorbereitet und die persönliche Entscheidung getroffen, die hochkontroverse Klassifikation seiner Mitarbeiter (des "staff") zu streichen ("to delete"); bewogen habe ihn dazu die wissenschaftliche Ungewißheit in Hinblick auf biologische Mechanismen und das Fehlen einer klaren Dosis-Wirkungs-Beziehung. Die Frage der Klassifikation würde jedoch speziell überprüft werden, wenn der Report durch die üblichen Verfahren einer Überprüfung unterzogen würde; der Report würde allerdings schon vor dieser formalen Review-Prozedur veröffentlicht werden - nämlich im Sommer 1990.

Die Realitäten sahen dann etwas anders aus: Die Draft-Version erschien 1992, versehen mit dem Verbot, sie zu zitieren [45]. Und die Endversion des Reports wurde nie veröffentlicht.

Diese Anekdoten geben Beispiele für den Interessenausgleich unterschiedlicher gesellschaftlicher Gruppen anlässlich von Grenzwert-Festsetzungen. Sie illustrieren: Weder waren relevante Entscheidungen Ergebnisse rationaler Verfahren⁹⁴ noch spielten in den konkret getroffenen Entscheidungen wissenschaftliche Argumente oder Aspekte der Gesundheitsvorsorge eine herausragende Rolle.

Für die SMES-Problematik kann daraus der Schluß gezogen werden, daß eine Orientierung an Grenzwerten nicht der Weisheit letzter Schluß ist. Mit anderen Worten: Die in Abschnitt 20 betrachteten Grenzwerte sind - anders als dies manchmal behauptet wurde - auch aus der gesellschaftlich-politischen Perspektive nicht durchwegs als konservativ anzusehen.

21.3 Rechtliche Aspekte der Grenzwert- und Normenproblematik

Relevant für den Bau einer SMES-Anlage sind unter anderem auch juristische Fragen hinsichtlich technischer Normen und Grenzwerte. Hier werden dazu folgende Stichpunkte kurz dargestellt: Die Verbindlichkeit von Normen und Grenzwerten; die Normenproblematik hinsichtlich der EG; und die Betrachtung von Grenzwerten unter immissionschutz-rechtlichen Aspekten.⁹⁵

1. Zur ersten Frage der Verbindlichkeit von Normen wird in [94] ausgeführt: Das Umwelt- und Technikrecht umfasse eine Vielzahl von Gesetzen, Rechtsverordnungen und allgemeinen Verwaltungsvorschriften. Primärer Zweck dieser Regeln sei der Schutz von Menschen, Sachgütern und Umwelt vor den Gefahren der naturwissenschaftlichen Forschung und deren Anwendungen. Regelungsziel sei allerdings nicht ein "Zustand absoluter Sicherheit", sondern sei es, vermeidbare Risiken zu verhindern und unvermeidbare Risiken auf ein sozial-verträgliches Maß zu reduzieren. Die Grenze zwischen zu tolerierendem technischen Risiko und rechtswidriger Gefahr werde im

94 Wie sie hinsichtlich der Risikoproblematik heute diskutiert werden; insbesondere gehören hierzu: erstens *Mediationsverfahren*, in denen es vor allem um Machtfragen und das Aushandeln von Lösungen nach fairen Verfahrensregeln und -prozeduren geht; zweitens *Diskurse*, in denen Deutungs-, Interpretations- und Bewertungsdivergenzen im Mittelpunkt stehen; und drittens *partizipative Verfahren*, die der pluralistischen Wertestruktur der Gesellschaft Rechnung tragen sollen [17].

95 Weitere juristische Erörterungen zur Risikoproblematik elektromagnetischeFelder: [42], [37], [71], [81], [80], [115].

Technik- und Umweltrecht bestimmt durch 'normative Standards', wie z.B.: "allgemein anerkannte Regeln der Technik", "Stand der Technik", oder "Stand von Wissenschaft und Technik". Eine wesentliche Rolle für die Konkretisierung dieser 'normativen Standards' spielten technische Regelwerke, die von privatrechtlichen Normungsverbänden oder öffentlich-rechtlichen technischen Ausschüssen erstellt würden.

Technische Normen seien allerdings keine Rechtsnormen. Folglich seien sie rechtlich unverbindlich. Sie könnten jedoch erhebliche rechtliche Bedeutung erlangen, indem sie entweder auf der Ebene der Rechtsetzung in rechtliche Regelungen integriert oder durch Behörden und Gerichte bei Entscheidungen in Einzelfällen als Erkenntnisquelle verwendet würden. Insbesondere könnten die DIN/VDE-Normen (vgl. Abschnitt 20.3) als Erkenntnisquellen zur Beurteilung von Gesundheitsgefahren durch elektromagnetische Felder benutzt werden. Behörden und Gerichte könnten auf sie zurückgreifen - ohne allerdings an sie gebunden zu sein -, solange bis sie sich auf Grund neuer wissenschaftlicher Erkenntnisse als unzulänglich erwiesen hätten. (Diese Aussage wird a.a.O. im Hinblick auf Genehmigungen von Anlagen gemacht.)

Für die SMES-Anlage bedeutet dies, daß unter Umständen juristische Schwierigkeiten vermieden würden, wenn die DIN/VDE-Grenzwerte strikt beachtet würden.

2. In der gleichen Arbeit wird auch die Problematik technischer Normen im europäischen Gemeinschaftsrecht behandelt: Ein wesentliches Hemmnis des freien Handels innerhalb der EG seien unterschiedliche technische Normen in den einzelnen Mitgliedstaaten. Deshalb gäbe es Harmonisierungsbemühungen, insbesondere habe man sich in der EG auf eine *'Neue Konzeption auf dem Gebiet der technischen Harmonisierung und der Normung'* geeinigt. Europäische technische Normen erfüllten in diesem Konzept eine wichtige Funktion. Die wichtigsten europäischen Normenorganisationen - vgl. Grenzwertvorschläge in Abschnitt 20.5 - seien das 'Comité Européen de Normalisation (CEN)' und das 'Comité Européen de Normalisation Electrotechnique (CENELEC)', eine privatrechtliche Körperschaft belgischen Rechts mit Sitz in Brüssel.

Auch für europäische Normen gelte, daß sie keine Rechtsnormen seien, sondern zunächst nur unverbindliche Empfehlungen. Es bestehe allerdings für die nationalen Normenorganisationen die Verpflichtung, die europäischen Normen in die nationalen Regelwerke zu übernehmen und abweichende nationale Normen zurückzuziehen. (Dies ist der Grund dafür, daß für elektromagnetische Felder in der Bundesrepublik zur Zeit nur eine 'Vornorm' in Kraft ist - vgl. Abschnitt 20.3 -, man will nämlich die entsprechende europäische Norm abwarten.)

Problematisch an den CEN/CENELEC-Normenverfahren sei vor allem, daß Detailfestlegungen zum Schutz von Leben, Körper, Gesundheit, Sachgütern und Umwelt in weitem Maß einem nichtstaatlichen, privatrechtlich organisierten Gremium überlassen werde, das, anders als entsprechende DIN-Gremien, einer angemessenen demokratischen Legitimation entbehre. Eine unmittelbare Beteiligung aller Interessierten (Hersteller, Anwender, Verbraucher, Wissenschaft, Behörden, Technische Überwachung) an deren Normungsvorhaben sei nicht vorgesehen. Vielmehr gälte hier das Prinzip nationaler Repräsentation und Delegation; betroffene Kreise könnten ihre Anliegen nur über die in CEN/CENELEC-Gremien entsandte nationalen Delegationen einbringen.⁹⁶

96 Zu weiteren Schwachstellen europäischer Normung vgl. [111].

Für die SMES-Problematik könnte aus diesen Entwicklungen eine Tendenz zu industriefreundlichen Grenzwerten resultieren. So schreibt auch J. Bernhardt: "Hier stehen vor allem kommerzielle Interessen im Vordergrund, da zukünftige CENELEC-Normen primär marktwirtschaftliche Hemmnisse für den geplanten EG-Binnenmarkt beseitigen sollen. Es ist dafür Sorge zu tragen, daß gesundheitliche Aspekte diesen Interessen nicht untergeordnet werden" [24]. Er weist übrigens in diesem Sinne auch darauf hin, daß ein Entwurf der Europäischen Kommission für eine 'Richtlinie zum Schutz vor Arbeitnehmern vor physikalischen Einwirkungen' relevanten IRPA-Empfehlungen (vgl. Abschnitt 20.1) nicht gefolgt sei [22].

3. Schließlich sei die in diesem Bericht durchgeführte Grenzwertdebatte ergänzt durch immissionsschutzrechtliche Aspekte, wie sie durch M. Rebentisch, den Leiter der Rechtsabteilung der 'Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke' vorgelegt wurden [113]. Bei der juristischen Beurteilung des Themas der Wirkungen elektromagnetischer Felder gehe es im Kern um die Frage *staatlicher Schutz- und Vorsorgepflichten*. Für die Allgemeinbevölkerung bzw. in Hinblick auf niederfrequente Felder führten diese Problem in den Anwendungsbereich des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG). Soweit relevante Immissionen entweder Gefahren oder erhebliche Nachteile bzw. Belästigungen darstellten, müßten gemäß dieses Gesetzes Maßnahmen zum Schutz vor nachteiligen Effekten und zur Vorsorge gegen deren Entstehen getroffen werden. Das Gesetz habe sich bisher gegen ideologisch orientierte Zielvorstellungen als ausreichend resistent erwiesen und durch sachadäquate Problemlösungen bewährt. Manches, was gegenwärtig als Lösung auf dem Gebiet der elektromagnetischen Felder angeboten werde, könne allerdings vor den Schranken des BImSchG keinen Bestand haben. Um dies zu begründen erörtert Rebentisch Aspekte, die aus rechtlicher Sicht bei der Festlegung von Grenzwerten beachtet werden müßten:

Zunächst sei es - anders als manchmal suggeriert werde - nicht klar, welche Rechtsfolgen an die Über- oder Unterschreitung eines Grenzwertes zu knüpfen seien. Dies hänge vielmehr von der Zweckbestimmung und dem Aussagegehalt des jeweiligen Zahlenwertes ab. Immissionsbegrenzungs-Standards zum Beispiel könnten nämlich sowohl Schutzzwecken als auch Vorsorgezwecken dienen.

Hinsichtlich der *Schutzzwecke* könne man unterscheiden zwischen dem Schutz der menschlichen Gesundheit und dem Schutz vor erheblichen Nachteilen oder erheblichen Belästigungen. Als schädlich seien in dieser Hinsicht Umwelteinflüsse schon dann anzusehen, wenn mit hinreichender Wahrscheinlichkeit die objektive Möglichkeit eines Schadeneintrittes gegeben sei. Für die Beurteilung der Wahrscheinlichkeit sei der gegenwärtige Stand der wissenschaftlichen Erkenntnis heranzuziehen. "Auf spekulative Betrachtungen oder gar Vermutungen ohne wissenschaftlich ausreichend gesicherte Anhaltspunkte" dürfe man sich allerdings dabei nicht stützen. (Dies würde bedeuten, daß hypothetische Risiken, wie sie auf dem Feld der elektromagnetische Felder vorwiegend zu finden sind (vgl. Abschnitt 19.4), aus rechtlicher Perspektive nicht zu Grenzwert-Festsetzungen zu Schutzzwecken beitragen könnten. d.A.)

Diese Überlegungen konkretisiert Rebentisch dann in Hinblick auf die Empfehlung des Strahlenschutz-Kommission, sich in Hinblick auf Grenzwerte an den internationalen IRPA-Richtlinien zu orientieren (vgl. Abschnitt 21.2). Die in den Empfehlungen als Begründungen angegebenen

"Beeinträchtigungen"⁹⁷ seien erstens nicht als "erheblich" anzusehen. Zweitens sei die Aussage der Strahlenschutz-Kommission, es gäbe nach dem derzeitigen Stand des Wissens keinen nachweisbaren Zusammenhang zwischen einer Einwirkung von elektrischen oder magnetischen Feldern im niederfrequenten Bereich einerseits und dem Auftreten von Kopfschmerzen usw., Erbschäden und Krebs andererseits, rechtlich wie folgt zu interpretieren: Hinsichtlich der Bewertungsskala "Gefahr, Risiko und Restrisiko" könne nicht von Gefahr ausgegangen werden.

Was den *Vorsorgezweck* von Standards betreffe, ziele er auf einen vorbeugenden Umweltschutz und trage damit auch dem Umstand Rechnung, daß die dem Gefahrenschutz dienenden Immissionswerte Restrisiken enthielten. Anlaß zur Vorsorge sei allerdings gemäß der Rechtsprechung nur dann gegeben, wenn zumindest potentiell schädliche Umwelteinwirkungen zu erwarten seien. Dafür müßten jedoch hinreichende Gründe bestehen, auch wenn sich ein Ursachenzusammenhang im einzelnen noch nicht eindeutig feststellen lasse. Außerdem müsse Vorsorge, wie ebenfalls aus der Rechtsprechung abzuleiten sei, auch durch den Grundsatz der Verhältnismäßigkeit begrenzt werden: Gemäß der Rechtsprechung des Bundesverwaltungsgerichtes müßten nur jene Risiken mit hinreichender, dem Verhältnismäßigkeits-Grundsatz entsprechender Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden, die "als solche erkannt sind". "Dagegen können Risiken, die man nicht kennt, nicht rational und schon gar nicht proportional bekämpft werden".⁹⁸ Die Feststellung der Strahlenschutz-Kommission, wegen fehlender Kenntnisse über Wirkungszusammenhänge könne die Möglichkeit von Spätschäden prinzipiell nicht ausgeschlossen werden, weise also im Grunde lediglich auf ein Restrisiko; dies sei aber gemäß der Rechtsprechung dem Bürger zuzumuten. Deshalb könnten rechtliche Erforderlichkeit und Zulässigkeit von Vorsorgeanforderungen - und damit einhergehende Einschränkungen grundrechtlich verbürgter wirtschaftlicher Betätigungsfreiheit - durch die Bewertungen der Strahlenschutz-Kommission nicht gerechtfertigt werden. (Also auch unter Vorsorgegesichtspunkten bleiben die hypothetischen Risiken elektromagnetische Felder außer Betracht. d.A.).

Unter dem Vorsorgegesichtspunkt werden von Rebentisch übrigens auch die DIN/VDE-Grenzwerte des Jahres 1992 (vgl. Abschnitt 20.3) kritisiert. Dort festgesetzte Werte, die die besondere Schutzbedürftigkeit empfindlicher Personengruppen, die Möglichkeit dauernder Feldeinwirkung, sowie die unfreiwillige oder unwissentliche Exposition von Personen berücksichtigen, entsprächen nicht immissionschutz-rechtlichen Maßstäben von Vorsorge. Man müsse sich fragen, ob dort nicht "vorschnell etwas in die Welt gesetzt wurde, wofür die erforderlichen Erkenntnisgrundlagen noch fehlen".

Insgesamt, so konstatiert der Autor, gäbe der gegenwärtige wissenschaftliche Erkenntnisstand über das Gefahrenpotential niederfrequenter elektromagnetischer Felder also weder Anlaß zur Gefahrenabwehr noch zur Risikovorsorge. Und insbesondere bedürfe es zur Zeit keiner untergesetzlichen Regelung für den Niederfrequenzbereich. (Damit werden vom Autor auch die DIN/VDE-Normen als überflüssig hingestellt. d.A.) Es wäre wünschenswert, daß Fixpunkte rechtsstaatlicher Risikosteuerung (wie sie von Rebentisch erörtert wurden) künftig beim Thema 'elektromagnetisches Feld' stärkere Beachtung fänden. Bislang habe man allerdings eher den Eindruck, daß das "Risikoverbot postuliert, normiert und administriert werden soll" - davor sei zu warnen.

97 Unter Einfluß starker Felder auftretende Bewegungen von Körperhaaren bzw. Funken zwischen Kleidung und Haut.

98 Wie der Autor in seinem "Fazit" ergänzt.

Für die SMES-Problematik von Belang wurden in diesem Artikel also die Fragen von Vorsorge und Schutz im allgemeineren rechtlichen Rahmen des BImSchG diskutiert. Auch hier steht im Mittelpunkt der Erörterungen die Frage, wie ein Risiko unter wissenschaftlicher Ungewißheit reguliert werden kann; d.h. auch, wie Interessenkonflikte unterschiedlicher involvierter gesellschaftlicher Gruppen ausbalanciert werden können. Weiterhin relevant für die SMES-Problematik legen diese Ausführungen nahe, daß im Widerstreben wirtschaftlicher Interessengruppen gegen (aus ihrer Sicht) zu niedrige Grenzwerte in Zukunft vermutlich auch rechtliche Argumente eine wichtige Rolle spielen werden. Sollten sie sich durchsetzen, so würde dies Grenzwert-Absenkungen, wie sie in den letzten Jahren kontinuierlich stattgefunden haben, unter Umständen verlangsamen oder stoppen.

21.4 Zur Diskussion der Risiken elektromagnetischer Felder in der Öffentlichkeit

Zu diesem Thema ist kürzlich eine für die Bundesrepublik relevante, umfangreichere Arbeit unter dem Haupttitel: 'Elektrosmog ein Risiko?' veröffentlicht worden [159]. Ziel der Studie war es, mittels Befragungen "die jetzige Diskussion um die möglichen Gefahren elektromagnetischer Felder zu erfassen und Szenarien zum zukünftigen Diskussionsverlauf zu entwickeln". Insbesondere sollte eruiert werden: (1) Wie werden gegenwärtig in der Öffentlichkeit Risikopotentiale elektromagnetischer Felder wahrgenommen. (2) Was kennzeichnet den Expertenstreit über diese Risikopotentiale. (3) Wie kann sich die Risikodiskussion weiterentwickeln und welche kritischen Ereignisse und Bedingungen sind dabei besonders zu beachten. Folgende Ergebnisse haben SMES-Relevanz (Kommentare d. A. in eckigen Klammern):

EMF-Risiken⁹⁹ würden von unterschiedlichen Personen unterschiedlich wahrgenommen. Besondere Relevanz haben sie nur für unmittelbar Betroffene, d.h. Personen, die ihre Befindlichkeitsstörungen EMF zuschreiben, oder für solche, die befürchten, durch eine EMF-Quelle geschädigt zu werden [dies hat für den Bau einer SMES-Anlage Bedeutung!]; die letztere Gruppe halte es für gewiß, daß von EMF hohe Gesundheitsrisiken ausgingen.

In der allgemeinen Öffentlichkeit hingegen sei die Risikoeinschätzung heterogen: Ungewißheiten der Risikobewertung seien eher anzutreffen als feste Einstellungen und Überzeugungen. Diese Unsicherheiten hätten zur Folge, daß soziale Einflüsse die Risikowahrnehmung prägten; dies unterscheidet diese Risikodebatte von anderen technikbezogenen Risikokontroversen.¹⁰⁰

Hinsichtlich der Risikowahrnehmung seien Geräte und Produkte (Güter für den Endverbraucher) beispielsweise von Sendeanlagen zu unterscheiden: Bei Gütern werde der individuelle Nutzen gegen das Risikopotential aufgerechnet - im Gegensatz zu Sendeanlagen, die als Zumutung empfunden werden. [Konsequenterweise kann dies auch für eine SMES-Anlage vermutet werden, weil auch hier der individuelle Nutzen nicht unmittelbar ersichtlich ist.]

Die Risikodiskussion sei auch eine Experten-, Vertrauens- bzw. Glaubwürdigkeitsdiskussion. So würden Zweifel am wissenschaftlichen Erkenntnismodell vorgebracht - für jeden Experten zum Beispiel ließe sich ein Gegenexperte finden.

99 So werden in der Studie die Risiken elektromagnetischer Felder bezeichnet.

100 Dieser Einschätzung stehen andere gegenüber, die den prägenden Einfluß sozialer Einflüsse *generell* postulieren [53].

Mißtrauen bestehe vor allem auch gegenüber Grenzwerten, aber auch in Bezug auf das 'Herunterspielen' von Gefahren, dies sei eine Strategie, die vielfach Unternehmen unterstellt würde. [Dies findet in den in Abschnitt 21.2. erörterten Kontroversen um die DIN-Grenzwerte eine gewisse Entsprechung.]

Es seien drei Gruppen von Experten zu erkennen: Die erste Gruppe fühle sich vor allem der wissenschaftlichen Community verpflichtet, betrachte neben Risikopotentialen aber auch Risiko-Nutzen-Abwägungen in Hinblick auf Vorsorgemaßnahmen; sie hält die bestehenden Grenzwerte für ausreichend. Die zweite Gruppe, ebenfalls der wissenschaftlichen Community verpflichtet, empfehle Expositionsreduktionen, die bestehende Grenzwerte unterschritten, sofern der Aufwand vertretbar sei. Die dritte Gruppe, die sogenannten Baubiologen, halte traditionelle wissenschaftliche Standards für unzureichend; sie orientierten sich an ihrer persönlichen Beratungserfahrung. Sie verlangten eine starke Reduzierung von EMF-Expositionen, die bestehenden Grenzwerte sehen sie als unzureichend an.¹⁰¹

[Auch in der Bundesrepublik werden übrigens niedrigere Grenzwerte und verschiedene emissions- bzw. immissionsmindernde Maßnahmen gefordert (vgl. Abschnitt 20.4.2). Sie werden sowohl von amtlicher Seite als auch von Personen und Gruppierungen erhoben, die der zweiten und dritten Gruppe zuzurechnen sind. Experten der zweiten und dritten Gruppe greifen weiterhin zum Teil auch wissenschaftliche Fragen auf, die von der ersten Gruppe bisher nur unzureichend wahrgenommen und untersucht wurden, wie das Problem der 'Elektrosensiblen' (vgl. Abschnitt 19.7.1).]

Schließlich wurden im Rahmen dieser Arbeit Zukunftsszenarien entworfen: Für wahrscheinlich werde das Szenario der 'multiplen Risikogesellschaft' erachtet, in der technische Risiken zwar ihre herausragende Rolle verlören, aber dennoch ein Fokus der Risikokontroverse blieben. Spektakuläre Schadensfälle (Mobilfunk), wissenschaftliche Studien, die Risiken nachweisen, sowie verschärfte Gesetze und Verordnungen¹⁰² könnten jedoch die Aufmerksamkeit für Risikopotentiale verstärken. Beachtenswert wären in diesem Zusammenhang auch Branchentransfer-Effekte¹⁰³ sowie die Durchsetzung von semantischen Schlüsselbegriffen und Analogien, die in der öffentlichen Diskussion EMF als Strahlenbelastung thematisierten. [In Hinblick auf die SMES-Problematik lassen sich allerdings aus diesen Erwägungen weder spektakuläre zukünftige Entwicklungen noch aktuell umsetzbare Handlungsempfehlungen ableiten.]

101 Publikationen von Vertretern dieser Gruppe z.B.: Becker, O. R., „Heilkraft und Gefahren der Elektrizität“, Scherz, 1993; Ferch, A., „Funk macht krank“, Ferch-K.G., 1993; Rose, W.-D., „Elektrosmog - Elektrostress“, Kiepenheuer und Witsch, 1990.

102 Zum Beispiel Vorsorgepflicht auch bei hypothetischen Risiken (vgl. Abschnitt 21.3) und umgekehrte Beweislast.

103 In einer bislang als risikofrei geltenden Branche müsse dann zugegeben werden, daß doch Risiken vorhanden seien. ("Was hier möglich ist, kann auch beim Mobilfunk möglich sein".) Denkbar sind übrigens noch andere Branchen-Effekte: So könnte die *Glasfaser-Industrie* mit Bezug auf Feldfreiheit (außerhalb der Glasfasern) Geschmack an Hinweisen auf die Risikoträchtigkeit von Feldkontaminationen durch herkömmliche Leiter finden. Diesen Hinweis verdanken wir E. Leßmann.

21.5 Literatur zu den Kapiteln 19., 20. und 21

- [1] Adair, R. K.; „Constraints on biological effects of weak extremely-low-frequency electromagnetic fields“; *Phys. Rev. A* 43(1991), pp. 1039 ff.
- [2] ebenda, S. 1047
- [3] ebenda, S. 1047
- [4] Adair, E. R.; „Nurturing Electrophobia“; *IEEE Spectrum*, 27(1990), 8, p. 11
- [5] Adey, W. R.; „Electromagnetic Fields, Cell Membran Amplification, and Cancer Promotion“; In: Wilson, B.W.; Stevens, R. G.; Anderson, L. E; (Eds.); „Extremely low frequency electromagnetic fields: The question of cancer“; Battelle Press, Columbus, Richland, 1990, S. 221
- [6] ebenda, S. 219
- [7] ebenda, S. 233 f.
- [8] ebenda, S. 232
- [9] ebenda, S. 228 f.
- [10] ebenda, S. 211 ff.
- [11] ebenda, S. 216 f.
- [12] ebenda, S. 230 f.
- [13] Ad Hoc Working Group; „Extremely Low-Frequency Electric and Magnetic Fields and Risk of Human Cancer“; *Bioelectromagnetics* 11(1990) p. 91
- [14] Anderson L. E.; „Interaction of Electric and Magnetic Fields with Neural and Neuroendocrine Systems“; In: Wilson, B.W.; Stevens, R. G.; Anderson, L. E; (Eds.) „Extremely low frequency electromagnetic fields: The question of cancer“; Battelle Press, Columbus, Richland, 1990, S. 150
- [15] ebenda, S. 151
- [16] Anger, G.; „50-Hz-Magnetfelder: Handlungsprogramme in Schweden“; Konferenz Internationales Elektrosmog-Hearing, Hannover, 1993, S. E-3
- [17] Bechmann, G.; „Risiko und gesellschaftlicher Umgang mit Unsicherheit“; *Österreichische Zeitschrift für Soziologie* 19(1994) Heft 4, S. 8
- [18] Berg, H.; „Electrostimulation of cell metabolism by low frequency electric and magnetic fields“; *Bioelectrochemistry and Bioenergetics* 31(1993), p. 1
- [19] ebenda, S. 20
- [20] ebenda, S. 16 f.
- [21] Bernhardt, J.; „Auswirkungen der von supraleitenden Spulen für Energiespeicherung (SMES) emittierten elektromagnetischen Felder auf Mensch und Umwelt“; Gutachten für das Kernforschungszentrum Karlsruhe, Abteilung für angewandte Systemanalyse (AFAS), 1994; unveröffentlicht, S. 15
- [22] ebenda, S. 18
- [23] ebenda, S. 17
- [24] ebenda, S. 19
- [25] ebenda, S. 20
- [26] Bernhardt, J. H.; „Gefahr oder Segen? Elektrische und magnetische Felder im Alltag“; *Mensch und Umwelt*; Ein Magazin des GFS-Forschungszentrums für Umwelt und Gesundheit, 7. Ausgabe 1991, S. 60
- [27] Bernhardt, J. H.; „Niederfrequente Felder - Bewertung gesundheitlicher Risiken“; In: "Elektrosmog", GSF-Bericht 20/1993, S. 119
- [28] ebenda, S. 114
- [29] ebenda, S. 115
- [30] ebenda, S. 116
- [31] Bernhardt, J. H.; „The establishment of frequency dependent limits for electric and magnetic fields and evaluation of indirect effects“; *Radiation and Environmental Biophysics*, 27(1988) 1, p. 10
- [32] ebenda, S. 4
- [33] SSK; „Elektrische und magnetische Felder im Alltag“; In: Empfehlungen der Strahlenschutzkommission, 1990/1991, S. 70, Gustav Fischer Verlag, Stuttgart, Jena, New York, 1993
- [34] Blackman, C. F.; „ELF-Effects on Calcium Homeostasis“; In: Wilson, B.W.; Stevens, R. G.; Anderson, L. E; (Eds.) „Extremely low frequency electromagnetic fields: The question of cancer“; Battelle Press, Columbus, Richland, 1990, S. 201 f.
- [35] Blanchard, J. P.; „Environmental Issues Associated with Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES) Plants“; *Proc. 24. Intersociety Energy Conversion Engineering Conference (IECEC-89)*, Vol. 4
- [36] Blask, T. E.; „The Emerging Role of the Pineal Gland and Melatonin in Onkogegeesis“; In: Wilson, B.W.; Stevens, R. G.; Anderson, L. E; (Eds.) „Extremely low frequency electromagnetic fields: The question of cancer“; Battelle Press, Columbus, Richland, 1990, S. 319
- [37] Blümel/Pfeil; „Gesundheitsbeeinträchtigung durch elektromagnetische Felder? Über die rechtliche Relevanz des 'Elektrosmogs'“; *VerwArch.* 85(1994); S. 451
- [38] Cameron I. L.; Hardman W. E.; Winters W. D.; Zimmerman S.; Zimmerman A. M.; „Environmental magnetic fields: Influences on early embryogenesis“; *Journal of Cellular Biochemistry* 51(1993), p.417

- [39] van den Daele, W.; „Risiko-Kommunikation: Gentechnologie“; in: Risikokontroversen; Jungermann H., Rohrmann B., Wiedemann P.M., (Hrsg.); Springer Verlag Berlin usw., S. 11 ff., 1991
- [40] Dennis J. A; Muirhead C. R; Ennis J. R.; „Epidemiological studies of exposures to electromagnetic fields: II. Cancer“; Journal of Radiological Protection (UK), vol.11(1991) No.1, p. 13
- [41] ebenda, S. 3
- [42] Di Fabio, U.; „Rechtsfragen zu unerkannten Gesundheitsrisiken elektromagnetischer Felder“; Die öffentliche Verwaltung, Heft1, Januar 1995
- [43] DIN; „Sicherheit in elektromagnetischen Feldern; Grenzwerte zum Schutz von Personen im Frequenzbereich von 0 - 30 kHz, Änderung 2 (DIN VDE 0848 Teil 4 A2. (12.92))“; DIN, Deutsches Institut für Normung e.V., 1992
- [44] Dudel, J.; „Erregungsübertragung von Zelle zu Zelle“; In: Schmidt, R. F.; Thews, G. (Hrsg.); „Physiologie des Menschen“; Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, New York usw. 1990; S. 61
- [45] EPA; „Evaluation of the potential carcinogenicity of electromagnetic fields“; Review draft; NTIS/PB91-133231, 1991
- [46] Fitzgerald K. (ed.); „Electromagnetic Fields: The Jury's Still Out (3 parts)“; IEEE Spectrum, 27(1990) No. 8, p. 25
- [47] ebenda, S. 22 f.
- [48] Florig, H. K.; „Containing the Costs of the EMF Problem“; Science 257, 24. July 1992, S. 468
- [49] Florig, H. K.; „Responding to the Potential Health Effects of Electric and Magnetic Fields“; Resources Fall 1992, S. 6
- [50] Focken, B.; „Elektrische und magnetische Felder der Stromversorgung“; Internationales Elektromog-Hearing, Hannover (16. Sept. 1993); S. B-9 f.
- [51] Foster, K. R.; „Health Effects of Low Level Electromagnetic Fields: Phantom or not-so-Phantom Risk“; Health Physics 62(1991), No. 5; p. 433
- [52] Frenzel-Beyme, R.; „Epidemiologische Studien zu möglichen gesundheitlichen Folgen (ELF und EMF)“; Internationales Elektromog-Hearing, Hannover (16. Sept. 1993); S. D-7
- [53] Gloede, F.; unveröffentlichter Bericht des Kernforschungszentrums Karlsruhe, 1991
- [54] Goldberg, R. B.; Creasey, W. A.; „A review of cancer induction by extremely low frequency electromagnetic fields. Is there a plausible mechanism?“; Med. Hypotheses Jul. 35(1991) No. 3, p. 265
- [55] ebenda, S. 270
- [56] ebenda, S. 269
- [57] Grandolfo, M.; „Extremely Low-Frequency Electromagnetic Fields - Environmental Exposure Levels, Epidemiologic Studies and Risk Assessment“; Bioelectrochemistry and Bioenergetics Vol.30(1993), p. 239
- [58] ebenda, S. 240
- [59] ebenda, S. 247
- [60] Grandolfo, M.; Vecchia, P.; „Physical Description of Exposure to Static and ELF Electromagnetic Fields“; in: Grandolfo, M.; Michaelson, S. M.; Rindi, A. (Eds.); „Biological Effects and Dosimetry of Static and ELF Electromagnetic Fields“; Plenum Press, New York and London, 1985, S. 31
- [61] Groh, K. R.; Readey, M. A.; Ehret, C. F.; „Chronobiological Effects of Electric Fields“; In: Wilson, B.W.; Stevens, R. G.; Anderson, L. E; (Eds.) „Extremely low frequency electromagnetic fields: The question of cancer“; Battelle Press, Columbus, Richland, 1990, S. 47 ff.
- [62] Grosche, B.; Bernhardt, J. H.; Jahraus, H.; „Schutz der Bevölkerung vor elektromagnetischen Feldern im Alltag: 2. Ergebnisse epidemiologischer Studien“; Strahlenschutz für Mensch und Umwelt, Jubiläumstagung Aachen, 30. September - 3. Oktober 1991; Verlag TÜV Rheinland, 1991, S. 475
- [63] Grundler, W.; Kaiser, F.; Keilmann, F.; Walleczek, J.; „Mechanisms of Electromagnetic Interaction with Cellular Systems“; Naturwissenschaften 79(1992), S. 551
- [64] ICNIRP; „'Press Release' der International Commission on Non-ionizing Radiation Protection, 12 May 1993“; Kontaktadresse: R. Matthes; Bundesamt für Strahlenschutz, Institut für Strahlenhygiene; Ingolstädter Landstraße 1; DW-8042 Neuherberg
- [65] ICNRP; „Guidelines on Limits of Exposure to Static Magnetic Fields“; Health Physics 66(1994), p. 100
- [66] INRC; „Interim guidelines on limits of exposure to 50/60 Hz electric and magnetic fields“; Health Physics, 58(1990), p. 113
- [67] ebenda, S. 120
- [68] ebenda, S. 116
- [69] IRPA/INIRC; „Guidelines: Protection of the Patient Undergoing a Magnetic Resonance Examination“; Health Physics 61(1991) No. 6, p. 923
- [70] Jauchem, J. R; Merritt, J. H.; „The epidemiology of exposure to electromagnetic fields: An overview of the recent literature“; J. Clinical Epidemiology 44(1991) No. 9, p. 895
- [71] Jenke, H. J.; „Nochmals: Die rechtliche Regulierung des Elektromogs. Anmerkung zum Aufsatz von Rossnagel/Neuser, UPR, 1993, 403“; Umwelt- und Planungsrecht, 14(1994) Heft 4, S. 138
- [72] Katalyse e.V.; „Elektromog“; C. F. Müller, Heidelberg 1994, S. 99
- [73] ebenda, S. 110 f.
- [74] ebenda, S. 127

- [75] Kaune, W. T.; Anderson, L. E.; „Physical Aspects of ELF Electric and Magnetic Fields: Measurement and Dosimetry“; In: Wilson, B.W.; Stevens, R. G.; Anderson, L. E. (Eds.) „Extremely low frequency electromagnetic fields: The question of cancer“; Battelle Press, Columbus, Richland, 1990, S. 34
- [76] ebenda, S. 35
- [77] ebenda, S. 40
- [78] ebenda, S. 39
- [79] Kloepfer, M.; Messerschmidt, K.; „Umweltrecht“; C. H. Beck'sche Verlagsbuchhandlung, München, 1989, §3,5
- [80] Krahn-Zembol, W.; „Rechtsschutz im Bereich der elektromagnetischen Strahlenbelastungen“; Konferenz: Internationales Elektromog-Hearing, Hannover, 1993; S. M 1-5
- [81] Krahn-Zembol, W.; „Rechtsschutz vor Gesundheitsgefährdung durch elektromagnetische Strahlenfelder? Ein Kurzüberblick“; Zeitschrift für Umweltrecht, Bd. 4(1994) Heft 3, S. 114
- [82] Krohn, W.; Krücken, G.; „Riskante Technologien: Reflexion und Regulation“; Suhrkamp Taschenbuch Wissenschaft 1098, 1993
- [83] Krause, N.; Persönliche Mitteilung, 1994
- [84] Kunsch B.; „Nationale und internationale Grenzwertempfehlungen“; Österreichische Zeitschrift für Elektrizitätswirtschaft 46(1993) Heft 4, S. 210
- [85] Kunsch, B.; Persönliche Mitteilung, 1994
- [86] Ladeur, K.-H.; „Alternativen zum Konzept der "Grenzwerte" im Umweltrecht - Zur Evolution des Verhältnisses von Norm und Wissen im Polizeirecht und im Umweltplanungsrecht“; In: Battis, U.; Rehbindner, E.; Winter G. (Hrsg.); „Grenzwerte“, Umweltrechtliche Studien Bd. 1; Werner-Verlag GmbH. Düsseldorf; 1986, S. 263
- [87] Leitgeb, N. G.; „Amplituden- und Frequenzfenster der biologischen Wirkungen elektrischer und magnetischer ELF-Felder“; Strahlenschutz für Mensch und Umwelt, Jubiläumstagung, Aachen, 30. September - 3. Oktober 1991, Verlag TÜV Rheinland, 1991, S. 422
- [88] Leitgeb, N.; „Strahlen, Wellen, Felder“; Thieme Verlag, Stuttgart, 1990, S. 87
- [89] Liboff, A. R.; McLeod, B. R.; Smith, S. D.; „Ion Cyclotronic Resonance Effects of ELF Fields in Biological Systems“; In: Wilson, B.W.; Stevens, R. G.; Anderson, L. E. (Eds.), „Extremely low frequency electromagnetic fields: The question of cancer“; Battelle Press, Columbus, Richland, 1990, S. 252 f.
- [90] ebenda, S. 253
- [91] ebenda, S. 251
- [92] ebenda, S. 254
- [93] Maddock, B. J.; „Guidelines and standards for exposure at frequencies below 100 kHz“; Electromagnetic Fields and Human Health (ERA 91-0510), London, UK, 1 Sept. 1991, p.3.1.1 f.; ERA Technol., Leatherhead, UK, 1991
- [94] Marburger, P.; „Normen und Recht; EG-Richtlinien und Verweisung auf Normen“; in: Krause, N.; Baur K. (Hrsg.); „Biologische Wirkungen elektromagnetischer Felder (VDE-Fachbericht Nr. 45; 2 Teile)“; VDE-Berlin, 1993; S. 67
- [95] Moore, T.; „Exploring the Options for Magnetic Field Management“; EPRI Journal 15(1990) No. 7, p. 9
- [96] Morgan, M. G.; Nair, I.; „Alternative Functional Relationships Between ELF Field Exposure and Possible Health Effects“; Bioelectromagnetics 13(1992), p. 335
- [97] ebenda, S. 343
- [98] ebenda, S. 340 f.
- [99] Morgan, M. G.; Nair, I.; „Elektromagnetische Felder: Krebs - sind die Befürchtungen berechtigt?“; Technische Rundschau 10/91, S. 60
- [100] Mühlendahl, K. E.; Otto, M.; „Strategien zur Vermeidung von möglicherweise existierenden Gesundheitsbedrohungen durch elektrische und magnetische Kraftfelder: Kosten-Nutzen-Analyse, Forschungsbedarf, sozialpolitische Überlegungen“; Der Kinderarzt 24(1993), S. 817
- [101] Nair, I.; Morgan, M. G.; Florig, H. K.; „Biological Effects of Power Frequency Electric and Magnetic Fields“; OTA, OTA-BP-E53, Washington, D.C.: U.S. Government Printing Office, May 1989;
- [102] ebenda, S. 75
- [103] ebenda, S. 3
- [104] ebenda, S. 1
- [105] ebenda, S. 57
- [106] ebenda, S. 63
- [107] ebenda, S. 67
- [108] ebenda, S. 75 ff.
- [109] Neitzke H.-P.; „Niederfrequente elektrische und magnetische Felder als Umweltfaktoren“; Konferenz: Internationales Elektromog-Hearing, Hannover, 1993; S. A-3
- [110] ebenda, S. A 7
- [111] Petermann, Th.; Bechmann, G.; Jörissen, J.; „TA-Projekt: "Möglichkeiten und Probleme bei der Verfolgung und Sicherung nationaler und EG-weiter Umweltschutzziele im Rahmen der europäischen Normung“; TAB-Arbeitsbericht Nr. 27; Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag, Juni 1994
- [112] PI; „Presseinformation des niedersächsischen Umweltministeriums“; Internationales Elektromog-Hearing, Hannover (16. Sept. 1993); S. P; 1993

- [113] Rebentisch, M.; „Immissionschutzrechtliche Aspekte der Festlegung von Grenzwerten für elektromagnetische Felder“; Elektrizitätswirtschaft 93(1994) Heft 25, S. 1572
- [114] Reiter R. J.; „Static and extremely low frequency electromagnetic field exposure: Reported effects on the circadian production of melatonin“; Journal of Cellular Biochemistry 51(1993) No. 4; p. 394
- [115] Rossnagel, A.; Neuser, U.; „Die rechtliche Regulierung des Elektrosmogs - am Beispiel des Mobilfunks“; Umwelt- und Planungsrecht 13(1993) Heft 11/12, S. 401
- [116] Saunders, R. D.; Sienkiewicz, Z. J.; Kowalczyk, C. I.; „Biological Effects of Electromagnetic Fields and Radiation“; Journal of Radiological Protection 11(1991) No. 1, p. 27
- [117] ebenda, S. 35
- [118] ebenda, S. 39
- [119] Savitz, D. A.; „Health Effects of Low-Frequency Electric and Magnetic Fields“; Environ. Sci. Technolog. 27(1993) No. 1, p. 52
- [120] ebenda, S. 52
- [121] ebenda, S. 53
- [122] Savitz, D. A.; „The Use of Epidemiology for Establishing Hazards and Risks“; IEEE Transactions on Educations Vol. 34(1991), p. 211
- [123] Savitz, D. A.; Calle, E. E.; „Leukemia and occupational exposure to electromagnetic fields: Review of epidemiologic surveys“; J. Occupational Medicine 29(1987) No. 1, p. 47
- [124] Schaefer, H.; „Gefährden Magnetfelder die Gesundheit?“; Springer-Verlag, Berlin usw., 1991
- [125] ebenda, S. 88
- [126] Schaefer, H.; „Medizinisch-wissenschaftliches Gutachten über die biologische Wirkung starker magnetischer Gleichfelder auf Menschen und Tiere“; Gutachten, erstellt im Rahmen des Projektes "Technikfolgenabschätzung zur Energiespeicherung in supraleitenden Spulen" für: Kernforschungszentrum Karlsruhe GmbH, Abteilung für angewandte Systemanalyse (AFAS); unveröffentlicht, 1994
- [127] Schmitz-Günther, T.; „Elektrosmog“; Ökotest Magazin 12/1992, S. 55
- [128] Shulman, S.; „Cancer Risks Seen in Electro-Magnetic Fields“; Nature 345(1990), p. 463
- [129] Sienkiewicz, Z. J.; Saunders, R. D.; Kowalczyk, C. I.; „Biological Effects of Exposure to Non-ionising Electromagnetic Fields and Radiation; II Extremely Low Frequency Electric and Magnetic Fields“; NRPB-R239, 1991
- [130] ebenda, S. 22
- [131] Simon, N. J.; „Biological Effects of Static Magnetic Fields“; International Cryogenic Materials Commission, Inc, Boulder, Colorado, 1992
- [132] ebenda, S. 31
- [133] ebenda, S. 35
- [134] ebenda, S. 17 f.
- [135] ebenda, S. 131
- [136] ebenda, S. 241
- [137] ebenda, S. 20 f.
- [138] ebenda, S. 146 f.
- [139] ebenda, S. 179 f.
- [140] ebenda, S. 38
- [141] Stone, R.; „Polarized Debate: EMF's and Cancer“; Science 258(1992), p. 1724
- [142] Tenforde, T. S.; „Health Effects of Low-Frequency Electric and Magnetic Fields“; Environ. Sci. Technolog. 27(1993) No. 1, p. 58
- [143] Tenforde, T. S.; „Biological Interactions and Human Health Effects of Extremely Low Frequency Magnetic Fields“; In: Wilson, B.W.; Stevens, R. G.; Anderson, L. E.; (Eds.); „Extremely low frequency electromagnetic fields: The question of cancer“; Battelle Press, Columbus, Richland, 1990, S. 295
- [144] ebenda, S. 297
- [145] ebenda, S. 309
- [146] ebenda, S. 308
- [147] ebenda, S. 302
- [148] Theriault, G.; Goldberg, M.; Miller, A. B.; Armstrong, B.; Guenel, P.; Deadman, J.; Imbernon, E.; To, T.; Chevalier, A.; Cyr, D.; Wall, C.; „Cancer Risk Associated with Occupational Exposure to Magnetic Fields among Electric Utility Workers in Ontario and Quebec, Canada and France: 1979-89“; American Journal of Epidemiology 139(1994) No. 6, p. 550
- [149] UBA; „Neue Ursachenhypothesen. Wissenschaftliches Symposium zum Thema Waldschaeden“; Konferenz: Neue Ursachenhypothesen (Wissenschaftliches Symposium), Berlin, 16.-17.Dez.1985; Serientitel: Texte (Umweltbundesamt Berlin); Bd. 19/86. Umweltbundesamt, Berlin, 1986, S. 92
- [150] Umweltministerium Baden-Württemberg; „Antrag und Stellungnahme“; Drucksache 11/2100 vom 18.6.93, Landtag von Baden-Württemberg, 1993
- [151] U.S. Government Committee on Interagency Radiation Research and Policy Coordination; „Health Effects of Low-Frequency Electric and Magnetic Fields“; Summary of the Report, in: Environ. Sci. Technolog. 27(1993) No. 1, p. 51

- [152] Walleczek, J.; „Electromagnetic field effects of the immun system: The role of calcium signaling“; *The Faseb Journal* 6(1992), p. 3177
- [153] ebenda, S. 3183
- [154] ebenda, S. 3182
- [155] Wendeln, D.; „Schweden ist wieder einmal Vorreiter“; *VDI-Nachrichten*, 47(1993) Heft 38, (24.9.93), S. 2
- [156] WHO; „Health Criteria 35: Extremely Low Frequency (ELF) Fields“; World Health Organisation; Geneva, 1984
- [157] WHO; „Health Criteria 69: Magnetic Fields“; World Health Organisation; Geneva, 1987
- [158] ebenda, S. 127 ff.
- [159] Wiedemann, P. M.; Bobis-Seidenschwanz, A.; Schütz, H.; „Elektrosmog - ein Risiko? Bedeutungskonstitution von Risiken hochfrequenter elektromagnetischer Felder“; *Arbeiten zur Risikokommunikation*, Heft 44, Jülich, August 1994
- [160] Wilson, B. W.; Anderson, L. E.; „ELF Electromagnetic-Field Effects on the Pineal Gland“; In: Wilson, B.W.; Stevens, R. G.; Anderson, L. E.; (Eds.); „Extremely low frequency electromagnetic fields: The question of cancer“; Battelle Press, Columbus, Richland, 1990, S. 168
- [161] Wilson, B. W.; Stevens, R. G.; Anderson, L. E.; (Eds.); „Extremely low frequency electromagnetic fields: The question of cancer“; Battelle Press, Columbus, Richland, 1990
- [162] Zipse, D. W.; „Health effects of extremely low-frequency (50- and 60-Hz) electric and magnetic fields“; *IEEE Transactions on Industry Applications* Vol. 29(1993) No. 2, p. 456

Abschnitt V: Stand der Forschung und der technischen Entwicklung

Die Geschichte der Entwürfe für supraleitende Spulen zum Einsatz als Energiespeicher reicht zurück bis zum Anfang der sechziger Jahre [1]. Die erste uns bekannt gewordene Publikation zum Einsatz von SMES in der Elektrizitätswirtschaft stammt aus dem Jahre 1970. In ihr wird ein großer (2800 MWh), zentral positionierter Speicher für einen Einsatz im Netz der Electricité de France vorgeschlagen [2]. Erste verwirklichte SMES-Anlagen fanden allerdings als Energiespeicher bei kernphysikalischen Experimenten Anwendung. Im Netzbetrieb in der Stromversorgung wurde der erste SMES erst 1983 eingesetzt.

Eine ausführliche Übersicht über Entwürfe und Ausführungen von SMES-Anlagen sind in den Tabellen 23-4 bis 23-6 im nachfolgenden Kapitel zusammengefaßt. Im folgenden sollen die Entwicklungslinien in den in der SMES-Entwicklung aktivsten Ländern dargelegt und einige verwirklichte Anlagen sowie interessante Projekte detaillierter beschrieben werden.

