

# **Ein techno-ökonomisches Modell zur Netzplanung unter Berücksichtigung regulierter Netzentgelte**

- Ein integrierter Ansatz im Rahmen der wertorientierten Unternehmensführung am Beispiel der 110-kV-Verteilnetzebene -

Zur Erlangung des akademischen Grades eines  
Doktors der Ingenieurwissenschaften  
(Dr. Ing.)  
von der Fakultät für  
Wirtschaftswissenschaften  
am Karlsruher Institut für Technologie (KIT)

genehmigte  
DISSERTATION  
von  
Diplom-Ingenieur  
Stefan Schnabel

Tag der mündlichen Prüfung: 04. November 2013

Referent: Prof. Dr. Wolf Fichtner  
Korreferent: Prof. Dr. Kay Mitusch  
2013 Karlsruhe



# Danksagung

Die vorliegende Arbeit befasst sich mit der Entwicklung eines techno-ökonomischen Modells zur Netzplanung. Sie entstand in den Jahren 2008 bis 2013 während meiner Zeit als Mitarbeiter der Vattenfall Europe Transmission GmbH (50Hertz Transmission GmbH) sowie der Vattenfall Distribution Berlin GmbH. In diesem Zeitraum wurde ich als externer Doktorand des Lehrstuhls für Energiewirtschaft am Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion der Universität Karlsruhe (Karlsruher Institut für Technologie (KIT)) aufgenommen.

Dem Institutsleiter und Hauptreferenten Prof. Dr. Wolf Fichtner gilt mein besonderer Dank für die stetige Förderung, das entgegengebrachte Vertrauen und die wertvollen Diskussionen. Für die Übernahme des Korreferats und die prüfende Durchsicht der Arbeit danke ich Herrn Prof. Dr. Mitusch. Darüber hinaus bedanke ich mich bei allen Mitarbeitern des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) für die fruchtbaren und kritischen Diskussionen im Rahmen der Doktorandenseminare.

Die Arbeit wäre ohne die Förderung und das Verständnis von vielen meiner Kollegen und Freunde innerhalb und außerhalb der Vattenfall Europe AG nicht möglich gewesen. Mein besonderer Dank gilt Herrn Dr. Matthias Stübner, Herrn Dr. Steffen Müller, Herrn Dr. Sebastian Haubold, Frau Dr. Vanessa Liebert, Herrn Robert Kunze, Frau Daniela Regner, Herrn Jörg Sembach, Herrn Wolf Fischer, meinem Bruder Herrn Thomas Schnabel und meiner Frau Karolin für die fachlichen Diskussionen und die Durchsicht des Manuskriptes. Darüber hinaus gilt mein Dank Frau Prof. Dr.-Ing. habil. Dr. paed. Annette Hoppe, Dr. Ingo Schulze und Herrn Hadré für ihren Einsatz für diese Arbeit.

Nicht zuletzt gilt mein herzlicher Dank meinen Eltern, die diese Arbeit erst ermöglicht haben, sowie meiner Frau Karolin und meinen Geschwistern für ihre Unterstützung in den schwierigen Phasen der Arbeit.

Karlsruhe, im November 2013

*Stefan Schnabel.*



# Inhaltsverzeichnis

<b>Danksagung</b> .....	<b>i</b>
<b>Inhaltsverzeichnis</b> .....	<b>iii</b>
Abbildungsverzeichnis.....	x
Tabellenverzeichnis.....	xvii
Abkürzungsverzeichnis.....	xix
Nomenklatur.....	xxiv
Indexmengen (ausgewählt).....	xxiv
Indizes (ausgewählt).....	xxv
Variablen (ausgewählt).....	xxv
Parameter (ausgewählt).....	xxviii
<b>1 Einleitung</b> .....	<b>1</b>
1.1 Ausgangslage und Problemstellung.....	1
1.2 Zielstellungen und Lösungsweg.....	6
<b>2 Die Regulierung der Energieversorgungsnetze in Deutschland</b> .....	<b>11</b>
2.1 Zielstellungen und Vorgehen.....	11
2.2 Grundlagen der Regulierungstheorie.....	11
2.2.1 Regulierungsbedarf.....	11
2.2.2 Folgen unregulierter Marktmacht.....	16
2.2.3 Regulierungsziele.....	18
2.2.4 Regulierungsansätze.....	20
2.2.5 Instrumente der Preisregulierung.....	20
2.3 Europäische und deutsche Ordnungspolitik im Bereich der Energieversorgungsnetze.....	25
2.3.1 Europäische Richtlinien und nationale Gesetzgebung.....	25
2.3.2 Ziele der deutschen Energiemarktregulierung.....	28
2.3.3 Entwicklungsphasen der Regulierung der Energieversorgungsnetze in Deutschland.....	30

---

2.3.4	Folgen der Energiemarktregulierung in Deutschland.....	33
2.4	Einfluss der Regulierung auf das Verhalten von Unternehmen.....	34
2.5	Zur Diskussion der ökonomischen Auskömmlichkeit der deutschen Anreizregulierung.....	39
2.6	Zusammenfassung.....	42
<b>3</b>	<b>Elektrische Energieversorgungsnetze und der Prozess der Netzplanung .....</b>	<b>45</b>
3.1	Zielstellungen und Vorgehen.....	45
3.2	Energiewirtschaftliche Einordnung.....	45
3.3	Strukturen elektrischer Energieversorgungsnetze.....	48
3.4	Prozess der Netzplanung .....	53
3.5	Zukünftige Entwicklung der Verteilnetze - Smart Grids .....	56
3.6	Stand der Forschung im Bereich der optimierenden Netzplanung .....	57
<b>4</b>	<b>Zur Modellierung der technischen Netzplanung .....</b>	<b>61</b>
4.1	Zielstellungen und Vorgehen.....	61
4.2	Abgrenzung des Planungs- und Betrachtungsbereiches im entwickelten Modellansatz.....	61
4.3	Randbedingungen der Netzplanung .....	63
4.3.1	Versorgungsaufgabe und -gebiet.....	64
4.3.2	Versorgungszuverlässigkeit.....	66
4.3.3	Betriebsmittelbelastungen .....	68
4.3.4	Betriebsspannungen.....	69
4.3.5	Netzkurzschlussleistungen.....	69
4.4	Freiheitsgrade der Netzplanung .....	71
4.4.1	Betriebsmittel und Netzstrukturen.....	71
4.4.2	Stationskonzepte .....	74
4.4.3	Sternpunktbehandlung.....	76
<b>5</b>	<b>Entwicklung eines Ansatzes zur ökonomischen Bewertung der Netzplanung .....</b>	<b>77</b>

5.1	Zielstellungen und Vorgehen .....	77
5.2	Netzplanung und wertorientierte Unternehmensführung .....	78
5.3	Beziehung zwischen Unternehmenswert und Einzelinvestitionen .....	86
5.4	Ableitung der Zielgrößen und Zielkriterien .....	87
5.5	Konzeption der Zielfunktionen .....	90
	5.5.1 Kapitalflussrechnung und Rechnungslegung nach HGB .....	90
	5.5.2 Sachliche Abgrenzung der bewertungsrelevanten Kostenpositionen .....	92
	5.5.3 Zurechenbarkeit der Zahlungsströme .....	95
	5.5.4 Netzkostenkalkulation nach der Stromnetzentgeltverordnung .....	98
	5.5.5 Ermittlung der Netzentgelte nach der Anreizregulierungsverordnung .....	107
	5.5.6 Alternative Regulierungssysteme.....	123
	5.5.7 Weitere Parameter .....	126
	5.5.8 Resultierende Zielfunktionen .....	127
5.6	Zur Berücksichtigung von Unsicherheit und Flexibilität in der Netzplanung .....	129
	5.6.1 Zielstellungen und Vorgehen .....	129
	5.6.2 Schwächen des DCF in Bezug auf die Berücksichtigung von Unsicherheit und Flexibilität .....	130
	5.6.3 Ansätze zur Berücksichtigung von Unsicherheit in der Bewertung .....	131
	5.6.4 Ansätze zur Berücksichtigung von Flexibilität in der Bewertung .....	134
	5.6.5 Exemplarische Analyse bestehender Modelle zur Netzplanung .....	154
	5.6.6 Schlussfolgerungen aus der Analyse .....	158

---

5.6.7	Ein Ansatz zur ergänzenden Bewertung von Flexibilität in der Ausbauplanung.....	161
5.6.8	Zusammenfassung.....	172
5.6.9	Risiko und regulatorisches Risiko von Netzbetreibern .....	175
<b>6</b>	<b>Auswahl der Optimierungsverfahren und Verfahrensblick .....</b>	<b>179</b>
6.1	Zielstellungen und Vorgehen.....	179
6.2	Anforderungen an Modell und Verfahren .....	179
6.3	Verfahrensauswahl.....	181
6.3.1	Charakterisierung der Optimierungsprobleme .....	181
6.3.2	Exakte Verfahren .....	182
6.3.3	Heuristiken .....	185
6.3.4	Überblick über evolutionäre Algorithmen .....	187
6.3.5	Auswahl der evolutionären Optimierungsverfahren .....	189
6.4	Überblick über die verwendeten Optimierungsverfahren	194
6.4.1	Grundkonzepte evolutionärer Algorithmen und Entwurfsempfehlungen .....	194
6.4.2	Grundlagen genetischer Algorithmen.....	200
6.4.3	Grundlagen der Ameisenalgorithmen.....	201
<b>7</b>	<b>Beschreibung des entwickelten techno-ökonomischen Modells .....</b>	<b>209</b>
7.1	Zielstellungen und Vorgehen.....	209
7.2	Modellüberblick .....	209
7.2.1	Kurzdarstellung des entwickelten Ansatzes .....	209
7.2.2	Sachliche und räumliche Abgrenzung .....	213
7.2.3	Zeitlicher Betrachtungsbereich und zeitliche Differenzierung des Modells.....	215
7.2.4	Modellhierarchie, Typisierung und abgebildete Netzelemente .....	216
7.3	Zielgrößen und Zielfunktionen.....	218

---

7.4	Wichtige Bestandteile der Zielfunktionen.....	221
7.4.1	Kapitalflussrechnungen.....	222
7.4.2	Erlöse aus regulierten Netzentgelten.....	223
7.4.3	Effizienzvergleich, pauschalierter Investitionszuschlag und Zielgröße der Grundsatzplanung.....	226
7.4.4	Netzkosten nach StromNEV.....	227
7.4.5	Handelsrechtliche Bilanz und Gewinn- und Verlustrechnung.....	231
7.4.6	Netzverluste.....	233
7.5	Randbedingungen der Netzplanung.....	233
7.5.1	Strukturelle Restriktionen.....	234
7.5.2	Netzberechnungen.....	238
7.6	Implementierung der Grundsatzplanung.....	243
7.6.1	Entscheidungsvariablen der Grundsatzplanung....	243
7.6.2	Verfahrensbeschreibung.....	244
7.6.3	Parametrierung und Untersuchungen zu Funktion und Aufwand.....	255
7.7	Implementierung der Ausbauplanung.....	259
7.7.1	Entscheidungsvariablen der Ausbauplanung.....	259
7.7.2	Verfahrensbeschreibung.....	264
7.7.3	Anpassung des Algorithmus zur Bewertung unter Unsicherheit und Flexibilität.....	275
7.7.4	Parametrierung und Untersuchungen zu Funktion und Aufwand.....	277
7.7.5	Spezifität der gefundenen Lösungen.....	280
7.8	Kritische Reflexion des entwickelten Ansatzes und weiterführende Überlegungen.....	284
7.8.1	Systemmodell und Netzberechnungen.....	284
7.8.2	Optimierungsverfahren.....	286
7.8.3	Betrachteter Lösungsraum.....	287
7.8.4	Strategieoptionen.....	288
7.8.5	Unsichere Parameter.....	289

---

7.8.6	Bewertungsansatz .....	290
<b>8</b>	<b>Modellgestützte Analyse einer synthetischen Planungsaufgabe .....</b>	<b>293</b>
8.1	Zielstellungen und Vorgehen .....	293
8.2	Beschreibung und Datenbasis des Referenzszenarios .....	294
8.2.1	Bestehendes Versorgungsgebiet und mögliche Trassenführungen.....	294
8.2.2	Lastentwicklung.....	296
8.2.3	Festlegung der ökonomischen und regulatorischen Parameter unter sicheren Erwartungen .....	303
8.2.4	Anpassungen der Parameter für optimistische Investitionsbedingungen .....	305
8.3	Durchführung der Grundsatzplanung .....	306
8.3.1	Ermittlung der Zielnetze .....	306
8.3.2	Ermittlung der Planungsprojekte der Ausbauplanung.....	309
8.4	Ausbauplanung unter Sicherheit .....	312
8.4.1	Überblick und Modellergebnisse .....	312
8.4.2	Auszahlungsminimierende sowie wertmaximierende Strategie im realen Szenario ..	314
8.4.3	Wertmaximierende Strategie im „ewige“ Anreizregulierung-Szenario .....	316
8.4.4	Wertmaximierende Strategie unter positiven Investitionsbedingungen .....	318
8.4.5	Entwicklung des Anlagevermögens und Umsetzungsgrad der Zielnetze .....	319
8.5	Ausbauplanung unter Unsicherheit bei bestehender Flexibilität.....	323
8.5.1	Unsichere regulatorische Parameter .....	323
8.5.2	Schritt 1: Ermittlung von Ausbauplänen ähnlicher Güte.....	325

8.5.3	Schritt 2: Nachgelagerte Bewertung der Flexibilität .....	326
8.6	Schlussfolgerungen aus der Untersuchung .....	331
<b>9</b>	<b>Zusammenfassung der Arbeit .....</b>	<b>335</b>
	<b>Anhang.....</b>	<b>i</b>
	<b>Quellenverzeichnis .....</b>	<b>xvii</b>

---

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1:	Konzept des techno-ökonomischen Modells zur Netzplanung.....	7
Abbildung 2.1:	Disaggregierte Betrachtung des Energiesektors.....	13
Abbildung 2.2:	Preisbildung im Monopol und im natürlichen Monopol .....	15
Abbildung 2.3:	Bestimmung der Preise im Rahmen kostenorientierter Regulierungssysteme .....	22
Abbildung 2.4:	Evolution ordnungspolitischer Regelwerke der Elektrizitätswirtschaft .....	26
Abbildung 2.5:	Grundprinzip der deutschen Anreizregulierung .....	32
Abbildung 2.6:	Investitionsverläufe in Großbritannien und Einfluss der Regulierung auf das Investitionsverhalten (ratched-Effect).....	36
Abbildung 2.7:	Erzielbare Renditen für Einzelinvestitionen in Abhängigkeit vom Investitionszeitpunkt sowie verschiedener regulatorischer Parameter.....	41
Abbildung 3.1:	Investitionen der Stromwirtschaft .....	46
Abbildung 3.2:	Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastuktur .....	47
Abbildung 3.3:	Struktur des öffentlichen Elektrizitätsversorgungssystems in Deutschland .....	49
Abbildung 3.4:	Grundformen elektrischer Versorgungsnetze .....	50
Abbildung 3.5:	Schematische Netzkarten von 110-kV-Netzen der E.ON Netz AG Teilnetz (links) und Vattenfall (rechts).....	51
Abbildung 3.6:	Struktur des technisch geprägten Planungsprozesses von	

	Energieversorgungssystemen mit wichtigen Einflussfaktoren .....	55
Abbildung 4.1:	Standardkonzepte von Schaltanlagen .....	74
Abbildung 5.1:	Schematische Ermittlung des Cash Flow to Equity ....	80
Abbildung 5.2:	Ermittlung bewertungsrelevanter Zahlungsströme nach dem "mit Investitionen versus ohne Investitionen"-Prinzip.....	96
Abbildung 5.3:	Grundsystematik der Anreizregulierung .....	108
Abbildung 5.4:	Systematik der Benchmarkingverfahren .....	117
Abbildung 5.5:	Länder der EU, in denen die Zeitverzugsproblematik in der Regulierungsformel berücksichtigt wird.....	125
Abbildung 5.6:	Konzeptioneller Aufbau der Zielfunktion(en) der Netzplanung.....	129
Abbildung 5.7:	Statische und dynamische Entscheidungen (Planungen).....	134
Abbildung 5.8:	Wert der Flexibilität .....	136
Abbildung 5.9:	Verschiedene Typen von Realloptionen und Einordnung als Kauf- bzw. Verkaufsoption .....	144
Abbildung 5.10:	Klassifizierung der Berechnungsverfahren für Optionen .....	147
Abbildung 5.11:	Zusammenhang zwischen Basiswert und Optionspreis.....	149
Abbildung 5.12:	Bewertungsverfahren im Überblick.....	160
Abbildung 5.13:	Übertragung der Bewertung europäischer Optionen auf Grundlage der stochastischen Simulation auf die Bewertung der Flexibilität in der Ausbauplanung .....	163

---

Abbildung 5.14:	Zweistufige Zerlegung der Ausbauplanung zur Reduzierung des Rechenaufwands.....	171
Abbildung 5.15:	Charakterisierung der Teilschritte der Bewertung ..	172
Abbildung 5.16:	Überblick über Risiken von Energieversorgungsunternehmen.....	175
Abbildung 6.1:	Aufbau eines generativen Optimierungsverfahrens	195
Abbildung 6.2:	Der Basiszyklus genetischer Algorithmen.....	201
Abbildung 6.3:	Prinzipdarstellung der Wegesuche einer Ameisenkolonie .....	202
Abbildung 6.4:	ACO-Metaheuristik .....	206
Abbildung 7.1:	Aufbau des entwickelten Modells.....	210
Abbildung 7.2:	Abgrenzung des Planungsbereiches .....	214
Abbildung 7.3:	Modellhierarchien und abgebildete Netzelemente.	218
Abbildung 7.4:	Überblick über Zielgrößen und Zielkriterien der Planung.....	219
Abbildung 7.5:	Einordnung der ökonomischen Bewertung in das Gesamtmodell.....	221
Abbildung 7.6:	Beispiel einer schwer zu identifizierenden Doppelstichstruktur .....	237
Abbildung 7.7:	Numerische Kodierung der Merkmale des Phänotyps im Genotyp.....	247
Abbildung 7.8:	Prozessschaubild des genetischen Algorithmus .....	249
Abbildung 7.9:	Prinzip der Rekombination geografisch zusammenhängender Bereiche durch n-Punkt-crossover .....	250
Abbildung 7.10:	Prozessdarstellung des Algorithmus zur technischen Bewertung und Reparatur (G.6.) .....	251

Abbildung 7.11:	Beispiel für die Reparatur des Netzentwurfs bei Verletzung einer strukturellen Restriktion (Netzzusammenhang) .....	253
Abbildung 7.12:	Alternative Instrumente der lokalen Suche .....	254
Abbildung 7.13:	Mittelwerte der normierten Zielfunktionswerte der Lösungen in der Grundsatzplanung in Abhängigkeit von Populationsgröße und Anzahl der Iterationen .....	256
Abbildung 7.14:	Standardabweichungen der normierten Zielfunktionswerte der Lösungen in der Grundsatzplanung in Abhängigkeit von Populationsgröße und Anzahl der Iterationen.....	256
Abbildung 7.15:	Ausprägung spezifischer Netzstrukturen in Abhängigkeit von den Planungsprämissen .....	258
Abbildung 7.16:	Kodierung eines Netzzustandes in der Ausbauplanung .....	262
Abbildung 7.17:	Beispiel für die Ableitung zulässiger Netzzustände in der Ausbauplanung .....	264
Abbildung 7.18:	Prozessdarstellung des Ameisenalgorithmus für die Optimierung unter Sicherheit (A.) .....	267
Abbildung 7.19:	Prozessdarstellung des Reparaturalgorithmus der Ausbauplanung A.3. ....	271
Abbildung 7.20:	Einschränkung des möglichen Wertbereiches abhängiger Entscheidungen sowie gewählter Zeitpunkt bei Anwendung der myopischen Regel ...	272
Abbildung 7.21:	Beispiel für bestehende Abhängigkeiten und verbleibende Freiheitsgrade .....	273
Abbildung 7.22:	Erweiterung des Algorithmus zur Optimierung der Ausbauplanung um eine Monte-Carlo-Bewertung..	276

---

Abbildung 7.23:	Integration des Ameisenalgorithmus in das Verfahren zur Bewertung der Flexibilität .....	277
Abbildung 7.24:	Mittelwerte der normierten Zielfunktionswerte der Lösungen in der Ausbauplanung in Abhängigkeit von Populationsgröße und Anzahl der Iterationen.....	278
Abbildung 7.25:	Standardabweichungen der normierten Zielfunktionswerte der Lösungen in der Grundsatzplanung in Abhängigkeit von Populationsgröße und Anzahl der Iterationen .....	279
Abbildung 7.26:	Wiederholbarkeit der gefundenen Lösungen in der Ausbauplanung .....	280
Abbildung 7.27:	Investitionsverlauf ohne Budgetbeschränkungen Szenario A .....	282
Abbildung 7.28:	Verlauf der Restbuchwerte (HGB) im Szenario A.....	282
Abbildung 7.29:	Investitionsverlauf mit Budgetbeschränkungen Szenario B .....	282
Abbildung 7.30:	Verlauf der Restbuchwerte (HGB) im Szenario B.....	283
Abbildung 8.1:	Überblick über Planungsstufen und Szenarien der Beispielaufgabe.....	293
Abbildung 8.2:	Bestehendes Netz und mögliche Trassenführungen im Netzgebiet .....	294
Abbildung 8.3:	Investitionshistorie der Netzanlagen in Betrieb (inflationsbereinigt) .....	295
Abbildung 8.4:	Entwicklung der Jahreshöchstlast im Referenzszenario .....	298
Abbildung 8.5:	Zielnetze 1 und 2 der Grundsatzplanung.....	307
Abbildung 8.6:	Zielnetz 3 der Grundsatzplanung .....	308

---

Abbildung 8.7:	Ermittlung der Effizienz des Ist-Netzes auf Grundlage einer Referenznetzanalyse.....	309
Abbildung 8.8:	Differenznetze des Startnetzes und der 3 Zielnetze	310
Abbildung 8.9:	Investitionsverlauf im Szenario „AP_Min“ .....	314
Abbildung 8.10:	Investitionsverlauf im Szenario „AP_Max_S_real“ ..	315
Abbildung 8.11:	Gegenüberstellung des in Großbritannien zu beobachtenden Investitionsverhaltens nach Einführung der Anreizregulierung (oben) und der Modellergebnisse (Investitionsverlauf) im Szenario „AP_MAX_S_ARegV“ (unten) .....	317
Abbildung 8.12:	Verlauf der Aufwendungen für Betrieb und Instandhaltung aller Netzanlagen.....	318
Abbildung 8.13:	Investitionsverlauf im Szenario „AP_Max_S_pos“ ...	319
Abbildung 8.14:	Entwicklung des Anlagenbestandes (Restbuchwerte nach HGB) in den Szenarien "AP_Min", "AP_Max_S_real", „AP_Max_S_pos" .....	320
Abbildung 8.15:	Differenzbetrachtung der Entwicklung des Anlagenbestandes (Restbuchwerte nach HGB) der Szenarien "AP_Max_S_real", „AP_Max_S_pos" und jeweils des Szenarios "AP_Min" .....	320
Abbildung 8.16:	Grad der Umsetzung der Zielnetze.....	322
Abbildung 8.17:	Investitionsverlauf des vorausgewählten Ausbauplans 1 .....	326
Abbildung 8.18:	Investitionsverlauf des vorausgewählten Ausbauplans 2 .....	326
Abbildung 8.19:	Durch den Ausbauplan 1 abschließend fixierte Investitionen .....	327
Abbildung 8.20:	Durch den Ausbauplan 2 abschließend fixierte Investitionen .....	327

---

Abbildung 8.21:	Wert der Flexibilität des vorausgewählten Ausbauplan 1 .....	330
Abbildung 8.22:	Wert der Flexibilität des vorausgewählten Ausbauplan 2 .....	331
Abbildung 8.23:	Erweiterung des Prozesses der Netzplanung um die Analyse des betriebswirtschaftlich-regulatorischen Umfeldes .....	332

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 5.1:	Ermittlung des Free Cash Flow .....	91
Tabelle 5.2:	Ermittlung der Auszahlungen in die Netzinfrastruktur .....	92
Tabelle 5.3:	Im Rahmen des Modellansatzes berücksichtigte Kostenarten nach StromNEV.....	100
Tabelle 5.4:	Berechnung des kalkulatorischen Eigenkapitals I und der Eigenkapitalquote I .....	102
Tabelle 5.5:	Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen einer Einzelanlage (Nettosubstanzerhalt).....	103
Tabelle 5.6:	Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen einer Einzelanlage (Realkapitalerhalt) .....	104
Tabelle 5.7:	Berechnung des kalkulatorischen Eigenkapital II und der Eigenkapitalquote II .....	104
Tabelle 5.8:	Berechnung der kalkulatorischen Verzinsung für die verschiedenen Bestandteile des kalkulatorischen Eigenkapitals .....	105
Tabelle 5.9:	Analogie zwischen Finanz- und Realloptionen .....	143
Tabelle 5.10:	Gegenüberstellung der Bewertung europäischer Finanzoptionen und des gewählten Verfahrens zur Bewertung von Flexibilität in der Netzplanung.....	165
Tabelle 5.11:	Beispiele zur Modellierung regulatorischer Unsicherheit.....	177
Tabelle 6.1:	Charakterisierung ausgewählter Algorithmen.....	188
Tabelle 7.1:	Entwurfsmuster des genetischen Algorithmus zur Grundsatzplanung .....	246
Tabelle 7.2:	Parametrierung des genetischen Algorithmus .....	257

---

Tabelle 7.3:	Entwurfsmuster des Ameisenalgorithmus für die Ausbauplanung .....	266
Tabelle 7.4:	Parametereinstellungen des Ameisenalgorithmus..	279
Tabelle 8.1:	Prognose der Leistungsdichte regenerativer Energieerzeugung für deutsche Gemeindegebiete bis 2030 .....	297
Tabelle 8.2:	Entwicklung und Prognose der Anzahl der Anschluss- und Einspeisepunkte .....	298
Tabelle 8.3:	Strukturelle und technische Planungsprämissen .....	300
Tabelle 8.4:	Betriebsmitteldaten Leiter und Träger .....	301
Tabelle 8.5:	Betriebsmitteldaten Transformator und Schaltfelder .....	302
Tabelle 8.6:	Globale ökonomische und regulatorische Parameter in den sicheren Szenarien .....	303
Tabelle 8.7:	Globale ökonomische und regulatorische Parameter im ökonomisch positiven Szenario .....	306
Tabelle 8.8:	Projektbezogene Parameter der Ausbauplanung .....	311
Tabelle 8.9.:	Ergebnisse der Ausbauplanungen (Zielgröße unterstrichen) .....	313
Tabelle 8.10:	Simulationsparameter der stochastischen Variablen .....	324
Tabelle 8.11:	Zielfunktionswerte der unter expliziter Modellierung von Unsicherheit ermittelten Ausbaupläne .....	325
Tabelle 8.12:	Wert der Flexibilität der Ausbaupläne 1 und 2 .....	327
Tabelle 8.13:	Fixierte Planungsprojekte in Ausbauplan 2 .....	328
Tabelle 8.14:	Berechnung der 95% Konfidenzintervalle der Monte-Carlo-Simulation für den Kapitalwert .....	329

## Abkürzungsverzeichnis

ACO	Ant Colony Optimization
AHK	Anschaffungs- und Herstellungskosten
AiB	Anlagen in Bau
AP	Ausbauplanung
ARegV	Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung - ARegV): Anreizregulierungsverordnung vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), die zuletzt durch Artikel 2 der Verordnung vom 20. Juli 2012 (BGBl. I S. 1635) geändert worden ist, soweit nicht anders vermerkt
BDEW e.V.	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BGBl.	Bundesgesetzblatt
BGH	Bundesgerichtshof
bK	beeinflussbare Kostenanteile
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BNV	Betriebsnotwendiges Vermögen
CAPEX	Capital Expenditures
CAPM	Capital Asset Pricing Model
CE/SÄ	Certainty Equivalent/Sicherheitsäquivalent
CIGRE	Conseil International des Grands Reseaux Électriques
dnbK	dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile
DCF	Discounted Cash Flow

---

DEA	Data Envelopment Analysis
DENA	Deutsche-Energieagentur GmbH
DIN	Deutsches Institut für Normung
DP	Dynamische Programmierung
EC/EK	European Commission/Europäische Kommission
EG	Europäische Gemeinschaft
EK-Zins	Eigenkapitalzinsen
EKQ	Eigenkapitalquote
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG): Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 16. Januar 2012 (BGBl. I S. 74) geändert worden ist, soweit nicht anders vermerkt
EU	Europäische Union
FCF	Free Cash Flow
GA	Genetischer Algorithmus
GewSt	Gewerbsteuer
GewStG	Gewerbsteuergesetz (GewStG): Gewerbsteuergesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 15. Oktober 2002 (BGBl. I S. 4167), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 7. Dezember 2011 (BGBl. I S. 2592) geändert worden ist
GP	Grundsatzplanung
GuV	Gewinn- und Verlustrechnung
HGB	Handelsgesetzbuch

HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
KSt	Körperschaftsteuer
KStG	Körperschaftsteuergesetz (KStG): Körperschaftsteuergesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 15. Oktober 2002 (BGBl. I S. 4144), das zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 7. Dezember 2011 (BGBl. I S. 2592) geändert worden ist
KW	Kapitalwert
LP	Lineare Programmierung
MMAS	Max-Min-Ant-System
MOLS/ COLS/ OLS	Modified-/Corrected-/ Ordinary Least Square
MS	Mittelspannung
NS	Niederspannung
OFGEM	Office of Gas and Electricity Markets
OPEX	Operational Expenditures
PFM	Perfect Foresight Monte Carlo
PIZ	Pauschalierter Investitionszuschlag
RBW	Restbuchwert
RNA	Referenznetzanalyse
RoR	Rate of Return
RPI	Retail Price Index
SDP	Stochastische Dynamische Programmierung

---

SFA	Stochastic Frontier Analysis
SHV	Shareholder Value
Soli.	Solidaritätszuschlag
SolzG	Solidaritätszuschlaggesetz 1995 (SolzG 1995): Solidaritätszuschlaggesetz 1995 in der Fassung der Bekanntmachung vom 15. Oktober 2002 (BGBl. I S. 4130), das zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 7. Dezember 2011 (BGBl. I S. 2592) geändert worden ist
StromNEV	Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV): Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1690) geändert worden ist, soweit nicht anders vermerkt
StromNZV	Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung - StromNZV): Stromnetzzugangsverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243), die zuletzt durch Artikel 3 der Verordnung vom 30. April 2012 (BGBl. I S. 1002) geändert worden ist, soweit nicht anders vermerkt
TNW	Tagesneuwert
TOTEX	Total Expenditures
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V.
VDN	Verband der Netzbetreiber e.V.

VNB	Verteilnetzbetreiber
vnbK	vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile
VPI	Verbraucherpreisindex
VV	Verbändevereinbarung
WACC	Weighted Average Cost of Capital
ZFW	Zielfunktionswert

# Nomenklatur

Im Folgenden werden ausgewählte, für das mathematische Modell benötigte Indexmengen, Indizes und Variablen definiert.

## Indexmengen (ausgewählt)

<i>BZ</i>	:= Jahre des bewertungsrelevanten Zeitraums
<i>MC</i>	:= Anzahl der Monte-Carlo-Simulationen
<i>KNOTEN</i>	:= Knoten des Netzgraphen
<i>KANTEN</i>	:= Kanten des Netzgraphen
<i>ORT</i>	:= Orte des Netzes, an denen Betriebsmittelkombinationen eingesetzt sind
<i>LEITER</i>	:= Anzahl der im Netzentwurf vorhandenen Leiter
<i>STÖRFALL</i>	:= berücksichtigte Störfälle im betrachteten Netzentwurf im betrachteten Jahr
<i>TRANSF</i>	:= Menge der im Netzentwurf vorhandenen Transformatoren
<i>BJ</i>	:= Basisjahre der Regulierungsperioden (Jahre der Kostenprüfung)
<i>I</i>	:= Menge der betrachteten Umspan- und Spannungsebenen
<i>OZ</i>	:= Jahre des Optimierungszeitraums
<i>BM</i>	:= Einzelbetriebsmittel der Netze in der Ausbauplanung
<i>STATION</i>	:= 380/110-kV sowie 110/10-kV-Stationen

## Indizes (ausgewählt)

$t$	:= Jahresindex
$mc$	:= Index der Monte-Carlo-Simulationen
$ort$	:= Index der Orte (Trassen, Stationen) in der Grundsatzplanung
$knoten$	:= Index der Knoten des Netzgraphen
$leiter$	:= Index der Leiter im Netzentwurf
$störfall$	:= Index aller überprüften Störfälle
$tranf$	:= Index der Transformatoren im Netzentwurf
$bj$	:= Index der Basisjahre der Regulierungsperioden (Kostenprüfungsjahre)
$station$	:= Index der 380/110-kV sowie 110/10-kV-Stationen

## Variablen (ausgewählt)

$KW_{sicher}$	:= Kapitalwert des Eigenkapitals unter modellseitig sicheren Erwartungen
$FCF_{EK_t}$	:= Free Cash Flow
$CE[FCF_{EK_{mc,t}}]$	:= Sicherheitsäquivalent des Free Cash Flow
$BW_{AZ}$	:= Barwert der Auszahlungen in die Netzinfrastruktur
$CF_{AZ_t}$	:= Auszahlungen in die Netzinfrastruktur
$KW_{passiv}$	:= Kapitalwert des Eigenkapitals unter modellseitig unsicheren Erwartungen ohne Berücksichtigung von Flexibilität (passiver Planer)

---

$KW_{\text{adjustiert}}$	:= Kapitalwert des Eigenkapitals unter modellseitig unsicheren Erwartungen mit Berücksichtigung von Flexibilität (aktiver Planer)
$KW_{\text{verbleibende Flexibilität}}$	:= Kapitalwert der verbleibenden Flexibilität (aktiver Planer)
$NK_{\text{an}_t}$	:= standardisierte annuitätische Netzkosten (Zielgröße der Grundsatzplanung)
$NK_{\text{CAPEX}_t}$	:= kalkulatorische Netzkosten (CAPEX)
$NK_{\text{OPEX}_t}$	:= kalkulatorische Netzkosten (OPEX)
$NK_t$	:= kalkulatorische Netzkosten gesamt
$EW_t$	:= Effizienzwert
$NNE_{\text{CAPEX}_t}$	:= Erlöse aus Netzentgelten für CAPEX
$NNE_{\text{OPEX}_t}$	:= Erlöse aus Netzentgelten für OPEX
$PIZ_t$	:= Pauschalierter Investitionszuschlag nach § 25 ARegV
$W_t$	:= Jahresverlustarbeit
$R_{\text{knoten}}(G_{\text{ne},t})$	:= Menge der Knoten des Zusammenhangsbaums des Netzgraphen, zu welchem der gegebene Startknoten gehört
$V(G_{\text{ne},t})$	:= Menge aller Knoten des Netzgraphen, die in einem Zusammenhangsbaum enthalten sein müssen, um Netzzusammenhangskriterium zu erfüllen; abhängig von Parametrierung
$sl_{\text{ds},t}$	:= jeweilige Länge aller in einem Netzentwurf enthaltenden Doppelstichleitungen
$a_{\text{ds},t}$	:= jeweilige Anzahl der in Reihe liegenden Stationen aller in einem Netzentwurf enthaltenden Doppelstichleitungen

$t_{BJ\ddot{A}A}$	:=	Baujahr der ältesten aktiven Anlage
$DS(G_{ne,t})$	:=	Menge aller Doppelstichleitungen des Netzentwurfs
$I_{n^0_{leiter,t}}$	:=	Stromstärke je Leiter im ungestörten Netzbetrieb
$S_{n^0_{transf,t}}$	:=	Scheinleistung je Transformator im ungestörten Netzbetrieb
$I_{n^1_{störfall,leiter,t}}$	:=	Stromstärke je Leiter im gestörten Netzbetrieb
$S_{n^1_{störfall,transf,t}}$	:=	Scheinleistung je Transformator im gestörten Netzbetrieb
$U_{n^0_{knoten,t}}$	:=	Spannung je Knoten im ungestörten Netzbetrieb
$U_{n^1_{knoten,t}}$	:=	Spannung je Knoten im gestörten Netzbetrieb
$E''$	:=	subtransiente Quellenspannung
$I''_{knoten,t}$	:=	fiktiver Anfangskurzschlusswechselstrom
$S''_{knoten,t}$	:=	fiktive Anfangskurzschlusswechselstromleistung
$EF_{SE \setminus USE_{i,i}}$	:=	Erweiterungsfaktor in der Spannungsebene bzw. Umspannungsebene $i$ im Jahr $t$ der jeweiligen Regulierungsperiode
$b_{ort,t}$	:=	Entscheidungsvariablen der Grundsatzplanung
$ne$	:=	eine Lösung der Grundsatzplanung (Netzentwurf)
$x_{bm}$	:=	Entscheidungsvariablen der Ausbauplanung
$i_{SN \setminus BJ_{bm}, \setminus ZNBJ_{bm}}$	:=	Teilentscheidungen je Entscheidung $x_{bm}$
$ap$	:=	eine Lösung der Ausbauplanung
$PM^{BM \cdot 2 \times OZ^{plus1}}$	:=	Pheromonmodell

---

## Parameter (ausgewählt)

$t_{SJOZ}$	:=	Startjahr des Optimierungszeitraums
$t_{EJOZ}$	:=	Endjahr des Optimierungszeitraums
$t_{EJBZ}$	:=	Endjahr des Bewertungszeitraums
$t_{JZB}$	:=	Jahr, für welches das Zielnetz geplant wird
$t_{SJ\_t0}$	:=	Startjahr des Zeitraums in welchem der Zeitverzug für CAPEX im Regulierungssystem aufgehoben ist (alternatives Regulierungssystem)
$t_{EJ\_t0}$	:=	Endjahr des Zeitraums in welchem der Zeitverzug für CAPEX im Regulierungssystem aufgehoben ist (alternatives Regulierungssystem)
$t_{SJ\_YS}$	:=	Startjahr der Yardstickregulierung (alternatives Regulierungssystem)
$t_{EJ\_YS}$	:=	Endjahr der Yardstickregulierung
$r_t$	:=	risikoadjustierter Zinssatz (Kapitalkosten des Eigenkapitals)
$r_f$	:=	Zinssatz einer risikofreien Anlagemöglichkeit
$ND_{unt\_StromNEV_{ak}}$	:=	untere Nutzungsdauergrenze einer Anlagenklasse nach Anlage 1 StromNEV
$P^{NV}_t$	:=	Preise Netzverluste
$ZBMK_{ort,t}$	:=	zulässige Betriebsmittelkombinationen je Ort des Netzes
$nzh_t$	:=	Parameter der angibt, ob Netzgebiet zusammenhängen muss
$max\_länge_t$	:=	maximale Länge einer Doppelstichleitung

$max\_st_t$	:=	maximale Anzahl von Stationen in einer Doppelstichleitung
$I^{maxn0}_{leitertyp}$	:=	betriebsmitteltypspezifische maximale Strombelastbarkeit der Leiter im ungestörten Netzbetrieb
$S^{maxn0}_{transfotyp}$	:=	betriebsmitteltypspezifische maximale Leistungsbelastbarkeit der Transformatoren im ungestörten Netzbetrieb
$I^{maxn1}_{leitertyp}$	:=	betriebsmitteltypspezifische maximale Strombelastbarkeit der Leiter im gestörten Netzbetrieb
$S^{maxn1}_{transfotyp}$	:=	betriebsmitteltypspezifische maximale Leistungsbelastbarkeit der Transformatoren im ungestörten Netzbetrieb
$U_{min\ n0} : U_{max\ n0}$	:=	Ober- und Untergrenze des zulässigen Spannungsbandes im ungestörten Netzbetrieb
$U_{min\ n1} : U_{max\ n1}$	:=	Ober- und Untergrenze des zulässigen Spannungsbandes im gestörten Netzbetrieb
$I''_{min\ sftyp} : I''_{max\ sftyp}$	:=	schaltfeldtypspezifische obere und untere Grenzen der zulässigen Kurzschlussströme
$ll_t$	:=	Leitungslänge
$fl_t$	:=	Fläche des versorgten Gebietes der Spannungsebene
$jhl_t$	:=	zeitgleiche Jahreshöchstlast
$z_i$	:=	Äquivalenzfaktor der Ebene i
$F_{t,i}$	:=	Fläche des versorgten Gebietes in der Ebene i im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode
$F_{t,i}$	:=	Fläche des versorgten Gebietes in der Ebene i im Basisjahr
$AP_{t,i}$	:=	Anzahl der Anschlusspunkte in der Ebene i im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode

---

$AP_{bj,i}$	:=	Anzahl der Anschlusspunkte in der Ebene i im Basisjahr
$EP_{t,i}$	:=	Anzahl der Einspeisepunkte in der Ebene i im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode
$EP_{bj,i}$	:=	Anzahl der Einspeisepunkte in der Ebene i im Basisjahr
$L_{t,i}$	:=	Höhe der Last in der Ebene i im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode
$L_{bj,i}$	:=	Höhe der Last in der Ebene i im Basisjahr
$K_{station}; K_{trasse}$	:=	ortsspezifische Kostenfaktoren

# 1 Einleitung

## 1.1 Ausgangslage und Problemstellung

In Folge der im Jahr 1998 begonnenen Liberalisierung der europäischen Energiemärkte hat sich die Rolle von Verteilnetzbetreibern im deutschen System der Energieversorgung gewandelt. Mit der Einführung des Energiewirtschaftsgesetzes 2005 sind diese auf die Verlegung und den Betrieb von Leitungen, die der unmittelbaren Energieversorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet dienen, beschränkt und nehmen damit nicht mehr als Teil der Energieversorgungsunternehmen die Rolle der Gebietsversorger ein (vgl. [Lecheler 2007, S. 44f], [EnWG, § 48 Abs. 1 Satz 1]). Die Entflechtung der integrierten Versorgungsunternehmen war eine grundlegende Voraussetzung für die Einführung von Wettbewerb im Energiemarkt. Ohne diese Entflechtung ist aufgrund der natürlichen Monopolstellung des Netzbereichs ein Wettbewerb auf den vor und nachgelagerten Stufen der Wertschöpfungskette nicht möglich (vgl. Kapitel 2.2.1).

Aus Unternehmenssicht führte die Entflechtung dazu, dass die Netzbereiche zu wirtschaftlich eigenständigen und vollumfänglich ergebnisverantwortlichen Unternehmenseinheiten wurden (vgl. [Schuchardt 2012, S. 12]). Entsprechend der Entflechtungsregelungen des EnWG ist eine Querfinanzierung aus anderen Unternehmensbereichen nicht mehr möglich (vgl. [EnWG, § 6 Abs. 3]). Zur Sicherung einer nachhaltigen Wettbewerbsposition sind die Netzbetreiber deshalb gezwungen, die betriebswirtschaftlichen Auswirkungen von Investitionsentscheidungen bei der Planung zu berücksichtigen. Als monopolistisch geprägter Teil der Wertschöpfungskette unterliegen die Energietransport- und -verteilnetze dabei der staatlichen Entgeltregulierung durch die Bundesnetzagentur (vgl. [Kurth 2009, S. 680], [EnWG, § 54 Abs. 1]). Insbesondere die seit 2009 geltende

Anreizregulierung führte zu einer deutlichen Veränderung des ökonomischen Umfeldes, welches sich vor allem auf die Investitions- und Instandhaltungsstrategien der Netzbetreiber auswirkte (vgl. [Pedell et al. 2008, S. 586]). Hiermit einhergehend steigen die Anforderungen an die Netzplanung.

Da eine optimale Netz- und Investitionsplanung nur mit Hilfe rechnergestützter Verfahren möglich ist, werden seit einigen Jahren vermehrt optimierende Energiesystemmodelle für die Planung entwickelt und eingesetzt (vgl. [Paulun et al. 2007, S. 3]). Ein aus betriebswirtschaftlicher Perspektive wesentlicher Beitrag der bestehenden Ansätze ist, dass sich die technisch orientierte Netzplanung an einer betriebswirtschaftlichen Zielgröße ausrichtet, wobei als klassisches Ziel der Optimierung die Minimierung der Systemausgaben vorgegeben wird (vgl. [Borchard 2008], [Kaufmann 1995], [Meisa et al. 2011], [Moser 1996], [von Sengbusch 2002], [da Silva et al. 2000], [Tao 2007]). In der Wahl dieses Optimierungskriteriums besteht aber gleichzeitig eine Schwäche der vor allem aus den Ingenieurwissenschaften hervorgegangenen Planungsverfahren. Entgegen der in diesen Verfahren unterstellten Ausgabenorientierung der Unternehmen treffen regulierte Netzbetreiber Entscheidungen heute mit dem Ziel der Nutzenmaximierung der Eigentümer (vgl. Kapitel 2.4).<sup>1</sup> Obwohl der unternehmerische Handlungsspielraum durch gesetzliche Vorgaben sowie durch regulatorische Eingriffe beschränkt wird, bestehen für die Netzbetreiber erhebliche Freiheitsgrade. Sie und nicht die Regulierungsbehörde tragen die Prognose- und Investitionsverantwortung und genießen hierdurch einen

---

<sup>1</sup> In den bestehenden Ansätzen zur Netzplanung werden die betriebswirtschaftlich abzugrenzenden Begriffe Auszahlungen, Ausgaben und Kosten uneinheitlich verwendet. Mit Bezug auf die der vorliegenden Arbeit zugrunde liegenden ingenieurwissenschaftlichen Ansätze wird in dieser Arbeit der Begriff der Ausgabenorientierung verwendet. Bewertungsrelevant sind jedoch letztendlich die Auszahlungen, weshalb der in dieser Arbeit zu Vergleichszwecken abgebildete Modellansatz als auszahlungsorientierter Ansatz zu charakterisieren ist.

weitgehenden Schutz ihres unternehmerischen Investitionsermessens (vgl. [Lecheler 2007, S. 32]).

In ausgabenorientierten Ansätzen wird dabei von der Annahme ausgegangen, dass eine Betrachtung der Erlösseite nicht erforderlich ist, und allein die Minimierung der Systemausgaben optimal zur Erreichung der Unternehmensziele beiträgt: *„Bei der Bewertung alternativer Planungsvarianten in der Netzplanung ist eine Berücksichtigung der Einnahmenseite jedoch nicht notwendig, da ein Netzbetreiber einerseits zum Anschluss der Netzkunden zu Investitionen verpflichtet ist, andererseits die Investitionsart sich nicht auf die Einnahmen auswirkt. Dementsprechend ist von technisch zulässigen Planungsvarianten diejenige zu präferieren, die über den Betrachtungszeitraum zu den geringsten Ausgaben führt.“* [Maurer 2004, S. 10]. Auch in jüngeren Arbeiten wird dieser Ansatz weiterhin verfolgt (vgl. Kapitel 3.6).

Diese Annahme ist jedoch unter den Bedingungen liberalisierter Märkte nicht zwingend zutreffend. Sowohl die Erlöse an sich als auch die Unsicherheit bezüglich dieser sind vom Regulierungssystem abhängig (vgl. Kapitel 2). Die Regulierung hat hierdurch einen hohen Einfluss auf das Entscheidungsverhalten der Unternehmen, da diese sich bei Investitionsentscheidungen in der Regel an einer langfristigen Erfolgsgröße orientieren, bei der regulierte Erlöse in das Entscheidungskalkül einfließen (vgl. [Friedl 2011, S. 136]). Die Liberalisierung und insbesondere die Einführung der Anreizregulierung führten in Deutschland dazu, dass *„die Netzbetreiber nicht mehr ohne weiteres davon ausgehen können, eine angemessene Rendite auf das von ihnen investierte Kapital zu erwirtschaften. Für das Investitionscontrolling bedeutet dies, dass sowohl die zeitliche Planung der Rückflüsse als auch der Umgang mit Risiken, insbesondere der Umgang mit regulatorischen Risiken, unterstützt werden müssen. Dies umfasst die Abbildung im Investitionskalkül und insbesondere auch Simulationen und Szenariorechnungen zur Risikoschätzung.“* [Pedell et al. 2008, S. 586].

Die Existenz einer Reihe praxisorientierter Veröffentlichungen zur betriebswirtschaftlichen Optimierung unter der Anreizregulierung zeigt in diesem Zusammenhang, dass auch die deutschen Netzbetreiber eine erfolgsorientierte Unternehmenssteuerung unter Berücksichtigung der Einflüsse der Regulierung anstreben (vgl. Kapitel 2.4). Demgegenüber greifen nur wenige ingenieurwissenschaftliche Arbeiten zur Netzplanung diesen Ansatz auf, wobei selbst dann die ökonomische Betrachtung bisher lediglich nachgelagert erfolgt und auf wenige Planungsvarianten beschränkt bleibt (vgl. Kapitel 3.6).

Die mit der Liberalisierung einhergehende Neuausrichtung der Netzbetreiber wird auch empirisch nachgewiesen. Schuchardt (2012) untersucht in seiner Dissertation die Folgen der Einführung der Anreizregulierung auf die internen Organisationsstrukturen der deutschen Netzbetreiber sowie die Ausgestaltung und Aufgaben des Regulierungsmanagements. Er kommt zu dem Ergebnis, dass das Regulierungsmanagement eine zunehmende Bedeutung erlangt hat und für weite Teile der Unternehmenssteuerung verantwortlich ist. Die Entwicklung einer regulierungsadäquaten Investitions- und Instandhaltungsstrategie stellt in diesem Zusammenhang eine der Kernaufgaben dar, die im Idealfall in enger Abstimmung zwischen Asset-Management, Controlling und Regulierungsmanagement im Rahmen eines iterativen Prozesses erfolgt (vgl. [Schuchardt 2012, S. 224]).

Vor diesem Hintergrund lässt sich eine deutliche Diskrepanz zwischen den in der Praxis verwendeten und in der betriebswirtschaftlichen Theorie beschriebenen Unternehmenssteuerungskonzepten, den Aussagen der Regulierungsforschung und den in den bisherigen ingenieurwissenschaftlichen Optimierungsmodellen zur Netzplanung abgebildeten ausgabenorientierten Zielgrößen feststellen. Konsequenz dieser Diskrepanz ist eine aus Sicht der Eigentümer des Unternehmens suboptimale Netzplanung.

Für die Netzplanung besteht deshalb der Bedarf, die bisherigen ingenieurwissenschaftlichen Modelle zur rechnergestützten Netzplanung um ein betriebswirtschaftlich-regulatorisches Bewertungskalkül zu erweitern und somit die Planung an den Zielkriterien auszurichten, nach denen Unternehmen heute gesteuert werden. Aus der Perspektive der Unternehmenssteuerung besteht der Bedarf nach einem geeigneten Planungsinstrument, welches auch die technischen Notwendigkeiten des Netzbetriebs berücksichtigt. Das bisherige Vorgehen in der Praxis kann, falls überhaupt eine vertiefende Abstimmung zwischen Controlling, Asset-Management und Regulierungsmanagement stattfindet, als iterativ und erfahrungsbasiert beschrieben werden. Die hiermit verbundene Subjektivität der Planung stellt einen wesentlichen Nachteil des bisherigen Vorgehens dar. Auch vorliegende praxisorientierte Arbeiten zur Bewertung betriebswirtschaftlich-regulatorischer Strategieoptionen unter der Anreizregulierung unterliegen dieser Einschränkung, da auch diese lediglich Einzelszenarien betrachten. Die Einsicht, dass eine objektiverte und optimierte Netzplanung nur rechnergestützt erfolgen kann, begründet den Bedarf eines techno-ökonomischen Modells.

Für die bestehenden Modelle zur Netzplanung lässt sich weiterhin feststellen, dass bisher lediglich technische Unsicherheiten berücksichtigt werden. Einhergehend mit der Vernachlässigung des Einflusses der Regulierung im Planungskalkül sind regulatorische Risiken bislang nicht in die Bewertung eingeflossen. In diesem Zusammenhang sind die Bewertungsansätze generell zu diskutieren. Die Frage der Berücksichtigung von Unsicherheiten in der optimierenden Netzplanung wird zwar in mehreren Arbeiten thematisiert, hierbei ist jedoch festzustellen, dass sich die Diskussion auf die Auswahl des Berechnungsverfahrens sowie die Auswahl und Prognose der unsicheren Parameter konzentriert. Die Frage, wie die Unsicherheit und die hiermit verbundene Flexibilität ökonomisch zu bewerten und welche Probleme mit den verwendeten Verfahren verbunden sind, wird weitgehend vernachlässigt (vgl. Kapitel 5.6.5, [Kopel 2002, S. 584]). Es besteht

deshalb ein zusätzlicher Bedarf, die Bewertung von Planungsunsicherheiten mit Bezug auf die betriebswirtschaftliche Theorie zu diskutieren und die Erkenntnisse in den Modellen zu berücksichtigen.

## 1.2 Zielstellungen und Lösungsweg

Vor diesem Hintergrund werden für die vorliegende Arbeit folgende Ziele formuliert.

Vorrangige Zielstellung dieser Arbeit ist es, die bestehenden Ansätze der optimierenden Netzplanung um ein betriebswirtschaftlich-regulatorisches Bewertungskalkül zu erweitern. Hierfür wird ein techno-ökonomisches Modell unter Anwendung evolutionärer Algorithmen entwickelt und implementiert (vgl. Abbildung 1.1). Dieses knüpft an bestehende Ansätze zur Netzplanung an, wobei insbesondere die Arbeiten von Maurer (2004), Paulun (2007) und von Sengbusch (2002) als Referenz herangezogen werden (vgl. [Maurer 2004], [Paulun 2007], [von Sengbusch 2002]). Als Netzbetreiber wird in diesem Zusammenhang ein Verteilnetzbetreiber unterstellt, der gemäß EnWG organisiert ist. Als dieser hat er die Verfügungsgewalt über das Stromnetz, organisiert den Netzzugang und bestimmt die langfristige Investitions- und Instandhaltungspolitik im Netz (vgl. [Holzherr et al. 2004, S. 4]).

Die vor dem Hintergrund der Aussagen der Regulierungsforschung in diesem Kontext formulierte These ist, dass eine auf den Erfolg des Unternehmens ausgerichtete und die Wirkung des Regulierungssystems berücksichtigende Planung zu anderen Ergebnissen als eine ausgabenminimierende Planung führt. Diese These wird anhand einer synthetischen Planungsaufgabe untersucht.

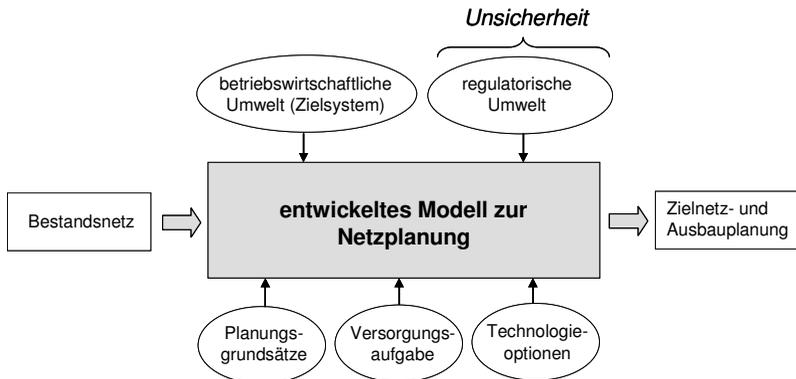


Abbildung 1.1: Konzept des techno-ökonomischen Modells zur Netzplanung (Quelle: eigene Darstellung)

Weiterhin ist es das Ziel dieser Arbeit, den Einfluss regulatorischer Risiken auf das Entscheidungsverhalten der Unternehmen in den Modellen zur Netzplanung zu berücksichtigen. In diesem Zusammenhang ist generell die Bewertung von Risiken in der Planung auf Grundlage der Investitionstheorie zu diskutieren und hierauf aufbauend ein in das zu entwickelnde Modell integrierbarer Bewertungsansatz abzuleiten. Anhand des Modells soll gezeigt werden, dass die Möglichkeit, flexibel auf Planungsunsicherheiten zu reagieren einen entscheidungsrelevanten Wertbeitrag erzeugt.

Die Arbeit ist als **Querschnittsarbeit** angelegt. Mit der technischen Netzplanung, der Investitions- und Optionsbewertung, der Regulierung natürlicher Monopole sowie der Optimierung auf Basis evolutionärer Algorithmen integriert diese Arbeit vier weitgehend eigenständige Forschungsbereiche. Das Hauptanliegen und der wesentliche Beitrag bestehen in der Zusammenführung dieser vier Bereiche in einem gemeinsamen Ansatz. Mit diesem Ansatz wird erstmalig eine betriebswirtschaftlich-regulatorisch-technisch integrierte Planung von Verteilnetzen ermöglicht. Einhergehend

damit ist es nicht das Ziel der Arbeit, die einzelnen Teilgebiete weiterzuentwickeln.

Zur Erreichung der formulierten Ziele wird die Arbeit wie folgt aufgebaut:

**Kapitel 2** beschäftigt sich mit den regulatorischen Rahmenbedingungen deutscher Netzbetreiber im liberalisierten Energiemarkt. Neben den regulierungstheoretischen Grundlagen wird ein Überblick über die europäische und deutsche Ordnungspolitik auf dem Markt der Energieversorgungsnetze gegeben. Weiterhin wird auf Untersuchungen zum Verhalten von Unternehmen in regulierten Märkten eingegangen. Die Ergebnisse dieser Untersuchungen stellen die Motivation für die vorliegende Arbeit dar.

In **Kapitel 3** werden die Strukturen von Energieversorgungsnetzen in Deutschland sowie der Prozess der Netzplanung vorgestellt und es wird ein Überblick zum Stand der Forschung im Bereich der rechnergestützten Netzplanung gegeben.

Hierauf aufbauend werden in **Kapitel 4** konzeptionelle Überlegungen zur Netzmodellierung und zur Abbildung der technischen Netzplanung im zu entwickelnden Modell angestellt.

In **Kapitel 5** werden die theoretischen Grundlagen für die ökonomische Bewertung der Netzplanung erarbeitet. Ausgehend vom Konzept der wertorientierten Unternehmensführung werden die Zielfunktionen für die Grundsatz- und Ausbauplanung abgeleitet. Grundlage für die Bestimmung der in die Zielfunktionen einfließenden Kosten und Erlöse aus regulierten Netzentgelten bilden die in der Stromnetzentgeltverordnung sowie der Anreizregulierungsverordnung verankerten Kalkulationsvorschriften. Darüber hinaus werden exemplarisch ausgewählte, zukünftig wahrscheinliche Regulierungssystemvarianten beschrieben. In einem nächsten Schritt wird die Betrachtung auf den Einfluss von Unsicherheit und Flexibilität in sequentiellen Planungsprozessen

ausgeweitet. Insbesondere wird hier auf flexible Planungsverfahren sowie die Bewertung von Realloptionen eingegangen. Mit Bezug auf die vorgestellten Verfahren werden ausgewählte Optimierungsansätze für die Netzplanung analysiert und Schlussfolgerungen bezüglich der Bewertung von Flexibilität gezogen. Ergebnis des Kapitels sind die Zielfunktionen zur Bewertung der Grundsatz- und Ausbauplanung sowie ein Vorschlag zur Bewertung von Flexibilität im Rahmen der optimierenden Netzplanung.

Inhalt des **Kapitels 6** ist die Auswahl und Beschreibung adäquater Optimierungsverfahren für die zugrunde liegenden Optimierungsprobleme. Unter Einbeziehung der aus den vorhergehenden Analysen und Überlegungen abgeleiteten Anforderungen an das techno-ökonomische Modell werden verschiedene Verfahrensklassen diskutiert und geeignete Verfahren ausgewählt. Hieran anschließend wird ein Überblick über die gewählten Verfahren gegeben und auf Konstruktionsempfehlungen für die Entwicklung von Algorithmen der gewählten Verfahrensklasse eingegangen.

In **Kapitel 7** wird das entwickelte techno-ökonomische Modell zur wertorientierten Optimierung der Netzplanung beschrieben. Nach einer Kurzdarstellung des Modellansatzes erfolgen die Definition und Abgrenzung des Betrachtungsbereiches sowie der abgebildeten Modellkomponenten. Die modulare Implementierung der Netzberechnung und Strukturprüfung, der ökonomischen Bewertung sowie der Optimierungsverfahren auf der Microsoft .net-Plattform wird skizziert. Weiterer Inhalt ist die mathematische Formulierung der Zielfunktionen und Nebenbedingungen der Planungsprobleme. Die Entscheidungsvariablen sowie wichtige Algorithmen und Methoden des Modells werden beschrieben. Weiterhin wird auf die Implementierung der beiden Optimierungsverfahren für die Grundsatz- und Ausbauplanung eingegangen. Für die Optimierungsverfahren der beiden Planungsstufen werden abschließend wesentliche Parameter experimentell ermittelt. Eine

kritische Diskussion des entwickelten Ansatzes sowie der untersuchten Planungsaufgabe erfolgt am Ende des Kapitels. In diesem Zusammenhang werden mögliche Weiterentwicklungen aufgezeigt.