22. SMES-Entwicklungen in ausgewählten Ländern

Wie bereits oben erwähnt, wurden die ersten SMES als schnelle Energiespeicher zur Stromversorgung bei kernphysikalischen Experimenten eingesetzt. Auf diese Entwicklungslinie soll hier nicht weiter eingegangen werden. Wir wollen uns im folgenden auf SMES-Anlagen für einen Einsatz im Bereich der Elektrizitätswirtschaft konzentrieren.

Nachdem die Arbeiten zu großen SMES-Anlagen in Europa bereits in den frühen siebziger Jahren wieder aufgegeben worden sind, wurden vor allem in den USA und Japan Entwicklungsarbeiten zu großen SMES vorangetrieben. Die überwiegende Zahl der Publikationen zu theoretischen Fragen, aber auch die der Veröffentlichungen zu verwirklichten Anlagen, stammt aus diesen beiden Ländern. Darüber hinaus sind uns Forschungen und Überlegungen (zumindest theoretischer Natur) zum Einsatz von SMES bislang aus folgenden Ländern bekannt geworden: Deutschland, Kanada, Italien, Frankreich, Schweiz, Finnland, UdSSR/GUS/Rußland, Großbritannien, Indien und Taiwan. Wir wollen uns im folgenden auf die Beschreibung der Entwicklungen in den aktivsten Ländern beschränken.

22.1 USA

In den Vereinigten Staaten wird seit Ende der sechziger Jahre zur Anwendung der Supraleitung für die Energiespeicherung geforscht. Die Grundlagenarbeiten wurden hauptsächlich an der University of Wisconsin (UW) und am Los Alamos Scientific Laboratory (LASL), zu einem kleinen Teil auch am Electric Power Research Institute (EPRI) durchgeführt. Viele der dabei entstandenen Ergebnisse liefern das theoretische Gerüst für heutige Betrachtungen.

Bereits 1972 wurde das LASL von der Atomenergiekommission beauftragt, die SMES-Technik auf ihre Anwendungsmöglichkeiten zu evaluieren und ein Entwicklungsprogramm zu entwerfen. In diesem Zusammenhang entstandene Kostenstudien auf der Basis damals verfügbarer Standardtechnologien des Magnetbaus zeigten zum einen, daß die zur Abstützung der Lorentzkräfte notwendigen „kalten“ Strukturen sehr aufwendig sein würden. Für große Speicher wären etwa 16 kg Stahlstruktur pro MJ gespeicherter Energie notwendig gewesen, die Kosten des Strukturmaterials allein hätten ein Vielfaches der Gesamtkosten konventioneller Pumpspeicherwerke betragen. Aus

dieser Situation heraus wurde die Idee entwickelt, die Spule gegen äußere, „warme“ Strukturen (beispielsweise Felsgestein) abzustützen. Diese Idee hat alle weiteren Großspeicherentwürfe geprägt und ist bis heute Bestandteil aller Designkonzepte für größere SMES-Anlagen.

Ein weiteres Ergebnis dieser frühen Arbeiten ist, daß die spezifischen (energiebezogenen) Kosten für SMES-Anlagen und auch die Verluste mit wachsendem Speicherinhalt deutlich abnehmen. Es wurde gezeigt, daß für den Tageslastausgleich einzusetzende SMES nur bei einem Energieinhalt von einigen Tausend MWh wirtschaftlich wettbewerbsfähig mit den dafür verfügbaren konventionellen Technologien sind. Darum hat man sich in den USA über lange Zeit nahezu ausschließlich auf große SMES-Systeme konzentriert und dafür umfangreiche Auslegungsstudien erstellt.

1980 wurde durch LASL ein sogenanntes „point reference design“ für einen in etwa 200 m Tiefe zu errichtenden SMES von 1 GWh Energieinhalt veröffentlicht, in dem erstmalig in detaillierter Form die wesentlichen Komponenten eines solchen Systems entworfen und analysiert sowie die Kosten dafür bestimmt wurden. Aus dieser Arbeit leitete man ab, daß SMES-Anlagen ab einem Energieinhalt zwischen 1 und 5 GWh wirtschaftlich attraktiv wären. 1981 wurde durch das Electric Power Research Institute ein Auftrag an das Bau- und Technologieunternehmen Bechtel, Inc. vergeben. Dieses sollte die LASL-Arbeiten fortführen und die dort vorgestellten Technologien erneut evaluieren. Die wesentliche Schlußfolgerung der Bechtel-Arbeiten ist, daß eine Anordnung der Spule in einem Graben an der Erdoberfläche praktikabler als das LASL-Konzept sei. Die Kostenschätzungen waren weitgehend konsistent mit den LASL-Ergebnissen. Diese Arbeiten wurden bis 1984 fortgeführt und mündeten in der vielzitierten 5-GWh-Konzeptstudie. Das dort vorgestellte, gelegentlich als Grabenlösung bezeichnete Anlagenkonzept sieht eine einteilige Zylinderspule vor, die in einem Graben an der Erdoberfläche gelagert werden soll. (Details siehe Kapitel 23)

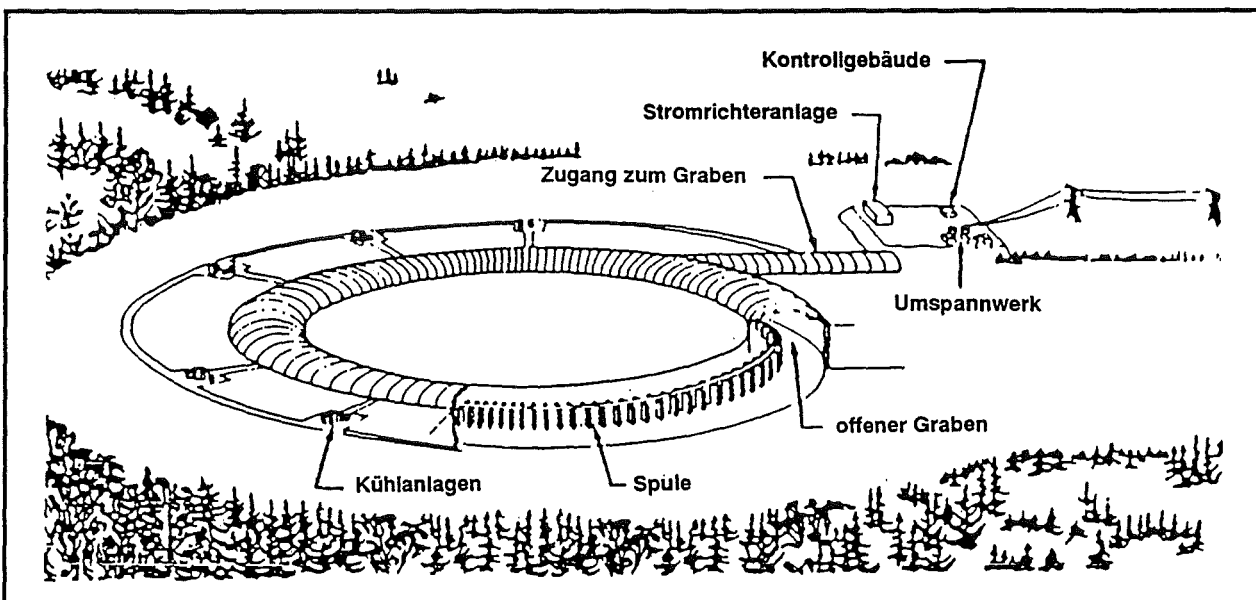


Bild 22-1: Schematische Darstellung eines SMES in Grabenlösung (nach [3])

Im Jahre 1986 wurde vom EPRI das Projekt ETM (Engineering Test Model) vorgeschlagen. Die Intention dabei war, ein verkleinertes Demonstrationsmodell zum Test von Technologien, Systemen und Komponenten für eine 5000-MWh-Anlage zu errichten. Dabei wurde angestrebt, wesentliche Auslegungsparameter (Leiterstrom, Magnetfeld) denen der Großspeicherkonzepte anzupassen, so

daß ein upscaling keine grundsätzlich neuen Probleme mehr erwarten lassen würde. Geschichte und technische Details dieses Projektes finden sich in Kapitel 23.

Nach dem Abschluß des ETM-Projektes im Jahr 1993 wurde die staatliche Förderung für Arbeiten zu SMES weitgehend reduziert. Über die U.S. Air Force Power Conditioning and Continuation Interfacing Equipment Material Group (USAF-PCCIE) werden mit etwa 20 Mio. US-\$ für drei Jahre Arbeiten zum Einsatz sogenannter „micro-SMES“ mit Energieinhalten unter 10 MJ zur Verbesserung der Qualität der Stromversorgung bei Einrichtungen der Air Force und anderer Bundesbehörden gefördert. An SMES-Systemen dieser Größenordnung besteht in den USA größeres Interesse, da an einigen ungünstig gelegenen Standorten sehr häufig ausfallrelevante Spannungseinbrüche auftreten können. Von der Firma Superconductivity, Inc., die solche Systeme anbietet, im Rahmen des Monitoring ihrer Anlagen gesammelte Daten zeigen beispielsweise für eine Papierfabrik mehr als 200 Störungen innerhalb von fünf Monaten. Insgesamt werden die jährlichen Kosten von durch Spannungsqualitätsprobleme hervorgerufenen Ausfällen in den USA auf bis zu 26 Milliarden US-\$ geschätzt. Im Rahmen des Programmes von USAF-PCCIE, das der Stimulation militärischer und kommerzieller Märkte für „micro-SMES“ dienen soll, wird SI Systeme für drei oder vier Standorte liefern, ein weiteres System wird von einem alternativen Anbieter gefertigt. In Phase 1 des Projektes wird je eine Anlage von SI im Brookhaven National Laboratory (für die Visible Ultraviolet Light Source der National Synchrotron Light Source) und in der McClellan Air Force Base installiert werden. In Phase 2 werden Anlagen an zwei weiteren Standorten errichtet, dabei sind für den einen Standort allein vier „micro SMES“- vorgesehen. In Phase 3 wird an einem fünften Standort eine Anlage durch einen alternativen Anbieter (derzeit gibt es 7 Interessenten) aufgestellt werden [4].

Weitere staatliche Fördermittel für SMES werden durch das Navy SMES Programm, das Aktivitäten zur SMES-Technologie-Entwicklung unterstützt (20 Mio. US-\$ in FY 1994), vergeben. Außerdem existieren zwei Hardware-Projekte für größere SMES-Anlagen, an deren Auslegung und Finanzierung Elektrizitätsversorgungsunternehmen mitwirken: Babcock & Wilcox bauen für Anchorage Power and Light ein 30 MW/0,5 MWh-System zum Einsatz als Sekundenreserve in dem durch Wasserkraft dominierten Versorgungssystem von Alaska. Erwartete Gesamtkosten des Projektes sind ca. 25 Mio. US-\$, daran beteiligt sich das Verteidigungsministerium mit etwa 8,7 Mio. US-\$. Bechtel, Inc. entwirft zusammen mit San Diego Gas and Electric einen Prototypen (Projektbezeichnung SMES-I), der ebenfalls im Netz eingesetzt werden soll.

22.2 Japan

Erste japanische Entwürfe zu SMES-Anlagen für Anwendungen in der Elektrizitätsversorgung wurden in den späten siebziger Jahren bekannt. Die Arbeiten konzentrierten sich beim KEK, dem Nationalen Laboratorium für Hochenergiephysik in Ibaraki. Erste Studien untersuchten Toroide mit Energieinhalten von einigen MWh, die als Zwischenschritte der Technologieentwicklung hin zu Einheiten in GWh-Bereich sowie zum Sammeln von Betriebserfahrungen konzipiert waren.

1985 wurde eine im Auftrag der NEDO durchgeführte Machbarkeitsstudie für einen 5-GWh-Speicher vorgestellt. Bei der hierin untersuchten Spulenform ist man vom Toruskonzept abgerückt, es wurden drei in großer Tiefe in einer „Sanduhrkonfiguration“ angeordnete Solenoide vorgeschlagen.

Im Jahr 1987 hat sich eine Research Association of SMES (RASMES) gegründet, der gegenwärtig rund 50 private Gesellschaften angehören. Die in Tsukuba ansässige Vereinigung stellte 1988 ein

R&D-Szenario vor, in dem ein vierstufiger Prozeß zur kommerziellen Nutzung von SMES vorgeschlagen wurde [5]:

1. 50-MJ(13-kWh)-Testmodell
2. 10-MWh-original plant
3. 100-MWh-Demonstrationsmodell
4. 5-GWh-Speicher zur kommerziellen Nutzung

In diesem Kontext wurden fünf Projekte verfolgt:

- Konzeptstudie für eine 5-GWh-Anlage und deren Evaluation
- Vorschlag für eine 50-MJ-Testanlage und ihre Auslegung
- Design für eine 10...20-MWh-SMES mit toroidaler Spule
- Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen für den Einsatz von HTSL
- Sicherheitsanalyse für eine 5-GWh-Anlage

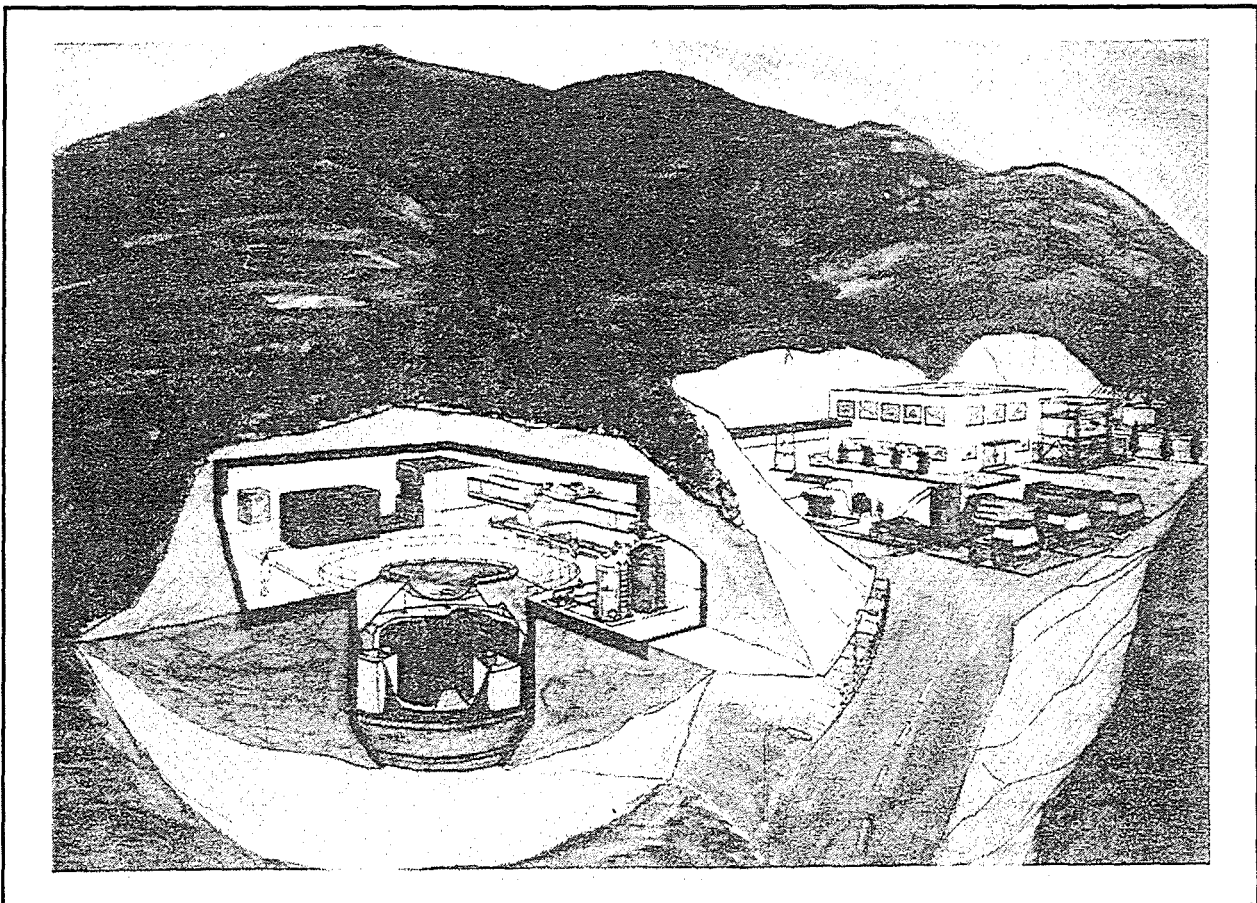


Bild 22-2: RASMES-Entwurf für eine 50-MJ-Testanlage aus dem Jahr 1988 (aus [5])

Im Zusammenhang mit Vorarbeiten zum 5-GWh-Projekt wurden 1991 Ergebnisse aus einer 20 MWh-Designstudie veröffentlicht. Für die zweischichtige Solenoid-Spule war eine Höhe von 5 m und ein Radius von 30 m angegeben, als Leiter Nb_3Sn in einer Kupfermatrix vorgesehen [6].

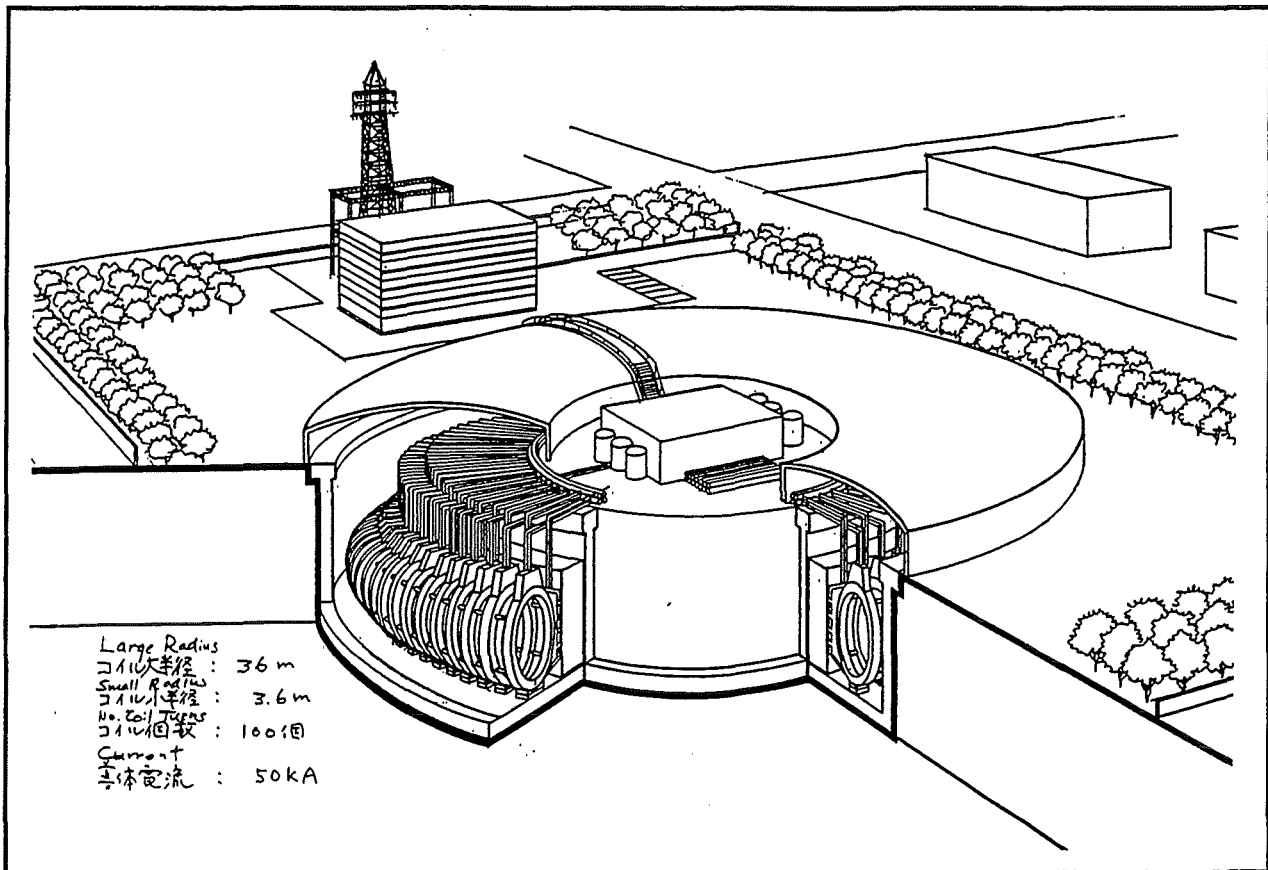


Bild 22-3: RASMES-Konzept für ein 20-MWh-SMES in Toroidform (aus [7])

Auffallend in der japanischen SMES-Forschung ist das starke Engagement der Industrie in diesem Bereich. So existieren neben den RASMES-Aktivitäten einige weitere Entwicklungspartnerschaften zwischen Industrieunternehmen und japanischen EVU, die unter anderem bereits bis zu funktionsfähigen Labormustern geführt haben (siehe Kapitel 23). Beispielsweise untersucht Mitsubishi Heavy Industries (MHI), Ltd. sowohl im Rahmen von RASMES als auch gemeinsam mit der Kansai Electric Power Co. (KEPCO) SMES-Konzepte in Einheitengrößen zwischen 100 kWh und 5 GWh. Toshiba arbeitete an einem Designkonzept für ein 10-GWh-SMES mit einer täglichen Lade- und Entladezeit von jeweils 8h. Dabei sollen während der Entladung konstant 940 MW entnommen werden können, was einer maximalen Entladung von 75% entspricht. Es werden zwei alternative Bauweisen verglichen: ein Solenoid mit einem Außendurchmesser von 386 m und einer Höhe von 19 m in einem 500 m tief gelegenen Tunnel sowie ein Toroid mit einem Außenradius von 272 m und einem Innenradius von rund 15 m in einem offenen Graben. Neben diesen Untersuchungen werden Experimente zum Energietransfer zwischen zwei supraleitenden Magneten sowie Simulationstests mit kleinem SMES (16 kJ) durchgeführt [8].

Japan ist arm an Energieressourcen. Aus diesem Grund fördert die Politik sehr stark die Forschung zum effektiven Einsatz von Energie. Hier liegt ein Schwerpunkt auf dem Einsatz von Supraleitern in der Energietechnik; neben SMES schließt dies Hochleistungskabel, verlustarme Generatoren, Transformatoren mit sehr geringen Verlusten, Übergangsschalter für Stromnetze mit sehr kurzen Schaltzeiten und Motoren mit ein. Großes Interesse hat Japan auch an der Nutzung von HTSL für SMES. Neben rein ökonomischen Erwägungen ist dies vor allem bestimmt durch die Tatsache, daß Japan über keine eigenen Heliumvorkommen verfügt und deshalb seinen Bedarf vollständig (aus den USA) importieren muß.

Eine Studie des Nikkei Industry Research Institute zu Produkten mit bei Stickstofftemperatur arbeitenden SMES kommt zu folgenden Ergebnissen [9]:

	Realisierungswahrscheinlichkeit innerhalb der nächsten zehn Jahre	geschätzter Produktionswert	
		in Mrd. Yen	in Mio. DM
Große SMES	70 %	271,0	3400
SMES für die Stabilisierung von Energieversorgungssystemen	25 %	0,8	10
SMES für Heimanwendungen	0	0	0

Tab. 22-1: Ergebnisse einer Studie des Nikkei Industry Research Institute zu Produkten mit bei Stickstofftemperatur arbeitenden SMES

Vor dem oben beschriebenen Hintergrund ist die Entscheidung gefallen, daß am International Superconductivity Technology Center (ISTEC) eine „Development Study of Elemental Technologies for Superconducting Magnetic Energy Storage“ durchgeführt wird. Die vom Büro für Natürliche Ressourcen und Energie beim MITI unterstützten Arbeiten begannen 1991 und waren ursprünglich auf sechs Jahre befristet. In ihrem Rahmen werden Entwicklungsarbeiten zu allen wesentlichen Komponenten eines SMES-Systems durchgeführt. Neben umfangreichen Arbeiten zur Supraleiterentwicklung schließt dies auch Technologieentwicklung zum Stromrichtersystem, zum Stromschalter, zum Quenschutz sowie zum Kühlsystem ein. Zudem wird zur Systemoptimierung, zur Netzintegration und zu möglichen Umweltauswirkungen geforscht [10]. Die Arbeiten werden unter Beteiligung von fünf EVU sowie mehreren potentiellen Herstellerfirmen durchgeführt. Im Ergebnis einer Evaluation nach drei Jahren Projektlaufzeit wurde beschlossen, die Projektdauer auf acht Jahre zu verlängern, um „notwendige Aufgaben, die aus Veränderungen im Elektrizitätsversorgungssystem resultieren und die Basis für die Realisierung eines mittelgroßen Systems zum Lastausgleich in EVU schaffen“, mit in die Untersuchungen einbeziehen zu können [11]. Nach erfolgreichem Abschluß der Komponentenentwicklung ist der Aufbau einer 100-kWh/40-MW-Pilotanlage mit einer Torusspule geplant. Der Arbeiten wurden mit 320 Mio. Yen (4,8 Mio. DM) in FY 1993 und 696 Mio. Yen (10,4 Mio. DM) in FY 1994 durch das MITI gefördert.

Die gegenwärtige und zukünftige japanische SMES-Forschung wird sich aus heutiger Sicht also wohl zunächst auf kleinere Anlagen sowie auf die Entwicklung von Technologiekomponenten konzentrieren, da „vom heutigen Stand der Technik betrachtet viele technische Probleme existieren, die noch gelöst werden müssen, bevor ein großes SMES-System realisiert werden kann. [12]“

Neben elektrizitätswirtschaftlichen Anwendungen wird in Japan auch der Einsatz von SMES in der Stromversorgung des Magnetbahnprojektes (MAGLEV) untersucht. Zudem finden sich in japanischen FuE-Programmen auch auf japanische Spezifika zugeschnittene Nischenanwendungen von SMES wie beispielsweise die Dämpfung von Gebäudevibrationen bei Erdbeben oder die Nutzung von SMES zum Tagesausgleich in sogenannten „intelligenten“ Bürohäusern.

22.3 Bundesrepublik Deutschland

In der Bundesrepublik Deutschland werden an mehreren Universitätsinstituten theoretische Untersuchungen zu Einsatzmöglichkeiten von SMES in der elektrischen Energieversorgung durchgeführt. Arbeiten an Hardware-Projekten sind auf das Forschungszentrum Karlsruhe, die Universität (TH) Karlsruhe sowie die TU München beschränkt.

Anlagen-Entwicklungen betreffen derzeit ausschließlich kleine SMES-Systeme. An der TU München wird gegenwärtig eine Modellspeicheranlage aufgebaut [13,14], an der das Betriebsverhalten kleiner Hochleistungs-SMES untersucht werden soll. Die Anlage wird in Torusform aus sechs Einzelspulen errichtet, das Nennspeichervermögen soll 1,36 MJ betragen.

Am Forschungszentrum Karlsruhe wird zur Zeit ein toroidaler Speicher mit 0,3 MJ Energieinhalt aufgebaut. Das Vorhaben wird gemeinsam mit der Universität Karlsruhe und der RWTH Aachen durchgeführt und von der Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg gefördert. Die mobile Modellanlage ist für den Vor-Ort-Testbetrieb im Netz vorgesehen. In Vortests wurden einzelne Torusspulen zusätzlich auf ihre Eignung für eine gepulste Hochleistungsquelle für DESY Hamburg erfolgreich untersucht. Eine Demonstrationsanlage für 10-MW-Pulse mit 2 ms Dauer bei 10 Hz Wiederholfrequenz soll entwickelt werden.

Eine am damaligen Kernforschungszentrum Karlsruhe (KfK) mit Unterstützung der Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg durchgeführte Arbeit zum Einsatz von SMES in zukünftigen Photovoltaikkraftwerken weist deren generelle Verwendbarkeit nach. Bei den Untersuchungen zugrundeliegenden Anlage wird aus Gründen der Größenminimierung von einer Einstundenspeicherung ausgegangen, d.h. das System soll eine Stunde lang die volle Leistung des Solar-kraftwerks abgeben können. Wirtschaftlichkeitsrechnungen wiesen nach, daß erst ab einer gespeicherten Energie von 100 MWh eine effizienter Einsatz möglich ist, deshalb wurde als Modell ein 100-MWh/100-MW-SMES gewählt. Als Spulenform wird ein dünnwandiger Solenoid mit einem Durchmesser von 200 m und einer Höhe von 14,5 m, der in offener Grabenbauweise gefertigt werden kann, angenommen. Die maximale Induktion liegt bei 1,9 T. Als Supraleiter soll NbTi in Kupfer eingesetzt werden, die Betriebstemperatur soll 4,2 K betragen. Es ist eine kombinierte direkte und indirekte Kühlung vorgesehen. Die Wirkungsgrade (einschließlich Wandler) betragen für einen Lade-Entlade-Zyklus etwa 97,1% und für den Zyklus Laden-1 Stunde Speicherung-Entladen etwa 95%. Die Kosten werden auf mehr als 300 Mio. DM geschätzt [15,16]. Sollten anstelle der in dieser Studie zugrunde gelegten konventionellen Supraleiter Hochtemperatursupraleiter eingesetzt werden können, so scheint bereits bei Energieinhalten in der Größenordnung von 10 MWh ein wirtschaftlicher Einsatz machbar.

Die Siemens AG, PreussenElektra AG und VARTA Batterie AG erstellten eine vom Niedersächsischen Ministerium für Wirtschaft, Technologie und Verkehr geförderte Untersuchung zum Einsatz von kleinen und mittleren SMES mit HTSL in der Elektrizitätsversorgung, die zugleich eine Vorstudie zu einem Projekt „Energiespeicherung in supraleitenden Spulen“ ist [17]. Dabei stellte sich ein Einsatz von kleineren und mittleren SMES für die Anwendungsbereiche Rotierende Reserve in Kraftwerken, Pufferspeicher zur Einspeisung erneuerbarer Energiequellen in Niederspannungsnetzen, zur Netzstabilisierung sowie zum Lastausgleich in Versorgungssystemen elektrisch betriebener Verkehrsträger als gegenwärtig nicht wirtschaftlich heraus. Aus Sicht der Autoren wirtschaftlich realisierbar ist der Einsatz von mittelgroßen SMES zur Bereitstellung der Primärregelreserve. Daher werden derzeit SMES mit rund 100 MW Leistung und etwa 2 MWh Energieinhalt im Rahmen einer durch das BMBF mit etwa 1,68 Mio. DM geförderten Machbarkeitsstudie durch die SIEMENS AG, die RWE Energie AG und die PreussenElektra AG detaillierter untersucht.

Im Rahmen einer 1992/1993 im Auftrag des BMFT durchgeführten Delphi-Studie [18], in der mehrere tausend Fachleute über ihre subjektive Einschätzung der zukünftigen technischen Entwicklung befragt worden sind, wurde auch die Frage nach den Zukunftsaussichten von großen SMES-

Anlagen gestellt. Die Frage 7-41 „Supraleitende Energiespeichersysteme mit Kapazitäten ähnlich denen von Pumpspeicherkraftwerken (eine Million kWh) finden praktische Anwendung“ wurde im von circa 100 Personen, davon 7 mit nach eigener Einschätzung großen Fachkenntnissen beantwortet. Ausgewählte Ergebnisse sind in Tabelle 22-2 dargestellt. Zur Information sind außerdem noch die Ergebnisse zu der ähnlich gelagerten Frage 7-42 „Stromspeicheranlagen, in denen Batterien eingesetzt werden, finden zum Ausgleich unterschiedlicher Strombelastungen praktische Anwendung“.

		Zahl der Antworten	Wichtigkeit in %				Realisierung		Mögliche Hemmnisse in %					
			groß	mittel	klein	nicht nötig	Median alle	Median Fachleute	technische Probleme	Kostenfaktoren	Kapitalmangel	FuE-System unzureichend	Vorschriften	andere
SMES	Runde 1	108	36	42	18	4	2015	2017	74	35	16	19	3	4
	Runde 2	92	36	44	18	2	2017	2020	76	39	13	15	3	0
	Fachleute in R. 2	7	57	29	14	0			57	14	29	57	0	0
Batterie	Runde 1	118	30	31	28	11	2003	1996	42	62	5	5	3	4
	Runde 2	101	29	30	33	7	2003	1997	50	77	2	4	1	2
	Fachleute in R. 2	14	69	8	23	0			29	79	14	0	0	7

Tab. 22-2: Ausgewählte Antworten aus der Deutschen Delphi-Studie betreffend den zukünftigen Einsatz von Speichertechniken [18]

22.4 UdSSR/GUS

In der ehemaligen UdSSR waren (und sind ?) mehrere Forschungsinstitute in Arbeiten zu SMES involviert, wobei bislang - in Fortführung der Arbeit mit Magnetenergiespeichern zur Zündung von Kernfusionen - die Erzeugung von Millisekunden-Impulsen mit hoher Energie im Mittelpunkt des Interesses stand. Daran sind das D.W. Efremow-Institut für Elektrophysikalische Anlagen in St. Petersburg, das I. W. Kurtschatow-Institut für Kernenergie Moskau/Troitsk und das Institut für hohe Temperaturen der Akademie der Wissenschaften der UdSSR (IVTAN) in Moskau mit unterschiedlichen Konzepten beteiligt. In diesen Instituten sind einige kleinere Anlagen für diesen Einsatzzweck gebaut worden, allerdings sind weitere technische Details und das Jahr ihrer Fertigstellung in der uns zugänglichen Literatur nicht publiziert worden.

Für den Einsatz von SMES in Elektrizitätsversorgungssystemen sind Untersuchungen eines Designbüros "Gorizont" für einen 1-GWh-Speicher sowie des Efremow-Institutes für eine 10 GWh-Anlage bekannt [19]. Im Rahmen des staatlichen wissenschaftlich-technischen Programmes für Hochtemperatursupraleitung wurde im Jahre 1989 das Projekt SEN-E begonnen. Es schließt die Untersuchung von SMES (sowohl mit konventionellen Supraleitern als auch HTSL) und den Bau einer Experimentalanlage auf dem Gelände des IVTAN, die mit dem Moskauer Energienetz verbunden werden soll, ein. Die gespeicherte Energie soll stationär 50 MJ, kurzzeitig (bis 1 h) 100 MJ betragen. Kurzzeitig soll eine Leistung von bis zu 20 MW entnommen werden können. Der Nennstrom beträgt stationär 5 kA (Kurzzeit 7,1 kA), das maximale Magnetfeld 4 T (Kurzzeit 5,4 T).

Die ersten Tests wurden für das Jahr 1993 erwartet [20], ob sie termingerecht durchgeführt werden konnten, ist derzeit nicht bekannt.

Das Kurtschatow-Institut stellte im Auftrag eines nicht näher benannten südkoreanischen Elektrotechnikunternehmens ein SMES-System von 0,5 MJ Speicherinhalt in einer vergleichsweise ungewöhnlichen Konfiguration her. Zwischen zwei Spulen (NbTi-Draht, Innendurchmesser cm) wird die gespeicherte Energie jeweils vollständig (unter Abzug der Energieverluste von ca. 100 J pro Zyklus) hin- und hertransferiert. Das System wurde in Moskau getestet und dann nach Südkorea transportiert. Über genauen Einsatzzweck und -ort liegen derzeit keine Angaben vor.

22.5 Schweiz

In der Schweiz waren insbesondere das Paul-Scherrer-Institut (PSI) und die ABB im Bereich SMES-Forschung aktiv. Zudem existiert(e) mit der Arbeitsgruppe „SMES-Netzanwendungen“ ein Gremium, in dem Vertreter der schweizerischen Energiewirtschaft sowie der Bundesbahnen (SBB) als potentielle Anwender zusammengefaßt sind. Diese Arbeitsgruppe hatte den Auftrag, für ihren jeweiligen Zuständigkeitsbereich Szenarien zu benennen, für die SMES als Anwendung in Frage kommt. Die Energiewirtschaft hat dort deutlich gemacht, daß von ihrer Seite kein Interesse an SMES besteht, da die zu erwartenden hohen Investitionskosten einen wirtschaftlichen Einsatz dieser Technologie in absehbarer Zeit als unwahrscheinlich erscheinen lassen

Die SBB hingegen schlug zwei Szenarien vor, in denen die Wirtschaftlichkeit von SMES durch Vergleich mit alternativen Lösungen untersucht werden sollte - "Kraftwerksausbau" und "Stichleitung". Ersteres wurde nicht weiterverfolgt, da schon eine Grobabschätzung ergab, daß beim Vergleich des Vollausbaus eines Kraftwerks mit 120 MW und des teilweisen Ausbaus auf 70 MW in Verbindung mit einem SMES die letztgenannte Variante keine wirtschaftliche Lösung darstellt. Eine detaillierte Kostenanalyse des Szenarios "Stichleitung" (siehe Kapitel 17) führte zu dem Resultat, daß "die hohen Investitionskosten für SMES einen wirtschaftlichen Einsatz dieser Technologie als unwahrscheinlich erscheinen lassen." Der SMES-Lenkungsausschuß faßte deshalb "den Beschluß, das SMES-Projekt nach Abschluß dieser Phase nicht weiterzuführen. „Die Mitglieder stimmten darin überein, daß für diese Technologie im Moment kein Bedarf besteht. Der SMES ist ein Instrument, das in Zukunft durchaus einmal an Bedeutung gewinnen kann, da jedoch innerhalb einer nützlichen Frist kein Markt dafür zu erkennen ist, können die Entwicklungskosten zum jetzigen Zeitpunkt nicht gerechtfertigt werden. Daher wurde beschlossen, sich mit den bisher im Projekt erzielten Resultaten zu begnügen.[21]"

Literatur:

- [1] Ein Überblick über die frühen Entwicklungen findet sich in R.W. Boom, G.E. McIntosh, H.A. Peterson, W.C. Young; „Superconducting Energy Storage“; Adv. Cryog. Eng. 19(1974), pp. 117-126
- [2] M. Ferrier; „Stockage d'énergie dans un enroulement supraconducteur“; Low Temperature and Electric Power; Pergamon London 1970, pp. 425-432
- [3] R. Schainker; „United States Progress in Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES)“; in: K. Kajimura and H. Hayakawa (Eds.); Advances in Superconductivity III - Proc. 3rd Int. Symp. on Superconductivity (ISS '90), November 6-9, 1990, Sendai, Springer Tokyo 1991; pp. 35-40
- [4] Superconductor Week; 23.1.1995
- [5] M. Masuda and T.Shintomi; „Japanese Activities on Energy Storage by Superconductivities (SMES)“; in: H.S.Kwok and D.T.Shaw (Eds.); Superconductivity and its Applications, Proc. of the 2nd Annual Conference on Superconductivity and Applications Buffalo 1988; Elsevier Science 1988; pp. 439-449

- [6] S. Akita, Y.Sanada, T.Shintomi, T.Tanaka; „Design Study of 20 MWh Solenoidal SMES for Integrated Demonstrative Test Model of Large-Scale SMES“; in: K.Kajimura and H.Hayakawa (Eds.); Advances in Superconductivity III, Proc. 3rd Intern. Symposium on Superconductivity (ISS '90) Sendai, Nov. 6-9, 1990; Springer-Verlag Tokyo 1991; pp. 1277-1280
- [7] T. Tanaka; „Research Activity of Research Association of SMES“; Proc. 1st International SMES Workshop, June 19-21, 1991 KfK Karlsruhe,
- [8] T. Fujikura; „Introduction of our Activities for Superconducting Magnetic Energy Storage“; Proc. 1st International SMES Workshop, June 19-21, 1991 KfK Karlsruhe, pp. 426-441
- [9] U.S.Department of Commerce, National Technical Information Service (NTIS); „Japan as a Scientific and Technological Superpower“; Report No. PB90-234923, August 1990
- [10] K. Kamiyama; „Energy Storage by SMES“; ISTEK Journal Vol. 7(1994), No. 1, pp. 39-43
- [11] E. Masada et al.; „Development of Elementary Technologies for 100 kWh/40 MW Toroidal SMES“; Proc. IEA-Symp. on the Use of Superconductivity in Energy Storage, October 25-27, 1994, Karlsruhe, Germany
- [12] K. Kamiyama; „Energy Storage by SMES“; ISTEK Journal Vol. 7(1994), No. 1, pp. 39-43
- [13] H.W. Lorenzen; „Electrotechnical Research on Small SMES Systems“; Proc. 1st International SMES Workshop, June 19-21, 1991 KfK Karlsruhe
- [14] J.F. Kärner, H.W. Lorenzen, F. Rosenbauer; „Supraleitende Hochleistungsspeicher kleinen Speichervermögens -Schutz und Betriebsführung“; Vortrag VDI-Tagung „Energiespeicher“ Leipzig 7.12.1994
- [15] K.-P. Jüngst; „SMES-Use for Photovoltaic Solar Generators“; Proc. 1st International SMES Workshop, June 19-21, 1991 KfK Karlsruhe, pp. 330-351
- [16] K.-P. Jüngst et al.; unveröffentlichter Bericht, Kernforschungszentrum Karlsruhe, 1992
- [17] H.-E. Vollmar; „Economical Aspects of Medium-sized Superconducting Energy Storage Systems (SMES) in the Electric Power Supply“;Proc. 1st International SMES Workshop, June 19-21, 1991 KfK Karlsruhe, pp. 319-329
- [18] Bundesministerium für Forschung und Technologie (BMFT), Hrsg.; „Deutscher Delphi-Bericht zur Entwicklung von Wissenschaft und Technik“; Bonn 1993
- [19] D.G. Akopyan et al.; „Magnet Energy Storage“; IEEE Trans Magnetics Vol. MAG-28(1992) No.1, pp. 398-401
- [20] V.V. Andrianov et al.; „Conceptual Design of a 100 MJ Superconducting Magnetic Energy Storage“; IEEE Trans. Magnetics Vol. MAG-27(1991) No.2, pp. 2329-2332
- [21] E. Halder; „Wirtschaftlicher Einsatz von SMES in der Schweiz?“; in: Die Supraleitung in der elektrischen Energietechnik, ETG-Informationstagung, Bern 1.12.1992

23. Ausgewählte SMES-Anlagen und SMES-Konzepte

23.1 Realisierte Anlagen

23.1.1 Die erste Anlage im Netzbetrieb - der SMES der Bonneville Power Administration

Die erste funktionstüchtige SMES-Anlage für den Einsatz im Netzbetrieb wurde in den USA entwickelt und gebaut. Auf einer ca. 1500 km langen 2800-MW/500-kV-Übertragungsleitung vom Nordwestpazifik nach Südkalifornien (der sog. Pacific AC Intertie) traten niederfrequente (0,1 Hz bis 1 Hz) Leistungsschwingungen auf. Dieses Problem wurde anfangs durch ein System von Regelungen sowie durch Leistungstransfer mit einer benachbarten HGÜ-Leitung bewältigt. Da die HGÜ jedoch nicht ständig in Betrieb war, wurden andere Methoden der Leitungsstabilisierung untersucht. Im Ergebnis dieser Arbeiten wurde 1983 ein 8 kWh-SMES im Umspannwerk Tacoma/Wash. der Bonneville Power Administration installiert und in Betrieb genommen. Die Anlage sollte als Stabilisator zur Dämpfung von niederfrequenten Netzschwingungen beim Stromfluß dienen. Bei einer Stabilisierungsfrequenz von 0,35 Hz lieferte sie maximal 10 MW. Die von General Atomics entworfene und gebaute Solenoid-Spule besteht aus 20 übereinandergeschichteten double pancakes. Der Außendurchmesser beträgt rund 3,5 m, die Höhe 1,2 m. Bei maximalem Ladezustand liegt die magnetische Induktion bei 2,8 T, wobei in den NbTi-Leitern ein Strom von 4,9 kA fließt. Die Kühlung erfolgte mit flüssigem Helium [1,2].

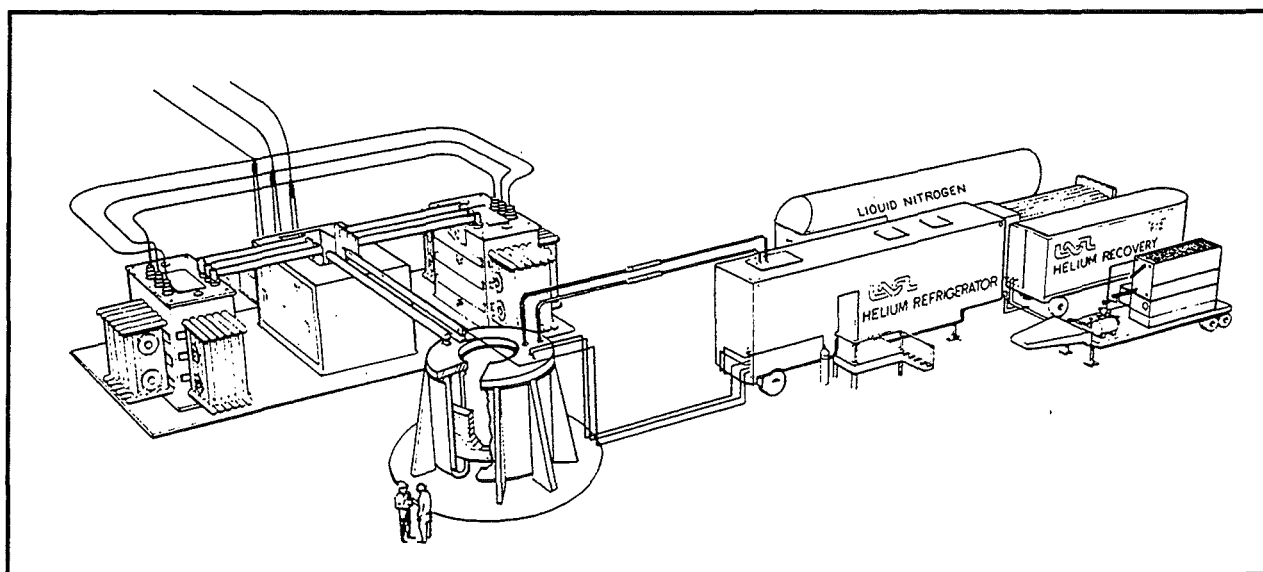


Bild 23-1: Das 30-MJ-SMES-System der BPA im Umspannwerk Tacoma (aus [3])

Im März 1984 mußte die Anlage wieder außer Betrieb genommen werden. Ein Ausfall des Kühlsystems hatte dazu geführt, daß eine Rückkehr der Spule in die Normalleitung nicht verhindert werden konnte. Da der Abschluß der Testphase bevorstand und man ausreichend Testdaten gewonnen hatte, wurde entschieden, die Anlage stillzulegen. Innerhalb des einen Betriebsjahres absolvierte die Spule mehr als eine Million Energiezyklen. Die Zeitverfügbarkeit des Systems allerdings war - aufgrund permanenter Schwierigkeiten mit einem „überkomplizierten und überempfindlichen Heliumsystem [4]“ - gering.

23.1.2 Japanische Labormuster

Japanische Industrieunternehmen haben - häufig in Kooperation mit Elektrizitätsversorgungsunternehmen und Universitäten - mehrere kleine SMES-Anlagen gebaut, die derzeit umfangreichen Tests unterzogen werden. Ein Überblick über gebaute und geplante SMES-Experimentalanlagen in japanischen EVU mit Stand des Jahres 1991 findet sich in [5]. Unter den angeführten sechs Anlagen mit einem Energieinhalt zwischen 25 kJ und 2,5 MJ sind nach unserem Kenntnisstand vier bereits in Betrieb. Das gegenwärtig größte arbeitende System befindet sich im Forschungszentrum der Chubu Electric Power Co., Inc. Es wurde gemeinsam mit Hitachi Ltd. entwickelt und besitzt folgende Konfiguration [6] :

- 1-MJ(50-kW)-SMES-Anlage für Experimente zur Regelung in Energieversorgungssystemen
- Spule in Solenoidform (1000 A, 2 H) aus NbTi-Supraleiter in einer Kupfermatrix
- es sollen Untersuchungen zur Systemstabilisierung, zur Frequenzregulierung und zum Ausgleich von Lastschwankungen durchgeführt werden.

Eine Anlage mit einer Spule ähnlicher Auslegung wurde von Hitachi gemeinsam mit Tohoku Electric Power Co., Inc. entworfen und gebaut. In einem Netzsimulator werden an diesem SMES ein neues Spulenschutzkonzept sowie verschiedene Regelkonzepte für die Netzintegration getestet [7].

Kyushu Electric Power Co., Inc. plant den Bau und den Test eines modularen SMES-Torus mit einer Leistung von 1 MW und einem Energieinhalt von 3,6 MJ. Die Arbeiten sollen noch in diesem Jahr begonnen werden, die Fertigstellung und erste Tests im Netz sind für 1997 vorgesehen. Die Tests sollen dem Nachweis der Machbarkeit sowie der Verfügbarkeit und der Zuverlässigkeit eines solchen Systems für Regelungsaufgaben im Netz dienen [8]

23.1.3 Erste Schritte zur Kommerzialisierung - die Anlagen von Superconductivity, Inc.

Die im Frühjahr 1988 gegründete Firma Superconductivity, Inc., Madison/Wisc. baut unter dem Produktnamen SSD (Superconducting Storage Device) SMES für Leistungen zwischen 700 kVA und 1,4 MVA und Speicherkapazitäten von bis zu 3 MJ. Sie sind so dimensioniert, daß sie Spannungseinbrüche für mindestens eine Sekunde oder sechzig Zyklen kompensieren können, was für die meisten Ereignisse dieser Art (sie sind meist zwischen sechs und zehn Zyklen lang) und für kurzzeitige Ausfälle ausreichend sein soll. Die Entladung der Spule könne innerhalb von 2 ms beginnen. Anwendungsmöglichkeiten werden in der Stabilisierung von Netzen und der Sicherung von schwankungsempfindlichen Verbrauchern gesehen. So sollen mit solchen Anlagen zum Beispiel Betreiber von Datenverarbeitungsanlagen oder von automatisierten Industrieanlagen vor einem durch Spannungsschwankungen hervorgerufenen Systemausfall geschützt werden können. Einheiten dieser Größenordnung, die sowohl mobil (auf einem Trailer, Bild 23-2) als auch stationär angeboten werden und die nicht primär der Energiespeicherung, sondern dem Schutz gegen kleine Spannungsschwankungen dienen, werden in der amerikanischen Literatur gelegentlich als „micro-SMES" bezeichnet.

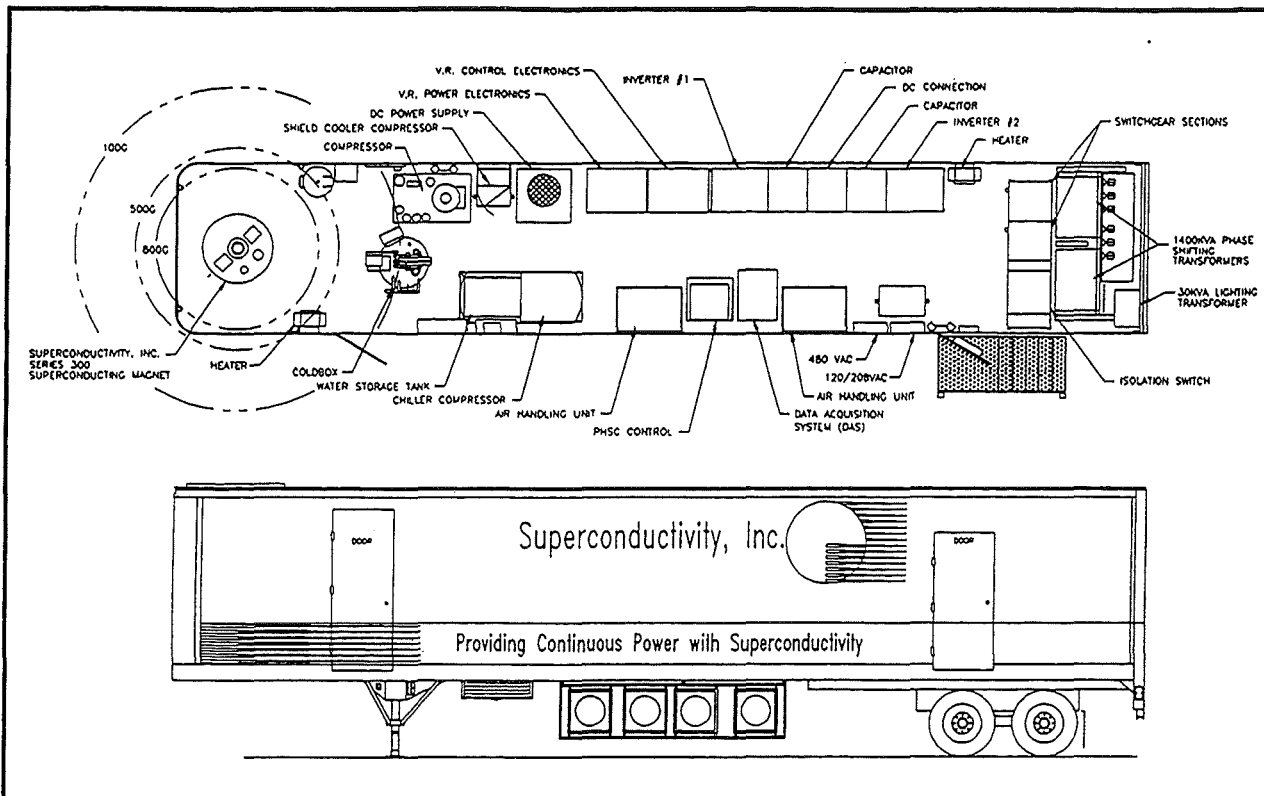


Bild 23-2: Mobiler „micro-SMES“ der Firma Superconductivity, Inc. (aus [9])

Gegenwärtig sind keine genauen Kostangaben für das SSD-System verfügbar. 1991 wurden in einem Zeitschriftenaufsatz für ein 730 kVA-System Preise von 700.000 US-\$, für ein 2 MVA-System eine Kostenschätzung von 1,4 Mio. US-\$ angegeben [10], gegenwärtig wird von Preisen von 650.000 US-\$ für ein 1 MW/1 MJ-System gesprochen. Allerdings werden die meisten der im Einsatz befindlichen Systeme industriellen Anwendern auf Leasingbasis zur Verfügung gestellt. Mit Stand Oktober 1994 sind bei SI insgesamt 7 Systeme gebaut und bei verschiedenen Anwendern (u.a. einer IBM-Chipfabrik, einem Zyanide herstellenden Unternehmen sowie einer Papierfabrik) erfolgreich getestet worden. Wesentlicher Nachteil der Systeme ist ihr hoher Hilfsenergieverbrauch von 80...100 kW.

SI berichtet, daß Anfang 1994 mit dem U.S. Air Force Power Conditioning and Continuation Interfacing Equipment Office ein Vertrag über die Lieferung von bis zu fünf Mikro-SMES im Wert von 8,6 Mio. US-\$ abgeschlossen wurde. Diese sollen in verschiedenen militärischen Einrichtungen zur Verbesserung der Qualität der Stromversorgung eingesetzt werden. Zudem wird SI Ende 1995 eine 3-MJ-Anlage an das südafrikanische EVU Eskom liefern, das dieses zur Kompensation häufig auftretender Spannungseinbrüche bei einer Papierfabrik einsetzen will [11]. Weitere Vorhaben von SI betreffen die Verbesserung der Versorgung industrieller Verbraucher (in Zusammenarbeit mit den jeweiligen EVU) sowie ein Projekt zur Stabilisierung der Versorgungsspannung von Nahverkehrszügen des Bay Area Rapid Transport- (BART-)Systems auf einer langen Tunnelstrecke bei San Francisco. Entwicklungsarbeiten bei SI konzentrieren sich auf SMES größeren Energieinhaltes (angestrebt werden Systeme, die 10 MW für eine Vollastsekunde bereitstellen können [12]) sowie auf den Einsatz von Hochtemperatur-Supraleitern.

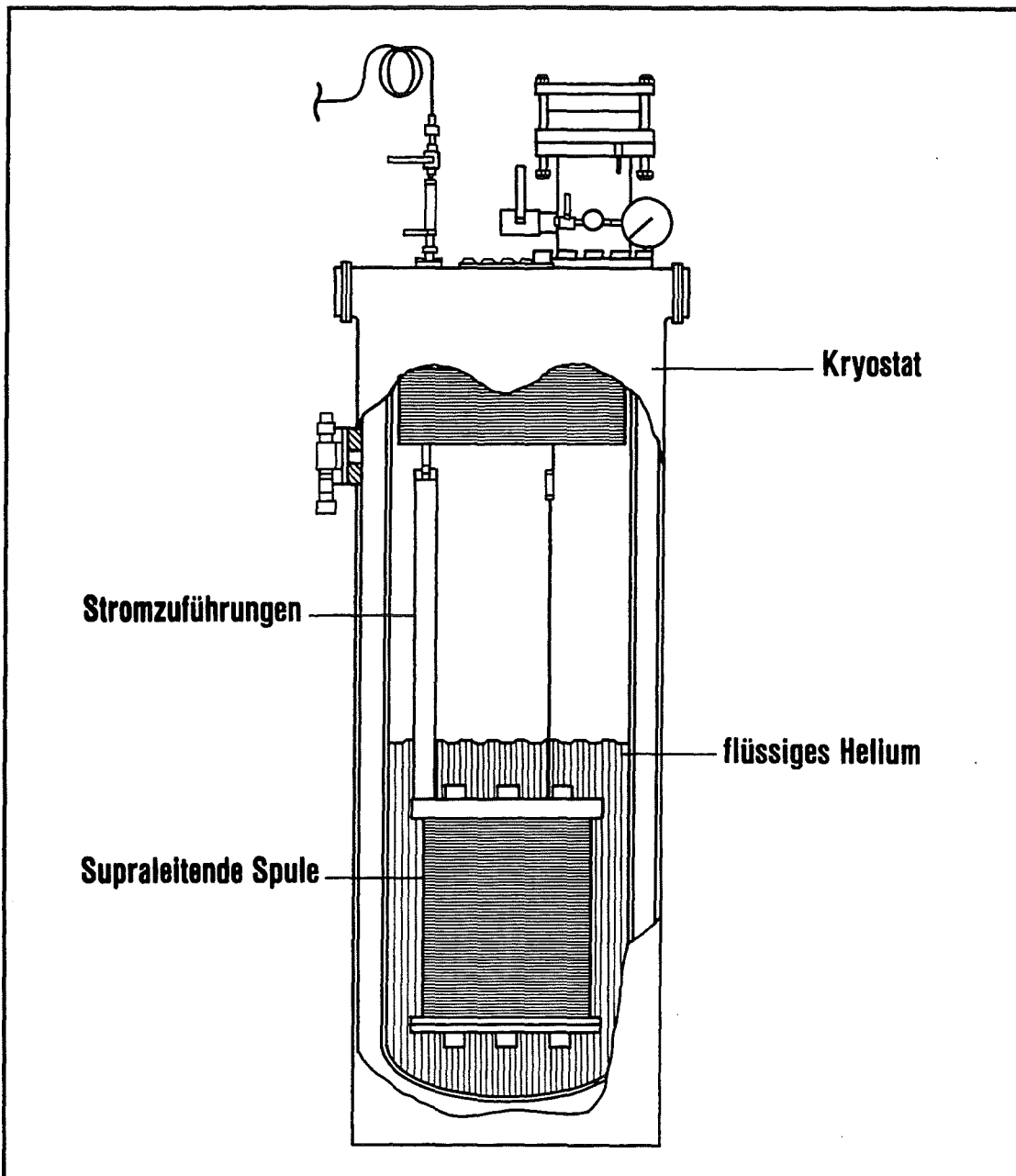


Bild 23-3: Schnittdarstellung eines „micro-SMES“, wie er von SI angeboten wird.

23.2 Konzepte

23.2.1 Konzepte für Großspeicher

Großspeicherkonzepte standen bereits seit Beginn der siebziger Jahre im Zentrum des Interesses der SMES-Arbeitsgruppen, insbesondere der in den USA. Aus dieser Zeit sind auch die ersten Konzeptstudien bekannt, die verschiedene Spulenkonfigurationen (LAR-Solenoiden, Toroide, „Sanduhrkonfigurationen“ u.ä.) für Einheitengrößen bis zu 10.000 MWh/2.500 MW detaillierter untersuchten. Diese Entwürfe wurden in der Folgezeit vielfach modifiziert, um sie dem jeweiligen Stand der Technik anzupassen. Die Arbeiten fanden ihren vorläufigen Abschluß in einigen Mitte der achtziger Jahre vorgestellten Konzepten für supraleitende Großspeicher mit einer Speicherkapazität von einigen GWh. Diese sind Konzeptstudien sind vergleichsweise detailliert erarbeitet und bis heute nicht durch weitere Arbeiten oder zusätzliches Material ergänzt worden. Da sie in vielen

Arbeiten als Basis für Auslegungen und Kostenschätzungen dienen, sollen uns verfügbare Daten hier in einer Übersicht vorgestellt werden.

Bechtel 1984 [13]: Das Electric Power Research Institute hat Anfang der achtziger Jahre durch Bechtel, Inc. und GA Technologies sowie eine große Anzahl von Unterauftragnehmern eine Auslegungs- und Kostenstudie für einen 5500 MWh/1000 MW-Großspeicher erarbeiten lassen. Diese Studie ist die detaillierteste uns bekannt gewordene neuere Arbeit zu diesem Bereich. Sie untersucht einen SMES auf der Basis eines einteiligen LAR-Solenoiden mit 112 Windungen mit einem Spulendurchmesser von mehr als 1,5 km und einer Höhe von etwa 15 m. Dieser soll in einem Graben an der Erdoberfläche errichtet werden. Um die magnetischen Radialkräfte aufnehmen zu können, wird die Spule durch Streben gegen den oberflächennahen Fels abgestützt. Dem Schrumpfen der Spule beim Abkühlen wird durch eine Leiterwellung Rechnung getragen die zugleich auch zur Reduktion des azimuthalen Druckes beitragen soll.

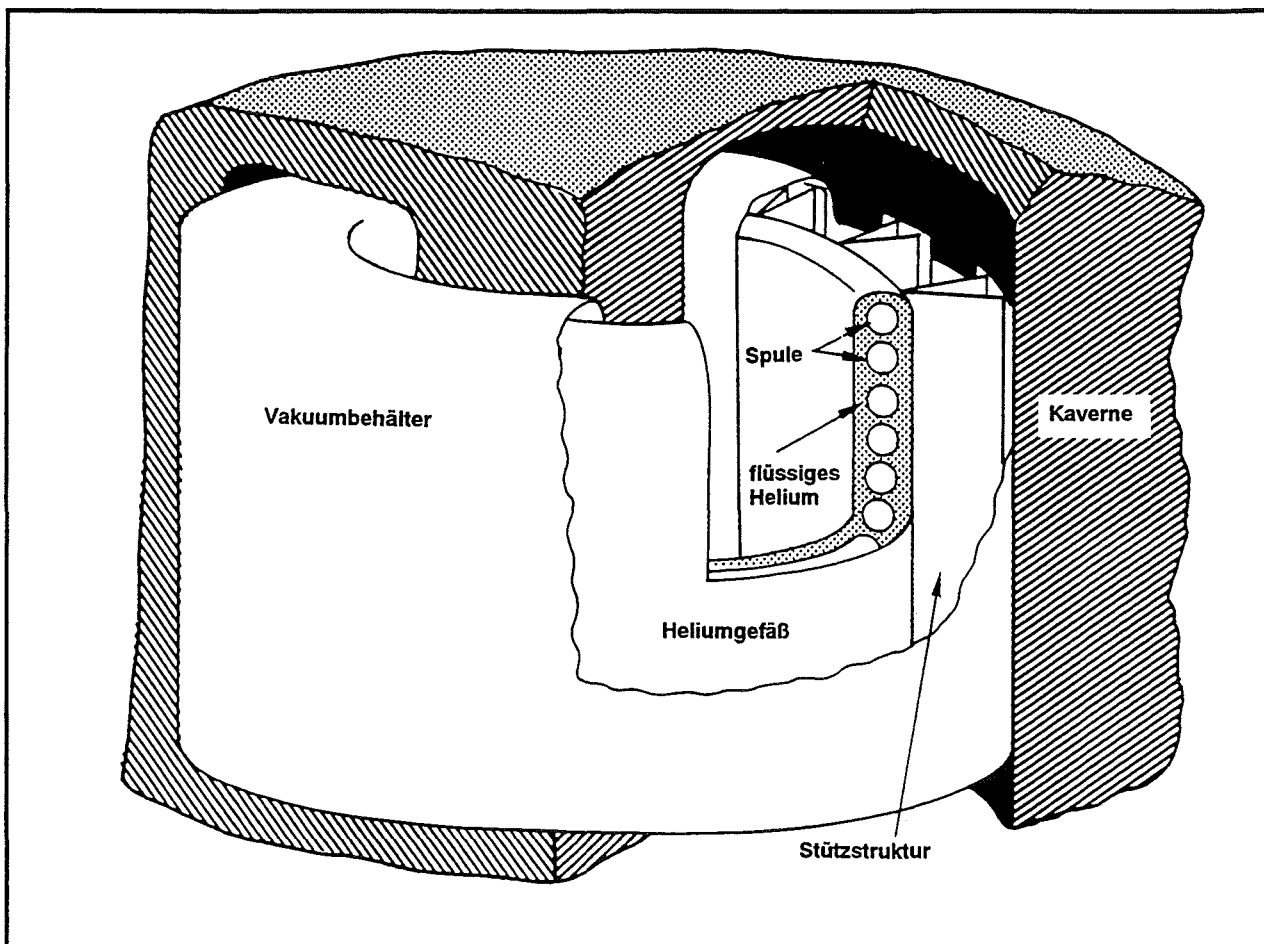


Bild 23-4: Basisdesign für eine unterirdische SMES-Speicherspule (nach [13])

Masuda 1985 [14]: Die im Rahmen einer 5-GWh-Konzeptstudie von japanischen Ingenieuren vorgestellte sogenannte Tunnellösung sieht den Einbau der Spule(n) in Felsgestein in einer Tiefe von 150 m vor. Die drei Teilspulen mit einer Höhe von 2 x 10,8 m und 18 m sollen in drei Tunneln mit 2 x 400 m bzw. 376 m Durchmesser in einer Sanduhr-Konfiguration eingebaut werden. Eine solche Auslegung wurde gewählt, weil man der Landknappheit und den seismischen Effekten in Japan Rechnung tragen und darum eine vergleichsweise kleine Spulenform mit hoher Energiedichte

realisieren wollte. Dieses Konzept ermöglicht es zudem, nicht nur die Radial-, sondern auch die Axialkräfte gegen den Fels abzustützen.

Die Anlage ist für 5 GWh gespeicherter Energie und eine Entladeleistung von 1 GW ausgelegt. Als Leitermaterial ist Nb_3Sn vorgesehen, da sich damit eine höhere Stromdichte und ein geringerer Supraleiterverbrauch realisieren lassen. Für das japanische Konzept wurde He-Badkühlung bei einer Betriebstemperatur von 4,2 K gewählt. Der Unterschied zu den amerikanischen Überlegungen wird damit begründet, daß bei Verwendung von superfluidem Helium (1,8 K) die Leckrate höher sei (worin sich u.E. auch die Bedenken der japanischen Ingenieure im Hinblick auf die vollständige Abhängigkeit Japans von Helium-Importen widerspiegelt). Der erwartete Wirkungsgrad wird mit 90 % angegeben [15]. Für die Baukosten der Anlage werden 1,1 bis 1,5 Mrd. US-\$(1985) genannt.

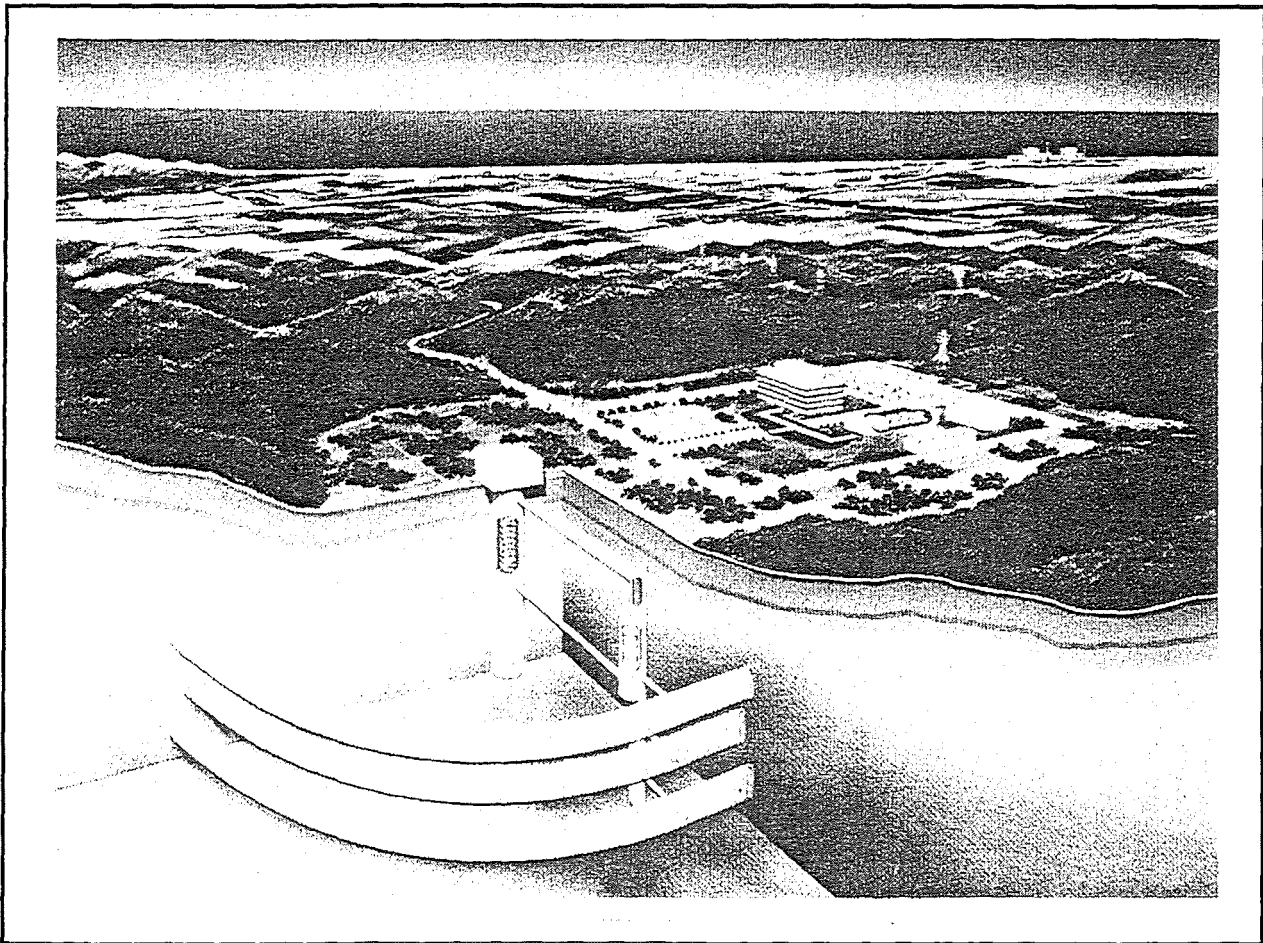


Bild 23-5: Künstlerische Darstellung des japanischen 5-MWh-Konzeptes aus dem Jahr 1985 (aus [16])

Hassenzahl 1989 [17]: Insbesondere in der amerikanischen Literatur vielzitiert ist eine aus der zweiten Hälfte der achtziger Jahren stammende 5-GWh-Konzeptstudie, die teilweise eine Weiterentwicklung der Bechtel-Studie von 1984 ist, sich aber insbesondere bei der geometrischen Auslegung der Spule von dieser unterscheidet. Das gelegentlich als Grabenlösung bezeichnete Anlagenkonzept sieht eine einteilige Zylinderspule mit 556 in vier Lagen aufgewickelten Windungen eines ($NbTi$ in Kupfer)-Supraleiters vor, die in einem Graben an der Erdoberfläche gelagert werden soll. Dies würde zu einer wesentlichen Vereinfachung des Speicherbaus führen, setzt aber eine Verringerung des Aspektverhältnisses (verglichen mit dem Wert für den minimalen Leiterbedarf) voraus, damit die magnetischen Radialkräfte, die von oberflächennahem Fels aufgenommen werden müssen, deutlich (etwa um den Faktor 4) geringer sind. Durch eine weitgehende Segmentierung der

Spule in Umfangsrichtung und den Einsatz spezieller Aluminiumlegierungen wird ein Verzicht auf die - noch in der Bechtel-Studie zugrunde gelegte - Leiterwellung möglich.

Für die Spulenhöhe werden 19 m, für den Spulendurchmesser 1000 m angenommen, es ist Badkühlung mit superfluidem Helium vorgesehen. Dies wird damit begründet, daß bei dieser Temperatur das Optimum aus Stromtragfähigkeit des Supraleiters und Aufwendungen für das Kryosystem liegt. Die Speicherkapazität soll 5250 MWh und die maximale Entladeleistung 1000 MW erreichen. Der Wirkungsgrad bei der Nutzung als Tagesspeicher wird auf 93 % geschätzt.

Die Kosten für das gesamte System werden bei Einsatz von NbTi-Supraleitern mit rund 960 Mio. US-\$ (Preisbasis 1985) angegeben. Unter der Annahme, das Hochtemperatur-Supraleiter zur Verfügung stünden, die die gleichen technischen Parameter wie NbTi besitzen und genauso teuer sind, aber eine Kühlung bei 77 K ermöglichen würden, könnten die Kosten auf rund 880 Mio. US-\$, also um ca. 8%, reduziert werden.

Alternativ wurde für dieses Konzept auch der Einsatz eines Toroides anstelle der Zylinderspule diskutiert. Allerdings betragen die Materialkosten (die etwa die Hälfte der Gesamtkosten bei einer Solenoidspule ausmachen) für eine 5-GWh-Anlage aus einem Toroid etwa das Vier- bis Fünffache von denen eines vergleichbaren Solenoides [18]. (Dies stimmt weitgehend mit den Ergebnissen einer japanischen Untersuchung zu SMES der gleichen Größe [19] überein.)

Als kritische Technologien (critical technology issues) für die Realisierung großer Anlagen werden Leiterdesign, Stromzuführungen für den Übergang vom Kryo- zum Normalbereich, Spulenschutz, Strukturstabilität, Herstellungsverfahren, Meßtechnik und Kosten benannt [20].

Die Arbeitsgruppen haben insbesondere bei den Kostendaten nicht die gleiche Systematik benutzt, außerdem sind die publizierten Informationen unterschiedlich detailliert. Deshalb ist die Vergleichbarkeit der Angaben untereinander nicht immer gewährleistet, wir haben uns wo möglich bemüht, die Systematiken - wo immer es uns möglich war - weitgehend aneinander anzupassen.

		Bechtel 1984	Masuda 1985	Hassenzahl 1989
Energieinhalt	MWh	5500	5000	5250
Leistung	MW	1000	1000	1000
Spule		LAR-Solenoid in oberflächennahem Tunnel	3 Solenoide übereinander in Sanduhrkonfiguration in tiefem Tunnel	LAR-Solenoid in oberflächennahem Tunnel
Höhe	m	16	10,8/18/10,8	19
Durchmesser	m	1568	400/376/400	1000
Aspektverhältnis		0,01	0,1	0,019
Induktivität	H	67,7	71,8	945
Windungszahl		112	330	556
Zahl der radialen Schichten		1	1	4
Betriebstemperatur	K	1,8	4,1	1,8
Betriebsstrom	kA	765	707	200
maximales Magnetfeld	T	7	8,4	6,69
Magnetfeld in der Mittelebene	T	3,5	5	5,18
Leiterkonfiguration				
Supraleiter (in Klammern Masseanteil)		Nb(49,5)Ti(50,5)	Nb ₃ Sn	Nb(53,5)Ti(46,5)
Matrix		Kupfer (OFHC)	Kupfer (OFHC)	Kupfer (OFHC)
Stabilisator		Aluminium		Aluminium
Leiterlänge	km	587,6	403	506
Masseneinsätze				
Gesamtleiter	t	23.950	25.000	
dabei: Supraleiter	t	736		
Matrix	t	1.305		
Stabilisator	t	11.500		
Kühlung		Badkühlung	Badkühlung	Badkühlung
Leistung der Kühlanlagen	MW _{el}	5,5	6	5
Heliuminhalt	m ³		400	3.600
Umwandlungswirkungsgrad		0,937	0,95	0,94
Gesamtwirkungsgrad bei einem Vollzyklus pro Tag		0,912	0,92	0,92

Tab. 23-1: Technische Daten von drei Großspeicherkonzepten

	Bechtel 1984	Masuda 1985	Hassenzahl 1989
Preisbasis	Mio. US-\$(1982)	Mio. US-\$(1985) Basis: 200 Yen/US-\$	Mio. US-\$(1985)
Leiter	285,7	280	121
Spulenstruktur und Abstützungen	170,3	252	211,3
Heliumbehälter	6,1	19	2,7
Thermisches Schild	21,9	19	12,4
Vakuumbehälter und Vakuumpumpen	42,8	39	22,7
Regelung und Spulenschutz	17,3	20	18,1
Kühlanlage	20,5	47	16,3
Baukosten und Sonstiges	119,6	148	118
Spulenkosten	684,2	824	522,5
Stromrichter und Schaltanlage einschl. Baukosten	148,3	100	111,1
Gesamtinvestition	832,5	924	633,6
Sonstiges (Engineering, Contingency, Land, Bauzinsen u.a.)	479,4	528	325,3
Gesamtkosten	1311,9	1452	958,9

Tab. 23-2: Kostenstruktur von drei Großspeicherkonzepten

23.2.2 SMES-ETM

Das Projekt ETM (Engineering Test Model, gelegentlich auch als Engineering Test Module bezeichnet) wurde vom EPRI 1986 mit der Absicht ins Leben gerufen, ein verkleinertes Demonstrationsmodell zum Test von Technologien, Systemen und Komponenten für eine 5000-MWh-Anlage zu errichten. Dabei wurde angestrebt, wesentliche Auslegungsparameter (Leiterstrom, Magnetfeld) denen der Großspeicherkonzepte anzupassen, so daß bei einem upscaling keine neuen Probleme mehr zu erwarten wären. Mit Hilfe des Projektes sollten die Annahmen bezüglich Wirkungsgrad, Lebensdauer und Kosten verifiziert und Erfahrungen mit der Komponentenfertigung, insbesondere unter Feldbedingungen, mit der Leistungsfähigkeit wesentlicher Teilsysteme und mit den notwendigen Umweltverträglichkeitsprüfungen und Genehmigungsverfahren gesammelt werden. Die Projektdauer war für sechs Jahre, die Kosten zu etwa 50 Mio. US-\$ geplant.

Im Jahr 1987 begann die Strategic Defense Initiative Organization (SDIO) mit der Untersuchung von SMES als Energiequelle für den bodengestützten freien Elektronenlaser (GB-FEL), dessen Energiebedarf 1500 MWh betragen sollte, im Rahmen des SDI-Programmes. Da man in der Defense Nuclear Agency (DNA), die das Projekt finanzierte und managte, keine Erfahrungen mit großen supraleitenden Magneten besaß, wurden externe Experten hinzugezogen und auf deren Rat ein dual-use technology program aufgelegt: Neben der militärischen Anwendung, für die SDIO als Leistungsparameter 400...1000 MW für 100 s forderte, sollte das System zum Lastausgleich in EVU mit einer Leistung von 10...20 MW für 2 bis 3 Stunden eingesetzt werden können.

Es wurden zwei Teams (Bechtel National, Inc. unter Mitwirkung von General Electric, General Dynamics und General Atomics sowie Ebasco Services zusammen mit Westinghouse Electric und der University of Wisconsin) gebildet, die in einer ersten Phase jeweils ein Designkonzept für ein SMES entwickelt haben. Die Kosten (für Phase 1 rund 31 Mio. US-\$) wurden hauptsächlich aus dem Bundeshaushalt (Verteidigungsministerium) finanziert, das von amerikanischen EVU getragene Electric Power Reserch Institute steuerte etwa 2 Mio. US-\$ bei.

Die wesentlichen Parameter beider ETM-Designkonzepte sind nachstehend aufgeführt. Wie schon im Abschnitt über die Großspeicherkonzepte erwähnt, sind nicht immer vergleichbare Informationen verfügbar. Wir haben für diese Tabelle die Informationen aus der Literatur zusammengetragen [21,22,23] und an einigen Stellen durch eigene Berechnungen ergänzt.

Mit Ausnahme der Leiter sind die Designkonzepte beider Arbeitsgruppen sehr ähnlich: Die Speicherspule soll als LAR-Solenoid in einem offenen Graben in normalem Boden, der durch eine Betonstruktur verstärkt ist, errichtet werden .

		Bechtel	Ebasco/WISC
Energieinhalt	MWh	20,4	21
Spule		Solenoid	Solenoid
Höhe	m	7,51	4,39
Durchmesser	m	129	134
Aspektverhältnis		0,058	0,033
Induktivität	H	3,67	62
Windungszahl		112	416
Zahl der radialen Schichten		2	4
Betriebstemperatur	K	1,8	1,8
Betriebsstrom	kA	200	50
maximales Magnetfeld	T	2,13	4,65
Magnetfeld in der Mittelebene	T		3,15
Leiterkonfiguration		CICC Hohlkern	monolithisch
Supraleiter		NbTi(46,5)	NbTi
Matrix		Kupfer	
Stabilisator		Kupfer, Stahl	Aluminium
Leiterlänge	km		179,77
Masseneinsatz Gesamtleiter	t	333,659	
Kühlsystem		Leiterkühlung	Badkühlung
Leistung der Kühlanlagen	MW _{el}		
Heliuminhalt	m ³	64	

Tab. 23-3: Vergleich der Entwurfsparameter für SMES-ETM

Im Zusammenhang mit budgetären Umorientierungen durch die Regierung Anfang der neunziger Jahre ist die Fortführung des Projektes als solches bzw. die Art und Weise der Weiterentwicklung in heftige Turbulenzen geraten. Da das DoD in seiner Planung keinen Bedarf für eine solche Einrichtung mehr sah, war die weitere Finanzierung der Arbeiten lange Zeit offen.

Ursprünglich sollte eines der beiden Projekte Mitte 1992 ausgewählt und innerhalb von vier Jahren vollendet werden (Phase 2). Die Kosten dafür wurden vor Beginn der Arbeiten auf etwa 50 Mio. US-\$ geschätzt, nach Abschluß der Phase 1 lagen die Kostenschätzungen für ETM oberhalb 250 Mio. US-\$.

Nach Abschluß der Phase 1 reklamierte die Defense Nuclear Agency (DNA), daß "weil viele der neuen Systeme und Techniken nur auf dem Papier und nicht außerhalb des Labors existieren, DNA kein Vertrauen darin hat, daß die Kostenschätzungen der Entwickler realistisch sind." Besorgnis wurde vor allem bezüglich folgender Komponenten geäußert: supraleitende Kabel, Stützen zum Kompensieren der Radialkräfte, thermische Isolation, low resistance splicing techniques, Kryosystem und Spulenschutzentwurf [24]. Darum wurden die beiden Teams beauftragt, eine „risk reduction“-Studie vorzulegen.

Parallel dazu wurden Mitte 1992 fünf potentielle Standorte ausgewählt (White Sands Missile Range, New Mexico; Orogrande, New Mexico; Badger Army Ammunition Plant, Baraboo, Wisconsin; Bonneville Power Administration - Hanford Site, Richland, Washington und Texas Utilities Electric, Monahans, Texas). Diese Standorte wurden Ende 1992 jeweils einem draft environmental impact statement des US Army Corps of Engineers zufolge ohne ökologische Bedenken bestätigt, insbesondere würden nach Meinung der Gutachter aus den von einer derartigen Anlage ausgehenden Magnetfeldern keine Gesundheitsgefährdungen entstehen. In dem - nicht offiziell publizierten - Gutachten heißt es unter anderem:

"Studies on magnetic fields in the range of those that would be produced by the SMES ETM do not show any evidence for the a health risk to the general public or effects on natural biota, with a possible exception of migratory bird species. ... Magnetic fields on aircraft navigation equipment and sensitive medical implants such as cardiac pacemakers can be reasonably be adressed through exclusion and avoidance. [25]"

Im August 1993 wurde das ETM-Projekt durch DNA offiziell beendet. Als Begründung werden das Ende des „kalten Krieges“ und daraus folgend der Verzicht auf die weitere Entwicklung von militärischen Technologien, in denen SMES eingesetzt werden sollte, angegeben. Weiterhin wird genannt, daß die Projektkosten bereits überschritten waren, die in den Projektstudien angegebenen Baukosten für ETM über den ursprünglich erwarteten lagen und daß man der Auffassung sei, daß der zukünftige Markt für Großspeicher der 5000-MWh-Klasse eher klein („quite small“) wäre [26].

Die Designstudien und die Arbeiten innerhalb des „risk reduction“-Programmes für ETM sind fertiggestellt worden. Aus diesen läßt sich ableiten, daß die Investitionskosten für ein 5000-MWh-System wohl höher sein würden als in den ursprünglichen Kostenstudien aus den achtziger Jahren erwartet (Bechtel rechnet für eine Anlage dieser Größe auf der Basis des ETM-Konzeptes mit etwa 2 Mrd. US-\$(1993).) Nach einer - bislang unseres Wissens nicht publizierten - EPRI-Studie sollen sich unter optimistischeren Annahmen und unter Berücksichtigung von Lernkurven für eine n-te Anlage Kosten von unter einer Milliarde realisieren lassen.

23.3 Übersicht über verwirklichte SMES-Anlagen sowie Projekte und Konzepte

In den nachstehenden Tabellen sind die uns bekannt gewordenen realisierten SMES-Anlagen (Tabelle 23-4), Projekte (auch, wenn sie inzwischen gestoppt wurden; Tabelle 23-5) sowie Konzepte und Planungen von SMES-Anlagen (Tabelle 23-6) zusammengefaßt. Wir haben uns darum bemüht, möglichst alle diesbezüglichen in uns zugänglicher Form publizierten Arbeiten zu erfassen. Die Vollständigkeit der Übersicht kann aber nicht garantiert werden.

Betreiber	Bauform	gesp. Energie	max. Leistung	Geometrie	elektrische Parameter	Leiter	Temp. und Kühlung	Jahr	Bemerkungen	Ref.
LASL, USA	Solenoid	244 kJ		$r_m = 0,287 \text{ m}$ $l = 0,73 \text{ m}$	$I_{nenn} = 10 \text{ kA}$ $L = 4,87 \text{ mH}$	NbTi/Cu	4,2 K (Bad)	1978	Einzelspule für METS	27
Westinghouse, USA	Solenoid	302 kJ		$r_m = 0,255 \text{ m}$ $l = 0,791 \text{ m}$	$I_{nenn} = 10 \text{ kA}$ $L = 6,05 \text{ mH}$	NbTi/Cu	4,2 K (Bad)	1978	Einzelspule für METS	28
Kernforschungszentrum Karlsruhe, Deutschland	2 Solenoide	220 kJ		$r_a = 0,19 \text{ m}$ $r_i = 0,1 \text{ m}$ $l = 0,196 \text{ m}$	$L = 190 \text{ mH}$	NbTi/Cu	4,2 K (Bad)	1978	Versuchsanlage	
ANL, USA	Solenoid	1,5 MJ		$r_a = 0,405 \text{ m}$ $r_i = 0,208 \text{ m}$ $l = 0,581 \text{ m}$	$I_{nenn} = 11 \text{ kA}$ $B_{max} = 4,5 \text{ T}$ $L = 24 \text{ mH}$		4,2 K (Bad)	1979	Versuchsanlage für einen Speicher für gepulste Stromversorgung	29
Westinghouse für LASL, USA	Solenoid	400 kJ		$r_a = 0,337 \text{ m}$ $l = 0,71 \text{ m}$	$I_{nenn} = 25 \text{ kA}$ $L = 1,28 \text{ mH}$	NbTi/CuNi/Cu	4,5 K (Bad)	1979	Speicher für gepulste Stromversorgung	30
KEK (NLHEP), Ibaraki, Japan	Solenoid	100 kJ		$r_a = 0,125 \text{ m}$ $r_i = 0,1 \text{ m}$ $l = 0,2 \text{ m}$	$L = 22 \text{ mH}$	NbTi/Cu	4,2 K (Bad)	1979	Versuchsanlage für einen Speicher für gepulste Stromversorgung	31
KEK (NLHEP), Ibaraki, Japan	Solenoid	3 MJ (0,8 kWh)		$r_m = 0,6 \text{ m}$ $l = 0,292 \text{ m}$	$I_{nenn} = 1,05 \text{ kA}$ $B_{max} = 5,0 \text{ T}$ $L = 5,4 \text{ H}$	NbTi/Cu	4,2 K (Bad)	1979	Versuchsanlage	32
KEK (NLHEP), Ibaraki, Japan	Solenoid	400 kJ		$r_a = 0,2 \text{ m}$ $r_i = 0,11 \text{ m}$ $l = 0,345 \text{ m}$	$I_{nenn} = 2,51 \text{ kA}$ $B_{max} = 6,0 \text{ T}$ $L = 119 \text{ mH}$	NbTi/CuNi/Cu	4,2 K (Bad)	1981	Versuchsanlage für einen Speicher für gepulste Stromversorgung	33
KEK (NLHEP), Ibaraki, Japan	Solenoid	200 kJ		$r_a = 0,3 \text{ m}$	$I_{nenn} = 1,35 \text{ kA}$ $B_{max} = 4,0 \text{ T}$ $L = 0,23 \text{ H}$	NbTi/Cu	4,2 K (Bad)	1981	Versuchsanlage für eine geschirmte gepulste Stromversorgung	34,35
Bonneville Power Administration Tacoma, USA	Solenoid aus 20 double pancakes	30 MJ (8 kWh)	10 MW	$r_a = 1,69 \text{ m}$ $r_i = 1,36 \text{ m}$ $l = 1,21 \text{ m}$	$I_{nenn} = 4,9 \text{ kA}$ $B_{max} = 2,85 \text{ T}$ $L = 0,23 \text{ H}$	NbTi/Cu	4,5 K (Bad)	1983	Einsatz im Netzbetrieb, außer Betrieb	36,37, 38
Kyushu Electric Power Co.	Solenoid	100 kJ (28 Wh)	30 kVA x 2					1985	Entwicklung mit Univ. Kyushu	39
Hitachi, Japan	Solenoid	5,06 MJ (1,4 kWh)	3,3 MVA	$r_a = 0,573 \text{ m}$ $r_i = 0,442 \text{ m}$ $l = 0,333 \text{ m}$	$I_{nenn} = 2,48 \text{ kA}$ $B_{max} = 6,66 \text{ T}$ $L = 1,65 \text{ H}$	NbTi/CuNi/Cu	4,2 (Bad)	1986		40
Chubu Electric Power Co., Japan	Solenoid	1 MJ (0,28 kWh)	50 kW	$r_a = 0,68 \text{ m}$ $r_i = 0,4 \text{ m}$ $l = 1,0 \text{ m}$	$I_{nenn} = 1,0 \text{ kA}$ $B_{max} = 4,2 \text{ T}$ $L = 2 \text{ H}$	NbTi/CuNi/Cu	4,2 (Bad)	1989	Testeinheit für Einsatz in EVU, Kooperation mit Hitachi	41

Tab. 23-4: Überblick über gebaute SMES-Anlagen (nur Anlagen mit Leistungen von 100 kJ und mehr sind aufgeführt)

Betreiber	Bauform	gesp. Energie	max. Leistung	Geometrie	elektrische Parameter	Leiter	Temp. und Kühlung	Jahr	Bemerkungen	Ref.
Tohoku Electric Power Inc., Japan	Solenoid, pancake	1 MJ (0,3 kWh)	25 kW	$r_a = 0,407$ m $r_i = 0,18$ m $l = 0,334$ m	$I_{nenn} = 1$ kA $B_{max} = 4,6$ T $L = 2$ H	NbTi/Cu	4,2 (Bad)	1991	Testeinheit für Einsatz in EVU, Kooperation mit Hitachi	42
Superconductivity, Inc.	Solenoid	1 MJ (0,3 kWh)	1 MW	$r_m = 0,23$ m $l = 0,89$ m		NbTi	4,2	1991	kommerziell verfügbares mobiles SMES	
Kansai Electric Power Co., Japan	Toroid aus 6 Teilspulen	2,5 MJ (0,7 kWh)	20 kW					1992 (?)	Testeinheit für Einsatz in EVU, Kooperation mit Mitsubishi Heavy Ind.	
Kurchatov-Institut, Moskau	Toroid aus 20 Teilspulen	1,4 MJ		$R = 0,65$ m	$I_{nenn} = 6,4$ kA		(FK)	?	„SPIN-3“, Pulsstromversorgung	43
Kurchatov-Institut, Moskau	Toroid aus 24 Teilspulen	5,1 MJ		$R = 0,95$ m	$I_{nenn} = 25$ kA		(FK)	?	„SPIN-5“, Pulsstromversorgung	44

Tab. 23-4 (Fortsetzung): Überblick über gebaute SMES-Anlagen (nur Anlagen mit Leistungen von 100 kJ und mehr sind aufgeführt)

Entwickler/Betreiber	Bauform	gesp. Energie	max. Leistung	Geometrie	elektrische Parameter	Leiter	Temp. und Kühlung	Jahr	Bemerkungen	Ref.
SEN-E, IVTAN Moskau, Rußland	Solenoid aus 50 double pancakes	100 MJ (28 kWh)	30 MW	$r_a = 1,15$ m $r_i = 0,8$ m $l = 2,9$ m	$I_{nenn} = 7,1$ kA $B_{max} = 5,6$ T	NbTi/Cu	4,2 K (Bad)	1989	Projekt	45
ETM/Bechtel-Design, USA	Solenoid	20,4 MWh	400 MW	$r_m = 64,5$ m $l = 7,5$ m	$I_{nenn} = 200$ kA $B_{max} = 2,13$ T	NbTi/Cu	1,8 K (CICC)	1991	Projekt, Realisierung gestoppt	46,47
ETM/WISC-Design, USA	Solenoid	21 MWh		$r_m = 67$ m $l = 4,39$ m	$I_{nenn} = 50$ kA $B_{max} = 4,65$ T	NbTi/Al	1,8 K (Bad)	1991	Projekt, Realisierung gestoppt	48
SEN, IVTAN Moskau, Rußland	4 Solenoide im Kleeblatt	100 MJ (28 kWh)	20 MW	$r_a = 0,61$ m $r_i = 0,43$ m $l = 3,04$ m	$I_{nenn} = 5$ kA $B_{max} = 5,4$ T $L = 8$ H		4,2 K	1991	Projekt	49
TU München, Deutschland	Toroid 6 Teilspulen	1,36 MJ (0,38 kWh)	< 1 MW	$R = 0,63$ m $r = 0,409$ m	$I_{nenn} = 1,4$ kA $B_{max} = 3,6$ T $L = 1,47$ H	NbTi/Cu	5 K (indirekt)	1995	DFG-Projekt	50
Forschungszentrum Karlsruhe, Deutschland	Toroid 10 Teilspulen	0,3 MJ (0,38 kWh)	1 MW		$I_{nenn} = 0,3$ kA $B_{max} = 5$ T $L = 6,5$ H	NbTi/Cu/CuNi	4,3 K (Bad)	1995	Modellanlage für DESY Hamburg	51
Babcock & Wilcox	Solenoid	1,8 GJ (500 kWh)	30 MW	$r_m = 1,4$ m $l = 17,7$ m	$I_{nenn} = 16$ kA $B_{max} = 6$ T	NbTi/Al	4,35 K (Bad)	1997	Projekt für ML&P, Anchorage zur Frequenzstützung	52
Forschungszentrum Karlsruhe, Deutschland	Toroid	0,3 MJ (0,38 kWh)	10 MW		$I_{nenn} = 2,8$ kA $B_{max} = 5$ T	NbTi/Cu/CuNi		1997	Pulsanlage für DESY Hamburg	53

Tab. 23-5: Überblick über in Bau befindliche oder projektierte SMES-Anlagen (nur Anlagen mit Leistungen von 100 kJ und mehr sind aufgeführt)