In **Kapitel 8** wird die Funktionsfähigkeit des entwickelten Ansatzes anhand einer synthetischen Planungsaufgabe demonstriert. Hierbei werden insbesondere der Einfluss des Regulierungssystems auf die Planungsergebnisse sowie die Unterschiede im Vergleich zu einer ausgabenorientierten Planung aufgezeigt. Darüber hinaus wird der Wertbeitrag bestehender Flexibilitäten in der Planung auf Grundlage des Ansatzes zur Bewertung unter unsicheren Erwartungen quantifiziert.

Die Arbeit schließt in **Kapitel 9** mit einer Zusammenfassung.

# 2 Die Regulierung der Energieversorgungsnetze in Deutschland

## 2.1 Zielstellungen und Vorgehen

Dieses Kapitel beschäftigt sich mit den regulatorischen Rahmenbedingungen deutscher Netzbetreiber im liberalisierten Energiemarkt. Neben den regulierungstheoretischen Grundlagen wird ein Überblick über die europäische und deutsche Ordnungspolitik auf dem Markt der Energieversorgungsnetze gegeben. Weiterhin wird auf Untersuchungen zum Verhalten von Unternehmen in regulierten Märkten eingegangen. Die getroffenen Aussagen zur Erreichbarkeit der Regulierungsziele und zum Verhalten von Monopolunternehmen in regulierten Märkten stellen die Motivation dieser Arbeit dar.<sup>2</sup>

## 2.2 Grundlagen der Regulierungstheorie

### 2.2.1 Regulierungsbedarf

Die Institution der „staatlichen Regulierung“ ist durch wiederkehrende und selektive Intervention des Staates in Märkten gekennzeichnet (vgl. [Vogelsang 1982, S. 1]). Die zentrale Aufgabe der Regulierung als staatliche Intervention ist es, die Unternehmen durch Anreize dazu zu bewegen, im eigenen Interesse sozial erwünschte (wohlfahrtserhöhende) Ziele anzustreben, wobei den Unternehmen ein gewisses Maß an Handlungsfreiheit gewährt wird (vgl. [Kunz 2003, S. 47]). In Abgrenzung zur allgemeinen

---

<sup>2</sup> Kapitel 2 dient der Einführung in die behandelte Thematik und umfasst vor allem bekannte theoretische Grundlagen. Auf deren umfangreiche Wiederholung wird deshalb verzichtet und auf die angegebenen Quellen verwiesen.

Gesetzgebung wird dabei nur der Teil des staatlichen Eingriffs als Regulierung bezeichnet, der sich in spezifischer Weise auf bestimmte Sektoren der Wirtschaft bezieht. In einer marktwirtschaftlichen Wirtschaftsordnung erfordert ein solcher Eingriff eine Begründung. Diese Begründung liegt grundsätzlich dann vor, wenn mit der Regulierung der Wettbewerb auf monopolistisch geprägten Märkten ermöglicht oder wenn die angemessene Versorgung der Bevölkerung mit öffentlichen Gütern sichergestellt wird (vgl. [Picot 2008a, S. 9ff]).

Mit der schrittweisen Liberalisierung der Netzsektoren innerhalb der europäischen Union war die zentrale Frage verbunden, unter welchen Rahmenbedingungen ein funktionsfähiger Wettbewerb möglich ist und wo dieser durch staatliche Regulierung gefördert werden kann. Mit dem disaggregierten Regulierungsansatz bietet die Netzökonomie hierfür ein einheitliches analytisches Konzept, mit welchem regulierungsbedürftige und wettbewerbsfähige Bereiche identifiziert und in Bezug auf Marktmacht oder Wettbewerbshindernisse analysiert werden können (vgl. [Knieps 2003, S. 10]).

Zur grundlegenden Betrachtung des Energiesektors werden hierzu mit den Stufen Erzeugung, Transport, Verteilung und Versorgung/Vertrieb vier verschiedene Ebenen unterschieden. Während die Erzeugung und Versorgung grundsätzlich als wettbewerbsfähig erachtet werden, sind die in der energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette zwischen diesen liegenden Transport- und Verteilnetze weitgehend unumstritten als Monopole zu charakterisieren (vgl. Abbildung 2.1).<sup>3</sup> Die Energieversorgungsnetze bilden aufgrund ihrer Stellung zwischen Erzeugung und Versorgung eine monopolistische Engpasseinrichtung (vgl. [Brunekreeft et al. 2003, S. 135ff], [Heuterkes et al. 2008, S. 52ff]). Das Konzept der monopolistischen

---

<sup>3</sup> Monopolist, wörtlich „Alleinverkäufer“ (vgl. [Weise 2005, S. 237]).

Engpasseinrichtung (*monopolistic bottleneck*) spielt im disaggregierten Ansatz eine wesentliche Rolle. Mit dem Ziel einer minimalen Regulierungsbasis soll die Regulierung auf diese Engpasseinrichtungen beschränkt bleiben (vgl. [Knieps 2003, S. 14]).

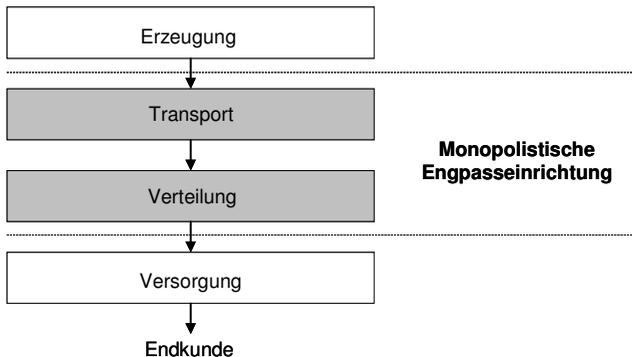


Abbildung 2.1: Disaggregierte Betrachtung des Energiesektors  
(Quelle: in Anlehnung an [Brunekreeft et al. 2003, S. 135])

Eine erste Voraussetzung für das Bestehen einer monopolistischen Engpasseinrichtung ist das Vorliegen eines natürlichen Monopols. Da der Betrieb von Energieversorgungsnetzen in der Regel mit hohen Fixkosten und geringen variablen Kosten verbunden ist, führen die hieraus resultierenden Bündelungsvorteile und damit einhergehenden Größen- und Verbundvorteile dazu, dass ein einzelner Anbieter in einer bestimmten Region den Bedarf kostengünstiger als eine Vielzahl von Anbieter decken kann (vgl. [Knieps 2003, S. 11]). Damit weisen Energieversorgungsnetze die Eigenschaften natürlicher Monopole auf, welche durch eine strikt subadditive Kostenfunktion im relevanten Bereich der nachgefragten Mengen definiert sind (vgl. [Borrmann et al. 1999, S. 122], Abbildung 2.2).

Die Einordnung als natürliches Monopol ist jedoch nicht hinreichend für eine Charakterisierung als Engpasseinrichtung und führt deshalb

nicht automatisch zu der Notwendigkeit einer Marktmachtregulierung. Als weitere Voraussetzung ist hierfür das Vorliegen einer nicht angreifbaren Infrastruktureinrichtung erforderlich. Die theoretischen Grundlagen für eine disaggregierte Lokalisierung netzspezifischer Marktmacht werden im Rahmen der Theorie der bestreitbaren Märkte (*contestable markets*) gelegt. Diese zeigt die notwendigen Bedingungen auf, unter denen die potentielle Konkurrenz den fehlenden Wettbewerb zu ersetzen vermag. Sind die Bedingungen erfüllt, sorgt die Disziplinierungswirkung des potentiellen Wettbewerbs dafür, dass keine über eine risikoadäquate Verzinsung des Kapitals hinausgehenden Gewinnchancen möglich sind. Zu den Bedingungen zählen insbesondere die Nicht-Existenz irreversibler Kosten, die Möglichkeit des freien Markteintritts potentieller Wettbewerber, sowie ein Bertrand-Nash-Verhalten letztgenannter (vgl. [Knieps 2003, S. 11ff]).<sup>4</sup> Diese Bedingungen sind für Energieversorgungsnetze jedoch nicht erfüllt. Vor allem die mit den Investitionen in Netzanlagen verbundenen hohen versunkenen Kosten (*sunk costs*) verhindern den Eintritt potentieller Wettbewerber. Versunkene Kosten liegen dann vor, wenn sie für Produktionsfaktoren anfallen, die keine alternative Verwendung finden können oder in der zweitbesten Verwendung einen signifikant geringeren Wert aufweisen. Bezogen auf Investitionsentscheidungen bedeutet dies, dass versunkene Kosten, nachdem sie angefallen sind, nicht mehr rückgängig gemacht werden können, weshalb sie oft auch als irreversible Kosten bezeichnet werden (vgl. [Borrmann et al. 1999, S. 110]).

Da Elektrizitätsnetze sowohl Charaktereigenschaften eines natürlichen Monopols als auch von nicht bestreitbaren

---

<sup>4</sup> Bei einem Bertrand-Nash-Verhalten berechnen potentielle Wettbewerber ihre Marktchancen durch Unterbietung des als gegeben angenommenen aktuellen Preis des Monopolunternehmens. Dabei wird vorausgesetzt, dass selbst eine geringe Unterbietung der Preise eine relevante Wanderung der Nachfrage zur Folge hat.

Infrastruktureinrichtungen aufweisen, besteht für diese ein Regulierungsbedarf (vgl. [Joskow 2005, S. 169]).

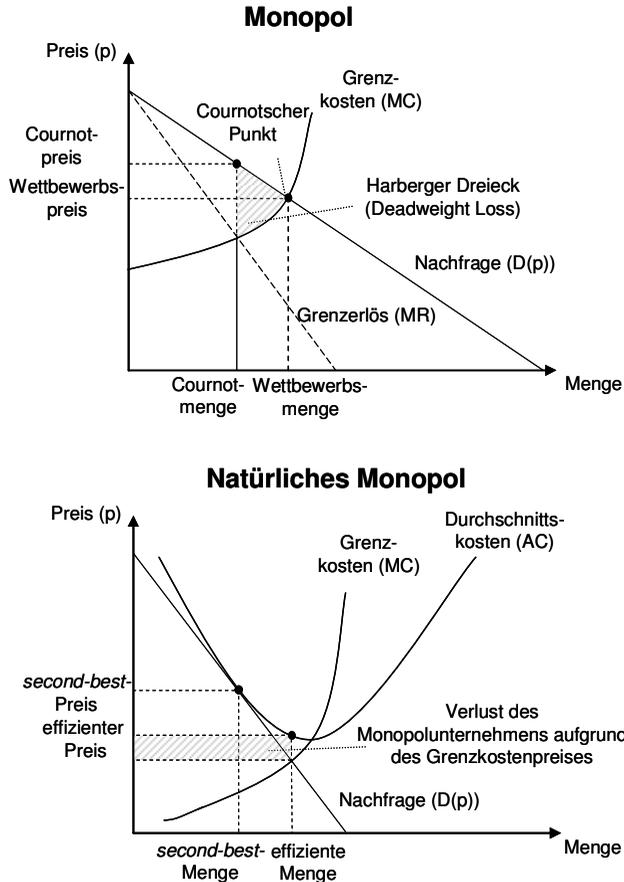


Abbildung 2.2: Preisbildung im Monopol und im natürlichen Monopol (Quelle: in Anlehnung an [Kurth 2009, S. 681], [Varian 2007, S. 509, 514] )

Im wettbewerbpolitischen Kontext spielt in diesem Zusammenhang das Konzept der wesentlichen Einrichtungen (essential facilities) für

die Regulierung der Marktmacht eine zentrale Rolle. Diese steht im Zusammenhang mit der amerikanischen essential facilities doctrine, die inzwischen im europäischen Wettbewerbsrecht verstärkt zur Regulierung monopolistischer Engpasseinrichtungen eingesetzt wird. Aufgrund dieser wettbewerbsrechtlichen Handhabung ist es möglich, den diskriminierungsfreien Netzzugang (third party access) zu gewährleisten, ohne dass tiefgreifende Eingriffe in die Eigentumsrechte notwendig sind (vgl. [Knieps 2003, S. 20ff]).

### 2.2.2 Folgen unregulierter Marktmacht

In der Sichtweise der traditionellen, dem neoklassischen Paradigma verbundenen Wettbewerbstheorie kommt es infolge der natürlichen Monopolstellung ohne regulatorische Eingriffe zu mit Wohlfahrtsverlusten verbundenen ökonomischen Ineffizienzen (vgl. [Fassing 1982, S. 104]). Als statische Kriterien werden folgende Effizienzkriterien definiert (vgl. [Maeding 2011, S. 32f]):

- alloкатive,
- produktive,
- qualitative Effizienz.

Die in der Regulierung adressierten allokativen Ineffizienzen beziehen sich dabei auf die Abweichung der Preis-Mengen-Konstellation vom wohlfahrtsökonomisch optimalen Verhältnis (vgl. [Diekmann et al. 2006, S. 13f]). Unter vollständiger Konkurrenz ist jedes Unternehmen ein reiner Preisnehmer sowie Mengenanpasser, d.h. jedes Unternehmen muss sich nur damit beschäftigen, wie viel es produzieren will. Der erzielbare Preis ist immer der Marktpreis (vgl. [Varian 2007, S. 455ff]). Besteht für ein Wirtschaftsgut hingegen eine Monopolsituation, kann der Monopolist über eine Verknappung oder Ausweitung der Angebotsmenge Einfluss auf die nachfrageabhängigen Preise nehmen. Die für den Monopolist optimale Angebotsmenge liegt bei der Preis-Mengen-Konstellation vor, in der die Grenzkosten den Grenzerlösen entsprechen

(Cournotscher Punkt) (vgl. Abbildung 2.2). Bietet das Monopol zu diesen Preisen an, findet eine monopolistische Ausbeutung statt (vgl. [Weise 2005, S. 237]). In dieser Konstellation erzielt das Unternehmen zusätzliche Gewinne bei einer im Vergleich zur vollständigen Wettbewerbssituation geringeren Ausbringungsmenge. Die Summe der hiermit verbundenen gesamtwirtschaftlichen Wohlfahrtsverluste wird auch als Harberger Dreieck oder *Deadweight Loss* bezeichnet (vgl. [Kurth 2009, S. 681], Abbildung 2.2).

Allokative Ineffizienzen können sowohl auf den Output- als auch auf den Inputmarkt bezogen sein. Aufgrund des Marktversagens auf dem Outputmarkt kommt es zu einer Umverteilung von Konsumenten- zu Produzentenrente. Eine reine Umverteilung ist aus Sicht der Wohlfahrtsökonomie jedoch noch nicht nachteilig. Der Wohlfahrtsverlust entsteht erst dadurch, dass der Verlust an Konsumentenrente nicht durch den Zuwachs an Produzentenrente ausgeglichen wird (vgl. [Weimann 2006, S. 261]). In Folge der hiermit im Vergleich zum Wettbewerbsmarkt abweichenden Faktornachfrage des Monopolisten resultieren auch auf den Inputmärkten Verzerrungen (vgl. [Fritsch et al. 2005]). Produktive Effizienz liegt dann vor, wenn eine gegebene Ausbringungsmenge mit minimalen Kosten oder eine maximale Ausbringungsmenge bei gegebenen Kosten hergestellt wird (vgl. [Müller 2011, S. 1]). Produktive Ineffizienzen zeigen sich daher in den dem Monopolisten unterstellten suboptimalen Leistungsverhältnissen von Input zu Output und dem hierdurch beeinflussten Niveau der Grenzkostenfunktion (vgl. [Leibenstein 1978, S. 18ff]). Qualitative Ineffizienzen betreffen die Wahl der Produktqualität. Die durch die Nachfrageentscheidungen der Kunden ausgeübte Lenkungsfunktion wird in Monopolmärkten nicht ausgeübt (vgl. [Posner 1999, S. 30ff]).

Neben diesen statischen Effizienzkriterien betreffen Überlegungen zu dynamischen Effizienzen intertemporale Zusammenhänge der statischen Effizienzmaße. In der dynamischen Perspektive wird hierdurch vor allem das Investitionsverhalten in Bezug auf Volumen,

Struktur und Zeitpunkt relevant (vgl. [Fassing 1982, S. 5]). Dynamische und statische Effizienz stehen dabei in einem Spannungsverhältnis. Kurzfristig effiziente Maßnahmen können sich langfristig als ineffizient erweisen (vgl. [Schmidtchen 1978, S. 175ff]). Hierdurch entstehen aus Sicht der Regulierung komplexe Zielkonflikte zwischen dem Leitgedanken eines kurzfristig in Bezug auf die Produktivität effizienzorientierten Netzbetriebs und der anzustrebenden Anreizwirkung zu dynamischer Effizienz. Die hiermit verbundene Problematik ist bisher in der Regulierungsforschung kaum charakterisiert und deutet auf ein noch offenes Forschungsfeld hin (vgl. [Schweinsberg et al. 2011, S. 12]).

### 2.2.3 Regulierungsziele

Die Maximierung der Wohlfahrt durch Beseitigung der in Monopolmärkten potentiell vorliegenden Marktunvollkommenheiten stellt nach der *Public-Interest*-Theorie (normative Theorie der Regulierung) die Motivation für eine staatliche Regulierung dar (vgl. [Picot 2008a, S. 24]). Hiervon ausgehend besteht die *first-best*-Lösung in einer vollständigen Korrektur des Marktversagens, d.h. der Beseitigung aller monopolistischen Ineffizienzen, mit dem Ergebnis einer an den Grenzkosten der Unternehmen orientierten Produktion (vgl. [Knieps 2008, S. 81]).

Eine praktische Regulierung kann aber nie perfekt sein. Während bis in die späten siebziger Jahre eine optimale Regulierung als erreichbares Ziel angesehen wurde, haben sich Regulierungstheorie und -praxis mittlerweile von der *first-best*-Lösung entfernt. Bereits 1962 konnten Averch et al. (1962) zeigen, dass Regulierung die Marktmacht nicht beseitigen sondern nur reduzieren kann (vgl. [Averch et al. 1962]). In ihrem bekannten Modell weisen sie an den Faktoren Arbeit und Kapital nach, dass ein Monopolunternehmen einen regulatorischen Eingriff durch höhere Gewichtung des Faktors Kapital teilweise kompensieren kann (vgl. [Knieps 2008, S. 81]). Unabhängig von dieser Erkenntnis würden Grenzkostenpreise zwar einer wettbewerblichen Situation entsprechen, sie sind jedoch bei

Vorliegen von Bündelungsvorteilen nicht kostendeckend (vgl. [Varian 2007, S. 514], [Vogelsang 1998, S. 6]). Die Implementierung von Ramsey-Preisen gilt daher als anzustrebende *second-best*-Lösung.<sup>5</sup> Diese sind jedoch nicht zentralistisch implementierbar, da dem Regulierer die Kosten- und Nachfragefunktion der betroffenen Märkte bekannt sein müssten (vgl. [Vogelsang 1998, S. 6]). Ein zentrales Problem der Regulierung ergibt sich somit aus den beidseitig existierenden Informationsasymmetrien auf dem Regulierungsmarkt. Die wichtigste Beziehung besteht dabei zwischen Monopolunternehmen als *Agent* und der Regulierungsbehörde als *Principal*, welche jeweils in verschiedenen Bereichen Informationsvorsprünge haben (vgl. [Kurth 2009, S. 685]). Das Ergebnis unvollkommener Informationen ist demnach bestenfalls eine *third-best*-Lösung, die jedoch aufgrund (verteilungs-)politischer und praktischer Restriktionen eher eine *fourth-best*-Lösung als realistisch erscheinen lässt (vgl. [Vogelsang 1998, S. 6]).

Eine Begründung für den Einfluss politikbedingter Verluste bietet die *Private-Interest-Theorie*.<sup>6</sup> Diese argumentiert, dass eine staatliche Regulierung nicht ausschließlich interessenlos und an der Wohlfahrtsmaximierung interessiert, sondern dem Einfluss politischer Interessengruppen ausgesetzt ist. Darüber hinaus ist der institutionelle Prozess nicht kostenlos (vgl. [Kaufer 1981, S. 149f], [Stigler 1971, S. 10ff]). Die Möglichkeiten der institutionellen Eingriffe liegen zwischen den Polen privater Interessenvertretung (Gewinnmaximierung, *private orderings*) und staatlicher Machtdurchsetzung (Staatseigentum, *socialism*) (vgl. [Shleifer et al. 2003, S. 19]).

Letztendlich bleibt als wesentliches Ergebnis festzuhalten, dass die Implementierung eines perfekten Regulierungssystems und hierdurch das Erreichen des volkswirtschaftlichen Optimums durch

---

<sup>5</sup> Eine Erläuterung zu Ramsey-Preisen findet sich bei [Borrmann et al. 1999, S. 163ff].

<sup>6</sup> Diese wird auch als positive Theorie der Regulierung bezeichnet.

regulatorische Eingriffe praktisch nicht möglich sind. Abweichungen vom Konkurrenzgleichgewicht sind daher sehr wahrscheinlich und führen automatisch zu Wohlfahrtsverlusten bei Produzenten oder Konsumenten. Die Frage ist nur, wer diese erleidet (vgl. [Dehmel 2011, S. 24]).

#### 2.2.4 Regulierungsansätze

Der durch monopolistische Engpasseinrichtungen hervorgerufene Regulierungsbedarf lässt sich in zwei Aufgaben unterteilen. Erstens muss der Wettbewerb auf den nachgelagerten Stufen der Wertschöpfungskette möglich sein, d.h. die Wettbewerber brauchen Zugang zu dem monopolistischen Engpassbereich. Da dessen Betreiber prinzipiell über die Möglichkeit verfügen, diesen Zugang zu verweigern, muss die Regulierung sicherstellen, dass alle Wettbewerbsunternehmen diskriminierungsfreien Zugang zur Infrastruktur erhalten. Zweitens müssen die für die Nutzung erhobenen Zugangsgebühren (*access charges*) reguliert werden, da sie sonst Monopolpreisen entsprechen, die zu Ineffizienzen und Wohlfahrtsverlusten führen (vgl. [Brunekreeft 2003, S. 25]).

Die zugehörigen Ansatzpunkte der Regulierung sind die Marktstrukturregulierung sowie die Marktverhaltensregulierung (vgl. [Kunz 2003, S. 49]). Im Kontext dieser Arbeit ist vor allem der letztgenannte Bereich relevant.

#### 2.2.5 Instrumente der Preisregulierung

Einen wesentlichen Bestandteil der Marktverhaltensregulierung monopolistischer Engpasseinrichtungen stellt die Preiskontrolle dar. Zu deren Durchsetzung wurden verschiedene Regulierungsinstrumente entwickelt, deren Anwendung als Sequenz von befristeten Verträgen zwischen dem Regulator als Interessenvertreter der Konsumenten und dem regulierten Unternehmen interpretiert werden kann (vgl. [Guthrie 2006, S. S. 930]).

In der Literatur findet sich eine große Anzahl unterschiedlicher Typisierungen dieser Instrumente. Mit dem Fokus auf die in dieser Arbeit relevanten Konzepte wird nachfolgend der Einteilung von Kunz (2003) gefolgt. Dieser unterscheidet die Grundformen staatlicher Preiskontrolle unter anderem in:

- kostenorientierte Instrumente (*Rate-of-Return-Regulierung*),
- sowie Anreizregulierungssysteme (*Price-Cap-* oder *Revenue-Cap-Regulierung*).

Als weitere Konzepte werden *Profit-Sharing* und *Sliding-Scales* sowie alternative Anreizmechanismen genannt (vgl. [Kunz 2003, S. 51]). Das aktuelle und zukünftig zu erwartende Regulierungsumfeld der Energieversorgungsnetze in Deutschland wird sowohl durch kostenorientierte als auch anreizbasierte Konzepte bestimmt, wobei auch die Yardstickregulierung als Variante der anreizbasierten Verfahren angesehen werden kann (vgl. [Schuchardt 2012, S. 10]).

#### 2.2.5.1 Kostenbasierte Instrumente der Preiskontrolle

Kostenbasierte Regulierungssysteme versuchen, ein wettbewerbliches Ergebnis nachzubilden, indem sie sich bei der Festlegung der Entgelte unmittelbar an den kalkulierten Kosten der Unternehmen orientieren und damit die Gewinne begrenzen (vgl. [Pedell 2007, S. 32]). In diesen Regulierungssystemen setzen sich die Netzentgelte aus den Vollkosten des Unternehmens zuzüglich einer angemessenen Verzinsung auf das eingesetzte Kapital zusammen (vgl. [Schäfer et al. 2006]). Der zugrunde liegende Bestimmungs- und Genehmigungsprozess ist in Abbildung 2.3 dargestellt.

Die wesentliche systemische Kritik an kostenorientierten Regulierungssystemen ist, dass diese keine Anreize für die Steigerung der produktiven Effizienz setzen (vgl. [Kunz 2003, S. 53]).

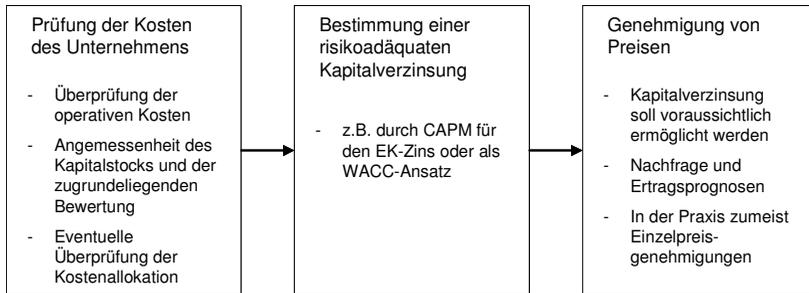


Abbildung 2.3: Bestimmung der Preise im Rahmen kostenorientierter Regulierungssysteme  
(Quelle: in Anlehnung an [Kunz 2003, S. 53])

### 2.2.5.2 Anreizbasierte Instrumente der Preiskontrolle

Anreizbasierte Regulierungssysteme zielen deshalb darauf ab, die in kostenorientierten Regulierungssystemen gegebene starke Abhängigkeit zwischen Erlösen und Kosten zu reduzieren (vgl. [Pedell 2007, S. 32]).

Das Prinzip der Anreizregulierung wurde zuerst von Littlechild (1983) vorgeschlagen und seither um viele praktische und theoretische Variationen erweitert (vgl. [Littlechild 1983]). Die Grundidee der Anreizregulierung besteht darin, die regulierten Erlöse für definierte mehrjährige Zeiträume von der tatsächlichen Entwicklung der Netzkosten zu entkoppeln (vgl. [Haubrich et al. 2008, S. 288]). Hierzu werden die Kosten des Unternehmens zu Beginn einer Regulierungsperiode als Ausgangsbasis für die Bestimmung der Erlösobergrenze ermittelt. Die Anreizwirkung wird dadurch erzielt, dass die Entkopplung dem Unternehmen ermöglicht, die durch Effizienzsteigerungen erzielten Übergewinne für sich zu vereinnahmen (vgl. [Kunz 2003, S. 55]). Damit die Netzkunden an den so realisierten Effizienzsteigerungen des Netzbetriebs partizipieren, müssen die Erlöse zu geeigneten Zeitpunkten unter vollständiger oder teilweiser Berücksichtigung der Kosteneinsparungen angepasst werden. Die Weitergabe der

Effizienzverbesserungen an den Kunden muss jedoch so bemessen sein, dass die Anreizwirkung für weitere Verbesserungen nicht übermäßig eingeschränkt wird (vgl. [Haubrich et al. 2008, S. 288]).

Eine zentrale Größe der Erlösobergrenzen- oder RPI-X-Regulierung ist der vom Regulierer festgelegte X-Faktor, welcher das Niveau angibt, um welches sich die inflationsbereinigten Output-Preise erhöhen dürfen oder reduziert werden müssen. Ist der X-Faktor positiv findet eine kontinuierliche reale Preissenkung statt. In diesem Zusammenhang wird weiterhin zwischen individuellen und generellen Faktoren unterschieden. Die individuellen X-Faktoren resultieren aus Benchmark-Untersuchungen der regulierten Infrastrukturunternehmen und bilden die Effizienzunterschiede zwischen diesen ab. Die generellen X-Faktoren betreffen hingegen die gesamte Branche, d.h. auch die als individuell effizient angesehenen Unternehmen müssen diese Effizienzvorgaben erfüllen. (vgl. [Kunz 2003, S. 61], [Vaterlaus 2007]).

$$RC_i = RC_{i-1} \cdot (1 + RPI - X_a - X_i) \pm Z \quad 2.1$$

$RC_i$  Erlösobergrenze

$RPI$  Inflation (Retail Price Index)

$X_a$  industrieweite Produktivitätsvorgabe, genereller X - Faktor

$X_i$  unternehmensspezifische Produktivitätsvorgabe, individueller X - Faktor

$Z$  Zu - /Abschläge für unvorhersehbare, nicht beeinflussbare Ereignisse

Anreizbasierte Regulierungsinstrumente werden den kostenorientierten Regulierungskonzepten prinzipiell als überlegen angesehen. Der Schwerpunkt liegt dabei auf der Erzeugung hoher Anreize für die Reduzierung produktiver Ineffizienzen, wohingegen die alloкатive Effizienz eher zweitrangig ist. Ein weiterer Vorteil des mit der Erlösobergrenzenregulierung verbundenen Benchmarks wird in der Reduzierung von Informationsasymmetrien gesehen. Diese liegen insbesondere in einer *Rate-of-Return*-Regulierung vor, da sich der Regulator hier ausschließlich auf die Kostenangaben des Einzelunternehmens verlassen muss (vgl. [Jamasp et al. 2003,

S. 70]). Im Unterschied zur kostenorientierten Regulierung sind bei der Erlösobergrenzen-Regulierung auch die Risiken anders verteilt. Während die Netznutzer relative Sicherheit bezüglich des Preisniveaus haben, erhöht sich das Risiko des Unternehmens, da es keine Sicherheit hat, die Kapitalkosten der Investition vollständig vereinnahmen zu können.<sup>7</sup> In diesem Zusammenhang ist insbesondere auch die Tatsache relevant, dass die Nutzungsdauern der Betriebsmittel deutlich länger als die Regulierungsperioden sind, wodurch das Unternehmen keine Gewissheit hat, auch in zukünftigen Regulierungsperioden die Kapitalkosten und Abschreibungen für bereits getätigte Investitionen vereinnahmen zu dürfen (vgl. [Kunz 2003, S. 66]).

Das Ziel der Yardstickregulierung bzw. des Vergleichswettbewerbs im engeren Sinn als drittes relevantes Konzept ist es, ein von den Kostenstrukturen der Einzelunternehmen unabhängiges Marktergebnis herbeizuführen. Dabei werden die tatsächlichen Kosten des regulierten Unternehmens durch die durchschnittlichen Kosten vergleichbarer Unternehmen der Branche ersetzt. Aus letztgenannten werden die Kosten eines virtuellen Vergleichsunternehmens oder „Schattenunternehmens“ unter Berücksichtigung von Strukturparametern abgeleitet (vgl. [Shleifer 1985, S. 322], Gleichung 2.2). Durch Einbeziehung der Preise anderer Unternehmen basiert auch die Yardstickregulierung auf einem externen Benchmark und ist hierdurch in der praktischen Umsetzung mit dem Problem der Vergleichbarkeit der Kosten der Einzelunternehmen behaftet (vgl. [Kunz 2003, S. 70f], Kapitel 5.5.5.2).<sup>8</sup>

---

<sup>7</sup> Das Risiko führt zu der Möglichkeit der Abweichung vom Erwartungswert, kann also auch zu Überrenditen führen (vgl. Kapitel 5.6).

<sup>8</sup> In diesem Zusammenhang ging Shleifer (1985) von der vereinfachenden Annahme aus, dass sich die Unternehmen nur bezüglich ihrer Effizienz unterscheiden, während sie bezüglich der eingesetzten Technologie und damit ihrer Kostenstrukturen identisch sind (vgl. [Franz et al. 2005, S. 16]).

$$\bar{c}_i = \frac{1}{N-1} \cdot \sum_{j=1}^{N-1} c_j \quad (i = N) \quad 2.2$$

$\bar{c}_i$  ermittelte Kosten des "Schattenunternehmens"

$c_j$  Kosten der Vergleichsunternehmen

$N$  Anzahl der Unternehmen im Vergleich

## 2.3 Europäische und deutsche Ordnungspolitik im Bereich der Energieversorgungsnetze

### 2.3.1 Europäische Richtlinien und nationale Gesetzgebung

Kennzeichnendes Strukturprinzip der europäischen Ordnungspolitik ist die sukzessive und subsidiäre Beziehung zwischen europäischer und nationaler Gesetzgebung. Während die EU Richtlinienkompetenz hat, obliegt den Mitgliedsländern die verpflichtende Umsetzung in nationale Gesetzgebungen (vgl. [Säcker 2004, S. 100]). Mit der am 19.12.1996 erlassenen und am 19.02.1997 in Kraft getretenen 1. Binnenmarkttrichtlinie 96/92/EC wurden die Rahmenbedingungen für den europäischen Binnenmarkt für Elektrizität gesetzt.<sup>9</sup> Da diese Richtlinie einen Kompromiss der Mitgliedstaaten darstellte, enthielt sie vielfältige Wahlrechte bei der jeweiligen nationalen Umsetzung. Von besonderer Bedeutung für den Wettbewerb war die in der Richtlinie verankerte Wahlfreiheit bezüglich des Netzzugangsmodells zu den Transport- und Verteilnetzen. Neben dem regulierten Netzzugang durch eine zentrale Regulierungsstelle bestand die Option des verhandelten

---

<sup>9</sup> Richtlinie 96/92/EK des Europäischen Parlaments und des Rates betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt (Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie - EitRL 1996) v. 19.12.1996, Abl. EG Nr. L 27ff.

Netzzugangs, bei welchem die Netznutzungsentgelte zwischen den Vertragsparteien, Netzbetreiber und Netznutzer, ausgehandelt werden (vgl. [Heuterkes et al. 2008, S. 53]).

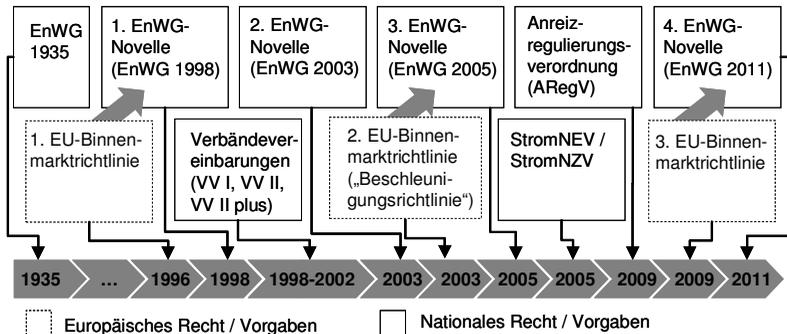


Abbildung 2.4: Evolution ordnungspolitischer Regelwerke der Elektrizitätswirtschaft (Quelle: [Dehmel 2011, S. 79])

Die Umsetzung in nationales Recht erfolgte mit der Verabschiedung der Neuregelung des EnWG am 24.04.1998. Mit dieser wurde die in Deutschland über 100 Jahre existierende Tradition geschlossener Versorgungsgebiete zugunsten des Wettbewerbsprinzips abgelöst (vgl. [Büdenbender 2006, S. 1997]). Mit dem EnWG 1998 wurden die Netzbetreiber verpflichtet, anderen Energieversorgern das Versorgungsnetz zur Verfügung zu stellen. Bis zu diesem Zeitpunkt war die Notwendigkeit einer separaten Kalkulation und Kontrolle der Netzentgelte nicht notwendig, da Energieversorger weder den Anspruch noch die Möglichkeit zur Nutzung fremder Netze hatten. Die gesetzlichen Regelungen zum Netzzugangsmodell beschränkten sich in Deutschland auf die Festlegung, die Netzentgelte im Verfahren des verhandelten Netzzugangs zu ermitteln. Die Entgelte sollten dabei nicht ungünstiger als die dem eigenen oder verbundenen Unternehmen kalkulatorisch oder tatsächlich in Rechnung gestellten Entgelte sein (vgl. [EnWG 1998, § 6]). Um die Regeln zur Bestimmung der Durchleitungsentgelte

einheitlich festzulegen, verabschiedeten die Verbände der deutschen Energiewirtschaft die „Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Durchleitungsentgelten“ (VVI), welche in den Jahren 1998 (VVII) sowie 2001 (VVII+) im Rahmen erneuter Verhandlungen angepasst wurden. Mit der Novelle des EnWG im Jahr 2003 wurde diesen privatwirtschaftlichen Vereinbarungen die notwendige Rechtswirkung verliehen, da die Anwendung der in diesen enthaltenen Kalkulationsregeln als „gute fachliche Praxis“ im Sinne des § 6 Abs. 1 EnWG 2003 angesehen wurden. Die Entscheidung des Gesetzgebers auf weitergehende kostenrechnerische Maßstäbe zu verzichten, erwies sich jedoch in der Praxis auf Dauer als nicht tragfähig. Es zeigte sich, dass bezüglich der Kalkulationsprinzipien der Entgeltbildung keine Einigkeit zwischen Netzbetreibern und Netznutzern erzielt werden konnte (vgl. [Haubrich et al. 2008, S. 284ff], [Theobald 2008, S. 14f]).

Die 2003 beschlossene Richtlinie 2003/54/EG über „gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG“ stellte eine Reaktion auf die schleppende Umsetzung der Liberalisierung in einigen Mitgliedstaaten der EU sowie die immer noch hohe Anzahl von Diskriminierungsklagen gegen Netzbetreiber dar. Die sogenannte Beschleunigungsrichtlinie hob die Möglichkeit des verhandelten Netzzugangs auf und enthielt die Verpflichtung zur Einführung eines *Ex-ante*-Regulierungsregimes, die Einführung einer nationalen Regulierungsinstanz sowie Regelungen zur rechtlichen, operationellen, informatorischen und buchhalterischen Entflechtung (vgl. [Büdenbender 2006, S. 198], [Heuterkes et al. 2008, S. 57f]).

Die nationale Umsetzung dieser Vorgaben erfolgte mit der am 13.07.2005 in Kraft getretenen 3. Novelle des EnWG (vgl. [Büdenbender 2006, S. 197]). Mit dieser Novelle wurden die Regelungstiefe sowie Regelungsumfang im Vergleich zum EnWG 1998 deutlich ausgeweitet (vgl. [Prael et al. 2007, S. 58]). Die nunmehr 118 Paragraphen enthielten in 10 Teilen unter anderem

auf den europarechtlichen Vorgaben beruhende Regelungen zur Entflechtung des Netzbetriebs (§§ 6 – 10e), zur Regulierung des Netzbetriebs (§§ 11-35), zur Sicherheit und Zuverlässigkeit der Energieversorgung (§§ 49 – 53a) sowie zu den zuständigen Bundesbehörden (§§ 59-64a) (vgl. [Schiffer 2011, S. 209]).<sup>10</sup>

### 2.3.2 Ziele der deutschen Energiemarktregulierung

Die aktuellen Ziele der deutschen Energiemarktregulierung sind im EnWG 2011 sowie den nachgelagerten Verordnungen verankert. Als gleichberechtigte Ziele nennt das EnWG „...die Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas...“ sowie die „...Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen.“ (vgl. [EnWG 2011, § 1 Abs. 2]). Diese Oberziele dienen der Wohlfahrtsmaximierung und können in weitere Teilziele, wie eine effiziente Leistungserbringung aber auch die Sicherung von Investitions- und Innovationsanreizen heruntergebrochen werden (vgl. [Kurth 2009, S. 680ff]). Zur Umsetzung der Regulierungsziele werden von der Bundesnetzagentur entsprechend der EU-rechtlichen Vorgaben mit der nichtpreislichen Marktstrukturregulierung (Netzzugangs-/Netzanschluss, Entflechtung) sowie der Verhaltensregulierung (Preiskontrolle über Netzentgelte) die beiden grundlegenden Regulierungsansätze verfolgt (vgl. [Heuterkes et al. 2008, S. 65], [Kurth 2009, S. 682f]).

#### 2.3.2.1 Nichtpreisliche Marktstrukturregulierung

Netzbetreiber müssen rechtlich, organisatorisch und informationell von den vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsstufen entbunden sein. Durch diese Regeln soll vor allem eine Trennung der zu den jeweiligen Stufen der Wertschöpfungskette gehörenden operativen

---

<sup>10</sup> Das EnWG 1998 beinhaltete 19 Paragraphen.

Tätigkeiten erfolgen. Die rechtliche Entflechtung schafft dabei die Strukturen, welche für die personelle und operative Entflechtung erforderlich sind. Die organisatorische Entflechtung soll die Unabhängigkeit des Netzbetreibers durch Ausschluss von Weisungsbefugnissen durch andere Unternehmensbereiche sicherstellen und durch die informatorische Entflechtung werden die Netzbetreiber verpflichtet, wettbewerbsrelevante Daten über Dritte vertraulich zu behandeln (vgl. [Heuterkes et al. 2008, S. 61f]).

Eine weitergehende Entflechtung besteht in der Variante der eigentumsrechtlichen Entflechtung, welche die Überführung des Eigentums an den Netzen an einen nicht in der Erzeugung oder dem Vertrieb tätigen Eigentümer beinhaltet (vgl. [Heuterkes et al. 2008, S. 61f]). Auch nach einer eigentumsrechtlichen Entflechtung behielte der Netzbetreiber seine Eigenschaft als natürliches Monopol, wodurch weiterhin eine Regulierung des Netzzugangs erforderlich wäre (vgl. [Heuterkes et al. 2008, S. 64]).

### 2.3.2.2 Verhaltensregulierung

Die Bildung von Preisen wird seit dem Inkrafttreten des EnWG 2005 in erheblichem Umfang normativ vorgegeben und administrativ über die Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder gesteuert (vgl. [EnWG 2005]). Zuständig für die Aufsicht ist die Bundesnetzagentur. Mit dem Vergleichsmarktprinzip und der Kostenorientierung sind hierfür durch die Verordnungen (EG) Nr. 1228/2003 Art. 4 Abs. 1 und (EG) 1175/2008 Art 3. Abs. 1 die wesentlichen Eckpfeiler der Preisregulierung der Strom- und Gasnetze in den Mitgliedstaaten der europäischen Union vorgegeben. Diese Eckpfeiler wurden mit den §§ 21 und 21a EnWG in nationales Recht umgesetzt. Als allgemeine Generalvorschrift kann § 21 Abs. 2 Satz 1 EnWG angesehen werden, wonach die Entgelte *„[...] auf Grundlage der Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten Netzbetreibers entsprechen müssen, unter Berücksichtigung von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung und einer angemessenen, wettbewerbsfähigen*

*und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals gebildet [...]. Soweit die Entgelte kostenorientiert gebildet werden, dürfen Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, nicht berücksichtigt werden.“*

Das Vergleichsmarktkonzept dient in seiner ordnungspolitischen Funktion als ergänzende Kontrollgröße zur kostenorientierten Ermittlung oder als eigenständiges Alternativkonzept der Entgeltbildung (vgl. [Büdenbender 2006, S. 202]). Maßstab des Vergleichsmarktpinzips ist die Ermittlung wettbewerbsanaloger Preise (vgl. [Bundesnetzagentur 2006a, S. 19]). Während die Kostenorientierung ein unternehmensinterner Ansatz ist, stellt das Vergleichsmarktprinzip i.e.S. einen unternehmensexternen Ansatz der Entgeltkontrolle dar (vgl. [Büdenbender 2006, S. 200f]).

Nach 2003/54/EG Art. 23 Abs. 2 Lit. a) ist bei der Ausgestaltung der Regelungen bezüglich der Netzentgelte zu beachten, dass *„notwendige Investitionen in die Netze so vorgenommen werden können sollen, dass die Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet ist.“* Die kostenorientierte Netzentgeltbestimmung soll dementsprechend dem Netzbetreiber die Wiederbeschaffung seiner Anlagengüter sowie eine angemessene Rendite ermöglichen. Hierdurch soll gewährleistet werden, dass der Netzbetreiber ein Interesse an der Investition von Eigenkapital hat (vgl. [Theobald 2008, S. 16]).

### 2.3.3 Entwicklungsphasen der Regulierung der Energieversorgungsnetze in Deutschland

Das EnWG 2005 bietet grundsätzlich zwei Methoden zur Bestimmung der regulierten Entgelte an. Neben der reinen Kostenzuschlagsregulierung wurde durch den erst in der späten Phase des Gesetzgebungsverfahrens eingeführten § 21a als weitere Methode der Entgeltbestimmung die Anreizregulierung im Gesetz verankert (vgl. [Büdenbender 2006, S. 199]). Die Einführung einer Anreizregulierung war in Deutschland nicht unumstritten. Noch im Jahr 2003 hat die Bundesregierung einen weiteren

Prüfungsbedarf festgestellt, wobei als maßgebendes Kriterium die Abschätzung der Folgen für das Investitionsverhalten herangezogen werden sollte (vgl. [Deutscher Bundestag 2004, S. 27], [Theobald 2008, S. 20]).

Im Zuge der Einführung der Entgeltregulierung waren die deutschen Stromnetzbetreiber ab dem 28.10.2005 verpflichtet, ihre Netzentgelte ex-ante durch die jeweils zuständige Regulierungsbehörde genehmigen zu lassen. In den Jahren 2006 bis 2008 erfolgte deren Festlegung im Rahmen einer kostenorientierten und um Aspekte des Vergleichsmarktprinzips ergänzten Kostenzuschlagsregulierung (vgl. [PwC 2012a, S. 441]). Die Regeln zur Kalkulation der der Entgeltgenehmigung zugrunde liegenden Kostenbasis wurden in der StromNEV spezifiziert und gelten seit dem 29.07.2005 ([Büdenbender 2006, S. 197]).<sup>11</sup>

Mit der am 06.11.2007 in Kraft getretenen Anreizregulierungsverordnung (ARegV) erfolgte ein weiterer bedeutender Schritt in der Regulierung der deutschen Energiewirtschaft (vgl. [PwC 2012a, S. 481]). Netzentgelte werden seit dem 1.1.2009 ausschließlich im Wege einer Anreizregulierung für jeweils fünfjährige Regulierungsperioden festgelegt. Während die kostenzuschlagsorientierte Regulierung nach § 21 EnWG, für welche in der StromNEV detaillierte Vorgaben gemacht werden, durch ein bestimmtes Verhältnis von Kosten und Erlösen gekennzeichnet ist und kostensenkende Maßnahmen unmittelbar dem Netzkunden zugute kommen, gilt dieses unter einer Anreizregulierung nicht. Hierdurch erhält der Netzbetreiber Anreize zu effizienzsteigernden Maßnahmen (vgl. [Büdenbender 2006, S. 199f]).

Dem Prinzip des Vergleichswettbewerbs wird über die Einbeziehung des sektoralen Produktivitätsfortschritts sowie durch auf Basis eines

---

<sup>11</sup> zuletzt geändert durch Artikel 4 des Gesetzes vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1690)

Effizienzvergleichs ermittelten Effizienzvorgaben Rechnung getragen. Der Effizienzmaßstab bezieht sich auf ein im angemessenen Verhältnis zu den Kosten stehendes Preisniveau (allokative Effizienz), die optimale Kombination von Inputfaktoren sowie die Produktion zu geringst möglichen Kosten (produktive bzw. technische Effizienz) (vgl. [Kunz 2003, S. 50]).

Auch innerhalb der Anreizregulierung wird das Prinzip der Kostenorientierung weiterhin beibehalten, in dem nach § 6 Abs. 1 ARegV die nach StromNEV kalkulierten Netzkosten die Basis für die Bestimmung der Netzentgelte bilden (vgl. Abbildung 2.5 sowie weitere Ausführungen in Kapitel 5.5.5).

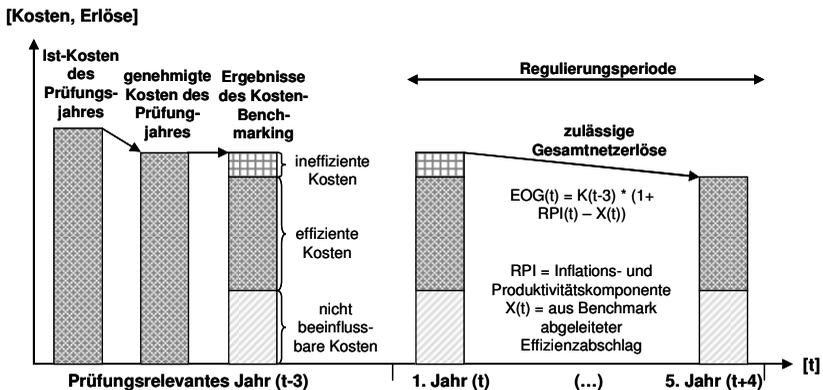


Abbildung 2.5: Grundprinzip der deutschen Anreizregulierung (Quelle: eigene Darstellung)

Die Einführung einer Erlösobergrenzenregulierung birgt grundsätzlich die Gefahr, dass die Kosteneinsparungen, zum Beispiel durch eine Reduzierung von Betriebspersonal oder durch Verzögerung von Instandhaltungs- und Erneuerungsmaßnahmen zu Lasten der Versorgungsqualität realisiert werden. Deshalb wurde mit dem Qualitätselement das Regulierungsziel der Versorgungssicherheit in der Erlösformel berücksichtigt. Mit diesem wird die technische Qualität des Netzes monetär im Kalkül der

Netzbetreiber verankert und ist somit sowohl bei der Netzplanung als auch im Regulierungskontext zu berücksichtigen (vgl. [Haubrich et al. 2008, S. 291f]).

Auch zukünftig ist von einer Weiterentwicklung des Regulierungssystems auszugehen. Neben den im Abstand von mehreren Jahren durchgeführten bzw. geplanten grundlegenden Systemänderungen hat der Gesetzgeber wiederholt kleinere Eingriffe in die bestehende Ausgestaltung der Netzentgeltregulierung vorgenommen (vgl. [PwC 2012a, S. 441]). Ab der im Jahr 2019 beginnenden dritten Regulierungsperiode strebt die Bundesnetzagentur eine Regulierung nach dem System des Vergleichswettbewerbs (*Yardstick Competition*) an. Der Grundsatz der Kostenorientierung lässt sich nach Meinung der Bundesnetzagentur auch auf diesen Ansatz übertragen, da zwar die Erlöse von den individuellen Kosten der Netzbetreiber entkoppelt, aber weiterhin auf Grundlage der tatsächlichen Kostenentwicklung vergleichbarer Unternehmen gebildet werden (vgl. [Bundesnetzagentur 2006a, S. 80f]).

### 2.3.4 Folgen der Energiemarktregulierung in Deutschland

Die Auswirkungen der Energiemarktregulierung auf den deutschen Strom- und Gasmarkt waren gravierend. Rund vier Jahre nach Inkrafttreten des EnWG 1998 hatte sich die Zahl der Verbundunternehmen der Stromwirtschaft fast halbiert. Auch wenn dies der Tendenz nach erwartet wurde, hatte diese dramatische Entwicklung sowohl die Politik als auch die Forschung überrascht (vgl. [Heilemann et al. 2001, S. 1]). Auch zukünftig wird insbesondere im Bereich der Versorgungsnetze von weiteren Marktanpassungen ausgegangen. Nach einer von Accenture (2008) durchgeführten Delphie-Studie erwarten die befragten Experten aufgrund des zunehmenden Wettbewerbs, insbesondere aber getrieben durch die Anreizregulierung, weitere grundlegende Änderungen in der Struktur des Sektors. Bedingt durch das sich aus

Unternehmenssicht verschlechternde ökonomische Umfeld wird eine Konsolidierungswelle erwartet, bei der es zu einem signifikanten Rückgang der Anzahl der Netzbetreiber kommen wird. Weiterhin wird eine Zunahme der Anzahl von Netzbetreibern prognostiziert, die einen Finanzinvestor als Anteilseigner haben werden (vgl. [Accenture 2008]).<sup>12</sup>

## 2.4 Einfluss der Regulierung auf das Verhalten von Unternehmen

Das Investitionsverhalten der Betreiber der Energieversorgungsnetze hat hohe Auswirkungen auf die Kosten der Energieverteilung und Wohlfahrt und stellt einen Schwerpunkt der Regulierungsforschung dar. Erfahrungen zeigen, dass Anpassungen im Regulierungssystem oftmals Änderungen im Investitionsverhalten der regulierten Unternehmen zur Folge haben und dass derartige Anpassungen häufig explizit auf die Beeinflussung des Investitionsverhaltens abzielen (vgl. [Guthrie 2006, S. 925f]). Die Wirkungen von Änderungen des Regulierungssystems sind von der regulierenden Stelle dabei nicht immer intendiert. So kann eine Preisbeschränkung zum Beispiel auch zu unerwünschten Verzerrungen bezüglich der Wahl des Investitions- und Qualitätsniveaus führen (vgl. [Kunz 2003, S. 49]). In diesem Zusammenhang reagieren Unternehmen auf regulatorische Vorgaben häufig mit strategischem Verhalten. Das Wechselspiel zwischen Vorgaben und Verhaltensänderung wird auch als „*regulation game*“ bezeichnet. Die Möglichkeiten sind dabei vielfältiger Natur (vgl. [Jamasb et al. 2003, S. 69f]).

Beginnend mit der Analyse von Averch et al. (1962) ist eine Vielzahl von Arbeiten zu diesem Thema veröffentlicht worden (vgl. [Averch et al. 1962]). In ihrem bekannten Modell weisen Averch et al. (1962) an

---

<sup>12</sup> Ähnliche Aussagen finden sich bei [Rendschmidt et al. 2007, S. 56f]).

den Faktoren Arbeit und Kapital nach, dass ein Monopolunternehmen einen regulatorischen Eingriff durch höhere Gewichtung des Faktors Kapital teilweise kompensieren kann (vgl. [Knieps 2008, S. 81]). Mehrere Ansätze bauen auf dem Modell auf und erweitern dieses beispielsweise um die Berücksichtigung von zeitlichen Verzögerungen bei der Regulierung. In weiteren Arbeiten wurde der Versuch unternommen, das Modell dahingehend zu erweitern, dass eine Dynamisierung des ursprünglich statischen Modells durchgeführt wurde. Auch wenn verschiedene Untersuchungen zum empirischen Nachweis des Averch-Johnson-Modells zu uneinheitlichen Ergebnissen kommen, bleibt die wesentliche Erkenntnis des Modells bestehen. Dessen zentrale Aussage ist, dass ein gewinnmaximierender Monopolist unter renditebasierten Regulierungssystemen ein ineffizientes Verhältnis von Arbeit und Kapital zur Produktion seiner Ausbringungsmenge wählen wird. Ist die zulässige Rendite zu hoch, kommt es zu Überinvestitionen (vgl. [Borrmann et al. 1999, S. 353ff], [Filippini et al. 2002, S. 51]).

Auch unter Anreizregulierungssystemen bestehen Möglichkeiten zu strategischem Verhalten. So unterscheiden Jamasb et al. (2003) zwischen zwei grundlegenden Typen. Das erste Verhalten zielt darauf ab, die Leistungsfähigkeit des Unternehmens (*performance*) im Benchmark in vorteilhafter Weise darzustellen oder zu beeinflussen, ohne dass sich auch materielle Änderungen in der operativen Effizienz des Unternehmens ergeben haben. Ein zweites Verhalten bezieht sich auf die bewusste Abweichung von einem kosteneffizienten Verhalten, zum Beispiel durch Erhöhung der Kostenbasis oder Verschiebung effizienzsteigernder Maßnahmen (vgl. [Jamasb et al. 2003, S. 70f]).

Ein besonderer Schwerpunkt liegt dabei auf den Netzinvestitionen. Investitionsentscheidungen in regulierten Netzindustrien haben selten einen „jetzt-oder-nie“-Charakter. Flexibilitäten bestehen unter anderem bezüglich des Investitionszeitpunkts, der Investitionshöhen oder der gewählten Technologien (vgl. [Friedl 2011, S. 137],

[Guthrie 2006, S. 941]).<sup>13</sup> Der für ein Unternehmen optimale Zeitpunkt der Investition hängt somit auch vom herrschenden Regulierungssystem ab (vgl. [Brunekreeft et al. 2011, S. 1ff]).

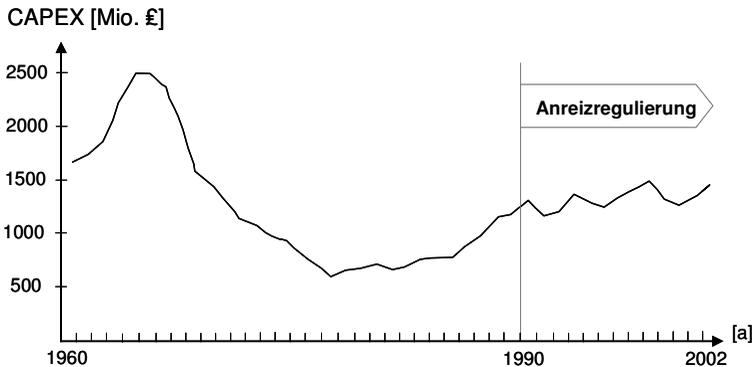


Abbildung 2.6: Investitionsverläufe in Großbritannien und Einfluss der Regulierung auf das Investitionsverhalten (ratched-Effect)  
(Quelle: [OFGEM 2006, S. 32])

Die Folgen von durch das Regulierungssystem bedingten Reaktionen der Unternehmen sind auch empirisch nachzuweisen. Abbildung 2.6 zeigt ein als *ratchet*-Effekt bekanntes strategisches Verhalten der Unternehmen, welches beispielsweise nach Einführung der Anreizregulierung in Großbritannien zu beobachten war. Bei diesem kommt es zum Ende einer Regulierungsperiode zu einer Erhöhung der Kosten, da die Vorteile einer höheren Kostenbasis für die nächste Regulierungsperiode die Nachteile der nicht realisierten Zusatzgewinne in der aktuellen Periode überkompensieren (vgl. [Rodgarkia-Dara 2007, S. 13]). Darüber hinaus zeigt die Abbildung, dass Investitionen in

<sup>13</sup> Technologien können beispielsweise unterschiedliche Verhältnisse von Kapital- und Betriebskosten aufweisen (z.B. wartungsarme Technologien), weshalb über die Technologiewahl die Allokation zwischen diesen Kostenkategorien beeinflusst werden kann.

Energieversorgungsnetze aufgrund der historischen Entwicklung in Zyklen verlaufen, die durch das strategische Verhalten der Unternehmen überlagert werden.

Auch die bezüglich des Regulierungssystems vorliegende Unsicherheit wird in der wissenschaftlichen Literatur thematisiert. Ist in einem regulierten Markt eine Investitionszurückhaltung zu beobachten, besteht eine erste Erklärung darin, dass die regulatorisch zugestandenen Renditen unterhalb der Kapitalkosten der Unternehmen liegen. Würde dieser Zusammenhang die Entscheidungssituation der Unternehmen vollständig charakterisieren, könnte der Regulator durch Genehmigung einer ausreichend hohen regulatorischen Rendite jederzeit eine Investitionstätigkeit induzieren. Die dabei implizierte Prämisse ist jedoch, dass die Unternehmen die regulatorischen Entscheidungen als langfristig bindend ansehen können (*regulatory commitment*). Demgegenüber tendieren Regulierer in der Praxis aber häufig zu einem als regulatorischer Opportunismus bezeichnetem Verhalten (*regulatory opportunism*, „*monday morning quarterbacking*“), d.h. zu ex-post Korrekturen vergangener Entscheidungen. Die Aufweichung des regulatorischen Commitments oder eine Veränderung der Investitionsbedingungen muss dabei nicht bewusst erfolgen. Die Gründe hierfür können auch in den vielfältigen Wechselwirkungen einzelner Teilentscheidungen, dynamischen Effekten bei Systemwechseln oder Unschärfen in den vom Regulator verwendeten Methoden liegen. Können die Unternehmen dieses Verhalten nicht oder nur teilweise vorhersehen, entsteht ein regulatorisches Risiko (vgl. [Ergas 2009, S. 153f], [Levy et al. 1996, S. 2], [Teisberg 1993, S. 591f]). Teisberg (1993, 1994) untersucht den Einfluss der Unsicherheit auf Entscheidungen von Unternehmen, Investitionen hinauszuschieben, Projekte abzubrechen oder bestimmte Technologien zu wählen (vgl. [Teisberg 1993, 1994]). Mit einem Optionspreismodell weist sie nach, dass regulatorische Unsicherheit einen Optionswert generiert. Auch Pantheghini et al. (2003) bestätigen einen Einfluss von unsicheren Effizienzvorgaben auf das Investitionsverhalten der

Unternehmen (vgl. [Pantheghini et al. 2003]). In ihrer empirischen Studie über Telekommunikationsmärkte kommen Levy et al. (1996) zu dem Ergebnis, dass ohne ein verlässliches *regulatory commitment* keine langfristigen Investitionen getätigt werden (vgl. [Levy et al. 1996, S. 2]).