Projektant	Bauform	gesp. Energie	max. Leistung	Geometrie	elektrische Parameter	Leiter	Temp. und Kühlung	Jahr	Bemerkungen	Ref.
University of Wisconsin, USA	„rippled“ Solenoid	1 GWh			$B_{\max} = 5 \text{ T}$	NbTi/Al		1974		54
University of Wisconsin, USA	„rippled“ Solenoid	10 GWh	500 oder 1000 MW	$r_m = 103,8 \text{ m}$	$B_{\max} = 5 \text{ T}$	NbTi/Al	1,8 K (FK)	1974	Speicher zum Ausgleich von Tageslastspitzen	55
LASL, USA	Solenoid aus 52 double pancakes	100 MJ (28 kWh)	1,5 MW	$r_a = 1,65 \text{ m}$ $r_i = 1,5 \text{ m}$ $l = 2,25 \text{ m}$	$I_{\text{nenn}} = 7 \text{ kA}$	NbTi/CuNi/Cu	(Bad)	1974	Vorläufiger Entwurf für eine Versuchsanlage	56
LASL, USA	Solenoid aus 52 double pancakes	290 MJ (28 kWh)		$r_a = 2,75 \text{ m}$ $r_i = 2,6 \text{ m}$ $l = 1,8 \text{ m}$	$I_{\text{nenn}} = 7 \text{ kA}$	NbTi/CuNi/Cu	1,8 K (Bad)	1975	Entwurf für eine Versuchsanlage	57
LASL, USA	Solenoid aus double pancakes	46000 GJ (12,8 GWh)	2500 MW	$r_m = 150 \text{ m}$ $l = 100 \text{ m}$	$I_{\text{nenn}} = 50 \text{ kA}$ $B_{\max} = 4,5 \text{ T}$ $L = 37.000 \text{ H}$	NbTi/Cu, Al	1,85 K (Bad)	1978	Referenzdesign für Speicher zum Spitzenlastausgleich	58
Magnetic Energy Transfer and Storage (METS), USA	System aus 1280 Spulen	488 MJ						1978	Energiespeicher für Fusionsexperiment Scyllac Fusion Test Reactor	59
Westinghouse und LASL, USA	Solenoid	20 MJ (5,6 MWh)		$r_m = 0,747 \text{ m}$ $l = 1,397 \text{ m}$	$I_{\text{nenn}} = 50 \text{ kA}$ $B_{\max} = 9 \text{ T}$ $L = 16 \text{ mH}$	Nb ₃ Sn/Cu	4,2 K (FK)	1979	Spule für eine ohmsche Heizung	60
LASL, USA	Solenoid	1 GWh				NbTi		1979	Speicher zum Ausgleich von Tageslastspitzen, „LASL Reference Design“	61
LASL, USA	Solenoid aus 856 pancakes	5,5 GWh	500 MW	$r_m = 112,5 \text{ m}$ $l = 75 \text{ m}$	$I_{\text{nenn}} = 50 \text{ kA}$ $B_{\max} = 9 \text{ T}$ $L = 15.850 \text{ H}$	NbTi/Cu, Al	1,8 K (Bad)	1980	Entwurf für Speicher zum Ausgleich von Tageslastspitzen, „Single Tunnel Design“	62
LASL, USA	LAR-Solenoid	5,5 GWh	500 MW	$r_m = 784 \text{ m}$ $l = 15 \text{ m}$	$I_{\text{nenn}} = 765 \text{ kA}$ $B_{\max} = 7 \text{ T}$ $L = 68 \text{ H}$	NbTi	1,8 K (Bad)	1980	Entwurf für Speicher zum Ausgleich von Tageslastspitzen, „LAR Design“	63
University of Wisconsin, USA	LAR- Solenoid	5 GWh		$r_m = 757 \text{ m}$ $l = 15 \text{ m}$	$I_{\text{nenn}} = 768 \text{ kA}$ $B_{\max} = 6,8 \text{ T}$ $L = 61 \text{ H}$	NbTi	1,8 K (Bad)	1981	Speicher zum Ausgleich von Tageslastspitzen	64
KEK (NLHEP), Ibaraki, Japan	Torus aus 12 Spulen	3,6 GJ (1 MWh)		$R = 6,9 \text{ m}$ $r = 3,5 \text{ m}$	$I_{\text{nenn}} = 5 \text{ kA}$ $L = 288 \text{ H}$	NbTi/Cu		1981	sollte 1985 auf der Int. Science Exp. Tsukuba, Japan, ausgestellt werden	65
Fuji Electric Co.	Torus aus 16 Spulen	3,6 GJ (1 MWh)		$R = 8 \text{ m}$ $r = 2,2 \text{ m}$	$I_{\text{nenn}} = 5 \text{ kA}$ $L = 288 \text{ H}$	NbTi/Cu		1981		66
KEK (NLHEP), Ibaraki, Japan	Torus aus 66 Spulen	12 MWh		$R = 29,5 \text{ m}$ $r = 2,3 \text{ m}$	$I_{\text{nenn}} = 20 \text{ kA}$ $B_{\max} = 8,3 \text{ T}$	NbTi/Al	4,2 K (Bad)	1982	Vorstudie für Ersatz eines Pumpspeicherwerkes	67

Tab. 23-6: Überblick über Konzeptstudien zu SMES-Anlagen (nur Anlagen mit Leistungen von 1 MJ und mehr sind aufgeführt)

Projektant	Bauform	gesp. Energie	max. Leistung	Geometrie	elektrische Parameter	Leiter	Temp. und Kühlung	Jahr	Bemerkungen	Ref.
JAERI, Japan	2 Spulen	105 MJ (30 kWh)		$r_a = 1 \text{ m}$ $r_i = 0,6 \text{ m}$ $l = 1,35 \text{ m}$	$I_{\text{nenn}} = 50 \text{ kA}$ $B_{\text{max}} = 8 \text{ T}$			1984 (?)	Planziel für eine Testspule	68
Bechtel, Inc. und GA Technologies, USA	LAR-Spule	5,5 GWh	1000 MW	$r_m = 784 \text{ m}$ $l = 15,8 \text{ m}$	$I_{\text{nenn}} = 765 \text{ kA}$ $B_{\text{max}} = 8 \text{ T}$ $L = 67,7 \text{ H}$	NbTi/Cu, Al	1,8 K (Bad)	1984	Machbarkeitsstudie für EPRI	69
NEDO/RASMES, Japan	System aus 3 LAR-Sol. in Sanduhrform	5 GWh	1000 MW	Spulen oben und unten: $r_m = 200 \text{ m}$ $l = 10,8 \text{ m}$ Spule Mitte: $r_m = 188 \text{ m}$ $l = 18 \text{ m}$	$I_{\text{nenn}} = 707 \text{ kA}$ $B_{\text{max}} = 8,4 \text{ T}$ $L = 71,8 \text{ H}$	$\text{Nb}_3\text{Sn}/\text{Al}$	4,2 K (Bad)	1986	Machbarkeitsstudie	70
Mitsubishi, Japan	Toroid	360 MJ (100 kWh)		$R = 10 \text{ m}$ $r = 0,5 \text{ m}$	$I_{\text{nenn}} = 25 \text{ kA}$ $B_{\text{max}} = 6,63 \text{ T}$ $L = 1,12 \text{ H}$	$\text{Nb}_3\text{Sn}/\text{Al}$	4,2 (LF)	1987	Studie für KEPCO	71
Mitsubishi, Japan	Toroid aus 360 Spulen	18 GJ (5 GWh)		$R = 260 \text{ m}$ $r = 13,5 \text{ m}$	$I_{\text{nenn}} = 150 \text{ kA}$ $B_{\text{max}} = 9 \text{ T}$ $L = 1770 \text{ H}$	$\text{Nb}_3\text{Sn}/\text{Cu}, \text{Al}$	4,2 (LF)	1987	Studie für KEPCO	72,73
University of Wisconsin, USA	Solenoid	5,25 GWh	1000 MW	$r_m = 500 \text{ m}$ $l = 19 \text{ m}$	$I_{\text{nenn}} = 200 \text{ kA}$ $B_{\text{max}} = 6,69 \text{ T}$	NbTi/Cu	1,8 (Bad)	1988		74
Univ. Tampere, Finnland	Solenoid	500 MWh	100 MW	$r_m = 84,5 \text{ m}$ $l = 15,9 \text{ m}$	$I_{\text{nenn}} = 111,1 \text{ kA}$ $B_{\text{max}} = 4,5 \text{ T}$ $L = 292 \text{ H}$			1988	Designstudie für Vergleich HTSL und konventionelle Supraleiter	75
Univ. Tampere, Finnland	Solenoid	100 MWh	33 MW	$r_m = 46,3 \text{ m}$ $l = 11,1 \text{ m}$	$I_{\text{nenn}} = 22,2 \text{ kA}$ $B_{\text{max}} = 4,1 \text{ T}$ $L = 1458 \text{ H}$			1988	Designstudie für Vergleich HTSL und konventionelle Supraleiter	76
RASMES, Japan	Solenoid	50 MJ (14 kWh)	1 MW	$r_m = 2,5 \text{ m}$ $l = 2,6 \text{ m}$	$I_{\text{nenn}} = 30 \text{ kA}$ $B_{\text{max}} = 2,7 \text{ T}$ $L = 0,11 \text{ H}$	$\text{Nb}_3\text{Sn}/\text{Al}$	4,5 K (Bad)	1988	Designstudie für eine Testeinheit	77
RASMES, Japan	Toroid	720 MJ (20 MWh)		$R = 36 \text{ m}$ $l = 3,6 \text{ m}$	$I_{\text{nenn}} = 50 \text{ kA}$			1990	Designstudie für eine Testeinheit	78
RASMES, Japan	"rippled" Solenoid	20 MWh		$r_m = 30 \text{ m}$ $l = 5,04 \text{ m}$	$I_{\text{nenn}} = 200 \text{ kA}$	$\text{Nb}_3\text{Sn}/\text{Cu}$	4,2 K (FK)	1990	Designstudie	79
RASMES, Japan	"rippled" Solenoid	5 GWh		$r_m = 250 \text{ m}$ $l = 20,04 \text{ m}$	$I_{\text{nenn}} = 500 \text{ kA}$ $B_{\text{max}} = 5,9 \text{ T}$	$\text{Nb}_3\text{Sn}/\text{Cu}$	4,2 K (FK)	1990	Designstudie	80

Tab. 23-6 (Fortsetzung): Überblick über Konzeptstudien zu SMES-Anlagen (nur Anlagen mit Leistungen von 1 MJ und mehr sind aufgeführt)

Projektant	Bauform	gesp. Energie	max. Leistung	Geometrie	elektrische Parameter	Leiter	Temp. und Kühlung	Jahr	Bemerkungen	Ref.
Toshiba, Japan	Solenoid	10 GWh	940 MW	$r_a = 193$ m $r_i = 186,7$ m $l = 18,9$ m				1991	Designstudie mit Kansai Electric Power Co.	81
Toshiba, Japan	Toroid aus 500 Spulen	10 GWh	940 MW	$R = 272$ m $r = 14,8$ m	$I_{nenn} = 100$ kA $B_{max} = 9,4$ T		4,2 K (Bad)	1991	Designstudie mit Kansai Electric Power Co.	82
Paul Scherrer Institut, Schweiz	Solenoid	170 MJ (47 kWh)	1,2 MW	$r_a = 1,3$ m $r_i = 1,11$ m $l = 1,8$ m	$I_{nenn} = 5$ kA $B_{max} = 7,2$ T $L = 13,6$ H	NbTi ICCS	1,8 K (FK)	1991	Modellstudie, Kooperation mit ABB	83
HydroQuebec, Kanada	Toroid	300 MJ (83 kWh)	300 MVA		$I_{nenn} = 5$ kA $B_{max} = 6,8$ T $L = 24$ H			1991	Referenzdesign für SMES zur Stabilisierung von Übertragungsleitungen	84
CERN	Torus aus 8 Spulen	4,5 MJ (1,25 kWh)		$R = 0,75$ m $r = 0,3$ m	$I_{nenn} = 1,5$ kA $B_{max} = 5$ T $L = 4$ H	NbTi/CuNi/Cu	4,2 K (Bad)	1991	Entwurf für eine Pulsstromversorgung	85
KfK Karlsruhe Deutschland	Solenoid	100 MWh	100 MW	$r_m = 100$ m $l = 18$ m	$I_{nenn} = 54,4$ kA $B_{max} = 1,92$ T $L = 240$ H	NbTi/Cu	4,2 K	1992	Pufferspeicher für regenerative Energiequellen	86
RASMES, Japan	Toroid aus 60 Teilspulen	20,6 MJ (5,73 MWh)	200 MVA	$R = 26$ m $r = 1,56$ m	$I_{nenn} = 50$ kA $B_{max} = 8,3$ T $L = 16,5$ mH	NbTi/Cu, Al	4,2 K (Bad)	1992	Referenzdesign für MAGLEV	87
Univ. Tampere, Finnland	Solenoid	100 kWh	1 MW	$r_i = 3$ m $l = 2,05$ m	$I_{nenn} = 10$ kA $B_{max} = 4$ T $L = 7,9$ H	NbTi/Cu	4,2 K (Bad)	1993	Designstudie für Verfügbarkeitsanalyse	88
Kyushu Electric Power Co.	Toroid aus 6 Spulen	3,6 MJ (1 kWh)	1 MW			NbTi	4,4 K (Bad)	1994	Forschungsprogramm für 5 Jahre, SMES soll im Netz getestet werden	89
D.W.Efremow-Institut St. Petersburg, Rußland	Solenoid	10 GWh		r_m ca. 500 m l ca. 10 m				?	Untersuchungen zum Einsatz in der Elektrizitätsversorgung	90

Tab. 23-6 (Fortsetzung): Überblick über Konzeptstudien zu SMES-Anlagen (nur Anlagen mit Leistungen von 1 MJ und mehr sind aufgeführt)

Literatur:

- [1] W. Hassenzahl; „Superconducting Magnetic Energy Storage“; IEEE Trans. Magnetics Vol. MAG-25(1989) No. 2, pp. 750-758
- [2] R.I. Schermer; H.J. Boenig, J. Dean; „ 30 MJ Superconducting Magnetic Energy Storage for BPA Transmission Line Stabilizer“; IEEE Trans. Magn. Vol. MAG-17(1981) No. 5, pp. 1950-1953
- [3] J.D. Rogers et al.; „Superconducting Magnetic Energy Storage for BPA Transmission Line Stabilization“; IEEE Trans. Magn. Vol. MAG-19(1983) No. 3, pp. 1078-1089
- [4] J.F. Hauer and H.J. Boenig; „Control Aspects of the Tacoma Superconducting Magnetic Energy Storage Project“; IEEE Trans. Power Syst. Vol. PWRS-2(1987); No. 2, pp. 443-450
- [5] F. Fukui; „The SMES viewed from Electric Power Utility“, Proc. 1st International SMES Workshop, June 19-21, 1991 KfK Karlsruhe, pp. 23-40
- [6] H. Fujita; „Power System Control Experiments Using 1 MJ SMES“; in: T.Ishiguro and K. Kajimura (Eds.); Advances in Superconductivity II, Proceedings of the 2nd International Symposium on Superconductivity (ISS '89) Tsukuba 1989; Springer 1990, pp. 1041-1046
- [7] I. Kondo and Y. Wakiya; „R&D of Superconductivity Technology at the Tohoku Electric Power Co., Inc.“; ISTE Journal Vol. 7(1994) No. 3; pp. 56-60
- [8] K. Tsutsumi; „Research On Superconductivity at Kyushu Electric Power Co., Inc.“; ISTE Journal Vol. 7(1994) No. 4; pp. 49-53
- [9] C.C. DeWinkel, J. Billmann and K.K. McCann; „Micro-SMES and Power Quality: Technology, Applications, Markets“; Proc. IEA-Symp. on the Use of Superconductivity in Energy Storage, October 25-27, 1994, Karlsruhe, Germany
- [10] Superconductivity News, 31.5.1991
- [11] Superconductor Week, 23.2.1994
- [12] Superconductor Week, 7.11.1994
- [13] Electric Power Research Institute (EPRI); „Conceptual Design and Cost of a Superconducting Magnetic Energy Storage Plant“, EPRI EM-3457, April 1984
- [14] M. Masuda; „The Conceptual Design and Economic Evaluation of Utility Scale SMES“; Proc. 21st Intersociety Energy Conv. Eng. Conf. 1986 (IECEC-86), pp. 908-914
- [15] H.-E. Vollmar und R. Altpeter, „Konzepte für magnetische Großspeicher“; VDI-Berichte 733(1989), S. 173-187
- [16] M. Masuda and T. Shintomi; „Japanese Activities on Energy Storage by Superconductivities (SMES)“; in: H.S.Kwok and D.T. Shaw (Eds.); Superconductivity and its Applications, Proc. of the 2nd Annual Conference on Superconductivity and Applications Buffalo 1988; Elsevier Science 1988; pp. 439-449
- [17] W. Hassenzahl; „Superconducting Magnetic Energy Storage“; IEEE Trans. Magnetics Vol. MAG-25(1989) No. 2, pp. 750-758
- [18] S.M. Schoenung, W.R. Meier, W.V. Hassenzahl; „A Comparison of Large-scale Toroidal and Solenoidal SMES Systems“; IEEE Trans. Magnetics Vol. MAG-27(1991) No. 2, pp. 2324-2328
- [19] T. Nakano et al.; „Design Study of a 5 GWh SMES“; Proc. 23rd Intersociety Energy Conversion Engineering Conf.; ASME New York 1988, pp. 547-551
- [20] S.M. Schoenung, W.V. Hassenzahl, P.G. Filios; „U.S. Program to Develop Superconducting Magnetic Energy Storage“; Proc. 23rd Intersociety Energy Conversion Engineering Conf.; ASME New York 1988, pp. 537-540
- [21] R.J. Loyd et al.; „An Overview of the SMES ETM Program: The Bechtel's Team Perspective“; IEEE Trans. Magnetics Vol. MAG-25(1989) No. 2, pp. 1569-1575
- [22] R.J. Loyd, T.E. Walsh, E.R. Kimmy; „Key Design Selections for the 20,4 MWh SMES/ETM“; IEEE Trans. Magnetics Vol. MAG-27(1991) No. 2, pp. 1712-1715
- [23] J.T. Dederer, R.J. Hillenbrand, D.T. Hackworth, X. Huang; „Structural Considerations and Analysis Results for a large Superconducting Magnetic Energy Storage Device“; IEEE Trans. Magnetics Vol. MAG-27(1991) No.2, pp. 1708-1711
- [24] Superconductor Week, 15.6.1992
- [25] Superconductor Week, 21.9.1992
- [26] J. Kaugerts and R. Eaton, III; „Status of SMES in the United States“, Proc. IEA-Symp. on the Use of Superconductivity in Energy Storage, October 25-27, 1994, Karlsruhe, Germany
- [27] J.D. Rogers et al.; „Superconducting Magnetic Energy Storage for Electric Utilities and Fusion Systems“; Proc. 1978 Joint Automatic Control Conf. (JACC-78), October 18-20, 1978, Philadelphia, Pa.; pp. 71-84

- [28] J.D. Rogers et al.; „Superconducting Magnetic Energy Storage for Electric Utilities and Fusion Systems“; Proc. 1978 Joint Automatic Control Conf. (JACC-78), October 18-20, 1978, Philadelphia, Pa.; pp. 71-84
- [29] S.K. Kim, S.-T. Wang and M. Lieberg; „Operating Characteristics of a 1.5-MJ Pulsed Superconducting Coil“; Proc. 1979 Cryog. Eng. Conf. August 21-24, 1979, Madison, Wisc; pp. 90-97
- [30] S.K. Singh u.a.; „Design of a 400-kJ Pulsed Energy Storage Coil“; Proc. 1979 Cryog. Eng. Conf. August 21-24, 1979, Madison, Wisc; pp. 81-89
- [31] M. Masuda et al.; „Superconducting Energy Storage Magnets“; IEEE Trans. Magn. Vol MAG-15(1979) No. 1, pp. 318-321
- [32] T. Shintomi et al.; „3-MJ Magnet for Superconductive Energy Storage“; Proc. 1979 Cryog. Eng. Conf. August 21-24, 1979, Madison, Wisc; pp. 98-104
- [33] T. Onishi et al.; „Construction of a 400 kJ-Class Superconducting Magnet and its Operating Characteristics“; IEEE Trans. Magn. Vol. MAG-17(1981) No. 5, pp. 1958-1961
- [34] T. Shintomi et al.; „The First Model of the Shielded Pulsed Superconductive Energy Storage“; IEEE Trans. Magn. Vol MAG-17(1981) No. 5, pp. 2186-2189
- [35] T. Shintomi and M. Masuda; „Characteristics of a 200 kJ Shielded Superconductive Coil for Pulsed Energy Storage“; IEEE Trans. Magn. Vol. MAG-19(1983) No. 3, pp. 1071-1073
- [36] H.J. Boenig and J.F. Hauer; „Commissioning Tests of the Bonneville Power Administration 30 MJ Superconducting Magnetic Energy Storage Unit“; IEEE Trans. Power App. Syst. Vol. PAS-104(1985); No. 2, pp. 302-312
- [37] R.D. Turner and J. D. Rogers; „30 MJ Superconducting Magnetic Energy Storage for Electric Transmission Stabilization“; Proc. 16th. Intersoc. Energy Conv. Eng. Conf., August 9-14, 1981, Atlanta, Ga, pp. 914-919
- [38] J.D. Rogers et al.; „Superconducting Magnetic Energy Storage for BPA Transmission Line Stabilization“; IEEE Trans. Magn. Vol. MAG-19(1983) No. 3, pp. 1078-1080
- [39] F. Fukui; „The SMES viewed from Electric Power Utility“; Proc. 1st International SMES Workshop, June 19-21, 1991 KfK Karlsruhe, pp. 23-34
- [40] Y. Ishigaki, H. Shirahama, K. Kuroda; „Power Control Experiments Using a 5 MJ Superconducting Magnetic Energy Storage System“; Hitachi Review Vol. 35(1986) No. 3, pp. 165-170
- [41] H. Fujita and T. Okazaki; „The Experimental Study of Electric Power Network Stabilization by SMES“; Proc. 1st International SMES Workshop, June 19-21, 1991 KfK Karlsruhe, pp. 404-425
- [42] H. Honma et al.; „Development of a 1 MJ SMES with Quench Enthalpy Protection“; IEEE Trans. Energy Conv. Vol. 8(1993) No. 3, pp. 442-447
- [43] D.G. Akopyan et al.; „Magnet Energy Storage“; IEEE Trans. Magn. Vol. 28(1992) No.1, pp. 398-401
- [44] D.G. Akopyan et al.; „Magnet Energy Storage“; IEEE Trans. Magn. Vol. 28(1992) No.1, pp. 398-401
- [45] V.V. Andrianov et al.; „Conceptual Design of a 100 MJ Superconducting Magnetic Energy Storage“; IEEE Trans. Magnetism Vol. MAG-27(1991) No.2, pp. 2329-2332
- [46] R.J. Loyd, T.E. Walsh, E.R. Kimmy; „Key Design Selections for the 20,4 MWh SMES/ETM“; IEEE Trans. Magnetism Vol. MAG-27(1991) No. 2, pp. 1712-1715
- [47] T.E. Walsh; „Perspectives On The Bechtel SMES/ETM“; Proc. 1st International SMES Workshop, June 19-21, 1991 KfK Karlsruhe, pp. 70-105
- [48] J.T Dederer et al.; „Structural Considerations and Analysis Results for a Large Superconducting Magnetic Energy Storage Device“; IEEE Trans. Magn. Vol. 27(1991) No. 2; pp. 1708-1711
- [49] V.B. Zenkevitch; „Research Activities on SMES in USSR“; Proc. 1st International SMES Workshop, June 19-21, 1991 KfK Karlsruhe, pp. 246-251
- [50] J.F. Kärner, H.W. Lorenzen, F. Rosenbauer; „Supraleitende Hochleistungsspeicher kleinen Speichervermögens -Schutz und Betriebsführung“; Vortrag VDI-Tagung „Energiespeicher“ Leipzig 7.12.1994
- [51] K.P. Jüngst and H. Salbert; „Fast SMES for Generation of High Power Pulses“; Proc. 14th Int. Conf. on Magnet Technology (MT-14), June 11-16, Tampere, Finland (to be published)
- [52] X. Huang et al.; „Key Design Issues of a 30 MW Babcock and Wilcox SMES“; Proc. IEA-Symp. on the Use of Superconductivity in Energy Storage, October 25-27, 1994, Karlsruhe, Germany
- [53] K.P. Jüngst and H. Salbert; „Fast SMES for Generation of High Power Pulses“; Proc. 14th Int. Conf. on Magnet Technology (MT-14), June 11-16, Tampere, Finland (to be published)
- [54] R.W. Boom et al.; „Superconductive Energy Storage for Large Systems“; IEEE Trans. Magn. Vol. MAG-11(1975) No.2, pp. 475-481
- [55] R.W Boom et al.; „Superconducting Energy Storage“; Adv. Cryog. Eng. Vol. 19(1974), pp. 117-126

- [56] W.V. Hassenzahl; „Will Superconducting Magnetic Energy Storage Be Used On Electric Utility Systems?"; IEEE Trans. Magn. Vol. MAG-11(1975) No.2, pp. 482-488
- [57] W.V. Hassenzahl; „Magnetic Energy Storage for Electric Utility Applications"; Proc. 5th Int. Conf. on Magnet Technology, April 21-25, Roma, Italy; pp. 485-492
- [58] J.D. Rogers et al.; „Superconducting Magnetic Energy Storage for Electric Utilities and Fusion Systems"; Proc. 1978 Joint Automatic Control Conf. (JACC-78), October 18-20, 1978, Philadelphia, Pa.; pp. 71-84
- [59] J.D. Rogers et al.; „Superconducting Magnetic Energy Storage for Electric Utilities and Fusion Systems"; Proc. 1978 Joint Automatic Control Conf. (JACC-78), October 18-20, 1978, Philadelphia, Pa.; pp. 71-84
- [60] S.K. Singh et al.; „Conceptual Design of a 20-MJ Superconducting Forced-Cooled Ohmic-Heating Coil"; Proc. 1979 Cryog. Eng. Conf. August 21-24, 1979, Madison, Wisc; pp. 105-113
- [61] W.V. Hassenzahl; „Superconducting Magnetic Energy Storage"; Proc. IEEE Vol. 71(1983) No. 9, pp. 1089-1098
- [62] W.V. Hassenzahl; „Superconducting Magnetic Energy Storage"; Proc. IEEE Vol. 71(1983) No. 9, pp. 1089-1098
- [63] W.V. Hassenzahl; „Superconducting Magnetic Energy Storage"; Proc. IEEE Vol. 71(1983) No. 9, pp. 1089-1098
- [64] R.W. Boom et al.; „The Design of Large Low Aspect Ratio Energy Storage Solenoids for Electric Utility Use"; IEEE Trans. Magn. Vol. MAG-17(1981) No. 5, pp. 2178-2181
- [65] M. Masuda and T. Shintomi; „1 MWh Superconductive Magnetic Energy Storage"; IEEE Trans. Magn. Vol. MAG-17(1981) No. 5, pp. 2182-2185
- [66] M. Masuda and T. Shintomi; „1 MWh Superconductive Magnetic Energy Storage"; IEEE Trans. Magn. Vol. MAG-17(1981) No. 5, pp. 2182-2185
- [67] M. Masuda et al.; „Intermediate Superconducting Magnetic Energy Storage"; IEEE Trans. Magn. Vol. MAG-19(1983) No. 3, pp. 1074-1077
- [68] J.D. Rogers; „Magnetic Energy Storage"; IEEE Trans. Magn. Vol. MAG-17(1981) No. 1, pp. 330-335
- [69] Electric Power Institute (EPRI); „Conceptual Design and Cost of a Superconducting Magnetic Energy Storage Plant"; Final Report, EPRI EM-3457, April 1984
- [70] M. Masuda; „The Conceptual Design and Economic Evaluation of Utility Scale SMES"; Proc. 21st Intersociety Energy Conv. Eng. Conf. 1986 (IECEC-86), pp. 908-914
- [71] N. Asami; „Industrial Activities Relevant to SMES Technology - Recent Activities in MHI, Ltd."; Proc. 1st International SMES Workshop, June 19-21, 1991 KfK Karlsruhe, pp. 385-403
- [72] T. Nakano, K. Hayakawa and M. Shimizu; „Design Study of a 5 GWh SMES"; Proc. 23rd Intersociety Energy Conv. Eng. Conf. 1988 (IECEC-88), pp. 547-551
- [73] N. Asami; „Industrial Activities Relevant to SMES Technology - Recent Activities in MHI, Ltd."; Proc. 1st International SMES Workshop, June 19-21, 1991 KfK Karlsruhe, pp. 385-403
- [74] W. Hassenzahl.; „Superconducting Magnetic Energy Storage"; IEEE Trans. Magnetics Vol. MAG-25(1989) No. 2, pp. 750-758
- [75] J.-T. Eriksson and J. Korpijärvi; „Economic Potential of Applying HiTc Superconductors to Magnetic Energy Storage"; IEEE Trans. Magn. Vol. 25(1989) No. 2, pp. 1807-1810
- [76] J.-T. Eriksson and J. Korpijärvi; „Economic Potential of Applying HiTc Superconductors to Magnetic Energy Storage"; IEEE Trans. Magn. Vol. 25(1989) No. 2, pp. 1807-1810
- [77] M.Masuda and T.Shintomi; „Engineering Test Plant for Superconducting Magnetic Energy Storage"; Proc. 23rd Intersociety Energy Conv. Eng. Conf. 1988 (IECEC-88), pp. 541-546
- [78] T. Tanaka; „Research Activity of Research Association of SMES"; Proc. 1st International SMES Workshop, June 19-21, 1991 KfK Karlsruhe, pp. 189-245
- [79] S. Akita, Y. Sanada, T. Shintomi, T. Tanaka; „Design Study of 20 MWh Solenoidal SMES for Integrated Demonstrative Test Model of Large-Scale SMES"; in: K. Kajimura and H. Hayakawa (Eds.); „Advances in Superconductivity III - Proceedings of the 3rd International Symposium on Superconductivity (ISS '90), November 6-9, 1990, Sendai", Springer Tokyo 1991, pp. 1277-1280
- [80] S. Akita, Y. Sanada, T. Shintomi, T. Tanaka; „Design Study of 20 MWh Solenoidal SMES for Integrated Demonstrative Test Model of Large-Scale SMES"; in: K. Kajimura and H. Hayakawa (Eds.); „Advances in Superconductivity III - Proceedings of the 3rd International Symposium on Superconductivity (ISS '90), November 6-9, 1990, Sendai", Springer Tokyo 1991, pp. 1277-1280

- [81] T. Fujikuri; „Introduction of our Activities for Superconducting Magnetic Energy Storage“; Proc. 1st International SMES Workshop, June 19-21, 1991 KfK Karlsruhe, pp. 426-441
- [82] T. Fujikuri; „Introduction of our Activities for Superconducting Magnetic Energy Storage“; Proc. 1st International SMES Workshop, June 19-21, 1991 KfK Karlsruhe, pp. 426-441
- [83] C. Marinucci and G. Vécsey; „Discharge performance analysis of the Swiss superconductive magnetic energy storage model“; IEEE Trans. Magn. Vol. 28(1992), No. 1, pp. 402-405
- [84] J.-L. Sabrie and G. Begin; „Joint Works done in Quebec and France on an 300 MJ 300 MVA SMES“; Proc. 1st International SMES Workshop, June 19-21, 1991 KfK Karlsruhe, pp. 457-480
- [85] F. Voelker; „Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES) System Applied to the Electrical Energy Supply of Particle Accelerators“; Proc. 1st International SMES Workshop, June 19-21, 1991 KfK Karlsruhe, pp. 517-532
- [86] K.-P. Jüngst et al.; unveröffentlichter Bericht, Kernforschungszentrum Karlsruhe, 1992
- [87] T. Tanaka, T. Shintomi and Y. Sanada; „Design of a SMES Unit Applicable to Maglev Railway“; in: Y. Bando and H. Yamauchi (Eds.); „Advances in Superconductivity V - Proceedings of the 5th International Symposium on Superconductivity (ISS `92), November 16-19, 1992, Kobe“, Springer Tokyo 1993, pp. 1231-1234
- [88] H. Mäkinen, R. Mikkonen and J.-T. Eriksson; „The Availability Analysis of a 100 kWh Superconducting Magnetic Energy Storage“, IEEE Trans. Magn. Vol. 30(1994) No. 4, pp. 2604-2607
- [89] K. Tsutsumi et al.; „Development of 1 kWh/1 MW Module Type SMES“; Proc. IEA-Symp. on the Use of Superconductivity in Energy Storage, October 25-27, 1994, Karlsruhe, Germany
- [90] D.G. Akopyan et al.; „Magnet Energy Storage“; IEEE Trans. Magn. Vol 28(1992) No.1, pp. 398-401

Anhang 1: Glossar und Abkürzungsverzeichnis

A Begriffe

Anfahrzeit

Die Anfahrzeit gibt die Dauer an, die ein Kraftwerksblock benötigt, um von einem definierten Betriebszustand ausgehend seine Nennleistung in das Netz einspeisen zu können.

Bei Kohlekraftwerken werden die Anfahrzeiten von den dickwandigen Bauteilen des Hochdruck- und des Zwischenüberhitzersystems bestimmt, da deren Beanspruchungen durch die beim Anfahren auftretenden Temperaturänderungen am größten sind.

Als Anhaltswerte für die Anfahrzeiten eines modernen (Stein-)Kohleblocks können gelten

Kaltstart (Stillstand der Anlage ≥ 48 h):	4 ... 5 h
Warmstart (Stillstand der Anlage etwa 8 h):	ca. 2 h
Heißstart (Stillstand der Anlage etwa 30 min):	ca. 1 h

Ausnutzungsdauer

Die Ausnutzungsdauer ist eine fiktive Zeitspanne, die die Inanspruchnahme der Engpaßleistung eines Kraftwerks oder eines Kraftwerksparks in Stunden angibt. Sie wird errechnet, indem man die gesamte Erzeugung, z.B. innerhalb eines Jahres, durch die Engpaßleistung teilt.

Belastungsfaktor

Der Belastungsfaktor ist ein Maß für die Ausnutzung ... Er ist definiert als

$$m(T_N) = \frac{\int_0^{T_N} P(t) dt}{P_{\max} T_N}$$

mit T_N ... betrachtete Periode (Tag, Woche, Jahr), $P(t)$... Last und P_{\max} ... innerhalb der Periode aufgetretene Höchstlast

Bruttoengpaßleistung

Die Bruttoengpaßleistung (BEPL) eines Kraftwerksblocks oder eines Kraftwerks ist die höchste Dauerleistung an den Generatorklemmen, die unter Normalbedingungen ausfahrbar ist. Sie ist durch den leistungsschwächsten Anlagenteil (Engpaß) begrenzt. Die Engpaßleistung kann von der Nennleistung abweichen.

Bruttostromerzeugung

Die Bruttostromerzeugung (BSE) eines Kraftwerksblocks oder eines Kraftwerks ist die erzeugte elektrische Arbeit, gemessen an den Generatorklemmen. Die BSE eines Landes ist die Summe der BSE aller auf seinem Gebiet befindlichen Kraftwerke.

Bruttostromverbrauch

Der Bruttostromverbrauch (BSV) eines Landes ist die gesamte dort verbrauchte elektrische Arbeit. Er entspricht der Summe aus der BSE und dem Saldo des Stromaustausches über die Grenzen des Landes.

Grundleistungskraftwerke, Grundlastkraftwerke

Grundleistungskraftwerke werden mit möglichst hoher Ausnutzungsdauer (über 5000 Stunden im Jahr) betrieben. Sie sind gekennzeichnet durch niedrige Arbeitskosten (Betriebs- und Brennstoffkosten) bei oft hohen Festkosten. Zu den Grundleistungskraftwerken zählen Kernkraftwerke, Braunkohlen- und Laufwasserkraftwerke.

Grundleistungskraftwerke sind i.A. die Einheiten mit den geringsten Gesamterzeugungskosten im Kraftwerkspark. Sie sind von ihren thermodynamischen Eigenschaften so ausgelegt, daß sie an den Grenzen der eingesetzten Materialien und Komponenten arbeiten. Häufige Lastwechsel und thermische Zyklen können zu hohen Aufwendungen für Betrieb und Wartung führen.

Höchstlast

Höchstlast des Netzes ist die zu einem Zeitpunkt oder innerhalb einer Zeitspanne , z.B. über 15 Minuten, tatsächlich aufgetretene höchste Inanspruchnahme der Leistung im Netz durch die Gesamtheit der angeschlossenen Verbraucher. Der Bedarf im Netz der öffentlichen Versorgung kann gedeckt werden durch die Leistung der Kraftwerke der öffentlichen Versorgung, die Einspeiseleistung der Industrie und durch Stromeinfuhr aus dem Ausland.

Kraftwerks-Eigenverbrauch

Der Kraftwerks-Eigenverbrauch ist die elektrische Arbeit, die in den Neben- und Hilfsanlagen eines Kraftwerks, z.B. Kessel- und Speisepumpen, Kühlwasserpumpen, Ventilatoren, Fremderregungsanlagen, Kühlanlagen der Transformatoren, Anlagen zur Rauchgasentschwefelung und zur Entstickung, verbraucht wird. Auch die Verluste und der Eigenverbrauch der Maschinentransformatoren rechnen zum Kraftwerks-Eigenverbrauch.

Mindestleistung

Der Leistungsbereich, in dem ein Kraftwerksblock stationär betrieben werden kann, ist durch eine Maximal- und eine Mindestleistung begrenzt. Dabei ist die Maximalleistung identisch mit der Nennleistung des Blockes.

Die Mindestleistung resultiert sowohl aus technischen (Feuerungsstabilität, Strömungsstabilität) als auch aus wirtschaftlichen (Verschlechterung des Wirkungsgrades bei reduzierter Blockleistung) Gegebenheiten.

Brennstoff	Mindestleistung in % der Nennleistung
Konventionelle Dampfböcke	15 ... 50
Kernkraftwerksblöcke	15 ... 50
Gasturbinen	0 ... 20
Hydraulische Kraftwerksblöcke	10 ... 40

Mittelleistungskraftwerke, Mittellastkraftwerke

Mittelleistungskraftwerke sind ausgelegt für den Betrieb mit häufig wechselnder Leistung und für tägliches An- und Abfahren. Sie weisen mittlere Arbeitskosten auf und sind pro Jahr zwischen 1500 und 5000 Stunden in Betrieb. Im Mittelleistungsbereich werden vornehmlich Steinkohlenkraftwerke eingesetzt.

In Kraftwerksparken ohne oder mit geringen Kernenergieanteil sind die Mittellastkraftwerke meistens ältere Einheiten, die die Verbrauchs- und Emissionsstandards moderner Kohleblöcke nicht mehr erreichen. Daneben existieren auch speziell für den Mittellastbetrieb ausgelegte Einheiten.

Nettostromverbrauch

Der Nettostromverbrauch (NSV) eines Landes ist die in den elektrischen Einrichtungen der Verbraucher umgesetzte elektrische Arbeit. Er ergibt sich aus dem BSV eines Landes nach Abzug des Kraftwerks-Eigenverbrauchs, der Pumparbeit und der Arbeitsverluste in den Netzen.

Netzleistungszahl K_N

Der Proportionalitätsfaktor in der linearen Beziehung zwischen Lastschwankungen im Netz und daraus resultierenden Netzfrequenzfluktuationen wird durch die Netzleistungszahl K_N ausgedrückt:

$$K_N = \frac{\Delta P}{\Delta f}$$

Bsp.: Bei einer Netzleistungszahl von 1 GW/Hz ändert sich mit einer Leistungsschwankung von 1000 MW die Frequenz um 1 Hz.

Im westeuropäischen Verbundnetz der UCPT-E-Länder rechnet man im Starklastfall mit einer Leistungszahl von etwa 20 GW/Hz, im Schwachlastfall von etwa 10 GW/Hz; für das Netz der DVG (also die heutige alte Bundesrepublik) liegt die Leistungszahl zwischen 4 und 6 GW/Hz. Frequenzfluktuationen aufgrund von Lastschwankungen werden um so problematischer, je geringer die Systemkapazität insgesamt ist.

Nutzungsgrad

Der Nutzungsgrad ist bei energietechnischen Einrichtungen das Verhältnis der Nutzenergie E_N zur eingesetzten Energie E_E :

$$\eta_N = \frac{E_N}{E_E}$$

Im Unterschied zum energetischen Wirkungsgrad, bei dem zeitlich konstante Energieströme ins Verhältnis gesetzt werden, wird bei der Bestimmung des Nutzungsgrad über einen definierten Zeitraum integriert, in welchem die Energieströme auch zeitlich veränderlich sein können. Während sich also der Wirkungsgrad in der Regel auf einen Zeitpunkt bezieht, gilt der Nutzungsgrad für einen Zeitraum.

Öffentliche Elektrizitätsversorgung

Unternehmen der *öffentlichen Elektrizitätsversorgung* sind "ohne Rücksicht auf Rechtsformen und Eigentumsverhältnisse alle Unternehmen und Betriebe, die andere mit elektrischer Energie (...) versorgen oder Betriebe dieser Art verwalten. Unternehmen und Betriebe, welche nur teilweise oder im Nebenbetrieb öffentliche Elektrizitätsversorgung betreiben, gelten insoweit als Elektrizitätsversorgungsunternehmen." (§ 2 Abs. 2 Energiewirtschaftsgesetz) Die Begriffswahl öffentliche Elektrizitätsversorgung ist mißverständlich, da sie weder eine öffentlich-rechtliche noch eine hoheitliche Tätigkeit bezeichnet. Vielmehr ist die öffentliche Elektrizitätsversorgung überwiegend privatrechtlich organisiert. Die Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V. (VDEW), ..., definiert öffentliche Elektrizitätsversorgung als "Beschaffung (Erzeugung und Bezug) und Bereitstellung (Übertragung und Verteilung) von Elektrizität über feste Leitungswege für jedermann durch Elektrizitätsversorgungsunternehmen."

Primärregelung

Erste Komponente des Regelungskonzeptes im Verbundnetz. Die Primärregelung ist eine proportional wirkende frequenzgeführte Leistungsregelung innerhalb der Kraftwerke.

Sie arbeitet als Drehzahlregelung der Turbogeneratoren und beeinflusst über die Turbinenstell-einrichtungen die abgegebene Leistung proportional zur Abweichung von der Soll-drehzahl (die wiederum direkt von der Netzfrequenz abhängt). Die durch die Primärregelung aktivierte Kraftwerksleistung wird als *Sekundenreserve* bezeichnet.

Sekundärregelung

Zweite Komponente des Regelungskonzeptes im Verbundnetz. Als Sekundärregelung bezeichnet man die der Primärregelung übergeordnete integrale Frequenz-/Austauschleistungsregelung je Verbundpartnernetz.

Hier aktiviert, um die durch die Primärregelung aus einem normalen Betriebszustand ausgelenkten Kraftwerk auf den erwünschten mitlaufenden Reserveanteil zurückzuführen, ein Netzregler mit dem Netzkennlinienverfahren zusätzliche Reserveleistung (*Minutenreserve*) und stellt die Frequenz wieder auf den Sollwert von 50 Hz ein. Die Sekundärregelung spricht langsamer an (im Bereich von etwa einer bis vier Minuten) als die Primärregelung, muß aber über längere Zeit - bis zu einigen Stunden - Leistung bereitstellen können. Sie soll die fehlende Leistung aus den Reserven des betroffenen EVU aktivieren und damit die Primärregelung wieder für eventuelle neue Anforderungen entlasten. Der notwendige Regelbedarf dafür ist von der Größe des Teilnetzes abhängig und kann die Leistung der größten Kraftwerkseinheit durchaus überschreiten. Als Regelgrößen verwendet die

Sekundärregelung die Frequenzabweichung und die Abweichung der über die Grenzen des von ihr geregelten Netzes von ihrem Sollwert.

Spitzenleistungskraftwerke, Spitzenlastkraftwerke

Als Spitzenleistungskraftwerke werden solche Kraftwerke bezeichnet, die Anforderungen nach mehrmaligem An- und Abfahren pro Tag, kurzen Anfahrzeiten und hohen Leistungsänderungsgeschwindigkeiten erfüllen müssen. Aufgrund ihrer Kostenstruktur, die durch hohe Arbeitskosten bei niedrigen Leistungskosten gekennzeichnet ist, sowie wegen ihres meist begrenzten Arbeitsvermögens werden Spitzenlastkraftwerke mit nur geringer Ausnutzungsdauer betrieben, jährlich liegt diese unter 1500 Stunden. Typische Beispiele sind Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke sowie reine Gasturbinenkraftwerke.

Statik, Reglerstatik

Die Statik allgemein kennzeichnet die bleibende Proportionalabweichung von zwei Größen.

In der Primärregelung muß aus einer bestimmten Frequenzänderung eine definierte Leistungsänderung der Turbinen folgen. Zu deren Charakterisierung bedient man sich der Reglerstatik δ , die das Verhältnis der auf die Nennfrequenz bezogenen Netzfrequenzänderung zur auf die Nennleistung bezogenen Leistungsänderung der Turbine beschreibt:

$$\delta = \frac{\Delta f / f_n}{\Delta P / P_n}$$

Beispielsweise führt bei einer Reglerstatik von 5 % und einer Nennfrequenz von 50 Hz eine Frequenzänderung von 50 mHz zu einer Leistungsänderung der Turbinen von 2 % der Nennleistung.

Übertragungsleistung einer Hochspannungsfreileitung

Die maximal mögliche Übertragungsleistung einer Hochspannungsfreileitung ist die thermisch zulässige Dauerleistung. Sie ist die entscheidende Netzplanungsgröße und spielt besonders in Hinblick auf die Versorgungssicherheit, z.B. beim Ausfall eines Parallelsystems, eine Rolle. Als Vergleichsmaß für die Beurteilung der Übertragungsfähigkeit dient die sogenannte natürliche Leistung, da der Betrieb mit natürlicher Leistung wegen des dann maximalen Wirkungsgrades den aus elektrotechnischer Sicht günstigsten Betriebsfall darstellt. Allerdings liegt die natürliche Leistung je nach Geometrie des Systems nur bei etwa 30 % der thermisch zulässigen Dauerleistung, daher wird diese Betriebsart in der Regel nur bei längeren Übertragungsleitungen realisiert. Als Kompromiß wird je nach Netzkonfiguration eine wirtschaftliche Übertragungsleistung angenommen, die sich dann ergibt, wenn die jährlichen Verlustkosten gleich dem leitungsquerschnittabhängigen Teil der Jahreskosten der Investition sind.

Vollastbenutzungsdauer

Die Vollastbenutzungsdauer ist eine charakterisierende Größe für Speichersysteme. Sie wird bestimmt als der Quotient aus dem nutzbaren Energieinhalt und der maximalen Leistung eines

Speichersystems. Anhand der Vollastbenutzungsdauer lassen sich die Anwendungsfelder eines Speichersystems unabhängig vom tatsächlichen Speicherinhalt beschreiben: Speicher für dynamische Anwendungen sind auf eine Vollastbenutzungsdauer von wenigen Sekunden bis zu einigen Minuten ausgelegt. Für Tagesspeicheranwendungen sind Vollastbenutzungsdauern zwischen 3 und 8 Stunden typisch, während Saisonspeicher Vollastbenutzungsdauern von mehreren hundert Stunden aufweisen.

B Verfahren

Kraftwerkseinsatzplanung

Der Bedarf an elektrischer Energie in einem Versorgungsnetz ist von den Leistungsanforderungen der Verbraucher abhängig. Er unterliegt einer Vielzahl von Schwankungen periodischer und aperiodischer Art mit unterschiedlicher Zeitdauer und Amplitude, er muß jederzeit durch die zur Verfügung stehenden Kraftwerke gedeckt werden. Gleichzeitig soll - im Rahmen der technischen und wirtschaftlichen Beschränkungen - die Aufteilung der Last auf die Erzeugungseinheiten so erfolgen, daß die beeinflussbaren Elektrizitätserzeugungskosten minimiert werden.

Lastschwankungen im Mittel- und Kurzfristbereich (Tag bis zu einigen Wochen) werden in den EVU prognostiziert und die Planung des Einsatzes der Kraftwerke innerhalb des EVU dementsprechend vorgenommen. Dabei ist zu berücksichtigen, daß in Verbundsystemen Kraftwerke mit unterschiedlichen Blockgrößen, eingesetzten Primärenergieträgern und Technologien im Parallelbetrieb zusammenarbeiten. Zudem ist der Lastverlauf in der Regel eine sehr unruhige Zeitfunktion. Insbesondere die stochastischen Einflüssen auf die Lastkurve begrenzen seine Prognosegenauigkeit.