Neben der wissenschaftlichen Forschung beschäftigen sich praxisorientierte Arbeiten vor allem mit den unter Regulierungssystemen bestehenden Strategieoptionen von Unternehmen. Im Zuge der Einführung der Anreizregulierung wurden im deutschen Raum mehrere Arbeiten zu möglichen Strategien unter diesem Regulierungssystem veröffentlicht. Als wichtige unternehmensinterne Strategieoption wird die Optimierung der Anlagenbasis gesehen. Die Wahl der Investitionszeitpunkte stellt in der Literatur in diesem Zusammenhang eine der meistgenannten Möglichkeiten zur Erhöhung der Erlösobergrenze dar (vgl. [Berg et al. 2008, S. 38], [Fritz et al. 2002, S. 73], [Kamphans et al. 2011, S. 24], [PwC 2012a, S. 607], [Schuchardt 2012, S. 51]). Auch Pleß (2010) untersucht auf Basis eines betriebswirtschaftlichen Modells eines Verteilnetzbetreibers die Auswirkungen von Handlungsalternativen unter der Anreizregulierung auf verschiedene Erfolgsgrößen, wobei die Betrachtung auf Ersatzinvestitionen beschränkt ist. Als mögliche Strategien werden unter anderem eine Kostensenkungs-/Desinvestitionsstrategie, eine stark auf Investitionen ausgerichtete Strategie (*OPEX-CAPEX-Shift*) oder ein zyklisches Verhalten mit Blick auf die Regulierungsperioden untersucht. Alle drei Strategien wirken positiv auf die gewählten Kennzahlen.<sup>14</sup> Welche der Einzelstrategien bzw. Strategiekombinationen für das Unternehmen geeignet ist, hängt von den gegebenen Voraussetzungen des Unternehmens, z.B. dessen Möglichkeiten zur Kostensenkung ab (vgl. [Pleß 2010, S. 155,209f]). Im Beitrag von Seel (2009) wird die Relevanz

---

<sup>14</sup> Als Kennzahlen werden Netzerlöse, EBIT, bilanzielles Eigenkapital sowie der Marktwertbeitrag herangezogen (vgl. [Pleß 2010, S. 141ff]).

bestehender Abhängigkeiten zwischen nationalem Rechnungslegungsstandard, Regulierungssystem und Unternehmenserfolg deutlich (vgl. [Seel et al. 2009]). Obwohl nach dem HGB generell kein Aktivierungswahlrecht besteht, können durch alternative Auslegung der Wirtschaftsgutdefinition regulatorisch relevante Kostenstrukturen (*OPEX-CAPEX-Shift*) verändert und damit das Unternehmensergebnis beeinflusst werden. Darüber hinaus wird auch die Berücksichtigung der Unsicherheit thematisiert. John (2009) präsentiert einen Ansatz, welcher Investitionsprojekte unter Berücksichtigung der durch Unsicherheiten der deutschen Anreizregulierung entstehenden Optionswerte bewertet und optimiert (vgl. [John 2009], Kapitel 5.6.5).

Allen Arbeiten sind zwei Punkte gemeinsam. Zum einen legen sie bei der Strategiewahl die Maximierung der Rendite, des Gewinns oder des Kapital- bzw. des Optionswerts als Zielkriterium der Unternehmen zugrunde. Zum anderen handelt es sich vor allem um ökonomische Betrachtungen, die keinen direkten Bezug zur technischen Netzplanung aufweisen.

## 2.5 Zur Diskussion der ökonomischen Auskömmlichkeit der deutschen Anreizregulierung

Allen Regulatorausprägungen einer Wettbewerbswirtschaft ist es gemein, dass die mit der Bereitstellung der Güter und Leistungen verbundenen Kapitalkosten zu decken sind (vgl. [Ballwieser 2008a, S. 339]). Ein intensiver Diskurs entspannte sich daher in den letzten Jahren zu der Frage, ob unter den Bedingungen der deutschen Regulierung ein aus einer wertorientierten Perspektive ökonomisch nachhaltiger Netzbetrieb gewährleistet und damit die Forderung des § 21 EnWG nach einer angemessenen und wettbewerbsfähigen Verzinsung erfüllt ist. Neben der Frage, welche Verzinsung als angemessen anzusehen ist, wurde insbesondere die Frage

diskutiert, ob die regulatorisch festgelegten Zinssätze überhaupt zu erreichen sind.

Seit Bekanntwerden der Ausgestaltung der im Jahr 2009 in Deutschland eingeführten Anreizregulierung wurden daher die Erreichbarkeit der Renditen und damit die Attraktivität von Investitionen in mehreren Gutachten und wissenschaftlichen Arbeiten auf Basis analytischer Modelle kontrovers diskutiert. Die Anzahl der Untersuchungen weist auf die große Bedeutung des Themas Wirtschaftlichkeit für die Unternehmen hin. Auch den in diesem Kontext entwickelten Modellen ist gemeinsam, dass sie ausschließlich den ökonomischen Bereich des Unternehmens betrachten und deshalb bezüglich der Entwicklung der Mengen- und Kostengerüste Annahmen treffen müssen.

Eine erste Untersuchung erfolgte durch Ballwieser (2008b), welcher für Einzelinvestitionen zu dem Ergebnis kommt, dass aufgrund der systemimmanenten Zeitverzögerungen zwischen den Zeitpunkten der Auszahlungen und den Erlösrückflüssen keine Deckung der Kapitalkosten möglich ist. Die Abhängigkeit der erzielbaren Renditen vom Investitionszeitpunkt wird dabei explizit herausgestellt (vgl. [Ballwieser 2008b], Abbildung 2.7). Hachmeister (2009) setzt hierauf auf und betrachtet eine kontinuierliche Reihe von Investitionen. Aufgrund der temporären Entkopplung von Kosten und Erlösen in anreizbasierten Systemen kann der Netzbetreiber zusätzliche Erlöse erzielen, wenn eine bereits abgeschriebene Anlage weiterhin in der Erlösbasis wirksam ist (Sockeleffekte). Wegen der langen Abschreibungsdauern von Netzanlagen liegen die einer Einzelinvestition direkt zurechenbaren Sockeleffekte aber soweit in der Zukunft, dass diese kaum positive Wirkungen auf den Kapitalwert dieser Investition entfalten. Eine aus der Kapitalmarktperspektive nicht nachvollziehbare und auch von Hachmeister (2009) abgelehnte These ist, dass die Sockeleffekte von Bestandsanlagen den nach der Einführung der Anreizregulierung getätigten Investitionen zuzurechnen sind (vgl. Kapitel 5.5.3). Der Grund hierfür ist, dass diese unabhängig von den

Investitionsentscheidungen anfallen und als *windfall profits* keine Entscheidungsrelevanz entfalten. Auch bei Einbeziehung der Sockeleffekte von Investitionen vor Einführung der Anreizregulierung kommt Hachmeister zu dem Ergebnis, dass diese die Kapitalkostenlücke nur zu einem Grad von deutlich unter 50 % kompensieren (vgl. [Hachmeister 2009]). Dabei wird vernachlässigt, dass mit sehr großer Wahrscheinlichkeit zukünftige Zusatzerlöse aufgrund des geplanten Anwendungszeitraums der Anreizregulierung gar nicht realisiert werden können.

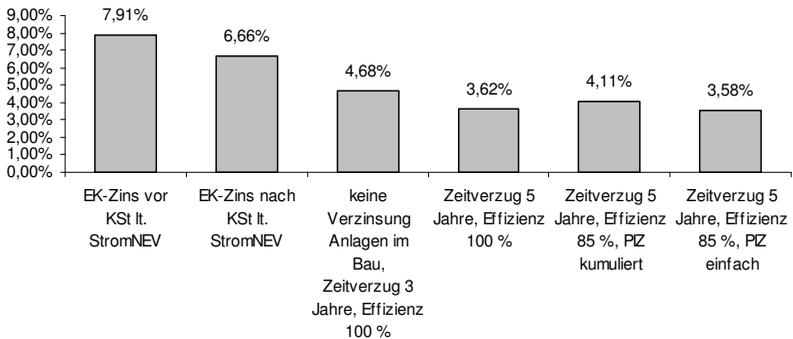


Abbildung 2.7: Erzielbare Renditen für Einzelinvestitionen in Abhängigkeit vom Investitionszeitpunkt sowie verschiedener regulatorischer Parameter (Quelle: [Ballwieser 2008b, S. 49])

Weitere Arbeiten betrachten das Gesamtunternehmen. Growitsch et al. (2010) sowie Greszik et al. (2010) untersuchen die ökonomische Auskömmlichkeit des Netzbetriebs unter der Annahme kontinuierlicher Ersatzinvestitionen in das bestehende Netz (vgl. [Growitsch et al. 2010], [Greszik et al. 2010]). Sie verwenden ein Modell, welches die Kostenrechnung mit der handelsrechtlichen Bilanzrechnung verbindet. Obwohl beide den gleichen Modellrahmen verwenden, kommen sie zu widersprüchlichen

Ergebnissen.<sup>15</sup> Stronzik (2011) erweitert die Betrachtung um kapitalintensive und prozessbezogene Investitionen (vgl. [Stronzik 2011]). Auch Dehmel (2011) modelliert den gesamten Anlagenbestand des Unternehmens in einem Excel-Modell und bewertet den Einfluss verschiedener regulatorischer Parameter auf die erzielbaren Renditen eines Übertragungsnetzbetreibers (vgl. [Dehmel 2011]). Im Rahmen der Dena-Verteilnetzstudie (2012) wird die wirtschaftliche Auskömmlichkeit der Anreizregulierung im Kontext zyklischer Ersatz- sowie durch dezentrale Erzeugungsanlagen bedingter Erweiterungsinvestitionen analysiert. Nach dieser Studie ist die Anreizregulierung insbesondere dann wirtschaftlich problematisch, wenn ein Unternehmen mit einem steigenden Investitionsbedarf konfrontiert ist. Weiterhin wird festgestellt, dass der zur Abdeckung von Erweiterungsinvestitionen dienende Erweiterungsfaktor in der Erlösformel in einigen Fällen unspezifisch wirkt und zum Beispiel abhängig vom Restbuchwert und somit vom Alter der bestehenden Anlagen ist (vgl. [DENA 2012, S. 261ff]). Die ökonomische Vorteilhaftigkeit von Investitionen bzw. Investitionsalternativen wird demnach von der individuellen Situation des Netzbetreibers bestimmt.

## 2.6 Zusammenfassung

Die für diese Arbeit relevanten Ergebnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Obwohl die Erzielung wettbewerblicher Preise das Idealziel der Regulierung darstellt, kann dieses praktisch nicht erreicht werden. In der Praxis wird deshalb die sogenannte *second-best*-Lösung,

---

<sup>15</sup> Da die Modelle bzw. die Berechnungen nicht im Detail veröffentlicht wurden, können die Gründe der Abweichungen nur vermutet werden. So unterstellt Growitsch et al. (2010) beispielsweise hohe operative Einsparungen aufgrund des durch die kontinuierliche Erneuerung der Netze sinkenden durchschnittlichen Anlagenalters sowie damit verbundene geringere Betriebs- und Instandhaltungsaufwendungen. Dabei wird übersehen, dass eine sehr alte und eine sehr junge Anlage zwar das gleiche Durchschnittsalter, aber nicht die gleiche durchschnittliche Zuverlässigkeit, wie zwei Anlagen mittleren Alters aufweisen (vgl. [Growitsch et al. 2010]).

d.h. die Verkleinerung und nicht die Eliminierung des Harberger Dreiecks als realistisches Regulierungsziel angesehen. Aufgrund operationaler Probleme sowie politischer Einflüsse werden jedoch auch *third-* oder *forth-best*-Ergebnisse als realistisch angesehen.

- Der Einfluss von Regulierungssystemen auf das Verhalten von Unternehmen wird in diversen Arbeiten untersucht. Die Annahme, dass regulierte Unternehmen dabei Strategien zur Maximierung ihres Marktwertes verfolgen, ist heute Standard in der Regulierungsforschung (vgl. [Guthrie 2006, S. 941]).
- Die Diskussion zur Erreichbarkeit der Renditen unter dem deutschen Regulierungssystem sowie praxisorientierte Arbeiten zu möglichen Strategieoptionen unter der Anreizregulierung zeigen in diesem Zusammenhang, dass die Wertmaximierung ein dominierendes Steuerungsziel darstellt.
- Das regulatorische Risiko erzeugt einen entscheidungsrelevanten Optionswert.
- Die eher praxisnahen Veröffentlichungen im deutschen Raum thematisieren vor allem Strategieoptionen unter den Bedingungen der aktuellen Anreizregulierung. Im einfachsten Fall wird dabei die sogenannte Basisjahroptimierung mit Fokus auf die Erlöse adressiert. In der wissenschaftlichen Literatur wird der Analyserahmen hingegen weiter gefasst. Unter Annahme eines gewinn- oder wertmaximierenden Unternehmens wird das Verhalten unter den Bedingungen alternativer Regulierungsansätze sowie unter Einbeziehung der Auswirkungen regulatorischer Unsicherheiten diskutiert.



# 3 Elektrische Energieversorgungsnetze und der Prozess der Netzplanung

## 3.1 Zielstellungen und Vorgehen

In Kapitel 3 werden die Strukturen von Energieversorgungsnetzen in Deutschland sowie der Prozess der Netzplanung vorgestellt. Weiterhin wird ein Überblick zum Stand der Forschung im Bereich der rechnergestützten Netzplanung gegeben sowie auf die aktuelle Entwicklung der Verteilnetze hin zu Smart Grids eingegangen.

## 3.2 Energiewirtschaftliche Einordnung

Die Energiewirtschaft stellt im Hinblick auf ihre Bedeutung für Beschäftigung, Investitionen und Wertschöpfung eine Schlüsselindustrie Deutschlands dar. Der größte Teil der getätigten Investitionen entfällt auf die Elektrizitätswirtschaft (ca. 5,5 Mrd. Euro/a), ein kleinerer Anteil auf die Gaswirtschaft (ca. 2,0 Mrd. Euro/a) (vgl. [BDEW 2009, S. 28f], Abbildung 3.1). Dem Produkt Strom kommt damit innerhalb des deutschen Energieversorgungssystems eine herausragende Bedeutung zu. Die Gründe hierfür liegen in den Eigenschaften elektrischer Energie, da nur diese aus allen Primärenergiearten gewonnen werden kann, in alle Nutzungsarten umwandelbar und praktisch verzögerungsfrei in beliebiger Dosierung transportierbar ist (vgl. [Haubrich et al. 2008, S. 281]).

Weil Elektrizität nicht oder kaum speicherbar ist, müssen Angebot und Nachfrage jederzeit übereinstimmen. Aus der Nichtspeicherbarkeit des Produktes Strom ergibt sich die Notwendigkeit der Vorhaltung eines Leitungsnetzes, um die Elektrizität von der Turbine zum Verbraucher zu bringen. Rund 40 % der Investitionen der deutschen Stromwirtschaft entfallen daher auf

Investitionen in Energieversorgungsnetze. Die Auslegung des Netzes ist eine Dimensionierungsfrage im Rahmen des Gesamtsystems der Energieversorgung. Dessen Aufbau orientiert sich an der Möglichkeit, die Größenvorteile einzelner Kraftwerke und die Vorteile eines Kraftwerksverbundes über das Leitungsnetz zu kombinieren. Den hierdurch realisierbaren Vorteilen steht der Verlust von Energie beim leitungsgebundenen Transport gegenüber (vgl. [Brunekreef et al. 2003, S. 133f]).

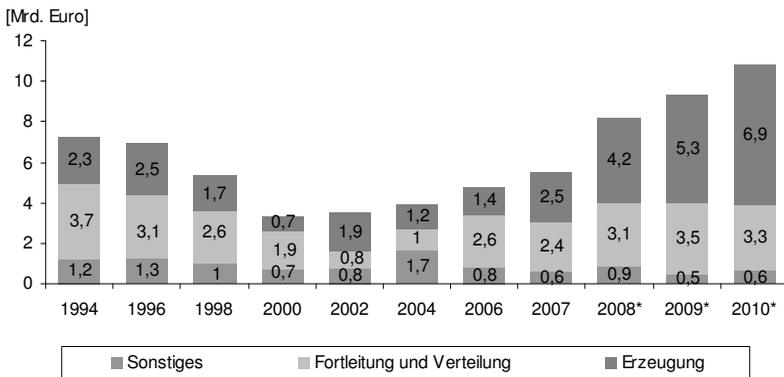


Abbildung 3.1: Investitionen der Stromwirtschaft  
(Quelle: [BDEW 2009, S. 29])

Energieversorgungsnetze können grundsätzlich in Übertragungs- und Verteilnetze unterschieden werden. Das westeuropäische Übertragungsnetz umfasst im Wesentlichen die Höchstspannungsebene. Aufgrund historischer Entwicklungen ist die Grenze zwischen Verbund- und Verteilnetzen jedoch nicht immer exakt zu ziehen (vgl. [Büdenbender 2008, S. 40]). Ein besonderes Kennzeichen der deutschen Elektrizitätswirtschaft in diesem Zusammenhang ist die diversifizierte Anbieterstruktur. Im Bereich der Verteilnetzebene (HS: ca. 76 Tkm, MS: ca. 507 Tkm

und NS: ca. 1164 Tkm) sind aktuell ca. 900 Unternehmen tätig (vgl. [Schiffer 2011, S. 216, 220]).

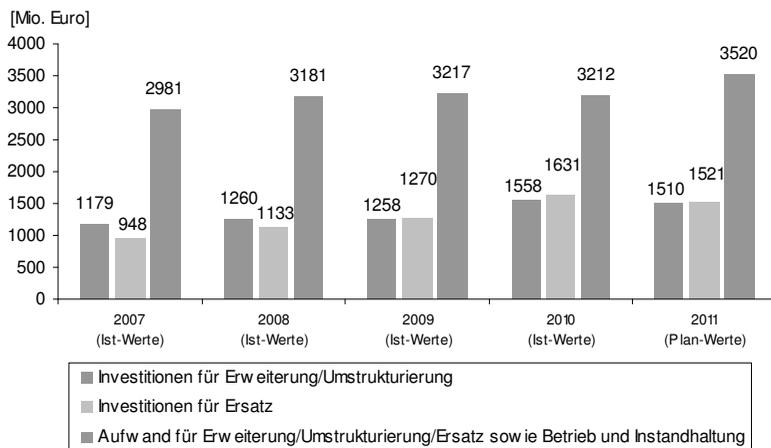


Abbildung 3.2: Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastruktur (Quelle: [Bundesnetzagentur 2011a, S. 24])

Die gesamten Investitionen und Aufwendungen in die Netzinfrastruktur von Verteilnetzen betragen im Jahr 2010 ca. 6.410 Mio. Euro (2009: 5.752 Mio. Euro).<sup>16</sup> Obwohl die Übertragungsnetze aktuell im Zentrum der politischen Diskussion stehen, belaufen sich die Investitionen und Aufwendungen aller Übertragungsnetzbetreiber auf lediglich ein Achtel der in das Verteilnetz fließenden Beträge (ÜNB 2010: 807 Mio. Euro) (vgl. [Bundesnetzagentur 2011a, S. 23f], Abbildung 3.2). Hinzu kommt, dass zukünftig insbesondere im Bereich der Verteilnetze mit einem weiter ansteigenden Investitionsaufkommen zu rechnen ist. Treiber dieser Investitionen sind einerseits die durch die Altersstruktur bestehender Netze bedingten Ersatzinvestitionen und andererseits der erforderliche Um- und Ausbau der Netze im Zusammenhang mit

<sup>16</sup> inkl. Mess- und Steuereinrichtungen sowie Kommunikationsinfrastruktur

der zunehmenden dezentralen Stromerzeugung (vgl. [DENA 2012, S. 35f], [Moser 1996, S. 5]).

### 3.3 Strukturen elektrischer Energieversorgungsnetze

Elektrische Versorgungsnetze haben die Aufgabe, die elektrische Energie so verlustarm wie möglich von den Stromerzeugern bis zu den Endverbrauchern zu transportieren (vgl. [Flosdorff 2008, S. 1]). Der kontinuierlich steigende Bedarf nach Überbrückung größer werdender Entfernungen hat im Laufe der Zeit immer höhere Übertragungsspannungen erforderlich gemacht. Diese Entwicklung führte zu der heute in der Energieversorgung getroffenen Unterscheidung in Nieder-, Mittel-, Hoch- und Höchstspannung, welche die unterschiedlichen Spannungsbereiche unter Berücksichtigung ihrer Funktion voneinander abgrenzt (vgl. [Flosdorff 2008, S. 3], Abbildung 3.3).

Die Höchstspannungsebene wird in Deutschland seit Ende der 50er Jahre mit 380 kV, vorher 220 kV, betrieben und dient als Verbundnetz dem überregionalen und internationalen Austausch sowie dem regionalen Transport elektrischer Energie von den Orten der Erzeugung hin zu den Verbrauchspunkten (vgl. [Borchard 2008, S. 5], [von Sengbusch 2002, S. 2]). Die Transportaufgabe der Höchstspannungsebene grenzt diese im besonderen Maße von den unterlagerten Spannungsebenen ab. Die Übertragungsnetzbetreiber sind innerhalb ihrer Regelzone für die Aufrechterhaltung der Systemstabilität verantwortlich und in dieser Funktion zu netz- und marktbezogenen Maßnahmen zur Systemregelung verpflichtet (vgl. EnWG, § 13). Zur Sicherstellung der Unabhängigkeit unterliegen sie besonderen Entflechtungsvorgaben (vgl. EnWG, §§ 8 -10). Die hierdurch begründete Sonderrolle schlägt sich in abweichenden gesetzlichen Normen sowie den Eigentumsverhältnissen nieder und erlangt damit letztendlich netzplanerische Relevanz.

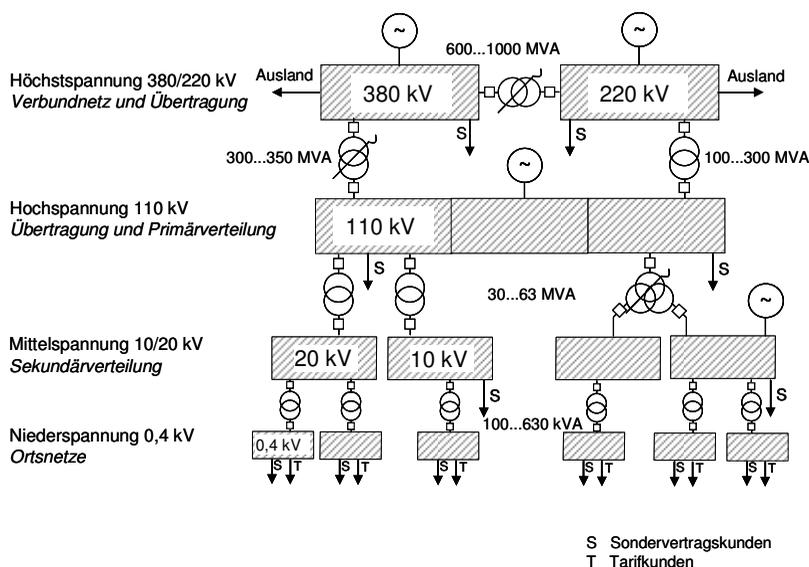


Abbildung 3.3: Struktur des öffentlichen Elektrizitätsversorgungssystems in Deutschland  
(Quelle: [Hosemann 2001, S. 28])

Hochspannungsnetze werden vorwiegend mit 110 kV betrieben und dienen neben der Übertragung in erster Linie der Primärverteilung der elektrischen Energie in die Fläche des Versorgungsgebietes durch Speisung der nachgeordneten Sekundärverteilnetze (vgl. [Gerch et al. 1996, S. 777], [Kiwit 2001, S. 28f]). Reine Verteilungsaufgaben erfüllen 110-kV-Leitungen vorwiegend in Gebieten mit lokal hoher oder weiträumig niedriger Lastdichte (vgl. [Haubrich 2001, S. 320]). Kleinere bis mittlere Kraftwerksblöcke sowie größere Anlagen erneuerbarer Energien speisen direkt in die Hochspannungsebene ein und sehr große Kunden mit hohen Leistungsbedarfen werden aus dieser Ebene heraus versorgt (vgl. [Kiwit 2001, S. 29]).

Die Sekundärverteilung erfolgt durch die Mittelspannungsnetze. Die heute gebräuchlichen Spannungen betragen in urbanen Gebieten

bei geringen Abständen der 110-kV-Umspannstationen 10 kV und in ländlichen Gebieten 20 kV. Neben diesen Spannungen existieren weitere, historisch gewachsene Spannungsebenen in der Mittelspannung, zum Beispiel 6 kV oder 30 kV. Die Niederspannungsebene dient der Verteilung der Energie an Kleinverbraucher, wobei 0,23 kV und 0,4 kV die typischen Spannungen in dieser Ebene bilden (vgl. [Flosdorff 2008, S. 2]).

Die horizontalen Strukturen elektrischer Verteilnetze lassen sich grundsätzlich in einseitig gespeiste Leitungen (Strahl), zweiseitig gespeiste Leitungen (Strang, Masche) sowie Ringleitungen unterteilen (vgl. [Flosdorff 2008, S. 3f], Abbildung 3.4). Die auf diesen Grundformen basierenden Netzkonzepte heutiger Verteilnetze sind historisch gewachsen und häufig lokalen Besonderheiten der Versorgungsaufgabe angepasst.

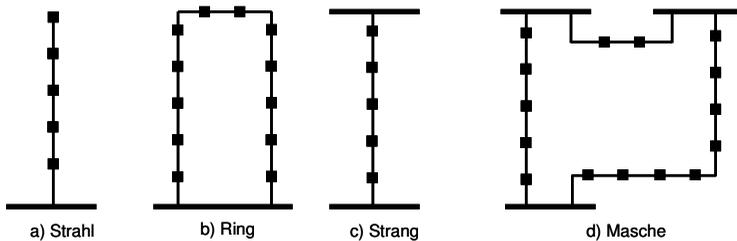


Abbildung 3.4: Grundformen elektrischer Versorgungsnetze  
(Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an [Flosdorff 2008, S. 3])

In der 110-kV-Ebene ergibt sich die Struktur der Netze vor allem aus den an diese Spannungsebene gestellten technischen Anforderungen. Insbesondere die hohen Ansprüche an die Versorgungssicherheit führen in Deutschland zu einem überwiegend vermaschten Betrieb, weshalb der größte Teil der Hochspannungsnetze als mehrseitig gespeiste Maschennetze mit geringem Vermaschungsgrad beschrieben werden kann. In

Abhängigkeit von der geografischen Lage innerhalb des Versorgungsgebietes, eventuell vorhandener Eigenerzeugungskapazitäten großer Kunden oder möglicher Reservestellungen durch das Mittelspannungsnetz wird die vermaschte Struktur um Strahlen- und Ringausläufer ergänzt (vgl. [Maurer 2004, S. 22ff], [Moser 1996, S. 24], [von Sengbusch 2002, S. 12], Abbildung 3.5).

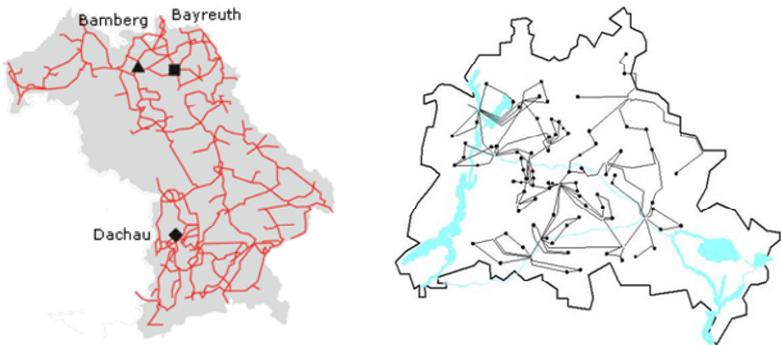


Abbildung 3.5: Schematische Netzpläne von 110-kV-Netzen der E.ON Netz AG Teilnetz (links) und Vattenfall (rechts)  
(Quelle: [Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH 2012], [Vattenfall Europe Distribution Berlin GmbH 2012])

Die Entwicklung der Energiewirtschaft in Deutschland spiegelt sich in der Vielzahl galvanisch isoliert betriebener 110-kV-Netzgebiete wider. Während die Netzgröße bei kommunalen und regionalen Unternehmen durch die Größe des Versorgungsgebiets bestimmt wird, bestimmen bei größeren Betreibern häufig betriebliche Erfordernisse, z.B. die Begrenzung der Kurzschlussleistung, die Netzgröße. In typischen Netzen befinden sich zwischen zehn und 50 110-kV-Stationen (vgl. [Moser 1996, S. 26]).<sup>17</sup>

<sup>17</sup> In Einzelfällen auch mehr, z.B. Berlin mit 99 110-kV-Stationen.

In der zeitlichen Entwicklung der 110-kV-Ebene lassen sich für Westdeutschland drei Entwicklungsphasen unterscheiden. Nach dem Erstaufbau in den 50er Jahren lagen gegen Ende der 90er Jahre leistungsfähige Netze vor, die in einer bis dahin andauernden zweiten Phase mehrere Planungszyklen durchlaufen hatten. Aktuell befinden sich die 110-kV-Netze in einer dritten Phase, in der aufgrund technischer Entwicklungen, der Lebensdauer der bestehenden Anlagen sowie politischer und ökonomischer Zwänge eine Umgestaltung dieser Netzebene erfolgt (vgl. [Moser 1996, S. 5]). Demgegenüber ist der Investitionszyklus ostdeutscher Netzbetreiber vor allem durch hohe Investitionen nach der Wiedervereinigung gekennzeichnet, da ein Großteil des Anlagevermögens technisch veraltet war und ersetzt werden musste (vgl. [Katzfey et al. 2004, S. 6]).

In der Mittelspannungsebene finden sich verschiedene Netzstrukturen. Durch ihre Entstehung über einen längeren Zeitraum und der damit verbundenen sukzessiven Erweiterung, weisen viele Mittelspannungsnetze heute eine historisch gewachsene Maschenstruktur auf. Aufgrund ihrer ausreichenden Versorgungszuverlässigkeit und den im Vergleich zu Maschennetzen geringeren Kosten werden demgegenüber heute Ring- und Strangnetze als Zielformen für die Netzplanung angestrebt (vgl. [Tao 2007, S. 24]). Wegen der geringeren Anforderungen an die Versorgungszuverlässigkeit stellen Strahlennetze die typischen Netzformen in der Niederspannungsebene dar (vgl. [Paulun et al. 2007, S. 11]).

Elektrische Netze können als Freileitungs- oder Kabelnetze errichtet werden. In der in dieser Arbeit betrachteten 110-kV-Hochspannungsebene überwiegt der Freileitungsanteil in Deutschland mit 93,5% deutlich, kann aber je nach Art des Versorgungsgebietes stark variieren. So betrug der Anteil der Hochspannungskabel im Versorgungsgebiet der Mitteldeutschen Netzgesellschaft Strom mbH in 2011 unter 1%, der Anteil im Netz der Vattenfall Distribution Berlin GmbH hingegen über 75% (vgl.

[Kiwit 2001, S. 29], [Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH 2012], [Vattenfall Europe Distribution Berlin GmbH 2012]).

### 3.4 Prozess der Netzplanung

Der Oberbegriff der strategischen Netzplanung steht für eine Gruppe von Planungsmethoden, die sich mit der Strukturoptimierung und dem Ausbau des Stromnetzes vor dem Hintergrund prognostizierter Veränderungen der Versorgungsaufgabe sowie geänderter technischer, rechtlicher und wirtschaftlicher Rahmenbedingungen beschäftigt (vgl. [Stender 2008, S. 68], [Maurer 2004, S. 3], [Orths 2003, S. 15], [Haubrich 2001, S. 325]). Kennzeichnende Merkmale des Netzplanungsprozesses sind die hohe Kapitalintensität sowie die hohen betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern der Netzanlagen. Letztgenannte führen dazu, dass einmal getroffene Entscheidungen Auswirkungen über einen langen Zeitraum haben und Umstrukturierungen nicht innerhalb weniger Jahre erfolgen können (vgl. [Meisa et al. 2011, S. 9]). Der Netzplaner ist deshalb nicht nur mit der Ist-Situation sondern auch mit der wahrscheinlichen Entwicklung des Netzes konfrontiert (vgl. [Gerch et al. 1996, S. 777]).

Der Entwurf eines optimalen Netzkonzeptes würde die Gesamtbetrachtung aller Elemente und Anlagen des Erzeugungs-, Übertragungs-, Verteilungs- und Verbrauchssektors erfordern. Wegen der Komplexität des entstehenden Planungsproblems lassen sich die hierfür erforderlichen Zielfunktionen unter Berücksichtigung der für die Netzplanung notwendigen Detaillierungstiefe aber nicht aufstellen. Aus diesem Grund besteht die Notwendigkeit, sowohl das Gesamtsystem als auch den Versorgungsbereich in sachlich, räumlich und zeitlich begrenzte Teilentscheidungskomplexe zu zerlegen (vgl. [Haubrich 2001, S. 321f]).

Die Planung der Übertragungs- und Verteilungsstufe wird daher als separate Teilplanung innerhalb des Energiesystems durchgeführt.

Die räumliche Abgrenzung des Planungsbereiches innerhalb dieser Stufe ist durch die galvanische Trennung bzw. nur sehr schwache Kopplung der Spannungsebenen unterhalb der Höchstspannungsebene vorgezeichnet. Die sachliche Trennung erfolgt nach bisheriger Praxis entlang der Grenzen der Spannungsebenen, da hierdurch der Planungsbereich eine überschaubare Größe behält. Aufgrund der hohen Komplexität wird der Planungsprozess außerdem sowohl in der Praxis als auch in der Theorie in zwei Stufen unterteilt (vgl. [Borchard 2008, S. 2], [Haubrich 2001, S. 322ff], [Paulun 2007, S. 2], [Tao 2007, S. 3]). In der Grundsatz- oder Zielnetzplanung werden unabhängig von gegebenen Netzstrukturen und Anlagenbestand alternative Zielnetze mit einem langfristigen Planungshorizont von bis zu mehreren Jahrzehnten entworfen. Die Grundsatzplanung ist damit eine statische, d.h. zeitpunktbezogene Planung. Ausgehend von den entworfenen Zielnetzstrukturen beschäftigt sich die dynamische Ausbauplanung mit der Ermittlung der optimalen Reihenfolge und zeitlichen Taktung von Maßnahmen der Netzstrukturänderung unter Beachtung der gegebenen Restriktionen (vgl. [Haubrich 2001, S. 324], [Kaufmann 1995, S. 1./6.], [Paulun 2007, S. 2ff]). Ergebnis der Ausbauplanung sind Entscheidungen über Zeitpunkt, Ort und Art des Netzausbaus sowie die Realisierung dieser durch konkrete Projekte in denen Einzelmaßnahmen sinnvoll verknüpft werden (vgl. [Haubrich 2001, S. 325], [von Sengbusch 2002, S. 14]). Der Planungshorizont der Ausbauplanung beträgt 5-25 Jahre (vgl. [Haubrich 2001, S. 325], [Tao 2007, S. 7]).

Die Planung verläuft als Prozess, dessen grundlegende Struktur und Inhalt in Anlehnung an das von der *Joint Working Group CIGRE/CIRET01* erarbeiteten Schema des Netzplanungsprozesses in Abbildung 3.6 dargestellt sind (vgl. [Kaufmann 1995, S. 1./5.]). Wie auch bei der sachlichen Gliederung gilt, dass die zeitlichen Planungsbereiche fließend ineinander übergehen. Die einzelnen Teilplanungen werden „rollierend“ fortgeschrieben und in den Überdeckungsbereichen angepasst (vgl. [Haubrich 2001, S. 325]).

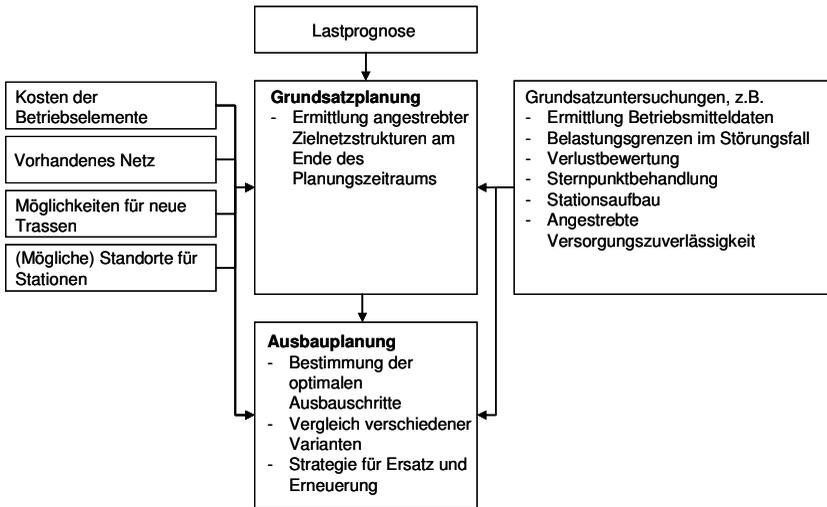


Abbildung 3.6: Struktur des technisch geprägten Planungsprozesses von Energieversorgungssystemen mit wichtigen Einflussfaktoren (Quelle: in Anlehnung an [Kaufmann 1995])

Der Netzplanungsprozess ist über mehrere Jahrzehnte entstanden und entwickelt sich unter den veränderten Bedingungen liberalisierter Märkte weiter. Zu den wesentlichen Anforderungen an heutige Netze gehören Flexibilität bezüglich sich ändernder Aufgaben und Wirtschaftlichkeit. In diesem Zusammenhang ist zu beobachten, dass sich die Planungszeiträume verkürzen (vgl. [Backes et al. 1998, S. 16ff]). Die Entflechtung von Netz- und Erzeugung, die Zunahme dezentraler Erzeugung sowie neue technische und gesellschaftliche Entwicklungen, wie beispielsweise die Elektromobilität, führen außerdem dazu, dass Anforderungen an Netze immer schwerer zu prognostizieren sind (vgl. [Meisa et al. 2011, S. 91]). Eine entscheidende Entwicklung im Zuge der Liberalisierung besteht in der zunehmend betriebswirtschaftlich ausgerichteten Orientierung der Investitionsplanung. Die

Entwicklung einer regulierungsadäquaten Investitionsstrategie gilt als Kernstück des Regulierungsmanagements (vgl. [Schuchardt 2012, S. 224]).

### 3.5 Zukünftige Entwicklung der Verteilnetze - Smart Grids

Im Zuge der Energiewende kommen mit der Integration einer Vielzahl verteilter, zumeist regenerativer Erzeuger und neuer Lasten mit unterschiedlichem Lastverhalten wie Wärmepumpen, Klimaanlage oder Elektromobilität neue Herausforderungen zu. Damit einhergehend werden wetter- und tageszeitabhängig volatile und bidirektionale Leistungsflüsse auftreten (vgl. [VDE 2013, S. 15]). Während in einigen ländlichen Regionen in Deutschlands mit hoher Einspeisung aus Wind- und Photovoltaikanlagen die Netzreserven bereits ausgeschöpft sind, die zunehmend die Auslegungsgrenzen der Betriebsmittel überschreiten (vgl. [VDE 2013, S. 15]).

Der hierdurch erforderliche Ausbau der Netze kann in zwei Richtungen erfolgen:

- Erhöhung der Netzkapazität durch konventionellen Ausbau
- Aufrüstung der Netze mit Kommunikations-, Mess-, Steuer-, Regel-, Schutz- und Automatisierungstechnik zur Vermeidung von Netzausbau (vgl. [VDE 2013, S. 15]).

Ein mit letztgenannten Techniken ausgerichtetes Netz wird auch als *Smart Grid* bezeichnet. Im Kontext von Verteilnetzen wird unter diesem Begriff die zunehmend bessere Möglichkeit verstanden, Systemzustände im Netz nachzuvollziehen und lokal einzugreifen. Im Unterschied zu konventionellem Netzbetrieb kann hierdurch die Netzkapazität voll ausgenutzt und konventioneller Netzausbau vermieden werden (vgl. [Bundesnetzagentur 2011b, S. 11]). Die (volkswirtschaftlichen) Potentiale unterschiedlicher Technologien für die Vermeidung eines konventionellen Netzausbaus werden dabei in

jüngeren oder laufenden Studien untersucht (vgl. [BMW 2012a], [DENA 2012]). Zukünftig werden diese Technologien auch in den Planungen der Netzbetreiber berücksichtigt werden müssen (vgl. [VDE 2013, S. 15]). Hierzu wird es erforderlich sein, die innovative Betriebsmittel sowie die Echtzeitsteuerung des Netzes im Rahmen der Planungsmodelle abzubilden. Da die Entwicklung der dezentralen Erzeugung stark regional geprägt, wird der Grad der Berücksichtigung von den individuellen Gegebenheiten des Versorgungsgebietes abhängen (vgl. [DENA 2012, S. 43ff]).

### 3.6 Stand der Forschung im Bereich der optimierenden Netzplanung

Die Netzplanung kann entweder empirisch oder auf Basis optimierender Modelle durchgeführt werden. Die auf Erfahrungen basierende Netzplanung weist gegenüber der optimierenden Netzplanung insbesondere den Nachteil auf, dass nur wenige mögliche Planungsvarianten betrachtet werden können. Der Einsatz optimierender Modelle kann somit zur Objektivierung der Netzplanung beitragen (vgl. [Borchard 2008, S. 3]).

In der Praxis werden im Rahmen von empirischen Planungen vor allem komplexe Softwarepakete, wie ELEKTRA, INTEGRAL, SINCAL, NEPLAN oder ELAPLAN eingesetzt, die vorrangig Module für technische Berechnungen, wie zum Beispiel Lastflussberechnungen, Kurzschlussstromberechnungen oder Zuverlässigkeitsanalysen enthalten (vgl. [Malsch 2004, S. 12]). Hieran anknüpfend wurden in den letzten Jahren an Universitäten und anderen Forschungseinrichtungen zahlreiche optimierende Modelle der strategischen Netzplanung entwickelt, welche auf den Methoden zur Berechnung elektrischer Netze aufbauen (vgl. [Maurer 2004, S. 3]).

Diese Netzplanungsmodelle beschreiben das reale Energieverteilungssystem aus einer technologischen Perspektive

mit dem Ziel der detaillierten Abbildung technisch relevanter Charakteristika sowie der Analyse der durch exogen vorgegebene Rahmenbedingungen induzierten Auswirkungen auf das Versorgungssystem. Die Abbildung der Energieflüsse erfolgt in Form gerichteter Graphen. In Bezug auf ihre Einordnung in die Klasse der Energiesystemmodelle lassen sich diese Verfahren aufgrund der betrachteten Planungshorizonte sowie der Beschreibung des Modells aus der technologischen Perspektive als langfristige *Bottom-Up* bzw. ingenieurwissenschaftliche Modelle charakterisieren (vgl. [Möst et al. 2009, S. 18f]).

Eine Unterscheidung bestehender Ansätze kann insbesondere in Bezug auf die betrachteten Planungsstufen der Grundsatz- und Ausbauplanung sowie die verwendeten Optimierungsverfahren vorgenommen werden. Letztgenanntes Kriterium weist einen engen Zusammenhang mit weiteren Typisierungsmerkmalen, wie zum Beispiel der Granularität des Systemmodells oder Umfang und Art der abgebildeten Nebenbedingungen auf.

Verfahren zur Ausbauplanung beschäftigen sich mit der Ermittlung der optimalen Reihenfolge und zeitlichen Taktung von Maßnahmen der Netzstrukturänderung unter Beachtung der gegebenen Randbedingungen der Netzplanung. Erste Verfahren basierten auf der linearen Optimierung, gemischt-ganzzahlig linearen Optimierung oder der dynamischen Programmierung (vgl. [Burkhardt et al. 1983], [Garver 1970], [Kaltenbach et al. 1970], [Klein et al. 1989], [Meliopoulos et al. 1982], [von Sengbusch 2002], [Sillaber 1985]) und kamen in Einzelfällen, beispielsweise das Programmpaket ODIN (vgl. [Freund et al. 1989]), zur praktischen Anwendung (vgl. [Moser 1996, S. 7]). Ein heuristisches Verfahren zur Optimierung der Ausbauplanung auf Grundlage eines Ameisenalgorithmus findet sich bei Paulun (2007).

Ansätze zur Grundsatzplanung haben unter dem Terminus Referenznetz- oder Zielnetzplanung Eingang in die Literatur und Praxis gefunden (vgl. exemplarisch [Braun 2002], [Garver 1970], [Moser 1996], [da Silva et al. 2000, S. 1168], [Tao 2007]). Die

Referenznetzplanung verfolgt das Ziel, die Versorgungsaufgabe und alle Randbedingungen der Netzplanung so detailliert abzubilden, dass prinzipiell realisierbare Netze für konkrete Versorgungsgebiete ermittelt werden können (vgl. [Consentec 2006, S. 62]). Auf exakten Verfahren basierende Ansätze der Grundsatzplanung wurden unter Verwendung der linearen Optimierung (vgl. [Gonen et al. 1981]), von *Branch-and-Bound* (vgl. [Thompson et al. 1981]) sowie *Branch-and-Cut* oder auf Grundlage von Schnittebenenverfahren entworfen (vgl. [Braun 2002], [Moser 1996]). Heuristische Verfahren für die Grundsatzplanung wurden unter Anwendung genetischer Algorithmen, Tabu Search oder Simulated Annealing entwickelt (vgl. [Binato et al. 2001], [Borchard 2008], [Romero et al. 1996], [da Silva et al. 2000], [Tao 2007]). Weitere Arbeiten integrieren beide Planungsstufen über das Datenmodell, wobei eine Lösung für die Optimierung der Ausbauplanung unter Berücksichtigung der Zielvorgaben aus der Grundsatzplanung ermittelt wird (vgl. [Maurer 2004], [Paulun 2007]).

Neben der grundsätzlichen Typisierung der Ansätze nach Planungsstufen und verwendeten Optimierungsverfahren lassen sich diese nach ihren Modellierungsschwerpunkten unterscheiden, z.B.:

- Spannungsebenenübergreifende Planung (zum Beispiel [Borchard 2008], [Tao 2007]),
- Planung unter Berücksichtigung probabilistischer Zuverlässigkeitsanalysen (zum Beispiel [Haubrich 1996]),
- Berücksichtigung von Planungsunsicherheiten (zum Beispiel [Paulun 2007], [von Sengbusch 2002]),
- multikriterielle Optimierung (zum Beispiel [Orths 2003]).

Die existierende Modellvielfalt und die Unterschiedlichkeit der Ansätze kann als Indikator dafür angesehen werden, dass auf vielen Ebenen der Netzplanung weiterhin Forschungsbedarf besteht. Ein Grund hierfür ist die Komplexität des zugrunde liegenden

Planungsproblems, welche die Entwicklung umfassender Planungsansätze erschwert.<sup>18</sup>

Nur einzelne Ansätze verbinden bisher die technische Planung mit wertorientierten Kennzahlen. Zum Beispiel ermitteln Fritz et al. (2002) auf Basis von Modellnetzen mögliche Netzplanungsvarianten. Die hieraus hervorgehenden Investitionspläne werden nach Rentabilitätskriterien bewertet, wobei die Bewertung auf wenige manuell vorgegebene Alternativpläne beschränkt bleibt und der Ansatz mit Bezug auf die Kalkulationsprinzipien der VVII+ entwickelt wurde (vgl. [Fritz et al. 2002]). Lehman et al. (2010) entwickeln ein Excel-basiertes Modell, mit welchem in einem der technischen Netzplanung nachgelagerten Schritt Optimierungsmöglichkeiten auf Basis einer Erlös-Kostenbetrachtung untersucht werden können (vgl. [Lehmann et al. 2010]).

---

<sup>18</sup> Die Entwicklung des Planungsmodells ODIN dauerte 10 Jahre (vgl. [Kaufmann 1995, S. 2./19.]).

## 4 Zur Modellierung der technischen Netzplanung

### 4.1 Zielstellungen und Vorgehen

Ein wichtiger Bestandteil des zu entwickelnden techno-ökonomischen Energiesystemmodells ist das technische Teilmodell, in welchem die in der Planung entworfenen Netzstrukturen bezüglich ihrer technischen Zulässigkeit bewertet werden können. In Anlehnung an bestehende ingenieurwissenschaftliche Modelle sowie auf Grundlage der Literatur zur Netzplanung werden in diesem Kapitel der im Rahmen dieser Arbeit betrachtete Planungsbereich abgegrenzt und die im Modell berücksichtigten Netzkomponenten sowie die in der Planung bestehenden Restriktionen und Freiheitsgrade beschrieben.

### 4.2 Abgrenzung des Planungs- und Betrachtungsbereiches im entwickelten Modellansatz

Wie in der Planungspraxis sowie in den meisten wissenschaftlichen Ansätzen üblich wird in dieser Arbeit der Betrachtungsbereich mit dem Ziel der Komplexitätsreduktion auf eine Spannungsebene beschränkt. Die Möglichkeiten einer spannungsebenenübergreifenden Planung werden zwar in neueren Ansätzen untersucht, da dieses Thema aber selbst noch Gegenstand jüngerer Forschungsarbeiten ist und der Schwerpunkt dieser Arbeit auf der Integration einer betriebswirtschaftlich-regulatorischen Bewertung in die Modelle der Netzplanung liegt, wird diese Entwicklung nicht berücksichtigt (vgl. [Borchard 2008], [Tao 2007]). Weiterhin wird auch die in Kapitel 3.5 skizzierte *Smart-Grid*-Technik im Rahmen der vorliegenden Arbeit nicht betrachtet.

Die Berücksichtigung neuerer oder zukünftiger Technikooptionen erfordert deren Abbildung im technischen Netzplanungsmodell. Insbesondere die Einbeziehung einer Echtzeitsteuerung der Netze stellt erweiterte Anforderungen an die Modellierung und Netzberechnung. Vor allem besteht jedoch weiterer Forschungsbedarf bezüglich der Integration eines Smart-Grid-Netzmodells in optimierende Planungsmodelle. Dies kann im Rahmen dieser Arbeit nicht geleistet werden, weshalb hier auf zukünftige Weiterentwicklungen des Modellansatzes verwiesen wird (vgl. Kapitel 7.8.4).

Als betrachteter Planungsbereich wird die Hochspannungsebene gewählt, welche in Deutschland vorwiegend mit 110 kV betrieben wird. Wesentliche Gründe, die für eine Konzentration auf diese Spannungsebene sprechen, werden nachfolgend im Überblick dargestellt (vgl. [DENA 2012], [Maurer 2004, S. 2], [Maximi et al. 2007, S. 58], [Moser 1996, S. 5], [Paulun 2007, S. 11]):

- Aufgrund der hohen Anforderungen an die Versorgungssicherheit in der Hochspannungsebene werden 110-kV-Netze größtenteils vermascht betrieben. Die damit verbundene Komplexität der Netzplanung prädestiniert diese Ebene für den Einsatz aufwendiger Planungswerkzeuge.
- Die 110-kV-Ebene ist die älteste Hochspannungsebene Deutschlands. Viele Netzkomponenten erreichen in den nächsten Jahren das Ende ihrer Nutzungsdauer, weshalb durch den bevorstehenden Erneuerungsprozess Möglichkeiten zur Optimierung der Netzstrukturen bestehen.<sup>19</sup>
- Der laufende Rückbau der 220-kV-Spannungsebene verändert die Schnittstellen der 110-kV-Ebene zur 380-kV-Ebene und führt zur Verlagerung von Aufgaben in die Hochspannungsebene.

---

<sup>19</sup> Dies trifft insbesondere auf die westdeutschen Versorgungsgebiete zu.

- Der Rückbau historisch gewachsener Mittelspannungsebenen, wie zum Beispiel 30-kV- oder 25-kV-Spannungsebenen zu den heute üblichen 10-kV- bzw. 20-kV-Ebenen führt ebenfalls zur Verlagerung von Aufgaben in die 110-kV-Ebene oder aus der 110-kV-Ebene.
- Der zunehmende Anteil regenerativer Energiequellen sowie die damit verbundenen Lastveränderungen wirken sich auch auf die 110-kV-Ebene aus und können Änderungen der Netzauslegung sowie der Netzstruktur erforderlich machen. Eine jüngere Studie der DENA aus dem Jahr 2012 geht bis 2030 von einem durch die Zunahme der dezentralen Erzeugung bedingten Investitionsbedarf in Höhe von 27,5-42,5 Mrd. Euro aus, von dem ca. 60% auf die Hochspannungsebene entfallen (vgl. [DENA 2012, S. 157]).
- Die Zusammenlegung von bisher getrennt betriebenen 110-kV-Netzen im Rahmen von Eigentumsübergängen ermöglicht und erfordert neue Netzentwicklungsstrategien.
- Energie- und umweltpolitische Vorgaben führen zu einer stärkeren Berücksichtigung der Netzverluste innerhalb des Versorgungssystems. Gleichzeitig steigen die Ansprüche an die Spannungsqualität. Eine verlustarme und spannungssteife Versorgung kann insbesondere durch stärkere Einführung der 110-kV-Ebene in die Lastschwerpunkte erreicht werden.

### 4.3 Randbedingungen der Netzplanung

Eine objektive Planung setzt die genaue Definition von Planungszielen und einzuhaltenden Nebenbedingungen voraus (vgl. [Haubrich 1996, S. 1]). Die Netzplanung basiert deshalb auf einem System von Planungsgrundsätzen, welche die zu berücksichtigenden Randbedingungen und Restriktionen beschreiben. Neben der gegebenen Versorgungsaufgabe stehen hier an erster Stelle die relevanten Gesetzgebungen, insbesondere das EnWG, deren anhängige Verordnungen und die Regeln des

Standes der Technik. Darüber hinaus existieren eine Reihe von auf Erfahrungswerten, Voruntersuchungen oder auch unternehmerischen Entscheidungen basierende Grundsätze, die den Handlungsspielraum des Planers sinnvoll einschränken. Beispielsweise werden aus Gründen der Standardisierung nur bestimmte Betriebsmitteltypen zugelassen (vgl. [Kaufmann 1995, S. 1.10]).

#### 4.3.1 Versorgungsaufgabe und -gebiet

Als Versorgungsaufgabe werden alle vom Netzbetreiber nicht beeinflussbaren Merkmale des Versorgungsgebietes, wie mögliche Standorte für Umspannanlagen und Leitungstrassen, die Lage der Entnahme- und Einspeisepunkte, Bodeneigenschaften sowie die jeweils prognostizierten Lasten verstanden (vgl. [Consentec 2006, S. 39]). Aufgrund der zunehmenden Einspeisung dezentraler Erzeugungsanlagen wird vermehrt die Anforderung gestellt, die auf den unteren Spannungsebenen eingespeiste Energie in die überlagerten Spannungsebenen weiterzuleiten (vgl. [DENA 2012, S. 88ff]).

Die Standorte möglicher HöS/HS-Umspannstationen sind durch deren hohen Flächenbedarf, durch den Trassenverlauf des Höchstspannungsnetzes sowie durch die häufig angestrebte Nähe zu Verbrauchsschwerpunkten stark eingeschränkt. Liegen die Umspannungsstationen im Eigentum der Übertragungsnetzbetreiber, sind eventuell verbleibende Freiheitsgrade zusätzlich reduziert, weshalb die Stationsstandorte als gegeben angenommen werden können (vgl. [Maurer 2004, S. 21]). Auch die Lage der HS/MS-Stationen kann wegen der geringen Ausdehnung der einzelnen Mittelspannungsverteilungsnetze als weitgehend fixiert angesehen werden. Letztgenannte werden unter anderem durch Spannungshaltungsprobleme in Schwachlastgebieten, die hohe Leistungsdichte in Starklastgebieten sowie durch das Prinzip,

Transportaufgaben auf die Hochspannungsebenen zu verlagern, begrenzt (vgl. [Haubrich 2001, S. 322]).

Trassen bilden die für die Errichtung der Leitungen und Kabel benutzbaren Verbindungen zwischen den Stationen. Die praktisch verfügbaren Trassenverläufe schränken die Freiheitsgrade der Netzplanung deutlich ein (Realisierbarkeit). Nur wenige aller theoretisch möglichen Verbindungen zwischen den Stationen sind in der Praxis zulässig. Natürliche Beschränkungen sind insbesondere durch die Topographie und Bebauung des Versorgungsgebietes vorhanden. Darüber hinaus wird der Verlauf möglicher Trassen durch historische Gegebenheiten oder gesetzliche Vorschriften bestimmt (vgl. [Maurer 2004, S. 20f]). Außerdem können trassenspezifische Einschränkungen bezüglich der lokal zulässigen Betriebsmittel existieren. Zum Beispiel ist die Errichtung von Freileitungen oder Freiluftschaltanlagen in urbanen Gebieten in vielen Fällen nicht mehr möglich (vgl. [VDE 2013, S. 244]). Auch die Topographie beeinflusst die Trassenwahl. Aufgrund der Notwendigkeit der Umgehung von Hindernissen, z.B. bebauten Gebieten, unterscheiden sich die Trassenlängen von den Luftlinienabständen zwischen Anfangs- und Endstationen. Die diesen Unterschied beschreibenden Umwegfaktoren liegen in einem Bereich von 1,0 bis über 2,0 und sind in der Planung zu berücksichtigen (vgl. [Braun 2002, S. 16]).

Die Entnahme- und Einspeisepunkte befinden sich in den Stationen. Die meisten der 110-kV-Stationen dienen der Versorgung von Lasten, welche durch die unterlagerten Mittelspannungsnetze oder große Industriekunden verursacht werden. Der Leistungsfaktor der Lasten  $\cos \varphi$  liegt 110-kV-seitig zwischen 0,9 und 1,0, wobei im Mittel von 0,95 ausgegangen werden kann (vgl. [Moser 1996, S. 30]). Weiterhin werden kleinere Kraftwerksblöcke oder größere Windparks direkt in der Hochspannungsebene angeschlossen. Typischerweise übersteigt die Entnahmeleistung die Einspeiseleistung in der 110-kV-Ebene deutlich. Da die Verfügbarkeit der Erzeugungseinheiten nicht garantiert werden kann

und die Netzbetreiber keinen Einfluss auf die Fahrweise der Erzeuger haben, kann diese Entlastung bei der Netzauslegung nur beschränkt einkalkuliert werden. Für die Netzplanung der 110-kV-Ebene wird als auslegungsrelevanter Lastfall üblicherweise die Jahreshöchstlast herangezogen (vgl. [Haubrich 2001, S. 329]). Ist hingegen die maximal eingespeiste Leistung größer als die Last, kann unter Umständen der Schwachlastfall bei hoher Einspeisung auslegungsrelevant sein (vgl. [Maurer 2004, S. 17ff]). Teilweise wird dazu übergegangen jeden Netzentwurf unter verschiedenen Szenarien, z.B. unter dem maximalen Last- als auch unter dem maximalen Einspeiseszenario, zu prüfen. Bei der Festlegung der zu prüfenden Lastfälle sind zeitgleiche Leistungswerte anzusetzen (vgl. [Braun 2002, S. 13]). Im Rückspeisefall kommt es, resultierend aus unterschiedlichen Fahrweisen und saisonalen Schwankungen der Einspeiseleistungen verschiedener Energieerzeugungsarten, zu Durchmischungseffekten von Last und Einspeisung, die über erfahrungsbasierte Skalierungsfaktoren abgebildet werden (vgl. [DENA 2012, S. 97f]). Das Versorgungsgebiet weist darüber hinaus auch ökonomisch relevante Charakteristika auf. Auch bei gleichen Betriebsmitteln können je nach Standort unterschiedliche Herstellungskosten und Betriebsaufwendungen entstehen. Zum Beispiel hat die Bodenbeschaffenheit Auswirkungen auf die verwendeten Mastgründungen (vgl. [Flosdorff 2008, S. 21]).