Daneben bestehen zumeist Unterschiede zwischen tatsächlicher Last und optimierbarer Last, da zum einen ungebundene Erzeuger (Elektrizität aus Koppelprozessen, regenerative Energien, z.T. Laufwasserkraftwerke) Elektrizität gemäß dem Einwirken der EVU weitgehend entzogenen Kriterien einspeisen, zum anderen viele EVU ihren Leistungsbedarf teilweise aus Einspeisungen mit vertraglich festgeschriebenen Leistungsfahrplänen decken. Beide Leistungsanteile sind für den Lastverteiler eines EVU nicht mehr "optimierungsfähig".

Die in die Kraftwerkseinsatzoptimierung einfließenden Kosten sollen im folgenden genauer vorgestellt werden.

1. Die *Leistungskosten* spielen - im Unterschied zu einer Betrachtung aus Verbrauchersicht - für die Optimierung in einem gegebenen System keine Rolle, da sie nicht beeinflussbare Investitionskosten darstellen!
2. Ausgangspunkt für die Ermittlung der benötigten Kostenarten ist bei thermischen Erzeugungseinheiten die Wärmeverbrauchskurve. Sie gibt den stündlichen Wärmeverbrauch eines Blockes in Abhängigkeit von der elektrischen Wirkleistung an. Multipliziert man den Wärmeverbrauch mit dem vom eingesetzten Primärenergieträger abhängigen Wärmepreis, so ergeben sich die *Absolutkosten*. Die Absolutkostenkurve ist monoton steigend.

$$K_{\text{Abs}}(P) = WV(P) \cdot K_W \quad (\text{in DM/h})$$

3. Durch Division der Absolutkosten durch die Leistung ergeben sich die *spezifischen Kosten*. Sie geben in jedem gewählten Lastpunkt die Kosten pro erzeugte Kilowattstunde an. Die Kurve der spezifischen Kosten hat zumeist einen konvexen Verlauf und in der Nähe der technischen Auslegungsleistung des beschriebenen Blockes in Minimum, den sogenannten Bestpunkt. Im Bestpunkt sind die Kosten der erzeugten elektrischen Arbeit minimal.

$$K_{\text{spez}}(P) = K_{\text{Abs}}(P) / P \quad (\text{in DM/kWh})$$

4. Die Mehrkosten für die Erzeugung einer zusätzlichen Kilowattstunde aus einem (vorgegebenen) Betriebspunkt heraus erhält man durch Differentiation der Absolutkostenkurve in diesem Punkt nach der elektrischen Leistung. Diese Zuwachskostenkurve ist die wichtigste Abhängigkeit für die Einsatzoptimierung.

$$K_{\text{zus}}(P_0) = \frac{\partial K_{\text{spez}}(P)}{\partial P} \quad \text{für } P = P_0$$

Die optimierungsrelevanten *Betriebskosten* enthalten mehrere Komponenten:

- Dominierend sind die *Brennstoffkosten* mit ihren unterschiedlichen Abhängigkeiten von Arbeitspunkt des Blockes, Zeit und Menge. Die Arbeitspunktabhängigkeit erklärt sich aus den Erläuterungen zu den Kostenkurven. Eine zusätzliche Zeitabhängigkeit kann sich beispielsweise aus sich im Laufe eines Jahres ändernden Brennstoffpreisen ergeben. Abnahmeverpflichtungen gegenüber Anbietern von Primärenergieträgern ("Jahrhundertvertrag" für die Steinkohle, "take or pay"-Verträge bei Erdgas) oder Elektrizitätserzeugern mögen als Beispiele für mengenabhängige Kostenstrukturen dienen.
- Hinzu kommen die blockspezifischen *Anfahrkosten*. Diese hängen u.a. von der vorhergegangenen Stillstandszeit und damit vom Abkühlungsgrad eines Blockes ab.
- Die Netzverlustkosten sind von untergeordneter Bedeutung. Zum einen sind sie verhältnismäßig gering, zum anderen insbesondere in kompakten Netzen mit nahezu wegunabhängigen gleichen Entfernungen zwischen Einspeise- und Abnahmepunkten von der Wirkleistungserzeugung auch nur wenig beeinflussbar.
- Ungelöst ist bislang die Quantifizierung und Berücksichtigung der durch Lastveränderungen unvermeidbar verursachten *dynamischen Kosten*.

Generell erfolgt die Kraftwerkseinsatzoptimierung nach nachstehendem Verfahren:

Aus dem erwarteten Leistungsbedarf unter Berücksichtigung einer angemessenen bereitzuhaltenen Reserve ergibt sich, wie viele und welche der verfügbaren Kraftwerke überhaupt in Betrieb genommen werden müssen, um diesen zu decken. Die vorhandenen Erzeugungseinheiten werden in aufsteigender Reihenfolge nach den blockspezifischen Kosten im Bestpunkt geordnet und aus dieser Kette werden dann hierarchisch die Zuschaltentscheidungen gefällt.

Die schwankende Netzlast und die Notwendigkeit einer mitlaufenden Reserveleistung führen generell dazu, daß die rotierende Kraftwerksleistung immer größer ist als die jeweilige Last. Hieraus ergibt sich ein weiterer Ansatzpunkt für die Einsatzoptimierung. Er wird genutzt, indem die zu optimierende Last nach den jeweiligen Zuwachskosten auf die vom Blockeinsatz zur Verfügung gestellten Einheiten aufgeteilt wird. Ergebnis dieses Verfahrens sind für jede Einheit kostenoptimal gefundene Arbeitspunkte.

Dieses idealisierte Verfahren wird in der Praxis durch zahlreiche Nebenbedingungen eingeschränkt:

- Kraftwerkstechnische Bedingungen, die den Einsatzbereich eines Blockes begrenzen (technische Mindest- und Maximalleistung, verbotene Leistungsbänder, begrenzte Leistungsänderungsgeschwindigkeit, Einsatz des Blockes in der Leistungs-Frequenz-Regelung, Mindestbetriebs- und Mindeststillstandszeiten, Revisionen)
- Mengenbedingungen (Mindest- und Maximalabnahmeverträge für Primärenergieträger oder Elektrizitätsbezug, einzuhaltende Restnutzungsdauern, begrenzte Energieinhalte in Speicher-, Pumpspeicher- und Kernkraftwerken)
- Zuverlässigkeit
- Netztechnische Nebenbedingungen (Ausfallreserven bei Betriebsmitteln)
- Anwendungstechnische Nebenbedingungen

Generell werden - im Ergebnis des vorgestellten Verfahrens - je nach üblichem Einsatzbereich und Ausnutzungsdauer drei Gruppen von Kraftwerken unterschieden (siehe auch Teil A): *Grundleistungskraftwerke*, die mit möglichst hoher Ausnutzungsdauer (über 5000 Stunden im Jahr) betrieben werden; *Mittelleistungskraftwerke*, die für den Betrieb mit häufig wechselnder Leistung und für tägliches An- und Abfahren ausgelegt und pro Jahr zwischen 1500 und 5000 Stunden in Betrieb sind sowie *Spitzenleistungskraftwerke*, die die Anforderungen nach mehrmaligem An- und Abfahren pro Tag, kurzen Anfahrzeiten und hohen Leistungsänderungsgeschwindigkeiten erfüllen müssen. Durch betriebliche Anforderungen wie lokale Lastanforderungen, Ausfall hydroelektrischer Kapazitäten in trockenen Jahren, Einsatz von Kraftwerksleistung in der Frequenz- oder Spannungs-kontrolle, vertragliche oder regulatorische Forderungen sowie Beschränkungen in der Kapazität von Übertragungsleitungen können allerdings Abweichungen von der hier beschriebenen "reinen" Struktur auftreten.

Regelung in Kraftwerkssystemen

In einem energetischen Verbundnetz muß das Gleichgewicht zwischen Bereitstellung von Elektrizität und deren Abnahme jederzeit aufrechterhalten werden. Eine Zunahme von Wirkleistung (also der "konsumierten" elektrischen Energie) bei konstanter Erzeugung führt zum Abfallen der Netzfrequenz und - ohne zusätzliche Erzeugung - zum Zusammenbruch des Systems. Da eine Änderung des Verbrauchsverhaltens in der Regel ohne direkte Mitteilung an das jeweilige EVU erfolgt, muß durch das Netzkontrollsystem unmittelbar darauf reagiert werden. Der Proportionalitätsfaktor in der linearen Beziehung zwischen Lastschwankungen im Netz und daraus resultierenden Netzfrequenzfluktuationen wird durch die Netzleistungszahl K_N ausgedrückt. (Bsp.: Bei einer Netzleistungszahl von 1 GW/Hz ändert sich mit einer Leistungsschwankung von 1000 MW die Frequenz um 1 Hz.) Im westeuropäischen Verbundnetz der UCPT-E-Länder rechnet man im Starklastfall mit einer

Leistungszahl von etwa 20 GW/Hz, im Schwachlastfall von etwa 10 GW/Hz; für das Netz der DVG (also die heutige alte Bundesrepublik) schätzen wir die Leistungszahl auf 4 GW/Hz. Frequenzfluktuationen aufgrund von Lastschwankungen werden um so problematischer, je geringer die Systemkapazität insgesamt ist.

Die Aufgabe der Leistungsregelung besteht ganz allgemein darin, bei Störungen des Leistungsgleichgewichtes von Erzeugung und Verbrauch dieses Gleichgewicht möglichst schnell und möglichst am Ort der Störung wieder herzustellen. Leistungsüberschüsse könnten in der Erzeugung in der Regel ohne besondere Probleme beherrscht werden, darum beschränken sich die folgenden Betrachtungen auf Leistungsdefizite.

Der Frequenzrückgang kann kurzzeitig durch die sogenannte *Momentanreserve* (inhärente Speichereigenschaften im Netz, vor allem in den am Netz angeschlossenen rotierenden Massen) gedämpft werden. Danach bedarf es zusätzlicher Elektrizitätserzeugung, um die Netzfrequenz zu stabilisieren und auf den Normwert zurückzuführen. Diese elektrische Energie muß innerhalb einiger Sekunden bereitgestellt werden können.

Die Regelung im Verbundnetz folgt dabei einem zweistufigen Konzept. Es gliedert sich in eine proportional wirkende frequenzgeführte Leistungsregelung innerhalb der Kraftwerke (Primärregelung) und in eine übergeordnete integrale Frequenz-/Austauschleistungsregelung je Verbundpartnernetz (Sekundärregelung). Die durch die Primärregelung aktivierte Kraftwerksleistung wird als *Sekundenreserve* bezeichnet.

Die Primärregelung arbeitet als Drehzahlregelung der Turbogeneratoren und beeinflusst über die Turbinenstelleinrichtungen die abgegebene Leistung proportional zur Abweichung von der Soll Drehzahl (die wiederum direkt von der Netzfrequenz abhängt).

Um die einzelnen Kraftwerke jederzeit auf den erwünschten mitlaufenden Reserveanteil zurückzuführen, aktiviert ein Netzregler mit dem Netzkennlinienverfahren zusätzliche Reserveleistung (*Minutenreserve*) und stellt die Frequenz wieder auf den Sollwert von 50 Hz ein. Diese sogenannte Sekundärregelung spricht langsamer an (im Bereich von etwa einer bis vier Minuten) als die Primärregelung, muß aber über längere Zeit - bis zu einigen Stunden - Leistung bereitstellen können. Sie soll die fehlende Leistung aus den Reserven des betroffenen EVU aktivieren und damit die Primärregelung wieder für eventuelle neue Anforderungen entlasten. Der notwendige Regelbedarf dafür ist von der Größe des Teilnetzes abhängig und kann die Leistung der größten Kraftwerkseinheit durchaus überschreiten. Als Regelgrößen verwendet die Sekundärregelung die Frequenzabweichung und die Abweichung der über die Grenzen des von ihr geregelten Netzes von ihrem Sollwert.

In Verbundnetzen der Bundesrepublik Deutschland müssen bei jedem Verbundunternehmen während des Betriebs im zusammengeschalteten westeuropäischen Verbundnetz 2,5 % der aktivierten Einspeiseleistung als Reservekapazität im Sekundenbereich vorhalten. Für den Ausnahmefall, daß das westdeutsche Teilnetz längere Zeit getrennt vom UCPTE-Netz betrieben werden müßte oder daß mit häufiger mit einem getrennten Betrieb zu rechnen wäre, soll bei jedem Unternehmen eine resultierende Stellreserve von 5 % der augenblicklichen Erzeugungsleistung aktiviert werden können. Jeweils die Hälfte der resultierenden Stellreserve muß in beiden Fällen binnen 5 s und der Rest binnen 30 s dem Netz zur Verfügung stehen. Dazu ist es notwendig, daß die Kraftwerksblöcke im Bereich von 40 bis 100% ihrer Nennleistung mit mittleren Leistungsänderungsgeschwindigkeiten

zwischen vier bis zehn Prozent Nennleistung pro Minute (Kohle, Kernenergie) bzw. acht bis zwölf Prozent Nennleistung pro Minute (Öl, Gas) erbringen können. Bei hydraulischen Kraftwerken liegt dieser Wert zwischen zwei und vier Prozent Nennleistung je Sekunde.

Technisch ideal wäre es, wenn jede Maschine im Netz jederzeit einen Reservehub von $\pm 2,5\%$ ihrer Momentanleistung zur Verfügung stellen könnte. Ein Teil der Maschinen ist jedoch kaum oder gar nicht in der Lage, seine Leistung zu ändern (Laufwasserkraftwerke, Heizkraftwerke, Kernkraftwerke im stretch-out-Betrieb, Speicherpumpen). Auch sprechen bei einigen Kraftwerken wirtschaftliche Gründe gegen eine Beteiligung an der Primärregelung. In einem großen Kraftwerkspark müssen deshalb die regelbaren Maschinen die Aufgaben der nicht regelbaren mit übernehmen.

Voraussetzung für den Verbundbetrieb ist die statische Regelung geeigneter Generatoren und die Möglichkeit der Umschaltung von Signalen der Frequenz-Leistungsregelung. Die Statik S ist definiert als

$$S = \frac{(\Delta f / f_n)}{(\Delta P / P_n)} \cdot 100 \text{ (in \%)}$$

Sie sollte für alle Generatoren den gleichen Wert aufweisen und im Bereich von vier bis sechs Prozent liegen. Zu beachten ist, daß bei Erreichen der maximalen Generatorleistung die Statik unendlich wird und die Gesamtstatik des Netzes sich vergrößert. Die Gesamtstatik sollte dabei in keinem Fall größer als zehn Prozent sein.

Die Bereitstellung von Reserveleistung im Sekundenbereich zur Frequenzhaltung wird zum großen Teil durch mit fossilen Brennstoffen gefeuerte Dampfkraftwerke gewährleistet, die angedrosselt im Teillastbereich betrieben werden. Auch bei maximaler Stromabgabe läuft die Antriebsmaschine des Generators (zumeist eine Dampfturbine) noch leicht gedrosselt, so daß durch vollständige Öffnung der Dampfventile an der Turbine eine Leistungserhöhung möglich wird. Gleichzeitig wird ein Regelsignal gegeben, was die Erhöhung der Dampferzeugung bewirkt.

In Wasserkraftwerken wird die potentielle Energie des Wassers in Anspruch genommen. Durch den Eingriff der Primärregelung wird der Frequenzabfall im Netz zum Stillstand gebracht und auf einem neuen Gleichgewichtszustand stabilisiert. Die Primärregelung wird meistens so ausgelegt, daß sie erst bei größeren Drehzahländerungen (ca. 20...50 mHz) reagiert; dafür kann sie aber auch kleine Veränderungen im Leistungsbedarf ausregeln und die Feinkorrektur der Netzfrequenz vornehmen.

Art der Lieferungen	Laufzeit	Verbindlichkeit	Preisstellung	Bemerkungen
ohne vorherige Absprache			Ausgleich über Pendelkonten oder "in natura"	Energieflüsse auf Kuppelleitungen aufgrund von Regelungenauigkeiten, Sekundenreserve
kurzfristig	täglich oder ggf. wöchentlich. "Energiebörse"; "Spotmarkt"	können "mit angemessener Frist" beendet werden, wenn beim liefernden EVU Bereitstellungsengpässe auftreten oder sich die wirtschaftlichen Voraussetzungen ändern	orientiert sich an den beweglichen Bereitstellungskosten der eingesetzten Kraftwerke	entlasten teure Kraftwerke beim Bezieher, "Optimierungslieferungen"
mittelfristig	zwischen einem halben und drei Jahren	alle Formen der Lieferung - Lieferung mit Lieferzwang, Lieferung nach Können und Vermögen oder Lieferung auf Anfrage - mit entsprechenden Auswirkungen auf den Leistungspreis denkbar	Leistungskosten an den Durchschnittskosten der gesamten Bereitstellung des Lieferanten, Arbeitspreis an den in diesen Kraftwerken eingesetzten Brennstoffen orientiert	dient zum Abbau vorübergehender Bereitstellungslücken oder - überhänge
langfristig	werden i.a. einige Jahre vor Lieferbeginn abgeschlossen und haben lange Laufzeiten	in der Regel gesicherte Lieferung, aber auch Bezugsverträge denkbar, bei denen die Lieferpflicht an die Verfügbarkeit bestimmter Kraftwerke gebunden ist	orientiert sich an den Vollkosten neuer Kraftwerke der im jeweiligen Lastbereich eingesetzten Kraftwerke	bei erkennbaren langfristigen Bereitstellungslücken Alternative zum Bau eigener neuer Kraftwerke

Tabelle A1-1: Vertragsstrukturen im Verbundbetrieb (ohne Berücksichtigung von Reserveverträgen); Quelle: K. Edwin et al.

C Verzeichnis häufig wiederkehrender Abkürzungen

BEPL	Bruttoengpaßleistung
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BSA	Batteriespeicheranlage
BSE	Bruttostromerzeugung
BSV	Bruttostromverbrauch
CAES	Compressed Air Energy Storage, Druckluftspeicher-Kraftwerke
DSM	Demand-Side Management
DVG	Deutsche Verbundgesellschaft e.V.
EMB	Elektromagnetische Beeinflussung
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
EMVG	Gesetz über die elektromagnetische Verträglichkeit von Geräten
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPRI	Electric Power Research Institute
EVU	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
FACTS	Flexible AC Transmission System
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
HTSL	Hochtemperatur-Supraleiter
ICNIRP	International Commission of Non-Ionizing Radiation Protection
IPS	Interconnected Power System, Verbundnetz der ehemaligen COMECON-Länder
IRPA	International Radiation Protection Association
KEK	Nationales Laboratorium für Hochenergiephysik, Ibaraki, Japan
LASL	Los Alamos Scientific Laboratory
MAGLEV	Magnetically Levitated Vehicle, Magnetschwebbahn
NEDO	New Energy Development Organisation, Japan
NEPL	Nettoengpaßleistung
NMVOC	Non-Methan Volatile Organic Compounds, Nicht-Methan-Kohlenwasserstoffe
NSV	Nettostromverbrauch
PSW	Pumpspeicherwerke
PV	Photovoltaik
RASMES	Research Association of Superconducting Magnetic Energy Storage, Japan
SMES	Superconducting Magnetic Energy Storage
UCPTE	Union pour la Coordination de la Production et du Transport de l'Electricité
UPS	United Power System, Verbundnetz der ehemaligen Sowjetunion
USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgung
VDEW	Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V.
VEAG	Vereinigte Energiewerke AG

Anhang 2: Auslegung von SMES-Spulen und Kostenschätzungen

Auslegungsstudien zu SMES-Systemen sind bisher nur wenige publiziert, zudem häufig in einer Form, in der die Vorgehensweise und die Grundannahmen nur schwer nachvollziehbar sind. Um eine konsistente Datenbasis für unsere Betrachtungen zu gewinnen, haben wir für vier SMES-Spulen unterschiedlichen Speicherinhaltes eine Grobauslegung durchgeführt. Die hier behandelnden Größenklassen von Energiespeichern wurden nach praktischen Gesichtspunkten festgelegt. So sollten die Speicherinhalte in der Größenordnung liegen, die für aus heutiger Sicht wahrscheinliche Anwendungen repräsentativ sein könnten. Zugleich sollte ein möglichst breiter Energiebereich abgedeckt werden, um mögliche Degressionseffekte identifizieren zu können. Außerdem haben wir die Ergebnisse einer früheren Studie des ITP mit in die Untersuchungen aufgenommen. Tabelle A2-1 gibt einen Überblick über die Klassen und Anforderungen.

A2.1 Auslegung von supraleitenden Spulen

A2.1.1 Vorgehensweise

A2.1.1.1 Auslegung der Spulen

In dieser Arbeit wird die Auslegung supraleitender Spulen für Energiespeichereinheiten diskutiert. In der Vergangenheit wurden meist Solenoide betrachtet, die verschieden angeordnet wurden. Beispiele dafür sind:

- Einzelspule (z. B. [1], [2]),
- mehrere Solenoide hintereinander mit dem Spulenzentrum auf einer gemeinsamen Achse,
- parallele solenoidale Röhren [3] und
- konzentrische Solenoide (Mehrfach-Spulensystem mit alternierender Polarität [4])

Solche Solenoidsysteme wurden meistens mit Torussystemen verglichen.

Bei der Auslegung sind die Randbedingungen aus der Tabelle A2-1 zu beachten. Die Vorgehensweise ist die folgende:

- Ausgangspunkt aller Überlegungen ist die sogenannte Brooks-Spule. Diese ist ein Solenoid, bei dem Innenradius, axiale Länge und radiale Dicke gleich sind. Sie hat bei vorgegebener Leitermenge die höchste gespeicherte Energie in der Solenoidform oder anders ausgedrückt, bei gegebener Energie benötigt sie die kleinste Leitermenge. Das Volumen der Brooks-Spule beträgt

$$V = 3 \cdot \pi \cdot r_i^3$$

Dabei ist r_i der innere Radius der Brooks-Spule. Eine Einschränkung für das Magnetfeld ist nicht gemacht. Bei Verwendung von Supraleitern ist jedoch eine obere Grenze für das maximale Magnetfeld zu beachten. Rechnet man bei der Brooks-Spule bei gegebener Stromdichte in der Wicklung das maximale Magnetfeld aus, so findet man im allgemeinen ein höheres Magnetfeld als das für den Supraleiter zulässige. In diesem Falle wird in einem iterativen Verfahren der Radius vergrößert und die radiale Dicke verkleinert bei gleichzeitiger Erhöhung der axialen Länge, um die zulässigen Werte zu erreichen. Kleinere Differenzen werden mit der Stromdichte ausgeregelt.

Parameter	Einheit	Gigaspelcher	Megaspelcher	Minispelcher	Mikrospelcher	Solarspeicher
Energie		5 GWh	5 MWh	50 kWh	0,5 kWh	100 MWh
		18 TJ	18 GJ	180 MJ	1,8 MJ	360 GJ
Leistungsbereich		1 GW	≈ 100 MW	≈ 5 MW	≈ 1 MW	100 MW
Entladezeit (Vollast)	s	18000 (5 h)	180 (3 min)	36	1,8	3600 (1h)
äußerer Spulenradius	m	121,2 (6 Teilspulen)	3,5	1,8	0,4	100
Spulenhöhe	m		22	0,9	0,8	18
radiale Dicke	m		0,25	0,5	0,04	
Leiterstrom	kA	100	50	30	2 ... 5	54,4
Stromdichte in der Wicklung	Acm ⁻²	1000	2500	2500	10000	
Maximalfeld am Leiter	T	8	8	8	4	1,92
dB/dt	T/s	0,0004 ... 0,002	0,05	0,3 ... 2,5	2,3	
Gesamtvolumen der Wicklung	m ³	23200	120	4	0,07	
Ampère-Meter	Am	2,13·10 ⁹	3·10 ⁹	10 ⁸	6,5·10 ⁶	
mittlere Entfernung der 0,5 mT-Linie vom Spulenmittelpunkt	m	1500	130	30	8	
Leistung der Kühlaggregate	kW _{el}	9000...10000	230	89,5	4	890
Hilfsenergieverluste pro Tag	% v. E	5	110	4300	19200	47

Tabelle A2-1: Übersicht über die festgelegten Energiespeicherklassen und ausgewählte Ergebnisse der Auslegung

- Die Solenoidform wird für alle vier definierten Energiespeicherklassen untersucht. Zusätzlich wird für den Mega- und den Minispeicher auch der entsprechende Torus untersucht und mit dem Solenoiden verglichen.
- Die geforderte gespeicherte Energie bei erlaubtem Maximalfeld am Supraleiter muß in der Rechnung erreicht werden. Jedoch wird nicht strikt z. B. 8 T oder der genaue Energiewert angestrebt, sondern es wird ein gewisser Spielraum zugelassen, was sicherlich für diese Studie vollauf genügt.
- Das zulässige Maximalfeld am Leiter B_{\max} sollte höchstens geringfügig überschritten werden.
- Die Stromdichte ist als Richtwert vorgegeben, z. B. 1000 A/cm² im 5 GWh-Speicher, orientiert an den früheren amerikanischen und japanischen Rechnungen.
- Bei den kleineren Energiespeichereinheiten (5 MWh und kleiner) werden die Baubarkeit im Vergleich zu existierenden Magneten und die Transportierbarkeit als weitere Einschränkungen zusätzlich berücksichtigt. Dieses bedeutet nach den Erfahrungen im Bau großer Detektormagnete in der Teilchenphysik, daß der maximale Außendurchmesser der Spule 7 m nicht wesentlich überschreiten darf.

Bei der Durchführung des Auslegungsverfahrens für Solenoide, insbesondere bei großen Dünnwandsolenoiden, entsteht oft das Problem, daß das Maximalfeld am Leiter an den Enden des Solenoiden auftaucht. Die dabei auftretende Feldüberhöhung gegenüber der Mitte erreicht leicht den Faktor Zwei, besonders dann, wenn man Dünnwandsolenoiden mit relativ niedrigem Maximalfeld auslegen will. Um aus diesem Dilemma herauszukommen, gibt es zwei Wege:

- Aufspaltung des Solenoiden in radialer Richtung mit nach außen hin in richtigem Takt abnehmbarer axialer Länge. Diese Methode ist geeignet für große Einheiten und wurde bei der Auslegung des Gigaspeichers angewandt.
- Aufspaltung des Solenoiden in Teilsolenoiden in axialer Richtung mit gleichbleibender radialen Dicke, aber abnehmender axialer Länge. Im allgemeinen wird diese Methode bei Dünnwandsolenoiden von Vorteil sein

Gemäß dieser Prinzipien und Methoden wurde die Auslegung iterativ durchgeführt und darauf geachtet, daß die Supraleitermenge möglichst klein gehalten wurde. Die Resultate sind in den folgenden Kapiteln für die einzelnen Speicher angegeben.

Die Optimierung eines Torus ist komplizierter als die eines Solenoiden, da mehr Parameter zur Variation existieren. Diese sind:

- Zahl der Spulen
- Großer Radius
- kleiner Radius
- Axiale Breite der Windung
- Radiale Breite der Windung
- Abstand der Spulen im Innenrand des Torus

A2.1.1.2 Leiterauslegung

Für die Auslegung der Leiter sind folgende Größen in die Überlegung mit einzubeziehen:

- Kritischer Strom des Einzelstrands: Da sich die Anforderungen an den Supraleiter bezüglich Wechselfeldstabilität und maximalem Magnetfeld am Leiter für die vier zu betrachtenden Energiespeicher unterscheiden, ergeben sich unterschiedliche kritische Stromdichten.
- Strom im Einzelstrand: Hier wird versucht, den Nominalstrom auf 50 Prozent des kritischen Stroms bei 4.2 K und dem maximalen Magnetfeld am Leiter zu begrenzen.
- Verhältnis Kupfer zu Supraleiter ("Hotspot-Temperatur"): Die Menge an Stabilisierungskupfer (Das Verhältnis des Kupferquerschnitts zum Supraleiterquerschnitt wird mit α bezeichnet) ergibt sich aus dem sogenannten "Hotspot-Kriterium", d.h. aus der maximal zulässigen Temperatur des Leiters im Quenchfall. Auch dies ist für die vier Energiespeichertypen recht unterschiedlich, weil die maximale Temperatur eine Funktion der Entladezeit ist, die durch folgende Beziehung gegeben ist:

$$\tau_D = 2 \cdot Q / I \cdot U_D,$$

wobei Q die gespeicherte Energie, I der Kabelstrom und U_D die Entladespannung sind. Letztere sollte den Wert von 20 kV nicht überschreiten.

Die maximale Leitertemperatur kann mit Hilfe eines adiabatischen Modells abgeschätzt werden, in dem nur die Ohmschen Verluste und die Enthalpien der eingesetzten Materialien eingehen. Als Faustformel kann gelten, daß T_{hotspot} einen Wert von 150 K nicht überschreiten sollte.

- Kabeltyp (Thermohydraulik): Man unterscheidet nach badgekühlten und zwangsgekühlten Leitern, wobei aus Hochspannungsfestigkeitsgründen die letzteren - weil innengekühlt - vorzuziehen sind. Allerdings spielt auch die technische Machbarkeit eine Rolle. Beispielsweise ist ein innengekühlter Leiter beim Mikrospeicher nicht praktikabel.

Bei innengekühlten Leitern spielt der Druckabfall entlang des Leiters sowie die Temperaturerhöhung infolge der Reibungsverluste eine Rolle, d.h. sie begrenzen die Kühllänge, damit möglicherweise auch die Leiterlänge und bestimmen dadurch die Zahl der Verbindungen oder Module.

Hieraus ist schon zu erkennen, daß die Auslegung ein iterativer Prozeß ist. Es wurde nun folgendermaßen vorgegangen:

- Man wählt zunächst einen Strandtyp aus; dies kann ein kommerziell erhältlicher sein. Für die Mikro- und Minispeicher mit Magnetfeldänderungen von mehr als 2 T/s wurde für die Auslegung der Mixed-Matrix-Leiter CCN 5436 der Firma Alsthom ausgesucht, für den Mega- und Gigaspeicher herkömmliche NbTi/Cu-Strands gewählt. Für den kritischen Strom als Funktion des Magnetfeldes wurden die Werte des Herstellers (Alsthom) bzw. typische Werte (LMI) zu Grunde gelegt. In Bild A2-1 ist die kritische Stromdichte in Abhängigkeit des Magnetfeldes dargestellt.
- Im Fall des Alsthomleiters, der für den Mikro- und den Minispeicher ausgesucht wurde, sind der Strandedurchmesser sowie die Supraleiter-, Kupfer- und Kupfer-Nickel-Anteile bekannt. Im Fall des Mega- und des Gigaspeichers wurden die α -Werte als Parameter gesetzt.
- Aus der gewünschten Stromdichte des Einzelstrands und dessen Supraleiterquerschnitt errechnet man die Anzahl der Strands N , wobei letztere mit einer machbaren Verseilzahl zusammenpassen muß.

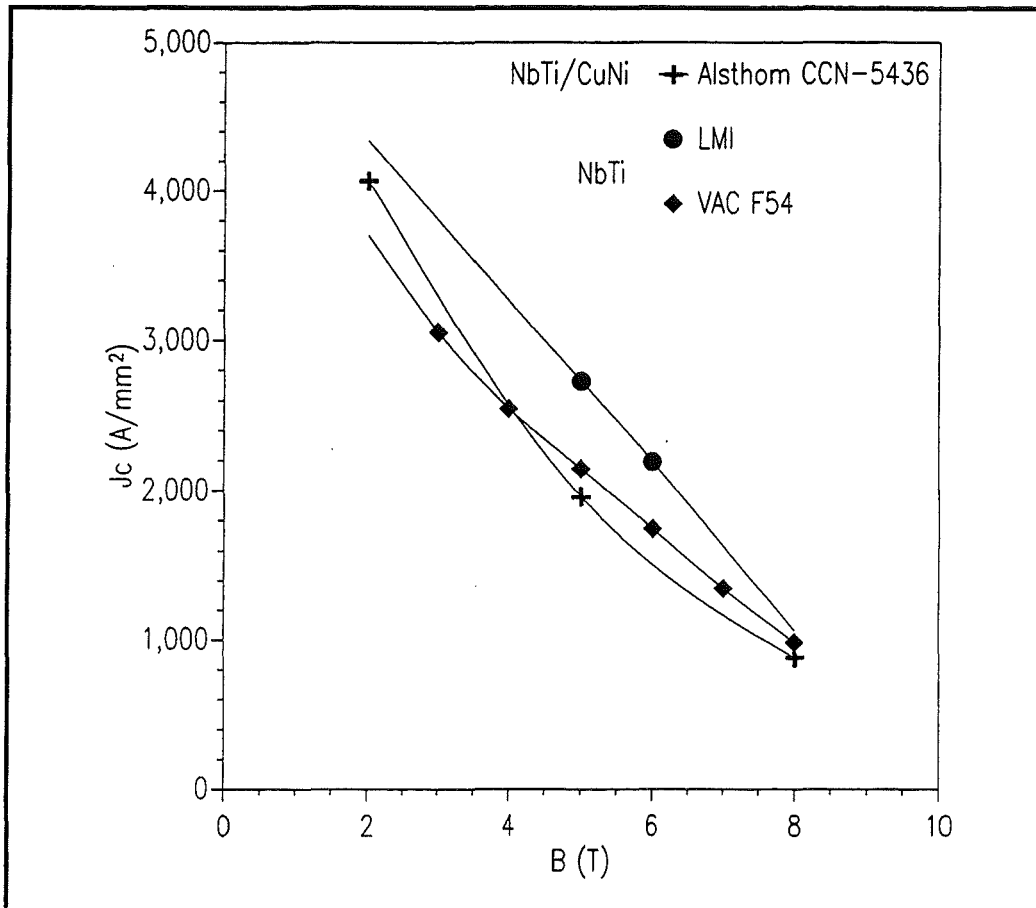


Bild A2-1: Kritische Stromdichten von NbTi-(LMI, VAC) bzw. Mixed-Matrix-(Alsthom-) Leiter bei 4,2 K

- Hieraus ergeben sich die Gesamtquerschnitte von Supraleiter, Kupfer und evtl. Kupfer-Nickel, wobei noch eine sogenannte Verseilkorrektur anzubringen ist.
- Hat man einen badgekühlten Leiter ausgewählt, so muß man noch eine elektrische Isolationschicht (im allgemeinen etwa 0,4 mm Dicke) berücksichtigen. Dann kann man aus den Querschnitten des Kabels und derjenigen der Spule die Windungszahlen in radialer (Pancake) bzw. in axialer (Lagen) Richtung berechnen. Aus der angegebenen Zahl der Ampere-Windungen und der soeben erhaltenen Windungszahl kann man den Kabelstrom ableiten, der gleich dem oben angenommenen Kabelstrom sein muß.
- Für einen innengekühlten Leiter ist der Querschnittsanteil, den das Kühlmedium Helium ausfüllt, zu berechnen. Im allgemeinen geht man in einem innengekühlten Leiter von einem Volumenanteil (void fraction) von 35 - 40 Prozent aus. Hieraus ergibt sich der Gesamtquerschnitt des Kabels (cable space). Darum wird noch eine heliumdichte Schicht z.B. Stahl angeordnet, die gleichzeitig als mechanische Verstärkung dient. Diese Schicht muß noch elektrisch isoliert werden.
- Nun kann man die Entladezeitkonstante und mit Hilfe des adiabatischen Modells die maximale Temperatur im Quenchfall berechnen. Ist diese zu hoch, muß entweder die Entladezeitkonstante erniedrigt (d.h. die Entladespannung erhöht) oder die Menge an Stabilisierungsmaterial erhöht werden. Wie später noch gezeigt wird, wird das beim Gigaspeicher zum Problem.
- Die geometrischen Größen Heliumquerschnitt und hydraulischer Durchmesser sowie die Eingangsgrößen Eintrittsdruck und -temperatur werden verwendet, um den Druckabfall bzw. den

Temperaturanstieg als Funktion des Heliummassenstroms zu berechnen. Hierbei ist die Länge des Kühlkanals ein Parameter, der entsprechend einzustellen ist.

A2.1.2 Auslegung einer 5 GWh-Energiespeichereinheit

In einer Arbeit von Hassenzahl wird ein SMES-Solenoid für 5 GWh = 18 TJ diskutiert. Seine charakteristischen Daten sind in Kapitel 23 zusammengefaßt. Bei dieser Spule tritt das Maximalfeld an den axialen Enden des Solenoiden auf und nicht in der Mitte am Innenrand. Daher kann dieser Speicher als nicht voll optimiert betrachtet werden, denn ein möglichst gleichmäßiges Feld entlang des inneren Spulenrandes ist anzustreben, um den Supraleiter möglichst gut auszunutzen. Felder in der Größenordnung von 5 T sind bisher im allgemeinen für solch große Energiespeicher betrachtet worden. Wenn man dagegen 8 T anstrebt, dann werden die Baugrößen solcher Spulen kleiner und kompakter.

A2.1.2.1 Solenoid

Die Optimierung des 5 GWh Energiespeichers ergab ein Solenoidsystem bestehend aus 6 Teilsolenoiden, die gleiche radiale Dicke, aber unterschiedliche axiale Längen haben. Diese nehmen nach außen hin ab. Wie bereits früher erläutert ist diese Aufspaltung erforderlich, um eine Feldüberhöhung an den Magnetenden zu vermeiden.

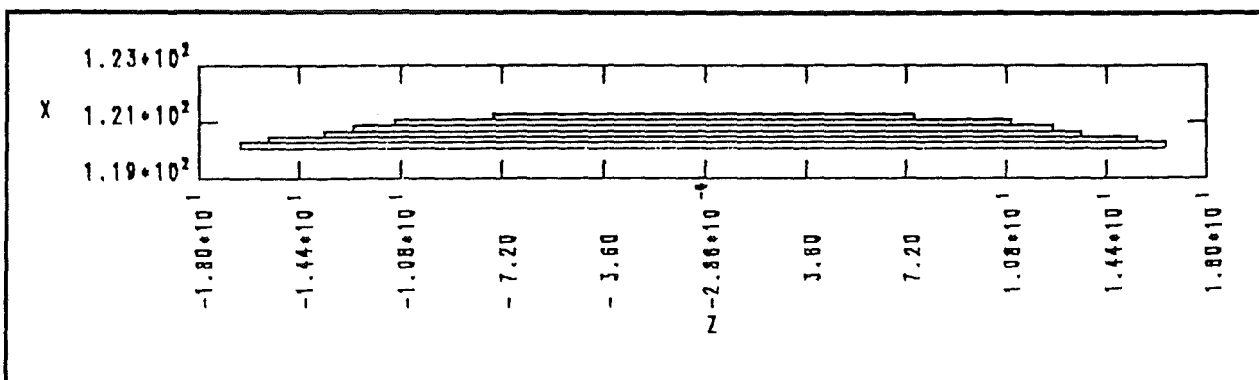


Bild A2-2: 5-GWh-Speicher: Querschnitt durch die Wicklung

A2.1.2.2 Leiterauslegung

Der innengekühlte NbTi-Leiter hat ein Kupfer-zu-Supraleiterverhältnis von 25. Hiermit wird versucht der Tatsache Rechnung getragen, daß der Solenoid wegen seiner riesigen gespeicherten Energie im Fall des Auftretens eines Quenches nur sehr langsam entladen werden kann, d.h. er müßte vollstabilisiert sein. Dies ist aber aufgrund seiner enormen Größe nicht mehr realisierbar. Es wurde versucht, den Strom des Kabels möglichst groß zu machen, um die Windungszahl (und die Entladezeitkonstante) so klein wie möglich zu bekommen. Man erhält ein Kabel mit 1152 Strands von 2.3 mm Durchmesser, die Verseilsequenz ist 3 x 4 x 4 x 4 x 6. Um das (Rechteck-)Kabel mit einem Heliumquerschnittsanteil von 40 % wird eine 2.8 mm dicke Stahlhülle angeordnet, das so erhaltene Kabel wird mit 1 mm Glas-Kapton-Glas-Isolation umwickelt. Die totalen Abmessungen sind dann 100 x 100 mm²

Da der Gigaspeicher radial in sechs axial unterschiedlich langen Einzelsolenoiden unterteilt ist, muß dem auch bei der Wicklungsanordnung Rechnung getragen werden. Man erhält pro Einzelsolenoid zwei Lagen, insgesamt 2920 Windungen. Die mittlere Windungslänge beträgt 758 m. Bei 2 Lagen und 9 Windungen je Lage bekommt man eine Kühllänge von 13.644 m, was thermohydraulisch möglich ist, die Frage nach der technischen Realisierbarkeit so großer Kabellängen stellt sich natürlich.

Aus dem hier Dargestellten folgt auch, daß wir es im Gigaspeicher mit sehr vielen elektrischen Verbindungen (und damit Ohmschen Verlusten) zu tun bekommen. Aus geometrischen Gründen müssen die elektrischen Verbindungen radial nach außen geführt werden. Berechnet man die Entladezeitkonstante des Gigaspeichers, so erhält man mit einer Entladespannung von 20 kV und einem Strom von 96 kA eine Zeitkonstante von 5,3 Stunden. In der adiabatischen Näherung erreicht der Supraleiter nach weniger als 10 Minuten 1000 K. Dies kann auch nicht durch einen beträchtlich höheren Kupferanteil ausgeglichen werden. Hieraus folgt, daß der Solenoid elektrisch so unterteilt werden muß, daß die Entladung parallel über mehrere Widerstände erfolgt, wobei unter Umständen die Größe der Widerstände variiert. Auf schaltungstechnische Probleme sowie die Tatsache, daß der gesamte Speicher normalleitend sein müßte, um unterschiedliche Entladezeiten infolge unterschiedlicher Normalleitungswiderstände zu vermeiden, wird hier nicht eingegangen. Man bekommt bei einer Unterteilung in 20 Module eine Entladezeitkonstante von 940 s und eine Hotspot-Temperatur von 336 K (63 Grad Celsius!), bei einer Unterteilung in 24 Module eine entsprechende Zeitkonstante von 782 s und eine Hotspot-Temperatur von 220 K.

Aus dem hier Gesagten folgt, daß speziell für die Auslegung des Gigaspeichers noch einige Überlegungen zur Leiterauslegung nötig sind. Insgesamt kann jedoch gefolgert werden, daß eine Begrenzung der Hotspot-Temperatur auf 150 K möglich ist.

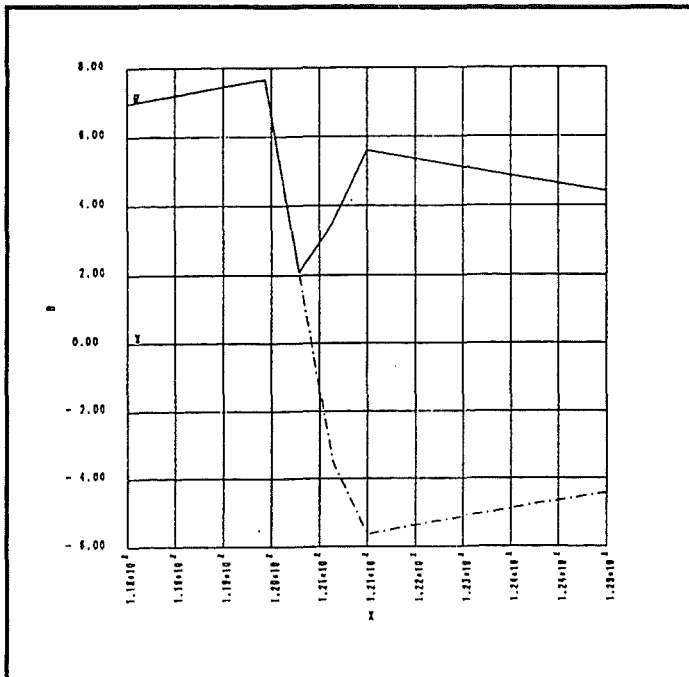


Bild A2-3: 5 GWh-Speicher: Feld in radialer Richtung durch die Wicklung hindurch

5 GWh Energiespeicher		
Allgemeine Anforderungen		
Parameter	Einheit	5 GWh Energiespeicher
Energie		5 GWh 18 TJ
Leistungsbereich	GW	1 - 5
Entladezeit	s	18000 (5 h) - 3600 (1 h)
Leiterstrom	kA	100
Stromdichte in der Wicklung	A/cm ²	1000
Maximalfeld am Leiter	T	8
dB/dt	T/s	0,00045 - 0.00222
Ergebnis der technischen Auslegung		
Auslegungsform		Solenoid
Zahl der Einzelspulen		6
		Einzelspule siehe gesonderte Tabelle
		Gesamtsystem
Innerer Radius a_1	m	120,0
Äußerer Radius a_2	m	121,2
Mittlerer Radius a_m	m	120,6
Radiale Dicke DR	m	1,20
Axiale Länge DA einer Einzelspule	m	siehe gesonderte Tabelle A2-3
Mittlere Windungslänge L_m	m	siehe gesonderte Tabelle A2-3
Stromdichte der Wicklung J_w	A/cm ²	917
Maximalfeld am Leiter B_{max}	T	7,34
Gesamtvolumen V der Wicklung	m ³	23170
Ampère-Windungen	At	$2,81 \cdot 10^8$
Ampère-Meter	Am	$2,13 \cdot 10^9$

Tab. A2-2: Allgemeine Anforderungen und Ergebnis der technischen Auslegung

Einzelsolenoid für den 5 GWh Energiespeicher							
Parameter	Einheit	SOL1	SOL2	SOL3	SOL4	SOL5	SOL6
Innenradius a_1	m	120,0	120,2	120,4	120,6	120,8	121,0
Außenradius a_2	m	120,2	120,4	120,6	120,8	121,0	121,2
Mittlerer Radius a_m	m	120,1	120,3	120,5	120,7	120,9	121,1
Radiale Dicke DR	m	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Axiale Länge DA	m	33	31	27	25	22	15
Mittlere Windungslänge L_m	m	755	756	757	758	760	761
Volumen	m ³	4981	4687	4089	3792	3343	2283
Ampère-Windungen	10 ⁷ At	6,1	5,7	5,0	4,6	4,1	2,8
Ampère-Meter	10 ¹⁰ Am	4,6	4,3	3,8	3,5	3,1	2,2
Gesamte radiale Kraft	GN	12,6	7,36	2,76	1,37	4,74	5,34
Volumenkraft	MN/m ³	45,4	28,3	12,2	6,51	25,5	42,1
Linienkraft in Umfangsrichtung	MN/m	301	176	66	- 33	-113	-127
Radialer Druck	MPa	9,12	5,67	2,44	- 1,31	- 5,13	- 8,46

Tab. A2-3: Einzelsolenoid für den 5-GWh-Speicher

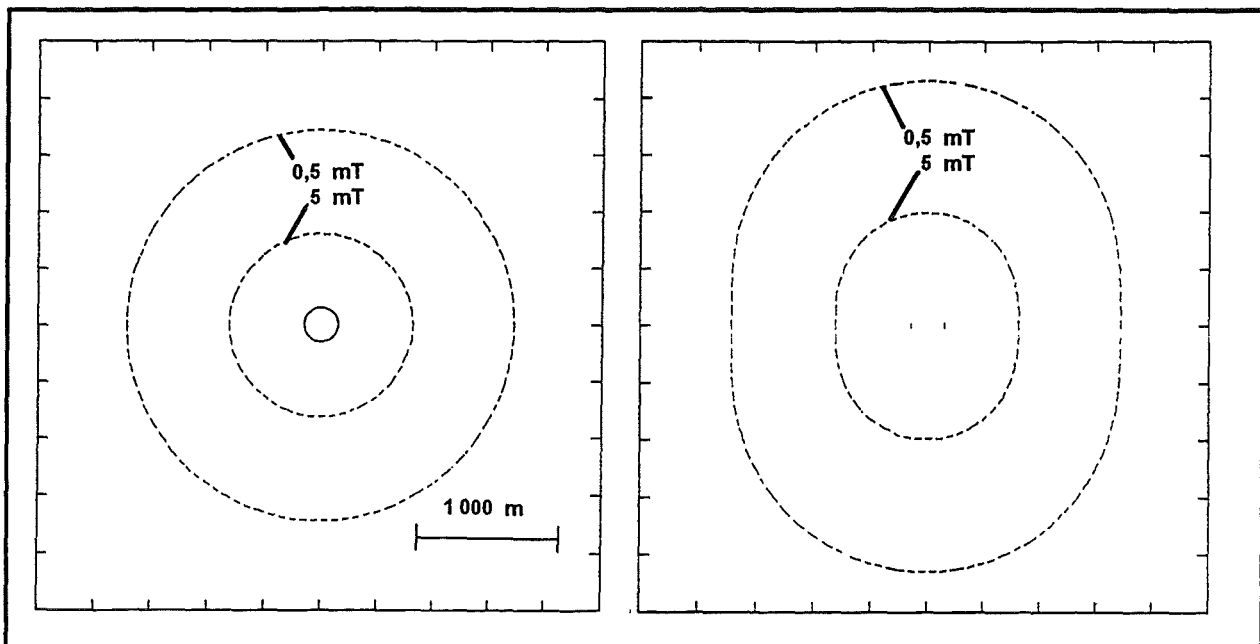


Bild A2-4: 5-GWh-Speicher: Streufeld in der radialen Mittelebene und in der vertikalen Mittelebene (Die Streufelder sind für 0,5 mT (Herzschrümmacherlinie) und für 5 mT gezeichnet. Der letzte Wert ist willkürlich gewählt, jedoch zeigt er deutlich die schwache Abnahme des Streufeldes.)

A2.1.3 Auslegung einer 5 MWh-Energiespeichereinheit

A2.1.3.1 Solenoid

Das Ergebnis der Auslegung einer 5 MWh Energiespeicherspule ist in Tabelle A2-4 für ein Solenoid (und auch für ein Toroidsystem) zusammengefaßt.

Wenn man die Transportierbarkeit als führendes Kriterium ansieht, dann ergibt sich als Resultat ein Solenoid, der 22 m lang ist und einen Außendurchmesser von 7 m hat. Man kann sich den Solenoiden aus 22 Einzelmodulen von je 1 m axialer Länge aufgebaut vorstellen. Diese Bauweise wird bei großen Detektormagneten weltweit mit großem Erfolg angewandt. Die Stromdichte von ca. 2500 A/cm² ist in der Wicklung der LCT-Magneten erreicht und auch überboten worden. Die radiale Dicke dieses Magneten ist 0,25 m.

Diese Einzelspule ist baubar und auch auf öffentlichen Straßen transportierbar. Daher ist der Bau eines solchen Energiespeichers als Solenoid vom technischen Standpunkt aus durchaus machbar.

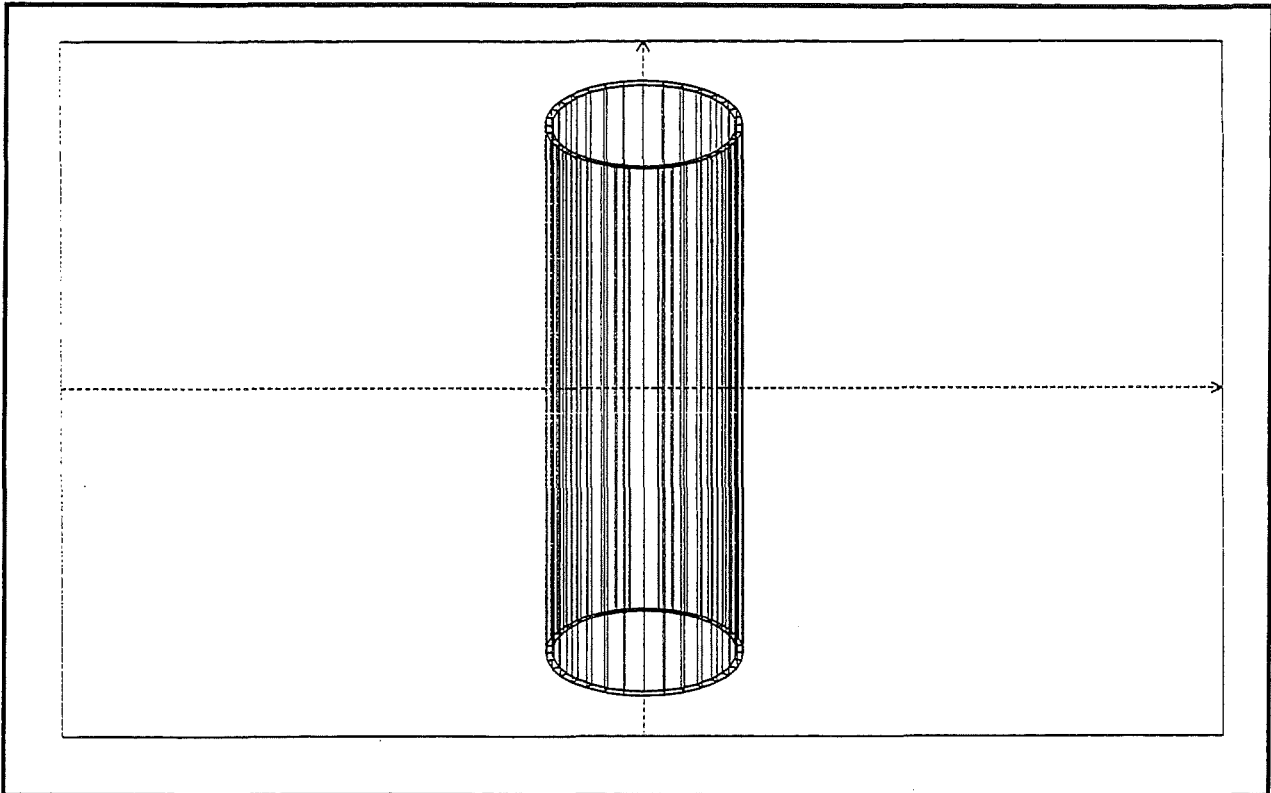


Bild A2-5: 5 MWh-Speicher: 3-D-Darstellung des Solenoid-Entwurfes

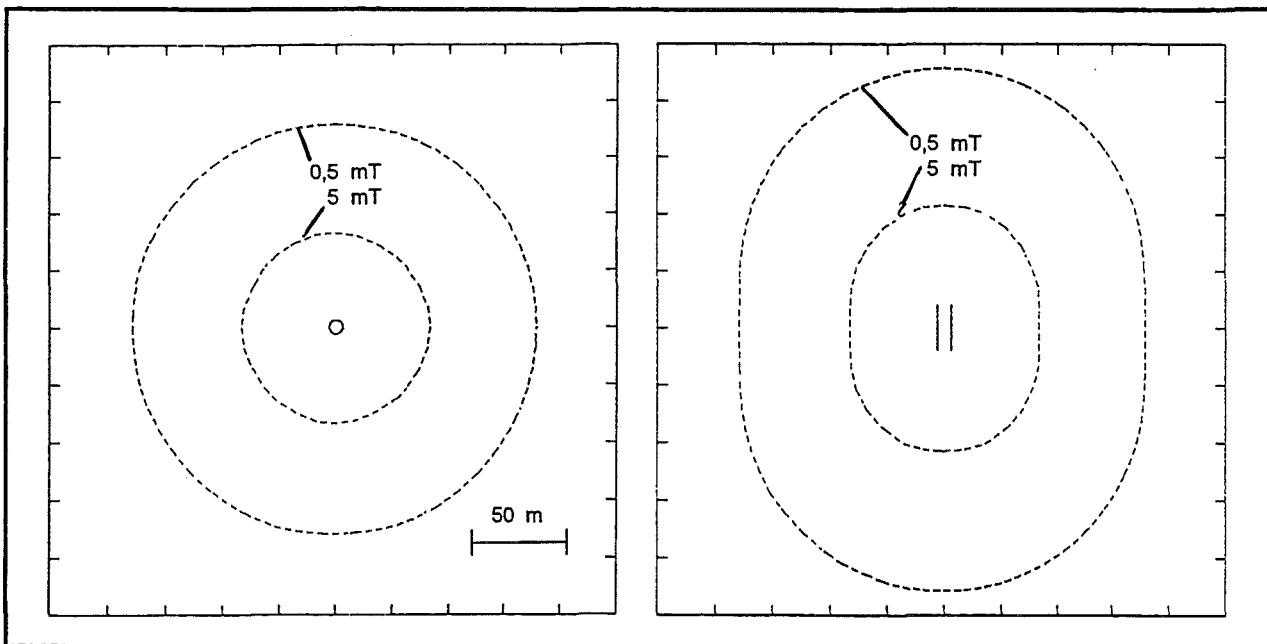


Bild A2-6: 5-MWh-Speicher in Solenoidform: Streufeld in der radialen Mittelebene und in der vertikalen Mittelebene (Die Streufelder sind für 0,5 mT (Herzschrümmachierlinie) und für 5 mT gezeichnet. Der letzte Wert ist willkürlich gewählt, jedoch zeigt er deutlich die schwache Abnahme des Streufeldes.)

A2.1.3.2 Toroid

Bei Betrachtung des Toroiden geht man von den oben definierten Einzelspulen aus. Wenn man mit 24 Spulen die Berechnung startet und einen Minimalabstand der Spulen an der Innenseite des Torus einhält, stellt man fest, daß das Maximalfeld unter 7 T liegt. Daher wurde die radiale Dicke erhöht

(um 0,05 m), jedoch unter Beibehaltung des Außendurchmessers von 7 m. Mit dieser Maßnahme erreicht man ein Maximalfeld von etwa 8 T, aber noch nicht die geforderte gespeicherte Energie. Eine Erhöhung der Spulenzahl auf 28 und durch Anpassung der Stromdichte wird die geforderte gespeicherte Energie bei einem Maximalfeld von etwa 7,8 T erreicht.

Die Daten des Torussystems sind ebenfalls in der Tabelle A2-4 enthalten. Die auftretenden mechanischen Kräfte und Spannungen liegen in beherrschbaren Grenzen.

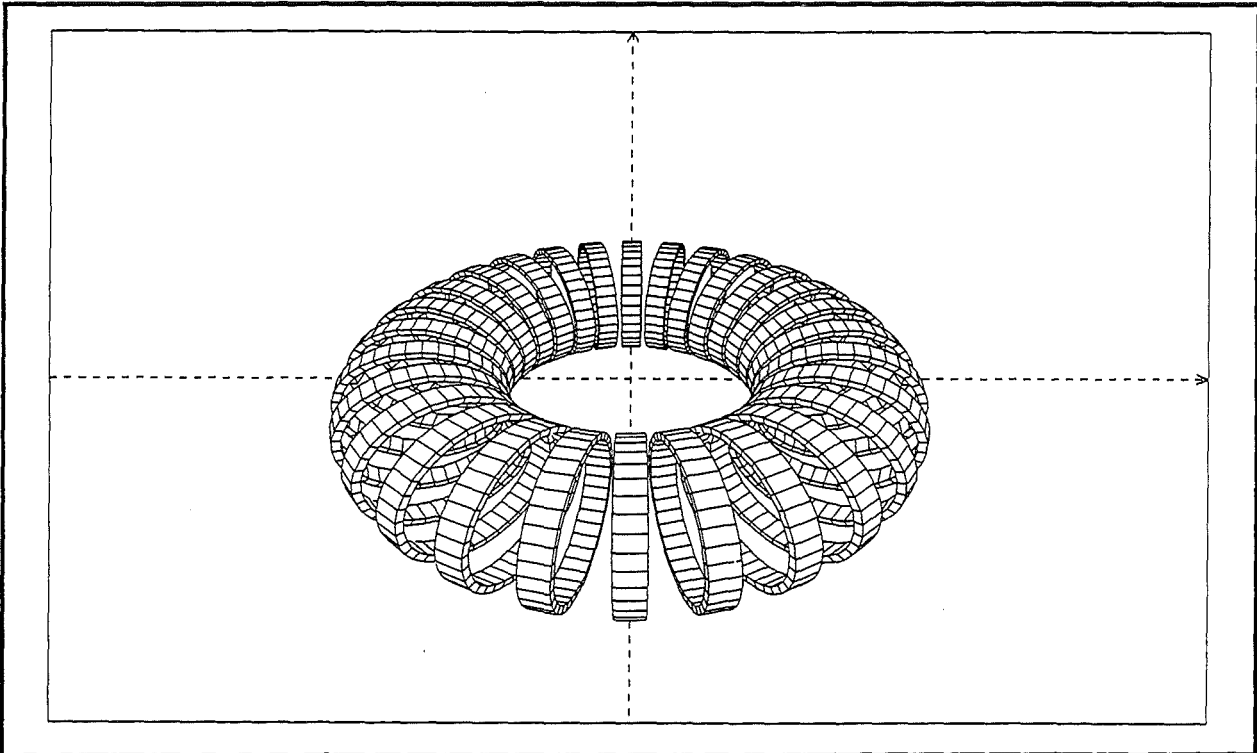


Bild A2-7: 5-MWh-Speicher: 3-D-Darstellung des Toroid-Entwurfes

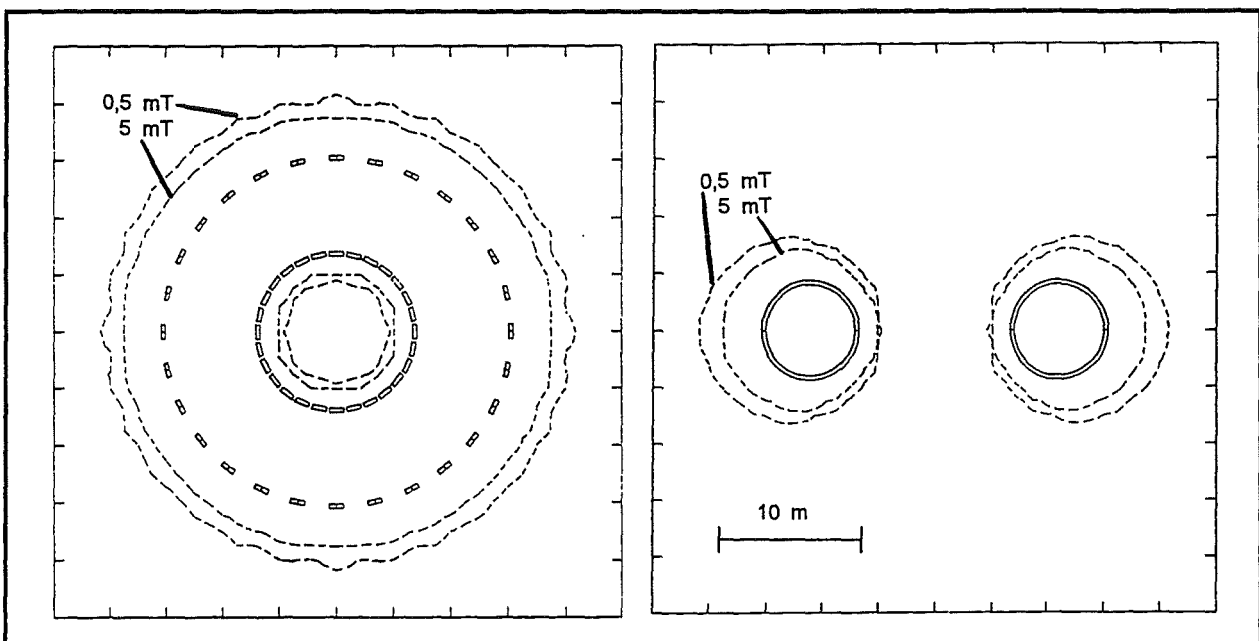


Bild A2-8: 5-MWh-Speicher in Torusform: Streufeld in der radialen Mittelebene und in der vertikalen Mittelebene (Die Streufelder sind für 0,5 mT (Herzschrümmacherlinie) und für 5 mT gezeichnet. Der letzte Wert ist willkürlich gewählt, jedoch zeigt er deutlich die schwache Abnahme des Streufeldes.)

5 MWh Energiespeicher			
Allgemeine Anforderungen			
Parameter	Einheit	5 MWh Energiespeicher	
Energie		5 MWh 18 GJ	
Leistungsbereich	MW	100	
Entladezeit	s	180 (3 min)	
Leiterstrom	kA	40 - 50	
Stromdichte in der Wicklung	A/cm ²	2500	
Maximalfeld am Leiter	T	8	
dB/dt	T/s	0,044	
Ergebnis der technischen Auslegung			
Auslegungsform		Solenoid	Toroid
Zahl der Einzelspulen		22	28
		Einzelspule	
Innerer Radius a_1	m	3,25	3,20
Äußerer Radius a_2	m	3,5	3,5
Mittlerer Radius a_m	m	3,375	3,35
Radiale Dicke DR	m	0,25	0,30
Axiale Länge DA einer Einzelspule	m	1	1
Mittlere Windungslänge L_m	m	21,21	21,05
Stromdichte der Wicklung J_w	A/cm ²	2606	2455
Maximalfeld am Leiter B_{max}	T	7,86	7,82
		Spulensystem	
Gesamtvolumen V der Wicklung	m ³	117	177
Ampère-Windungen	At	$1,4 \cdot 10^8$	$2,1 \cdot 10^8$
Ampère-Meter	Am	$3,04 \cdot 10^9$	$4,42 \cdot 10^9$
Zentrierende Kraft	MN	nicht anwendbar	68
Maximale Volumenkraft	MN/m ³	88	89
Maximaler radialer Druck	MPa	22	27
Maximaler axialer Druck in der Mittelebene	MPa	163	18,2

Tab. A2-4: Allgemeine Anforderungen und Ergebnis der technischen Auslegung für den 5-MWh-Speicher

A2.1.3.3 Leiterauslegung

Gewählt wird ein innengekühlter kupferstabilisierter NbTi-Leiter. Er hat ein α von 6,5 und 768 Strands mit einem Durchmesser von 1 mm. Die Verseilsequenz ist $3 \times 4 \times 4 \times 4 \times 4$. Das Supraleiterkabel umgibt eine die (heliumdichte) Stahlhülle mit einer Dicke von 2 mm. Für den gesamten Solenoid benötigt man 6 Lagen bzw. 576 Windungen je Lage. Der Nennstrom beträgt 41 kA, der kritische Strom 88,5 kA bei 4,2 K und 8 T. Auch hier wird der Solenoid aus thermohydraulischen Gründen in 32 Module aufgeteilt; die Kühlänge beträgt hier 2290 m. Mit einer Entladespannung U_D von 20 kV ergibt sich eine Hotspot-Temperatur von 135 K.

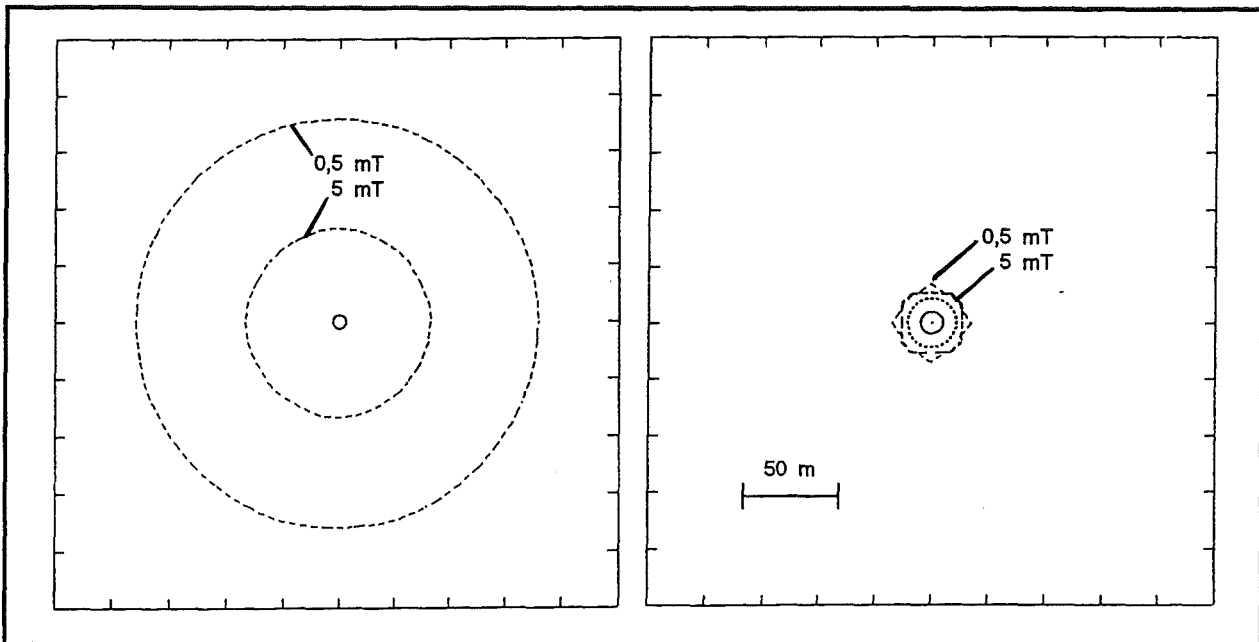


Bild A2-9: 5-MWh-Speicher: Vergleich der Ausdehnung der Streufelder in der radialen Mittelebene für den Solenoid-Entwurf (links) und den Torus-Entwurf (rechts) (Die Streufelder sind für 0,5 mT (Herzschrittmacherlinie) und für 5 mT gezeichnet. Der letzte Wert ist willkürlich gewählt, jedoch zeigt er deutlich die schwache Abnahme des Streufeldes.)

A2.1.4 Auslegung einer 50 kWh-Energiespeichereinheit

A2.1.4.1 Solenoid

Das Ergebnis der Auslegung ist ein Solenoid bei dem der äußere Durchmesser und die axiale Länge ähnlich sind (2,44 m zu 2,1 m), also ein sehr kompakter Solenoid. Die Daten sind in der Tabelle A2-5 angegeben. Auch dieser Solenoid kann modular aufgebaut werden, d. h. es werden Teilsolenoiden zusammengesetzt.

Die gespeicherte Energie von 180 MJ entspricht etwa der, die in der LCT-Spule gespeichert war, als diese in Oak Ridge mit ca. 16 kA Einzelleiterstrom betrieben wurde [5].

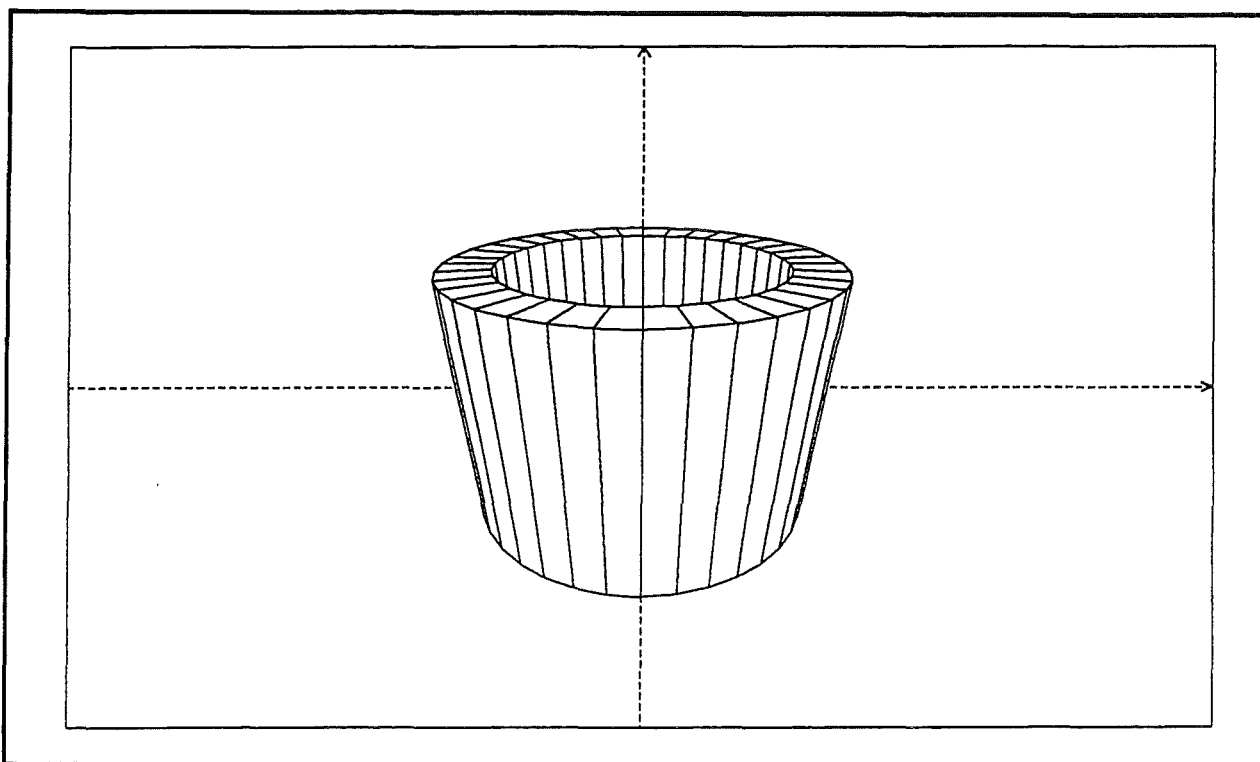


Bild A2-10: 50-kWh-Speicher: 3-D-Darstellung des Solenoid-Entwurfes

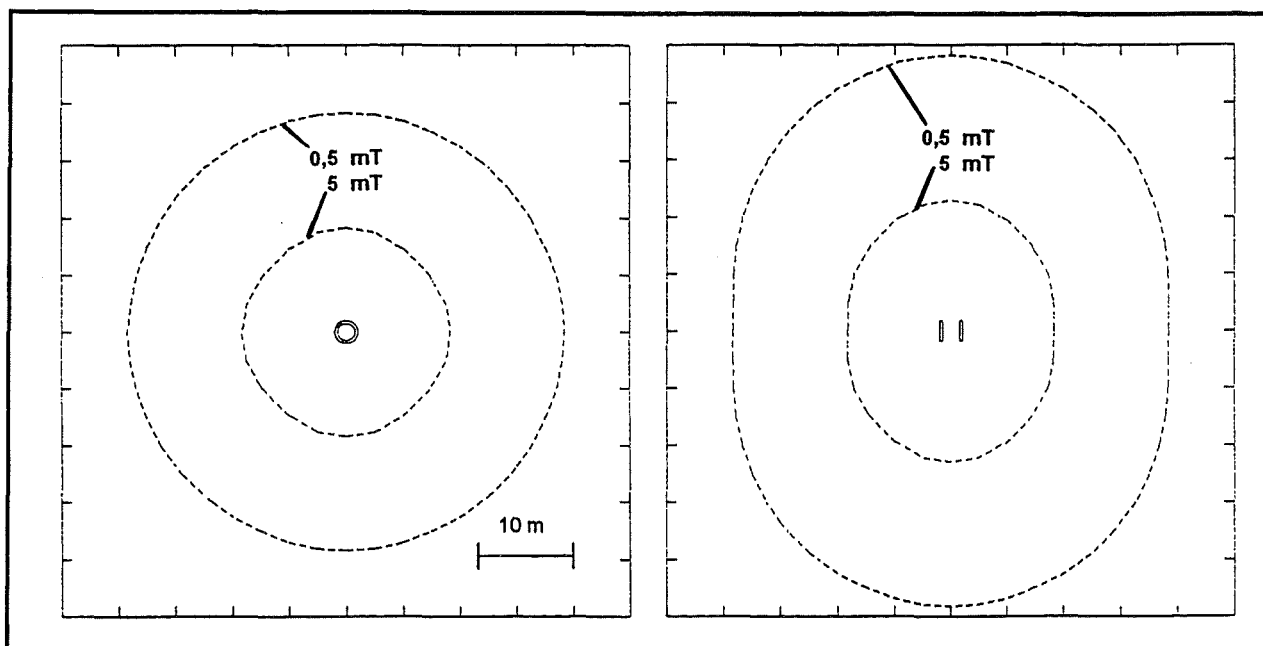


Bild A2-11: 50-kWh-Speicher in Solenoidform: Streifelder in der radialen Mittelebene und in der vertikalen Mittelebene (Die Streifelder sind für 0,5 mT (Herzschriftmacherlinie) und für 5 mT gezeichnet. Der letzte Wert ist willkürlich gewählt, jedoch zeigt er deutlich die schwache Abnahme des Streifeldes.)

A2.1.4.2 Toroid

Bei der Auslegung des Toroiden wird am Innenrand des Torus ein Freiraum von etwa 0,12 m zur Aufnahme von Strukturmaterial vorgesehen. Der Toroid besteht aus 10 Einzelspulen mit je einem Außendurchmesser von ca. 2 m. Die Verkleinerung der Spulen ist ein Kompromiß, um das Maximalfeld von etwa 8 T bei minimaler Erhöhung der radialen Dicke zu erreichen.

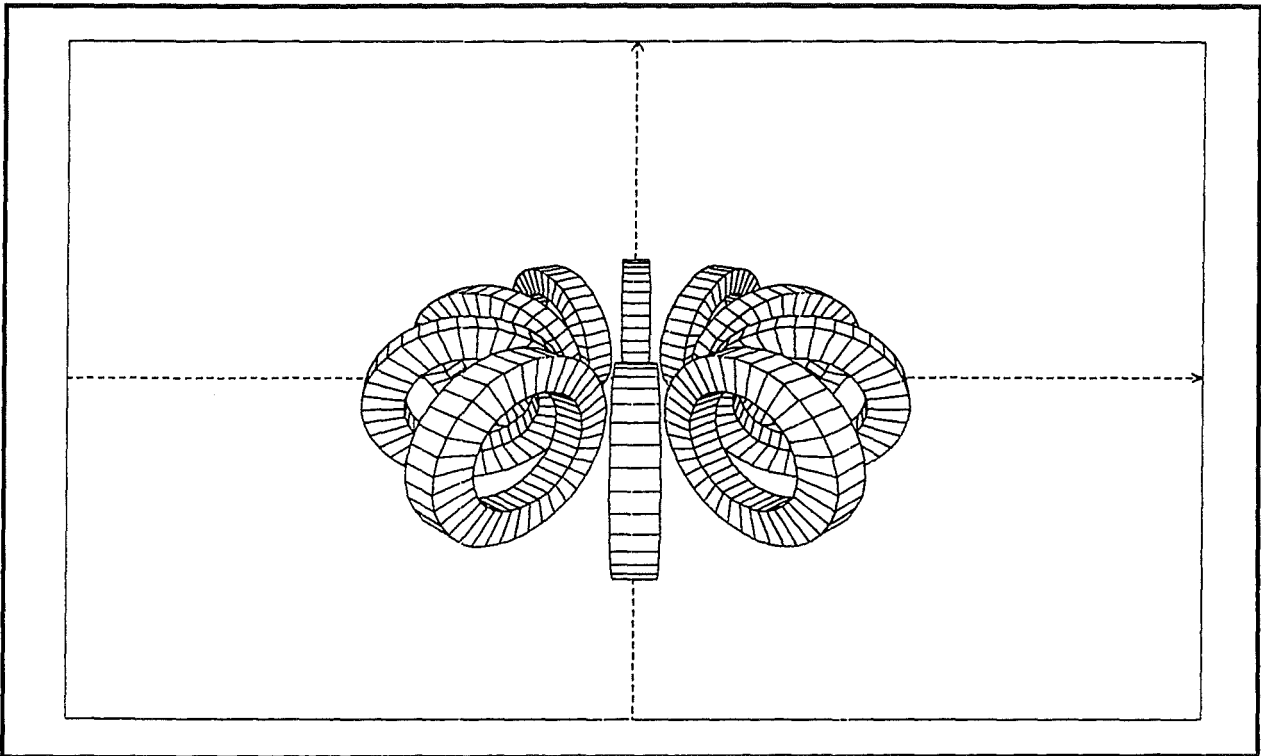


Bild A2-12: 50-kWh-Speicher: 3-D-Darstellung des Toroid-Entwurfes

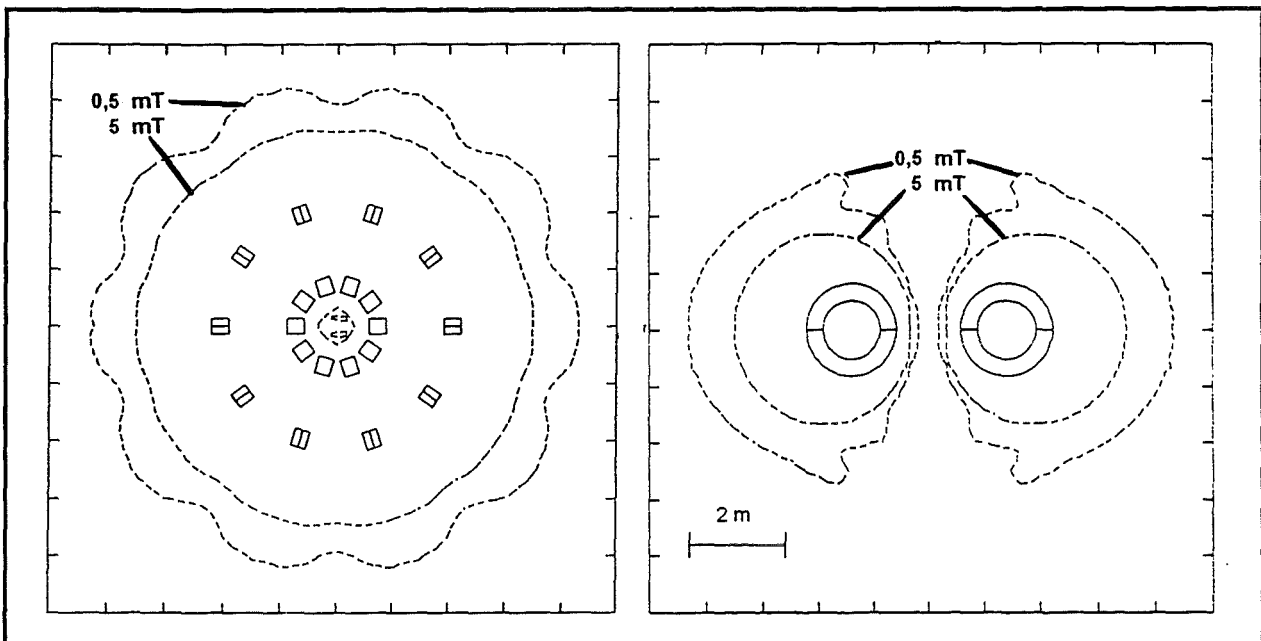


Bild A2-13: 50-kWh-Speicher in Torusform: Streifeld in der radialen Mittelebene und in der vertikalen Mittelebene (Die Streifelder sind für 0,5 mT (Herzschriftmacherlinie) und für 5 mT gezeichnet. Der letzte Wert ist willkürlich gewählt, jedoch zeigt er deutlich die schwache Abnahme des Streifeldes.)

50 kWh Energiespeicher			
Allgemeine Anforderungen			
Parameter	Einheit	50 kWh Energiespeicher	
Energie		50 kWh 180 MJ	
Leistungsbereich	MW	50 - 10	
Entladezeit	s	3,6 - 18	
Leiterstrom	kA	10 - 20	
Stromdichte in der Wicklung	A/cm ²	2500	
Maximalfeld am Leiter	T	8	
dB/dt	T/s	2,23 - 0,28	
Ergebnis der technischen Auslegung			
Auslegungsform		Solenoid	Toroid
Zahl der Einzelspulen		1	10
		Einzelspule	
Innerer Radius a_1	m	0,9	0,62
Äußerer Radius a_2	m	1,22	0,98
Mittlerer Radius a_m	m	1,06	0,8
Radiale Dicke DR	m	0,32	0,36
Axiale Länge DA einer Einzelspule	m	2,1	0,32
Mittlere Windungslänge L_m	m	6,66	5,03
Stromdichte der Wicklung J_w	A/cm ²	2513	3222
Maximalfeld am Leiter B_{max}	T	8,00	8,15
		Spulensystem	
Gesamtvolumen V der Wicklung	m ³	4,5	5,8
Ampère-Windungen	At	$1,7 \cdot 10^7$	$3,7 \cdot 10^7$
Ampère-Meter	Am	$1,125 \cdot 10^8$	$1,866 \cdot 10^8$
Zentrierende Kraft	MN	nicht anwendbar	7,4
Maximale Volumenkraft	MN/m ³	67	110
Maximaler radialer Druck	MPa	22	40
Maximaler axialer Druck in der Mittelebene	MPa	36	37

Tab. A2-5: Allgemeine Anforderungen und Ergebnis der technischen Auslegung für den 50-kWh-Speicher

A2.1.4.3 Leiterauslegung

Es wird ein innengekühlter Mixed-Matrix-Leiter in einer 2 mm dicken Stahlhülle gewählt. Die Einzelstrands können mit P.V.A. isoliert sein (Option). Durch die Wahl der Innenkühlung ist gleichzeitig die Länge der Kabeleinheiten wegen des Druckverlustes begrenzt.

Das Kabel besteht aus 432 Einzelstrands vom Typ Alsthom CCN-5436 (1 mm Durchmesser) mit der Verseilsequenz $3 \times 3 \times 3 \times 4 \times 4$. Der Nennstrom des Kabels beträgt 23,4 kA, der kritische Strom bei 4,2 K und 8 T 36,5 kA. Der Solenoid wird aus thermohydraulischen Gründen in acht Module aufgeteilt, die Kühlänge beträgt hierbei 550 m. Bei einer Entladespannung von $U_D = 1$ kV beträgt die Hotspot-Temperatur 82 K, d.h. man kann die Module elektrisch in Reihe schalten und benötigt nur zwei Stromzuführungen.

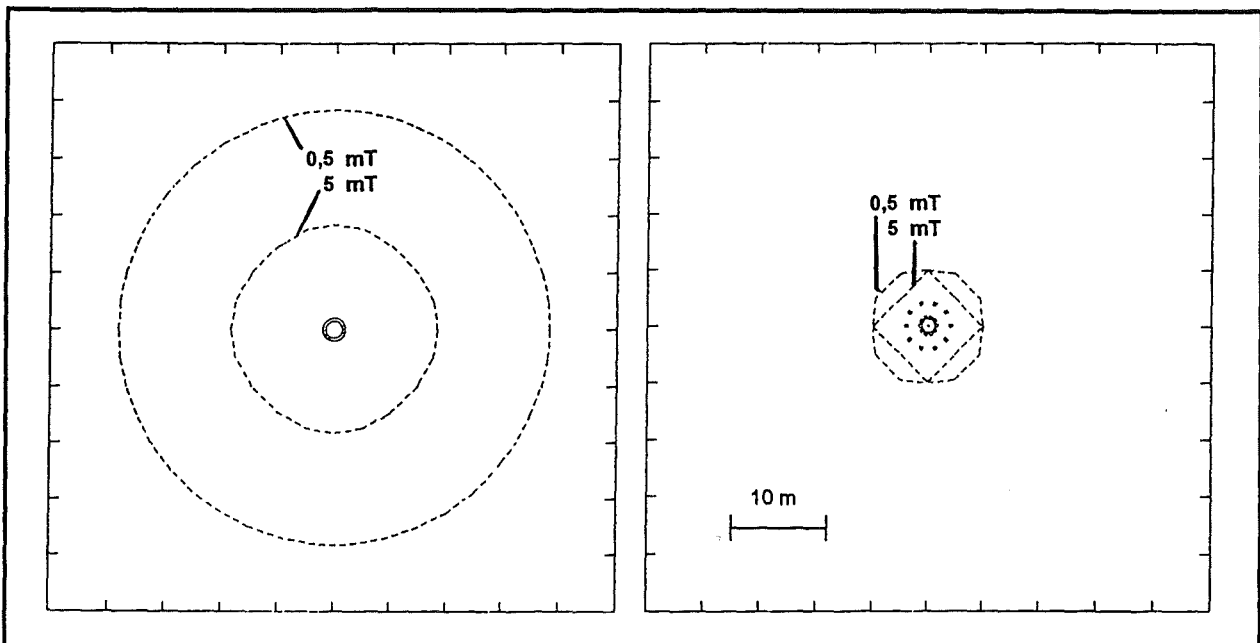


Bild A2-14: 50-kWh-Speicher: Vergleich der Ausdehnung der Streufelder in der radialen Mittelebene für den Solenoid-Entwurf (links) und den Torus-Entwurf (rechts) (Die Streufelder sind für 0,5 mT (Herzschriftmacherlinie) und für 5 mT gezeichnet. Der letzte Wert ist willkürlich gewählt, jedoch zeigt er deutlich die schwache Abnahme des Streufeldes.)

A2.1.5 Auslegung einer 0,5 kWh-Energiespeichereinheit

A2.1.5.1 Solenoide

Im Falle des Mikrospeichers wird nur ein Solenoid betrachtet, jedoch werden drei Fälle mit unterschiedlichen Randbedingungen untersucht. Diese sind

- Stromdichte in der Wicklung 2500 A/cm^2 und 4 T Maximalfeld am Leiter (Version 1)
- Stromdichte in der Wicklung 10000 A/cm^2 und 8 T Maximalfeld am Leiter (Version 2)
- Stromdichte in der Wicklung 10000 A/cm^2 und 4 T Maximalfeld am Leiter (Version 3)

Die Ergebnisse sind in Tabelle A2-6 zusammengefaßt. Hier hat man im dritten Fall ein Dünnwandsoolenoid; denn das Maximalfeld am Leiter ist bei relativ hoher Stromdichte herabgesetzt auf 4 T. Je niedriger das Maximalfeld gesetzt ist, um so größer muß der Radius werden. Dies bedeutet auch eine Vergrößerung der axialen Länge.

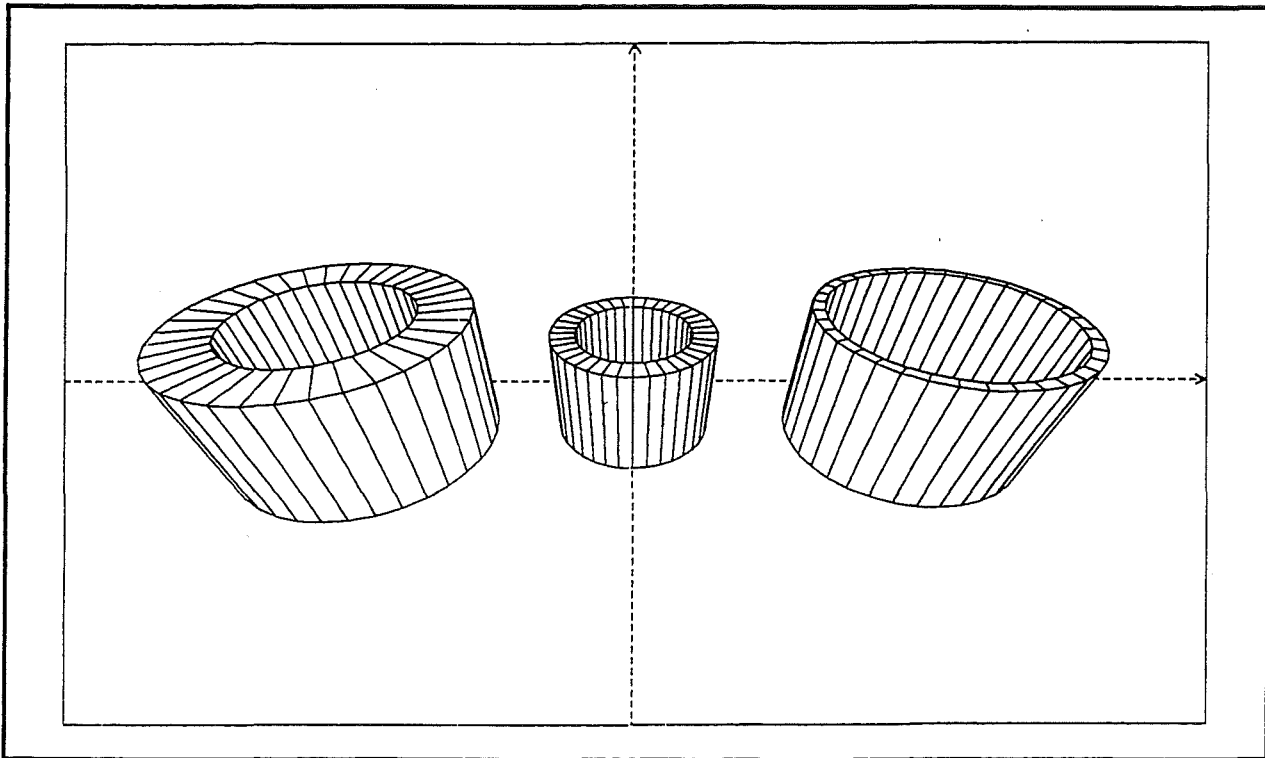


Bild A2-15: 0,5-kWh-Speicher: 3-D-Darstellung der drei Solenoid-Entwürfe (von links nach rechts: Version 1, Version 2 und Version 3)

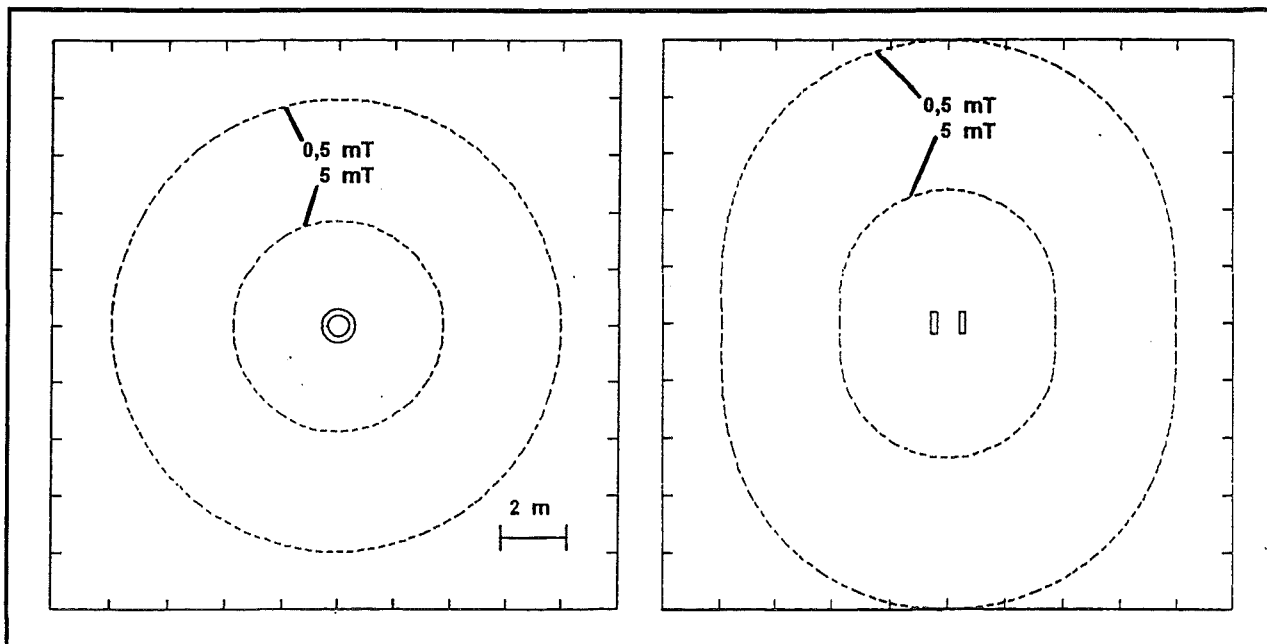


Bild A2-16: 0,5-kWh-Speicher in Solenoidform, Version 1: Streufeld in der radialen Mittelebene und in der vertikalen Mittelebene (Die Streufelder sind für 0,5 mT (Herzschrümmachermittellinie) und für 5 mT gezeichnet. Der letzte Wert ist willkürlich gewählt, jedoch zeigt er deutlich die schwache Abnahme des Streufeldes.)

A2.1.5.2 Leiterauslegung

Zu der Leiterauslegung für den Mikrospeicher läßt sich folgendes sagen:

Hier erscheint der Aufwand für einen zwangsgekühlten Leiter, auch in Anbetracht des geringen Kabelstroms bzw. der niedrigen Entladespannung zu hoch. Es wurde deshalb eine Badkühlung ge-

wählt, wobei wegen der Entladespannung von 2.5 kV eine indirekte Kühlung (analog der großen Detektormagnete) ins Auge gefaßt wird.

Für die Verseilung der sechs Einzelstrands (Mixed-Matrix-Leiter, 1 mm Durchmesser) bieten sich ein Rundkabel (6 um 0 - Version 1) oder ein Flachkabel (2 x 3 - Version 2) an. Der Unterschied liegt in der Zahl der Windungen und damit im Kabelstrom sowie in der Länge des zu verwickelten Kabels. Vermutlich läßt sich der Solenoid aus einer Leiterlänge fertigen, so daß keine elektrischen Verbindungen nötig sind. Mit einer Entladespannung $U_D = 2.5$ kV ergibt sich eine Hotspot-Temperatur von 150 K (135 K in Version 2).