### 4.3.2 Versorgungszuverlässigkeit

Gerade in den oberen Spannungsebenen ist die Versorgungszuverlässigkeit eines der wesentlichsten technischen Kriterien der Netzplanung (vgl. [Haubrich 1996, S. 2]). Hierzu haben sich mit dem  $(n-1)$ -Kriterium und der probabilistischen Zuverlässigkeitsanalyse zwei verschiedene Ansätze zur deren Bewertung etabliert (vgl. [Gerch et al. 1996, S. 780]).

Das  $(n-1)$ -Kriterium ist ein bewährtes, pragmatisches und gut zu operationalisierendes Kriterium in der Netzplanung, welches jedoch aufgrund seiner deterministischen Natur den Nachteil hat, dass die

Versorgungszuverlässigkeit nicht quantifizierbar ist (vgl. [Haubrich 1996, S. 2]). Netze werden als  $(n-1)$ -sicher angesehen, wenn bei störungsbedingtem Ausfällen einzelner Betriebsmittel unter Berücksichtigung momentaner oder schaltbarer Reserven die Betriebsfähigkeit des Netzes ohne Überschreitung vorgegebener Randbedingungen aufrechterhalten werden kann (vgl. [Haubrich 2001, S. 353], [Tao 2007, S. 11]). Die formale Erfüllung des  $(n-1)$ -Kriteriums reicht in der Praxis nicht für eine vollständige Beurteilung der Netzzuverlässigkeit aus, da es an Bedingungen gebunden ist, die in der Realität nicht vorliegen. Insbesondere die stochastische Unabhängigkeit der Einzelausfälle ist eine nicht zutreffende Annahme, weshalb es geübte Praxis ist, Mehrfachausfälle mit gleicher Ursache (*Common-Mode-Ausfälle*) ebenfalls zu überprüfen (vgl. [Moser 1996, S. 15]). In Analysen zeigt sich, dass insbesondere der Anschluss über lange Doppelstichleitungen zu einer deutlich verminderten Versorgungszuverlässigkeit führt. In der Praxis wird deshalb häufig die Länge von Doppelstichleitungen begrenzt (vgl. [Maurer 2004, S. 23]). Neben einfachen Stromkreis- und Transformatorausfällen reicht somit die Berücksichtigung von Grenzwerten für die Länge sowie Anzahl von Stationen in Doppelstichen aus, um die Gesamtdefizithäufigkeit unterhalb einer Defizithäufigkeit von einer Versorgungsunterbrechung alle 10 Jahre zu halten ([Braun 2002, S. 9,77ff]). Ausgangsbasis der Berechnung ist der Lastfall mit der höchsten Netzbeanspruchung, in der Regel eine Winter-Starklast (vgl. [Gerch et al. 1996, S. 780]).<sup>20</sup>

Die Einschränkung der Nicht-Quantifizierbarkeit der Versorgungszuverlässigkeit kann durch die Anwendung probabilistischer Verfahren aufgehoben werden. Die probabilistische Zuverlässigkeitsanalyse ermittelt auf Basis

---

<sup>20</sup> Auslegungsspielraum besteht dabei in der Frage, welche Betriebsmittelausfälle wahrscheinlich sind. Zum Beispiel gelten 110-kV-Sammelschieneausfälle in der 110-kV-Ebene als unwahrscheinlich und können ggf. vernachlässigt werden (vgl. [Backes et al. 1998, S. 16]).

vergangenheitsbezogener Daten zum Störungsverhalten verschiedener Betriebsmitteltypen durch analytische Betrachtung der Abhängigkeiten quantitative Zuverlässigkeitskennzahlen. Ihr Nachteil besteht jedoch in dem hohen Rechenaufwand (vgl. [Haubrich 1996, S. 3], [Maurer 2004, S. 14]). Obwohl probabilistische Zuverlässigkeitsanalysen im Rahmen der Planung von Verteilnetzen mit Verfügbarkeit entsprechender Methoden und Rechenkapazität vermehrt genutzt werden (vgl. [Nick 1992], [Schweer 1992]), kommt diese aufgrund des hohen Aufwands in den meisten Ansätzen, die eine sehr große Anzahl von Varianten betrachten, nicht zur Anwendung (vgl. [Maurer 2004, S. 14], [Paulun 2007, S. 17f], [von Sengbusch 2002, S. 9f]).

Auch in dieser Arbeit wird deshalb das  $(n-1)$ -Kriterium als Planungskriterium vorausgesetzt. Zur Überprüfung des  $(n-1)$ -Kriteriums werden im entwickelten Modell Grenzwertverletzungen für folgende Netzbetriebsgrößen berücksichtigt (vgl. [VDN 2007, S. C–2]):

- Betriebsmittelbelastungen,
- Betriebsspannungen,
- Netzkurzschlussleistungen.

Als weiteres Kriterium wird die Einhaltung einer vorgegeben maximalen Länge sowie der vorgegebenen Anzahl von Stationen in Doppelstichen überprüft.

### 4.3.3 Betriebsmittelbelastungen

Betriebsmittelüberlastungen können durch eine Überschreitung des thermischen Grenzstroms von Leitungen und Kabeln oder durch Überschreitung der maximal übertragbaren Leistung von Transformatoren entstehen. Treten diese dauerhaft auf, kann dies zu einer Schädigung oder Zerstörung der Betriebsmittel führen. Da die Betriebsmittel thermisch träge reagieren und die

Wahrscheinlichkeit des Zusammenfalls von Jahreshöchstlast und Störfall gering ist, können kurzfristige Überlastungen im gestörten Betrieb bei der Netzplanung akzeptiert werden (vgl. [Maurer 2004, S. 15]).

#### 4.3.4 Betriebsspannungen

Zur Begrenzung der Blindleistungsströme und der Netzverluste wird in der 110-kV-Ebene ein allgemein hohes und gleichmäßiges Spannungsniveau angestrebt (vgl. [Maurer 2004, S. 15]). Quasistationäre Abweichungen mit einer Dauer der Spannungseinsenkung von länger als einer Minute sind Folge von Einspeise- und Lastschwankungen und resultieren in Spannungsänderungen auf den Leitungen und Transformatoren. Die über definierte Zeiträume gemessenen Mittelwerte der Knotenspannungen an den Anschlusspunkten müssen in einem vorgegebenen Spannungsband liegen. Als obere Grenze des Spannungsbandes sollte in der Hochspannungsebene in den Netzknoten eine Spannung von 123 kV nicht überschritten werden. Die tolerierbare Untergrenze ist von den Anforderungen der Kunden im jeweiligen Versorgungsgebiet abhängig und beträgt üblicherweise 108 kV im ungestörten und ca. 99 kV im gestörten Netzbetrieb (vgl. [Stobrawe 2002, S. 15ff]). Kurzzeitige Abweichungen der Knotenspannungen von Normalwert, z.B. durch Spannungseinbrüche und transiente Überspannungen, sind die Folge von äußeren Einwirkungen und Schaltmaßnahmen in der vorgelagerten Höchstspannungsebene. Weil diese Abweichungen praktisch unabhängig von der Netzstruktur auftreten, resultieren hieraus im Allgemeinen keine Vorgaben für die Netzplanung (vgl. [Braun 2002, S. 10]).

#### 4.3.5 Netzkurzschlussleistungen

Das dritte einzuhaltende Kriterium stellen Grenzwerte der Netzkurzschlussleistungen dar. Alle elektrischen Betriebsmittel des Netzes müssen grundsätzlich den dynamischen und thermischen

Belastungen durch Kurzschlussströme standhalten. Die größten Ströme sind für die Auslegung der Betriebsmittel maßgebend, die kleinsten für die Auswahl und Einstellung der Schutzeinrichtungen (vgl. [Koglin 2001, S. 149]). Eine sichere Fehlerabschaltung sowie die thermische und dynamische Kurzschlussstrombeherrschung setzt die Einhaltung von Kurzschlussstromgrenzwerten im gesamten Netz voraus (vgl. [Gerch et al. 1996, S. 781]). Ein Kurzschluss liegt dann vor, wenn die Betriebsisolation zu spannungsführenden Teilen leitend überbrückt wird. Auslegungsrelevant ist dabei der dreipolige Kurzschluss, bei welchem die höchsten Ströme und damit die höchsten Betriebsmittelbelastungen im Kurzschlussfall auftreten (vgl. [Flosdorff 2008, S. 113f]). Während ein niedriger Kurzschlussstrom aufgrund der geringeren Anforderungen an die thermische und elektrische Bemessung der elektrischen Anlagen wünschenswert ist, besteht seitens der Anschlussfreizügigkeit der Verbraucher und Kraftwerke ein Bedarf nach hohen Kurzschlussströmen und der hiermit verbundenen Spannungssteifigkeit des Netzes (vgl. [Moser 1996, S. 16]). Hohe Kurzschlussleistungen stellen somit ein Qualitätsmerkmal des Netzes dar, die den rückwirkungsfreien Betrieb unsymmetrischer Verbraucher sicherstellen. Zur Bemessung der Kurzschlussleistung wird in der Netzplanung der fiktive Anfangskurzschlusswechselstrom herangezogen (vgl. [Oswald 1992, S. 93f]). Dieser entspricht dem Effektivwert des Kurzschlusswechselstroms im Augenblick des Kurzschlusseintritts. Aus dem Anfangskurzschlusswechselstrom ergibt sich die Anfangskurzschlusswechselstromleistung, welche beim dreipoligen symmetrischen Kurzschluss als Rechengröße zur Anwendung kommt (vgl. [Koglin 2001, S. 151]). In der Abwägung zwischen den erhöhten Kosten der Betriebsmittel sowie der gewünschten Spannungssteifigkeit im Netz haben sich in Deutschland Kurzschlussleistungen von 1 GVA bis 7,5 GVA herausgebildet. Darüber hinaus müssen Maßnahmen zur Kurzschlussstromreduzierung ergriffen werden. Zu diesen gehören der Einbau von Drosselspulen, der Mehrsammelschienenbetrieb oder die Verwendung leistungsfähigerer Komponenten (vgl. [Maurer

2004, S. 16f]). Reichen diese Maßnahmen nicht aus, erfordert die Einhaltung der Kurzschlussströme im 110-kV-Netz gegebenenfalls eine Entmaschung oder auch eine Gruppentrennung des Netzes (vgl. [Gerch et al. 1996, S. 781]).

## 4.4 Freiheitsgrade der Netzplanung

Die Auswahl der je Ort verwendeten Betriebsmittel stellt den wichtigsten Freiheitsgrad der Grundsatzplanung dar, da hierdurch die Struktur sowie die elektrischen Eigenschaften des Netzes definiert werden. Obwohl sich in unterschiedlichen Ebenen typische Netzstrukturen herausgebildet haben, sind diese eine indirekte Folge der Planungskriterien, jedoch keine Muss-Vorgabe. Darüber hinaus bestehen Freiheitsgrade bezüglich der Wahl der Stationskonzepte sowie der Sternpunktbehandlung. Ziel der Ausbauplanung ist die Festlegung einer optimalen Folge von Ausbauentscheidungen. Die Freiheitsgrade der Ausbauplanung bestehen deshalb in der Maßnahmenauswahl und deren zeitlicher Taktung. Ausgehend vom Ist-Netz werden hierdurch die in den Planungsperioden resultierenden Netzstrukturen bestimmt. Für die Entwicklung des Netzes sind insbesondere die Projekte relevant, die unmittelbar oder in naher Zukunft realisiert werden sollen (vgl. [Maurer 2004, S. 22ff], [Paulun 2007, S. 9]).

### 4.4.1 Betriebsmittel und Netzstrukturen

In ingenieurwissenschaftlichen Modellen der strategischen Netzplanung werden

- elektrische Leiter (Kabel und Freileitung),
- die Leiter aufnehmende Trägersysteme (Gestänge oder Gräben),
- Transformatoren sowie
- Schaltfelder

als planungsrelevante Betriebsmittelarten abgebildet (vgl. exemplarisch [Borchard 2008, S. 41ff], [von Sengbusch 2002, S. 17ff]).

Die auf Trassen verlaufenden Freileitungen werden vor allem in ländlichen Gebieten und bei Übertragungen über große Entfernungen verwendet. Aus Kostengründen werden diese in Deutschland typischerweise als Doppelstromkreise mit je 3 Leiterseilen auf Freileitungsmasten geführt.<sup>21</sup> Der 110-kV-Einebenen-Tragmast sowie der 110-kV-Tragmast (Donautyp) stellen typische Mastbilder in der 110-kV-Ebene dar. Als Leiterwerkstoffe dienen hauptsächlich Aluminiumlegierungen und Kupfer. In der Hochspannungsebene werden in Deutschland fast ausschließlich Verbundseile (Aluminium-Stahl) eingesetzt. Die Auswahl der Leiterseile erfolgt in Abhängigkeit von den zu erwartenden Leiterströmen (vgl. [Flosdorff 2008, S. 20ff]). Ohne zusätzlichen Trassenbedarf können 110-kV-Stromkreise auf Mehrfachgestängen zusammen mit Höchstspannungsstromkreisen geführt werden (vgl. [Moser 1996, S. 34]). Kabel kommen vor allen in städtischen Gebieten zum Einsatz. Als wesentliche Bauformen sind Metallmantelkabel, Kunststoffkabel, Ölkabel und Gasdruckkabel gebräuchlich (vgl. [Flosdorff 2008, S. 4ff]). Gegenüber Freileitungen weisen Kabel kleinere Längsimpedanzen auf, die zu einer Erhöhung der Kurzschlussleistung im Netz sowie einer Verringerung des Spannungsfalls zwischen den Netzknoten führen. Hierdurch resultieren aus der Entscheidung zwischen Freileitung und Kabel weitergehende Auswirkungen auf die Bemessung der Netzanlagen sowie die Netzstrukturen (vgl. [Moser 1996, S. 39]). Da Kabel hohe Betriebskapazitäten aufweisen, müssen in großen Kabelnetzen zur Kompensation der kapazitiven Ladeleistungen

---

<sup>21</sup> Die erforderlichen Trassenbreiten hängen von der Wahl des Übertragungsmedium (Kabel, Freileitung) und den verwendeten Betriebsmitteln ab. Typische Trassenbreiten für Freileitungen liegen zwischen 25 und 45 m, Einfachleitungen benötigen ca. 70% dieser Breite. Kabeltrassenbreiten liegen hingegen zwischen 5 und 8 m (vgl. [Moser 1996, S. 39]).

Ladestromkompensationsspulen zugebaut werden, um Spannungsüberhöhungen in Schwachlastzeiten zu vermeiden. Die Investitionen betragen ca. 2% der Investitionen in Kabel. Weil die Spulen keine Auswirkungen auf die Netzstrukturen haben, können sie bei der Netzoptimierung unberücksichtigt bleiben und über die Kabelinvestitionen abgebildet werden (vgl. [Braun 2002, S. 25]).

Die in Stationen lokalisierten Transformatoren haben innerhalb des elektrischen Systems hauptsächlich die Aufgabe, Netzebenen mit unterschiedlicher Spannung zu verbinden. Stationstransformatoren übernehmen dabei die Aufgabe der Transformation der Spannung zwischen der 380-kV/(220-kV)- und der 110-kV-Ebene. Die Transformatorsummenleistung je Station liegt in Deutschland (alte Bundesländer) zwischen 250 MVA und 600 MVA, wobei Transformatoren mit Bemessungsleistungen zwischen 100 und 350 MVA im Einsatz sind (vgl. [Moser 1996, S. 39]).

Hochspannungsschaltanlagen werden nach Innen- und Freiluftschaltanlagen sowie nach der Art der Isolierung in luftisolierte, gasisolierte (SF<sub>6</sub>) und gießharzisierte Anlagen unterschieden. Die Wahl des Schaltanlagentyps richtet sich nach geografischen Gegebenheiten und der Höhe der Kosten. Schaltanlagen bestehen aus Leistungsschaltern, Trennschaltern, Sammelschienen, Überspannungsableitern, Strom- und Spannungswandlern sowie sekundärtechnischen Anlagen für Schutz, Überwachung, Steuerung und Messung (vgl. [Flosdorff 2008, S. 270ff]). Da die Errichtungskosten von Schaltanlagen (Anschaffung und Herstellung sowie Projektaufwand) meist schaltfeldbezogen angegeben werden und die Kostenunterschiede einzelner Schaltfeldtypen gering sind, kann die wirtschaftliche Beschreibung von Schaltanlagen innerhalb von Planungsmodellen über die Menge der vorhandenen Schaltfelder erfolgen (vgl. [von Sengbusch 2002, S. 20]). Neben dem Isoliermedium stellt vor allem die Kurzschlussfestigkeit das wesentliche Auswahlkriterium der Schaltanlage dar, wobei die Schaltanlagen heute in der Regel für zulässige Kurzschlussströme von 31,5 oder 40 kA ausgelegt sind

(vgl. [Moser 1996, S. 42]). Auch die minimalen Kurzschlussströme sind für die Netzauslegung relevant, da diese für ein korrektes Ansprechen des Netzschutzes deutlich höher als die Ströme im Normalbetrieb sein müssen (vgl. [Meisa et al. 2011, S. 26]).

#### 4.4.2 Stationskonzepte

Die in der Praxis zu findenden Stationskonzepte lassen sich für strategische Untersuchungen auf vier Standardkonzepte aggregieren. In Stationen, die über mehr als zwei Stromkreise in das Netz eingebunden sind, werden generell Sammelschienen installiert, da nur hierdurch eine selektive Schutzauslösung möglich ist. Schaltanlagen in 380-kV/110-kV-Umspannstationen sowie in 110-kV-Schwerpunktstationen sind deshalb immer mit Sammelschienenanlagen ausgestattet (vgl. [von Sengbusch 2002, S. 13]).

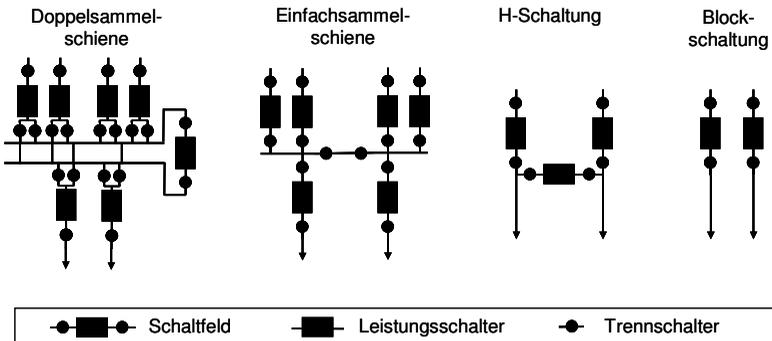


Abbildung 4.1: Standardkonzepte von Schaltanlagen  
(Quelle: in Anlehnung an [von Sengbusch 2002, S. 13])

Wegen der Möglichkeit des Mehrsammelschienenbetriebs sowie der größeren betrieblichen Flexibilität werden in den 380/110-kV-Umspannstationen zumeist Doppelsammelschienenanlagen

eingesetzt (vgl. [Maurer 2004, S. 27]). Umspannstationen haben rein örtliche Versorgungsaufgaben und sind über einen oder zwei Stromkreise in das Netz eingebunden. Sie erfordern keine Installation von Sammelschienen. Sie werden als Block- oder H-Schaltung ausgelegt und kommen mit einer deutlich geringeren Zahl von Schaltfeldern aus (H- Schaltung 3, Blockschaltung 2) (vgl. [Maurer 2004, S. 27f]). Alle einfach redundant über die Stammeileitung anzuschließenden Stationen werden als H-Schaltungen aufgebaut, alle einfach redundant über eine Doppelstichleitung angeschlossenen werden als Blockschaltung aufgebaut (vgl. [Braun 2002, S. 24]).

Schaltzustände haben in der Regel nur einen geringen Einfluss auf die Belastung der HS-Leitungen. Hierbei werden beispielsweise Sammelschienenkupplungen geschlossen oder die Anbindung von Umspannwerken modifiziert, um die Leistungsflüsse gleichmäßig auf alle Systeme einer Trasse zu verteilen (vgl. [DENA 2012, S. 101]). Entscheidungen zur Wahl der Stationskonzepte haben daher keine grundlegenden Auswirkungen auf die Netzstrukturen, können aber Einfluss auf die Versorgungszuverlässigkeit einer Station haben, welche ggf. über lokale Untersuchungen abgeklärt werden muss. Analysen zeigen aber, dass die Versorgungszuverlässigkeit für die im deutschen Raum typischen Betriebsmittelzuverlässigkeiten nur im Fall von an lange Doppelstichleitungen angeschlossene Blockschaltungen signifikant reduziert ist (vgl. Kapitel 4.3.2). Aufgrund der allgemein geringen Auswirkungen des Stationskonzeptes auf die Netzstruktur kann deshalb im Rahmen der strategischen Netzplanung auf die lokale technische Optimierung von Schaltanlagen verzichtet werden (vgl. [Maurer 2004, S. 27f]).

Die Wahl des Stationskonzeptes stellt deshalb in dieser Arbeit nur einen indirekt berücksichtigten Freiheitsgrad dar. Die jeweils verwendeten Schaltanlagenkonzepte leiten sich aus der durch die gewählten Trassen und deren Belegung definierten Netzstruktur ab.

### 4.4.3 Sternpunktbehandlung

Die Auswirkungen des einpoligen Erdschlusses als weitaus häufigste Fehlerursache in elektrischen Netzen hängen von der Behandlung der Transformatorsternpunkte des Netzes ab. Die Entscheidung über die Sternpunktbehandlung stellt demnach grundsätzlich einen Freiheitsgrad der Netzplanung dar (vgl. [Crastan 2007, S. 607f]). Im Rahmen eines die Netzstrukturen optimierenden Ansatzes kann dieser aber als Randbedingung vorgegeben werden, da es sich grundsätzlich um eine strategische Entscheidung des Netzbetreibers handelt, welche in der Regel die Struktur des Netzes nicht beeinflusst (vgl. [Maurer 2004, S. 28f]). In Deutschland werden 110-kV-Freileitungsnetze vorwiegend mit Erdschlusskompensation (Petersenspule) und 110-kV-Kabelnetze vorwiegend niederohmig geerdet betrieben (vgl. [Oeding et al. 2011, S. 723ff], [Crastan 2007, S. 607 f]). So gehören ca. 75% aller Stromkreiskilometer in der 110-kV-Ebene gelöschten Netzen an. Zu den planungsrelevanten Einschränkungen des Netzbetriebs mit Erdschlusskompensation zählt die begrenzte Größe löschfähiger Netze, weshalb in großräumigen Netzen sowie Netzen mit hohem Kabelanteil ein niederohmiger Betrieb erforderlich sein kann (vgl. [Moser 1996, S. 46]). Teilweise müssen Kabelnetze auch vom umliegenden Freileitungsnetz abgetrennt werden, um die Erdschlusslöschung beibehalten zu können (vgl. [Hosemann 2001, S. 320]).

# 5 Entwicklung eines Ansatzes zur ökonomischen Bewertung der Netzplanung

## 5.1 Zielstellungen und Vorgehen

Nachdem im vorangegangenen Kapitel die konzeptionellen Grundlagen für ein technisches Modell zur Netzplanung erarbeitet wurden, steht in Kapitel 5 die ökonomische Bewertung der Planungsvarianten im Zentrum der Betrachtung. Ausgehend vom Konzept der wertorientierten Unternehmensführung werden nachfolgend die Zielfunktionen für die Grundsatz- und Ausbauplanung abgeleitet. Eine Grundlage für die Bestimmung der in die Zielfunktionen einfließenden Kosten und Erlöse bilden die in der StromNEV sowie der ARegV verankerten Kalkulationsvorschriften. Diese geben den aktuellen regulatorischen Rahmen für die Bestimmung der Netzentgelte vor. Darüber hinaus werden exemplarisch ausgewählte und zukünftig wahrscheinliche Regulierungssystemvarianten beschrieben. Als Ergebnis des ersten Teils dieses Kapitels liegen die im Modell zur Anwendung kommenden Zielfunktionen konzeptionell vor.

In einem zweiten Schritt wird die Betrachtung auf die bestehende Unsicherheit und Flexibilität bei der Optimierung von sequentiellen Planungsprozessen ausgeweitet. Insbesondere wird hier auf flexible Planungsverfahren sowie die Bewertung von Realoptionen eingegangen. Mit Bezug auf die vorgestellten Verfahren werden ausgewählte Optimierungsansätze für die Netzplanung analysiert. Der vorgeschlagene Ansatz zur Bewertung von Flexibilität im Rahmen der optimierenden Netzplanung stellt das Ergebnis des zweiten Teils von Kapitel 5 dar.

## 5.2 Netzplanung und wertorientierte Unternehmensführung

In den bisher entwickelten optimierenden Energiesystemmodellen zur Netzplanung wurde in den meisten Fällen die Minimierung der Systemausgaben als Optimierungsziel vorgegeben, wodurch implizit angenommen wird, dass diese Vorgabe optimal zur Erreichung der Unternehmensziele beiträgt. Gestützt auf die in Kapitel 2.4 vorgestellten Annahmen und Aussagen der Regulierungsforschung wird demgegenüber in dieser Arbeit unterstellt, dass ein derartiger Zusammenhang in regulierten Infrastrukturunternehmen nicht zwingend gegeben ist. Zielgröße und Zielfunktion der Netzplanung müssen vielmehr systematisch in das Steuerungskonzept des Unternehmens integriert und an dessen Zielen ausgerichtet sein, weshalb die Entwicklung einer Zielgröße für die Planung ausgehend von diesen zu erfolgen hat. Darüber hinaus sind die Wirkungen des Regulierungssystems zu berücksichtigen (vgl. Kapitel 2).

Marktwirtschaftliche Wirtschaftssysteme sind durch die sich gegenseitig bedingenden Merkmale Wettbewerb und Innovationsfähigkeit gekennzeichnet. Ohne Wettbewerb entsteht keine Innovation und ohne Innovation kein Wettbewerb. Diese makroökonomische Charakterisierung hat auch auf der mikroökonomischen Unternehmensebene ihre Gültigkeit. Die Wettbewerbsfähigkeit eines Unternehmens setzt die Fähigkeit voraus, wertschöpfend zu arbeiten. Zur Beurteilung dieser Fähigkeit ist ein Maßstab erforderlich. Eine hierfür geeignete Größe ist der Marktwert des Eigenkapitals, welcher sich aufgrund seiner Ermittlung durch einen besonderen Kapitalmarktbezug auszeichnet. Hinter der Anwendung dieser Größe steht die Überzeugung, dass eine effiziente Kapitalallokation auf mikro- und makroökonomischer Ebene nur über einen funktionierenden Kapitalmarkt sichergestellt werden kann. Dabei können Investoren heute auf internationalen Kapitalmärkten nach Investitionsalternativen suchen und sind nicht auf die heimischen Kapitalmärkte beschränkt. Im Umkehrschluss

konkurrieren auch die nationalen Unternehmen mit internationalen Unternehmen um Kapital. Der Wert des Eigenkapitals dient in diesem Zusammenhang einerseits zur Beurteilung der Vorteilhaftigkeit von Investitionen in das Unternehmen und andererseits als Steuerungsgröße, auf dessen Basis die Strategiealternativen innerhalb des Unternehmens identifiziert werden, welche die größte Wertsteigerung versprechen (vgl. [Nowak 2003, S. 9f]).

Ein derartiges Steuerungssystem entspricht der wertorientierten Unternehmensführung, welche den konzeptionellen Rahmen des in dieser Arbeit vorgeschlagenen Ansatzes darstellt. Dieses Konzept wurde in den achtziger Jahren in den USA vor allem durch Alfred Rappaport propagiert und ist unter dem Begriff des *Shareholder Value* bekannt geworden (vgl. [Hachmeister 1997]). Seit Beginn der neunziger Jahre findet es auch im deutschen Raum vermehrt Verbreitung und gilt inzwischen - verstanden als starke Orientierung an den Interessen der Aktionäre - als Leitidee vieler Unternehmen (vgl. [Ebeling 2007, S. 1ff]). Ausgangspunkt der wertorientierten Unternehmenssteuerung ist der Anspruch der Kapitalgeber auf eine aus ihrer Sicht ausreichende Verzinsung des investierten Kapitals. Dieser Anspruch drückt sich in den Kapitalkosten des Unternehmens aus und ergibt sich aus der Möglichkeit einer alternativen Kapitalverwendung am Kapitalmarkt. Wert schafft ein Unternehmen erst dann, wenn es mehr als die Kapitalkosten erwirtschaftet (vgl. [Franz et al. 2010, S. 799]).

Auch in den kapitalintensiven Energieversorgungsunternehmen haben sich mittlerweile wertorientierte Steuerungskonzepte etabliert. Die anhaltende Diskussion zur Erreichbarkeit der aus dem Kapitalmarkt abgeleiteten regulatorischen Renditen unter der Anreizregulierung, die Verwendung von wertorientierten Zielgrößen bei der Beurteilung einzelner Investitionsprojekte oder die am Ertragswert orientierte Kaufpreisermittlung im Rahmen von Konzessionsübergängen für Stromverteilnetze belegen dies (vgl.

[Ballwieser 2008b], [BGH 2001], [Fritz et al. 2002], [Growitsch et al. 2010], [Holzherr et al. 2004]).

Bei der unternehmensinternen Bewertung von Strategiealternativen wird der Kapitalwert nicht vom Kapitalmarkt abgelesen, sondern durch Diskontierung einer Erfolgsgröße bestimmt (vgl. [Nowak 2003, S. 24]). Als Verfahren zur Bestimmung von Kapitalwerten im Rahmen der wertorientierten Unternehmensführung ist die auf dem Barwertkalkül basierende *Discounted-Cash-Flow-Methode (DCF-Methode)* in der Praxis weit verbreitet (vgl. [Kruschwitz et al. 2005, S. 25], [Vollert 2003, S. 11]).<sup>22</sup> Diese bewertet die zukünftig erwarteten freien Kapitalflüsse (*Free Cash Flow, FCF*), die zur Ausschüttung an die Kapitalgeber zur Verfügung stehen und nicht für Investitionen in das Anlage- oder Netto-Umlaufvermögen (*working capital*) verwendet werden müssen. Dahinter steht die Sichtweise der Investitionstheorie, nach welcher nur tatsächliche Zahlungen bewertungsrelevant sind (vgl. [Brealey et al. 2000, S. 122], [Moxter 1983, S. 79]). Als reine Zahlungsgröße entzieht sich der Cash Flow jeder bilanzpolitischen Gestaltung (vgl. [Nowak 2003, S. 43]).

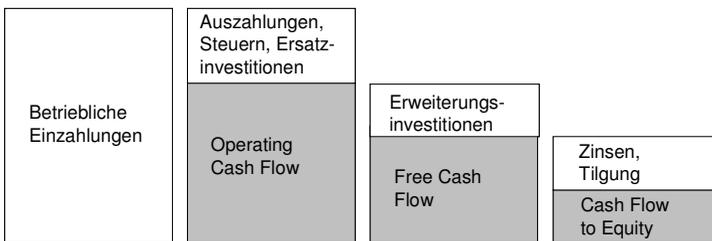


Abbildung 5.1: Schematische Ermittlung des Cash Flow to Equity (Quelle: in Anlehnung an [Bühner 1993, S. 751], [Nowak 2003, S. 47])

<sup>22</sup> Weitere Ansätze sind der *Economic Value Added (EVA)*, der *Cash Flow Return on Investment (CFROI)* und der *Cash Value Added (CVA)*, deren Unterschiede an dieser Stelle nicht diskutiert werden sollen. Für einen Überblick vergleiche ([Franz et al. 2010]).

Welche Zahlungsströme in Ansatz gebracht werden, hängt von der verwendeten Variante des *DCF* ab. Grundsätzlich können die Varianten in Netto- bzw. *equity*-Ansätze sowie Brutto- bzw. *entity*-Ansätze unterschieden werden (vgl. [Hahn et al. 2006, S. 65ff], [Laux 2006, S. 312f]). Der *equity*-Ansatz betrachtet ausschließlich die Zahlungsströme, die dem Eigenkapital zufließen und dementsprechend mit den Eigenkapitalkosten zu diskontieren sind. Dagegen wird beim *entity*-Ansatz durch Betrachtung der Zahlungsströme an alle Kapitalquellen und Diskontierung mit den gewichteten Kapitalkosten zunächst der Unternehmensgesamtwert ermittelt. Der Wert des Eigenkapitals ergibt sich im *entity*-Ansatz durch anschließende Subtraktion des Marktwertes des Fremdkapitals (vgl. [Ballwieser 2008b, S. 11]). Die rechentechnische Umständlichkeit der *entity*-Ansätze wird von einigen Vertretern der *DCF*-Methode kritisiert, da nicht klar ist, welchen Vorteil es hat, zuerst den Wert des gesamten Kapitals zu bestimmen und danach den Wert des Fremdkapitals abzuziehen. Der demnach naheliegendere Ansatz ist der *equity*-Ansatz, bei welchem die erwarteten Fremdkapitalzinsen je Periode vom Cash Flow abgezogen und die resultierenden Zahlungen mit dem Eigenkapitalkosten diskontiert werden. In dieser Variante entspricht das *DCF*-Verfahren dem Ertragswertverfahren (vgl. [Ballwieser 1993, S. 164ff])<sup>23</sup>

Zur Ermittlung des Kapitalwertes werden die erwarteten *Free Cash Flow* mit den Kapitalkosten diskontiert. Je weiter diese in der Zukunft liegen desto geringer ist deren Anteil am Gesamtwert. Unter sicheren Erwartungen entsprechen die Kapitalkosten dem Zins einer risikolosen Alternativanlage  $r_f$ . Sind die zukünftigen Zahlungsströme  $CF_t$  unsicher, kann die Berücksichtigung des hierdurch entstehenden Risikos in Form eines Zuschlags  $z$  auf den risikolosen

---

<sup>23</sup> Die schnelle Verbreitung des *Cashflow*-Konzeptes führte dazu, dass sich bisher keine einheitliche Definition eines *Cash-Flow*-Bewertungsschemas herausbilden konnte (vgl. [Kütting 1992, S. 625ff]). Für einen Überblick (vgl. [Nowak 2003, S. 43ff]).

Zins erfolgen. Werden risikofreier Zins und Risikoaufschlag zusammengefasst, wird der resultierende Zinssatz  $r_r$  auch als risikoadjustierter Kapitalkostensatz bezeichnet (vgl. [Brealey et al. 2000, S. 244]).

$$KW = \sum_{t=1}^T \frac{CF_t}{(1+r_f+z)^t} = \sum_{t=1}^T \frac{CF_t}{(1+r_r)^t} \quad 5.1$$

$KW$	Kapitalwert
$CF_t$	Cash Flow
$r_f$	risikofreier Zinssatz
$z$	Risikozuschlag
$r_r$	risikoadjustierter Zinssatz

Aufgrund der Berücksichtigung des Risikos durch einen Aufschlag im Nenner der Gleichung, wird auch von einer Risikozuschlagsmethode gesprochen. Die Verwendung eines einheitlichen Zinssatzes  $r_r$  impliziert dabei, dass alle Projektüberschüsse in die gleiche Risikoklasse fallen und ihre Marktwerte deshalb mit dem für diese Risikoklasse maßgeblichen Zinssatz ermittelt werden können (vgl. [Laux 2006, S. 319]).

Die Bestimmung der Kosten des Eigenkapitals gestaltet sich schwierig, da diese als Opportunitätskosten von investitionsbezogenen Handlungsalternativen der Investoren und damit mit diesen verbundenen Erwartungen über die Zukunft abhängen. Sie sind deshalb nicht empirisch zu messen, sondern müssen über Modelle abgeleitet werden. Zur Bestimmung adäquater Zinssätze für risikobehaftete Investitionen greift man weltweit auf das *CAPM (Capital Asset Pricing Modell)* zurück (vgl. [Ballwieser 2008a, S. 339ff]). Unter der Annahme, dass sich alle Investoren wie von der Portfoliotheorie vorhergesagt verhalten, und die Bestimmung des optimalen Marktportfolios unabhängig von der individuellen Risikoneigung erfolgt, kann jeder Investition eine

eindeutige zu erwartende Rendite zugeordnet werden. Aus Unternehmenssicht kann diese als Kapitalkosten des Eigenkapitals interpretiert werden, da sie der Rendite risikogleicher opportuner Investitionen entspricht. Das *CAPM* ermittelt die anzusetzenden Eigenkapitalkosten, in dem es die systematischen, d.h. nicht durch Streuung der Investitionen diversifizierbaren Risiken bepreist. Das direkte Maß des systematischen Risikos ist der Beta-Faktor, der das Ausmaß misst, in der die Verzinsung einer Anlage mit der Verzinsung des Gesamtmarktes übereinstimmt (vgl. [Kruschwitz 2005, S. 89ff, 396ff], [Timmreck 2006, S. 24]). Formal ergeben sich die Kapitalkosten nach dem *CAPM* nach Gleichung 5.2.

$$E(r_v) = E(r_f) + \beta_{\text{verschuldet}} \underbrace{(E(r_m) - E(r_f))}_{\text{Markt-  
risikoprämie}} \quad 5.2$$

$E(r_v)$  erwartete Eigenkapitalverzinsung

$E(r_f)$  erwarteter risikofreier Zins

$E(r_m)$  erwarteter Eigenkapitalzins für den Markt

$\beta_{\text{verschuldet}}$  Maß für das systematische Risiko des Eigenkapitals

In der Wissenschaft wird das *CAPM* häufig kritisiert, da es vielen restriktiven Prämissen unterliegt, die jede für sich als nicht realistisch angesehen wird. Zu diesen zählen dessen Ansatz als Einperiodenkalkül, die fehlende Berücksichtigung von Transaktionskosten (inkl. Steuern), identische Erwartungen der Marktteilnehmer über Renditen aus Aktien und festverzinslichen Wertpapieren sowie die Entscheidungsfindung nach dem  $\mu\sigma$ -Kriterium (vgl. [Ballwieser 1993, S. 343]). Darüber hinaus ergeben sich bei der Anwendung des *CAPM* weitere praktische und methodische Probleme. Schwierigkeiten bereitet zum Beispiel die Bestimmung der Markt-*risikoprämie* für nicht börsennotierte Unternehmen (vgl. [Timmreck 2006, S. 33]). Ähnliches gilt für die Bewertung von Einzelprojekten. Während die Ermittlung der

Kovarianzen zwischen einzelnen Aktien und dem Gesamtmarkt im Zentrum der Forschung stand, wurde der Ermittlung von Kovarianzen einzelner Vermögensgegenstände nur wenig Aufmerksamkeit geschenkt (vgl. [Borison 2003, S. 5]). Zusätzlich müssen auch bei Vorliegen aller Marktdaten für die Bestimmung der Eigenkapitalrenditen eine Vielzahl an Parametern, beispielsweise der betrachtete Zeitbereich zur Ermittlung der vergangenheitsbezogenen Risikoprämie oder der risikolose Basiszins, festgelegt sowie Adjustierungen zum Zweck der Schätzung der zukunftsbezogenen Renditen vorgenommen werden (vgl. [NERA Economic Consulting 2008, S. 22ff]). Da hier diverse Freiheitsgrade bestehen, können auch für gleiche Bewertungsobjekte von verschiedenen Bewertern unterschiedliche Kapitalkosten ermittelt werden. Der Diskontierungsfaktor stellt demnach einen theoretisch objektiven, aber in der Praxis individuell zu bestimmen Parameter der Bewertung dar.

Trotz bestehender Kritiken bezüglich der Grundannahmen des *CAPM* sowie des auf diesem aufbauenden *DCF*-Verfahrens, ist der Kapitalwert von Investitionen als Entscheidungskriterium unter Unsicherheit in der Praxis und Literatur weitgehend anerkannt und stellt das Standardverfahren der wertorientierten Unternehmensführung dar (vgl. [Stuber 2001, S. 218]).

In der wissenschaftlichen Literatur wird hingegen in vielen Fällen die Risikoabschlagsmethode bevorzugt, bei welcher das Risiko nicht über einen Risikozuschlag im Nenner, sondern einen Abschlag auf die Zahlungen im Zähler berücksichtigt wird. [Ballwieser 1993, S. 155ff], [Timmreck 2006, S. 45]). Dies erfolgt über eine Adjustierung der Erwartungswerte der Zahlungen  $CF_t$ . Die resultierende Größe wird als Sicherheitsäquivalent der Zahlung bezeichnet. Das Sicherheitsäquivalent einer Wahrscheinlichkeitsverteilung über eine Zielgröße  $CF_t$  ist allgemein

definiert als derjenige sichere Zielgrößenwert  $CE(CF_t)$ , der dieser Verteilung im Urteil des Entscheiders gleichwertig ist.<sup>24</sup> Die Höhe des Zu- oder Abschlags hängt von der Entscheidungsregel und dem Risikoverhalten ab, welche der Entscheider zugrunde legt. Das Sicherheitsäquivalent ist bei Risikoaversion stets kleiner als der Erwartungswert der unsicheren Zielgröße. Der Risikoabschlag ist demnach positiv, weshalb die Bewertung mit Hilfe von Sicherheitsäquivalenten auch als Risikoabschlagsmethode bezeichnet wird (vgl. [Laux 2006, S. 21]). Der Risikoabschlag kann aber auch negativ sein, wodurch sich ein Sicherheitsäquivalent ergibt, welches größer als der Erwartungswert der Wahrscheinlichkeitsverteilung ist (Risikofreude).

$$KW = \sum_{t=1}^T \frac{CF_t}{(1+r_f)^t} = \sum_{t=1}^T \frac{CF_t - RA_t}{(1+r_f)^t} = \sum_{t=1}^T \frac{CE(CF_t)}{(1+r_f)^t} \quad 5.3$$

$RA_t$  Risikoabschlag auf den Cash Flow

$CE()$  Sicherheitsäquivalent einer unsicheren Größe

Obwohl die risikozuschlagsorientierte Bewertung in der Praxis vorgezogen wird, hat die Sicherheitsäquivalenzmethode große theoretische und praktische Bedeutung. Beispielsweise kann deren Anwendung einen wesentlich geringeren Planungsaufwand erzeugen als die korrekte Anwendung der Risikozuschlagsmethode (vgl. [Laux 2006, S. 319]). Das Konzept der Sicherheitsäquivalente

---

<sup>24</sup> Die Sicherheitsäquivalente ( $CE = \text{certainty equivalent}$ ) und die Erwartungswerte können sich sowohl auf Projektüberschüsse als auch auf Ausschüttungen des Unternehmens beziehen (vgl. [Laux 2006, S. 319]). Alternativ können dabei zuerst die Sicherheitsäquivalente der jährlichen Zahlungen ermittelt und dann diskontiert werden oder zuerst die Ausschüttungsreihen diskontiert und dann der ermittelte Barwert in sein Sicherheitsäquivalent überführt werden. Beide Vorgehensweisen führen nicht zu den gleichen Ergebnissen. In dieser Arbeit wird nur erstgenannte Variante betrachtet, da sie in der deutschen Praxis bevorzugt zu sein scheint (vgl. [Ballwieser 1993, S. 155f]).

kann auch bei der risikoneutralen Bewertung von flexiblen Planungen angewandt werden (siehe Kapitel 5.6.7.2).

### 5.3 Beziehung zwischen Unternehmenswert und Einzelinvestitionen

Die Bewertung von Investitionsprojekten kann generell mit den gleichen Methoden wie die Bewertung von Unternehmen erfolgen. Auch bezüglich der Zielerreichung besteht ein enger Zusammenhang zwischen Projekten und Unternehmenswert, da ein positiver Kapitalwert des Projektes prinzipiell auch zu einer Wertsteigerung des Unternehmens führt. Einschränkend gilt, dass eventuell bestehende Interdependenzen zwischen den Investitionen einzelner Planungsbereiche zu beachten sind. Liegen keine Interdependenzen vor, können Projekte unabhängig voneinander bewertet und jedem Entscheidungsträger das Ziel gesetzt werden, den Marktwert des Investitionsprogramms seines Bereiches zu maximieren (vgl. [Laux 2006, S. 307ff]).

Treten Interdependenzen auf, entsteht zusätzlicher Koordinationsbedarf. Die Abhängigkeiten lassen sich dabei auf folgende Verbundeffekte zurückführen: Zwischen zwei Entscheidungsbereichen liegt ein Restriktionsverbund vor, wenn die Entscheidungen mindestens eines der Bereiche den bestehenden Aktionsraum des jeweils anderen Bereiches verändern. Erfolgsverbund besteht, wenn für mindestens einen Bereich gilt, dass die Höhe des Gesamterfolgs davon abhängt, welche Maßnahmen in dem anderen Bereich realisiert werden. Der Gesamterfolg setzt sich in diesem Fall nicht additiv zusammen. Ein Risikoverbund liegt im Fall von Unsicherheit vor, wenn die Maßnahmen verschiedener Bereiche voneinander abhängig sind. Ein Bewertungsverbund bezüglich riskanter Maßnahmen besteht dann, wenn das Sicherheitsäquivalent einer gegebenen Veränderung der Wahrscheinlichkeitsverteilung des Gesamterfolges bei Durchführung einer Aktion in einem Entscheidungsbereich

davon abhängt, welche Wahrscheinlichkeitsverteilungen für andere Bereiche maßgeblich sind. Da Risiko- und Bewertungsverbund für kapitalmarktorientierte Eigentümer vernachlässigbar sind, resultieren aus diesen keine relevanten Einflüsse in der Netzplanung (vgl. [Laux 2006, S. 26ff, 307ff]). Demgegenüber sind die Auswirkungen von Erfolgs- und Restriktionsverbund zwischen den Investitionsprojekten von Verteilnetzbetreibern in die Planung einzubeziehen. Wären diese irrelevant, könnte auch in der Netzplanung jede Einzelmaßnahme für sich geplant und optimiert werden. Aufgrund der gesamtheitlichen Betrachtung des Planungsbereichs in optimierenden Energiesystemmodellen werden die Verbundeffekte zwischen einzelnen Investitionsprojekten innerhalb des Planungsbereiches implizit berücksichtigt. Wechselwirkungen mit anderen Bereichen werden jedoch nicht erfasst. Da der Grund hierfür in den komplexitätsbedingten Beschränkungen bestehender Energiesystemmodelle der Netzplanung liegt, müssen die hierdurch entstehenden Verzerrungen auch im Rahmen dieser Arbeit akzeptiert werden (vgl. Kapitel 3.4). Die ingenieurwissenschaftliche Erfahrung, nach welcher der optimale Planungsbereich das Gesamtsystem bzw. mehr als eine Spannungsebene umfassen sollte, findet in dieser Feststellung ihre betriebswirtschaftliche Entsprechung. Mit zunehmend leistungsfähiger Informationstechnik und der damit möglichen Vergrößerung der Planungsbereiche wird dieses Problem reduziert werden können.

## 5.4 Ableitung der Zielgrößen und Zielkriterien

Ein Beitrag dieser Arbeit besteht in der Ausrichtung der optimierenden Netzplanung auf die Zielgrößen der wertorientierten Unternehmensführung als Alternative zu den bisherigen ausgabenorientierten Ansätzen. In der Praxis ist das *DCF*-Verfahren das dominierende Standardverfahren für die Bewertung von Investitionen. Mit ihm kann der Kapitalwert des Eigenkapitals als zu maximierende Größe der Investitionsplanung bestimmt werden.

Wegen der großen praktischen Relevanz wird er als primärer Bewertungsansatz in dieser Arbeit gewählt.

Der gewählte Bewertungsansatz wird in einem nächsten Schritt auf die Planungsstufen der Netzplanung übertragen. Aufgrund des mit der Grundsatz- und Ausbauplanung verbundenen zweistufigen Vorgehens sind für beide Stufen Zielgrößen und Zielkriterien festzulegen.<sup>25</sup>

Für die dynamische Ausbauplanung kann unmittelbar die Kapitalwertmaximierung des Eigenkapitals als Kriterium der Optimierung vorgegeben werden, da sich die für die *DCF*-Formel notwendigen zeitabhängigen Zahlungsströme direkt aus den zeitabhängigen Entscheidungen der Ausbauplanung ableiten lassen (Gleichung 5.4). In der Zielgröße der Ausbauplanung schlägt sich damit der im Vergleich zu den bisherigen Verfahren abweichende Bewertungsansatz nieder. Ein auf den Wert des Eigenkapitals ausgerichteter Entscheidungskalkül grenzt sich signifikant von den in den bisherigen Modellen verwendeten ausgabenorientierten Zielfunktionen ab, da die vom Regulierungssystem bestimmten Erlöse in die Entscheidung einbezogen werden. Aufgrund der direkten Bestimmbarkeit des Eigenkapitalwertes im *equity*-Ansatz wird dieser im Rahmen der Arbeit verwendet.

---

$KW_{passiv} \rightarrow \max!$

5.4

---

Um die These dieser Arbeit untersuchen zu können, wird in Anlehnung an die in den bisherigen Verfahren der Ausbauplanung

---

<sup>25</sup> Sind die Grundsatz- und Ausbauplanung vollständig in einem Planungsansatz integriert, wäre dies ein dynamischer Ansatz. Da die Bewertungsverfahren der wertorientierten Unternehmensführung ebenfalls dynamische Verfahren darstellen, könnte in diesem Planungsansatz die Kapitalwertmaximierung auf Basis eines *DCF*-Ansatzes als alleiniges Optimierungsziel vorgegeben werden.

verwendeten Zielgrößen die Minimierung der diskontierten Auszahlungen in die Netzinfrastruktur als alternatives Optimierungskriterium vorgegeben (Gleichung 5.5).

---

$BW_{AZ} \rightarrow \min!$

5.5

---

Abweichend zur direkten Berücksichtigung der Wertmaximierung in der Ausbauplanung ist für die Grundsatzplanung eine sinnvolle Annahme zu treffen, da diese als zeitpunktbezogene Planung keinen unmittelbaren Zusammenhang zur dynamischen Kapitalwertermittlung aufweist. Mittelbar beeinflusst die Grundsatzplanung die Wertschöpfung aber dadurch, dass die durch diese vorgegebenen zukünftigen Netzstrukturen im Rahmen des regulatorischen Effizienzvergleichs bewertet werden (vgl. Kapitel 5.5.5.2). Die bestimmende Eingangsgröße des Effizienzwertes sind die strukturell vergleichbar gerechneten annuitätischen Kosten der im Vergleich berücksichtigten Unternehmen. Weil in allen im Rahmen dieser Arbeit betrachteten Regulierungssystemvarianten ein positiver Zusammenhang zwischen Effizienz und Höhe der Einzahlungen besteht, wird für die Grundsatzplanung deshalb die Minimierung der für den Effizienzvergleich relevanten Netzkosten nach den Maßstäben der deutschen Regulierung als Ziel vorgegeben. Da diese Definition nicht an die Anreizregulierung gebunden und auch in anderen Systemen plausibel ist, wird die Minimierung der annuitätischen Netzkosten als Zielkriterium der Grundsatzplanung festgelegt. Die Kostendefinition entspricht der Definition der für den Effizienzvergleich in der Anreizregulierung verwendeten standardisierten Kosten nach § 14 ARegV.<sup>26</sup> Durch

---

<sup>26</sup> Auch die Standardisierung kann unterschiedliche Aktivierungspraxi nicht ausgleichen. Hierfür wäre ein technisch-wirtschaftliches Anlagenregister notwendig, welches wegen des großen Aufwandes für seine Erstellung wahrscheinlich nicht in naher Zukunft eingeführt wird (vgl. [PwC 2012a, S. 497]).

Verwendung dieser Zielgröße wird die Ermittlung kosteneffizienter Zielnetze angestrebt.

---


$$NK_{an_t} \rightarrow \min! \quad 5.6$$


---

In den nachfolgenden Kapiteln wird die Zielfunktion der Ausbauplanung hergeleitet, wobei sich die Netzkosten nach § 14 ARegV und somit die Zielfunktion der Grundsatzplanung als Teil der Zielfunktion der Ausbauplanung ergeben.

## 5.5 Konzeption der Zielfunktionen

### 5.5.1 Kapitalflussrechnung und Rechnungslegung nach HGB

Der als Zielgröße gewählte Wert des Eigenkapitals bestimmt sich als Barwert des den Eigenkapitalgebern eines Unternehmens zufließenden Nettozahlungsströmen.

---


$$KW_{passiv} = \sum_{t=0}^{EJBZ} \frac{FCF_{EK_t}}{(1+r_r)^t} \quad 5.7$$


---

Für deren Bestimmung wird das von Ballwieser (2008b) verwendete indirekte Ermittlungsschema auf Grundlage des von dem Netzbetreiber nach § 6 Abs. 1 EnWG verpflichtend aufzustellenden handelsrechtlichen Jahresabschlusses zugrunde gelegt (vgl. [Ballwieser 2008b]). Die bewertungsrelevanten freien Cash Flows an die Eigenkapitalgeber resultieren, in dem Tilgung und Fremdkapitalzinsen vom gesamten Cash Flow nach Steuern subtrahiert werden. Letztgenannter fließt allen Kapitalgebern zu und ergibt sich aus dem handelsrechtlichen Gewinn nach Steuern durch Eliminierung aller nicht zahlungswirksamen Aufwendungen sowie

Hinzurechnung der nicht aufwandsgleichen Investitionsauszahlungen (vgl. [Ballwieser 2008b, S. 11]). Zur Bewertung von Investitionsalternativen sind demnach alle mit diesen verbundenen Zahlungen sowie die handelsrechtlichen Aufwendungen und Erträge zu berechnen (Tabelle 5.1). Da einige Aufwendungen und Erträge auf Basis von Vermögens- oder Kapitalbeständen bzw. deren Änderungen ermittelt werden, ist hierzu für jeden bewerteten Investitionsplan und für jedes Jahr des Betrachtungszeitraums eine handelsrechtliche Bilanz aufzustellen.

Tabelle 5.1: Ermittlung des Free Cash Flow

+	Erträge
-	Aufwendungen
=	<b>Ergebnis HGB vor Steuern und Zinsen</b>
-	Ertragsteuern
=	<b>Ergebnis HGB nach Steuern vor Zinsen</b>
-	nicht zahlungswirksame Erträge
+	nicht zahlungswirksame Aufwendungen
-	Investitionsauszahlungen
=	<b>Cash Flow nach Steuern</b>
-	Fremdkapitaltilgung
-	Fremdkapitalzinsen
+	Steuervorteil aus Fremdfinanzierung
=	<b>Cash Flow aus Sicht der Eigenkapitalgeber nach Steuern</b>

Der als alternative Zielgröße gewählte Barwert aller Auszahlungen kann aus den bereits für den Kapitalwert zu ermittelnden Zahlungsströmen abgeleitet werden (Gleichung 5.8).

$$BW_{AZ} = \sum_{t=0}^{EJBZ} \frac{CF_{AZ,t}}{(1+r_r)^t} \quad 5.8$$

In Anlehnung an bestehende Ansätze zur Netzplanung werden bei dessen Bestimmung nur die Auszahlungen in die Netzinfrastruktur berücksichtigt.<sup>27</sup>

<sup>27</sup> (Ausnahme: Einzahlungen aus dem Verkauf von Anlagen).

Tabelle 5.2: Ermittlung der Auszahlungen in die Netzinfrastruktur

-	aktivierungsfähige Auszahlungen für Erhalt und Erneuerung der Netzinfrastruktur
-	zahlungswirksamer Aufwand für Erhalt und Erneuerung der Netzinfrastruktur
-	Zahlungswirksame Aufwendungen für Betrieb und Instandhaltung
+	Erlöse aus dem Verkauf von Anlagen
=	<b>Auszahlungen in die Netzinfrastruktur</b>

### 5.5.2 Sachliche Abgrenzung der bewertungsrelevanten Kostenpositionen

Für eine gesamtheitliche ökonomische Bewertung des Netzgeschäftes sind grundsätzlich alle dem Netzbetrieb zurechenbaren Zahlungsströme in die Bewertung einzubeziehen. Im Rahmen der optimierenden Netzplanung werden demgegenüber nur die Positionen betrachtet, welche in direkter funktionaler Abhängigkeit zu den in der Planung optimierten Netzstrukturen stehen und deshalb im Rahmen der Netzplanung beeinflusst werden können (vgl. [Maurer 2004, S. 10], [von Sengbusch 2002, S. 8]). Die übrigen Positionen, wie beispielsweise Verwaltungsaufwendungen, weisen keinen direkten Zusammenhang zu den Netzstrukturen auf und können durch von diesen unabhängige Maßnahmen optimiert werden. Sie werden im Rahmen der Netzplanung daher nicht berücksichtigt.

Zu den von der Netzplanung beeinflussbaren Zahlungen gehören:

- die Anschaffungs- und Herstellungskosten der Netzanlagen,
- die Erlöse aus dem Verkauf von Anlagen,
- die nichtaktivierungsfähigen Investitionsanteile,
- die Baukostenzuschüsse,
- die Aufwendungen für den Rückbau bestehender Anlagen,

- die jährlichen Betriebs- und Instandhaltungsaufwendungen,
- die Aufwendungen für Netzverluste sowie
- die entgangenen Erlöse aus Bestandsanlagen.

Die betriebsmitteltyp- und standortspezifischen Anschaffungs- und Herstellungskosten umfassen die den Investitions- und Deinvestitionsmaßnahmen zurechenbaren einmaligen Abflüsse von Kapital für Planung, Projektierung, Grunderwerb und Erschließung, Erwerb und Errichtung der Anlagen einschließlich Inbetriebnahme. Innerhalb der Netzplanung stellen sie die größten einmaligen Auszahlungen dar. Den Investitionsauszahlungen stehen einmalige Einzahlungen in Form von Erlösen aus dem Verkauf von Netzanlagen gegenüber. Der Marktwert einer Anlage ist vom Anlagenalter und Betriebsmitteltyp abhängig und kann im Modell daher als Funktion dieser abgebildet werden. Nicht alle Investitionsauszahlungen sind im handelsrechtlichen Bewertungsbereich aktivierbar (vgl. HGB, § 253). Obwohl im HGB generell kein Aktivierungswahlrecht besteht, unterscheiden sich die aktivierbaren Anteile zum Beispiel aufgrund unterschiedlicher Wirtschaftsgutdefinitionen zwischen einzelnen Unternehmen oder in Abhängigkeit von der Investitionskategorie (Ersatz oder Erweiterung) (vgl. [Seel et al. 2009]). Da nicht aktivierungsfähige Anteile unmittelbar als Aufwand in die handelsrechtliche Gewinn- und Verlustrechnung einfließen und nicht über die Abschreibungen erfasst werden und die handelsrechtliche Abbildung in der Netzkostenkalkulation übernommen wird, werden hierdurch auch die Netzkosten beeinflusst (vgl. Kapitel 5.5.4). Aufgrund dieses in ausgabenorientierten Ansätzen vernachlässigten Sachverhalts kann es selbst bei identischen Investitionen zu unterschiedlichen Ergebnissen in der ökonomischen Bewertung kommen. Baukostenzuschüsse, die im Zusammenhang mit der Errichtung eines Anschlusses für die Einspeisung elektrischer Energie entrichtet wurden, sind gemäß § 9 Abs. 2 StromNEV anschlussindividuell über 20 Jahre linear aufzulösen. Die Auflösung

führt zu kostenmindernden Erlösen, welche die Netzkosten reduzieren und somit das Bewertungskalkül des Netzbetreibers beeinflussen. Die mit dem Rückbau von Netzanlagen verbundenen Aufwendungen sind eine direkte Folge der in der Netzplanung getroffenen Entscheidungen und deshalb ebenfalls zu berücksichtigen. Die jährlichen Aufwendungen für Betrieb und Instandhaltung der Netzanlagen werden sowohl durch die technische Ausstattung der Netze, die Besonderheiten des Versorgungsgebietes sowie durch die netzstrukturunabhängige Instandhaltungsstrategie bestimmt. Im Rahmen der strukturbezogenen strategischen Netzplanung können Aufwendungen für Betrieb und Instandhaltung der üblichen Praxis folgend als betriebsmittelspezifischer prozentualer Anteil an den Investitionsauszahlungen erfasst werden (vgl. [Maurer 2004, S. 10ff], [Paulun 2007, S. 41f], [Seel et al. 2009, S. 38ff], [von Sengbusch 2002, S. 7ff], [Tao 2007, S. 9ff]).

In zurzeit bestehenden deutschen Energieversorgungsnetzen entstehen im Jahresdurchschnitt Netzverluste von ca. 5% der transportierten Strommengen. Für die Netzbetreiber sind die Netzverluste deshalb ein erheblicher Kostenfaktor, der in die Netz- und Betriebsplanung einfließt (vgl. [Büdenbender 2008, S. 42]). Die Höhe der Netzverluste hängt unter anderem von der Netzstruktur, den verwendeten Betriebsmitteln sowie der Lastsituation ab und ist deshalb in der Bewertung auf Grundlage einer Lastflussberechnung zu berücksichtigen. Die Preise für beschaffte Verlustenergie sind nach § 10 Abs. 2 StromNEV veröffentlichungspflichtig und können beim jeweiligen Netzbetreiber über das Internet eingesehen werden. Als weitere bewertungsrelevante Komponente sind die entgangenen Erlöse aus Bestandsanlagen zu erfassen (vgl. Kapitel 5.5.3).

Uneinheitliche Aussagen bestehen bezüglich der Frage, ob die Instandhaltungsaufwendungen altersabhängig sind. Ein verbreitetes Modell bei der Suche nach alternativen Instandhaltungsstrategien sind sogenannte Badewannenkurven (Weibull-Verteilungen), die die Ausfallhäufigkeit von Betriebsmitteln in Abhängigkeit von ihrer

Nutzungsdauer beschreiben. Während diese für Bauelemente der Halbleitertechnik statistisch belegt werden konnten, ließen sich diese für elektrische Anlagen nur in sehr wenigen Fällen nachweisen (vgl. [Fipper 1999, S. 4]). Entsprechend werden die Instandhaltungsaufwendungen in den meisten ingenieurwissenschaftlichen Arbeiten als konstant angenommen. Demgegenüber wird dieser Zusammenhang in Form einer vereinfachten Weibull-Verteilung in der betriebswirtschaftlich-regulatorischen Analyse von Growitsch et al. (2010) abgebildet, indem ein linearer Zusammenhang zwischen Ausfallhäufigkeit und Instandhaltungsaufwand unterstellt wird (vgl. [Growitsch et al. 2010, S. 16f]).<sup>28</sup> Um eventuelle altersabhängige Betriebs- und Instandhaltungsaufwendungen berücksichtigen zu können, werden deshalb im entwickelten Ansatz die betriebsmittelspezifischen prozentualen Anteile als Funktion des Anlagenalters modelliert. Im Rahmen der Parametrierung ist dann zu entscheiden, welche Zusammenhänge abgebildet werden sollen.

### 5.5.3 Zurechenbarkeit der Zahlungsströme

Prinzipiell sind nur die, vom Investitionszeitpunkt aus gesehen, zukünftigen Veränderungen von Zahlungsströmen aufgrund der getroffenen Entscheidungen in die Bewertung einzubeziehen (vgl. [Hachmeister 2009, S. 16]). Werden die aus vergangenen Entscheidungen resultierenden Rückflüsse nicht durch heutige Entscheidungen beeinflusst, sind diese für die Bewertung irrelevant (vgl. [Hachmeister 2009, S. 14]). Trifft dies nicht zu, kann das entstehende Zurechnungsproblem durch das einfache und allgemein gültige „mit Investitionen versus ohne Investitionen“-Prinzip gelöst werden. Der Entscheider vergleicht immer die Zahlungsströme bei Durchführung einer Investition mit den

---

<sup>28</sup> Die zur Quantifizierung des Zusammenhangs herangezogenen Datenquellen wurden in [Growitsch et al. 2010, S.16, Fußnote 20] nicht offengelegt.

Zahlungsströmen ohne Durchführung der Investition (vgl. [Perridon et al. 2007, S. 29]).

Im Rahmen der Netzplanung besteht die Möglichkeit, dass Bestandsanlagen aufgrund getroffener Desinvestitions- oder Umbauentscheidungen vor Ende ihrer regulatorischen Nutzungsdauer zurückgebaut werden. Da der hierdurch bedingte Erlösausfall eine Folge von in der Netzplanung getroffenen Entscheidungen ist, müssen diese als den Entscheidungen zuzuordnende Opportunitätskosten/-erlöse in der Bewertung berücksichtigt werden. Den entgangenen Erlösen aus Netzentgelten stehen eventuell erzielbare Erlöse aus dem Verkauf der Anlagen gegenüber. Weil für jede Bestandsanlage die Möglichkeit des vorzeitigen Rückbaus besteht, ist für die Ermittlung der Erlösänderungen der gesamte historische Netzbestand in der Bewertung zu erfassen. Berücksichtigt werden ausschließlich die durch Planungsentscheidungen veränderten Cash Flows.

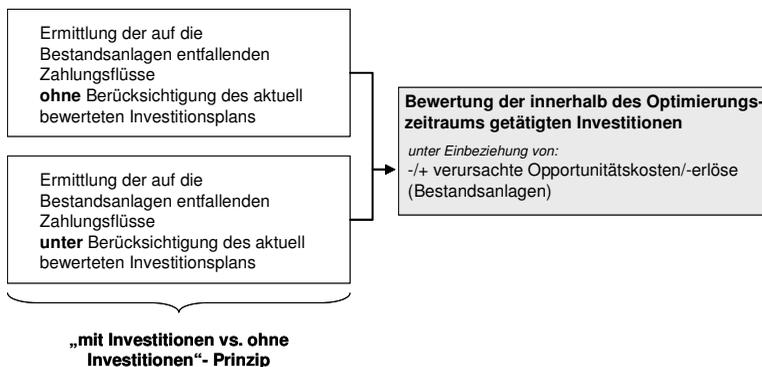


Abbildung 5.2: Ermittlung bewertungsrelevanter Zahlungsströme nach dem "mit Investitionen versus ohne Investitionen"-Prinzip (Quelle: eigene Darstellung)

Von den Opportunitätskosten und -erlösen sind sogenannte „Sockeleffekte“ abzugrenzen. Diese stellen durch den Systemwechsel zwischen Kostenzuschlags- und Anreizregulierung verursachte und den früheren Investitionsentscheidungen in heutige Bestandsanlagen zuzurechnende Zusatzerlöse dar. Als *windfall profits* sind diese für zukünftige Investitionsentscheidungen nicht entscheidungsrelevant und fließen daher nicht in der Bewertung ein (vgl. [Hachmeister 2009, S. 1ff]). Berücksichtigt werden aber die Änderungen dieser Zusatzerlöse, soweit sie durch zukünftige Investitionsentscheidungen verursacht werden.

Die Berücksichtigung der Erlösänderungen der Bestandsanlagen erfolgt in der Zielfunktion nach dem „mit Investitionen versus ohne Investitionen“- Prinzip in drei Schritten:

- Ermittlung der auf die Bestandsanlagen entfallenden Zahlungsflüsse ohne Berücksichtigung der aktuellen Investitionsentscheidungen,
- Ermittlung der auf die Bestandsanlagen entfallenden Zahlungsflüsse mit Berücksichtigung der aktuellen Investitionsentscheidungen,
- Bewertung der im Optimierungszeitraum getätigten Investitionen unter Einbeziehung des Zahlungsflussdelta der vorangegangenen Rechnungen (vgl. Abbildung 5.2).

Als Haupterlösposition eines Netzbetreibers sind die in ihrer Höhe vom Regulierungssystem abhängigen Netzentgelte zu ermitteln. In den folgenden Kapiteln werden die Teile der Zielfunktion, welche die Netzentgeltberechnung abbilden, konzeptionell erarbeitet. Die Ermittlung der Netzentgelte unter der aktuell in Deutschland gültigen Anreizregulierung erfolgt in einem zweistufigen Verfahren:

- Netzkostenkalkulation nach der StromNEV,
- die hierauf aufbauende Erlöskalkulation nach der ARegV.

Aufgrund des Prinzips der Kostenorientierung liegen die nach StromNEV kalkulierten Netzkosten auch den als Alternative zur bisherigen Anreizregulierung im Modell berücksichtigten Regulierungssystemvarianten zugrunde (vgl. Kapitel 5.5.6).

## 5.5.4 Netzkostenkalkulation nach der Stromnetzentgeltverordnung

### 5.5.4.1 Datengrundlage und Grundprinzipien der Kalkulation

Die Datengrundlage zur Ermittlung der Netzentgelte bildet der handelsrechtliche Jahresabschluss des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres für die Elektrizitätsverteilung nach § 6 Abs. 1 EnWG. Die hierin enthaltenen Bilanz und Gewinn- und Verlustrechnung stellen die zu modifizierende Ausgangsbasis für die nach § 4 StromNEV zu erstellende kalkulatorische Rechnung dar, wodurch das Prinzip der kostenorientierten Entgeltermittlung umgesetzt wird.<sup>29</sup> Zur Vermeidung von Diskriminierung und Quersubventionierung haben integrierte Energieversorgungsunternehmen nach § 6b EnWG dabei getrennte Konten so zu führen, wie dies bei rechtlich selbstständigen Unternehmen der Fall wäre.

Ziel der Kalkulation ist die verursachungsgerechte und betriebsbezogene Ermittlung der Kosten der Netznutzung. Die Stromnetzentgeltverordnung unterscheidet hierzu in aufwandsgleiche sowie kalkulatorische Kostenpositionen. Zu den kalkulatorischen Kostenpositionen zählen die „kalkulatorischen Abschreibungen“ nach § 6 StromNEV, die „kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung“ nach § 7 StromNEV, sowie die „kalkulatorische Gewerbesteuer“ nach § 8 StromNEV. Auch die Erlöse aus Baukostenzuschüssen werden kalkulatorisch

---

<sup>29</sup> Im Rahmen der Kalkulation wird der Kostenbegriff verwendet. Die Kosten sind dabei teilweise aufwands-, ausgaben- und auszahlungsgleich, können aber auch rein kalkulatorisch sein.

berücksichtigt. Die übrigen Erträge und Aufwendungen des Netzbetreibers sind nach § 5 StromNEV aufwandsgleich aus der Gewinn- und Verlustrechnung in die Kostenrechnung zu übernehmen.

Durch den partiellen kalkulatorischen Ansatz sollen verzerrende Einflüsse des handelsrechtlichen Jahresabschlusses, welche eine zeitpunktbezogene Aussage über die echte Erlös- und Kostenlage sowie einen überbetrieblichen Vergleich erschweren, eliminiert werden (vgl. [VDEW/VDN 2007, S. 11ff]). Ein weiterer Grund für den kalkulatorischen Ansatz besteht darin, dass über die Netzentgelte der Erhalt der Infrastruktur in einem realen und in Bezug auf die Geldwertentwicklung dynamischen Umfeld sichergestellt werden soll. Dies kann nicht über das im Handels- und Steuerrecht fixierte Prinzip der Nominalkapitalerhaltung erfolgen, da dieses die Leistungsfähigkeit des Unternehmens nur in einem statischen wirtschaftlichen Umfeld aufrechterhält. Als alternative Unternehmenserhaltungskonzeptionen kommen innerhalb der StromNEV deshalb die Nettosubstanzerhaltung sowie die Realkapitalerhaltung zur Anwendung. Substanzerhaltungskonzeptionen stellen die Erhaltung des Vermögens gemessen in Gütereinheiten in den Vordergrund, d.h. die Netzentgelte müssen die Preissteigerung der Anlagengüter im Zeitverlauf abbilden. Der Fokus liegt hier nicht auf der Kapital- sondern auf der Vermögensseite der Bilanz. Das Konzept der Nettosubstanzerhaltung leitet sich aus der Einsicht ab, dass lediglich die Preissteigerung des mit Eigenkapital finanzierten Anteils über die Innenfinanzierung (Netzentgelte) berücksichtigt werden muss. Die Preissteigerung des fremdfinanzierten Anteils kann durch zusätzliche Aufnahme von Fremdkapital ausgeglichen werden. Ziel der Realkapitalerhaltung ist es, die Kaufkraft des Eigenkapitals eines Unternehmens im Zeitablauf zu erhalten. Diesem Ansatz liegt implizit der Gedanke zugrunde, dass das im Unternehmen eingesetzte und in Geldeinheiten gemessene Kapital in jedem Zeitpunkt zur Verfolgung eines alternativen Sachziels eingesetzt werden könnte. In Folge dessen wird die Preissteigerung über den

Zinssatz abgebildet (vgl. [Sieben et al. 2002, S. 33ff]). Das aktuelle deutsche Regulierungssystem bildet beide Konzeptionen ab, wobei mit Inkrafttreten der Stromnetzentgeltverordnung am 25.07.2005 der Wechsel von einer Kalkulation nach Nettosubstanzerhalt hin zum Prinzip der Realkapitalerhaltung vollzogen wurde. Verbunden damit war die Entscheidung, letzteres nur für ab 2006 errichtete Anlagen (sogenannte Neuanlagen nach § 7 StromNEV) anzuwenden. Als Folge dieser Entscheidung erfolgt die Ermittlung der kalkulatorischen Netzkosten innerhalb der StromNEV für Anlagen, die vor dem 01.01.2006 aktiviert wurden (Altanlagen), weiterhin nach dem Prinzip der Nettosubstanzerhaltung (vgl. [StromNEV, §§ 6 und 7], [Bundesnetzagentur 2008, 2011c] sowie [Deutscher Bundestag 2004]).

Unter Einbeziehung aller bewertungsrelevanten Kostenpositionen ergeben sich die im vorliegenden Modellansatz berücksichtigten kalkulatorischen Netzkosten aus folgenden Positionen:

Tabelle 5.3: Im Rahmen des Modellansatzes berücksichtigte Kostenarten nach StromNEV

+	kalk. Abschreibungen
+	kalk. EK Verzinsung
+	kalk. Gewerbesteuer
-	Auflösung BKZ
+	Betriebs- und Instandhaltungsaufwand
+	Aufwand für Netzverluste
+	Aufwand für Fremdkapitalzinsen
=	<b>Netzkosten nach StromNEV</b>

#### 5.5.4.2 Ermittlung der kalkulatorischen Kostenpositionen

Zweck der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung ist die im § 23 Abs. 2 Satz 1 EnWG geforderte angemessene Verzinsung des eingesetzten Kapitals. Für den Eigenkapitalgeber stellen die kalkulatorischen Eigenkapitalkosten Opportunitätskosten alternativer risikogleicher Investitionen dar, welche deshalb in den Netzentgelten zu berücksichtigen sind (vgl. [Ballwieser 2008a, S. 339]). Die Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung erfolgt in einem mehrstufigen Verfahren, welches in den §§ 6 und 7 der

StromNEV detailliert geregelt ist.<sup>30</sup> Als Bemessungsgrundlage der Verzinsung ist dabei das kalkulatorische Eigenkapital zu bestimmen und anteilig den Alt- und Neuanlagen zuzuordnen (vgl. [StromNEV, § 7]). Weiterhin ist der Anteil des kalkulatorischen Eigenkapitals abzugrenzen, der über die regulatorisch zulässige Eigenkapitalquote von 40% hinausgeht. Zur Vermeidung von sich im Wettbewerb nicht einstellenden Kapitalstrukturen, d.h. einem zu hohen Anteil von höher als Fremdkapital zu verzinsendem Eigenkapital, wird der Anteil des mit dem vollen Zinssatz verzinsten kalkulatorischen Eigenkapitals nach den §§ 6 und 7 StromNEV auf 40% des betriebsnotwendigen Vermögens begrenzt (vgl. [BGH 2008, S. RZ. 40f]). Das die 40% Quote übersteigende kalkulatorische Eigenkapital wird nach § 7 Abs. 1 StromNEV nominal wie Fremdkapital verzinst.

Für die Berechnung der kalkulatorischen Kostenpositionen müssen die kalkulatorischen Bilanzen in jedem (Kostenprüfungs-)Jahr aufgestellt werden. In einem ersten Schritt wird gemäß § 6 StromNEV die kalkulatorische Eigenkapitalquote (EK I) auf Basis des kalkulatorischen betriebsnotwendigen Vermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten (BNV I) bestimmt. Hierzu werden zunächst die kalkulatorischen Restbuchwerte aller betriebsnotwendigen Netzanlagen (RBW zu AHK) ermittelt, welche sich aus den historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten und den kalkulatorischen betriebsmitteltypspezifischen Nutzungsdauern ergeben. Die kalkulatorischen Nutzungsdauern wurden mit dem Ziel der realitätsnahen Abbildung des Werteverzehrs in der Kalkulation festgelegt und weichen deshalb von den bilanziellen Abschreibungen ab (vgl. [StromNEV, § 6 Abs. 1, Anlage 1]). Als

---

<sup>30</sup> Bei der Berechnung der kalkulatorischen Kostenpositionen bestand und besteht in vielen Punkten Interpretationsspielraum. Da die zu entwickelnde Zielfunktion die reale Unternehmensumwelt abbilden soll, werden alle Berechnungsschritte nach aktueller Auslegung der Bundesnetzagentur ausgeführt.

weitere Vermögenspositionen dürfen bereits aktivierte Anlagen im Bau, Finanzanlagen und das Umlaufvermögen in Ansatz gebracht werden ein.

Tabelle 5.4: Berechnung des kalkulatorischen Eigenkapitals I und der Eigenkapitalquote I

+	Kalk. Restwerte des Sachanlagevermögens zu historischen AK/HK
+	Finanzanlagen
+	Umlaufvermögen
=	<b>Betriebsnotwendiges Vermögen I (BNV I)</b>
-	Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil
-	Verzinsliches Fremdkapital
-	Abzugskapital
=	<b>Betriebsnotwendiges Eigenkapital I (BEK I)</b>
	Betriebsnotwendiges Eigenkapital I (BEK I)
/	Betriebsnotwendiges Vermögen I (BNV I)
=	<b>Eigenkapitalquote I (unbegrenzt) (EKQ I (unbegrenzt))</b>
Max	(40%; Eigenkapitalquote I (unbegrenzt))
=	<b>Eigenkapitalquote I (begrenzt)</b>

Das kalkulatorische Eigenkapital I (EK I) berechnet sich anschließend als Residualgröße durch Subtraktion des Fremdkapitals sowie nicht zinstragender Kapitalbestandteile. Der Quotient aus dem kalkulatorischen Eigenkapital I (EK I) und dem kalkulatorischen Betriebsnotwendigen Vermögen (BNV I) ergibt die für die weiteren Berechnungen benötigte kalkulatorische Eigenkapitalquote I (EKQ I). Übersteigt die kalkulatorische EKQ I die festgelegte Höchstgrenze von 40%, wird diese auf den Maximalbetrag von 40% begrenzt. Da Finanzanlagen keinen Bezug zur Netzstruktur aufweisen und angenommen werden kann, dass dem Umlaufvermögen Verbindlichkeiten in gleicher Höhe gegenüberstehen, müssen diese Positionen im Weiteren nicht berücksichtigt werden (vgl. Tabelle 5.4).<sup>31</sup>

<sup>31</sup> Hierdurch kann der Berechnungsaufwand ohne signifikante Auswirkungen auf das Ergebnis reduziert werden.

Tabelle 5.5: Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen einer Einzelanlage (Nettosubstanzerhalt)

	Tagesneuwert (TNW) Anlage X	
/	Kalkulatorische Nutzungsdauer Anlage X	
=	<b>Kalkulatorische Abschreibung Anlage X (TNW)</b>	
	Historische AHK Anlage X	
/	Kalkulatorische Nutzungsdauer Anlage X	
=	<b>Kalkulatorische Abschreibung Anlage X (AHK)</b>	
	Kalkulatorische Abschreibung Anlage X (TNW)	} EK-Anteil
*	EKQ I	
+	Kalkulatorische Abschreibung Anlage X (AHK)	} FK-Anteil
*	(1-EKQ I)	
=	<b>Kalkulatorische Abschreibung Anlage X (TNW/AHK)</b>	

Die nun bekannte Eigenkapitalquote I wird in einem nächsten Schritt zur Berechnung der kalkulatorischen Abschreibungen für die Altanlagen (Nettosubstanzerhalt) nach § 6 Abs. 2 StromNEV sowie zur Aufstellung der kalkulatorischen Bilanz nach § 7 StromNEV, auf Basis derer die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung berechnet wird, benötigt. Die nach § 6 StromNEV zu bestimmenden kalkulatorischen Abschreibungen bilden den ratierlichen Werteverzehr der Netzinfrastruktur ab. Für die Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen der Altanlagen (vor 01.01.2006) wird diese zunächst als Abschreibungsrate auf Basis des Tagesneuwertes sowie auf Basis der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten ermittelt. Maßgebend sind dabei die kalkulatorischen Nutzungsdauern nach Anlage 1 StromNEV. Die in den Netzkosten zu berücksichtigenden Abschreibungen für Altanlagen werden anschließend aus der Summe der mit der EKQ I gewichteten Abschreibungen auf Basis des Tagesneuwertes sowie der mit dem Fremdkapitalanteil (1-EKQ I) gewichteten Abschreibung auf Basis der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten bestimmt (vgl. Tabelle 5.5).

Tabelle 5.6: Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen einer Einzelanlage (Realkapitalerhalt)

	Historische AHK Anlage X
/	Kalkulatorische Nutzungsdauer Anlage X
=	<b>Kalkulatorische Abschreibung Anlage X (AHK)</b>

Die Berechnung der Abschreibungsrate für Neuanlagen (nach 01.01.2006) erfolgt ohne Berücksichtigung der Finanzierungsstruktur auf Basis der historische Anschaffungs- und Herstellungskosten (vgl. Tabelle 5.6).

Tabelle 5.7: Berechnung des kalkulatorischen Eigenkapital II und der Eigenkapitalquote II

+	Kalk. Restwerte des auf Altanlagen entfallenden Sachanlagevermögens zu Tagesneuwerten * Eigenkapitalquote I (begrenzt)
+	Kalk. Restwerte des auf Altanlagen entfallenden Sachanlagevermögens zu historischen AK/HK * (1- EKQ I (begrenzt))
+	Kalk. Restwerte des auf Neuanlagen Sachanlagevermögens zu historischen AK/HK
+	Finanzanlagen
+	Umlaufvermögen
=	<b>Betriebsnotwendiges Vermögen II (BNV II)</b>
-	Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil
-	Verzinsliches Fremdkapital
-	Abzugskapital
=	<b>Betriebsnotwendiges Eigenkapital II (BEK II)</b>

	Betriebsnotwendiges Eigenkapital II (BEK II)
/	Betriebsnotwendiges Vermögen II (BNV II)
=	<b>Eigenkapitalquote I (unbegrenzt)</b>

Max	(40%; Eigenkapitalquote II (unbegrenzt))
=	<b>Eigenkapitalquote II (begrenzt)</b>

Für die Aufstellung der kalkulatorischen Bilanz nach § 7 StromNEV werden in Abweichung zur Bilanz nach § 6 StromNEV und dem Prinzip der Nettosubstanzerhaltung folgend die Restbuchwerte des Teils der Altanlagen, welcher dem Eigenkapital zuzuordnen ist, auf Basis ihrer Tagesneuwerte (TNW) angesetzt. Im Weiteren wird das Eigenkapital II (EK II) durch die gleichen Rechenschritte wie bei der Berechnung des EK I bestimmt, wobei auch hier die erneute

Begrenzung auf eine maximale Quote von 40% erfolgt. Das die Quote von 40% unterschreitende EK II wird im nächsten Schritt auf die Alt- und Neuanlagen aufgeteilt. Nach § 7 Abs. 3 StromNEV bestimmt sich der auf die Neuanlagen entfallende Anteil dabei nach dem Anteil der Neuanlagen am gesamten kalkulatorischen Sachanlagevermögen (Tabelle 5.7).

Tabelle 5.8: Berechnung der kalkulatorischen Verzinsung für die verschiedenen Bestandteile des kalkulatorischen Eigenkapitals

	Betriebsnotwendiges Vermögen II (BNV II)
*	Eigenkapitalquote II (begrenzt)
*	Anteil Neuanlagen
*	regulatorischer EK-Zinssatz für Neuanlagen
=	<b>mit dem EK- Zinssatz für Neuanlagen verzinster Anteil des Eigenkapitals</b>

	Betriebsnotwendiges Vermögen II (BNV II)
*	Eigenkapitalquote II (begrenzt)
*	Anteil Altanlagen
*	regulatorischer EK-Zinssatz für Altanlagen
=	<b>mit dem EK- Zinssatz für Altanlagen verzinster Anteil des Eigenkapitals</b>

	Betriebsnotwendiges Vermögen II (BNV II)
*	( Eigenkapitalquote II (unbegrenzt)
-)	Eigenkapitalquote II (begrenzt)
*	regulatorischer FK-Zinssatz
=	<b>mit dem FK- Zinssatz verzinster Anteil des Eigenkapitals</b>

Im Ergebnis der Berechnung liegen drei kalkulatorische Eigenkapitalbestandteile vor, welche die regulatorische Verzinsungsbasis bilden und jeweilig mit dem EK-Zinssatz der Nettosubstanz-, der Realkapitalerhaltung oder dem nach § 5 StromNEV festgelegten Zinssatz für Fremdkapital verzinst werden (vgl. Tabelle 5.8). Die Verzinsung des gebundenen Kapitals erfolgt nach Gewerbesteuern, weshalb diese als zusätzliche Komponente der Netzkosten zu bestimmen ist. Diese lässt sich als dritte kalkulatorische Kostenposition gemäß § 8 StromNEV aus der Eigenkapitalverzinsung durch Multiplikation mit dem Gewerbesteuersatz des Netzbetreibers ableiten (vgl. [PwC 2012b, S. 474ff]).

### 5.5.4.3 Zur Festlegung der regulatorische Eigenkapitalzinssätze

Die rechtliche Grundlage zur Höhe der in den Netzentgelten zu berücksichtigen Zinssätze findet sich im § 21 Abs. 2 EnWG, nachdem eine wettbewerbsfähige und risikoangepasste Verzinsung zu gewähren ist. Für den Eigenkapitalgeber stellen die kalkulatorischen Eigenkapitalkosten Opportunitätskosten alternativer risikogleicher Investitionen dar (vgl. [Ballwieser 2008a, S. 339]). § 7 Abs. 5 StromNEV konkretisiert diese Vorgabe dahingehend, dass zur Ermittlung des Risikozuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse insbesondere:

- die Verhältnisse auf den nationalen und internationalen Kapitalmärkten und die Bewertung von Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen auf diesen Märkten,
- die durchschnittliche Verzinsung des Eigenkapitals von Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen auf ausländischen Märkten sowie
- beobachtete und quantifizierbare unternehmerische Wagnisse zu berücksichtigen sind.

Die im Rahmen der Netzentgeltkalkulation anzusetzenden Eigenkapitalzinssätze werden im Wege eines Verwaltungsverfahrens nach § 29 Abs. 1 EnWG von der Bundesnetzagentur festgelegt. Wie in der internationalen Regulierungspraxis üblich, greift auch die Bundesnetzagentur zur Bestimmung des Zinssatzes auf das *CAPM* zurück. Zu beachten ist, dass der regulatorische Zinssatz als Zinssatz nach Gewerbesteuer und vor Körperschaftssteuern ausgewiesen wird, während an Kapitalmärkten üblicherweise Zinsen nach allen Steuern verglichen werden ([Bundesnetzagentur 2008, 2011c]).

Aufgrund der zentralen Bedeutung des Themas innerhalb der Regulierung wurde die Frage der sachgerechten Bestimmung von Kapitalkostensätzen regulierter Unternehmen vor allem im Rahmen

von Gutachten ausführlich und kontrovers diskutiert (vgl. exemplarisch [Frontier Economics 2008], [NERA Economic Consulting 2008]).<sup>32</sup> Erst in jüngerer Zeit finden sich auch wissenschaftliche Veröffentlichungen zu dieser Frage (vgl. [Ballwieser 2008a], [Haubold 2007]). Die teilweise deutlich abweichenden Ergebnisse zeigen, dass bei der Anwendung des *CAPM* methodische Freiheitsgrade verbleiben, weshalb die von der Regulierungsbehörde festgelegten Zinssätze von den unternehmensintern ermittelten Kapitalkosten abweichen können. Im Modell wird diesem Sachverhalt durch separate Abbildung regulatorischer und unternehmensindividueller Kapitalkosten Rechnung getragen.

Den individuellen Eigenkapitalkosten kommt damit eine wesentliche Bedeutung für die Bewertung der Investitionsalternativen und damit für die Ergebnisse der Optimierung zu. In vielen Unternehmen ist der für die Bewertung von Investitionsprojekten anzuwendende Zinssatz unternehmensweit vorgegeben. Als weitere Größe ist der vom Unternehmen zu bezahlende Gewerbesteuersatz festzulegen.

### 5.5.5 Ermittlung der Netzentgelte nach der Anreizregulierungsverordnung

Den Ausgangspunkt der Bestimmung der Netzentgelte im Rahmen der Anreizregulierung stellen die nach den Vorschriften der Stromnetzentgeltverordnung ermittelten Netzkosten dar.

Auf Grundlage dieser Kosten und unter Einbeziehung von Strukturdaten des Netzes wird im Zuge eines Effizienzvergleichs für jeden Netzbetreiber ein individueller Effizienzwert bestimmt. Netzkosten, Strukturdaten und Effizienzwert stellen wiederum die Eingangsdaten der im Zentrum der Verordnung stehenden

---

<sup>32</sup> Für einen umfassenden Überblick zum Thema siehe insbesondere [Haubold 2007].

Erlösformel dar, welche gemäß § 7 ARegV im Anhang 1 der Verordnung beschrieben wird (vgl. Abbildung 5.3, Gleichung 5.9).

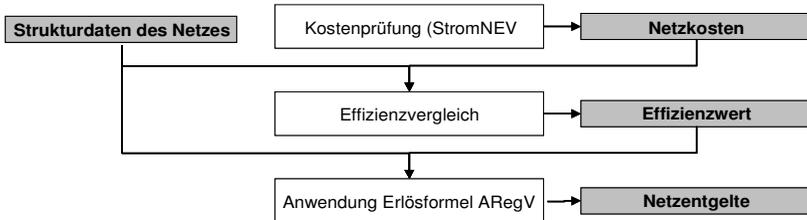


Abbildung 5.3: Grundsystematik der Anreizregulierung  
(Quelle: [PWC 2012, S. 441])

Die Anreizregulierungsverordnung unterscheidet gemäß § 11 Abs. 1 ARegV nach beeinflussbaren (bK), vorübergehend nicht beeinflussbaren (vnbK) und dauerhaft nicht beeinflussbaren (dnbK) Kostenanteilen. Die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile sind in § 11 Abs. 2 ARegV benannt und umfassen zum Beispiel die Konzessionsabgaben oder die Vergütungen für dezentrale Einspeisungen. Die verbleibenden Kosten sind den beeinflussbaren oder vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten zuzuordnen.

$$EO_t = K_{dnb,t} + (K_{vnb,0} + (I - V_t) \cdot K_{b,0}) \cdot \left( \frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) \cdot EF_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t \quad 5.9$$

$EO_t$	Erlösobergrenze aus Netzentgelten im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode nach Maßgabe des § 4 ARegV
$K_{dnb,t}$	dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil nach § 11 Abs. 2 ARegV
$K_{vnb,0}$	vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil nach § 11 Abs. 3 im Basisjahr
$V_t$	Verteilungsfaktor für den Abbau der Ineffizienzen nach § 16 ARegV
$K_{b,0}$	beeinflussbarer Kostenanteil nach § 11 Abs. 4 ARegV im Basisjahr (entspricht den Ineffizienzen nach § 15 Abs. 3 ARegV)
$VPI_0$	durch das Statistische Bundesamt veröffentlichter Verbraucherpreisgesamtindex für das Basisjahr
$VPI_t$	Verbraucherpreisgesamtindex im Jahr t nach § 8 S. 2 ARegV
$PF_t$	genereller sektoraler Produktivitätsfaktor des Jahres t nach § 9 ARegV
$EF_t$	Erweiterungsfaktor nach Maßgabe des § 10 ARegV
$Q_t$	Qualitätselement, Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenze nach § 19 ARegV
$VK_t$	volatiler Kostenanteil nach § 11 Abs. 5 ARegV
$VK_0$	volatiler Kostenanteil nach § 11 Abs. 5 ARegV im Basisjahr
$S_t$	Ausgleichsbetrag des Saldo des Regulierungskontos nach § 5 ARegV

Die Charakterisierung als vorübergehend nicht beeinflussbar soll verdeutlichen, dass sich deren Höhe im Zeitverlauf, zum Beispiel durch technischen Fortschritt, ändern kann (vgl. [Bundesnetzagentur 2006a, S. 23]). Als vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile gelten die Kosten des einhundert Prozent effizienten Netzbetreibers. Nach § 11 Abs. 3 StromNEV werden diese durch Multiplikation der um nicht beeinflussbare Kostenanteile bereinigten Kostenbasis mit dem Effizienzwert des Netzbetreibers ermittelt. Als beeinflussbare Kostenanteile gelten alle Kosten, die nicht den ersten

beiden Kategorien zugeordnet werden. Diese stellen die bewerteten Ineffizienzen des jeweiligen Netzbetreibers dar und sollen im Verlauf der Regulierungsperiode abgeschmolzen werden. Die Bezeichnungen können zum Teil missverstanden werden. Nach dieser Definition stellen auch die Kapitalkosten von in der Vergangenheit getätigten Investitionen beeinflussbare Kosten dar (vgl. [PwC 2012a, S. 483]).

Die sogenannten volatilen Kostenanteile stellen eine Kostengruppe dar, welche ihrem Charakter nach den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten zuzuordnen ist. Für diese Kosten hat der Netzbetreiber die Möglichkeit und die Pflicht, die diesbezüglichen Erlöse jährlich an die aktuellen Entwicklungen anzupassen (vgl. [ARegV, § 11 Abs. 5]). Voraussetzung für die Einordnung als volatile Kostenposition ist das Vorliegen einer wirksamen Verfahrensregulierung, durch welche beispielsweise die Art der Beschaffung einer Vorleistung über gesetzgeberische bzw. regulatorische Entscheidungen in Deutschland oder seitens der EU vorgegeben wird. Auf Ebene der Verteilnetzbetreiber sieht die Bundesnetzagentur bisher die Aufwendungen für die Beschaffung von Verlustenergie als wirksam verfahrensreguliert an, soweit der Netzbetreiber eine freiwillige Selbstverpflichtung hinsichtlich des Beschaffungsprozesses eingeht. Dabei werden die Mengen auf das Niveau der Kostenprüfung im Basisjahr fixiert und die vom Netzbetreiber weitgehend nicht beeinflussbaren Beschaffungspreise durch einen als angemessen angesehenen Referenzpreis ersetzt (vgl. [Bundesnetzagentur 2006a, S. 23f], [PwC 2012a, S. 491]).

Abweichungen zwischen genehmigten und erzielten Erlösen können zum Beispiel aus Differenzen zwischen der Planung zugrunde gelegten und im Ist aufgetretenen Strommengen resultieren. Die Abweichungen werden erfasst und über das Regulierungskonto nach § 5 ARegV ausgeglichen. Werden wie im vorliegenden Planungsansatz mögliche Abweichungen nicht als unsichere Parameter modelliert, kann von einer Berücksichtigung des Regulierungskontos in der Zielfunktion abgesehen werden, da der

entsprechende Erlösterm in der Regulierungsformel  $s_i$  immer einen Betrag von Null aufweist. Auch wenn mögliche Abweichungen berücksichtigt würden, wäre nur von minimalen Auswirkungen auf das Planungsergebnis auszugehen, da gemäß § 5 Abs. 2 ARegV durch das Regulierungskonto ein weitgehend wertneutraler Ausgleich beabsichtigt wird.

Weiterhin können die Gesamtkosten (*TOTEX, Total Expenditures*) in Kapitalkosten (*CAPEX, Capital Expenditures*) und Betriebskosten (*OPEX, Operational Expenditures*) unterteilt werden. Eine auf dieser Unterteilung basierende Regulierung, in welcher die den Kostenblöcken zurechenbaren Erlösbestandteile getrennt bestimmt werden, wird als *building-block*-Regulierung bezeichnet (vgl. [Bundesnetzagentur 2006a, S. 50]). In der deutschen Anreizregulierung spielt diese Unterteilung eine untergeordnete Rolle. Eine Unterscheidung zwischen Kapital- und Betriebskosten erfolgt aber zum Beispiel im Rahmen des Effizienzvergleichs nach § 14 ARegV sowie bei der Bewertung von Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV.

Beide Kategorisierungen sind im Rahmen des hier vorgestellten Ansatzes relevant. Die Strukturierung der innerhalb des Modells abgebildeten Kostenpositionen muss demnach eine entsprechende Kategorisierung erlauben.

#### 5.5.5.1 Sektoraler Produktivitätsfortschritt (genereller X-Faktor)

Der generelle X-Faktor bzw. Produktivitätsfortschritt (PF) bildet innerhalb der Anreizregulierungsverordnung, anders als teilweise angenommen, nicht die reine Produktivitätsentwicklung im Netzbetrieb sondern die Differenz zur gesamtwirtschaftlichen Produktivitäts- und Inputpreisentwicklung ab. Mit der Festlegung eines positiven generellen X-Faktors wird unterstellt, dass die alle Unternehmen, also auch die als vollständig effizient identifizierten Netzbetreiber, eine höhere Produktivitätssteigerung als die übrigen Sektoren der Volkswirtschaft realisieren können. Für die Festlegung des generellen X-Faktors werden in vielen Ländern mit der

langfristigen Produktivitätsentwicklung des regulierten Sektors  $TFP$  sowie den Inputpreisen der sektorspezifischen Produktionsfaktoren  $r$  die beiden wesentlichen Ursachen für Kosteneinsparungen herangezogen. Der X-Faktor ergibt sich hierdurch aus der Summe der Differenz zwischen sektorspezifischer und gesamtwirtschaftlicher Produktivitätsentwicklung (Produktivitätsdifferential) einerseits sowie der Differenz zwischen der gesamtwirtschaftlichen und der sektorspezifischen Inputpreisentwicklung (Inputpreisdifferenzial) andererseits (vgl. [Brunekreeft 2007, S. 36ff], [Bundesnetzagentur 2006b, S. TZ. 27], [Proettel et al. 2009, S. 311]).

$$X_{gen} = (\Delta TFP - \Delta TFP_{Netz}) + (\Delta r_{Netz} - \Delta r) \quad 5.10$$

$X_{gen}$	genereller X - Faktor
$TFP$	Produktivität der Gesamtwirtschaft
$TFP_{Netz}$	Produktivität des Netzsektors
$r$	Einstandspreise der Gesamtwirtschaft
$r_{Netz}$	Einstandspreise des Netzsektors

In der Regulierungspraxis wurde für die Bestimmung der zukünftigen Entwicklung von Produktivität und Inputpreisen dazu übergegangen, eine Abschätzung auf Basis langfristiger Trends aus der Vergangenheit vorzunehmen. Die ökonomisch sorgfältige Bestimmung des Faktors ist eine wesentliche Voraussetzung für die längerfristige Tragfähigkeit des Regulierungssystems. Werden die Steigerungsvorgaben zu hoch angesetzt, ist die finanzielle Integrität der Unternehmen gefährdet. Im umgekehrten Fall realisiert das Unternehmen volkswirtschaftlich unerwünschte Monopolrenditen

(vgl. [Proettel et al. 2009, S. 311ff]).<sup>33</sup> Für den Bereich der Energieversorgungsnetze kommen verschiedene Studien zu teilweise deutlich abweichenden Ergebnissen (vgl. [Bundesnetzagentur 2006b, TZ 113], [Kuhlmann 2006, S. 17ff]). Teilweise wurden auch negative X-Faktoren nachgewiesen oder als regulatorisches Steuerungsinstrument aus energiepolitischen Erwägungen zur Stimulierung von Investitionen eingesetzt (vgl. [Proettel et al. 2009, S. 329]).

Die generellen X-Faktoren stellen demnach in den Prämissen zu definierende Parameter der Planung dar. Die für die ersten beiden Regulierungsperioden anzusetzenden generellen X-Faktoren wurden im § 9 Abs. 2 ARegV festgeschrieben. Hiernach beträgt dieser in der ersten Regulierungsperiode jährlich 1,25% und in der zweiten jährlich 1,5%. Nach § 9 Abs. 3 ARegV hat die Bundesnetzagentur ab der dritten Regulierungsperiode den für die Dauer einer Periode anzuwendenden Faktor auf Basis von Methoden, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen, zu ermitteln. Da bisher keine weiteren Informationen vorliegen, sind die X-Faktoren für den Zeitraum ab der dritten Regulierungsperiode durch den Planer zu schätzen.

#### 5.5.5.2 Effizienzvergleich (individueller X-Faktor)

Über den durch Effizienzvergleich ermittelten individuellen X-Faktor wird das Prinzip des Vergleichswettbewerbs zwischen den Netzbetreibern in die Erlösformel der Anreizregulierungsverordnung integriert. Im Effizienzvergleich werden die Aufwands- und Vergleichsparameter aller in den Vergleich einbezogenen Netzbetreiber mit Hilfe von Benchmarkingmethoden verglichen. Die Netzkosten nach StromNEV stellen gemäß § 14 Abs. 1 ARegV

---

<sup>33</sup> Allein aus der Tatsache, dass die regulatorisch festgelegten generellen X-Faktoren nur in seltenen Fällen den von einem individuellen Unternehmen realisierbaren generellen Effizienzsteigerungen entsprechen, kann der Bedarf nach einer Berücksichtigung der X-Faktoren des Regulierungssystems im Planungskalkül abgeleitet werden.

i.V.m. § 6 ARegV die Ausgangsgröße für die Ermittlung der in den Effizienzvergleich als Aufwandsparameter anzusetzenden Kosten dar (TOTEX). Diese Kosten werden nach § 14 Abs. 1 ARegV um die durch Dritte verursachten dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile bereinigt, um den Kostenblock zu bestimmen, der vom Unternehmen im weiteren Sinne beeinflusst werden kann (vgl. [PwC 2012a, S. 496ff]).

Die Bestimmung des Effizienzwertes erfolgt auf Basis dieses Kostenblocks (TOTEX) nach § 12 Abs. 4a ARegV. Da die Kapitalkosten erfahrungsgemäß einen großen Anteil der Netzkosten ausmachen und diese vor allem von der Altersstruktur der Netzanlagen abhängen, würden Netzbetreiber mit älteren Netzanlagen im Benchmarking bevorzugt werden. Aus diesem Grund ist eine zweite, standardisierte Kostenbasis nach den Vorschriften des § 14 ARegV zu ermittelt. Die Standardisierung zielt darauf ab, durch Orientierung an den Tagesneuwerten der Netzanlagen, die Vorgabe einheitlicher Nutzungsdauern sowie einer genormten Kapitalstruktur eine bessere Vergleichbarkeit der Netzbetreiber zu erreichen (vgl. [PwC 2012a, S. 496ff]).

Der standardisierte Wert wird als Kapitalkostenannuität nach

$$CAPEX_{annu} = TNW_t \cdot \frac{WACC_{reg} \cdot (1 + WACC_{reg})^{AD}}{(1 + WACC_{reg})^{AD} - 1} \quad 5.11$$

$CAPEX_{annu}$	annuitätische Kapitalkosten
$TNW_t$	Tagesneuwert einer Anlage
$WACC_{reg}$	gewichtete Kapitalkosten auf Grundlage regulatorischer Zinsen und Kapitalquoten
$AD$	zugrunde gelegte Abschreibungsdauer

folgender Gleichung bestimmt (vgl. [ARegV, § 14]):

Der Zinssatz ergibt sich gemäß den Vorschriften des § 14 Abs. 2 ARegV aus dem kalkulatorischen Eigenkapitalzins nach § 7

StromNEV und den Fremdkapitalzinsen nach § 5 StromNEV, wobei eine pauschalierte Kapitalstruktur von 40% Eigenkapital, 35% verzinslichem Fremdkapital und 25% unverzinslichem Fremdkapital unterstellt wird. Die Zinssätze sind weiterhin um die durchschnittliche Preisänderungsrate der letzten zehn Jahre zu ermäßigen.

Neben den Kostendaten sind für den Effizienzvergleich Vergleichsparameter zu berücksichtigen, durch welche die Versorgungsaufgabe sowie die Gebietseigenschaften der Netzbetreiber erfasst werden. Die Vergleichsparameter beschreiben den Output des Netzbetreibers, welcher dem Input (Aufwandsparameter) gegenübergestellt wird (vgl. [PwC 2012a, S. 499] sowie [ARegV, § 13]). Nach § 13 Abs. 3 ARegV hat die Auswahl der Parameter mit qualitativen, analytischen oder statistischen Methoden zu erfolgen. Für die erste und zweite Regulierungsperiode hat die Regulierungsbehörde für Stromversorgungsnetze die Vergleichsparameter:

- Anzahl der Anschlusspunkte,
- Fläche des versorgten Gebietes,
- Leitungslänge (Systemlänge),
- zeitgleiche Jahreshöchstlast.

zu verwenden (vgl. [ARegV, § 13 Abs. 4]). Neben diesen in der Verordnung festgelegten Parametern kann die Bundesnetzagentur gemäß § 13 Abs. 3 ARegV weitere Parameter bestimmen.

Die für die Bestimmung der individuellen Effizienzwerte in Frage kommenden Benchmarkingmethoden können nach dem verwendeten Vergleichskonzept sowie der Bestimmung der Effizienzgrenze in parametrische und nicht-parametrische sowie in *frontier* und *non-frontier* Methoden unterschieden werden (vgl. Abbildung 5.4). Bei *frontier* Methoden erfolgt der Vergleich mit Bezug auf das beste vergleichbare oder (virtuell) konstruierte

Unternehmen, bei *non-frontier*-Methoden auf Basis von Mittelwerten der Vergleichsgruppe. In den auf Regressionsanalysen basierenden parametrischen Methoden wird explizit ein funktionaler Zusammenhang zwischen den Kosten und dem Output unterstellt. Darüber hinaus besteht bezüglich der zugrunde liegenden Produktionsfunktion die implizite Annahme derer Identität bei allen Netzbetreibern. Infolge dessen müssen viele spezifische Einflüsse unberücksichtigt bleiben, um überhaupt Aussagen ableiten zu können. Die parametrischen Methoden basieren vorwiegend auf Varianten der Kleinste-Quadrate-Methode (*ordinary-least-squares*, *OLS*), welche in dieser Form eine *non-frontier* Methode darstellt. Für die Ermittlung einer Obergrenze muss die mittlere Effizienzgrenze verschoben werden. Hierzu stehen abgewandelte Methoden, wie *Corrected Ordinary Least Squares (COLS)*, *Modified Ordinary Least Squares (MOLS)* oder *Stochastic Frontier Analysis (SFA)* zur Verfügung. Im Gegensatz dazu werden bei den nicht-parametrischen Methoden lediglich Annahmen zur Struktur der Grenze der Produktionsmöglichkeiten getroffen. Bei Anwendung nicht-parametrischer Methoden werden tendenziell mehr Unternehmen als effizient eingestuft, da jeweils für Gruppen von ähnlichen Unternehmen lokal effiziente Netzbetreiber identifiziert werden. Zu den bedeutendsten nicht-parametrischen Methoden zur Bestimmung der Kosteneffizienz gehört die *Data Envelope Analyse (DEA)*.

Eine weitere Möglichkeit des Benchmarking stellen analytische Kostenmodelle dar. Hierbei werden in Modellnetzanalysen standardisierte und homogene, in Referenznetzanalysen reale Versorgungsaufgaben mit Computern modelliert. Durch die Orientierung am per Definition effizienten Referenznetz erfolgt der Vergleich mit dem absoluten Optimum. Alle anderen Methoden können nur relative Effizienzwerte ermitteln (vgl. [Steinbach et al. 2007, S.5ff], [Vaterlaus 2007, S. 40ff], [Weber 2009, S. 4ff]).

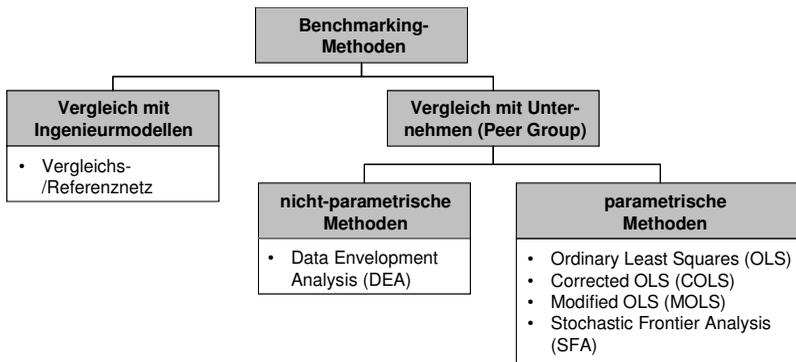


Abbildung 5.4: Systematik der Benchmarkingverfahren  
(Quelle: [Vaterlaus 2007, S. 41])

Mit der Anwendung von Effizienzanalysemethoden sind verschiedene Herausforderungen verbunden. Hierzu zählen eine angemessene Robustheit der Ergebnisse und die Vergleichbarkeit der einbezogenen Kosten sowie der erfassten Outputparameter (vgl. [Vaterlaus 2007, S. 41f]). Shuttleworth (2005) zweifelt die Belastbarkeit von Benchmarkingstudien grundsätzlich an, da durch fehlerhafte Variablendefinition und -auswahl das Benchmarkingverfahren in der Realität nicht vorhandene Ineffizienzen ausweisen kann (vgl. [Shuttleworth 2005]). Auch [Filippini et al. 2002] weisen auf die Gefahr der Diskriminierung bei nicht sachgerechter Abbildung kostentreibender Strukturunterschiede hin. Im Rahmen der deutschen Anreizregulierung wird die sachliche Richtigkeit und Rechtmäßigkeit des Effizienzvergleiches von vielen Netzbetreibern angezweifelt und durch die Gerichte bisher uneinheitlich beurteilt (vgl. [PwC 2012a, S. 501]).

Im Rahmen der aktuellen Anreizregulierung kommen nach Anlage 3 zu § 12 ARegV die *Data Envelope Analysis (DEA)* sowie die *Stochastic Frontier Analysis (SFA)* zur Anwendung. Diese werden

sowohl auf Basis der standardisierten als auch der nicht-standardisierten Kosten durchgeführt, wodurch sich für jeden Netzbetreiber vier Effizienzwerte ergeben, von denen der beste in der Erlösformel zur Anwendung kommt. Die über den Effizienzwert ermittelten ineffizienten oder beeinflussbaren Kostenanteile werden gemäß § 16 ARegV in individuelle Effizienzvorgaben überführt, welche unter Anwendung eines Verteilfaktors (V) über zwei (Ineffizienzen des 1. Effizienzvergleichs) bzw. eine (Ineffizienzen folgender Effizienzvergleiche) Regulierungsperioden gleichmäßig abgebaut werden müssen (vgl. [ARegV, § 16 Abs. 1]). Nach den Vorgaben der ARegV orientiert sich der Effizienzwert nach Ziffer 2 der Anlage 3 zu § 12 ARegV an den jeweils effizientesten Netzbetreibern, d.h. das *fronier*-Unternehmen wird zur Bestimmung der Effizienz herangezogen (vgl. [Theobald 2008, S. 112]).

Die Ermittlung von Effizienzwerten auf Grundlage von Unternehmensvergleichen lässt sich nicht in einen optimierenden Planungsansatz integrieren, da hierfür die Strategien und Kostenfunktionen der Vergleichsunternehmen bekannt sein müssten. Als praktikable Alternative bietet sich deshalb die Effizienzwernermittlung durch Kostenvergleich mit Referenznetzen an. Die Bundesnetzagentur legt in ihrem Bericht zur Einführung der Anreizregulierung dar: *„Die Vorgaben für die Netzbetreiber können sich auch an den Ergebnissen von ingenieurwissenschaftlichen Modelluntersuchungen orientieren. Hierbei wird auf der Grundlage eines technisch-wirtschaftlichen Planungs- und Optimierungsmodells ein Anlagen-Mengen-Gerüst ermittelt. In die Modellierung können verschiedene Optimierungsschritte und Rahmenbedingungen, beispielsweise auch gebietsstrukturelle Merkmale und historisch vorgegebene Strukturen, integriert werden.“* [Bundesnetzagentur 2006a, S. 49]. Im Ausland werden solche Modelle unter anderem für die Regulierung der Stromnetzbetreiber bereits eingesetzt (vgl. [Consentec 2006, S. 21ff]). Die Bundesnetzagentur geht zukünftig davon aus, dass auch in Deutschland analytische Kostenmodelle für den

Effizienzvergleich von Verteilnetzbetreibern herangezogen werden (vgl. [Bundesnetzagentur 2006a, S. 183,192]).

Referenznetze werden im vorliegenden Modell durch das Verfahren der Grundsatzplanung bereits ermittelt. Wird für jedes Jahr des Optimierungszeitraums ein kosteneffizientes Netz berechnet, entsprechen deren Kosten in jedem Jahr den Kosten eines 100% effizienten Netzbetreibers. Durch dieses Vorgehen werden alle oben genannten Strukturparameter automatisch berücksichtigt. Würden diese Strukturparameter in den vergleichenden Verfahren alle strukturellen Unterschiede in idealer Weise abbilden und in der Vergleichsgruppe ein einhundert Prozent effizienter Netzbetreiber existieren, wären die Ergebnisse des Referenznetzansatzes und des Unternehmensvergleichsansatzes identisch.

#### 5.5.5.3 Erweiterungsfaktor

Der Erweiterungsfaktor stellt ein Instrument dar, mit welchem Verteilnetzbetreiber ihre Erlösbergrenzen innerhalb einer Regulierungsperiode bei erheblichen Steigerungen der Netzkosten aufgrund einer nachhaltigen Änderung der Versorgungsaufgabe anpassen können (vgl. [ARegV, § 10]). Die Änderung der Versorgungsaufgabe wird ebenfalls anhand von Strukturparametern beschrieben und damit für deren Berücksichtigung in der Erlösbergrenzenformel operationalisierbar gemacht. § 10 Abs. 2 ARegV führt explizit die Parameter „Fläche des versorgten Gebietes“, „Zahl der Anschlusspunkte“ für Stromnetze sowie die „Jahreshöchstlast“ auf. Darüber hinaus wurde die Bundesnetzagentur durch § 10 Abs. 2 Satz 2 Nr. 4 i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 3 ARegV ermächtigt, bei Bedarf weitere Parameter festzulegen. Mit Beschluss [BK8-10/004] wurde im Jahr 2010 die „Anzahl der Einspeisepunkte dezentraler Erzeugungsanlagen“ als weiterer Parameter festgelegt. Der Äquivalenzfaktor  $z_i$  bildet das Verhältnis von dezentraler Erzeugungsleistung und Jahreshöchstlast ab, wobei dieser für die hier betrachtete Hochspannungsebene unabhängig von den realen Verhältnissen

auf den Wert 1 festgeschrieben wird (vgl. [Bundesnetzagentur 2010a, S. 2]). Anlage 2 zu § 10 ARegV sieht vor, dass der Erweiterungsfaktor zunächst für jede Netzebene als eigener Faktor berechnet und anschließend ein gewichteter Mittelwert gebildet wird. Die Bundesnetzagentur konkretisiert diese Regelung dahingehend, dass die Gewichtung anhand eines Kostenstellenschlüssels zu erfolgen hat, wobei die Schlüssel aus den Daten des jeweiligen Basisjahres der Regulierungsperiode abzuleiten sind (vgl. [ARegV 2007], [Bundesnetzagentur 2011d, S. 4f]).

Die Ermittlung des Erweiterungsfaktors ist in den Planungsansatz zu integrieren. Die einfließenden Strukturparameter sind hierfür als exogene Randbedingungen der Planung im Modell vorzugeben:<sup>34</sup>

- Jahreshöchstlast,
- Anzahl der Einspeise- und Ausspeisepunkte,
- Fläche des versorgten Gebietes.

#### 5.5.5.4 Qualitätselement

Ziel der Qualitätsregulierung ist es, zu verhindern, dass durch die Anreizregulierung induzierte Kosteneinsparungen zu Lasten der Versorgungssicherheit gehen. Gemäß § 21a Abs. 5 EnWG muss die Versorgungsqualität deshalb auch in Deutschland innerhalb der Regulierung berücksichtigt werden. Nach § 19 Abs. 2 ARegV hat die Anwendung des diese Sachverhalte berücksichtigenden Qualitätselements  $Q_i$  spätestens ab der zweiten Regulierungsperiode zu erfolgen. Für die Umsetzung wird häufig ein Pönale/Prämie-Ansatz vorgeschlagen. Auch die deutsche Regulierung folgt diesem Prinzip. Die Bundesnetzagentur ermittelt hierfür im Strombereich zunächst ausschließlich Kennzahlen zur

---

<sup>34</sup> Im Rahmen dieser Arbeit stellen diese Parameter sichere Parameter dar. Das entwickelte Verfahren erlaubt jedoch auch deren Abbildung als unsichere Parameter.

Messung der Unterbrechungsdauer.<sup>35</sup> Grundlage für die Bestimmung des Qualitätselements in der Erlösformel bildet ein Referenzwert, welcher als Durchschnittswert aus den gewichteten Qualitätskennzahlen aller Netzbetreiber ermittelt wird (§ 20 Abs. 2 ARegV). Abweichungen zu diesem Referenzwert werden mit einem ebenfalls von der Bundesnetzagentur festgelegtem Kostensatz pro nicht gelieferter kWh bewertet und führen zu Zu- oder Abschlägen in den Netzerlösen. Über alle Netzbetreiber ist die Summe aus diesen Null. Die Hoch- und Höchstspannungsebene wird von der Qualitätsregulierung jedoch ausgenommen (vgl. [Bundesnetzagentur 2011e, 2011f], [Consentec et al. 2010], [PwC 2012a, S. 512ff], [Tao 2007, S. 14f]).

Da die Qualitätsregulierung in der betrachteten 110-kV-Hochspannungsebene nicht zur Anwendung kommt, ist für die ökonomische Bewertung der Netzplanung die Berücksichtigung des Qualitätselementes sowie die Ermittlung technischer Zuverlässigkeitskennzahlen nicht erforderlich (vgl. [Bundesnetzagentur 2011e, 2011f]). Die Versorgungsqualität wird im vorgestellten Modell deshalb ausschließlich über das (n-1)-Kriterium als technische Randbedingung der Netzplanung berücksichtigt und nicht explizit in die ökonomische Bewertung integriert. Eine Integration in den Planungsansatz wäre für den Fall einer Ausweitung der Qualitätsregulierung oder des Planungsbereiches auf andere Spannungsebenen jedoch möglich. Die Schwierigkeiten der Einbeziehung des Qualitätselementes in optimierende Planungsansätze bestehen dann insbesondere in der Ermittlung der technischen Kennzahlen der Versorgungsqualität. Mit der probabilistischen Zuverlässigkeitsanalyse steht ein Verfahren zur Verfügung, mit welchem die zur Bestimmung des Qualitätselementes erforderlichen Zuverlässigkeitskenngrößen eines Netzes ermittelt werden können (vgl. [Haubrich 1996]). Da

---

<sup>35</sup> Niederspannung: System Average Interruption Duration Index (SAIDI) / Mittelspannung: Average System Interruption Duration Index (ASIDI))

deren vollständige Integration in optimierende Modelle aufgrund des hohen Rechenaufwandes jedoch schwierig ist, wird in Planungsmodellen auf Nährungsverfahren zurückgegriffen (vgl. [Tao 2007, S. 55], Kapitel 4.3.2).

#### 5.5.5.5 Investitionsbudgets

Übertragungsnetze nehmen aufgrund technischer Gegebenheiten und gesetzlicher Vorgaben eine Sonderrolle im Rahmen der Anreizregulierung ein. Aufgrund gesetzlicher Anforderungen haben diese zusätzliche Aufgaben zu erfüllen, die erhöhte Kosten verursachen. Für die aufgrund dieser Anforderungen entstehenden Zusatzkosten für Erweiterungs- oder Umstrukturierungsinvestitionen können von den Übertragungsnetzbetreibern gemäß §23 ARegV Investitionsbudgets beantragt werden (vgl. [Deutscher Bundestag 2007, S. 66]). Nach den Regelungen des § 23 Abs. 6 S. 1 ARegV können Investitionsbudgets im Einzelfall auch für Verteilnetzbetreiber genehmigt werden. Dies ist jedoch nur unter besonderen Voraussetzungen möglich. Hierzu zählt, dass die zu genehmigende Investitionsmaßnahme eines Verteilnetzbetreibers nicht durch den Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV berücksichtigt werden darf und mit erheblichen Kosten im Sinne des § 23 Abs. 6 S. 3 ARegV verbunden sein muss.