0,5 kWh Energiespeicher				
Allgemeine Anforderungen				
Parameter	Einheit	0,5 kWh Energiespeicher		
Energie		0,5 kWh 1,8 MJ		
Leistungsbereich	MW	1		
Entladezeit	s	1,8		
Leiterstrom	kA	1 - 5		
Stromdichte in der Wicklung	A/cm ²	2500	10000	10000
Maximalfeld am Leiter	T	4	8	4
dB/dt	T/s	2,23	4,45	2,23
Ergebnis der technischen Auslegung				
Auslegungsform		Einzelsolenoid		
Innerer Radius a_1	m	0,3	0,19	0,38
Äußerer Radius a_2	m	0,48	0,27	0,42
Mittlerer Radius a_m	m	0,39	0,23	0,4
Radiale Dicke DR	m	0,18	0,08	0,04
Axiale Länge DA einer Einzelspule	m	0,60	0,48	0,60
Mittlere Windungslänge L_m	m	2,45	1,45	2,52
Stromdichte der Wicklung J_w	A/cm ²	2473	9704	10000
Maximalfeld am Leiter B_{max}	T	4,0	7,8	3,83
Gesamtvolumen V der Wicklung	m ³	0.265	0.0555	0.0604
Ampère-Windungen	At	$2,67 \cdot 10^6$	$3,73 \cdot 10^6$	$2,40 \cdot 10^6$
Ampère-Meter	Am	$6,55 \cdot 10^6$	$5,39 \cdot 10^6$	$6,04 \cdot 10^6$
Maximale Volumenkraft	MN/m ³	31	253	122
Maximaler radialer Druck	MPa	5,6	21	3
Maximaler axialer Druck in der Mittelebene	MPa	5,5	30	25

Tab. A2-6: Allgemeine Anforderungen und Ergebnis der technischen Auslegung

A2.1.6 Verlustberechnungen für die SMES-Solenoid

Für die Auslegung der Kälteanlage werden die Wärmelasten auf dem 4-K- bzw. 77-K-Niveau benötigt. Folgende Wärmequellen müssen betrachtet werden:

1. Reibungsverluste in der Spule,
2. Wärmeleitung durch die radialen Abstützungen,
3. Wärmeleitung durch die Aufhängung,
4. Vakuumtankverluste,
5. Wärmestrahlungsverluste,
6. Wechselfeldverluste in der Spule,
7. Kontaktverluste und
8. Stromzuführungsverluste.

Die Punkte 2 bis 4 werden hier nicht behandelt, weil sie ein detaillierteres Strukturdesign erfordern, welches nicht durchgeführt wurde. Punkt 1 betrifft die Heliumzwangskühlung der Wicklung, Punkt 5 die Kryostatverluste und die Punkte 6 bis 8 die Verluste im Strombetrieb, wie die Leiterverluste durch Lade- und Entladezyklen, elektrische Verbindungen und Stromdurchführungen. Die Wechselfeldverluste werden hier ebenfalls nicht berücksichtigt, weil sie sehr vom Betriebsmodus abhängen.

Die Verluste durch Wärmeeinstrahlung betreffen das 4-K- sowie das 77-K-Niveau. Es wurde angenommen, daß sich zwischen dem Spulengehäuse und dem 77-K-Schild Superisolation befindet, anderenfalls erhöht sich die Wärmelast des 4-K-Niveaus um etwa zwei Größenordnungen. Folgende Faustformeln für die Strahlungsverlustleistung wurden verwendet:

- 4-K-Niveau: 0.02 W/m^2

- 77-K-Niveau: 1 W/m^2

Die Verluste durch die elektrischen Kontakte sind resistiver Art und müssen durch die Helium-Maschine aufgebracht werden. Hier wurde von elektrischen Kontaktwiderständen von $2 \text{ n}\Omega$ ausgegangen.

Die Stromzuführungsverluste (nur Helium-Maschine) berechnen sich mit einem spezifischen Massenstrom von $0.055 \text{ g/(s}\cdot\text{kA)}$.

Die kalten Wärmeverluste W_K sind mit der elektrischen Anschlußleistung (Raumtemperatur) W_{el} wie folgt verknüpft:

- Helium-Maschine: Kühlkapazität: $W_{el} = 352 \cdot W_K$; Verflüssigungskapazität: $W_{el} = 326/20\% \cdot W_K$

- LN_2 -Maschine: Kühlkapazität: $W_{el} = 9,7 \cdot W_K$

In Tabelle A2-7 sind die Ergebnisse der Verlustrechnungen zusammengefaßt.

Energiespeicherung - Verlustberechnungen für SMES Solenoide								
Verlustart	Gigaspeicher		Megaspeicher		Minispeicher		Mikrospeicher	
	He (4 K)	N ₂ (77 K)	He (4 K)	N ₂ (77 K)	He (4 K)	N ₂ (77 K)	He (4 K)	N ₂ (77 K)
Reibungsverluste in der Spule	687 kW	-	35.8 kW	-	1.7 kW	-	-	-
Wärmeleitung durch die radialen Abstützungen								
Wärmeleitung durch die Aufhängung								
Vakuumtankverluste								
Wärmestrahlungsverluste	368 kW	534 kW	4.03 kW	5.77 kW	202 W	359 W	21 W	44 W
Stromzuführungsverluste	6880 kW (8256 kW)	-	147 kW	-	84 kW	-	4.4 kW (4.1 kW)	-
Kontaktverluste	1069 kW	-	39.1 kW	-	3.1 kW (1.55 kW)	-	2.1 W (1.82 W)	-
Gesamtverluste	9004 kW (10380 kW)	534 kW	225.93 kW	5.77 kW	89.002 kW (87.452 kW)	0.359 kW	4.423 kW (4.123 kW)	0.044 kW
davon durch Stromzuführungen	76.4 % (79.5 %)	-	65.1 %	-	94.4 % (96.1 %)	-	99.5 % (99.5 %)	-

Tab. A2-7: Energiespeicherung - Verlustberechnungen für SMES-Solenoid

A2.1.7 Zusammenfassung der Ergebnisse

In den Tabellen A2-8 und A2-9 sind die Ergebnisse der Auslegung für alle vier Speichertypen zusammengestellt.

Ergebnisse der Leiterauslegungen - Solenoidlösung					
Parameter	Einheit	Gigaspeicher	Megaspeicher	Minispeicher	Mikrospeicher Version 1 (Version 2)
Supraleitertyp		Cu/NbTi	Cu/NbTi	Cu/CuNi/NbTi	Cu/CuNi/NbTi
Kühlmodus		forciert	forciert	forciert	He-Bad
Magnetfeld am Leiter	T	8	8	8	4
Kritische Stromdichte	A/mm ²	1100	1100	880	2660
α		25 : 1	6.5 : 1	4.35 : 2.84 : 1	4.35 : 2.84 : 1
Supraleiterquerschnitt A_{St}	mm ²	185.07	80.42	41.43	0.5754
Kupferquerschnitt A_{Cu}	mm ²	4626.75	522.76	180.22	2.5032
Kupfer-Nickel-Querschnitt A_{CuNi}	mm ²	-	-	117.66	1.6338
P.V.A.-Querschnitt A_{PVA}	mm ²	-	-	46.26	0.6426
Kabelquerschnitt A_{Kab} (ohne P.V.A.)	mm ²	4811.82	603.17	339.31	4.7124
Zahl der Strands		1152 (3 x 4 x 4 x 4 x 6)	768 (3 x 4 x 4 x 4 x 4)	432 (3 x 3 x 3 x 4 x 4)	6
Steigungskorrektur		1.10	1.05	1.05	1.05
Heliumquerschnitt A_{He} (void fraction)	mm ² (%)	3244.1 (38)	422.23 (40)	248.17 (38)	-
Kabeldimension	mm x mm	92.4 x 92.4	32.5 x 32.5	25.6 x 25.6	3 x 3 (2 x 3)
Stahlhüllendicke	mm	2.8	2	2	-
Stahlhüllenquerschnitt A_{St}	mm ²	1066.24	276.0	220.80	-
Isolationsdicke	mm	1.0	0.4	0.4	0.2
Isolationsquerschnitt A_{Is}	mm ²	396.	134.64	48.00	6.8476 (5.9276)
Lagenzahl			6	16	10 (12)
Windungszahl je Lage			576	28	220 (198)
Gesamtlänge des Kabels	km	2212	73.3	4.23	5.23 (5.65)
Kabelstrom	kA	95.9	41.	23.44	1.227 (1.136)
I_{op}/I_c	%	47	46.3	64	80 (74)
Zahl der Module - elektrisch -		164	32	8 (4)	1
Entladespannung - total -	kV	20	20	1	2.5
Entladespannung - Doppellage -	kV	20	6.67	0.125	0.5
Entladezeitkonstante τ_D	s		43.5	15.40	1.20
Hotspot-Temperatur	K		135	82	150 (135)
Gesamtlänge der Strands	km	$2.239 \cdot 10^6$	$5.553 \cdot 10^4$	$1.827 \cdot 10^3$	31.38 (33.9)
Gewicht des Supraleiterkabels	kg	$9.50 \cdot 10^7$	$3.77 \cdot 10^5$	$1.23 \cdot 10^4$	211 (228)
Gewicht der Stahlhülle	kg	$1.86 \cdot 10^7$	$1.60 \cdot 10^5$	$7.38 \cdot 10^3$	-

Tab. A2-8: Ergebnisse der Leiterauslegung für die Solenoidlösungen

Ergebnisse für die Solenoidlösung					
Parameter	Einheit	Gigaspeicher	Megaspeicher	Minispeicher	Mikrospeicher
Innerer Radius a_1	m	120,0	3,25	1,26	0,36
Äußerer Radius a_2	m	121,2	3,5	1,74	0,396
Mittlerer Radius a_m	m	120,6	3,375	1,5	0,378
Radiale Dicke DR	m	6 x 0,2	0,25	0,48	0,036
Axiale Länge DA	m	6 verschiedene (15, 22, 25, 27, 31, 33)	22	0,88	0,75
Mittlere Windungslänge L_m	m	6 verschiedene (von 754,6 bis 760,9)	21,2	9,4	2,4
Gesamtvolumen V der Wicklung	m ³	23170	117	4,0	0,064
Stromdichte in der Wicklung J_w	A/cm ²	917 (1000)	2574	2500	10000
Maximalfeld am Leiter B_{max}	T	7,34 (8,0)	7,77	7,72	3,67
	5,73				
Ampère-Windungen	At	28,1 · 10 ⁷ (30,6 · 10 ⁷)	1,42 · 10 ⁸	1,06 · 10 ⁷	2,7 · 10 ⁶
Ampère-Meter	Am	21,3 · 10 ¹⁰	3,0 · 10 ⁹	9,96 · 10 ⁷	6,4 · 10 ⁶
Gespeicherte Energie E	J	18,0 · 10 ¹² (21,4 · 10 ¹²)	18,0 · 10 ⁹	180 · 10 ⁶	1,8 · 10 ⁶
	18,0 · 10 ⁶				
Gesamte radiale Kraft	MN		5,54	10,3	0,45
Volumenkraft	MN/m ³		8,56	46,5	127,0
Linienkraft in Umfangsrichtung	MN/m		4,7	19,7	3,43
Radialer Druck	MPa		0,22	22,4	4,6

Tab. A2-9: Ergebnisse der Optimierungsrechnungen für die Solenoidlösungen

A2.2 Kostenkomponenten

Für die Kostenschätzung der direkten Investitionskosten für SMES-Anlagen bedienen wir uns eines Rasters, daß die Kosten der folgenden drei Subsysteme berücksichtigt: kalte Komponenten, Kühlsystem sowie Stromrichtersystem.

a) Kosten für kalte Komponenten (supraleitende Spule (Supraleiter und Stabilisatormaterialien), Leiterverbindungen zwischen Stromrichter und Spule sowie Stahlstruktur)

Die Kosten der Spule K_{Spule} werden abgeschätzt auf der Basis der Massen m der Hauptkomponenten der Spule: Supraleiter (SL), Stabilisator (St) aus Kupfer und Stützstrukturen (Ss) aus Edelstahl sowie deren spezifischer Kosten:

$$K_{\text{Spule}} = m_{\text{SL}} \cdot K_{\text{SL},m} + m_{\text{St}} \cdot K_{\text{St},m} + m_{\text{Ss}} \cdot K_{\text{Ss},m}$$

Erfahrungsgemäß schwanken die Kosten für vergleichsweise einfache NbTi-Supraleiter zwischen 150 DM/kg und etwa 400 DM/kg. Höchstfilamentierte Leiter kosten ein Mehrfaches davon.

Der Kupferpreis (für Elektrolytkupfer als Rohstoff) liegt bei 3,50 DM/kg. Da zur Herstellung von Kupferprofilen noch die Extruderkosten anfallen, setzen wir für verarbeitetes Kupfer 10 DM/kg an. Die Stützstruktur für den Speicher (also den Träger, Befestigungen, usw.) wird aus Edelstahl (z.B. LN 316, 4429) gefertigt. Für bestehende Versuchsanlagen wurden ca. 65 DM/kg gezahlt, bei den im Großspeicher zum Einsatz kommenden großen Mengen erwarten wir eine Kostendegression um bis zu 25 %.

Die Kosten für den die Spule umgebenden Kryostaten sind proportional zu dessen äußerer Oberfläche.

b) Kosten für das Kühlsystem

Um den Wärmeübertrag von der Umgebung auf die heliumgekühlten Spulen zu verringern, wird man sich eines thermischen Schildes aus evakuierten sowie aus mit Heliumgas bzw. mit Flüssigstickstoff gefüllten Schichten bedienen. Deshalb wird eine zweiteiliges Kühlsystem (für Stickstoff sowie für Helium) benötigt. Dabei ist das Kühlsystem so auszulegen, daß mindestens der verbleibende Wärmeeintrag auf die jeweiligen Kühlkreisläufe kompensiert werden kann. Dieser Wärmeeintrag wird in Kälteleistung ($W_{\text{Kälte}}$) angegeben.

Für jedes Watt Verlustenergie, das von den Refrigeratoren weggekühlt werden muß, benötigt man ein Vielfaches an elektrischer Leistung. Das Verhältnis des elektrischen Leistungsbedarfs zur erzeugten Kälteleistung ist der Kühlwirkungsgrad $\eta_{\text{Kälte}}$. Er spiegelt neben dem - thermodynamisch vorgegebenen - Carnot-Wirkungsgrad auch die Effizienz des Kühlsystems wider. Diese ist neben dem technischen Standard auch von der Leistungsfähigkeit des Systems abhängig - größere Kühlanlagen sind häufig effizienter. Angaben für heute verfügbare Anlagen finden sich in Tabelle A2-10.

	Kühleffizienz in $W_{\text{el}}/W_{\text{Kälte}}$	
	große Anlagen	kleine Anlagen
Stickstoffkühlung	9 ... 12	12...20
Heliumkühlung	270 ... 350	300 ... 1000

Tab. 2-10: Kühleffizienzen für heute verfügbare kryotechnische Anlagen

Aufgrund der oben dargelegten Zusammenhänge können die Kosten für das Kühlsystem in Abhängigkeit vom elektrischen Leistungsbedarf der Refrigeratoren angegeben werden:

$$K_{\text{Refr}} = K_{\text{Refr,P}} \cdot P_{\text{Refr}}$$

Die Angaben für die leistungsbezogenen Kosten von Kühlanlagen $K_{\text{Refr,P}}$ sind uneinheitlich: Deutsche Angaben aus dem Jahr 1988 nennen Kosten von etwa 7000 DM/kW_{el} [6], amerikanische Quellen aus dem Jahr 1992 geben 3000 US-\$/kW_{el} (ca. 5000 DM/kW_{el}) an [7]. Wir gehen von letzterem Wert aus, da er für ausschließlich zur Spulenkühlung eingesetzte Kühlsysteme gilt; während die erste Angabe auch Anlagen für Mehrfachanwendungen einschließt.

c) Stromrichterkosten

Die Kosten für die Stromrichteranlage sind abhängig von der Auslegung des Systems. Zudem liegen mit dem Bau von Stromrichtersystemen für große SMES bislang keine Erfahrungen vor. Die Kostenschätzungen in der Literatur streuen weit, die höchsten und die niedrigsten Angaben für die leistungsbezogenen spezifischen Stromrichterkosten bei gleicher Auslegungsleistung unterscheiden sich um den Faktor 4!

In unseren eigenen Kostenschätzungen haben wir unterstellt, daß die spezifischen Stromrichterkosten bei Systemleistungen über 10 MW etwa 350 DM/kW betragen. Für kleine Leistungen erwarten wir einen Anstieg der Stromrichterkosten auf ca. 450 DM/kW für Anlagen mit 1 MW und ca. 700 DM/kW für 100 kW-Systeme.

Weitere Kostenkomponenten:

Grundstückskosten: Die Preise für Industrieland liegen gegenwärtig zwischen 30 und 80 DM/qm. Dabei befinden sich die Preise in den alten Bundesländern eher am oberen und in den neuen Bundesländern eher am unteren Rand dieser Spanne.

A2.2.1 Fallbeispiel Gigaspeicher (5 GWh bei 1000 MW Stromrichterauslegung): Abschätzungen für die Investitionen und wirtschaftliche Effekte

In der Literatur wurden bisher nur in zwei Konzeptstudien ausführliche Kostenabschätzungen für SMES-Anlagen dieser Größenordnung gefunden, deren Investitionswerte wurden in vielen weiteren Studien fortgeschrieben, bzw. deren Angaben mit Skalierungsfaktoren extrapoliert.

Die Errichtung einer solch großen Solenoid-Spule und den notwendigen Bauteilen in der Bundesrepublik Deutschland unterscheidet sich deutlich vom Bau einer Anlage z.B. in der USA (Genehmigungsverfahren, Sicherheitsauflagen, Grundstückskosten, Lohnansätze usw.). Aus diesem Grunde wurde in Tabelle A2-11 exemplarisch versucht, die Größenverhältnisse und die Massen eines 5 GWh-Speichers abzuschätzen und daraus Rückschlüsse auf die Investitionen des Speichers, die Kosten für das Grundstück, die Rohmaterialien, die Verarbeitung und weiterer zugekaufter Komponenten zu ziehen.

Investitionen für den Supraleiter

Als Supraleitermaterial wurden Niob-Titan (NbTi) angenommen, das in Kupfer eingebettet (50 Gew.-%) wird. Von diesem Multifilamentdraht werden ca. 5 000 t benötigt. Niobium hat einen Weltmarktpreis von etwa 30 US-\$/lb (100 DM/kg). Titanoxid wurde zum gleichen Zeitpunkt mit US\$ 6,50 per pound gehandelt (25 DM/kg), entsprechend lag der Titanpreis bei ca. 50 -60 DM/kg. Die zweite Komponente, das Kupfer, ist mit gegenwärtig ca. 3,50 DM/kg Rohstoffkosten vergleichsweise günstig, unter Berücksichtigung der Verarbeitungskosten werden die Kosten für das verarbeitete Kupfer mit 10 DM/kg abgeschätzt.

Für den Träger, für die Befestigungen und Abstützungen der Spule werden ca. 20 000 t Edelstahl benötigt. Die Investitionen hierfür lassen sich ohne Designstudie bzw. Kostenvoranschlag eines leistungsfähigen Edelstahlverarbeiters nur grob abschätzen (Degressionseffekte bei der Massenfertigung von Formteilen). Beispielsweise wurden 65 DM/kg für entsprechende Bauteile an einer Versuchsanlage im Forschungszentrum Karlsruhe bezahlt. Unter diesem Hintergrund dürften für Material und Montage 50 DM/kg ausreichend sein.

Investitionen für die Kryostaten (Formteile und Isolatoren zum Abkühlen und Aufrechterhaltung tiefer Temperaturen)

Ebenfalls auf der Basis eines gekauften Kryostaten für die supraleitende Spule im Forschungszentrum Karlsruhe wird das Gewicht mit 45 000 t abgeschätzt. Dies bedingt eine Investition von weiteren 2 000 Mio. DM. Dieser Betrag ist sehr unsicher und könnte sich noch deutlich reduzieren, falls maßgebliche Degressionseffekte angesetzt werden können.

Stromrichter (1 000 MW)

Der Stromrichter hat die Aufgabe, elektrischen Gleichstrom in elektrische Größen (Wechselstromfall) mit Netzfrequenz bzw. beim Speichern auch in umgekehrter Richtung umzuwandeln. In der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung werden schon seit 30 Jahren Thyristoren erfolgreich und mit günstigen Kosten eingesetzt. Diese Schaltungen werden bereits bis zu mehreren 100 MW angewandt. Leider sind diese Techniken nur beschränkt nutzbar. Dies liegt zum einen am hohen Blindleistungsbedarf der Stromrichter, zum anderen ist bei Netzausfall kein Stromrichterbetrieb möglich. Aus diesen Gründen müssen Thyristoren in selbstgeführten Drehstrombrückenschaltungen Anwendung finden. Für diese gibt es nur bis ca. 10 MW Erfahrungen, weshalb Kostenschätzungen sehr unsicher sind. Durch Weiterentwicklungen in den Halbleitertechnologien können in den nächsten Jahren deutliche Kostensenkungen bei gleichzeitiger Erschließung höherer Leistungsbereiche erreicht werden. Für Anlagen mit 1000 MW Leistung schätzen wir die derzeitigen Kosten auf 300 DM/kW.

Weitere Investitionen

Die ergänzenden Komponenten (Grundstück, Erdarbeiten, Kälteanlage) sind im Vergleich zu den voranstehenden mit deutlich geringeren Investitionen behaftet. Somit wirken sich Schätzungenauigkeiten wesentlich weniger an der Gesamtsumme aus.

A2.2.1.1 Investitionen

Die Zusammenfassung der Investitionen erfolgt in nachstehender Tabelle:

Bauteile	spezifische Preise	Massen	Investitionen Mio. DM
Multifilamentleiter (NbTi)	150 DM/kg NbTi,	5 000 t	750
Kupfereinbettung	10 DM/kg	10 000 m ³ bei 9,5 t/m ³	1 000
ergänzende Kostenkomponenten für den Leiter	ca. 15 % des Leiters incl. Kupfereinbettung		250
Stützstruktur (Träger, Befestigungen), vornehmend Edelstahl	bei bestehenden Versuchsanlagen 65 DM/kg, mit Kostendegression: 50 DM/kg	18 000 t	900
Kryostat	Bei bestehender Spule im Forschungszentrum Karlsruhe: 65 DM/kg	45 000 t	2 000
Stromrichter	300 DM/kW	1000 MW	300
weiteres:			
- Grundstück mit Erschließung	80 DM/m ²		100
- Netzanschlüsse			100
- Erdarbeiten, Armierung, Betonarbeiten			100
- Gebäude, Verwaltung	jeweils 50 % sind Material- bzw. Lohnkosten		100
- Spulen"kosmetik"			100
- Leiteranschlüsse und Netzgerät (100 kA, 30 V)			100
- Power-Supply (3 MW pro Supply)			100
- Kälteanlage			100
- Sonstiges (z.B. Helium-Erstfüllung)			200
Investitionsschätzung			6 300
nicht enthalten:			
- Zinsen während der Bauzeit, Versicherungen			
- Kosten des Genehmigungsverfahrens			
- Ingenieurleistungen, Architektenhonorare			
- Unvorhergesehenes			

Tab. A2-11: Investitionsschätzungen für einen SMES (5000 MWh, 1000 MW)

Für einen Solenoiden mit 5 GWh Speicherinhalt ergibt sich eine Gesamtinvestition für die technischen Bauteile von über 6 Mrd. DM. Hierin sind Zinsansätze für die Bauzeit, Kosten für Genehmigungsverfahren, Ingenieurleistungen und Architektenhonorare noch nicht enthalten.

A2.2.1.2 Abschätzung der jährlichen Kapital- und Betriebskosten

Für die Höhe der jährlichen Kapitalkosten ist die zugrunde gelegte Lebensdauer von entscheidendem Einfluß. Den größten Anteil haben statische Anlagen, deren Lebensdauer als deutlich über 20 Jahre eingeschätzt werden kann. Die Kühlanlagen dürften die geringsten Nutzungsdauern aufweisen. Unter einzelwirtschaftlichen Gesichtspunkten müßte man mit einem Zinssatz von 8 %/a (bei einer Inflationsrate von 3 %/a) kalkulieren. Die Annuität ergäbe sich dann zu 10 %/a der Investition.

Die fixen Betriebskosten (Wartung und Instandhaltung (2 %), Versicherung und Steuern (2 %), ständiges Personal (Betriebsmannschaft) und Verwaltung (100 Mio. DM/a)) werden mit 350 Mio. DM/a abgeschätzt.

Die variablen Betriebskosten setzen sich im wesentlichen aus den Energiekosten für die Kälteanlage und den zu ersetzenden Verlusten am Heliuminventar zusammen. Die Stromwandlerverluste wer-

den nicht zu den Betriebskosten gezählt, obwohl der beim Einsatz netzgeführter Stromrichter stattfindende Bezug von Blindleistung aus dem Netz zu den variablen Betriebskosten zu rechnen wäre. Der Hilfsenergiebedarf zur Aufrechterhaltung des Betriebs ist anteilmäßig gering, die Kosten für Hilfs- und Betriebsstoffe ebenso.

Für die Stickstoffkühlung werden etwa $10 W_{el}/W_{Kälte}$, für die Heliumkühlung $350 W_{el}/W_{Kälte}$ benötigt. Diese Kältemaschinen sind 24 h pro Tag im Einsatz, unabhängig vom geltenden Stromtarif. Bei interner Kostenverrechnung für den vom Betreiber (EVU) selbstverbrauchten Strom (Helium-Kältemaschine ca. 10.000 kW_{el}, Stickstoff-Kältemaschine 530 kW_{el}) von ansatzweise 0,15 DM/kWh_{el} ergeben sich Stromkosten von ca. 13,8 Mio. DM/a für den Betrieb der Kältemaschinen.

Komponente	Bezugsbasis	Mio. DM/a
Kapitalkosten:	10 %/a der Investition	630
fixe Betriebskosten:		
- Wartung und Instandhaltung	2 %/a der Investition	126
- Personalkosten	100-150 Personen	6 - 10
- Versicherung und Steuern	2 %/a der Investition	126
variable Betriebskosten:		
Strom für Kältemaschinen	10.500 kW _{el} , 8760 h/a, 15 Pf/kWh	13,8
Heliumverluste	30 %/a ?	0,5
sonstige variable Betriebskosten	pauschal	1
Summe		903 - 907

Tab. A2-12: Abschätzung der Jahreskosten für einen 5-GWh-SMES

A2.2.1.3 Beschäftigungseffekte

Die Auswirkungen größerer Energiespeicher auf die Beschäftigung (Bedarf an Vollarbeitskräften) können nur für die Betriebsmannschaft zuverlässig abgeschätzt werden. Trotzdem soll versucht werden, indirekte Effekte auf die Beschäftigung in den vor- und nachgelagerten Bereichen, wie z. B. die Bauphase, die Bereitstellung von Produktionsmitteln oder negative indirekte Wirkungen entfallender Arbeitsplätze in anderen Bereichen zu berücksichtigen.

Die Betriebsmannschaft eines SMES ist mit 100-150 Arbeitern und Angestellten sicher zu gering, als das daraus, auf die Bundesrepublik gesehen, nennenswerte Beschäftigungsimpulse abgeleitet werden können. Für die betreffende Region haben diese zusätzlichen Arbeitsplätze durchaus ihren Stellenwert. Zudem erzeugen die Investitionswerte von ca. 6 Mrd. DM für eine Anlage eine entsprechendem Nachfrage im Grundstoff- und Produktionsgütergewerbe, teilweise mit regionalem Charakter.

Unter den Annahmen

- 7 jährige Bauzeit (Mittelwert zw. 5 und 10 Jahren)
- 20 % der Investitionen sind direkte Beschäftigungsentgelte
- die Vorleistungen enthalten ebenfalls 20 % Löhne (30 % sind für Gewinne und Steuern berücksichtigt)

bestehen die Investitionen zu ca. 45 % aus Löhnen. Bei 60.000 DM pro Person und Jahr entspräche dies etwas über 6000 Beschäftigten. Ein Teil der Wartungs- und Instandhaltungskosten

ist ebenfalls lohnbezogen. Die Berücksichtigung dieser Kosten in der Höhe von 1-2 %/a der Investitionen führt zu 400 - 900 Arbeitsplätzen in den Zulieferfirmen bzw. deren Vorlieferanten.

Die Anwendungsmöglichkeiten eines SMES großen Energieinhaltes liegen aus Sicht eines Energieversorgungsunternehmens vor allem im Lastausgleich, in der Kompensation von Lastschwankungen und in der Verbesserung der Systemstabilität bei Störungen. Diese Aufgaben wurden - zumindest teilweise - auch ohne SMES mit anderen Einrichtungen erfüllt. Folglich würden EVU-seitig bei den konkurrierenden Technologien Arbeitsplätze wegfallen.

Beschäftigungseffekte	Basis	Abschätzung der zusätzlichen Beschäftigung
Betriebspersonal	20-30 Personen pro Schicht, 5 Schichten auch an Sonn- und Feiertagen	100 - 150 (dauerhaft)
In den Investitionen enthaltene Löhne und Gehälter, verteilt auf 7 Jahre	45 % der Investitionen sind lohnbezogen (incl. Vorleistungen)	6 000 (während der Bauzeit)
Beschäftigung durch externe Wartung und Instandhaltung (Zulieferer)	1-2 % der Investition, davon 45 % lohnbezogen	400 - 900 (dauerhaft)
entfallende Arbeitsplätze bei konkurrierenden Technologien (Spitzenlast-Gasturbinen)		-50 bis 0 (dauerhaft)
Summen		6 000 (während der Bauzeit) 450 - 1 050 (dauerhaft)

Tab. 2-13: Mögliche Beschäftigungseffekte bei Bau und Betrieb eines 5-GWh-SMES

Die Zahlen verdeutlichen, daß ein SMES kaum nennenswerte Beiträge für zusätzliche Arbeitsplätze bringt, von regionalen Differenzierungen abgesehen.

A2.2.1.4 Lernkurven

Die Auslegung von großen Speichieranlagen wird hauptsächlich durch die Anforderungen der Anwender und durch die Standortgegebenheiten vorgegeben. Folglich werden nahezu alle Großanlagen bezüglich der Planung und Ausführung als Erstanlagen zu werten sein. Bei mehreren baugleichen Anlagen vermindern sich die Kosten für Engineering, Montage und Inbetriebnahme sowie die Zuschläge für Risikoabdeckungen und damit die Investitionskosten. Dieser Sachverhalt wird durch die sogenannte Lernkurve beschrieben:

$$K_n = K_1 \cdot n^\alpha$$

mit K_n ... Kosten der n-ten Anlage, K_1 ... Kosten der ersten Anlage, n ... Zahl der produzierten Anlagen sowie

$$\alpha = \ln \frac{100 - \beta}{100} / \ln 2,$$

wobei β den Prozentsatz der möglichen Reduktion der Gesamtkosten bei Verdoppelung der produzierten Stückzahl angibt. Erfahrungsgemäß liegt β in der Größenordnung von etwa 10 %. Damit ergibt sich für die dritte baugleiche Anlage eine Kostenreduktion um etwa 15 %, für die zehnte baugleiche Anlage um etwa 30 % gegenüber der Erstanlage.

A2.2.1.5 Überlegungen zu „Gewinnern“ und „Verlierern“ beim SMES-Großspeicher

sichere „Gewinner“		sichere „Verlierer“	
Gründe:		Gründe:	
Arbeitsmarkt	bindet in der Bauphase Arbeitskräfte durch Großauftrag lokal und dezentral	Investitionsgütermarkt	Bindung von Kapital
EVU	Regelungs- und Steuerungsmöglichkeiten, Lastmanagement	Betriebsmannschaft, Anlieger	Risikofaktor „Magnetfelder“ bis heute zu wenig erforscht - Spätfolgen?
lokales Baugewerbe, Bau-Großfirmen	Nachfrageschub	Näherholung	Größeres eingezäuntes Gebiet
lokale Gastronomie und Hotellerie	Anlagentourismus	Forschung allgemein	Bindung von Forschungspotentialen an die SMES-Forschung - Entzug von Potentialen (Gelder, Mannjahre) aus anderen Forschungsbereichen
lokale kleinere Firmen	Wartungsverträge zu Einrichtungen auf SMES-Gelände	Außenhandelsbilanz	Belastung durch Zukauf von Kupfer, NbTi, Helium aus dem Ausland
Forschung und Entwicklung (allgemein)	notwendige Entwicklung von Geräten und Bauteilen, die unter Magnetfeldeinfluß arbeiten, Forcierung der Entwicklung im Stromwandlerbereich - auch für andere Anwendungen		
Supraleitungsforschung	Erfahrungsausweitung für Energiespeicher, Anstoß für weitere Forschungen im Supraleiterbereich		
mögliche „Gewinner“		mögliche „Verlierer“	
Gründe:		Gründe:	
EVU	Ausbau von Erzeugungskapazitäten kann reduziert werden, Zubau von Verteilungsleitungen kann geringer ausfallen	Erdgas-Zulieferung	Spitzenlast-Gasturbinen werden möglicherweise durch bessere Auslastung von Kern- und Steinkohlekraftwerken substituiert
Kernenergie und Steinkohle	durch mögliche höhere Auslastungen der Kraftwerke	Industrie, allgemein	falls die Stromkosten durch SMES steigen - Wettbewerbsnachteile
		EVU	evtl. Zusatzkosten können kaum an Verbraucher weitergegeben werden, da für viele Verbraucher die Qualitätssteigerung sich nicht auswirkt.
		privater Haushalt	durch Umlegung möglicher zusätzlicher Kosten
		Vögel und Tiere	mögliche „Irritationen“ durch Magnetfelder
		Emissionsbilanz	ungünstigere Emissionen bei Substitution von Erdgas durch Steinkohle

Tab. 2-14: „Gewinner“ und „Verlierer“ beim SMES-Großspeicher

A2.2.1.6 Anforderungen an die Standorte - Flächenverfügbarkeit für Großspeicher-Solenoid

Die von uns betrachteten 5 GWh-Großspeicher auf Basis eines Solenoiden sind kreisrund und haben ca. 240 m Durchmesser. Die elektromagnetischen Felder reduzieren sich mit dem Abstand zur Anlage. Unterstellt man eine höchstzulässige Feldstärke von 0,5 mT (Herzschrötmacherlinie), so beträgt der zusätzliche Abstand des Zaun zum Spulenrand weitere 1200 m. Somit wird ein freies, Gelände von ca. 2,7 km Durchmesser für einen SMES nötig. Weitere Standortvoraussetzungen sind, daß sich dieses Gelände möglichst nahe den Lastschwerpunkten und nahe eines Höchstspannungsnetzes befinden sollte.

Die durch das Magnetfeld auftretenden Kräfte erfordern eine gute Abstützung des Ringsystems im Erdreich. Ideal wäre felsiger Grund. Es ist jedoch auch möglich, den SMES bei geringerer Boden-

festigkeit tiefer einzugraben bzw. das Erdreich durch bautechnische Maßnahmen (Abstützungen aus Beton) zu befestigen.

Die Magnetfelder wirken sich nicht nur in horizontaler Ebene auf Mensch und Tierwelt aus. Ein Magnetfeld über dem SMES würde vermutlich auch die Instrumentierung von Flugzeugen und Helikoptern beeinflussen, insbesondere wenn deren Flughöhen niedrig sind. Darum wäre wahrscheinlich ein Gebiet über dem SMES für den Luftverkehr zu sperren. Eine Abschätzung der Größe dieses Gebietes ist unsererseits nicht durchführbar.

Prinzipiell dürften sich auch in der relativ dicht besiedelten Bundesrepublik Deutschland von der Größe her geeignete Flächen für Großspeicher in Solenoidform finden lassen. Jedoch sind folgende Einschränkungen zu berücksichtigen::

- Die Lastschwerpunkte befinden sich eher in dicht besiedelten Gebieten
- Die Anbindung an Höchstspannungsnetze dürfte kein Problem sein, da das Netz dicht vermascht ist. Die Genehmigung von zusätzlichen Höchstspannungstrassen kann aber Probleme bereiten.
- Lassen sich geeignete Gebiete außerhalb von Luftfahrtkorridoren finden?
- Eine Akzeptanz der Bevölkerung hinsichtlich des SMES und dessen Magnetfelder ist hierin nicht berücksichtigt.

A2.2.2 Engpässe in der Rohstoffversorgung?

Einige der Materialien, die zum Bau von SMES-Anlagen unverzichtbar sind, basieren auf sogenannten strategischen Rohstoffen. Nach einer Definition des Office of Technology Assessment (OTA) sind strategische Rohstoffe solche Rohstoffe, deren Bedarf für grundlegende zivile und militärische Anwendungen die gesicherte Verfügbarkeit aus in- und ausländischen Quellen übersteigt und für die nicht innerhalb eines angemessenen Zeitraumes akzeptable Ersatzrohstoffe verfügbar sind. Dabei ist die Verfügbarkeit solcher Rohstoffe häufig eher ein politisches (Konzentration der Vorkommen, der Förder- und/oder der Verarbeitungskapazitäten auf wenige Länder) als ein Ressourcenproblem. Auch wenn es nach dem Zusammenbruch der Planwirtschaften und dem Wegfall der politisch-wirtschaftlichen Blöcke ein Drängen von östlichen Anbietern auf den Rohstoffmarkt gegeben hat, was das Problem der strategischen Rohstoffe zumindest kurzfristig an Bedeutung verlieren ließ, so kann jedoch nicht ohne weiteres davon ausgegangen werden, daß dieser Trend langfristig anhält. Die Bundesrepublik wie auch die Europäische Gemeinschaft sind bei wesentlichen Materialien in bedeutendem Maße von Importen abhängig [8].

Niob (in der angelsächsischen Literatur auch Columbium) ist ein wichtiges Element bei der Produktion von hochfesten niedriglegierten Stählen (HSLA-Steels, High Strength Low Alloy Steel) sowie eisen-, nickel- und kobaltbasierten Superlegierungen, die u.a. in Gasturbinen und im Reaktorbau Anwendung finden. Die Stahlindustrie trägt mit mehr als vier Fünfteln zum Niobverbrauch in der westlichen Welt bei.

Niob gehört zu den seltenen Elementen, seine Häufigkeit in der Erdkruste beträgt 0,0019 Gew.-%. Die wichtigsten niobhaltigen Minerale sind Columbit und Pyrochlor, das letztere ist das wirtschaftlich wichtigste. Die Weltvorräte werden auf rund 8 Mio. t Niob, die wirtschaftlich nutzbaren Reserven auf 3,5 Mio. t Nb geschätzt.

Die weltweite Niobproduktion lag im Mittel der letzten Jahre - bezogen auf den Niobgehalt der Vorprodukte - bei ca. 14.500 t/a. Sie befindet sich zu mehr als 99 % unter der Kontrolle von fünf Ländern. Der Hauptteil der Niobproduktion konzentriert sich auf drei Minen, zwei in Brasilien und eine in Kanada [9]. Die größten Ressourcen liegen in der Lagerstätte Araxa (Brasilien), dort werden etwa 12 Mio. t Nb_2O_5 (mittlere Nb_2O_5 -Konzentration im Erz etwa 2,5 %) vermutet. Die mittlere Jahresproduktion beträgt über 8.000 t Nb (in Form von Ferroniobium und Niobiumoxid). In Araxa wird auch Reinniob für den Einsatz in Supraleitern hergestellt, die Jahresproduktion liegt im Bereich von einigen zehn Tonnen. Die zweite Niobmine befindet sich in Catalao de Goias (Brasilien), die dortige Jahresproduktion beträgt rund 2.300 t Nb (in Form von Ferroniobium).

In den kanadischen Niobvorkommen (Niobec/Quebec) wird Pyrochlor mit geringeren Konzentrationen und unter schwierigeren Abbaubedingungen als in Brasilien gewonnen. Es wird vor Ort aufkonzentriert und in dieser Form exportiert. Die Jahresproduktion beträgt ca. 2.000 t Niob.

Da mehr als 70 % des Weltverbrauchs an Niob aus Brasilien stammen und dort auch der Großteil der Weltreserven konzentriert ist, verfügt dieses über eine weitgehende Kontrolle des Niobmarktes. Neben den Vorkommen in Kanada befinden sich weitere in der ehemaligen Sowjetunion, in Thailand, Nigeria (Columbit als Nebenprodukt aus dem Zinnbergbau) sowie in Zaire, Australien und China. Die Bundesrepublik Deutschland und die Europäische Gemeinschaft sind bei der Niobversorgung zu 100 % von Importen abhängig.

Die Abtrennung von Niob und die Reduktion zum Metall erfolgt aus den Kaliumfluorid-Komplexen, Pentachloriden und Pentoxiden durch Reduktion mit Natrium, Aluminium oder Kohlenstoff bzw. durch Hochtemperaturschmelzflußelektrolyse. Für technologisch brauchbare Produkte müssen die Rohmetalle weiter raffiniert werden, dies geschieht in der Regel durch Elektronenstrahlschmelzen.

	Preise 1991	Preise 1992	
	(US-\$/lb Nb)	(US-\$/lb Nb)	(DM/kg Nb)
Ferroniob (HSLA-Qualität)	6,58	6,5	22,5
Ferroniob (Vakuum-Qualität)	17,5	15,5	53,5
Nickelniob	19,25	16,5	56,5
Nioboxid 99,9 %	8,17	8,12	27,9
Reinniob (dritte Schmelze)	30	28	96

Tab. 2-15: Marktpreise für Niobprodukte

Bei deutlich verstärkter Nachfrage nach Reinniob zur Herstellung von Supraleitern wären neben einer deutlichen Erhöhung der Erzförderung vor allem Investitionen in die Infrastruktur der Reinmetallproduktion erforderlich.

In den USA wurde im Vorfeld des SSC (Superconducting Supercollider)-Projektes eine Infrastruktur zu Fertigung von NbTi-Drähten geschaffen. Im SSC sollten für die Magneten etwa 20.000 km supraleitendes Kabel mit einem Gesamtniobgehalt von 450 t Anwendung finden. Zur Herstellung von Reinniob wurde darum bei Teledyne Wah Chang Albany (TWCA) ein Elektronenstrahlschmelzofen mit einer Jahreskapazität von 160 t installiert.

Titan ist wegen seines hohen Festigkeits- zu Masse-Verhältnisses und der guten Hitze- und Korrosionsfestigkeit ein wichtiges Material in der Luft- und Raumfahrt, besonders im Zellen- und Turbinenbau, sowie im Chemie- und Kraftwerksanlagenbau. Mehr als 90 % des Weltverbrauches werden

jedoch zur Produktion von weißen Titandioxid-Pigmenten eingesetzt, die aufgrund ihres hohen Brechungsindex, ihrer Opazität und ihres Glanzes in der Farben-, Papier- und Plastikindustrie Verwendung finden.

Titan ist das neunthäufigste Element in der Erdkruste, die mittlere Häufigkeit liegt bei 0,41 Gew.-%, wobei die Konzentration in der ozeanischen Kruste höher als die in der kontinentalen ist. Titan kommt in der Natur in zahlreichen Mineralen und Gesteinen vor, ist aber meist nur in geringen Konzentrationen enthalten. Technisch wird Titan hauptsächlich aus Ilmenit (FeTiO_3 , Titaneisenerz) und Rutil (TiO_2) gewonnen. Die mögliche Titangewinnung ist weniger durch die geochemische Verteilung des Elements als vielmehr durch das Finden von Lagerstätten mit wirtschaftlich ausbeutbaren Konzentrationen begrenzt. Die Preise für die Mineralien betragen 1993/94 weitgehend stabil für Ilmenit (mindestens 54 % TiO_2 , fob) 325 ... 343 DM/t Ti, für Rutil (mindestens 95 % TiO_2 , fob) 1130 ... 1230 DM/t Ti.

Die bekannten Vorkommen werden, als TiO_2 -Gehalt gerechnet, auf über 500 Mio. t geschätzt (Dies entspricht etwa 300 Mio. t Titan). Sie reichen aus, um den erwarteten Bedarf bis weit ins nächste Jahrhundert hinein zu decken. Die gegenwärtig größten Produzenten sind Australien, Norwegen, die USA, die ehemalige Sowjetunion, Südafrika, Malaysia, Sierra Leone, Indien, Sri Lanka, China und Brasilien. In diesen Ländern befindet sich auch der Hauptteil der bekannten Ressourcen. Die Bundesrepublik Deutschland und die Europäische Gemeinschaft sind - abgesehen vom Recycling von Titanschrott - bei der Titanversorgung zu 100 % von Importen abhängig. Bei der Förderung von Ilmenit und Rutil wird - insbesondere aufgrund von in Australien erlassenen Naturschutzbestimmungen, die die dortigen wichtigen Rutilvorkommen nur noch bis zum Jahr 2000 verfügbar machen - die Bedeutung von Brasilien und Indien stark zunehmen.

Die üblichen Verfahren zur Herstellung metallischen Titans gehen von Titanhalogeniden (hauptsächlich Titan-tetrachlorid, TiCl_4) aus. Titan-tetrachlorid wird beim Überleiten von Chlor über ein Gemisch aus angereichertem Rutil und Kohle gebildet und anschließend mittels Natrium oder Magnesium zu einem metallischen Schwamm, dem sogenannten Titan-Schwamm, reduziert. Die Produktionskapazitäten für Titanschwamm betragen 1992 etwa 165.000 t, darunter 110.000 t in der ehemaligen UdSSR, 20.000 t in Japan und 20.000 t in den USA. Aufgrund des Nachfrage-rückganges sind vor allem in den USA seit 1990 umfangreiche Kapazitäten „eingemottet“ worden, die bei Bedarf wieder einsetzbar wären. Die gesamte verfügbare Produktionskapazität würde sich dann auf ca. 200.000 t/a belaufen. Die Preise für Titanschwamm betragen 1992 zwischen 12 ... 17 DM/kg, die für das Metall je nach Reinheit und Angebotsform 21 ... 35 DM/kg.

Die Reinheit dieses Schwamms läßt sich durch konventionelles Schmelzen kaum verbessern. Deshalb wird reines Titanmetall aus Titanschwamm, ggf. unter Zusatz von Titanschrott und Legierungszusätzen, in Lichtbogenöfen unter Vakuum oder Inertgas erschmolzen. Um eine bessere Homogenität zu erreichen, wird das erstarrte Titan unmittelbar oder nach Zusammenschweißen mit einer weiteren Charge nochmals eingeschmolzen. Für besondere Anwendungen unter kritischen Beanspruchungen wird das Titan dreimal geschmolzen.

Fertigung von NiobTitan

Niob-Titan-Legierungen als Ausgangsmaterial für die Supraleiter werden gegenwärtig nur von wenigen Herstellern gefertigt. Hauptproduzenten sind drei amerikanische Hersteller, von denen Teledyne

Wah Chang Albany (TWCA) der größte ist. Zudem gibt es eine Fertigung in Japan, die aber nahezu ausschließlich den Inlandsmarkt bedient. In der Europäischen Gemeinschaft gibt es derzeit kein Unternehmen, das eigenes NbTi-Rohmaterial herstellt und anbieten kann. Nach der Öffnung der Sowjetunion stehen dortige Produktionskapazitäten auch für den Weltmarkt zu Verfügung, allerdings soll das angebotene Material bislang nicht den erforderlichen Qualitätsstandards entsprechen [10].

Die gegenwärtigen weltweiten Produktionskapazitäten sind schwer abzuschätzen. Aussagen aus der Mitte der achtziger Jahre gehen von einer Jahreskapazität von 60 - 80 Tonnen NbTi [11] aus. Im Zusammenhang mit den großen Beschleunigerprojekten wurden in den USA in jüngster Zeit neue Kapazitäten geschaffen. Die Fertigung der Supraleiter für den SSC (ein Beschleuniger, für den ca. 400 t NbTi im Supraleiter benötigt würden) sollte bei drei amerikanischen Herstellern binnen drei Jahren erfolgen und etwa die Hälfte der weltweit verfügbaren Produktionskapazitäten binden. Wenn diese Aussage korrekt ist, kann man von einer gegenwärtigen jährlichen Produktionskapazität von etwa 300 ... 350 t NbTi ausgehen.