Daneben muss die Maßnahme durch bestimmte, in § 23 Abs. 6 S. 1 ARegV abschließend benannte Umstände hervorgerufen werden. Aufgrund der Regulierungspraxis der Bundesnetzagentur, welche auf der Annahme beruht, dass Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen grundsätzlich über den Erweiterungsfaktor berücksichtigt sind, stellt die Beantragung von Investitionsbudgets keine relevante Planungsoption für Verteilnetzbetreiber dar (vgl. [Bundesnetzagentur 2010b, S. 5]). Im

Rahmen dieser Arbeit werden sie deshalb nicht als Instrument berücksichtigt.<sup>36</sup>

#### 5.5.5.6 Pauschalierter Investitionszuschlag

Auf Antrag des Netzbetreibers wird diesem bei der Festlegung der Erlösobergrenze nach Maßgabe des § 25 ARegV ein pauschalierter Investitionszuschlag gewährt. Nach dem Willen des Ordnungsgebers soll der Zuschlag dafür sorgen, dass Investitionen insbesondere in der Anfangsphase der Anreizregulierung nicht unterlassen oder behindert werden (vgl. [Theobald 2008, S. 40]). Der jährliche Aufschlag auf die Erlösobergrenze darf maximal 1% der nach § 14 Abs. 1 Nr. 3 ARegV ermittelten Kapitalkosten betragen. Neben ihrer Funktion im Effizienzvergleich dienen die standardisierten Kapitalkosten somit auch zur Bestimmung der genehmigungsfähigen Höchstgrenze für den Zuschlag. Die Anwendung des pauschalisierten Investitionszuschlags ist gemäß § 34 Abs. 4 ARegV auf die erste Regulierungsperiode begrenzt. Darüber hinaus steht er nach § 25 Abs. 5 ARegV nur den Verteilnetzbetreibern zu. Da in der Bewertung die jährlichen standardisierten Kapitalkosten nach § 14 ARegV bekannt sind, kann diese Erlösponente innerhalb des Modells einfach bestimmt werden.

### 5.5.6 Alternative Regulierungssysteme

Im Gegensatz zu systemanalytischen Modellrechnungen darf in einer zukunftsbezogenen Planungsrechnung mit einem Betrachtungszeitraum von mehreren Jahrzehnten nicht ausschließlich das aktuelle Regulierungssystem abgebildet werden. Vielmehr ist es notwendig, plausible Annahmen über dessen zukünftige Entwicklung zu treffen.

---

<sup>36</sup> Der entwickelte Modelansatz erlaubt jedoch eine nachträgliche Verankerung dieses Instrumentes in der Zielfunktion für den Fall, dass dieses für Verteilnetzbetreiber relevant wird.

Als sehr wahrscheinliche Entwicklung kann in diesem Zusammenhang der im EnWG bereits angelegte und im Bericht der Bundesnetzagentur zur Einführung der Anreizregulierung explizit als das der aktuellen Variante folgende Regulierungssystem des Vergleichswettbewerbs (Yardstickregulierung) angesehen werden (vgl. [Bundesnetzagentur 2006a, S. 14, sowie S.80f]).

Aus diesem Grund wird die Yardstickregulierung unter Annahme einer Regulierungsperiode von 2 Jahren als alternatives Regulierungssystem im Modell abgebildet. In der gewählten Variante handelt es sich dem Ansatz nach um eine Sonderform der Revenue-Cap-Regulierung (*Revenue-Cap-Regulierung* mit Yardstick-Elementen), bei der die Preise der Schattenunternehmen verwendet werden, um die Erlösobergrenze des Unternehmens festzulegen (vgl. [Filippini et al. 2002, S. 52]). Für die Berechnung der Erlöse werden äquivalent zum Ansatz der Bestimmung des Effizienzwertes nicht die (unbekannten) strukturell vergleichbar gerechneten Kosten der Vergleichsunternehmen, sondern die über eine Referenznetzanalyse ermittelbaren Kosten des effizienten Netzbetreibers zugrunde gelegt (vgl. Gleichung 7.14).

Neben der frühestens ab der dritten Regulierungsperiode zu erwartenden Yardstickregulierung besteht auch im Rahmen der aktuellen Anreizregulierung die Möglichkeit von Systemänderungen. Als für die Bewertung relevantes Szenario kann hier die Beseitigung des von Netzbetreibern als problematisch gesehenen Zeitverzugs zwischen dem Auftreten von Kapitalkosten (CAPEX) und deren Berücksichtigung in den Netzentgelten (Zeitverzugsproblematik) angesehen werden (vgl. [Ballwieser 2008b]). Die Forderung nach deren Beseitigung durch punktuelle Anpassungen der ARegV wird nachdrücklich von einem Teil der Branche formuliert (vgl. [BDEW 2011, S. 28], [Botzenhardt 2012, S. 12ff]). Als Beispiele für die Relevanz des Themas sowie mögliche Lösungen werden die bereits innerhalb der aktuellen Anreizregulierung umgesetzte Beseitigung der Zeitverzüge im Rahmen des Regulierungsinstrumentes „Investitionsmaßnahmen“ nach § 23 ARegV und andere

europäische Regulierungssysteme genannt (vgl. [EURELECTRIC 2011]). Vor diesem Hintergrund hat das BMWi in einem Eckpunktepapier die Überprüfung der Zeitverzugsproblematik angekündigt (vgl. [BMWi 2012b]).

Für die Lösung des Zeitverzugsproblems können verschiedene Ansätze gewählt werden. Beispiele finden sich unter anderen in den Regulierungssystemen anderer Länder der EU (vgl. Abbildung 5.5). Eine Umsetzung der veränderten Erlösformel ist aufgrund der gewählten Kategorisierung der Kosten nach CAPEX und OPEX (*Building-Block-Ansatz*) leicht möglich. Während der Zeitverzug für die CAPEX hierdurch beseitigt wird, wird die Erlösformel der Anreizregulierung in der gewählten Regulierungssystemvariante unverändert auf die OPEX angewandt. Die CAPEX werden im Jahr ihrer Entstehung in Form eines zusätzlichen Terms in der Erlösformel berücksichtigt. Der Effizienzvergleich erfolgt dabei weiterhin auf TOTEX Basis (vgl. Kapitel 7.4.3).

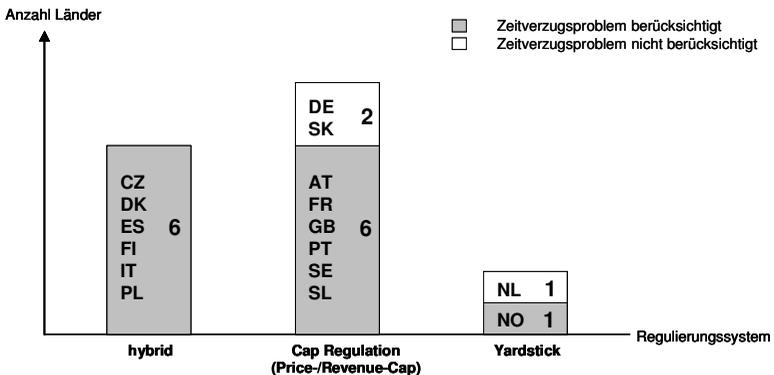


Abbildung 5.5: Länder der EU, in denen die Zeitverzugsproblematik in der Regulierungsformel berücksichtigt wird (Quelle: [EURELECTRIC 2011, S. 18])

### 5.5.7 Weitere Parameter

Die zu bewertenden Mengen- und Kostengerüste sowie die Netzverluste sind durch das zu entwickelnde Netzmodell zu berechnen bzw. in den Planungsprämissen vorzugeben. Darüber muss das Modell weitere bewertungsrelevante Parameter berücksichtigen, deren Ausprägungen unternehmensindividuell sind.

Investitionen in Netzanlagen werden in der Regel nicht zu 100% aus Eigenkapital finanziert. Als weitere Kapitalquellen stehen verzinsliches Fremdkapital sowie von den Anschlussnehmern eingezahlte zinsfreie Baukostenzuschüsse zur Verfügung. Die Kapitalstruktur ist sowohl für die Bestimmung eines risikoadjustierten Diskontierungsfaktors als auch im speziellen Fall des regulierten Netzgeschäftes durch ihren Einfluss auf die Höhe der Erlöse relevant (vgl. Kapitel 5.5.4). Grundsätzlich steht es dem Netzbetreiber im Rahmen der Stromnetzentgeltverordnung frei, eine beliebige Kapitalstruktur zu wählen. Durch die regulatorische Begrenzung des mit dem genehmigten Eigenkapitalzins vergüteten Kapitals auf 40% des kalkulatorischen Vermögens im § 7 Abs. 1 StromNEV ist es für einen Netzbetreiber aus einer statischen Betrachtung heraus aber sinnvoll, eine kalkulatorische Eigenkapitalquote in dieser Höhe anzustreben.<sup>37</sup> Die Wahl der Kapitalstruktur ist eine unternehmerische Entscheidung und geht als Prämisse in die Netzplanung ein. Eventuelle vereinnahmte Baukostenzuschüsse und zinstragendes Fremdkapital werden auf der Passivseite der Bilanz erfasst. Die Auflösung der Baukostenzuschüsse führt zu Erträgen, welche zusammen mit den Aufwendungen für Zinszahlungen ebenfalls in der Gewinn- und Verlustrechnung abgebildet werden.

---

<sup>37</sup> Eine höhere Quote ist nicht sinnvoll, da ein Teil des Eigenkapitals nicht marktüblich verzinst wird. Bei einer niedrigeren Quote steigen das Risiko des Eigenkapitals und damit die Renditeforderung des Marktes. Dabei wird unterstellt, dass der Marktwert des Eigenkapitals ungefähr der Höhe des kalkulatorischen Eigenkapitals entspricht.

Preissteigerungsraten fließen an mehreren Stellen in die Netzentgeltkalkulation sowie in das Bewertungskalkül ein. Im Rahmen der Nettosubstanzerhaltskonzeption erfolgt die Ermittlung der in die Vermögensbewertung einfließenden Tagesneuwerte zum jeweiligen Stichtag unter Verwendung anlagengruppenspezifischer Preisindizes, die auf den Indexreihen des statistischen Bundesamtes beruhen müssen (vgl. [StromNEV, § 6 Abs. 3]). Demgegenüber erfolgt die Berücksichtigung beim Realkapitalerhalt über eine Inflationskomponente im festgelegten Nominalzinssatz. Im Unterschied zur sachspezifischen Ermittlung beim Nettosubstanzerhalt wird bei der Realkapitalerhaltung der allgemeine Verbraucherpreisindex (VPI) zugrunde gelegt (vgl. [Bundesnetzagentur 2011c], [StromNEV, § 7 Abs. 4]). Darüber hinaus kommt der VPI zur Abbildung von Preissteigerungen innerhalb der Regulierungsperioden in der Erlösformel der Anreizregulierung zur Anwendung (Gleichung 5.9). Eine Prognose der jeweiligen Raten kann im Rahmen der Voruntersuchungen zur Planung erfolgen. Häufig existieren auch unternehmensweit gültige Vorgaben zu den in Planungsrechnungen anzusetzenden Werten.

### 5.5.8 Resultierende Zielfunktionen

In den vorangegangenen Kapiteln wurden die Bestandteile der Zielfunktion des Modellansatzes diskutiert. Für die Bewertung eines durch die jährlichen Investitions- und Desinvestitionsentscheidungen repräsentierten Investitionsprogramms werden folgende Teile der Zielfunktion für jedes Jahr des bewertungsrelevanten Zeitraums ermittelt:

- Anlagenrechnung im handelsrechtlichen und kalkulatorischen Bewertungsbereich,
- handelsrechtliche und kalkulatorische Bilanzrechnung,
- Netzkostenermittlung auf Basis der Stromnetzentgeltverordnung,

- aktuelle Erlösformel: Netzentgeltermittlung auf Basis der Anreizregulierungsverordnung,
- alternative Erlösformel: Entgeltermittlung auf Basis der Anreizregulierung bei Beseitigung des Zeitverzugs für Kapitalkosten,
- alternative Erlösformel: Ermittlung der Netzentgelte im Rahmen einer Yardstickregulierung,
- handelsrechtliche Gewinn- und Verlustrechnung und
- Kapitalflussrechnung.

Die Zielfunktion ist hierdurch wesentlich komplexer als in den bisherigen ausgabenorientierten Ansätzen. In welcher Konstellation und in welchen Zeiträumen die drei alternativen Regulierungssysteme angewandt werden, kann a priori nicht bestimmt werden. Die Konfiguration dieser ist deshalb über freie Parameter im Modell zu integrieren und deren Ausprägung im Rahmen des Planungsprozesses in Voruntersuchungen festzulegen. Die abgebildeten Regulierungssysteme basieren auf der aktuellen Ist-Situation sowie einer Einschätzung wahrscheinlicher zukünftiger Entwicklungen.

Welche Regulierungssysteme in der Netzplanung abgebildet werden, ist für zukünftige Anwendungen jeweils im Rahmen von Voruntersuchungen zur Netzplanung zu ermitteln. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die regulatorischen Bestandteile des Bewertungskalküls das aktuelle bzw. die aus heutiger Sicht plausible Entwicklung des Regulierungssystems repräsentieren. Prinzipiell ist für jede Planung erneut zu überprüfen, ob Anpassungen in der modellierten Regulierungssystematik erforderlich sind. Abbildung 5.6 zeigt zusammenfassend den konzeptionellen Aufbau der in dieser Arbeit zur Anwendung kommenden Zielfunktion(en) sowie das Zusammenwirken der berücksichtigten Bestandteile.

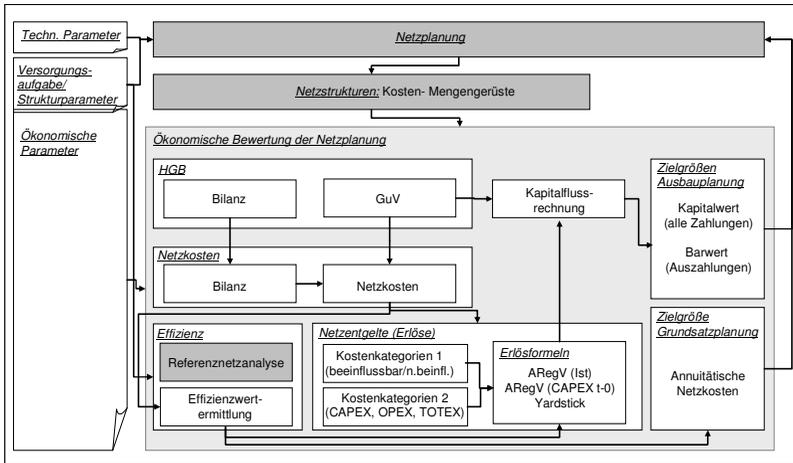


Abbildung 5.6: Konzeptioneller Aufbau der Zielfunktion(en) der Netzplanung (Quelle: eigene Darstellung)

## 5.6 Zur Berücksichtigung von Unsicherheit und Flexibilität in der Netzplanung

### 5.6.1 Zielstellungen und Vorgehen

Im vorangegangenen Kapitel wurde der grundlegende Aufbau der Zielfunktionen für die Bewertung der Grundsatz- und Ausbauplanung beschrieben. Die auf dem *DCF* basierende Zielfunktion der Ausbauplanung unterliegt der Einschränkung, dass modellseitig von quasi-sicheren Erwartungen ausgegangen wird und die Planung somit einer deterministischen Entscheidungssituation unter perfekter Voraussicht entspricht. Solche Entscheidungssituationen sind in der Realität äußerst selten zu finden. Insbesondere, wenn eine Optimierung über lange Zeiträume erfolgen soll, ist eine deterministische Betrachtung mit Problemen verbunden (vgl. [Krey 2006, S. 15]).

Aus diesem Grund wird die Untersuchung in Kapitel 5.6 auf die Berücksichtigung von Unsicherheit und Flexibilität bei der

Optimierung von sequentiellen Planungsprozessen ausgeweitet. In den Kapiteln 5.6.2 bis 5.6.4 werden die theoretischen Grundlagen der Bewertung von Unsicherheit im Überblick erläutert. Mit Bezug auf die in theoretischen Kapiteln vorgestellten Bewertungsverfahren werden in den Kapiteln 5.6.5 und 5.6.6 bestehende Optimierungsansätze für die Netzplanung exemplarisch analysiert und Schlussfolgerungen bezüglich der Anwendbarkeit einzelner Verfahren abgeleitet. Ab Kapitel 5.6.7 erfolgt die Übertragung der Erkenntnisse aus den Analysen auf das Problem der Netzplanung. Ergebnis des Kapitels ist ein Vorschlag zur Bewertung von Flexibilität im Rahmen der optimierenden Netzplanung.

## 5.6.2 Schwächen des DCF in Bezug auf die Berücksichtigung von Unsicherheit und Flexibilität

Der Zukunftsbezug stellt sowohl ein Charakteristikum der Planung als auch der wertorientierten Unternehmensführung dar (vgl. [Ebeling 2007, S. 74]). Die in der Planung bewerteten Zahlungsflüsse sind demnach mit Unsicherheit behaftet, unter welcher die Möglichkeit des Abweichens vom erwarteten Wert verstanden wird. Ist der Entscheider in der Lage, diese Unsicherheit durch subjektive oder objektive Wahrscheinlichkeiten zu quantifizieren, spricht man von Risiko i.e.S. (vgl. [Perridon et al. 2009, S. 102]).<sup>38</sup>

Obwohl das *DCF*-Verfahren das Standardverfahren für die Bewertung unter Unsicherheit darstellt, ist dessen Anwendung mit Einschränkungen verbunden. Insbesondere für langfristige und risikoreiche Projekte kann gezeigt werden, dass der Kapitalwert den strategischen Wert einer Investition oftmals systematisch unterschätzt (vgl. [Copeland et al. 2001, S. 56ff], [Pritsch et al. 2001, S. 23]). Auch in der Praxis lässt sich beobachten, dass der Kapitalwert als Entscheidungskriterium häufig vom Management

---

<sup>38</sup> Die Begriffe Unsicherheit und Risiko werden nachfolgend synonym verwendet, wobei hierunter Risiko in der oben aufgeführten Definition verstanden wird.

übergangen wird. Oftmals werden Projekte nicht ausschließlich auf Basis des Kapitalwertes ausgewählt, sondern aufgrund strategischer Überlegungen oder intuitiver Einschätzungen durchgeführt (vgl. [Hommel et al. 2001a, S. 113f]). Das Übergehen des Kapitalwertes lässt sich dabei nicht einfach auf falsche Entscheidungen zurückführen, sondern deutet auf methodische Schwächen des Kapitalwertkriteriums hin (vgl. [Stuber 2001, S. 219]). Zu diesen zählen die nur implizite Berücksichtigung von Unsicherheit im Bewertungskalkül sowie die Vernachlässigung bestehender Flexibilitäten (vgl. Kapitel 5.6.3 und 5.6.4).

### 5.6.3 Ansätze zur Berücksichtigung von Unsicherheit in der Bewertung

Die Grundidee der Bewertung mit dem *DCF*-Verfahren ist es, alle Projekte zu akzeptieren, deren diskontierte zukünftige Aus- und Einzahlungen einen positiven Wert aufweisen. Die Bewertung mit dem *DCF* liefert ausreichend genaue Ergebnisse, wenn die zukünftigen Zahlungsflüsse nur geringe Unsicherheiten aufweisen, wie beispielsweise bei sehr kurzen Projektlaufzeiten. Da diese Voraussetzung für viele Investitionsentscheidungen, beispielsweise auch im Zusammenhang mit Investitionen in Verteilnetze, nicht gegeben ist, resultiert hieraus eine ernsthafte Einschränkung für die Anwendbarkeit des *DCF* (vgl. [Vollert 2003, S. 11]).

Eine wesentliche Schwäche des Verfahrens besteht in der Verdichtung der Wahrscheinlichkeitsverteilung der möglichen Projektwerte auf ihren Erwartungswert. Die Streuung der Projektwerte wird durch die Varianz bzw. im Fall des *CAPM* durch die Kovarianz mit dem Marktportfolio gemessen. Dieses Vorgehen ist innerhalb der Modellannahmen von *DCF* und *CAPM* zwar konsistent, geht aber mit einer nur impliziten Modellierung der Unsicherheit einher (vgl. [Meyer 2006, S. 57]). Dementsprechend wissen die Bewerter nichts oder nur sehr wenig über die stochastischen Eigenschaften der bewerteten Cash Flows (vgl. [Kruschwitz et al. 2005, S. 25]). Für die explizite Modellierung und

hierdurch mögliche Analyse der Auswirkungen von Unsicherheiten haben sich deshalb Variantenrechnungen als ergänzende Verfahren für die Bewertung von Projekten etabliert.

Als wichtige Vertreter sollen

- die Sensitivitäts- und Szenarioanalyse als einfache Verfahren sowie
- die (klassische) Monte-Carlo-Simulation als komplexes Verfahren vorgestellt werden.

#### 5.6.3.1 Sensitivitäts- und Szenarioanalysen

Sensitivitätsanalysen stellen eine Erweiterung der Kapitalwertmethode dar, durch welche der Einfluss unsicherer Parameter auf die Bewertung ermittelt und zusätzliche Informationen über das Risikoprofil verschiedener Projektalternativen gewonnen werden können. Darüber hinaus können wertbestimmende Variablen identifiziert werden. Für die Analyse werden ausgehend von einem Basisfall einzelne unsichere Variablen c.p. variiert und die Auswirkungen auf die Änderung des Kapitalwertes gemessen. Die Aussagekraft der Sensitivitätsanalyse ist eingeschränkt, da keine Kombinationen von Variablen sowie zwischen diesen bestehende Abhängigkeiten abgebildet werden (vgl. [Hommel et al. 2001a, S. 116f]).

Im Gegensatz zur Sensitivitätsanalyse werden in einer Szenarioanalyse nach Einschätzung des Bewertenden wahrscheinliche Kombinationen mehrerer unsicherer Parameter (Szenarien) gebildet und deren Auswirkungen auf den Projektwert analysiert. Mit der Szenarioanalyse ist es möglich, eine Bandbreite von Werten des zu betrachteten Objektes zu bestimmen und ökonomische Zusammenhänge explizit aufzuzeigen. Schwierigkeiten bereitet die Bestimmung von subjektiven Eintrittswahrscheinlichkeiten der Einzelszenarien und damit einhergehend deren Verdichtung zu einem Erwartungswert. Darüber

hinaus besteht die Gefahr des Missbrauchs durch Hinarbeiten auf einen gewünschten Zielwert (vgl. [Copeland et al. 2000, S. 319ff], [Meyer 2006, S. 58]).

### 5.6.3.2 Monte-Carlo-Simulation

Während in den bisher genannten Methoden nur einzelne Parameter verändert bzw. eine begrenzte Anzahl von Szenarien berücksichtigt werden können, werden die Wahrscheinlichkeitsverteilungen von Zahlungsströmen bzw. Projektwerten in Monte-Carlo-Simulationen durch Bewertung einer großen Anzahl von Szenarien approximativ ermittelt. Die unsicheren Eingangsvariablen werden hierfür durch ihre Wahrscheinlichkeitsverteilungen beschrieben und jeder Variable in jedem Simulationslauf eine zufällige Ausprägung zugeordnet. Hierdurch liegt jeweils eine quasi-sichere Umwelt vor, für welche ein eindeutiger Kapitalwert ermittelt werden kann. Der arithmetische Durchschnitt der Kapitalwerte aller Simulationsläufe ergibt den Erwartungswert des Kapitalwertes des Projektes. Nach dem Gesetz der großen Zahlen bildet dieser einen Näherungswert für den erwarteten Projektwert. Voraussetzung für die Erfassung von Unsicherheit mit der Monte-Carlo-Methode ist die quantitative Beschreibung der Wahrscheinlichkeitsverteilungen der unsicheren Variablen sowie eventuell bestehender Abhängigkeiten zwischen diesen. Ein wichtiger Vorteil des Verfahrens besteht in der großen Freiheit bei der Modellierung und Datenschätzung. Zum Beispiel können Unsicherheitsfaktoren berücksichtigt werden, welche unterschiedlichen Verteilungsfunktionen folgen. Problematisch ist hingegen die Wahl des anzuwendenden Diskontierungszinssatzes. Während ein risikoadjustierter Zinssatz zu einer doppelten Berücksichtigung des Risikos führt, setzt die Anwendung des risikolosen Zinssatzes die in den meisten Fällen nicht gegebene vollständige Erfassung aller inhärenten Unsicherheiten sowie die vollständige Auflösung dieser im Projektverlauf voraus (vgl. [Hommel et al. 2001a, S. 117], [Trigeorgis 1996, S. 56]).

### 5.6.4 Ansätze zur Berücksichtigung von Flexibilität in der Bewertung

Auch die Verfahren der Variantenrechnung beseitigen eine weitere wesentliche Schwäche der *DCF*-Methode jedoch nicht. Diese besteht in der impliziten Annahme eines passiven Managements, welches sich genau einmal für die (Nicht-)Durchführung des Projektes bzw. für eine Planungsalternative entscheidet und danach keine Möglichkeit mehr besitzt, erneut zu entscheiden oder steuernd in die Projektdurchführung einzugreifen. Bewertet wird demnach ein auf Basis des heutigen Wissensstandes entworfener Plan, wobei unterstellt wird, dass dieser zukünftig nicht mehr geändert werden kann (vgl. [Kopel 2002, S. 578] sowie Abbildung 5.7).

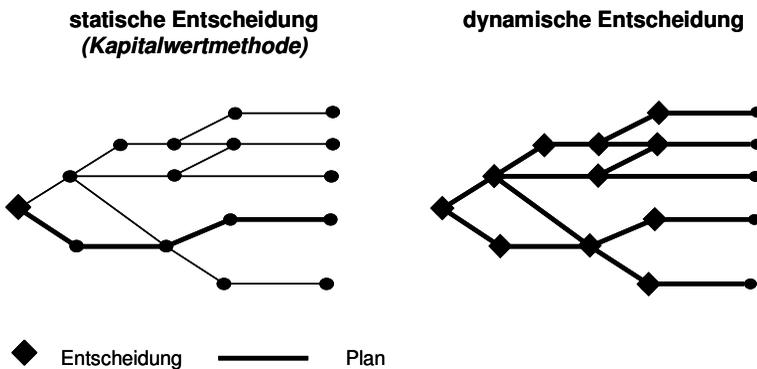


Abbildung 5.7: Statische und dynamische Entscheidungen (Planungen)  
(Quelle: in Anlehnung an [Wheis 2008, S. 3])

Da demgegenüber das Management in vielen Fällen die Möglichkeit hat, die unternehmerische Handlungsstrategie nach dem Eintritt unvorhergesehener Ereignisse anzupassen, bestehen Flexibilitäten,

welche durch die Kapitalwertmethode vernachlässigt werden.<sup>39</sup> In einer unsicheren Umwelt hat die Fähigkeit zur Flexibilität einen Wert, der sich zum Beispiel dadurch realisiert, dass Entscheidungsträger aufgrund im Zeitverlauf neu gewonnener Informationen Gewinnchancen besser nutzen und Verlustrisiken vermeiden (vgl. [Hommel et al. 2001b, S. 114]).

Die Möglichkeit der Einflussnahme auf zukünftige Entscheidungen in Abhängigkeit von eingetretenen Umweltzuständen verändert die Wahrscheinlichkeitsverteilung und damit den Erwartungswert zukünftiger Rückflüsse. Die Differenz zwischen dem Erwartungswert des Kapitalwertes einer Investition ohne Flexibilitäten und dem Erwartungswert des Kapitalwertes der Investition mit Flexibilitäten stellt den Wert der Flexibilität dar (vgl. [Yeo et al. 2003, S. 244],

Abbildung 5.8).

Um Flexibilität in die Bewertung einzubeziehen, ist deren explizite Berücksichtigung in den Bewertungsmethoden erforderlich (vgl. [Vollert 2003, S. 8]). Das damit verbundene Dilemma wird insbesondere bei der Investitionsplanung im Mehrperiodenfall deutlich. Obwohl zunächst nur die heute durchzuführenden Projekte abschließend festgelegt werden müssen, bestehen resultierend aus Verbundeffekten zwischen den heutigen und zukünftigen Entscheidungen im Allgemeinen enge Interdependenzen, so dass die heutigen Entscheidungen nicht isoliert von den zukünftigen optimal getroffen werden können. Für die zukünftigen Entscheidungen sind jedoch zum heutigen Zeitpunkt bestehende Aktionsräume und die Ausprägungen bewertungsrelevanter Daten nicht mit Sicherheit bekannt. Weil sich der Informationsstand im Zeitverlauf verbessert, ist es sinnvoll, über Maßnahmen eines zukünftigen Zeitpunkts erst dann abschließend zu entscheiden,

---

<sup>39</sup> Der Begriff der Flexibilität stammt aus dem Lateinischen und beschreibt allgemein die Fähigkeit, sich an veränderte Rahmenbedingungen anzupassen (vgl. [Möller 2008, S. 13]).

wenn dieser Zeitpunkt eingetreten ist. Trotzdem müssen diese bereits heute in die Planung einfließen, da sonst die Grundlage für die Bewertung der gegenwärtigen Maßnahmen fehlt (vgl. [Laux 2006, S. 367]).

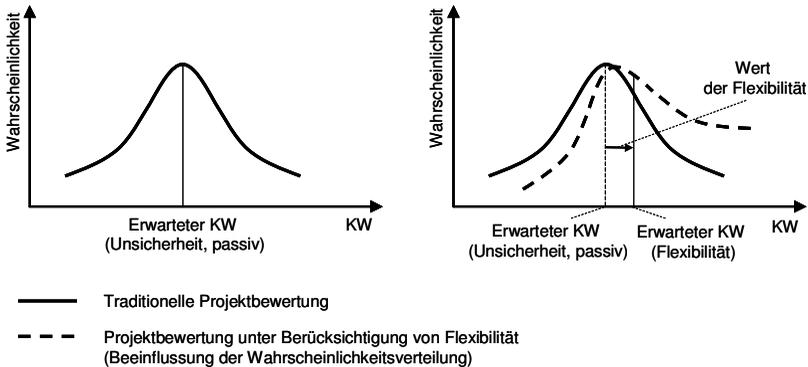


Abbildung 5.8: Wert der Flexibilität  
(Quelle: in Anlehnung an [Yeo et al. 2003, S. 245])

Mit den Verfahren der flexiblen Planung und den auf der Arbitrage Theorie basierenden Bewertungsverfahren der Optionspreistheorie existieren grundsätzlich zwei Ansätze zur Bewertung der Flexibilität (vgl. [Dixit et al. 1994, S. 93ff], [Laux 2006, S. 367]). Beide Ansätze beziehen die aktive Ausnutzung von Handlungsspielräumen explizit in die Bewertung ein und basieren teilweise auf den gleichen mathematischen Verfahren. Ein Unterschied besteht insbesondere in der Frage, wie derartige Handlungsspielräume zu bewerten sind (vgl. [Dixit et al. 1994, S. 120f]).

#### 5.6.4.1 Flexible Planung

Anders als bei einem passiven Plan, welchen auch die klassische Kapitalwertmethode unterstellt, bezieht die flexible Planung bedingte

Vorgehensweisen in die Betrachtung ein. Bewertet wird nicht ein einzelner Plan, sondern eine Menge bedingter (Eventual-)Pläne für unterschiedliche Umweltzustände. Gegenwärtige und zukünftige Aktionen werden simultan geplant. Ergebnis der flexiblen Planung ist demnach eine Strategie, welche nur gegenwärtige Maßnahmen in konkreter Weise, zukünftige Folgemaßnahmen aber in Abhängigkeit von der Entwicklung der unsicheren Faktoren festlegt. Das Konzept der flexiblen Planung liefert hierdurch auch eine Antwort auf die Frage, ob eine Maßnahme heute durchgeführt oder verschoben werden soll, um zusätzliche Informationen berücksichtigen zu können (vgl. [Kopel 2002, S. 580], [Laux 2006, S. 367]).

Bei der flexiblen Planung auf Grundlage von Entscheidungsbäumen werden die Zeit, die Entscheidungsalternativen sowie die möglichen Entwicklungen der unsicheren Parameter diskretisiert und in einem Entscheidungs- bzw. Zustandsbaum abgebildet (vgl. [Vollert 2003, S. 12]). In jedem Zeitschritt wird zu jedem Zustand eine optimale Teilpolitik bezüglich des nächsten zu wählenden Zustandes festgelegt. Mit Hilfe des *Roll-Back*-Verfahrens wird anschließend die optimale Strategie ermittelt. Hierzu wird, ausgehend von den zeitlich zuletzt gelegenen Entscheidungspunkten, schrittweise die jeweils bedingt-optimale Teilpolitik ermittelt (vgl. [Kopel 2002, S. 582]). Entscheidungsbäume können dem Management helfen, diskrete sequentielle Entscheidungsprozesse sowie die Wechselwirkungen zeitlich auseinander liegender Teilentscheidungen strukturiert abzubilden (vgl. [Trigeorgis 1996, S. 57ff]). Für praktische Problemgrößen sind sie jedoch häufig nicht geeignet, da die zu bewertenden Pfade geometrisch mit der Anzahl der Entscheidungen sowie der Anzahl der je Knoten möglichen Entwicklungen ansteigt (vgl. [Trigeorgis 1996, S. 66]).

Lässt sich das Präferenzverhalten des Planers als Summenkriterium ausdrücken, kann ein sequentielles Planungsproblem mit dem

Verfahren der dynamischen Programmierung gelöst werden (vgl. [Schneeweiß 1992, S. 104f]).<sup>40</sup> Die dynamische Programmierung ist ein Optimierungsverfahren, bei dem sich das Gesamtergebnis aus einer Folge abhängiger Teilentscheidungen ergibt. Das Summenkriterium setzt voraus, dass jede periodenbezogenen Teilzielfunktionen lediglich vom den Zuständen in der vorhergehenden bzw. nachfolgenden Periode und nicht von früheren oder späteren Zuständen des Systems abhängig sind.<sup>41</sup> Hierdurch lässt sich eine optimale Politik auf Grundlage der rekursiven Bellmanschen Funktionalgleichung (Optimalitätsprinzip) finden (vgl. [Domschke et al. 2005, S. 157ff]).

Die stochastische dynamische Programmierung stellt eine Erweiterung der deterministischen Variante dar. Als solche ist sie ein Standardverfahren der flexiblen Planung und kann zur Optimierung mehrstufiger stochastischer Probleme eingesetzt werden. Dies erfolgt, indem der deterministische Entscheidungsbaum, welcher die durch Entscheidungen erreichbaren Zustände repräsentiert, mit einem (diskretisierten) Baum der nicht steuerbaren stochastischen Parameter kombiniert wird. Für jeden Übergang im Entscheidungsbaum werden alle möglichen Zustandsübergänge des stochastischen Baumes bewertet und gewichtet nach ihren Übergangswahrscheinlichkeiten zu einem Ergebnis verdichtet (vgl. [Kalliauer 2008, S. 4ff]).

Die Gültigkeit des Optimalitätsprinzips und damit der Funktionalgleichung ist keineswegs selbstverständlich und stellt eine wesentliche Einschränkung der dynamischen Programmierung dar (vgl. [Schneeweiß 1992, S. 104]). Ein weiterer Nachteil besteht in der Begrenzung der in praktikabler Zeit berechenbaren

---

<sup>40</sup> Darin drückt sich die Forderung nach (zeitlicher) Dekomponierbarkeit in mehrere Teilprobleme aus (vgl. [Schneeweiß 1992, S. 105]). Ein Summenkriterium vor, wenn der Planer hinsichtlich der einzelnen Periodenkriterien additiv nutzenunabhängig ist (vgl. [Schneeweiß 1991, S. 66]).

<sup>41</sup> In der Warteschlangentheorie bezeichnet man eine periodenbezogene Zielfunktion als Markov-Eigenschaft (vgl. [Domschke et al. 2005, S. 158]).

Problemgrößen. Im Unterschied zu LP-basierten Verfahren steigt der Rechenaufwand nur linear mit der Anzahl der Zeitschritte, aber exponentiell mit der Größe des Zustands-/Entscheidungsraums (vgl. [Kalliauer 2008, S. 7f]).<sup>42</sup> Da letzterer in der Regel sehr schnell wächst, ist die Größe der in praktikabler Zeit zu lösenden Probleme beschränkt (*curse of dimensionality*).

Die bisher genannten Einschränkungen der flexiblen Planung resultieren aus der Methode der dynamischen Programmierung. Daneben weisen flexible Planungsmethoden einen von dieser Methode unabhängigen Nachteil auf. Dieser besteht darin, dass die Frage der Bestimmung des exogenen Diskontierungszinses nicht beantwortet wird (vgl. [Hundt et al. 2006, S. 2]). Das zentrale Problem der risikozuschlagsorientierten Bewertung über einen Aufschlag im Diskontierungszins im Rahmen der flexiblen Planungsmethoden ist, dass für unterschiedliche Formen der Ausnutzung der Handlungsspielräume unterschiedliche, das jeweilige Risiko repräsentierende Diskontierungssätze angesetzt werden müssten. Deren Ermittlung bereitet in der Regel aber erhebliche Probleme (vgl. [Kopel 2002, S. 586], [Trigeorgis 1996, S. 4ff]). Eine Diskontierung mit einem konstanten, auf Basis des *CAPM* ermittelten Zinssatzes würde zu einer Doppelberücksichtigung wesentlicher Risiken führen, da die nicht-diversifizierbaren systematischen Risiken in ihrer Gesamtheit in Form eines Risikoaufschlags auf den risikolosen Zins bereits abgebildet wären. Andererseits würde die alleinige Diskontierung mit dem risikolosen Zins das systematische Risiko von Risikoparametern, die mit Marktportfolios korrelieren, nicht

---

<sup>42</sup> Im Gegensatz etwa zum Simplex-Algorithmus für lineare Optimierungsprobleme gibt es keinen Algorithmus der Dynamischen Programmierung, der alle in der allgemeinen Form formulierten Probleme lösen kann. Ein allgemeines Lösungsprinzip existiert zwar, die Umsetzung in ein Verfahren ist aber problemspezifisch durchzuführen, weshalb die DP von einigen Autoren als ein weitaus schwieriger zu handhabendes Problem des Operation Research im Vergleich mit der linearen Programmierung eingeschätzt wird (vgl. [Domschke et al. 2005, S. 157]).

sachgerecht abbilden. Die explizite Abbildung einzelner Risiken würde daher deren Extrahierung aus dem Diskontierungssatz erfordern (vgl. [Hundt et al. 2006, S. 2], [Odening 2000, S. 4ff]).

## 5.6.4.2 Realoptionen

### 5.6.4.2.1 Optionspreistheorie

Das Problem der „richtigen“ Bepreisung des Risikos wird von der Optionspreistheorie adressiert, welche hierdurch auch die theoretische Grundlage für die Theorie der Realoptionen zur Bewertung realer Investitionsobjekte bildet (vgl. Kapitel 5.6.4.2.2.). Als Untergruppe der Derivate handelt es sich bei Optionen um abhängige Investitionen, deren Wert von der Preisentwicklung eines anderen Wertes (Basisobjekt bzw. *Underlying*) abhängt. Seit den Arbeiten von Black und Scholes, Merton sowie Rubinstein hat sich die Optionspreistheorie als Standard zur Bewertung von Optionen etabliert und zu einer Ausbildung liquider Optionsmärkte geführt (vgl. [Hundt et al. 2006, S. 2]).

Der Wert einer Option setzt sich aus zwei Bestandteilen zusammen. Der innere Wert (*intrinsic value*) ergibt sich aus der Differenz zwischen dem Tageskurs des Basisobjektes und dem vereinbarten Ausübungspreis. Der zweite Wertbestandteil ist der Zeitwert oder die Optionsprämie (*option premium*). Dieser bildet die Chance ab, dass sich der Tageskurs des Basisobjektes innerhalb der verbleibenden Laufzeit der Option positiv entwickelt (vgl. [Brealey et al. 2000, S. 596ff]).

Die grundlegenden Typen von Optionskontrakten (*vanilla plain options*) stellen die Kaufoption (*call*) und die Verkaufsoption (*put*) dar. Bei einer Kaufoption hat der Inhaber das Recht, zu einem bestimmten Zeitpunkt und zu einem bestimmten Preis ein Basisobjekt zu kaufen. Bei einer Verkaufsoption hat der Inhaber das Recht, zu einem bestimmten Zeitpunkt und zu einem bestimmten

Preis ein Basisobjekt zu verkaufen (vgl. [Brealey et al. 2000, S. 586f]).<sup>43</sup> Die zentrale Idee der Optionspreistheorie besteht darin, dass die zu bewertende Option über einen oder mehrere am Kapitalmarkt gehandelte Vermögensgegenstände repliziert werden kann (Replikations-, Duplikations- bzw. Zwillingsportfolio). Dieses Portfolio wird so zusammengestellt, dass es die Auszahlungsstruktur der Option in jedem möglichen Umweltzustand nachbildet. Gilt weiterhin die Annahme der Arbitragefreiheit, dann muss der Wert der Option dem am Markt verfügbaren Preis des Portfolios entsprechen und kann hierdurch bestimmt werden.<sup>44</sup> Da das Risiko des kombinierten Portfolios aus Option und Duplikationsportfolio immer Null ist, kann die Bewertung der mit einer Investition verknüpften Optionen durch Diskontierung mit dem risikoneutralen Zins erfolgen (vgl. [Sick 1995, S. 634]). Damit spielt auch die Risikopräferenz des Investors keine Rolle mehr, da in einer risikolosen Welt alle Investoren präferenzfrei sind. In diesem Zusammenhang wird deshalb auch von präferenzfreier oder risikoneutraler Bewertung gesprochen (vgl. [Trigeorgis 1996, S. 57]). Der risikofreie Diskontierungszins bildet nur noch die zeitliche Struktur der Zahlungsströme und nicht mehr dessen Risikostruktur ab. Die Ermittlung einer individuellen Nutzenfunktion sowie der Veränderung der Risiken über die Zeit ist somit nicht mehr erforderlich (vgl. [Hommel et al. 2001a, S. 122], [Vollert 2003, S. 19]).

Die Optionspreistheorie setzt hierfür das Zutreffen folgender Annahmen voraus (vgl. [Vollert 2003, S. 19f]):

---

<sup>43</sup> Neben der Unterscheidung in Kaufs- und Verkaufsoptionen können Finanzoptionen nach weiteren Eigenschaften klassifiziert werden. Eine europäische Option kann nur einmalig am Fälligkeitstermin, d.h. am Ende ihrer Laufzeit ausgeübt werden. Eine amerikanische Option kann zu jedem Zeitpunkt während der gesamten Laufzeit ausgeübt werden. Besteht das Ausübungsrecht einer amerikanischen Option nur zu bestimmten Zeitpunkten oder wird der Ausübungszeitraum diskretisiert, wird diese Bermuda-Option genannt (vgl. [Hull 2006, S. 637]).

<sup>44</sup> zur Arbitragefreiheit siehe [Timmreck 2006, S. 66ff]

- Märkte sind vollkommen, d.h. vollständig, transaktionskostenlos, atomar, die Zinssätze für Verleihen und Leihen sind gleich.
- Der risikofreie Zins ist über die Laufzeit der Option konstant oder bekannt.
- Die Zeitpunkte und Höhe aller Dividendenzahlungen sind bekannt.
- Die Investoren sind rational und bevorzugen „mehr“ gegenüber „weniger“.
- Der Basiswert folgt einem bekannten stochastischen Prozess.

Eine kritische Annahme dieses Ansatzes betrifft das Vorliegen vollständiger Märkte. Liegen diese nicht vor, ist der ermittelte Optionswert als eine Untergrenze des realen Marktwertes anzusehen (vgl. [Vollert 2003, S. 20]).

#### 5.6.4.2.2 Theorie der Realoptionen

Der Inhaber einer Finanzoption hat ein Recht, nicht aber die Verpflichtung (Flexibilität), einen bestimmten Vermögensgegenstand zu erwerben oder zu verkaufen, falls dies nach Kenntnis eines zunächst nicht genau vorhersagbaren Umweltzustandes (Unsicherheit) für ihn optimal ist. Die Ausübung dieses Rechts verursacht für den Optionshalter versunkene Kosten (Irreversibilität). Unsicherheit, Irreversibilität und Flexibilität stellen demnach die konstituierenden Eigenschaften von Finanzoptionen dar (vgl. [Hommel et al. 1999, S. 123]).

Diese Eigenschaften beschreiben aber auch reale Investitionsprojekte, weshalb auch in diesen auf Optionen zurückzuführende Wertbestandteile enthalten sind (vgl. [Hommel et al. 1999, S. 123]). Der Begriff der Realoptionen wurde im Jahr 1977 durch Myers geprägt. Er referenziert auf die Anwendung der bis dahin auf Finanzmärkte beschränkten Optionspreistheorie auf die Bewertung von Investitionen in Realgüter unter Einbeziehung vorhandener Flexibilitäten ([Borison 2003, S. 1], [Myers 1977, S. 169]). Reale Flexibilitäten stellen Optionsrechte des

Managements dar, die, wie die Optionsrechte auf Finanzmärkten, einen Wert haben und daher entscheidungsrelevant sein können (vgl. [Hommel et al. 1999, S. 121]). Für die Bewertung von Investitionen auf Basis von Realloptionsansätzen werden Handlungsoptionen deshalb als zusätzliche Wertkomponente der Investition ermittelt. Die wertbestimmenden Faktoren von Finanzoptionen können direkt auf Realloptionen übertragen werden (vgl. [Trigeorgis 1996, S. 80ff], vgl. Tabelle 5.9).

Tabelle 5.9: Analogie zwischen Finanz- und Realloptionen  
(Quelle: in Anlehnung an [Vollert 2003, S. 16])

	<b>Finanzoption</b>	<b>Realloption</b>
<b>Basiswert</b>	Tageskurs des Basisobjektes	Barwert der Projektrückflüsse
<b>Ausübungspreis</b>	Ausübungspreis	Investitionshöhe
<b>Laufzeit</b>	verbleibende Laufzeit der Option	solange Investition möglich
<b>Risiko</b>	Volatilität des Preises des Basisobjektes	ungewisse Barwertentwicklung
<b>Zinssatz</b>	risikofreier Zins	risikofreier Zins
<b>Dividenden</b>	Ausschüttungen	durch Warten verlorene Renditen

Die erste Übertragung der Optionspreistheorie auf die Bewertung realer Optionen erfolgte durch McDonald et al. (1984, 1986) (vgl. [McDonald et al. 1984, 1986]). Weitere wichtige Arbeiten wurden durch Dixit (1998) und Pindyck (1991) veröffentlicht (vgl. [Dixit 1989], [Odening 2000, S. 3], [Pindyck 1991], [Vollert 2003, S. 2]). Die ersten praktischen Anwendungen von Realloptionen fanden sich in der Rohstoffindustrie sowie der Energiewirtschaft, da wesentliche Projektrisiken aus der Preisentwicklung von am Kapitalmarkt gehandelten Produkten resultierten und eine Übertragung der Optionspreisansätze konsistent möglich war (vgl. [Wheis 2008, S. 9]). Seitdem wurde eine Reihe von Ansätzen für verschiedene Einsatzbereiche entwickelt, welche die Idee der Realloptionen in unterschiedlichen Ausprägungen in der Bewertung berücksichtigen.

In der Literatur finden sich verschiedene Klassifikationen von Realloptionen. Abbildung 5.9 zeigt eine exemplarische Typisierung sowie die Zuordnung zu den grundlegenden Finanzoptionen. Eine

Abbruch- bzw. Reduktionsoption besteht dann, wenn das Investitionsprojekt unter Realisierung eines positiven Zahlungsstroms (Liquidationswert) abgebrochen oder mengenmäßig reduziert werden kann. Dies wird regelmäßig dann passieren, wenn der durch die (Teil-)Liquidation erzielbare Zahlungsstrom über den noch zu erwartenden Rückflüssen aus dem Investitionsprojekt liegt.

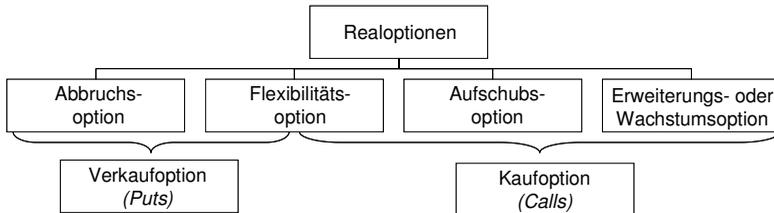


Abbildung 5.9: Verschiedene Typen von Realoptionen und Einordnung als Kauf- bzw. Verkaufsoption (Quelle: [Volkart 2008, S. 448])

Bei einer Flexibilitätsoption handelt es sich um eine Kombination einer *put*- und einer *call*-Option, mit welcher die technische oder wirtschaftliche Möglichkeit besteht, von einer Systemkonfiguration in eine andere zu wechseln (beispielsweise die Durchführung der Produktion mit anderen Inputfaktoren (Prozessflexibilität)). Die Warte- oder Aufschuboption ist eine in vielen Projekten bestehende Option. Sie liegt dann vor, wenn neben dem sofortigen Projektstart die Möglichkeit besteht, mit dem Projektstart abzuwarten und auf Basis zukünftiger Informationen zu entscheiden, ob das Projekt einen positiven Kapitalwert realisieren kann. Die Fortsetzungs- und Erweiterungsoptionen stehen im Gegensatz zur Abbruchoption. Gegen Zahlung eines Betrages hat der Optionsinhaber die Möglichkeit, das Projekt in der Zeit fortzuführen oder kapazitiv zu erweitern. Fortsetzungs- und Erweiterungsoptionen stehen damit in Bezug zu einer Ausgangsoption, die diese Optionen erst begründet (vgl. [Volkart 2008, S. 448ff]).

Im Gegensatz zu Finanzoptionen weisen reale Optionen häufig komplexe Strukturen auf. So stellt jede mehrstufige Investition eine sequentielle *compound*-Option dar (vgl. [Copeland et al. 2001, S. 163f], [Meyer 2006, S. 166]). Weiterhin weisen sie häufig Eigenschaften von *rainbow*-Optionen auf, bei denen mehrere Unsicherheitsquellen vorliegen, die nicht sinnvoll zu einer Größe zu verdichten sind. Dies ist zum Beispiel der Fall, wenn technologische und absatzmarktbezogene Unsicherheiten vorliegen. Während technologische Unsicherheiten mit der Zeit abnehmen, nehmen die Unsicherheiten in Bezug auf den Absatzmarkt mit der Zeit zu (vgl. [Copeland et al. 2000, S. 406, 2001, S. 221]).

#### 5.6.4.3 Interpretation des Optionswertes im Kontext sequentieller Entscheidungen

Obwohl auch reale Optionen aus spezifischen Verträgen resultieren können, stellen sie im Unterschied zu Finanzoptionen in den meisten Fällen vielmehr Möglichkeiten für spezifische Handlungen dar. Dies impliziert, dass wertbestimmende Parameter (z.B. Laufzeit) nicht notwendigerweise fixiert sind. Auch der Ausübungspreis besteht nicht aus einem einzelnen Wert, sondern ergibt sich aus den mit den Investitionsobjekten verbundenen zukünftigen Zahlungsströmen (vgl. [Vollert 2003, S. 16f]).

Einen Zugang zur Interpretation der Wertbestandteile von realen Optionen bietet der Begriff des adjustierten Wertes einer Investition, welcher sich nach folgender Formel ergibt (vgl. [Benaroch 2002, S. 47]).

$$KW_{\text{adjustiert}} = KW_{\text{passiv}} + KW_{\text{verbleibende Flexibilität}} \quad 5.12$$

$KW_{\text{adjustiert}}$	adjustierter Kapitalwert
$KW_{\text{passiv}}$	Kapitalwert ohne Flexibilität
$KW_{\text{verbleibende Flexibilität}}$	Kapitalwert der Flexibilität

Der Wert eines Projektes mit Flexibilität setzt sich demnach aus dem bekannten Kapitalwert ohne Flexibilität sowie einer Prämie, die den „Wert der verbleibenden Flexibilität“ repräsentiert, zusammen.<sup>45</sup> Die beiden Wertbestandteile können in diesem Zusammenhang auch mit dem *exercise value* bzw. dem *continuation value* gleichgesetzt werden (vgl. [Vollert 2003, S. 7ff]).

Für einzelne Projekte ergibt sich hieraus im Fall einer bestehenden Warteoption die Entscheidungsregel, dass das Projekt dann auszuführen ist, wenn der passive Kapitalwert (*exercise value,  $KW_{\text{passiv}}$* ) größer als der Wert der verbleibenden Flexibilität (*continuation value,  $KW_{\text{verbleibende Flexibilität}}$* ) ist. Letzterer repräsentiert den Erwartungswert des zukünftig realisierbaren Werts, für den Fall, dass das Projekt heute noch nicht ausgeführt wird. Im Kontext der Optionspreistheorie handelt es sich bei dem hiermit verbundenen Entscheidungsproblem um die Frage der Bestimmung der optimalen Stoppzeit bzw. des optimalen Ausführungswertes (vgl. [Vollert 2003, S. 53]).

Aus dieser Interpretation lässt sich auch für sequentielle Entscheidungssituationen, in denen je Zeitschritt zwischen einer Vielzahl (intertemporal) abhängiger Alternativen gewählt werden muss, eine Entscheidungsregel ableiten. Eine solche Entscheidungssituation liegt zum Beispiel in der Netzplanung vor. Eine optimale Politik besteht darin, je Planungsschritt die Summe aus realisiertem Wertanteil (*exercise value,  $KW_{\text{passiv}}$* ) und erwartetem, noch durch zukünftige Entscheidungen zu realisierendem Wertanteil bzw. Wert der verbleibenden Flexibilität (*continuation value,  $KW_{\text{verbleibende Flexibilität}}$* ) zu maximieren. Je Zeitschritt werden dabei nur die im aktuellen Entscheidungszeitpunkt zu ergreifenden Aktionen endgültig festgelegt. Dieses Vorgehen

---

<sup>45</sup> Um mit der Optionspreistheorie konsistent zu sein, muss die Bewertung der Bestandteile präferenzfrei erfolgen.

entspricht dem Prinzip der flexiblen Planung, wobei der Unterschied bei der Optionspreisbewertung darin besteht, das die Option zu vom Kapitalmarkt abgeleiteten Preisen bewertet wird (vgl. [Laux 2006, S. 33]).

#### 5.6.4.3.1 Quantitative Berechnungsverfahren für Realloptionen

Die Berechnungsverfahren der Optionspreistheorie werden grundsätzlich in analytische und numerische Verfahren unterschieden. Die analytische Ermittlung des Optionswertes mit finanzmathematischen Verfahren auf Basis der Arbitragetheorie ist nur für einfache Optionen möglich (vgl. [Vollert 2003, S. 191]).

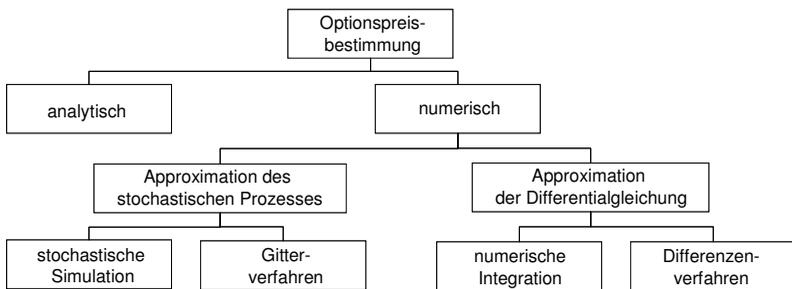


Abbildung 5.10: Klassifizierung der Berechnungsverfahren für Optionen  
(Quelle: in Anlehnung an [Hommel et al. 2001a, S. 124])

Die wohl bekannteste Lösung in diesem Zusammenhang ist die Formel von Black/Scholes zur Bestimmung des Wertes europäischer Kaufoptionen, welche die risikoneutrale Bewertung von Optionen begründete (vgl. [Brealey et al. 2000, S. 1009]). Existiert keine analytische Lösung, muss auf numerische Verfahren zurückgegriffen werden. Allen numerischen Verfahren ist gemeinsam, dass sie eine Diskretisierung von zeitstetigen Problemen vornehmen. Eine weitere Unterteilung erfolgt in Verfahren zur Approximation des stochastischen Prozesses sowie in

Verfahren zur Approximation der Differentialgleichung des Optionswerts (vgl. [Odening 2000, S. 6], [Vollert 2003, S. 191]).<sup>46</sup>

Zu den bekanntesten Vertretern der letztgenannten Gruppe zählt zum Beispiel die Finite-Differenzen-Methode, welche die zugrunde liegende Differentialgleichung durch Umwandlung in eine Differenzgleichung löst (vgl. [Hull 2006, S. 506ff]).

Gitterverfahren modellieren die Wertentwicklung des Basisinstrumentes (*underlying*) als diskreten Multinomialprozess. Eine bekannte Variante ist das Binomialmodell, in welchem pro Zustand in  $t$  lediglich zwei mögliche Folgezustände in  $t+1$  definiert werden. Die paarweisen Folgezustände werden derart bestimmt, dass diese die implizite Wahrscheinlichkeitsverteilung der zugrunde liegenden kontinuierlichen Zustandsvariablen widerspiegeln. Werden die statistischen Wahrscheinlichkeiten  $P$  durch ihre risikoneutralen Wahrscheinlichkeiten (Martingalmasse<sup>47</sup>)  $Q$  ersetzt, repräsentiert der Binomialbaum die risikoneutrale Wertentwicklung des Basisinstrumentes. Durch retrograde Ermittlung kann dann der Optionswert bestimmt werden. Ein Nachteil der Gitterverfahren sowie der Finite-Differenzen-Methoden besteht in Beschränkungen bezüglich der Komplexität der abzubildenden Optionen (vgl. [Copeland et al. 2001, S. 279ff], [Meyer 2006, S. 191ff]). Sind mehrere Zustandsgrößen abzubilden, erhöht sich die Rechenzeit in der Regel deutlich (vgl. [Hull 2006, S. 516ff]). Darüber hinaus bestehen Probleme beim Vorliegen von Pfadabhängigkeiten (vgl. [Hull 2006, S. 693]). Eine verwandte Anwendung von Gitterverfahren besteht in der Bestimmung der jahresbezogenen Sicherheitsäquivalente unsicherer Zahlungsströme (ohne explizite Modellierung von Flexibilitäten). Hierdurch ist eine risikoneutrale Bewertung von Zahlungsströme unter Unsicherheit möglich (vgl. [Timmreck 2006, S. 39ff]).

---

<sup>46</sup> Für einen Überblick siehe [Trigeorgis 1996, S. 305ff].

<sup>47</sup> Ein Martingal ist ein stochastischer Prozess mit einer Drift von null.

Eine weitere Verfahrensguppe basiert auf der stochastischen Simulation. Die erste Optionsbewertung mittels Monte-Carlo-Simulation erfolgte durch Boyle (1977) (vgl. [Meyer 2006, S. 1994]). Die Methode basiert auf der Erkenntnis, dass der Optionswert zum Zeitpunkt  $t=0$  dem Erwartungswert der diskontierten Rückflüsse der Option in  $t+1$  entspricht. Der Erwartungswert lässt sich nach dem Gesetz der großen Zahlen durch Mittelwertbildung einer Vielzahl stochastisch unabhängiger Realisationen des zugrunde liegenden stochastischen Prozesses realisieren. In jeder Simulation kommt eine Ausübungsregel zur Anwendung. Im Falle einfacher Kauf- oder Verkaufsoptionen wird ein rationaler Entscheider die Option nur ausüben, wenn sie „im Geld“ ist. Die Möglichkeit, über die Ausübung zu entscheiden, begrenzt die Verluste des Optionsinhabers (vgl. [Meyer 2006, S. 195]). Die Anwendung der Entscheidungsregel unterscheidet die Monte-Carlo-basierte Optionsbewertung von der klassischen Monte-Carlo-Bewertung (vgl. Formel 5.13).

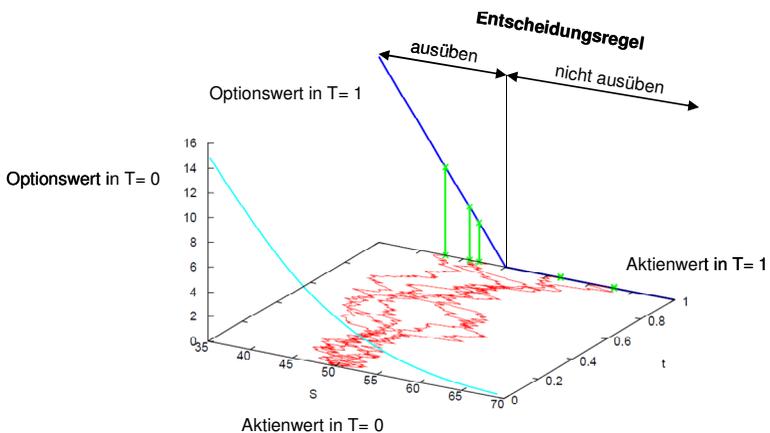


Abbildung 5.11: Zusammenhang zwischen Basiswert und Optionspreis  
(Quelle: in Anlehnung an [Seydel 2002, S. 47])

Auch bei diesem Verfahren wird eine präferenzfreie Bewertung realisiert, indem der unsichere Aktienkurs nicht mit seinen statistischen Wahrscheinlichkeiten  $p$ , sondern unter dem risikoneutralen Wahrscheinlichkeitsmaß  $Q$  simuliert wird.

$$C = E_Q \left( \max \left[ 0, \frac{S(T) - K}{(1 + r_f)^T} \right] \right) \quad 5.13$$

- $C$  Wert der Kaufoption  
 $K$  Ausübungspreis  
 $S(T)$  Wert des Basisobjektes zum Zeitpunkt  $T$   
 $r_f$  risikofreier Zins  
 $E_Q$  Erwartungswert aller Zahlungen unter dem risikoneutralen Wahrscheinlichkeitsmaß  $Q$

Ein Vorteil dieser Methode besteht in der Flexibilität bezüglich der Art des zugrunde liegenden stochastischen Prozesses, sowie der Fähigkeit, Pfadabhängigkeiten abbilden zu können. Die Monte-Carlo-Simulation ist ab drei oder mehr stochastischen Variablen numerisch vorteilhafter als andere Verfahren. Die Zeit für die Durchführung einer Monte-Carlo-Simulation steigt nahezu linear mit der Anzahl stochastischer Variablen, während in den meisten anderen Verfahren der Aufwand exponentiell zunimmt. Ein weiteres Hauptvorteil dieser Methode ist, dass sie komplexe Auszahlungsstrukturen und stochastische Prozesse, welche nicht die Markov-Eigenschaft erfüllen, berücksichtigen kann. Ein wesentlicher Nachteil besteht darin, dass sich in dieser Form des Verfahrens nur Optionen europäischen Typs exakt bewerten lassen (vgl. [Hull 2006, S. 498ff]).

Die Übertragung der Methodik auf Optionen amerikanischen Typs ist aber möglich. Letztgenannte wird zunächst durch eine Bermudaoption approximiert, das heißt der kontinuierliche Ausübungszeitraum wird in Perioden unterteilt. Der optimale

Ausübungszeitpunkt wird dann für jede bewertete Realisierung des stochastischen Prozesses (jeder Simulationslauf) durch Rückwärtsinduktion (dynamische Programmierung) bestimmt. Da jede Realisierung einzeln bewertet wird, besteht hier pfadweise Sicherheit. Die Option wird zu dem Zeitpunkt ausgeübt, in der sie den maximalen Wert realisiert. Der Schätzwert der Option ergibt sich wiederum als Mittelwert aller Simulationsergebnisse. Problematisch ist, dass die Ausübungsentscheidung unter vollständiger Voraussicht der Entwicklung des Basiswertes getroffen wird. Zu jedem Zeitpunkt  $t$  ist dessen Wert in allen zukünftigen Zeitpunkten  $t' > t$  bekannt. Aufgrund der vollständigen Voraussicht wird das Verfahren auch als *perfect-foresight*-Monte-Carlo (*pfm*) bezeichnet. In der Realität liegen demgegenüber nur die Informationen bis zum Zeitpunkt  $t$  vor. Aus diesem Grund tendiert der *pfm*-Wert dazu, den Wert amerikanischer Optionen zu überschätzen (vgl. [Meyer 2006, S. 197]).

Das Problem der Anwendung stochastischer Simulationen bei der exakten Bewertung von Optionen amerikanischen Typs besteht demnach darin, dass die Entwicklung des Basiswertes in Simulationen in der Zeit vorwärts läuft, die Berechnungsalgorithmen für amerikanische Optionen aber meistens auf einer Rückwärtsinduktion nach dem Prinzip der dynamischen Programmierung basieren. Hierdurch erschien es lange Zeit nicht möglich, den optimalen Ausübungszeitpunkt bereits in der Vorwärtssimulation zu bestimmen. Bis vor wenigen Jahren galt die stochastische dynamische Programmierung deshalb als einziges geeignetes Verfahren zur Bewertung von mehrstufigen Investitionen mit dem Charakter amerikanischer Optionen (vgl. [Hundt et al. 2006, S. 2]).

Erst in den letzten Jahren wurden Verfahren auf Basis der stochastischen Simulation entwickelt, welche dieses Problem lösen. Exemplarisch sei hier der Algorithmus von Longstaff/Schwartz (2001) genannt (vgl. [Longstaff et al. 2001]). Die Idee hinter dem Algorithmus besteht darin, die zur Bestimmung des optimalen

Ausübungszeitpunktes notwendigen Informationen über die zukünftige erwartete Entwicklung des Basiswertes (und somit des *continuation value*) mittels einer Regressionsanalyse über alle simulierten Pfade zu approximieren, wobei nur Informationen, die bis zum Zeitpunkt  $t$  bereits vorliegen, verwertet werden. Mit diesem Verfahren können auch komplexe Optionen auf mehrere Assets bewertet werden. Da das Verfahren jedoch die rekursive Optimierung der dynamischen Programmierung je Bewertungsschritt zusätzlich mit einer Regressionsanalyse kombiniert, können mit diesem nur begrenzte Problemgrößen gelöst werden. Darüber hinaus dürfen auch hier keine Pfadabhängigkeiten bestehen.

#### 5.6.4.3.2 Anwendungsprobleme und resultierende Vielfalt der Ansätze

Obwohl die theoretische Überlegenheit der optionspreisbasierten Ansätze zur Bewertung von Investitionsprojekten weitläufig akzeptiert ist und das Konzept in vielen wissenschaftlichen Arbeiten Anwendung findet, hat es sich in der Praxis bisher nicht in der Breite durchgesetzt (vgl. [Hommel et al. 2001b, S. 74]).<sup>48</sup> Eines der größten Hindernisse besteht darin, dass viele Praktiker nicht über das erforderliche Wissen zur Anwendung von Realloptionen verfügen (vgl. [Vollert 2003, S. 2]). Neben dem mangelnden Methodenverständnis liegen die Gründe für die fehlenden Durchdringung in der Praxis in Problemen bei der Übertragung der Prämissen der Finanzoptionsbewertung auf reale Investitionen (vgl. [Volkart 2008, S. 465]).<sup>49</sup> Hinzu kommen Schwierigkeiten der Operationalisierung der Berechnung, welche aus der häufig vorliegenden Komplexität der Optionen sowie der Größe und Eigenschaften der Bewertungsprobleme resultieren. Im Gegensatz

---

<sup>48</sup> Eine unbewusste Berücksichtigung erfolgt jedoch zum Beispiel dadurch, dass aufgrund der intuitiven Einschätzung der durch die Projekte begründeten oder in den Projekten bestehende Optionen auch Projekte mit negativen Kapitalwerten genehmigt werden. Die Gefahr ist dabei, dass die Qualität der intuitiven Einschätzungen suboptimal ist (vgl. [Hommel et al. 2001b, S. 74]).

<sup>49</sup> Einen guten Überblick über unterschiedliche Ansätze zum Umgang mit dem Problem der Nichtverfügbarkeit eines Replikationsportfolios gibt [Borison 2003].

zur Bewertung von Finanzoptionen existieren für reale Bewertungsprobleme nur selten analytische Lösungen (vgl. [Vollert 2003, S. 44]).

Infolge dessen lassen sich eine große Anzahl unterschiedlicher Methoden zur Berücksichtigung des Optionsgedankens bei realen Investitionen beobachten. Diese reichen von einer rein qualitativen Berücksichtigung des Optionsgedankens bis hin zu einer quantitativen, an den Prämissen der Optionspreistheorie orientierten Berechnung des Optionswertes. Vertreter eher qualitativ orientierter Ansätze argumentieren, dass der Hauptbeitrag des Realoptionsgedankens darin besteht, zusätzliche Einsichten zur Verbesserung von strategischen Investitionen zu schaffen. Diese Ansätze zeichnen sich durch eine hohe Praktikabilität aus, verbunden mit der Gefahr der Fehleinschätzung des Wertbeitrags der Option zum Gesamtergebnis. Da die Bewertung eine subjektive Bestimmung der Ausprägung von Beurteilungskriterien erfordert, besteht eine weitere Schwäche in der Beschränkung der Anwendung auf relativ kleine Problemstellungen, deren Handlungsräume noch manuell zu erfassen sind. Demgegenüber kann der Wertbeitrag der Option in quantitativen Verfahren beziffert und das Zielsystem der Entscheidungssituation auf eine Zielgröße verdichtet werden. Hierdurch ist die Bewertung im Rahmen optimierender Modelle möglich, in denen eine große Anzahl von Alternativen verglichen wird. Ein weiterer wesentlicher Vorteil der quantitativen Ansätze liegt in der marktpreisbasierten Bestimmung der Größenordnung des Wertes der mit einem Projekt(-programm) verbundenen Optionen (vgl. [Hommel et al. 2001b, S. 74], [Stuber 2001, S. 233ff]).

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass quantitative Ansätze im Rahmen optimierender Modelle zu bevorzugen sind, deren Anwendung aber mit diversen Problemen verbunden ist.

### 5.6.5 Exemplarische Analyse bestehender Modelle zur Netzplanung

Aufbauend auf den vorangegangenen Ausführungen werden nachfolgend drei exemplarische Ansätze der Netzplanung bezüglich ihrer verwendeten Methoden sowie ihrem Bezug auf die Berücksichtigung von Flexibilität untersucht.

Ein früher Ansatz zur Berücksichtigung von Unsicherheit in der Ausbauplanung stammt von von Sengbusch (2002). Dieser wird auch in Maurer (2004) übernommen. Der Ansatz basiert auf der stochastischen dynamischen Programmierung und entspricht dem Prinzip der flexiblen Planung. Hierdurch können Flexibilitäten im Rahmen der Methode konsistent abgebildet werden. Gleichzeitig bestehen aber die mit der stochastischen dynamischen Programmierung verbundenen Einschränkungen. Aus bewertungstheoretischer Sicht ist hier das bereits erwähnte Problem der Bestimmung eines geeigneten Diskontierungsfaktors zu nennen. Kritisch ist auch die für das Verfahren notwendige Annahme nicht bestehender Pfadabhängigkeiten. Selbst innerhalb ausgabenorientierter Modelle ist diese Annahme als nicht zutreffend anzusehen, da beispielsweise Instandhaltungsaufwendungen und Restwerte von Anlagen altersabhängig sind. Aus Sicht der Netzplanung besteht eine wesentliche Schwäche des Ansatzes in den verfahrensimmanenten Einschränkungen bezüglich der abzubildenden Größe des Planungsproblems sowie der begrenzten Anzahl möglicher Unsicherheitsfaktoren (vgl. [Maurer 2004], [von Sengbusch 2002]).

Letztgenannte Einschränkung bildet den Ausgangspunkt des Ansatzes von Paulun (2007). Mit dem Ziel, die Problemgrößenbeschränkung aufzuheben, schlägt er die Verwendung einer Heuristik zur Suche optimaler Ausbaupfade vor (Ameisenalgorithmus). Die verwendete Heuristik wird weiterhin mit einer Methodik zur Berücksichtigung von Unsicherheit kombiniert. Alle stochastischen Variablen werden über diskretisierte

Szenariobäume abgebildet, wobei dem Vorhandensein bestehender Pfadabhängigkeiten in den stochastischen Parametern durch Verwendung nicht rekombinierender Bäume Rechnung getragen wird.<sup>50</sup> Ein potentieller Ausbaupfad wird dann unter jedem möglichen Entwicklungspfad der stochastischen Variablen technisch überprüft und ökonomisch bewertet. Das Verfahren kann im Kern als Bewertungsverfahren unter Unsicherheit, nicht jedoch als Flexibilität berücksichtigendes Verfahren charakterisiert werden. Jeder Plan wird zwar unter den verschiedenen Entwicklungspfaden der stochastischen Variablen (Produktionspfade) bewertet und die Einzelergebnisse durch gewichtete Addition zu einem Erwartungswert verdichtet, es werden aber keine von den eingetretenen Zukunftsszenarien abhängigen Alternativpläne ermittelt. Das Verfahren ist damit ähnlich der klassischen Monte-Carlo-Simulation als Verfahren der Variantenrechnung einzuordnen. Dies wird besonders in der technischen Bewertung der Pläne deutlich. Die Zulässigkeit einzelner Pläne wird nicht jeweils mit Bezug auf den aktuell betrachteten Entwicklungspfad der stochastischen Variablen (z.B. Lastentwicklung) überprüft. Vielmehr werden nur diejenigen Ausbaupfade als gültig zugelassen, die in (fast) allen stochastischen Pfaden technisch zulässig sind. Damit erfolgt keine flexible sondern eine sicherheitsorientierte, d.h. an einem extremen Rand des Zustandsraums der stochastischen Variablen orientierte Netzauslegung (z.B. entsprechend der höchstmöglichen Lastprognose). Um den Lösungsraum nicht auf ein Minimum einzuschränken, wird eine nicht spezifizierte Anzahl ungültiger Netzzustände akzeptiert und in der Bewertung mit einem

---

<sup>50</sup> Paulun (2007) ersetzt damit den in der stochastischen dynamischen Programmierung rekursiv durchsuchten deterministischen Entscheidungsbaum durch eine Heuristik, behält aber den nicht beeinflussbaren Baum der stochastischen Variablen bei. Eine Besonderheit besteht in der Verwendung nicht rekombinierender Szenariobäume, welche hierdurch zwar exponentiell mit der Anzahl der abgebildeten Zeitschritte wachsen, aber gleichzeitig nicht die Einhaltung des Bellman'schen Optimalprinzips erfordern.

Strafterm belegt.<sup>51</sup> Problematisch ist, dass die Menge der zugelassenen ungültigen Netzzustände nicht ökonomisch zu bewerten ist, weshalb die Parametrierung des Strafterms willkürlich zu erfolgen hat. Auch bei Kenntnis der ökonomischen Konsequenzen müsste die Nutzenfunktion des Planers bekannt sein. Die gleiche Problematik ergibt sich bezüglich der durch ihren Erwartungswert und Verteilung beschriebenen Bewertungsgröße (Barwert der Kosten), welche nach dem Bernoulli-Prinzip auf einen Wert verdichtet und durch die anteilig gewichteten Risikomaße *Value at Risk* und *Conditional Value at Risk* ergänzt wird.<sup>52</sup> Während die Konsistenz dieses Bewertungsansatzes nicht beurteilt werden soll, ist für eine eindeutige Bewertung nach dem Bernoulli-Prinzip die Kenntnis der Nutzenfunktion des Entscheiders notwendig. Darüber hinaus wird ein als „Elastizität“ bezeichnetes zusätzliches Flexibilitätsmaß eingeführt. Dieses entspricht seiner Bedeutung nach dem in dieser Arbeit verwendeten Flexibilitätsbegriff, welcher existierende Handlungsspielräume beschreibt. Allerdings ist dessen Ausgestaltung problematisch. Zum einen werden die Flexibilitäten nur für die Zeit nach Ende des Optimierungszeitraums und nicht während der Optimierung erfasst, wodurch keine bedingten Eventualpläne in der Bewertung berücksichtigt werden. Zum anderen erfolgt deren Messung anhand der Anzahl der nach Ende des Planungszeitraums noch erreichbaren Zielnetze, wodurch kein ökonomisch konsistenter Bezug zur Bewertung gegeben ist. Auch zu den stochastischen Parametern werden kritische Annahmen getroffen. Das verwendete Verfahren für die Bestimmung der resultierenden Kostenverteilung setzt eine Normalverteilung einzelner stochastischer Parameter voraus. Zusätzlich wird unterstellt, dass diese Verteilungen nicht durch den Entscheider

---

<sup>51</sup> Der Grad der Zulässigkeit wird in der Arbeit von Paulun als „Flexibilität“ bezeichnet, wobei dieser Begriff nicht der im Kontext dieser Arbeit verwendeten Bedeutung entspricht.

<sup>52</sup> vgl. hierzu [Hull 2006, S. 524ff], [Paulun 2007, S. 19]

beeinflussbar sind.<sup>53</sup> Abschließend sei auch hier darauf hingewiesen, dass über den Diskontierungsfaktor, die explizite Modellierung der stochastischen Parameter und die Einführung eines weiteren Flexibilitätsmaßes eine mehrfache und inkonsistente Bepreisung des Risikos erfolgt. Paulun (2007) hebt die im Verfahren von von Sengbusch (2002) bestehenden Größenbegrenzungen zwar auf, damit einhergehend werden aber Inkonsistenzen bei der Berücksichtigung der Unsicherheit in Kauf genommen und auf die Berücksichtigung der Flexibilität nahezu vollständig verzichtet (vgl. [Paulun 2007]).

Während Paulun (2007) Fortschritte bezüglich der Größe der darstellbaren Planungsprobleme erzielt, konzentriert sich John (2009) auf die theoretisch konsistente Bewertung von Handlungsoptionen in der Netzplanung. Die Optimierung erfolgt nicht auf Grundlage eines Energiesystemmodells und weicht deshalb von den im Zentrum dieser Arbeit stehenden ingenieurwissenschaftlichen Ansätzen zur Netzplanung ab. Gleichzeitig wird jedoch als Optimierungsziel die Maximierung des Kapitalwertes unter Berücksichtigung der Erlöse aus Netzentgelten im Rahmen der deutschen Anreizregulierung vorgegeben, wodurch ein Bezug zur hier vorliegenden Arbeit besteht. Außerdem wird die zu Optionswerten führende regulatorische Unsicherheit berücksichtigt. John verwendet das von Longstaff/Schwarz (2001) entwickelte Verfahren zur Bewertung komplexer amerikanischer Optionen, welches der Gruppe der optionspreisbasierten numerischen Verfahren der stochastischen Simulation zuzurechnen ist (vgl. Kapitel 5.6.4.3.1). Hierdurch erfolgt bei Vernachlässigung der durch die Approximation entstehenden Unschärfen eine methodisch korrekte Ermittlung des Optionswertes. Das Verfahren von Longstaff/Schwarz (2001) basiert auf der dynamischen Programmierung und kann deshalb prinzipiell auch mit

---

<sup>53</sup> Zum Beispiel ist die Dauer von (kritischen) Planungsprojekten durchaus durch das Management beeinflussbar.

optimierenden Energiesystemmodellen gekoppelt werden. Da es die rekursive Optimierung der dynamischen Programmierung je Bewertungsschritt zusätzlich mit einer Regressionsanalyse kombiniert, können jedoch nur sehr kleine Probleminstanzen bearbeitet werden (vgl. Beispiel in Fußnote 55). Gleichzeitig dürfen keine Pfadabhängigkeiten vorliegen, was insbesondere bei der Bewertung auf Basis von Kapitalwerten und Berücksichtigung des Regulierungssystems nicht gegeben ist. John (2009) kann hier eine vereinfachende Annahme treffen, weil er die Betrachtung auf ein spezielles Regulierungsinstrument beschränkt, die Investitionsbudgets nach § 23 ARegV, welche eine unabhängige Bewertung der Einzelmaßnahmen und damit eine additive Verknüpfung der einzelnen Kapitalwerte unter Inkaufnahme geringer Unschärfen erlauben (vgl. [John 2009]).

### 5.6.6 Schlussfolgerungen aus der Analyse

Das *DCF*-Verfahren stellt das Standardverfahren zur Bewertung von Investitionsprojekten im Rahmen der wertorientierten Unternehmensteuerung dar. Durch Abzinsung mit einem auf Basis des *CAPM* ermittelten risikoadjustierten Zins wird das Projekt mit alternativen Anlagemöglichkeiten am Kapitalmarkt in Beziehung gesetzt. Es geht jedoch von einer a priori fixierten und im Zeitverlauf nicht aktiv anzupassenden Strategie aus und vernachlässigt hierdurch bestehende Flexibilitäten des Managements. Verfahren der Variantenrechnung verfeinern die Bewertung, lösen das grundlegende Problem der Passivität des Kapitalwertes jedoch nicht (vgl. [Baecker et al. 2003, S. 22]).

Die Bedeutung der Flexibilität für die Bewertung von Plänen ist dann besonders hoch, wenn irreversible Investitionen in einem unsicheren Umfeld getätigt werden. Die Relevanz von Unsicherheiten in der Netzplanung wurde in bestehenden Arbeiten zur automatisierten Netzplanung herausgearbeitet (vgl. [John 2009], [Paulun 2007], [von Sengbusch 2002]). Auch die Optionspreistheorie stützt die Erkenntnisse dieser Arbeiten, da Investitionen in Verteilnetze alle

Eigenschaften aufweisen, die den Wert von Optionen begründen (vgl. Kapitel 5.6.4.2.).

Die Abbildung bestehender Handlungsalternativen erfolgt im Rahmen von Verfahren der flexiblen Planung. Bei diesen gilt die Einschränkung, dass die aufzustellenden Bäume sehr schnell unübersichtlich werden. Hinzu kommt, dass mit dieser Methode eine finanzmathematisch korrekte Bestimmung des risikoadjustierten Diskontierungssatzes schwer zu erreichen ist (vgl. [Trigeorgis 1996, S. 67], Kapitel 5.6.4.1). Insbesondere die letztgenannte Einschränkung wird von dem aus der Optionspreistheorie abgeleiteten Konzept der Realoptionen adressiert. Die unmittelbare Übertragbarkeit der Optionspreistheorie sowie der analytischen Bewertungsverfahren ist jedoch an mehrere Bedingungen geknüpft. Während das Zutreffen der Grundannahmen der Optionspreistheorie darüber entscheidet, auf welcher Grundlage die Replikation der Option erfolgt und wie „richtig“ die Bewertung ist, bestimmen Art und Komplexität der betrachteten Option die zur Bewertung einsetzbaren Verfahren. Auch wenn die Realoptionsbewertung viele methodische Probleme der *DCF*-Methode löst, sind einige Autoren aufgrund der Anwendungsprobleme der Meinung, dass diese die *DCF*-Methode nicht ersetzen kann, sondern nur ergänzenden Charakter hat (vgl. [Nowak 2003, S. 123], [Timmreck 2006, S. 38]).

Die in der Netzplanung vorhandenen Optionen können als komplexe Optionen amerikanischen Typs charakterisiert werden und weisen Eigenschaften von *basket*- und *compound*-Optionen auf. Probleme der Netzplanung sind weiterhin durch exponentiell mit der Anzahl der Projekte und unsicheren Faktoren wachsende Entscheidungs- und Zustandsräume gekennzeichnet. Darüber hinaus liegen aufgrund des bestehenden Erfolgsverbunds zwischen den einzelnen Maßnahmen Pfadabhängigkeiten in den je Periode realisierbaren Netzzuständen vor. Beispielsweise ist nicht nur die technische Konfiguration des Netzes in einem bestimmten Zeitpunkt für die

Bewertung relevant, sondern auch die Frage, wann die jeweiligen Komponenten errichtet (aktiviert) wurden.

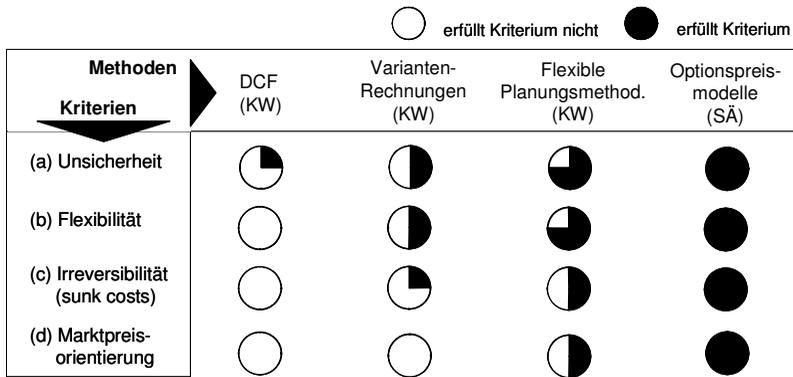


Abbildung 5.12: Bewertungsverfahren im Überblick  
(Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an [Hommel et al. 2001a, S. 120])

Vor diesem Hintergrund kann die Anwendung analytischer Lösungen zur Bestimmung des Wertes der Flexibilität im Rahmen der Netzplanung praktisch ausgeschlossen werden. Auch numerische Verfahren, insbesondere alle rückwärts-rekursiven Verfahren, sind aufgrund der Charakteristika des Ausbauplanungsproblems nicht uneingeschränkt anwendbar. Die Analyse exemplarischer Ansätze zur Netzplanung zeigt deshalb auch, dass die Berücksichtigung von Unsicherheit für praxisübliche Problemgrößen der Netzplanung selbst für den Fall der mathematisch einfacheren ausgabenorientierten Optimierung bisher nicht befriedigend gelungen ist. Weiterhin zeigt sich in den Arbeiten, dass zwar eine Diskussion der Berechnungs- und Optimierungsverfahren erfolgt, die Frage, der „richtigen“ Bewertung des Risikos aber in den ingenieurwissenschaftlich orientierten Ansätzen vernachlässigt wird. Allen existierenden Verfahren ist gemeinsam, dass die Bewertung auf Basis der

Risikozuschlagsmethode erfolgt, wobei jeweils ein konstanter Diskontierungszins angenommen wird.<sup>54</sup>

Sollen Flexibilitäten in der Netzplanung berücksichtigt werden, besteht die Herausforderung demnach darin, eine möglichst theoriekonforme Ermittlung des Wertes der Flexibilität mit Optimierungsansätzen der Netzplanung für praxisübliche Problemgrößen zu verknüpfen. Dabei ist eine Abwägung zwischen dem Anspruch nach Quantifizierbarkeit und Exaktheit sowie der Operationalisierbarkeit der Berechnung vorzunehmen. So kann die stochastische dynamische Programmierung als Standardverfahren der flexiblen Planung zwar prinzipiell den Wert von Flexibilität in die Netzplanung integrieren, sie ist aber nur für kleine Problemgrößen in der Netzausbauplanung anwendbar.<sup>55</sup> Prohibitiv für deren Einsatz in der erfolgsorientierten Netzplanung wirkt zusätzlich die an dieses Verfahren gekoppelte Bellmannsche Optimalitätsbedingung (vgl. Kapitel 5.6.4.1).

### 5.6.7 Ein Ansatz zur ergänzenden Bewertung von Flexibilität in der Ausbauplanung

Aufbauend auf den bisherigen Analysen wird nachfolgend der in dieser Arbeit vorgeschlagene quantitative Ansatz zur Berücksichtigung von Flexibilität konzeptionell beschrieben. In diesem werden zwei Vereinfachungen vorgenommen, welche nachfolgend erläutert werden:

- Interpretation der Netzplanung als europäische Option bzw. zweistufige flexible Planung,

---

<sup>54</sup> Zu den Auswirkungen unterschiedlicher Quantifizierungen des Risikos auf das Bewertungsergebnis siehe Beispiele in [Borison 2003].

<sup>55</sup> Bei  $n$  vorgegebenen Planungsprojekten müssen je Zeitschritt  $n^2$  Netzzustände auf technische Zulässigkeit geprüft werden, weshalb die Anzahl der Planungsprojekte auf ca. 20-30 beschränkt bleibt (vgl. Sengbusch, S.31ff)

- Vorauswahl von wenigen zu bewertenden Ausbauplanungen zur Reduzierung des Berechnungsaufwandes.

### 5.6.7.1 Interpretation der Netzplanung als europäische Option bzw. zweistufige flexible Planung

#### 5.6.7.1.1 Beschreibung des Ansatzes

Ein Ergebnis der bisherigen Analyse ist, dass alle rückwärts-rekursiven Verfahren aufgrund der Problemgröße und -eigenschaften nicht für das vorliegende Problem geeignet sind. Dies betrifft insbesondere die (stochastische) dynamische Programmierung, Gitterverfahren sowie Verfahren der stochastischen Simulation zur Bewertung amerikanischer Optionen. Der Vorteil der Verfahren der stochastischen Simulation besteht darin, dass sie prinzipiell in der Lage sind, die Probleme der vorliegenden Struktur abbilden zu können. Während die Anwendung des Verfahrens für amerikanische Optionen aufgrund der bestehenden Pfadabhängigkeiten sowie der Größe des Entscheidungsraums und des damit verbundenen Aufwandes für die rekursive Bewertung nicht möglich ist, gilt diese Einschränkung nicht, wenn man das mehrperiodige Problem vereinfachend als zweiperiodiges Problem mit dem Charakter europäischer Optionen interpretiert. Aufgrund der zweistufigen Bewertung ist hier kein rückwärts-rekursives Vorgehen notwendig und die Bewertung der bedingten Eventualpläne kann direkt erfolgen (vgl. Kapitel 5.6.4.2). Dieser Ansatz wird hier gewählt.

Der Optimierungszeitraum wird hierzu in zwei Bereiche unterteilt, die durch die zwei Entscheidungszeitpunkte  $t_0$  „Planungsrunde heute“ und  $t_{np}$  „nächste zukünftige Netzplanung“ definiert werden. Im Gegensatz zur „amerikanischen“ Variante besteht damit nicht in jedem zukünftigen Jahr des Optimierungszeitraums die Möglichkeit, die heutigen Pläne zu ändern, sondern nur zu einem weiteren Zeitpunkt. Während dieses Vorgehen theoretisch eine deutliche Einschränkung darstellt, entspricht es jedoch dem praktischen Vorgehen der rollierenden Planung, bei welcher im Abstand von

mehreren Jahren die langfristigen heutigen Planungen angepasst werden.<sup>56</sup> Als plausible Annahme für den Zeitpunkt  $t_{np}$  kann daher der Zeitpunkt der nächsten Netzplanung gewählt werden. Von allen in der aktuellen Planungsrunde getroffenen Entscheidungen werden somit nur die Entscheidungen abschließend fixiert, die auf einen Zeitpunkt vor dem nächsten Planungsdurchlauf fallen. Die Entwicklung unsicherer Parameter für einen kurzen Zeitraum gut prognostiziert werden kann. Die in  $t_0$  abschließend fixierten Entscheidungen fallen hierdurch in einen Zeitraum, für welchen annähernd Sicherheit herrscht. Alle übrigen Entscheidungen (nach  $t_{np}$ ) unterliegen zunehmender Unsicherheit. Diese werden daher nicht abschließend fixiert, sondern fließen als bedingte Eventualpläne in die Bewertung ein.

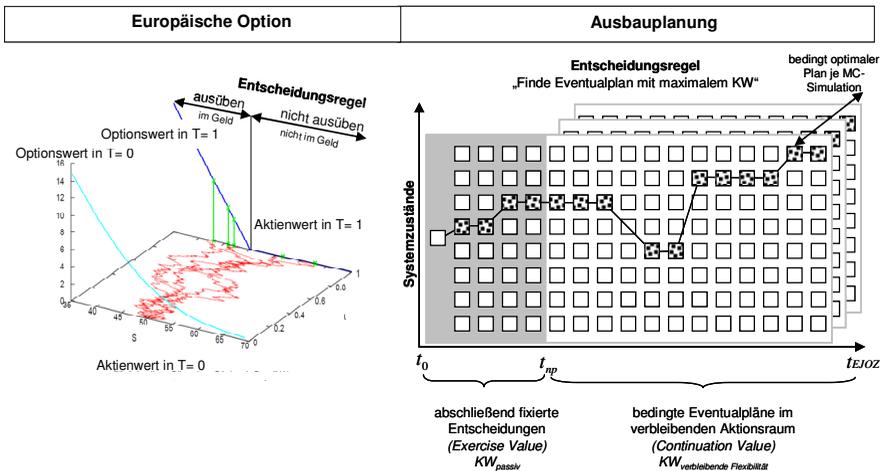


Abbildung 5.13: Übertragung der Bewertung europäischer Optionen auf Grundlage der stochastischen Simulation auf die Bewertung der Flexibilität in der Ausbauplanung (Quelle: eigene Darstellung)

<sup>56</sup> Statische Grundsatzplanungen sind im Turnus von 5-10 Jahren durchzuführen (vgl. [Haubrich 2001, S. 324]).

Bei der Bewertung einfacher europäischer Finanzoptionen mit den Methoden der stochastischen Simulation wird in jedem Simulationslauf entschieden, ob die Option ausgeübt werden soll oder nicht. Der Entscheidungsraum besteht jeweils aus zwei Alternativen. Die Entscheidungsregel wird durch Gleichung 5.13 repräsentiert und hängt von der Entwicklung des Basiswertes ab. Die Ausübungsstrategie wird somit allgemein durch den Entscheidungsraum, die Entscheidungsregel sowie die Entwicklung der unsicheren Faktoren determiniert.

In dieser Struktur lässt sich der Ansatz auf das vorliegende Planungsproblem für die Bewertung eines Ausbauplanes, welcher durch die abschließend fixierten Entscheidungen in den Jahren  $t_0$  bis  $t_{np}$  definiert ist, unter Unsicherheit übertragen. Der verbleibende Aktionsraum im Zeitpunkt  $t_{np}$  ergibt sich aus der Menge der zu diesem Zeitpunkt noch realisierbaren Eventualpläne. Aus allen möglichen Eventualplänen ist je Simulationslauf derjenige zu bestimmen, welcher zu einem maximalen Kapitalwert führt.<sup>57</sup>

Während die optimale Entscheidung für Finanzoptionen durch vollständige Enumeration des aus zwei Elementen bestehenden Entscheidungsraums ermittelt werden kann, ist dieses Vorgehen im Rahmen der Netzplanung nicht möglich. Voraussetzung für die Bewertung der Netzplanung ist damit die Existenz eines Verfahrens zur Ermittlung optimaler Ausbaupläne. Da innerhalb jeder stochastischen Realisierung  $mc \in MC$  in der Simulation pfadweise Sicherheit besteht, reduziert sich das Planungsproblem je Monte-Carlo-Simulationslauf auf die Frage der Ermittlung eines optimalen Ausbaupfades unter modellseitiger Sicherheit (vgl. Abbildung 5.13). Damit weist der Ansatz Parallelen zu adaptiven energiewirtschaftlichen Modellen auf, in denen eine Anpassung der optimalen Strategie in Abhängigkeit von der Realisierung der

---

<sup>57</sup> Dies stellt eine sehr komplexe Variante einer Entscheidungsregel dar.

zufälligen Ereignisse erfolgt. Ein in diesem Zusammenhang weit verbreitetes Konzept ist die zweistufige stochastische Programmierung mit Kompensation (*two stage stochastic programming with recourse*), in welcher in Abhängigkeit zukünftiger Ereignisse Kompensationsmaßnahmen zur Anwendung kommen. Die bedingt optimale Lösung entspricht der deterministischen Lösung des Problems als Funktion der Zufallsvariablen (vgl. [Krey 2006, S. 15ff]). In Tabelle 5.10 werden die unterschiedlichen Ausprägungen der Charakteristika des Bewertungsverfahrens bei Anwendung auf europäische Finanzoptionen sowie auf das vorliegende Problem der Ausbauplanung gegenübergestellt.

Tabelle 5.10: Gegenüberstellung der Bewertung europäischer Finanzoptionen und des gewählten Verfahrens zur Bewertung von Flexibilität in der Netzplanung

<b>Charakteristika des Bewertungsverfahrens</b>	<b>Klassische Bewertung europäischer Optionen</b>	<b>Vorgeschlagener Ansatz für die Ausbauplanung</b>
Methode	stochastische Simulation (Monte-Carlo)	stochastische Simulation (Monte-Carlo)
Interpretation	Wert der Finanzoption	adjustierter Kapitalwert
Optionstyp	europäisch	europäisch, compound, basket
Stochastischer Parameter	Aktienkurs	unsichere Parameter der Planung
Handlungsalternativen/ Entscheidungszustände	wenige überschaubare: (ausüben, nicht ausüben)	unüberschaubar viele: (alle Kombinationen von Projekten in allen möglichen Jahre nach $t_{np}$ )
Entscheidungsregel (je Realisation der stochastischen	Ausüben, wenn die Option im Geld ist	finde den bedingten Eventualplan mit maximalem KW im jeweils

<b>Charakteristika des Bewertungsverfahrens</b>	<b>Klassische Bewertung europäischer Optionen</b>	<b>Vorgeschlagener Ansatz für die Ausbauplanung</b>
Parameter)		quasi-sicheren Szenario der Simulation
Bestimmung Zielfunktionswert	einfach: ZFW = Aktienkurs - Ausübungspreis	komplex: ZFW = f (Zielfunktion), siehe Kapitel 5.5
Vorgehen	vollständige Enumeration	vollständige Enumeration nicht möglich und Dynamische Programmierung sowie Baumverfahren nicht anwendbar, deshalb heuristisches Optimierungsverfahren (vgl. auch Kapitel 6.3
Risikoneutrale Bewertung	ja, über Anwendung des risikoneutralen Wahrscheinlichkeitsmaß $Q$	nein, da die Bewertung risikozuschlagsorientiert erfolgt  (ja, bei Integration der risikoneutralen Bewertung in den Modellansatz (vgl. Kapitel 6.3)).

### 5.6.7.2 Zur risikoneutralen Bewertung

Eine Möglichkeit für die Ermittlung der Kapitalwerte besteht in der Diskontierung mit dem risikoadjustierten Zinssatz. Dieser Ansatz ist mit der *DCF*-Methode im Modell integriert. In dieser Variante weist das Verfahren den Charakter einer zweistufigen flexiblen Planung und damit bereits wesentliche Vorteile gegenüber der passiven Planung auf. Einschränkend gilt jedoch, dass die sich im Projektverlauf verändernden Risikostrukturen nicht adäquat berücksichtigt werden.

Eine denkbare Lösung bestünde darin, je Zeitpunkt und Entwicklungspfad individuelle Kapitalkosten zu bestimmen. Ansätze hierzu wurden zum Beispiel unter dem Begriff des mehrperiodigen *CAPM* diskutiert. Die Ermittlung jeweils individueller Kapitalkosten gestaltet sich jedoch schwierig (vgl. [Drukarczyk et al. 2009, S. 73ff]).

Bei der Bewertung von (Real-)Optionen wird demgegenüber eine präferenzfreie Bewertung sicherer Zahlungsströme durch Diskontierung mit dem Basiszins vorgenommen (vgl. Kapitel 5.6.4.2.1). Auch das in Kapitel 5.6.4.3.1 vorgestellte Monte-Carlo-basierte Verfahren von Boyle (1977) zur Bewertung europäischer Optionen entspricht diesem Ansatz. Der stochastische Aktienkurs wird nicht mit seinen statistischen Wahrscheinlichkeiten, sondern mit dessen risikoadjustierten Wahrscheinlichkeiten simuliert, weshalb der berechnete Ausübungspreis ein Sicherheitsäquivalent ist.<sup>58</sup> Der Ansatz hat damit den Charakter einer risikoneutralen Bewertung, da offensichtlich erwartete Auszahlungen ermittelt werden, die mit dem risikolosen Zins zu diskontieren sind. Aufgrund dieses Zusammenhangs lassen sich die in der Betriebswirtschaft diskutierten Methoden der risikoneutralen Bewertung auch zur Bewertung von Handlungsflexibilitäten des Managements im Sinne von Realoptionen anwenden (vgl. [Timmreck 2006, S. 73]). In Analogie zur Bewertung europäischer Optionen könnten hierdurch die Aus- und Einzahlungen, der in der Monte-Carlo-Simulation ermittelten bedingten Eventualpläne in ihre Sicherheitsäquivalente überführt und eine optionspreisbasierte Bewertung innerhalb des Planungsansatzes realisiert werden. Da die risikoneutrale Bewertung jedoch bereits für sich ein umfangreiches Forschungsgebiet darstellt und bezüglich deren Anwendung in der Netzplanung zusätzliche Untersuchungen notwendig wären, kann die Übertragung dieser Bewertungsmethoden nicht im Rahmen der

---

<sup>58</sup> Für die Grundlagen sei auf die Arbeiten von [Copeland et al. 2000], [Dixit et al. 1994], [Hommel et al. 2001b], [Trigeorgis 1996] verwiesen.

vorliegenden Arbeit erfolgen.<sup>59</sup> In diesem Zusammenhang wird, insbesondere im Kontext regulierter Infrastrukturunternehmen, explizit auf verbleibenden Forschungsbedarf verwiesen. Auch die nur exemplarische Berücksichtigung von lediglich drei regulatorischen Risikofaktoren stellt in diesem Zusammenhang eine relevante Einschränkung dar (vgl. Kapitel 5.6.9). Ungeachtet dessen geht der Autor davon aus, dass der gewählte Modellansatz die Integration einer risikoneutralen Bewertung grundsätzlich ermöglicht.

### 5.6.7.3 Vorauswahl von zu bewertenden Ausbauplanungen zur Reduzierung des Berechnungsaufwandes

Die Übertragung des Verfahrens zur Bewertung europäischer Optionen auf die Ausbauplanung ermöglicht die Bewertung eines Ausbaupfades unter Berücksichtigung der in diesem nach  $t_{np}$  verbleibenden Flexibilität. Für die Optimierung der Ausbauplanung ist es im Rahmen des in dieser Arbeit zur Anwendung kommenden Optimierungsverfahrens notwendig, eine große Anzahl dieser Bewertungen vorzunehmen (vgl. Kapitel 7.7). Da jedoch bereits die Bewertung eines einzelnen Ausbaupfades mit einem sehr hohen Rechenaufwand verbunden ist, muss eine weitere Vereinfachung vorgenommen werden.<sup>60</sup> Der Bedarf nach dieser Vereinfachung ergibt sich aus folgenden Überlegungen.

Für die Bewertung eines durch die in den Jahren  $t_0$  bis  $t_{np}$  abschließend fixierten Entscheidungen definierten Ausbauplans  $ap$

---

<sup>59</sup> Ein Überblick über die Ansätze zur risikoneutralen Bewertung findet sich bei [Timmreck 2006].

<sup>60</sup> Der erhöhte Rechenaufwand und die hierdurch bedingte Notwendigkeit einer weiteren Vereinfachung sind unter anderem der funktional orientierten Implementierung des Verfahrens auf der gewählten .net-Plattform von Microsoft geschuldet. Der Autor geht davon aus, dass durch Steigerung der Rechenkapazität (z.B. durch Parallelisierung), durch eine geschwindigkeitsorientierte Programmierung sowie durch Weiterentwicklung des vorgeschlagenen Ansatzes diese zweite Vereinfachung zukünftig entfallen kann (vgl. Kapitel 7.8).

unter Berücksichtigung von Unsicherheit und Flexibilität ist im Rahmen der Monte-Carlo-Simulation je Simulationslauf ein optimaler Eventualplan/Ausbaupfad für die Zeit nach  $t_{np}$  zu ermitteln. Nimmt man an, dass in der Monte-Carlo-Simulation 1000 Szenarien berechnet werden und das im Rahmen des entwickelten Ansatz verwendete Optimierungsverfahren zur Bestimmung des jeweils szenariospezifisch optimalen Eventualplanes die Berechnung von ca. 30000 Einzelplänen erfordert, sind für die Bewertung eines unsicheren Planes  $1000 \cdot 30000$  technisch gültige Einzelpläne zu ermitteln und ökonomisch zu bewerten.<sup>61</sup> Wird gleichzeitig unterstellt, dass die Berechnung einer Eventualplanung ca. 30 min benötigt, ergibt sich ein zeitlicher Aufwand von ca. 500 h für die Bewertung eines unsicheren Ausbauplans in  $t_0$  bei Berücksichtigung der Flexibilität in  $t_{np}$ . Wird weiterhin angenommen, dass für die Optimierung der Ausbauplanung unter Einbeziehung von Unsicherheit und Flexibilität 5000 Einzelpläne  $ap$  zu bewerten sind, wäre die Berechnung von  $5000 \cdot 30000 \cdot 1000$  Einzelplänen erforderlich, wodurch ein zeitlicher Aufwand von  $5000 \cdot 500$  h anfiel.<sup>62</sup>

Da dieser Aufwand prohibitiv für einen derartigen Ansatz im Rahmen der gewählten Implementierung ist, wird eine zweite Vereinfachung vorgenommen. Diese besteht darin, nur einzelne, vorausgewählte Ausbauplanungen in Bezug auf deren Flexibilität zu bewerten. Hierzu wird der Prozess der Ausbauplanung in zwei Schritte unterteilt.

---

<sup>61</sup> Die Anzahl der Szenarien und Einzelpläne entspricht der für die im Rahmen dieser Arbeit abgebildeten Probleminstanzen notwendigen Anzahl. Diese sowie die zur Optimierung notwendigen Rechenzeiten wurden experimentell auf einem IBM kompatiblen PC (2,0 GHz, 3 GB RAM) ermittelt (vgl. Kapitel 7.7.4).

<sup>62</sup> In der äußeren Schleife werden lediglich die Entscheidungen im „fixierten Zeitraum“ variiert. Da hierdurch ein deutlich kleinerer Lösungsraum als bei Betrachtung des gesamten Optimierungszeitraums vorliegt, ist eine geringere Anzahl von Einzelbewertungen notwendig (vgl. auch Kapitel 7.7.2.).

In einem ersten Schritt werden auf Grundlage des gewählten Optimierungsverfahrens unter Berücksichtigung von Unsicherheit aber noch ohne Bewertung von Flexibilitäten eine zu parametrierende Anzahl (*PUE*) von Ausbaupfaden ähnlicher Güte ermittelt. Das Verfahren entspricht in diesem Schritt einem Varianten berücksichtigenden Verfahren. Jeder Einzelplan wird unter  $|MC|$  Realisierungen der stochastischen regulatorischen Parameter bewertet, aber nicht szenarioabhängig variiert. Der Mittelwert aller Kapitalwerte  $KW_{passiv_{mc}}$  unter allen Realisierungen der stochastischen Parameter  $mc$  entspricht dem Erwartungswert unter Unsicherheit. Gesucht werden die Ausbaupfade mit dem höchsten Erwartungswert. Für den ersten Schritt ergeben sich als Zielfunktion und Zielkriterium der Optimierung:

---


$$E(KW_{passiv}) = \frac{1}{|MC|} \sum_{mc=1}^{MC} KW_{passiv_{mc}} \rightarrow \max! \quad 5.14$$


---

Alternativ können auch Ausbaupläne ausgewählt werden, die unterschiedliche Lösungsgüten aufweisen, aber nach Einschätzung des Planers sinnvoll sind. Zum Beispiel könnten so Planungen verglichen werden, deren in naher Zukunft liegende Investitionen die Entwicklungsrichtung des Netzes für einen langen Zeitraum vorbestimmen.

Die vorausgewählten alternativen Ausbaupläne bestehen aus einer Folge von Entscheidungen für den gewählten Optimierungszeitraum (10-20 Jahre), welche die verbleibenden Aktionsräume der Netzplanung sukzessive einschränken. Wie stark die Aktionsräume der einzelnen Pläne je Zeitschritt eingeschränkt werden, wird durch den bisher ermittelten passiven Kapitalwert  $E(KW_{passiv})$  nicht erfasst. Deshalb wird für alle vorausgewählten Ausbaupläne  $pue \in PUE$  in einem nachgelagerten Schritt der Wert der Flexibilität bestimmt.

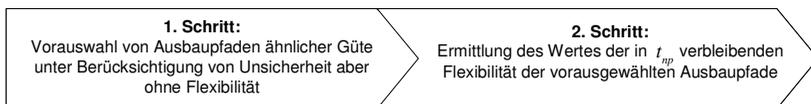


Abbildung 5.14: Zweistufige Zerlegung der Ausbauplanung zur Reduzierung des Rechenaufwands  
(Quelle: eigene Darstellung)

Der zu ermittelnde Wert entspricht dem *Continuation Value* im Kontext der Optionsbewertung bzw. dem „Wert der verbleibenden Flexibilität“ im adjustierten Kapitalwert (Gleichung 5.12). Zum Zeitpunkt  $t_0$  des Planungsprozesses ist dieser Wert für alle Alternativen gleich, da noch keine der Entscheidungen abschließend fixiert wurde und daher für alle Planungsalternativen identische Aktionsräume bestehen. Mit sukzessiver Einschränkung der Aktionsräume im Zeitverlauf verringert sich auch der Wert der verbleibenden Flexibilität. Wird für alle vorausgewählten und unter Unsicherheit ähnlich bewerteten Pläne der Wert der verbleibenden Flexibilität zu einem bestimmten Zeitpunkt  $t_{np}$  (dem Zeitpunkt der nächsten Planungsrunde) berechnet, können die Pläne identifiziert werden, welche zu diesem Zeitpunkt den höchsten adjustierten Kapitalwert  $E(KW_{adjustiert})$  aufweisen. Entsprechend der Formel „verbleibende Flexibilität“ ergibt sich für den zweiten Schritt (vgl. Gleichung 5.12):

$$\begin{aligned}
 E(KW_{adjustiert}) &= KW_{passiv} + KW_{verbleibende\_Flexibilität} & 5.15 \\
 &= \frac{I}{|MC|} \sum_{mc=1}^{MC} \max_{ap \in AP} (KW_{passiv_{ap,mc}})
 \end{aligned}$$

Durch die zweistufige Bewertung steigt der Aufwand im Vergleich zur Bewertung ohne Flexibilität nur noch linear mit der Anzahl der vorausgewählten Pfade. Im unterstellten Beispiel entspräche der

Berechnungsaufwand für einen Ausbauplan  $p_{ue} \in PUE$  ca. 333 bis 1000 h.<sup>63</sup> Abbildung 5.15 zeigt die Zuordnung der Verfahrensschritte zu den grundlegenden Ansätzen zur Berücksichtigung von Unsicherheit in der Bewertung.

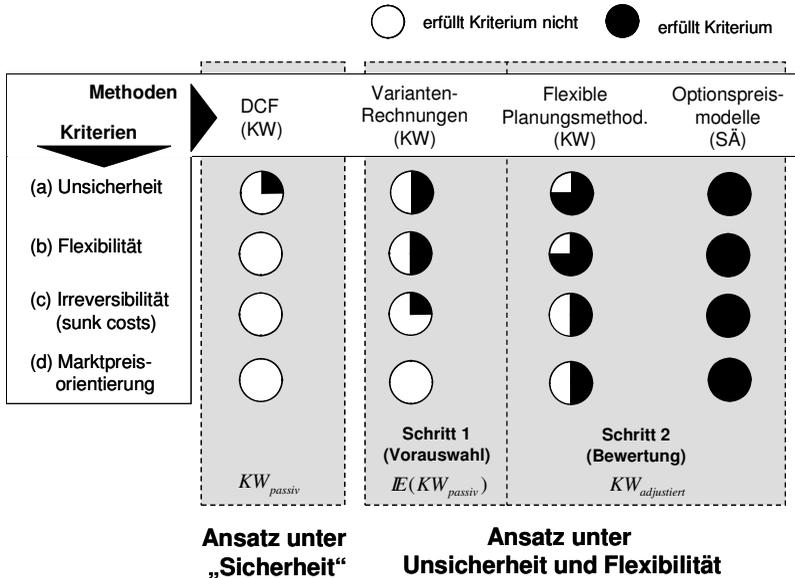


Abbildung 5.15: Charakterisierung der Teilschritte der Bewertung  
(Quelle: eigene Darstellung auf Grundlage von [Hommel et al. 2001a, S. 120])

### 5.6.8 Zusammenfassung

Ausgehend von bestehenden Verfahren zur Berücksichtigung von Flexibilität in der Planung, der exemplarischen Analyse existierender Ansätze der Netzplanung sowie unter Berücksichtigung von Größe und Eigenschaften des Planungsproblems wurde in diesem Kapitel ein Verfahren zur Berücksichtigung des Wertes von Flexibilität bei der

<sup>63</sup> Eine kritische Reflexion sowie Überlegungen zu möglichen Weiterentwicklungen erfolgen in Kapitel 7.8.

Optimierung der Ausbauplanung entwickelt. In diesem werden insbesondere zwei Vereinfachungen vorgenommen:

- die Interpretation der Netzplanung als europäische Optionen, d.h. als zweistufiges Entscheidungsproblem,
- die Zerlegung des Optimierungsproblems der Ausbauplanung in zwei Bewertungsschritte.

Die erste Vereinfachung ist der Tatsache geschuldet, dass die Anwendung der numerischen Standardverfahren zur Bewertung amerikanischer Optionen bei vorliegender Problemstruktur nur unter Einschränkungen möglich ist. Die zweite Vereinfachung resultiert daraus, dass die optimale Ausübungsstrategie je quasi-sicherem Pfad auf Grundlage der in dieser Arbeit verwendeten Heuristik zur Optimierung der Ausbauplanung unter Sicherheit ermittelt wird. Da diese Heuristik selbst ein aufwendiges Verfahren darstellt, muss die Ausbauplanung unter Unsicherheit in zwei Schritte unterteilt werden, um Lösungen in praktikabler Zeit ermitteln zu können. Die Gründe für diese zweistufige Bewertung ähneln damit den Gründen für die Unterteilung des Planungsprozesses in Grundsatz- und Ausbauplanung. Ein ideales Verfahren würde die Optionswerte bereits im ersten Schritt der Optimierung der Ausbauplanung berücksichtigen. Hierdurch würde der Berechnungsaufwand aber auch bei der hier vorgenommenen Reduktion auf zwei Zeiträume zu stark ansteigen.

Als wesentliche Vorteile des Ansatzes sind zu nennen:

- Integrierbarkeit in den vorgeschlagenen Optimierungsansatz und damit Anwendbarkeit auf praxisübliche Problemgrößen (zum Optimierungsansatz siehe Kapitel 7.7),
- Unabhängigkeit von der Anzahl der stochastischen Parameter und Art der Verteilungsfunktionen (hierdurch können eine Vielzahl unterschiedlicher Risiken integriert werden),

- Unabhängigkeit des Verfahrens von Zielfunktion und Restriktionen,
- Berücksichtigung von Pfadabhängigkeiten,
- Ermittlung des jeweils optimalen bedingten Eventualplans / der optimalen „Ausübungsstrategie“ kann mit dem für die Ausbauplanung vorgeschlagenen Optimierungsverfahren erfolgen,
- hohe Parallelisierbarkeit des Ansatzes,
- auch technische Unsicherheiten, z.B. Unsicherheiten bzgl. der Lastentwicklung, sind grundsätzlich integrierbar (hier nicht abgebildet),
- die prinzipielle Möglichkeit der risikoneutralen Bewertung und damit die „richtige“ Bepreisung sich verändernder Risiken.

Darüber hinaus sind verfahrensbedingte Nachteile zu nennen:

- Vereinfachung eines Problems mit dem Charakter amerikanischer Optionen auf europäische Optionen,
- Beschränkung der stochastischen Simulation auf einige hundert bis wenige tausend Simulationsläufe und der hierdurch verbleibende Fehler der Monte-Carlo-Bewertung,<sup>64</sup>
- mit der Heuristik zur Ausbauplanung verbundene Ungenauigkeiten werden in die Bewertung übernommen,
- Zerlegung der Ausbauplanung in zwei Schritte und die damit verbundene Einschränkung des betrachteten Lösungsraums (im Vergleich zu einer integrierten Bewertung der Ausbauplanung).<sup>65</sup>

Trotz der vorgenommenen Vereinfachungen und verfahrensbedingten Einschränkungen stellt das vorgeschlagene Verfahren eine wesentliche Weiterentwicklung der bekannten Ansätze zur Netzplanung dar. Insbesondere ermöglicht es die quantitative Berücksichtigung von Flexibilitäten bei praxisüblichen Problemgrößen (vgl. Abbildung 5.15).

## 5.6.9 Risiko und regulatorisches Risiko von Netzbetreibern

Die Unsicherheiten bezüglich zukünftiger Zahlungsströme resultieren aus einer Reihe von Risikofaktoren, welche in unterschiedlichem Grade präzise über Verteilungen beschrieben werden können. Ein Überblick über die Risiken von Energieversorgungsunternehmen findet sich bei [Schemm 2011, S. 6]:

<p><b><u>Technische Risiken</u></b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Technische Verfügbarkeit</li> <li>2. Technische Lebensdauer</li> <li>3. Technologische Entwicklung</li> </ol>	<p><b><u>Marktpreisrisiken</u></b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Strompreis</li> <li>2. Brennstoffpreis</li> <li>3. CO<sup>2</sup>-Preis</li> </ol>	<p><b><u>Mengenrisiken</u></b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Nachfrage</li> <li>2. Kapazitätsrisiken des Kraftwerksparcs</li> <li>3. Einspeisung reg. Kraftwerke</li> </ol>
<p><b><u>Regulatorische Risiken</u></b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Gesetzesänderungen</li> <li>2. Umweltauflagen</li> <li>3. Marktgestaltung</li> <li>4. Genehmigung</li> </ol>	<p><b><u>Kostenrisiken</u></b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Investitionshöhe</li> <li>2. Variable Betriebskosten</li> <li>3. Fixe Betriebs- und Instandhaltungskosten</li> </ol>	<p><b><u>Organisatorische Risiken</u></b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Betriebsführung</li> <li>2. Fehlverhalten</li> </ol>

Abbildung 5.16: Überblick über Risiken von Energieversorgungsunternehmen (Quelle: in Anlehnung an [Schemm 2011, S. 6])

Diese lassen sich auch auf den Bereich der Netzplanung als Teil des Energieversorgungssystems übertragen, wobei aufgrund der

<sup>64</sup> Die hierdurch verursachte Ungenauigkeit kann durch Parallelisierung sowie durch die Verwendung varianzreduzierender Methoden verringert werden (vgl. [Hull 2006, S. 502ff]).

<sup>65</sup> Der Autor geht davon aus, dass diese Einschränkung durch Weiterentwicklung des Planungsmodells aufgehoben werden kann (vgl. hierzu Fußnote 60).

besonderen Stellung der Wertschöpfungsstufe von einer abweichenden Gewichtung der einzelnen Risikogruppen ausgegangen werden kann. In bisherigen Ansätzen zur Netzplanung wurden insbesondere die Entwicklungen von Lasten und Einspeisungen als für die Planung bedeutsame Unsicherheit identifiziert. Darüber hinaus werden Unsicherheiten bezüglich der Nutzungsdauer von Betriebsmitteln, der Entwicklung von Beschaffungskosten oder der Dauer von Genehmigungsverfahren als relevant angesehen (vgl. [von Sengbusch 2002, S. 21ff]).

Als regulierter Teil der Wertschöpfungskette sind Netzbetreiber vor allem auch einem regulatorischen Risiko ausgesetzt. Im Zentrum der Risikobetrachtung stehen der residuale Gewinnanspruch des Unternehmens und das mit diesem verbundene Geschäftsrisiko. Dabei ist zu unterscheiden, ob die Risiken im Regulierungssystem an sich angelegt sind oder von Systemänderungen bzw. Systemauslegungen durch die Regulierungsbehörde ausgehen. Eine Änderung der Regeln nach dem Zeitpunkt der durch den Netzbetreiber erfolgten Investitionen kann nie ausgeschlossen werden, weshalb Netzbetreiber nicht darauf vertrauen können, dass zum Beispiel die unter einer Anreizregulierung erzielten Kosteneinsparungen bei diesen verbleiben können. Aufgrund der relativ jungen Anreizregulierung in Deutschland kommt erschwerend hinzu, dass die Bundesnetzagentur noch keinen *regulatory track record* aufweisen kann, an dem sich die Netzbetreiber orientieren können. Innerhalb des Regulierungssystems können verschiedene Effekte wirken. Einerseits führt die Regulierung zu systematischem Risiko, welches sich in den Kapitalkosten niederschlägt. Andererseits kann ein Regulierungssystem asymmetrische Wahrscheinlichkeitsverteilungen der Renditen verursachen. Das systematische Risiko kann nicht durch Diversifizierung eines Investitionsportfolios am Kapitalmarkt beseitigt werden und betrifft alle Unternehmen einer Branche in gleicher Weise. Ein asymmetrisches Risiko liegt beispielsweise in dem Fall vor, wenn nur die besten in einem Effizienzvergleich ermittelten Unternehmen ihre Kapitalkosten verdienen können. Während durch die maximal

mögliche Effizienz von 100% eine Limitierung der Gewinne erfolgt, bestehen demgegenüber asymmetrische Verlustrisiken (vgl. [Brealey et al. 2000, S. 168f], [Pedell 2007, S. 32ff]).

Da sich die hier vorliegende Arbeit vor allem mit dem Einfluss von Regulierungssystemen auf die Netzplanung beschäftigt und diese Risiken in bisherigen Ansätzen nicht thematisiert wurden, werden nachfolgend ausschließlich auf das Regulierungssystem bezogene Risiken der Netzplanung berücksichtigt. Der vorgeschlagene Ansatz ist aber prinzipiell in der Lage, weitere Risiken, beispielsweise Unsicherheiten der Lastentwicklung oder der Dauer von Genehmigungsverfahren, zu integrieren.