Helium hat unter allen Elementen den niedrigsten Schmelzpunkt, unter Normaldruck bleibt es bis in die Nähe des absoluten Nullpunktes flüssig, sein Siedepunkt liegt bei 4,2 K. Zudem ist seine Wärmeleitfähigkeit sehr hoch. Darum ist Helium das bedeutendste Kühlmittel für Tieftemperaturanwendungen. Daneben findet es Anwendung als Inertgas beim Lichtbogenschweißen, als Schutzgas in der Kristallzüchtung, als Kühlmedium in gasgekühlten Kernreaktoren, im Gemisch mit 20 % Sauerstoff als künstliche Atmosphäre in Tauchgeräten sowie als Füllgas in Ballons und Luftschiffen.

Helium ist ein außerordentlich seltenes Element. Die Heliumkonzentration in der Atmosphäre beträgt etwa 0,00046 Vol.-% ($7,2 \cdot 10^{-5}$ Gew.-%), die in der Erdrinde etwa $4,2 \cdot 10^{-7}$ Gew.-%. Wirtschaftlich gewinnbare Heliumvorkommen finden sich nur in manchen Kohlenwasserstoffvorkommen (vor allem Erdgaslagerstätten, in denen der Heliumanteil bis zu einigen Prozent betragen kann). Etwa die Hälfte aller erkundeten Erdgaslagerstätten enthält weniger als 0,1 % Helium und ist damit kommerziell uninteressant; die Attraktivitätsschwelle liegt bei mindestens 0,3 % Helium-Anteil, diese lassen sich in weniger als einem Zehntel der Lagerstätten nachweisen. Etwa die Hälfte aller Weltvorräte an Helium liegen in den USA (Wyoming, Texas, Oklahoma und Kansas), ein Viertel in Algerien und 20 % in den Ländern der ehemaligen Sowjetunion. Die Produktionskapazität für Grade-A-Helium (99,995 % oder bessere Reinheit) betrug Ende 1992 etwa 117 Mio. m³, davon 106 Mio. m³ in den USA, der Rest im wesentlichen in Rußland und Polen.

Helium wird aus Erdgas durch stufenweise Verflüssigung und Extraktion von Fremdstoffen aus dem Gasstrom gewonnen. Das Endprodukt enthält zwischen 70 und 85 % Helium, der Rest ist hauptsächlich Stickstoff sowie geringe Konzentrationen von Wasserstoff, Methan und Neon. Eine weitere Reinigung erfolgt durch Kompression und Kühlung sowie Adsorption an Aktivkohle. Raffiniertes Helium (Grade-A) enthält weniger als 50 ppm Verunreinigungen.

Aufgrund der strategischen Bedeutung von Helium verfügen die USA über ein staatliches Reservehaltungssystem für Helium. Helium wird von Erdgasgesellschaften gefördert und aufbereitet, an das U.S. Bureau of Mines verkauft und von diesem im in dessen Eigentum befindlichen Cliffside Field gespeichert. Die Vorräte beliefen sich Ende 1992 auf über 900 Mio. m³. Die inländischen Ressourcen der USA werden auf 13 Mrd. m³ Helium in Erdgasvorkommen mit einem Minimalgehalt von 0,3

% Helium und 5,2 Mrd. m³ Helium in Erdgasvorkommen mit einem Heliumgehalt von weniger als 0,3 % beziffert.

Die Preise für flüssiges Helium betragen 1990 etwa 15 DM/l , nach der Öffnung der ehemaligen Sowjetunion wurden auch dortige Helium-Vorkommen in größerem Umfang verfügbar, was den Preis auf gegenwärtig 9 DM/l fallen ließ.

Literatur:

- [1] W. Hassenzahl, „Superconducting Magnetic Energy Storage“, IEEE Trans. on Magnetics, Vol. MAG-25(1989) No. 2, pp. 750-758
- [2] R. Wesche, Cryogenics Vol 32(1992) No. 6, pp 578 - 583
- [3] Y. Mitani et al., Proc. of the 11th Int. Conf. on Magnet Techn., August 28 - September 1, 1989, Tsukuba, Japan, pp. 378 - 383
- [4] T. Ezaki et al., Proc. of the 11th Int. Conf. on Magnet Techn., August 28 - September 1, 1989, Tsukuba, Japan, pp. 402 - 407
- [5] D. S. Beard, W. Klose, S. Shimamoto G. Vécsey (Eds), „The IEA Large Coil Task. Development of Superconducting Toroidal Field Magnets for Fusion Power“, Fus. Eng. and Design Vol. 7(1988) 1 & 2, pp. 1-232
- [6] K.P. Jüngst und P. Komarek, „Technische Anwendungen der Supraleitung und ihre Zukunftsaussichten“, KfK-Nachrichten 20(1988) Heft 1, S. 36-54
- [7] M. Green, R.A. Byrns and S.J. St.Lorant; „Estimating the Cost of Superconducting Magnets and the Refrigeration needed to keep them cold“, Adv. Cryog. Eng. Vol. 37A(1992); pp. 637-643
- [8] M. Socher und Th. Rieken; „Neue Rohstoffe für neue Werkstoffe - eine Bestandsaufnahme“, Hintergrundpapier Nr. 3 des Büros für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag, Bonn, Juli 1994
- [9] R.G. Worl; „The other metals“, in H.J. Gluskoter, D.D. Rice, R.B Taylor (Eds.), „The Geology of North America, Vol. P-2, Economic Geology, U.S.“, The Geological Society Of America 1991, pp. 125-151
- [10] H. Krauth, Vacuumschmelze Hanau GmbH, persönliche Information
- [11] E. Droste und M. Hörmann; „Industrielle Herstellung der Supraleiterwerkstoffe Niob und Niob-Titan“, Metall 41(1987), Heft 4, S. 382-385

Anhang 3: Skalierungsgesetze und Kostenfunktionen für Solenoide und Toroide

Für die Bestimmung der geometrischen Größen und der Kostenfunktionen von supraleitenden Spulen sind mehrere mathematische Modelle vorgeschlagen und analysiert worden. Wir wollen im folgenden kurz auf die Grundzüge eines Modelles ausgehen, was es erlaubt, Geometrie und Kosten von Spulen mit großen Energieinhalten abzuschätzen. Diese Einschränkung ist dadurch begründet, daß für das Modell unterstellt wird, daß die Windungsdicken klein sind gegen die anderen geometrischen Abmessungen.

Im hier beschriebene Modell werden wirkende Kräfte, Supraleiterbedarf und Spulenoberfläche als Funktion der gespeicherten Energie und des Maximalfeldes am Leiter B angegeben. Diese Darstellungsform erlaubt es, aus der Wahl eines Supraleiters (durch die das Maximalfeld vorgegeben ist) und eines gewünschten Speicherinhaltes andere kostenrelevante Größen zu bestimmen. Beispielsweise sind Wärmestrahlungsverluste oder der Materialbedarf für den Kryostat nahezu proportional zur Spulenoberfläche der Materialaufwand für Verstrebungen und Abstützungen proportional zu den wirkenden Kräften.

A3.1 Berechnung eines Solenoiden

Die Induktivität eines Solenoiden mit n Windungen, der Länge l und des Radius R_s ist:

$$L_s(\beta) := \pi \cdot \mu_0 \cdot n^2 \cdot R_s^2 \cdot l \cdot K(\beta)$$

Darin ist

$$\beta := \frac{l}{2 \cdot R_s}$$

das Aspektverhältnis und

$$K(\beta) := \frac{2 \cdot \beta}{\pi} \cdot \left[\left(\ln \left(\frac{4}{\beta} \right) - 0.5 \right) + \frac{\beta^2}{8} \cdot \left(\ln \left(\frac{4}{\beta} \right) + \frac{1}{8} \right) - \frac{\beta^4}{64} \cdot \left(\ln \left(\frac{4}{\beta} \right) - \frac{2}{3} \right) \right]$$

ein Formfaktor, der für lange Solenoide und großes Aspektverhältnis gegen 1 strebt.

Das maximale Magnetfeld in der Mittelebene B ist mit dem Spulenstrom I verküpft gemäß

$$B := \mu_0 \cdot n \cdot I \cdot K'(\beta)$$

$K'(\beta)$ ist ebenfalls ein Formfaktor, der für große Aspektverhältnisse gegen 1 strebt. Er ist definiert zu:

$$K'(\beta) := \frac{1}{2} + \frac{1}{2 \cdot \pi} \cdot \int_0^\pi \frac{\beta}{\left(\beta^2 + 4 \cdot \sin^2 \left(\frac{\theta}{2} \right) \right)^{\frac{1}{2}}} d\theta$$

Damit ergibt sich die gespeicherte Energie zu

$$E(\beta) := \frac{1}{2} \cdot \pi \cdot \mu_0 \cdot n^2 \cdot R_s^2 \cdot l \cdot K(\beta) \cdot I^2$$

bzw.

$$E(\beta) := \frac{\pi \cdot R_s^2 \cdot l \cdot K(\beta) \cdot B^2}{2 \cdot \mu_0 \cdot K'(\beta)^2}$$

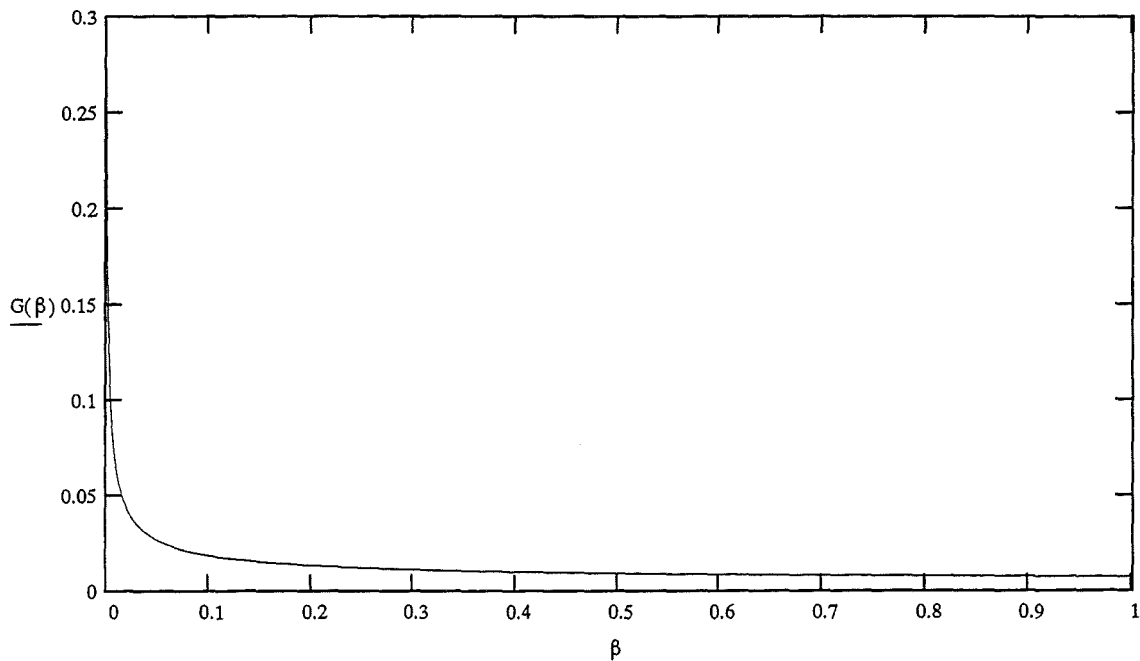
Umgestellt und zusammengefaßt resultiert für den Radius des Solenoiden:

$$R_s(\beta) := G(\beta) \cdot E(\beta)^{\frac{1}{3}} \cdot B^{\frac{2}{3}}$$

Darin ist G ein allein vom Aspektverhältnis abhängiger Qualitätsfaktor, aus dem sich bei vorgegebenem Magnetfeld, vorgegebener Energie und vorgegebenem Radius ein zum Erreichen dieser Bedingungen notwendiges Aspektverhältnis bestimmen läßt. G ist bestimmt als:

$$G(\beta) := \left(\frac{\mu_0 \cdot K'(\beta)^2}{\pi \cdot \beta \cdot K(\beta)} \right)^{\frac{1}{3}}$$

und nachstehend grafisch dargestellt.



Für den notwendigen Supraleiterbedarf (in Ampere-Metern) gilt:

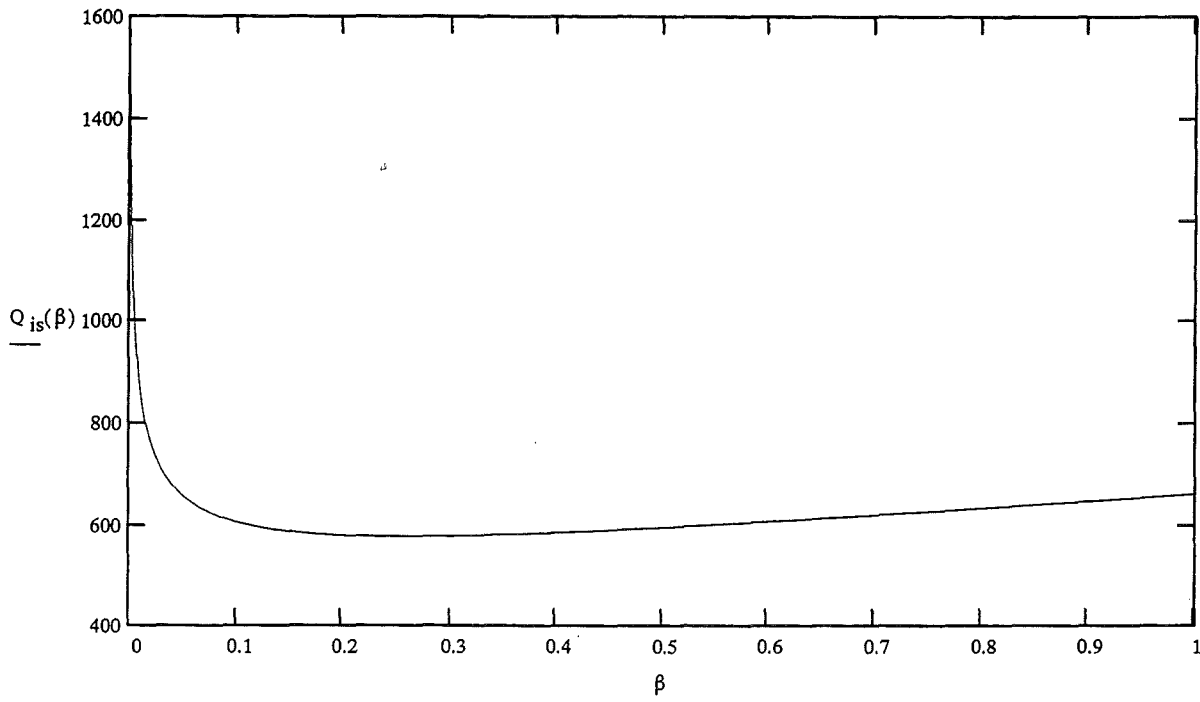
$$IS_s(\beta) := \frac{2 \cdot \pi \cdot R_s(\beta) \cdot l \cdot B}{\mu_0 \cdot K'(\beta)}$$

und es ergibt sich durch Einsetzen des Radius:

$$IS_s := Q_{is}(\beta) \cdot E^{\frac{2}{3}} \cdot B^{\frac{1}{3}}$$

mit

$$Q_{is}(\beta) := 4 \cdot \left(\frac{\pi \cdot \beta \cdot K'(\beta)}{\mu_0 \cdot K(\beta)^2} \right)^{\frac{1}{3}}$$



Die Oberfläche einer Zylinderspule ist gegeben durch

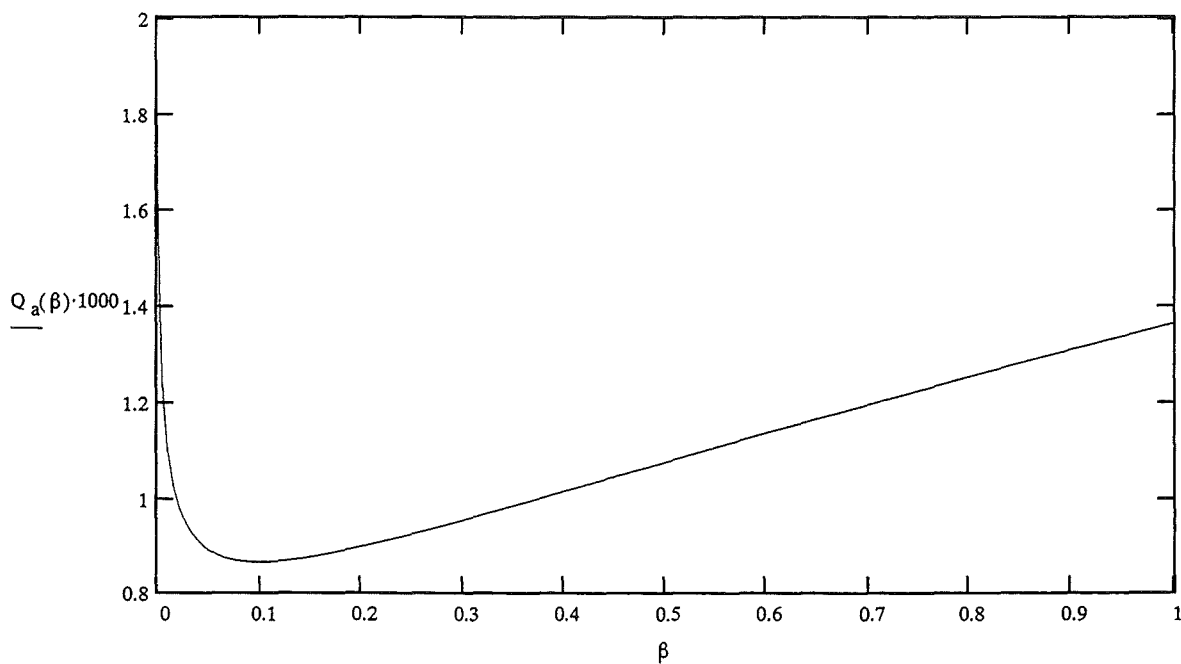
$$A_S := 4 \cdot \pi \cdot R_S \cdot l$$

und damit - erneut durch Einsetzen des Radius - zu

$$A_S := Q_a(\beta) \cdot E^{\frac{2}{3}} \cdot B^{\frac{4}{3}}$$

mit

$$Q_a(\beta) := 8 \cdot \left[\frac{\pi \cdot (\mu_0)^2 \cdot \beta \cdot K'(\beta)^4}{K(\beta)^2} \right]^{\frac{1}{3}}$$



Die Radialkräfte, die eine radiale Ausdehnung des Magneten bewirken, lassen sich als Ableitung der Energie nach dem Radius und damit zu

$$F_{rs}(\beta) := \frac{\pi \cdot B^2 \cdot R_s \cdot l \cdot K(\beta)}{\mu_0 \cdot K'(\beta)^2} \left(1 - \frac{\beta}{2 \cdot K(\beta)} \cdot \frac{d}{d\beta} K(\beta) \right)$$

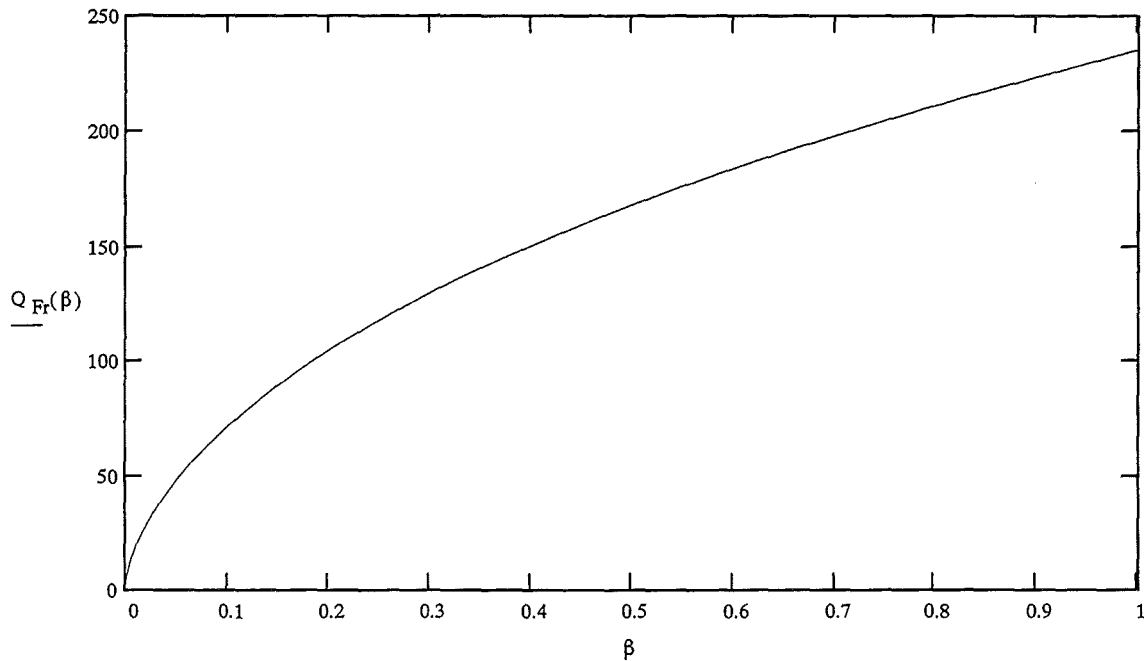
bestimmen.

Für die Radialkräfte ergibt sich:

$$F_{rs} := Q_{Fr}(\beta) \cdot E^{\frac{2}{3}} \cdot B^{\frac{2}{3}}$$

mit

$$Q_{Fr}(\beta) := 2 \cdot \left(1 - \frac{\beta}{2 \cdot K(\beta)} \cdot \frac{d}{d\beta} K(\beta) \right) \cdot \left(\frac{\pi \cdot \beta \cdot K(\beta)}{\mu_0 \cdot K'(\beta)^2} \right)^{\frac{1}{3}}$$

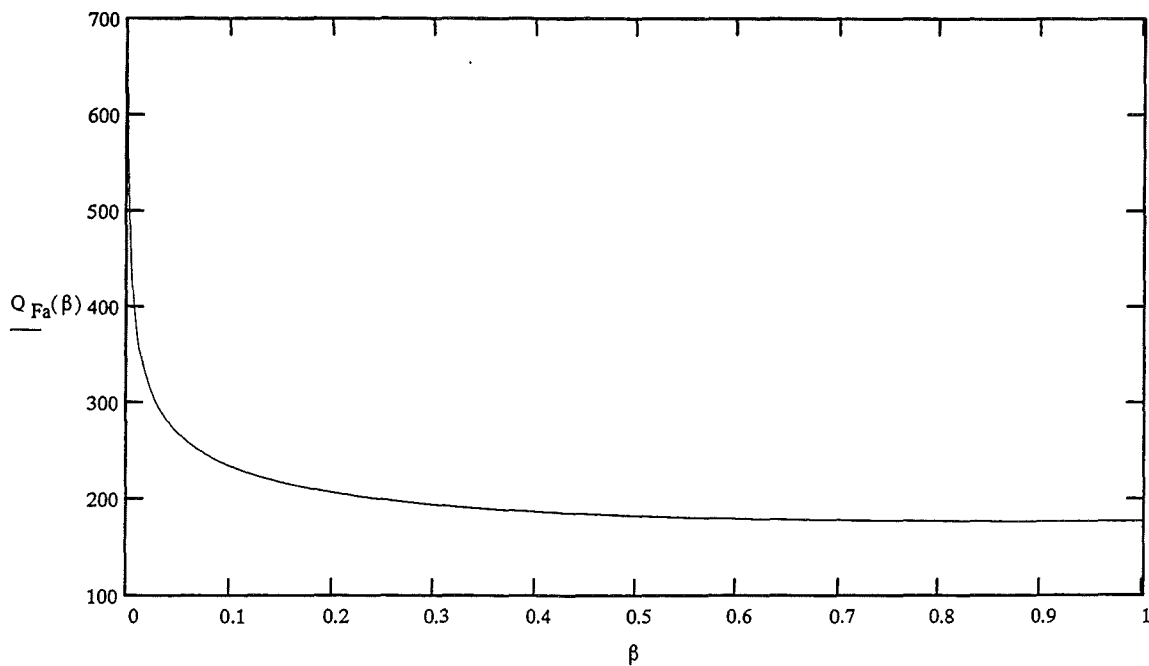


Analog kann für die Axialkräfte gezeigt werden:

$$F_{as} := Q_{Fa}(\beta) \cdot E^{\frac{2}{3}} \cdot B^{\frac{2}{3}}$$

mit

$$Q_{Fa}(\beta) := \frac{4 \cdot \ln(2)}{\mu_0} \cdot \beta \cdot \left[\frac{\mu_0}{(\pi \cdot \beta \cdot K(\beta) \cdot K'(\beta))} \right]^{\frac{2}{3}}$$



A3.2 Berechnung eines Toroiden

In grundsätzlich analoger Weise kann ein solcher Formelsatz auch für Toroide entwickelt werden. Im Unterschied zu den Solenoiden lassen sich die Größen hier vollständig analytisch beschreiben. Die Ergebnisse sind hier - ohne nähere Erläuterung - zusammenfassend angegeben.

Die Induktivität eines Toroiden ist:

$$L_t(\beta) := \mu_0 \cdot R_t \cdot \left[1 - \sqrt{1 - \beta^2} \right]$$

Darin ist

$$\beta := \frac{r}{R_t}$$

das Aspektverhältnis

Für das Maximalfeld am Leiter gilt

$$B(\beta) := \frac{\mu_0 \cdot I}{2 \cdot \pi \cdot R_t \cdot (1 - \beta)}$$

Damit ergibt sich die gespeicherte Energie zu

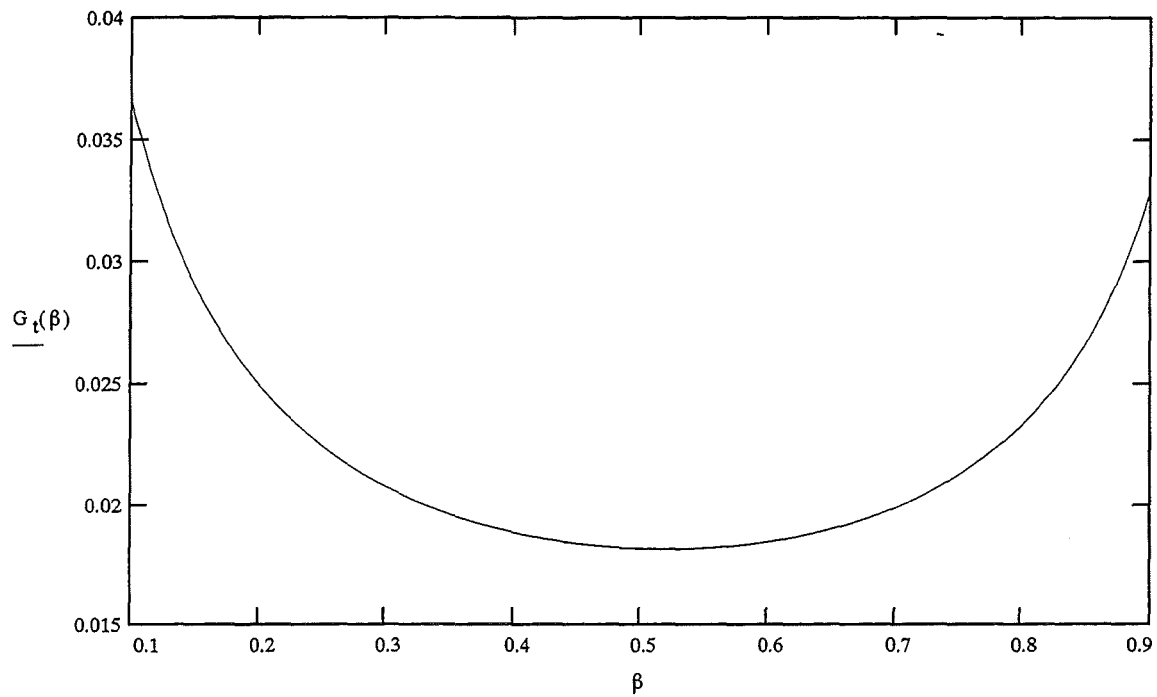
$$E(\beta) := \frac{1}{2} \cdot \mu_0 \cdot R_t \cdot \left[1 - \sqrt{1 - \beta^2} \right] \cdot I^2$$

Umgestellt und zusammengefaßt resultiert für den Radius des Toroiden:

$$R_t := G_t(\beta) \cdot E^{\frac{1}{3}} \cdot B^{\frac{2}{3}}$$

mit

$$G_t(\beta) := \left[\frac{2 \cdot \mu_0}{\left[4 \cdot \pi \cdot (1 - \beta)^2 \cdot \left(1 - \sqrt{1 - \beta^2} \right) \right]} \right]^{\frac{1}{3}}$$



Für den notwendigen Supraleiterbedarf (in Ampere-Metern) gilt:

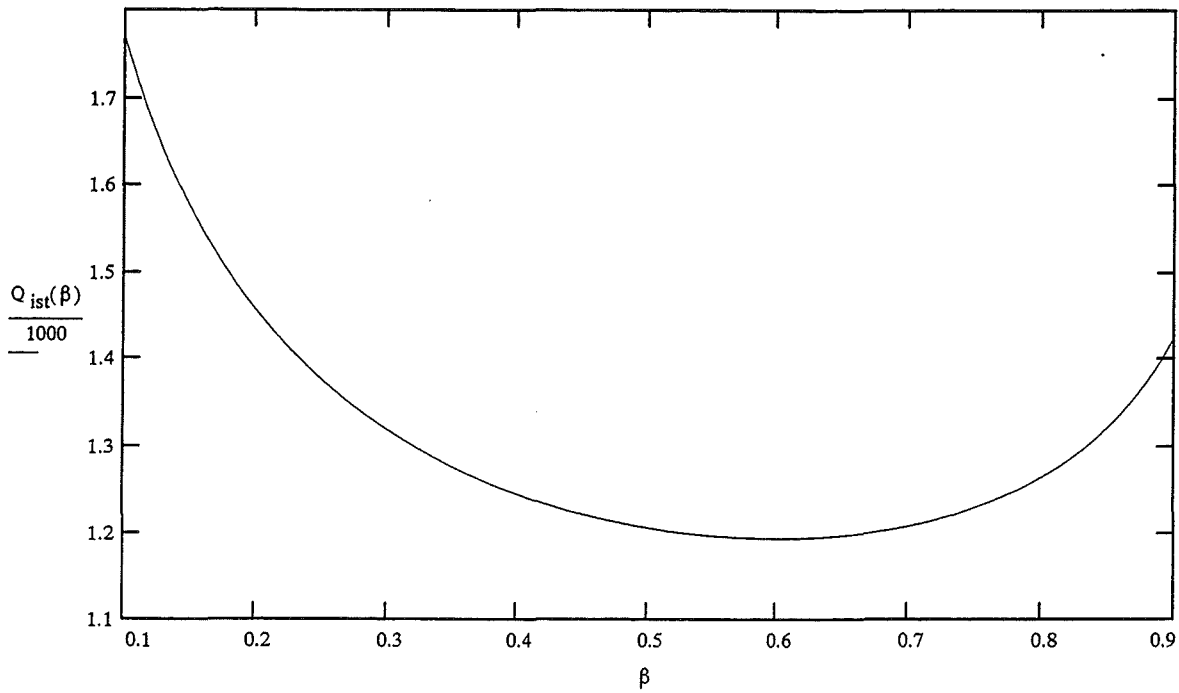
$$IS_t(\beta) := 2 \cdot \pi \cdot R_t \cdot \beta \cdot I$$

und es ergibt sich durch Einsetzen des:

$$IS_t := Q_{ist}(\beta) \cdot E^{\frac{2}{3}} \cdot B^{\frac{1}{3}}$$

mit

$$Q_{ist}(\beta) := \left[\frac{16 \cdot \pi^2 \cdot \beta^3}{\left[\mu_0 \cdot (1 - \beta) \cdot \left(1 - \sqrt{1 - \beta^2} \right)^2 \right]} \right]^{\frac{1}{3}}$$



Die Oberfläche eines Toroiden ist gegeben durch

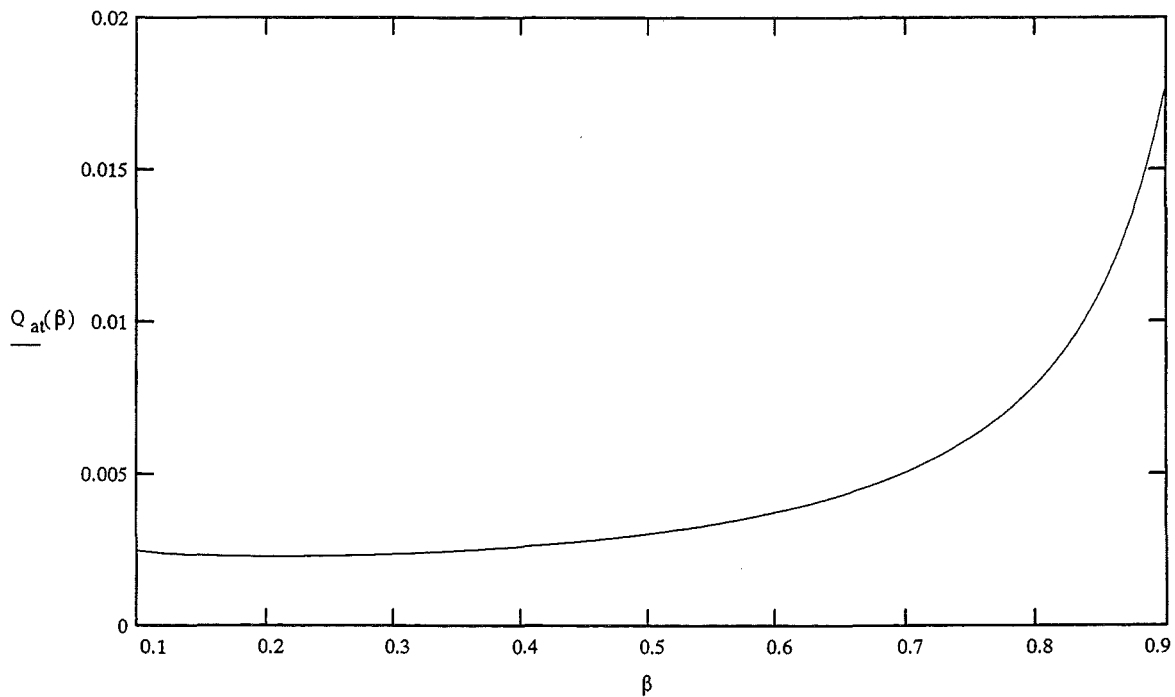
$$A_t := 4 \cdot \pi^2 \cdot R_t \cdot r$$

und damit - erneut durch Einsetzen des Radius - zu

$$A_t := Q_{at}(\beta) \cdot E^{\frac{2}{3}} \cdot B^{\frac{4}{3}}$$

mit

$$Q_{at}(\beta) := \left[\frac{16 \cdot \pi^2 \cdot (\mu_0)^2 \cdot \beta^3}{[(1-\beta)^4 \cdot (1-\sqrt{1-\beta^2})^2]} \right]^{\frac{1}{3}}$$



Die Radialkräfte, die eine radiale Ausdehnung des Magneten bewirken, betragen beim Toroid

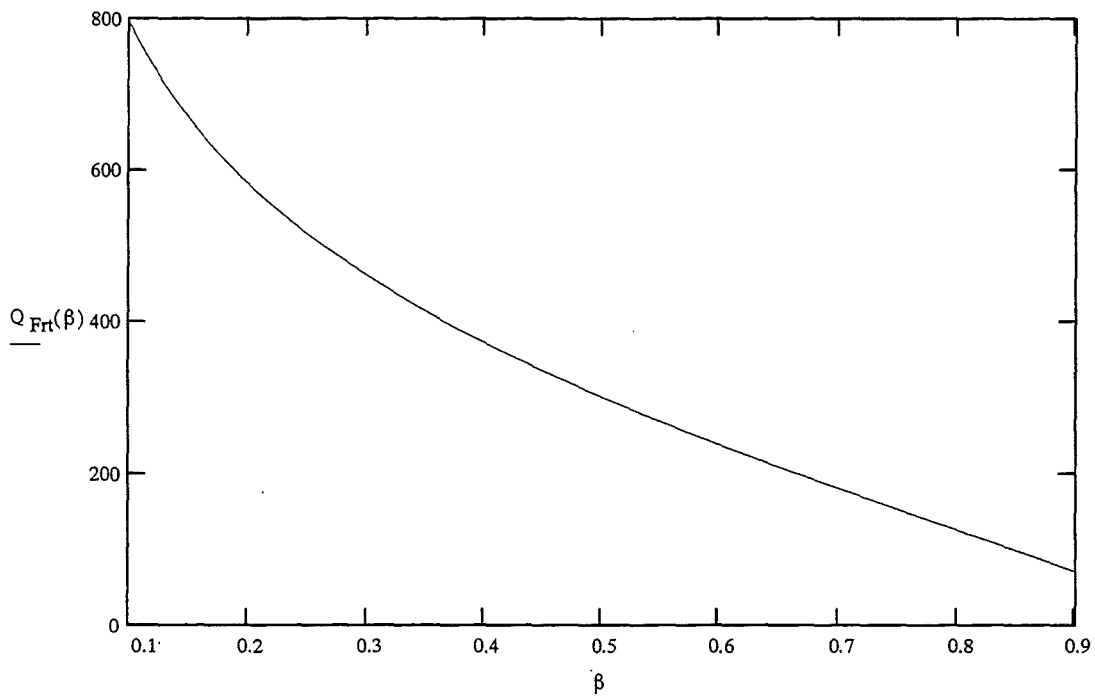
$$F_{\text{rt}}(\beta) := \frac{2 \cdot \pi^2 \cdot B^2 \cdot R_t^2 \cdot \beta \cdot (1 - \beta)^2}{\mu_0}$$

Für die Radialkräfte ergibt sich:

$$F_{\text{rt}} := Q_{\text{Frt}}(\beta) \cdot E^{\frac{2}{3}} \cdot B^{\frac{2}{3}}$$

mit

$$Q_{\text{Frt}}(\beta) := \left[\frac{2 \cdot \pi^2 \cdot \beta^3 \cdot (1 - \beta)^2}{\left[\mu_0 \cdot \left(1 - \sqrt{1 - \beta^2} \right)^2 \right]^2} \right]^{\frac{1}{3}}$$

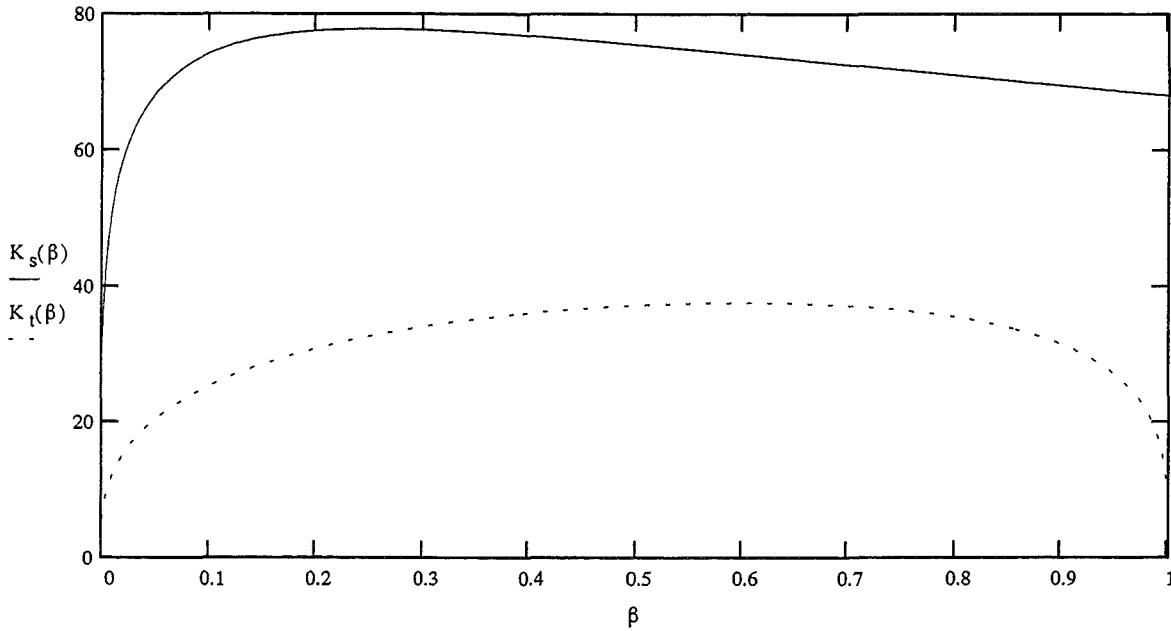


A3.3. Beispielrechnungen

Beispiel 1: Supraleiterbedarf von Solenoid und Toroid bei gleichem Energieinhalt (5000 MWh) und gleichem Maximalfeld (5 T)

Für die Darstellung einer Ausnutzungseffizienz für den Supraleiter wurde für das Toroid (gestrichelte Linie) und das Solenoid (durchgezogene Linie) jeweils der Quotient aus Energieinhalt und Supraleiterbedarf ermittelt. Das Ergebnis ist in nachstehender Grafik festgehalten.

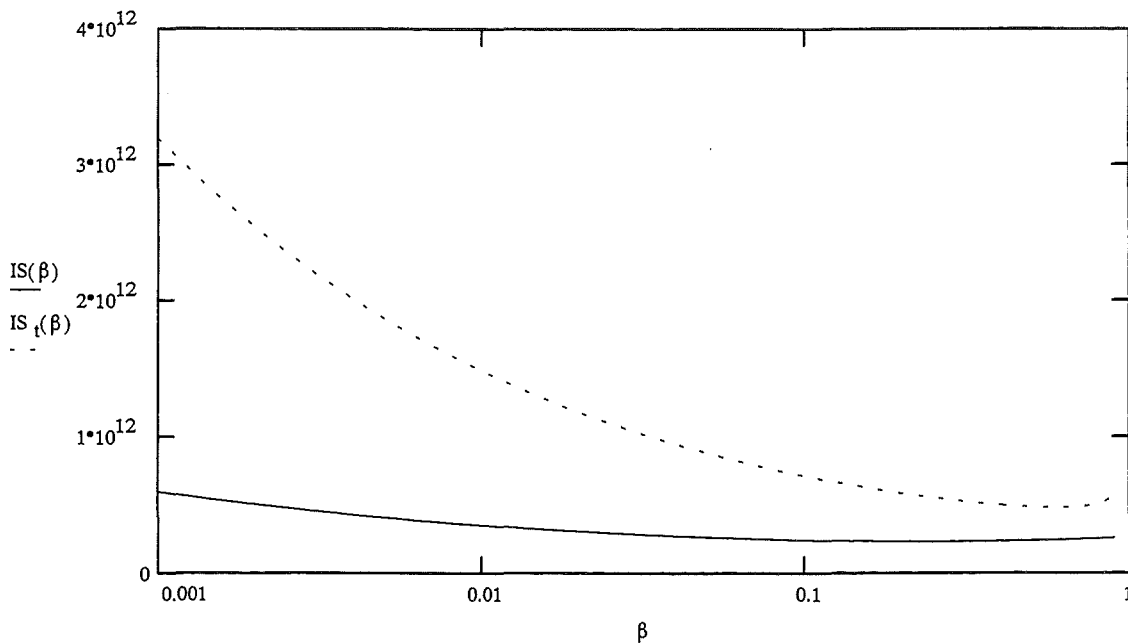
$$K_s(\beta) := \frac{E}{IS(\beta)} \quad K_t(\beta) := \frac{E}{IS_t(\beta)}$$



Es zeigt sich, daß das Maximum der Ausnutzungseffizienz des supraleitenden Materials beim Solenoid etwa doppelt so hoch ist wie beim Toroid.

Für das Solenoid beträgt es ca. 78 Ws/Am bei $\beta = 0,255$, für das Toroid etwa 38 Ws/Am bei $\beta = 0,6$.

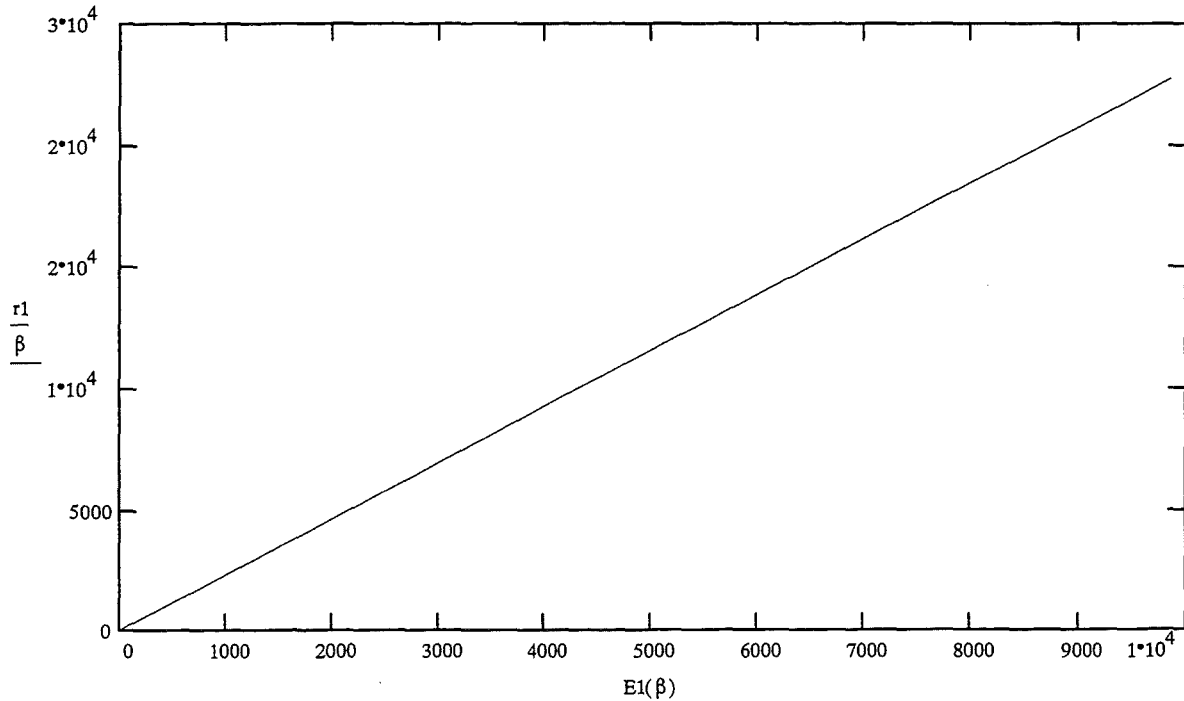
Den absoluten Supraleiterbedarf in Am für verschiedene Aspektverhältnisse für ein Solenoid (durchgezogene Linie) und ein Toroid (gestrichelte Linie) zeigt die folgende Grafik.



Beispiel 2: Toroide aus kleinen Einzelspulen

In Beispiel 1 wurde gezeigt, daß der minimale Supraleiterbedarf bei Toroiden mit einem Aspektverhältnis von 0,6 auftritt. Solche Toroide wurden für große Speicherinhalte den Bau senkrecht stehender Einzelspulen von einigen 10 Metern Durchmesser voraussetzen. Darum wird in Designstudien häufig mit einem geringeren Aspektverhältnis operiert.

Wir haben untersucht, welcher große Radius erforderlich wäre, wenn man den Durchmesser der Einzelspulen auf 5 bzw. 10 Meter begrenzt. Die Abhängigkeit des großen Radius von der Energie zeigen die beiden folgenden Grafiken. Es zeigt sich, daß bei konstantem Durchmesser der Einzelspulen der Energieinhalt linear vom großen Durchmesser des Toroiden abhängt. Der ersten Grafik kann man zudem entnehmen, daß ein 5000-MWh-Toroid aus Einzelspulen mit 10 m Durchmesser einen großen Radius von etwa 11,7 km zur Voraussetzung hätte.



Für eine zweite Betrachtung haben wir den Durchmesser der Einzelspulen auf 20 m verdoppelt. Für eine 5000-MWh-Spule betrüge der notwendige große Radius hier noch ca. 2900 m.