Für das Investitionscontrolling stellt sich im Rahmen der Investitionsbewertung auf Basis des Kapitalwerts bei Berücksichtigung des Risikos in Form eines Risikoaufschlags auf den Diskontierungszins die Frage, in welcher Höhe das Risiko und damit die Kapitalkosten anzusetzen sind (vgl. [Ballwieser 2008a], [Haubold 2007], [Pedell et al. 2008]).

Tabelle 5.11: Beispiele zur Modellierung regulatorischer Unsicherheit  
(Quelle: [John 2009])

Regulatorische Parameter	Modellierungsansatz	Quelle
Return on Assets, Kostenanerkennung	Stochastischer Prozess (Brownsche Bewegung mit Trend)	[Teisberg 1993]
Nachfrage, Effizianzorderungen	Stochastischer Prozess (Geometrische Brownsche Bewegung, Poisson-Prozess)	[Pantheghini et al. 2003]
Nachfrage ( <i>Price Cap</i> )	Stochastischer Prozess (Geometrische Brownsche Bewegung)	[Dobbs 2004]
Return on Assets	Stochastischer Prozess (Brownsche Bewegung mit Trend)	[Brennan et al. 1982]

Sollen die Risiken, wie im hier vorliegenden Modell, explizit abgebildet werden, besteht die Herausforderung hingegen in deren Modellierung. Zur Modellierung regulatorischer Unsicherheitsfaktoren existieren bisher nur wenige Arbeiten. Im Kontext regulierungstheoretischer Ansätze schlagen einige Autoren deren Modellierung als Poisson-Prozess vor. Andere Arbeiten bilden den stochastischen Prozess als einfache oder geometrische Brownsche Bewegung ab (vgl. [Brennan et al. 1982], [Dobbs 2004], [Pantehghini et al. 2003], [Teisberg 1993]). John (2009) konzentriert sich in seinem Beitrag auf einzelne Risikofaktoren innerhalb der deutschen Anreizregulierung. Zu diesen gehören der generelle sektorale Produktivitätsfortschritt sowie die regulatorische Eigenkapitalverzinsung, welche er über eine geometrische Brownsche Bewegung sowie auf Grundlage von Zeitreihenanalysen abbildet (vgl. [John 2009]). Eine weitere Möglichkeit zur Prognose unsicherer Faktoren im Rahmen von Planungsprozessen besteht in Expertenschätzungen.

Da die umfassende Untersuchung möglicher regulatorischer Risikofaktoren sowie deren Prognose und Quantifizierbarkeit nicht Inhalt dieser Arbeit ist, wird die Betrachtung auf drei exemplarische Risikofaktoren beschränkt, welche erfahrungsgemäß einen hohen Einfluss auf die Bewertung aufweisen:

- die Entwicklung der regulatorischen Eigenkapitalzinsen (geometrische Brownsche Bewegung),
- die zeitliche Evolution des Regulierungsrahmens (kumulierte Wahrscheinlichkeiten),
- die Entwicklung des regulatorisch wirksamen generellen sektoralen Produktivitätsfortschritts (kumulierte Wahrscheinlichkeiten).

# 6 Auswahl der Optimierungsverfahren und Verfahrensblick

## 6.1 Zielstellungen und Vorgehen

Unter Einbeziehung der aus den vorhergehenden Analysen und Überlegungen abgeleiteten Anforderungen an das zu entwickelnde techno-ökonomische Modell werden in Kapitel 6 in Frage kommende Verfahrensklassen für die der Netzplanung zugrunde liegenden Optimierungsprobleme diskutiert und geeignete Verfahren ausgewählt. Hieran anschließend wird ein Überblick über die gewählten Verfahren gegeben und auf Konstruktionsempfehlungen für die Entwicklung von Algorithmen der gewählten Verfahrensklasse eingegangen.

## 6.2 Anforderungen an Modell und Verfahren

Die meisten der bestehenden Verfahren zur Netzplanung konzentrieren sich auf eine der beiden Planungsstufen Grundsatzplanung oder Ausbauplanung. Den Stand der Forschung stellen Ansätze dar, welche die Ausbauplanung an den Ergebnissen der Grundsatzplanung ausrichten. Auch in dieser Arbeit werden beide Planungsprobleme betrachtet, weshalb zwei Optimierungsalgorithmen zu entwerfen sind. Neben den mathematischen Eigenschaften der Optimierungsprobleme sind die nachfolgend formulierten Anforderungen an das Modell für die Algorithmenauswahl relevant.

Auf Grundlage der bisherigen Analysen zur technischen Netzplanung sowie zur Bewertung der aus der Planung hervorgehenden (Des-)Investitionsmaßnahmen werden an das zu entwickelnde Modell folgende Anforderungen gestellt:

- Die Ausbauplanung orientiert sich an den Ergebnissen in der Grundsatzplanung, weshalb beide Planungsstufen über das Datenmodell zu integrieren sind.
- Der entwickelte Modellansatz soll die Abbildung von Probleminstanzen praxisrelevanter Größe sowie deren Lösung in einer vertretbaren Rechenzeit ermöglichen.
- Das Modell soll in der Lage sein, die in den vorangegangenen Kapiteln entwickelten Zielfunktionen der Netzplanung auf Grundlage der Kostengerüste sowie den aus der technischen Netzplanung hervorgehenden Mengengerüsten zu berechnen.
- Das Modell muss sich ändernde betriebswirtschaftliche Zielfunktionen und Restriktionen verarbeiten zu können, da die betriebswirtschaftlich-regulatorische Umwelt permanenten Änderungen unterworfen ist. Die Optimierungsalgorithmen sollen deshalb nicht von speziellen Eigenschaften der Zielfunktion abhängig sein.
- Neben der Optimierung der Planung unter sicheren Erwartungen integriert der vorgeschlagene Ansatz die Bewertung von Planungen unter Unsicherheit. Dabei soll das Prinzip der rollierenden Planung berücksichtigt werden.
- Das Modell soll prinzipiell realisierbare Netzstrukturen abbilden und nach den typischen Planungskriterien der strategischen Netzplanung bewerten können. Die Ausweitung des Planungsbereiches, z.B. auf weitere Spannungsebenen, soll prinzipiell möglich sein.
- Generell wird die Forderung nach einem modularen Aufbau gestellt, da dies sowohl vor dem Hintergrund der bestehenden Dynamik der Modellumwelt als auch für zukünftig mögliche Weiterentwicklungen des Modellansatzes vorteilhaft ist.
-

## 6.3 Verfahrensauswahl

### 6.3.1 Charakterisierung der Optimierungsprobleme

Die Auswahl und Zuordnung der im Netz verwendeten Betriebsmittel stellt den wesentlichen Freiheitsgrad der Grundsatzplanung dar. Sowohl die Orte im Netz als auch die Betriebsmittel können durch ganzzahlige Variablen beschrieben werden, deren Wertebereich endlich ist (vgl. Kapitel 7.6.1). Ziel der Ausbauplanung ist die Festlegung einer optimalen Folge von Ausbauentscheidungen. Die Freiheitsgrade der Ausbauplanung bestehen deshalb in der Maßnahmenauswahl und deren zeitlicher Taktung. Die zur Auswahl stehenden Maßnahmen werden über ganzzahlige Variablen beschrieben und Zeitpunkten im diskretisierten Optimierungszeitraum zugeordnet (vgl. Kapitel 7.7.1). Da die Optimierungsvariablen in beiden Planungsstufen nur ganzzahlige Werte und einen endlichen Wertebereich umfassen, stellen sowohl die Grundsatz- als auch die Ausbauplanung kombinatorische Optimierungsprobleme dar (vgl. [Domschke et al. 2005, S. 120]).

Kombinatorische Optimierungsprobleme weisen im technischen Umfeld oft nichtlineare Eigenschaften in Nebenbedingungen und Zielfunktion auf (vgl. [Orths 2003, S. 20]). Auch die in dieser Arbeit formulierten Zielfunktionen und Nebenbedingungen sind nichtlinear. Die Eigenschaft der Nichtlinearität führt in der Regel zu Zielfunktionen mit mehreren lokalen Optima. Da sowohl in der Grundsatzplanung als auch in der Ausbauplanung mehrere Optima möglich sind, liegen multimodale Zielfunktionen vor (vgl. [Mautz 2001, S. 12]). Darüber hinaus sind kombinatorische Optimierungsprobleme oft durch starke Einschränkungen des zulässigen Lösungsraums charakterisiert, in welchem komplizierte Relationen zwischen dem gesamten Lösungsraum und dem Raum der zulässigen Lösungen vorliegen können (vgl. [Yu 2010, S. 135ff, 269]). Aufgrund der vielfältigen technischen Restriktionen trifft dies in besonderem Maße auf beide Netzplanungsprobleme zu. Nur ein

Bruchteil von zufällig konstruierten Lösungen in beiden Planungsstufen repräsentiert technisch gültige Netzentwürfe bzw. Netzentwurfsfolgen (vgl. [Maurer 2004]). Mit Bezug auf den Berechnungsaufwand werden weiterhin „billige“ und „teure“ Zielfunktionen unterschieden. Je teurer eine Zielfunktion ist, desto weniger Zielfunktionswerte können im Rahmen der Optimierung berechnet werden (vgl. [Mautz 2001, S. 33]). Im relativen Vergleich kann die Zielfunktion der Grundsatzplanung demnach als „billig“, die der Ausbauplanung als „teuer“ beschrieben werden (vgl. Kapitel 5.5).

Die meisten kombinatorischen Probleme gehören zur Klasse der NP-vollständigen Probleme, für welche sowohl exakte als auch heuristische Lösungsverfahren zur Verfügung stehen (vgl. [Domschke et al. 2005, S. 126f]).

## 6.3.2 Exakte Verfahren

### 6.3.2.1 Allgemeine Betrachtung exakter Verfahren

Exakte Verfahren lassen sich in Entscheidungsbaumverfahren, z.B. vollständige Enumeration oder *Branch-and-Bound*, in Schnittebenenverfahren, z.B. *Branch-and-Cut*, oder Kombinationen aus beiden unterteilen. Der wichtigste Vorteil exakter Verfahren besteht in der Optimalitätsgarantie der Lösung. Mit Hinblick auf deren Laufzeitverhalten können diese aber nur für sehr kleine oder vereinfachte Probleminstanzen eingesetzt werden (vgl. [Domschke et al. 2005, S. 126f]). Um exakte Verfahren auf praxisübliche Problemgrößen anzuwenden, ist es häufig notwendig, die Zielfunktion sowie die Nebenbedingungen zu vereinfachen oder eine Problemdekomposition bzw. Relaxation vorzunehmen (vgl. [Fink et al. 2006, S. 2]). Hierdurch geht jedoch die Objektivität der Ergebnisse verloren, so dass die Optimalitätsgarantie der Lösung keinen wesentlichen Vorteil des Verfahrens für die Netzplanung mehr darstellt (vgl. [Paulun 2007, S. 48]).

Darüber hinaus kann der Entwurf problemspezifischer Algorithmen sehr aufwendig sein (vgl. [Witt 2004, S. 60]). Im Rahmen des zu entwickelnden Modellansatzes wurden hohe Anforderungen in Bezug auf dessen Flexibilität formuliert, da beispielsweise Änderungen im ökonomischen Umfeld nicht nur Auswirkungen auf Verfahrensparameter haben, sondern signifikante Veränderungen in den Zielfunktionen bedingen können. Aufgrund dieser Flexibilitätserfordernisse besteht die Gefahr, dass ein aufwendig entwickelter problemindividueller Algorithmus nach zukünftig zu erwartenden Anpassungen in Zielfunktion und Nebenbedingungen nicht mehr anwendbar ist. In diesem Zusammenhang ist auch zu beachten, dass die in der vorliegenden Arbeit vorgeschlagene Zielfunktion der Ausbauplanung deutlich komplexer als die Zielfunktionen in bisherigen Ansätzen ist (vgl. Kapitel 5.5.8). Gleichzeitig werden sowohl in der Grundsatz- als auch der Ausbauplanung mit der Überprüfung der Lastflüsse, Spannungsniveaus, Kurzschlussströme, der Stichtlänge und maximalen Anzahl von Stationen in Doppelstichen oder des  $(n-1)$ -Kriteriums praxisnahe Restriktionen berücksichtigt, deren Überprüfung auf umfangreichen Rechnungen oder Algorithmen beruht (vgl. Kapitel 7.5).

Unter Einbeziehung aller Erwägungen zu den Charakteristika der Optimierungsprobleme, der Flexibilitätserfordernisse sowie dem Anwendungsfokus dieser Arbeit erscheinen exakte Verfahren für den geplanten Modellansatz grundsätzlich als nicht geeignet. Diese Einschätzung wird auch durch Entwicklungen im Bereich der optimierenden Netzplanung gestützt. In Ansätzen, die praxisnahe Restriktionen abbilden, wird in den letzten Jahren zunehmend auf die Verwendung exakter Verfahren verzichtet (vgl. [Maurer 2004, S. 33ff]).<sup>66</sup>

---

<sup>66</sup> Weitere gleichlautende Aussagen bei [Maurer 2004, S. 36], [Paulun 2007, S. 4f], [Tao 2007, S. 4f].

### 6.3.2.2 Dynamische und stochastische dynamische Programmierung

Da die Ausbauplanung ein sequentielles Planungsproblem darstellt, bietet sich für diese eine Lösung mit dem exakten Verfahren der (stochastischen) dynamischen Programmierung an (vgl. Kapitel 5.6.5). Die dynamische Programmierung wird auch zur Bewertung von Realoptionen sowie in der flexiblen Planung eingesetzt und weist deshalb einen starken Bezug zur Ausbauplanung auf (vgl. Kapitel 5.6.4).

Obwohl der Rechenaufwand durch die stufenweise Zerlegung des Problems in der dynamischen Optimierung reduziert wird, müssen bezüglich der abgebildeten Nebenbedingungen sowie der Problemgröße weitreichende Kompromisse eingegangen werden. Bestehen beispielsweise in einem Planungsprozess 10 kombinierbare Entscheidungsalternativen (z.B. Maßnahmen in der Ausbauplanung), ergibt sich je Zeitschritt ein deterministischer Entscheidungsraum der Größe  $10^2$ . Wird dieser Entscheidungsraum durch einen von zwei stochastische Variablen gebildeten Zustandsraum überlagert, welcher über einen rekombinierenden Binomialbaum abgebildet werden kann, ergeben sich nach beispielsweise 10 Planungsschritten 121 Zustände des diskreten Zustandsraums (allgemein:  $(t+1)^2$ ), nach 11 Planungsperioden bereits 144 Kombinationen. Zur Bestimmung der optimalen Teilpolitik zwischen  $t=10$  und  $t=11$  müssten in diesem Fall  $1024^2$  paarweise Vergleiche bei Berücksichtigung von  $121 \cdot 144$  Zustandsübergängen durchgeführt werden. Da der Entscheidungsraum exponential mit der Anzahl der Entscheidungsvariablen wächst, wären in der Ausbauplanung lediglich Probleminstanzen bis zu einer Größe von ca. 30 Entscheidungsvariablen lösbar. Im Rahmen des in dieser Arbeit abgebildeten Anwendungsfalls werden demgegenüber ca. 500 Entscheidungsvariablen verwendet. Elementare Voraussetzung für die Anwendbarkeit des Verfahrens ist weiterhin die vom vorliegenden Problem nicht erfüllte Bedingung der zeitlichen

Trennbarkeit der Zielfunktion. Bezüglich dieser Eigenschaft unterscheidet sich die entwickelte erfolgsorientierte Zielfunktion der Ausbauplanung von den bisher in der Ausbauplanung verwendeten Zielfunktionen (vgl. Kapitel 5.6.4.1). Im Fall der stochastischen dynamischen Programmierung gilt weiterhin, dass auch alle stochastischen Parameter die Markov-Eigenschaft erfüllen müssen, wodurch die Bandbreite möglicher Parameter eingeschränkt wird (vgl. [Kalliauer 2008, S. 7f]).

Im Rahmen dieser Arbeit wird deshalb auch die Anwendung der (stochastischen) dynamischen Programmierung als exaktes Verfahren für die Ausbauplanung ausgeschlossen.

### 6.3.3 Heuristiken

Neben den exakten Verfahren existieren Algorithmen für Probleme, für welche keine praktikable geschlossene Lösung bekannt ist. Diese als Heuristiken bezeichneten Verfahren bilden eine Verfahrensklasse, die auf Hypothesen, Analogien oder Erfahrungen aufbaut und deren Lösungsgüte deshalb nicht beweisbar ist, sondern nur auf Basis von wiederholten Experimenten geschätzt werden kann. Die wesentliche Frage bei der Verwendung von Heuristiken ist, nach welchem Schema der Lösungsraum durchsucht wird. Heuristiken können generell als iterative Verfahren charakterisiert werden, da eine Lösung in mehr als einem Rechenschritt ermittelt wird. Innerhalb der iterativen Verfahren kann zwischen lokalen und globalen sowie direkten und indirekten Algorithmen unterschieden werden. Zu den lokalen, indirekten Verfahren zählen zum Beispiel das Newton-Raphson-, Gauß-Newton-, oder Gradienten- Verfahren. Da lokale Verfahren nur unimodale Probleme lösen können bzw. eine ihrer Schwächen in der frühzeitigen Konvergenz in lokalen Optima liegt, werden diese nicht weiter betrachtet (vgl. [Fink et al. 2006, S. 5], [Mautz 2001, S. 19ff]). Die Gruppe der globalen Verfahren lässt sich in Verfahren, die je Iterationsschritt nur eine Lösung und Verfahren, die mehrere Lösungen erzeugen, differenzieren. Zu den einzellösungsbasierten

Heuristiken gehören beispielsweise *Tabu Search*, *Simulated Annealing* oder die lokale Suche. Diese sind vor allem für kleinere Probleme ausreichend, in denen häufig die ausschließliche Analyse von Nachbarschaften genügt. Als Schwäche wird die Gefahr der vorzeitigen Konvergenz in lokalen Minima genannt, weshalb auch diese Verfahrensgruppe für die vorliegenden Problemstellungen als nicht zweckmäßig erscheint (vgl. [Fink et al. 2006, S. 5], [Zimmermann 2008, S. 271ff]).

Für globale und multimodale Probleme, bei denen hohe Flexibilität bezüglich der zugrunde liegenden Zielfunktion gefordert ist, stellen populationsbasierte Heuristiken eine in praxisnahen Anwendungen bewährte Alternative dar. Eine jüngere Entwicklung innerhalb dieser Gruppe sind die evolutionären Algorithmen.<sup>67</sup> Evolutionäre Algorithmen können als allgemeine, randomisierte Suchheuristiken, die Lösungen über eine Nachahmung natürlicher Prozesse generieren, charakterisiert werden (vgl. [Jansen 2000, S. 7]). Sie gehören zur Gruppe der direkten Verfahren. Direkte Verfahren sind Verfahren, die nur mit Funktionswertberechnungen der eigentlichen Zielfunktion auskommen und keine Hilfsfunktionen, wie beispielsweise Steigungen, für den Iterationsschritt benötigen. Hierdurch weisen direkte Verfahren eine hohe Flexibilität bezüglich der zugrunde liegenden Zielfunktion auf (vgl. [Mautz 2001, S. 17f, 27]).

Aufgrund der Eigenschaften der zugrunde liegenden Optimierungsprobleme und der an das Modell gestellten Flexibilitätsanforderung werden evolutionäre Algorithmen für die Lösung der vorliegenden Probleme gewählt.

---

<sup>67</sup> Für einen historischen Überblick siehe [Weicker 2007, S. 44ff].

### 6.3.4 Überblick über evolutionäre Algorithmen

Evolutionäre natürliche Prozesse verlaufen nach den universalen Grundprinzipien der Evolution, die sich zusammenfassend als fehlerbehaftete Replikation und kumulative Selektion beschreiben lassen (vgl. [Hable 2004, S. 7 und 26ff]). Ihr großer Vorteil ist, dass sie grundsätzlich für viele Probleme anwendbar sind (vgl. [Weicker 2007, S. 42]). Mittlerweile existieren eine Vielzahl evolutionärer Basisalgorithmen sowie eine unüberschaubare Anzahl von Derivaten.

Als charakterisierende Merkmale eines spezifischen evolutionären Algorithmus lassen sich insbesondere das Populationskonzept, das Wechselspiel zwischen Variation und Selektion sowie die durch die Rekombination erzeugte Suchdynamik beschreiben (vgl. [Weise 2009, S. 80ff]).

Zu den bekanntesten Vertretern gehören zum Beispiel die genetischen Algorithmen, Ameisenalgorithmen oder die Partikelschwarmoptimierung, welche sich über deren Ausprägung der Grundkonzepte der evolutionären Algorithmen beschreiben lassen (vgl. Tabelle 6.1). Die evolutionären Basisalgorithmen können zusätzlich mit anderen Verfahren kombiniert werden. Für viele Probleme hat es sich bewährt, eine globale Suchstrategie durch eine lokale Suche zu ergänzen (vgl. [Dorigo et al. 2009, S. 16]).

Tabelle 6.1: Charakterisierung ausgewählter Algorithmen  
(Quelle: in Auszügen aus [Weicker 2007, S. 178f])

Algorithmus	Genotyp	Mutation	Rekombination	Selektion	Population	Besonderheiten
<b>lokale Suche</b>	beliebig	beliebig	keine	Verbesserungen immer, Verschlechterungen mit gewisser Wahrscheinlichkeit	ein Individuum	zentrales Problem: zu frühe Konvergenz
<b>Tabu Suche</b>	phänotypnah	unumkehrbar durch Tabu-Listen	keine	bestes Individuum	ein Elter, mehrere Kinder	bestes gefundenes Individuum wird zusätzlich gespeichert
<b>Genetischer Algorithmus</b>	klassisch: B' mit fester Länge l, auch R' und S', Dekodierung	Bitflipping, gleichverteilte reellwertige Mutation, spezielle Permutationsoperatoren	k-Punkt und uniformer Crossover arithmetischer Crossover mehrere Rekombinationsoperatoren für Permutation	fitnessproportionale Elternselektion, auch: skaliert, rangbasiert oder als Turnierselektion	mittelgroße bis große Population	theoretische Grundlage: Schema Theorem
<b>Ameisenalgorithmus</b>	verschiedene	jede Ameise konstruiert einen Lösungskandidaten	keine	Güte bestimmt Einfluss auf globale Pheromonmenge	Anzahl der Ameisen pro Iterationsschritt	kein EA-Schema, globale Pheromonmengen repräsentieren statistisches Aussehen der Lösungskandidaten
<b>Partikel-Schwarm</b>	R' mit Strategieparametern	basiert auf Trägheit und Orientierung am Nachbarn	keine	Orientierung am Besten (Population, eigene Historie)	klein bis mittelgroß	kein EA-Schema, eher: synchrones Durchkämmen des Suchraums

## 6.3.5 Auswahl der evolutionären Optimierungsverfahren

### 6.3.5.1 Zur Existenz von Entscheidungskriterien für die Auswahl und Konstruktion evolutionärer Algorithmen

Die theoretische Notwendigkeit der problemspezifischen Entwicklung eines evolutionären Algorithmus begründet das „*no free lunch*“-Theorem. Dieses besagt, dass für Probleme, über die nichts bekannt ist, kein Algorithmus (hierzu zählt auch das zufällige Probieren) dem anderen überlegen ist. Im Umkehrschluss lässt sich für die Anwendung die Aussage ableiten, dass es für jeden Algorithmus im Raum der Probleme, über welche Problemwissen existiert, eine Nische gibt, für die er besonders gut geeignet ist (vgl. [Weicker 2007, S. 118ff]). Es wird demnach immer möglich sein, für ein gegebenes Problem bessere evolutionäre Algorithmen als die bisher bestehenden zu finden (vgl. [Weise 2009, S. 79]).

Hinweise für die relative Vorteilhaftigkeit einer Algorithmenklasse können nach Meinung einiger Autoren durch empirische Leistungsvergleiche gewonnen werden. Die Ergebnisse in der Literatur sind jedoch uneinheitlich (vgl. [Nissen 1997, S. 243ff], [Wolpert et al. 1995, S. 24]). Grundlegende Erkenntnisse zur Leistungsfähigkeit von Meta-Heuristiken, wie beispielsweise den evolutionären Algorithmen, liegen nur sehr eingeschränkt vor. Diesbezügliche Vergleichsstudien unterschiedlicher Verfahren, zum Beispiel in Bezug auf Lösungsqualität und Rechenzeiten, existieren nur in geringem Maße (vgl. [Fink et al. 2006, S. 4ff]).

Gleichzeitig bestehen aus theoretischer Sicht Zweifel, ob allgemeine Aussagen über die Vorteilhaftigkeit von Algorithmen sinnvoll sind. Auch wenn das „*no free lunch*“-Theorem nicht unumstritten ist, führt dieses zu der Erkenntnis, dass begrenzte empirische Untersuchungen keine Aussagen zur generellen Überlegenheit eines Verfahrens zulassen. Infolgedessen ist keine der modernen heuristischen Methoden im Bereich der Optimierung den anderen prinzipiell überlegen. Vieles hängt von den Eigenschaften der

Anwendung und dem Geschick des Entwicklers ab (vgl. [Nissen 1997, S. 243ff], [Wolpert et al. 1995, S. 24]). Vor diesem Hintergrund ist ein erheblicher Forschungsbedarf zu den Zusammenhängen zwischen Problemmerkmalen, Lösungsverfahren, Lösungsqualitäten und hierauf basierenden systematischen Auswahlkriterien festzustellen (vgl. [Fink et al. 2006, S. 9]).

Generell gibt es daher keine klare Anleitung, wie ein guter evolutionärer Algorithmus auszuwählen bzw. zu konstruieren ist. Es existieren zwar Ansätze, welche sich mit dem Entwicklungsprozess beschäftigen, auch diese enthalten aber keine Entscheidungsregeln für oder gegen ein bestimmtes Algorithmen-Design (vgl. [Weicker 2007, S. 232], [Weise 2009, S. 80ff]).<sup>68</sup> „Das Wissen über die Konstruktion eines guten Algorithmus ist aktuell nur in sehr >>schwammiger<< Form in den Köpfen von Experten vorhanden“ [Weicker 2007, S. 237].

Da generelle Aussagen zur Leistungsfähigkeit heuristischer Optimierungsverfahrensklassen für unterschiedliche Typen von Planungsproblemen bisher nur rudimentär existieren, ist der Anwender damit häufig auf persönliche Erfahrungen angewiesen. Ein anwendungsorientiertes Vorgehen besteht in der Verwendung von Verfahren, die für das zu lösende Problem bereits erfolgreich angewendet wurden (vgl. [Weicker 2007, S. 236]).<sup>69</sup> Diesem Ansatz wird hier gefolgt, indem auf in der Netzplanung bereits bewährte evolutionäre Algorithmenklassen zurückgegriffen wird.

Prinzipielle Hinweise existieren jedoch zur Konstruktion einzelner Operatoren der Algorithmen. Diese beziehen sich vor allem auf deren Rollen im evolutionären Prozess, die Balance zwischen Entdeckung neuer Bereiche des Suchraums (*exploration*) und der

---

<sup>68</sup> Zu diesen Ansätzen zählen zum Beispiel der wiederverwendungs-basierte Ansatz sowie der analysebasierte Ansatz. Zu weiteren Ausführungen hierzu (vgl. [Weicker 2007, S. 231ff]).

<sup>69</sup> Die genaue Ausgestaltung der Operatoren sowie deren Parametrisierung in bisherigen Ansätzen zur Netzplanung ist nur in einigen Fällen veröffentlicht.

Ausnutzung gefundener Lösungen (*exploitation*) sowie die Vermeidung von frühzeitiger Konvergenz oder Dominanz. Für jeden in dieser Arbeit entwickelten Algorithmus werden deshalb im Vorfeld der Implementierung mit dem Entwurfsmuster Überlegungen zum Zusammenwirken der Operatoren angestellt, wobei in der Literatur zu findende Konstruktionshinweise einfließen (vgl. hierzu Kapitel 7.6.2 für die Grundsatzplanung sowie Kapitel 7.7.2 für die Ausbauplanung).

Auch für die Parametrierung der Algorithmen gibt es keine expliziten Regeln. Theoretische Untersuchungen sind vor allem für einzelne Parameter für spezielle Algorithmen und bei Anwendung auf spezielle Probleme vorhanden. Die Resultate sind ebenfalls nicht allgemeingültig und können nicht universell übertragen werden. Darüber hinaus existierendes Wissen ist heuristischer Natur. Für ein individuelles Problem stellt daher die experimentelle Ermittlung optimaler Parametereinstellungen eine mögliche Alternative dar ([Hable 2004, S. 83], [Weicker 2007, S. 229ff]).<sup>70</sup> Letztgenanntes Vorgehen wird im Rahmen des entwickelten Ansatzes zur Bestimmung günstiger Ausprägungen wichtiger Algorithmenparameter gewählt (vgl. Kapitel 7.6.3 sowie 7.7.4).

### 6.3.5.2 Algorithmus der Grundsatzplanung

Die Grundsatzplanung erfolgt auf Basis eines genetischen Algorithmus. Genetische Algorithmen wurden beispielsweise von da Silva (2000) und Maurer (2004) für die Grundsatzplanung von Energieversorgungsnetzen eingesetzt (vgl. [da Silva et al. 2000], [Maurer 2004]).

---

<sup>70</sup> Auch gilt, dass die Vorteilhaftigkeit bzw. Leistungsfähigkeit eines Operators nicht nur vor dem Hintergrund der Problemstellung sondern auch über den Optimierungszeitraum betrachtet werden muss. Ein Operator ist niemals über den gesamten Verlauf einer Optimierung optimal. In Fall von sich während der Optimierung ändernden Parametern spricht man von selbstadaptierenden Parametern (vgl. [Weicker 2007, S. 119ff]).

Die Eignung genetischer Algorithmen für die Grundsatzplanung wird durch folgende Problemeigenschaften gestützt. Die Zielfunktion der Grundsatzplanung ist mit im Vergleich zur Grundsatzplanung wenig Aufwand zu berechnen („billige Zielfunktion“) sowie bei Vernachlässigung der ökonomischen Abbildung der Netzverluste additiv bezüglich einzelner Netzkomponenten. Hierdurch kann jedes Teilelement einer möglichen Lösung bereits in der Konstruktionsphase im Hinblick auf dessen Wirkung auf die Zielgröße bewertet und somit eine gesteuerte Auswahl einzelner Komponenten getroffen werden. Eine zusätzliche Speicherung von „Erfahrungswissen“ ist daher nicht notwendig. Darüber hinaus sind aufgrund des eingeschränkten Lösungsraumes nur wenige initial konstruierte Lösungen technisch gültig. Demnach kann es als günstig angesehen werden, zulässige (lokale) Lösungsstrukturen möglichst zu erhalten. Genetische Algorithmen bieten sich hierzu an, da die Rekombination der Hauptoperator dieser Algorithmenklasse ist und sich hierdurch günstige Strukturen unter Ausnutzung systemspezifischen Wissens gut vererben lassen (vgl. Kapitel 6.4.2 sowie 7.6.2).

### 6.3.5.3 Algorithmus der Ausbauplanung

Für die Ausbauplanung wird ein Ameisenalgorithmus implementiert. Das zugrunde liegende Optimierungsproblem kann als Zuordnungsproblem interpretiert werden, für welche Ameisenalgorithmen erfolgreich angewandt werden (vgl. [Dorigo et al. 2009, S. 13]). Eine Anwendung dieser Algorithmenklasse in der Netzplanung erfolgte bereits durch Paulun (2007).

Die Ausbauplanung weist eine sehr aufwendige Zielfunktion auf (vgl. Kapitel 5.5.8). Die Bewertung eines Individuums ist deshalb sehr rechenintensiv. Zeitaufwendige Bewertungsfunktionen können für evolutionäre Algorithmen ein Problem darstellen, da populationsbasierte Verfahren eine große Anzahl von Bewertungen erfordern (vgl. [Weicker 2007, S. 271f]). Die hieraus abzuleitende Anforderung, mit einer möglichst geringen Iterationszahl gegen eine

optimale Lösung zu konvergieren, wird grundsätzlich von erfahrungsbasierten Verfahren besser als von nicht erfahrungsbasierten erfüllt (vgl. [Paulun 2007, S. 49]). Darüber hinaus ist die Zielfunktion bezüglich ihrer Teillösungen (Investitionsentscheidungen) nicht additiv, mit der Folge, dass eine Bewertung der Lösung nur nach Abschluss der Konstruktion über die gesamte Lösung erfolgen kann. Hierdurch stehen in der Konstruktionsphase keine auf die Bausteine der Lösungen bezogenen Informationen zur Verfügung, auf Basis derer eine gezielte und auf die Zielfunktion ausgerichtete Konstruktion möglich ist. Das innerhalb des Ameisenalgorithmus mitgeführte Pheromonmodell schließt diese Lücke durch Bereitstellung globaler Informationen über die Vorteilhaftigkeit von Einzelentscheidungen. Durch Einbeziehung der Pheromonbasis werden gleichzeitig bereits während der Konstruktion ungültige Lösungen frühzeitig vermieden. Zusätzlich bestehen in der Ausbauplanung technisch bedingte Abhängigkeiten zwischen einzelnen Netzkomponenten, die zu bedingten Einschränkungen der Freiheitsgrade abhängiger Entscheidungen führen. Dorigo (2009) geht davon aus, dass ACO-Algorithmen insbesondere bei solchen *“ill-structured”*-Problemen in dynamischen Domänen ihre größten Vorteile entwickeln (vgl. [Dorigo et al. 2009, S. 19ff]). Weiterhin gilt, dass zwar auch in der Ausbauplanung nur wenige Lösungen technisch zulässig sind, im Gegensatz zur Grundsatzplanung kann aber von einer erhöhten Wahrscheinlichkeit gültiger Lösungen in der Nachbarschaft bereits gefundener Lösungen ausgegangen werden. Beispielsweise besteht eine hohe Chance, dass die Verschiebung des Rückbaus einer Leitung um ein Jahr weiterhin zu einem gültigen Ausbaupfad führt.

#### 6.3.5.4 Ergänzender Einsatz von Reparaturalgorithmen

Netzplanungsprobleme weisen in beiden Planungsstufen stark eingeschränkte Lösungsräume auf, weshalb nur ein Bruchteil von zufällig konstruierten Lösungen technisch gültige Netzentwürfe repräsentieren und hierdurch die Gefahr der Degeneration der gesteuerten Suche zu einer rein stochastischen Suche gegeben ist

(vgl. [Maurer 2004]). Eine Möglichkeit, dies zu verhindern, besteht in der Implementierung von Reparaturalgorithmen, welche ungültige Lösungen in den Raum der gültigen Lösungen überführen (vgl. [Yu 2010, S. 269]). Dieser Ansatz wird deshalb für beide Planungsstufen verfolgt.

## 6.4 Überblick über die verwendeten Optimierungsverfahren

### 6.4.1 Grundkonzepte evolutionärer Algorithmen und Entwurfsempfehlungen

Evolutionäre Algorithmen kombinieren das Lösungspotential der universellen Prinzipien der Evolution mit Computern als universelle Rechenmaschinen, auf welchen die evolutionären Prozesse simuliert werden. In Anlehnung an die biologischen Termini bezeichnet man einzelne Lösungskandidaten als Individuen, bei einer Gruppe von Lösungskandidaten spricht man von einer Population. Auch das Prinzip von Genotyp und Phänotyp wird von den evolutionären Algorithmen übernommen. Dabei wird die natürliche Struktur des Suchraums (Phänotyp) von der Repräsentation als Lösungskandidaten in einem Individuum (Genotyp) getrennt. Die Bewertungsfunktion wird auf den Phänotyp, die evolutionären Prozesse auf den Genotyp definiert. Die Überführung des Genotyps in den Phänotyp zum Zweck der Bewertung erfolgt durch eine Dekodierungsfunktion. Die Grundidee evolutionärer Algorithmen besteht in der Erzeugung eines künstlichen Selektionsdrucks auf die generierten Lösungskandidaten mit der Folge, dass gute Lösungen ihre Eigenschaften in einer Population mit einer höheren Wahrscheinlichkeit weitergeben als schlechte. Die Güte einer Lösung kann bei den meisten Optimierungsproblemen eindeutig auf Basis einer Bewertungsfunktion berechnet werden. Für die Abbildung des Evolutionsprozesses werden die Evolutionsfaktoren

Selektion, Rekombination und Mutation der natürlichen Prozesse übernommen, welche als zyklische Operationen auf einer Population verstanden werden. Als weitere Prozesselemente werden eine Initialisierungsroutine und eine Abbruchbedingung benötigt. Die Initialisierungsroutine erzeugt den Startpunkt für die Evolution, indem eine erste Population mit Lösungskandidaten erzeugt wird. Initialisierungsroutinen arbeiten in den meisten Fällen nach dem Zufallsprinzip, es können aber auch Startlösungen vorgegeben werden (vgl. [Weicker 2007, S. 20ff]).

Durch die evolutionären Operatoren werden sowohl bekannte Bereiche des Suchraums (Schemata) sowie neue Bereiche des Suchraums untersucht. Ein großes Problem evolutionärer Algorithmen ist die vorzeitige Konvergenz gegen ein Suboptimum. Existiert in einer Population ein über dem Durchschnitt aller Lösungen liegendes Suboptimum, besteht die Gefahr, dass dieses sehr schnell die gesamte Population dominiert. Das Finden einer optimalen Balance zwischen dem Ausnutzen bekannter guter Lösungen (*exploitation*) und der Suche nach neuen Strukturen (*exploration*) ist deshalb für adaptive Systeme ganz allgemein von großer Bedeutung (vgl. [Nissen 1997, S. 87]).

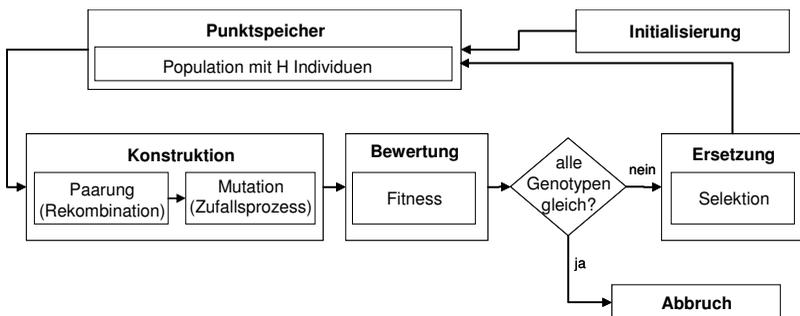


Abbildung 6.1: Aufbau eines generativen Optimierungsverfahrens (Quelle: [Mautz 2001, S.45])

## **Kodierung**

Auch die Art der Kodierung der Individuen hat einen großen Einfluss auf die Leistungsfähigkeit der Lösung. Für die Optimierung ist es günstig, wenn durch die gewählte Kodierung eine Kausalität zwischen Genotyp und Phänotyp sichergestellt wird. Eine starke Kausalität liegt vor, wenn eine geringfügige Änderung im Genotyp auch zu geringfügigen Änderungen des „Verhaltens“ bzw. der Fitness des Phänotyps führen. Liegt nur schwache Kausalität vor, ist es für den Optimierungsalgorithmus schwierig, zu entscheiden, in welcher Richtung der Lösungsraum weiter durchsucht werden soll (vgl. [Weise 2009, S. 61f]). Empfohlen wird deshalb die Einhaltung des Grundprinzips „kleine Ursache, kleine Wirkung“, d.h. eine minimale Änderung der Kodierung soll auch nur eine minimale Änderung der Lösung verursachen bzw. Nachbarschaften in der Kodierung sollten Nachbarschaften im Lösungsraum entsprechen. Ist dies nicht gegeben, wird der Lösungsprozess erschwert. Bei binärer Lösungsrepräsentation wird deshalb im Allgemeinen die Gray-Kodierung verwendet, in welcher die Hamming-Distanz benachbarter Ganzzahlen immer 1 beträgt. In vielen praktischen Anwendungen wird heute aber zugunsten einer sich möglichst „natürlich“ aus der Problemstellung ergebenden Kodierung auf die binäre Kodierung verzichtet. Die Auswahl eines Kodierungsschemas hängt demnach auch vom zu lösenden Problem ab und die Wahl der Lösungsrepräsentation ist häufig an die Anwendung spezifischer Suchoperatoren gekoppelt (vgl. [Nissen 1997, S. 45ff]).

## **Populationskonzept**

Das Populationskonzept erlaubt die gleichzeitige Betrachtung mehrerer Lösungen in einem Iterationsschritt. Hierdurch können auch schlechtere Individuen für längere Zeit in der Population gehalten werden, wodurch eine breite Erforschung des Suchraums ermöglicht wird und der Einfluss lokaler Optima an Bedeutung verliert. Wie stark sich die Individuen im Suchraum verteilen, wird durch die Diversität der Population bestimmt. Sind alle Individuen gleich, existiert keine Diversität in der Population und der Vorteil der

parallelen Suche geht verloren. Für den Erfolg eines heuristischen Algorithmus ist es deshalb wichtig, die Diversität in der Population zu erhalten (vgl. [Nissen 1997, S. 71], [Weicker 2007, S. 62f]).

### **Mutation, Variation und Selektion**

Mutationsoperatoren werden insbesondere zur stichprobenartigen Erforschung (*exploration*) entfernter Gebiete des Suchraums eingesetzt. In dieser Rolle trägt die Mutation als Hintergrundoperator durch Variation von Lösungen für die Aufrechterhaltung der Diversität in der Population bei. Die Mutation ist dadurch charakterisiert, dass Punkte des Suchraums erschlossen werden, die sich nicht aus der reinen Rekombination von in der Population enthaltenden Lösungsbestandteilen erreichen lassen. Bei der Selektion werden die Paarungs- und die Umweltselektion unterschieden. Im Rahmen der Paarungsselektion werden die Eltern ausgewählt, aus denen Nachkommen erzeugt werden. Zur Sicherstellung einer möglichst breiten Abdeckung des Suchraums kann die Anforderung abgeleitet werden, dass jedes Individuum eine Chance haben muss, als Elternteil ausgewählt zu werden. Indem jedem Individuum eine individuelle Auswahlwahrscheinlichkeit zugeordnet wird, kann Selektionsdruck erzeugt und der Evolution eine Richtung gegeben werden. Für die Paarungsselektion existieren verschiedene Verfahren oder Operatoren. Ein Standardoperator ist die probabilistische proportionale Selektion, welche durch das biologische Vorbild motiviert wurde. Im Unterschied zur Paarungsselektion hat die Umweltselektion die Aufgabe, die jeweils nächste Population zusammenzustellen. Auch für den die Umweltselektion repräsentierenden Operator können verschiedene Varianten implementiert werden. Die neue Population kann zum Beispiel nach einem streng elitären Verfahren aus den Besten oder aus mit einem gewichteten Zufallsmaß gewählten Individuen gebildet werden. Weiterhin besteht die Möglichkeit, die neue Population ausschließlich aus der Kindergeneration oder zusätzlich auch aus der Elterngeneration auszuwählen (vgl. [Weicker 2007, S. 59,66]). In vielen Anwendungen wird unabhängig

vom sonst verwendeten Selektionsalgorithmus, das Beste oder eine Menge der besten Individuen der Population auf jeden Fall in die nächste Generation übernommen (vgl. [Nissen 1997, S. 71]).

Von wesentlicher Bedeutung für die Auswahl und Konfiguration eines Selektionsoperators ist die durch diesen erzeugte Selektionsintensität. Je größer die Selektionsintensität, desto größer der erzeugte Selektionsdruck. Entsprechen die Gütwerte einer Funktion den Fitnesswerten kann die Auswahl anhand einer fitnessproportionalen Selektion erfolgen, d.h. die Auswahlwahrscheinlichkeit eines Individuums steigt mit dessen Fitness. Ein Problem der fitnessproportionalen Selektion ist, dass bei einer sehr ähnlichen, d.h. bereits konvergierten Population die Fitnesswerte und damit die Auswahlwahrscheinlichkeiten aller Individuen nahezu gleich sind und hierdurch kein Selektionsdruck mehr vorhanden ist. Das andere Extrem liegt vor, wenn ein Individuum alle anderen dominiert. Diesen Effekten kann begegnet werden, in dem die Fitnesswerte der Eltern modifiziert werden (vgl. [Weicker 2007, S. 67ff]).

Zum Beispiel kann der Selektionsdruck durch gezielte Skalierung von Fitnesswerten beeinflusst werden. Die Skalierungsfunktion  $S: \mathbb{R} \times \omega_H \rightarrow \mathbb{R}_+$  bildet die reellen Zielfunktionswerte auf positive reelle Werte ab, wobei  $\omega_H$  eine Menge zusätzlicher Parameter der Skalierung ist. Eine weitere Möglichkeit, die Heterogenität der Population zu forcieren, stellen sogenannte Nischentechniken dar. Eine dieser Techniken ist das *sharing*, welches in Experimenten als vorteilhaft gegenüber anderen Techniken eingestuft wurde. Die Grundidee des *sharing* ist es, den Fitnesswert von in Nachbarschaften liegenden Lösungen zu reduzieren (vgl. [Nissen 1997, S. 68, 77]). Der durch *sharing* reduzierte Fitnesswert ergibt sich aus

$$F'(i_a) = \frac{F(i_a)}{\sum_{\forall b \in \text{POP SIZE}} \Lambda(d(i_a, i_b))} \quad 6.1$$

- $\Lambda$     sharing - Funktion  
 $F$     originärer Fitnesswert der Lösung  $i_a$   
 $F'$     modifizierter Fitnesswert der Lösung  $i_a$   
 $i_a, i_b$  Lösungskandidaten aus der Population  
 $d$     Distanz zwischen zwei Individuen (genotypisch oder phänotypisch)

## Rekombination

Das Populationskonzept erlaubt es nicht nur, die Diversität der Lösungen aufrechtzuerhalten sondern auch durch Herstellung von Bezügen zwischen einzelnen Individuen eine zusätzliche Suchdynamik zu entwickeln. Beim Prozessschritt der Rekombination wird aus zwei oder mehr Elternindividuen wenigstens ein Kinderindividuum erzeugt. Im Rahmen dieser Arbeit kommen hierfür insbesondere rekombinierende Operatoren zur Anwendung.<sup>71</sup> Rekombinierende Operatoren setzen die Details unterschiedlicher Individuen neu zusammen und können so die vorteilhaften Bestandteile der Eltern weitervererben. Nachteil dieser Operatorenvariante ist, dass keine neuen Merkmalsausprägungen erzeugt und deshalb auch nur die Bereiche des Suchraums erreicht werden, die in der Elterngeneration bereits enthalten sind (vgl. [Weicker 2007, S. 75ff]). Als gegenwärtige Standardoperatoren sind n-Punkt-Crossover und das parametrisierte Uniform-Crossover anzusehen (vgl. [Nissen 1997, S. 53]).

---

<sup>71</sup> Weitere Rekombinationsprinzipien basieren auf einer interpolierenden oder extrapolierenden Auswahlstrategie.

## 6.4.2 Grundlagen genetischer Algorithmen

Das Prinzip der genetischen Algorithmen wurde in den 60er Jahren von John Holland das erste Mal vorgestellt. Heute stellen genetische Algorithmen sowohl in Anwendung als auch Forschung die dominierenden evolutionären Algorithmen dar (vgl. [Nahrstedt 2005, S. 294]).

Genetische Algorithmen bilden das Naturprinzip der Darwinschen Evolution ab. Hierzu arbeiten sie mit einer Menge künstlicher Chromosomen (Genotyp), welche die phänotypischen Eigenschaften der repräsentierten Objekte kodieren. Die Menge der Chromosomen wird Strings genannt und besteht aus einer linearen Sequenz von Datentypen. In den meisten Fällen werden Strings konstanter Länge und ein einheitlicher Datentyp, z.B. Bits oder reale Zahlen verwendet (vgl. [Weise 2009, S. 145ff]).

Der prinzipielle Ablauf einer Optimierung mit genetischen Algorithmen ist in Abbildung 6.2 dargestellt. Die wesentlichen kennzeichnenden Merkmale sind die probabilistische Elternselektion sowie die Rekombination als primärer Suchoperator. Die (klassische) Mutation stellt meist nur einen mit geringer Wahrscheinlichkeit zur Anwendung kommenden Hintergrundoperator dar, welcher eine Grunddiversität in der Population erhält und die Erreichbarkeit aller Punkte des Suchraums sicherstellt (vgl. [Weicker 2007, S. 128] sowie Tabelle 6.1).<sup>72</sup>

---

<sup>72</sup> Für jeden Teilschritt existieren verschiedene methodische Varianten. Für einen Überblick (vgl. [Nahrstedt 2005, S. 294ff], [Weicker 2007, S. 128ff], [Weise 2009, S. 141ff])

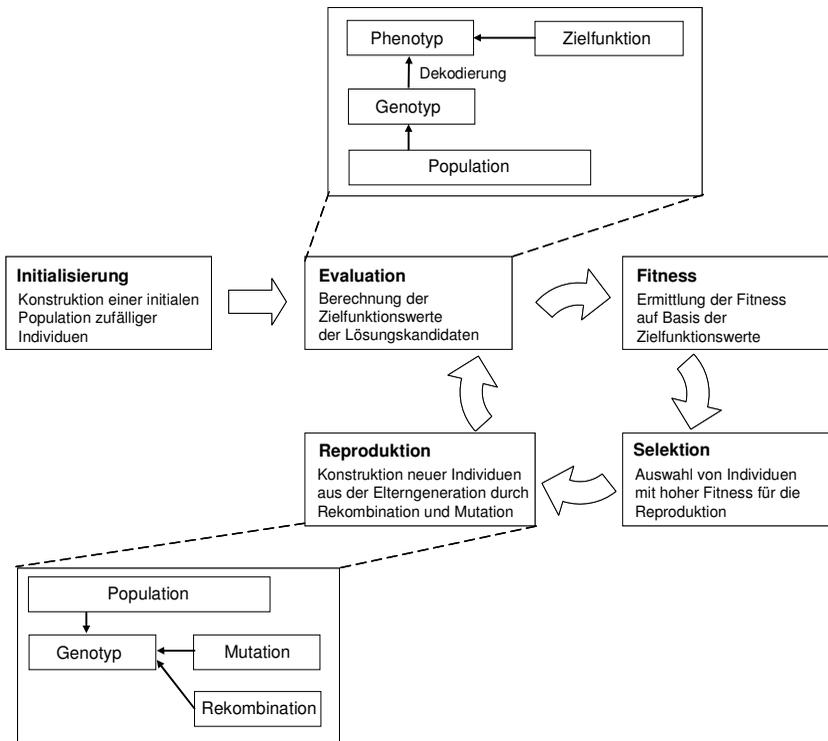


Abbildung 6.2: Der Basiszyklus genetischer Algorithmen  
(Quelle: in Anlehnung an [Weise 2009, S. 142])

### 6.4.3 Grundlagen der Ameisenalgorithmen

Ameisenalgorithmen (*Ant Colony Optimization, ACO*) sind evolutionäre Metaheuristiken für die Lösung kombinatorischer Optimierungsprobleme, die das Verlegen von Pheromonspuren sich bewogender Ameisen und die indirekte Kommunikation mit nachfolgenden Ameisen anhand dieser Spur imitieren (stigmergisches System) (vgl. [Weise 2009, S. 245]).

Die Menge der Pheromonspuren stellt das Erfahrungswissen der Ameisen über ihren Lebensraum dar. Der Ablauf der Suche lässt

sich anhand eines mit realen Ameisen durchführbaren Doppelbrückenexperiments demonstrieren (vgl. Abbildung 6.3). Vor die Entscheidung gestellt, welche Richtung eingeschlagen werden soll, wählt eine einzelne Ameise mit höherer Wahrscheinlichkeit den Weg, auf dem die Pheromonspur am stärksten ist. Am Anfang des Experiments sind noch keine Pheromonspuren ausgelegt, weshalb die Wahrscheinlichkeit für Weg 1 und Weg 2 ungefähr gleich groß ist. Da Pheromonspuren über die Zeit verdunsten und auf kürzeren Wegen aufgrund der höheren Ameisendichte eine häufigere Pheromonablage erfolgt, bilden sich auf einigen Wegen über die Zeit stärkere Spuren aus, was wiederum dazu führt, dass diese Wege mit einer größeren Wahrscheinlichkeit von nachfolgenden Ameisen gewählt werden. Durch das Prinzip der Verdunstung und kontinuierlichen Aktualisierung wird das Erfahrungswissen ebenso kontinuierlich angepasst. Hierdurch prägen sich gute Lösungen immer deutlicher aus (vgl. [Bonabeau et al. 2000, S. 39]). Ohne eine zentrale Steuerung sind Ameisenkolonien damit durch relative einfache Basiskommunikation in der Lage, sehr komplexe Aufgabenstellungen zu bewältigen (vgl. [Weicker 2007, S. 172f]).

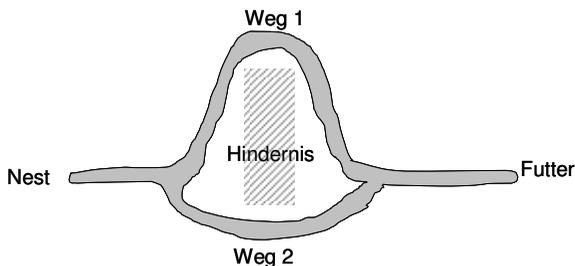


Abbildung 6.3: Prinzipdarstellung der Wegesuche einer Ameisenkolonie  
(Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an [Bonabeau et al. 2000, S. 41])

Die erste Anwendung von Ameisenalgorithmen erfolgte durch Dorigo (1991). Der als *Ant System (AS)* bezeichnete Algorithmus ging aus den von Dorigo (1991) in seiner Dissertation

vorgeschlagenen drei Teilalgorithmen *Ant Density*, *Ant Quantity* und *Ant Cycle* hervor. Bei *Ant Density* wird die abgelegte Pheromonmenge durch die Anzahl der Ameisen auf dem Weg bestimmt, d. h. alle Ameisen werden gleich behandelt. In der Variante *Ant Quantity* wird die Menge der Pheromone zusätzlich umgekehrt proportional zur Länge der Kante gewichtet, wodurch kurze Kanten bevorzugt werden. Bei *Ant Cycle* werden die Pheromonspuren erst nach Abschluss der Lösungskonstruktion durch alle Ameisen aktualisiert, wobei die Pheromonmenge eine Funktion der Güte der gefundenen Lösung ist. Der Vorteil von *Ant Cycle* besteht darin, dass zur Bestimmung der abgelegten Pheromonmenge globale Informationen der gesamten Population genutzt werden und gute Lösungen stärkere Wirkung auf das Erfahrungswissen entfalten (vgl. [Dorigo et al. 1991, S. 4ff]. *Ant Cycle* hat sich gegenüber den anderen beiden Varianten als deutlich überlegen herausgestellt und sich deshalb synonym als *Ant System* etabliert (vgl. [Bankhofer et al. 1999, S. 16ff], [Dorigo et al. 2009, S. 7]). Zur Verbesserung der Leistungsfähigkeit des Algorithmus wurden in den Folgejahren eine Vielzahl von Erweiterungen und Varianten des Algorithmus entwickelt. Zu den Erweiterungen zählen unter anderen

- elitäre Strategien (elitist strategies),
- rangbasierte Ameisensysteme,
- Max-Min-Ant-System (MMAS) und
- *Ant-Colony-System (ACS)* (vgl. [Dorigo et al. 2009, S. 8]).<sup>73</sup>

Bei elitären Strategien wird der besten bisher gefundenen globalen Lösung ein zusätzliches Gewicht bei der Pheromonablage verliehen. Rangbasierte Systeme können als Erweiterung der elitären Strategien verstanden werden. Die konstruierten Lösungen werden

---

<sup>73</sup> Für eine ausführliche Übersicht siehe [Dorigo et al. 2009, S. 10].

nach ihrer Güte sortiert und nur den besten Ameisen einer Iteration sowie der besten bisher gefundenen globalen Lösung aller Iterationen die Pheromonablage erlaubt. *Max-Min-Ant-System* (MMAS) definiert obere und untere Grenzwerte für die Stärke der Pheromonspur. *Ant-Colony-System* (ACS) verbessert die Ausnutzung des im Optimierungsprozess gesammelten Erfahrungswissens (*exploitation*) bei gleichzeitiger Erkundung (*exploration*) des Suchraums. Dies wird durch die Einführung einer weiteren Lösungskomponente, der *pseudo-random-proportional-rule* erreicht. Mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit wird eine Lösungskomponente nicht zufallsgewichtet sondern streng elitär nach den Informationen des Pheromonmodells hinzugefügt (vgl. [Dorigo et al. 2009, S. 8f]). Elitäre Strategien gehören zu einer Gruppe von Erweiterungen, die allgemein als *daemon actions* bezeichnet werden. Hierunter werden zentralisierte oder problemspezifische Prozeduren verstanden, die nicht von einer einzelnen Ameise ausgeführt werden können. Auch die Kombination des Basisalgorithmus mit einer lokalen Suche gehört zu dieser Gruppe von Erweiterungen (vgl. [Dorigo et al. 2009, S. 5f]).

Zu den klassischen Anwendungsfeldern der Ameisenkolonieoptimierung gehören Routenplanungs-, Scheduling- oder Zuordnungsprobleme. Darüber hinaus existieren eine große Zahl weiterer Anwendungen und Untervarianten von Ameisenalgorithmen für NP-harte Probleme. Die Ameisenkolonieoptimierung eignet sich auch für Probleme mit sich dynamisch ändernden Lösungsräumen. Dies ist dadurch begründet, dass die Gleichung, die das Pheromonupdate steuert, sicherstellt, dass zu jedem Teil des Suchraums ein Weg mit zumindest geringen Pheromonmengen existiert. Ein gering markierter Weg kann jederzeit schnell verstärkt werden, wenn sich dieser in der veränderten Lösungslandschaft als vorteilhaft erweist (vgl. [Bonabeau et al. 2000, S. 40], [Dorigo et al. 2009, S. 13]).

Kennzeichnendes Merkmal von Ameisenalgorithmen ist, dass Lösungen nicht direkt aus anderen Lösungen konstruiert werden

und deshalb das Fehlen von Rekombinationsoperatoren (vgl. [Weicker 2007, S. 178]). Der Konstruktionsalgorithmus entwirft eine Lösung des Problems durch inkrementelles Hinzufügen von Lösungskomponenten zu einer anfänglich leeren Lösung. Innerhalb der Ameisenkolonieoptimierung stellen die künstlichen Ameisen demnach stochastische Konstruktionsprozeduren dar, welche

- heuristische Informationen über die zu lösende Probleminstanz (myopische Regel),
- künstliche, sich während der Laufzeit dynamisch ändernde, die Erfahrungen der Ameisenkolonie repräsentierende, Pheromonspuren (Pheromonmodell) sowie
- sogenannte *daemon actions* berücksichtigen (vgl. [Dorigo et al. 2009, S. 3f]).

Wichtiges Element ist die Nutzung heuristischer Informationen zur Steuerung der probabilistischen Lösungskonstruktion, da hierdurch die Möglichkeit der Einbeziehung problemspezifischen Wissens eröffnet wird. Die heuristischen Informationen können sowohl bereits in der Initialisierungsphase als auch erst während der Laufzeit verfügbar sein (vgl. [Dorigo et al. 2009, S. 16]). Eine Möglichkeit der Definition einer auf heuristischen Informationen basierenden myopischen Regel bei der Suche der Ameisen nach kürzesten Wegen besteht darin, von zwei alternativen nächsten Wegpunkten denjenigen zu wählen, welcher näher liegt. Alle für diese Entscheidung notwendigen Informationen sind für die Ameise lokal verfügbar, ohne dass diese den gesamten Suchraum kennen oder Informationen aus der Pheromonbasis nutzen muss.

Wie bei allen evolutionären Algorithmen existiert auch für die Ameisenkolonieoptimierung keine allgemeingültige Entwurfsanleitung. Eine Orientierung bietet die ACO-Metaheuristik, welche die grundsätzlichen Schritte des Optimierungsprozesses enthält (vgl. [Dorigo et al. 2009, S. 4ff]).

Dabei ist auch für den Ameisenalgorithmus eine angemessene Balance zwischen der Ausnutzung der Erfahrungswerte (*exploitation*) sowie der Erkundung bisher nicht untersuchter Bereiche des Lösungsraums (*exploration*) zu finden. Typischerweise wird diese Balance über das Management der Pheromonspur angestrebt. Die Pheromonspur induziert eine Verteilungsfunktion über den Suchraum und steuert damit die Häufigkeit mit der ein bestimmter Teil des Suchraums nach Lösungen durchsucht wird (vgl. [Dorigo et al. 2009, S. 15]).

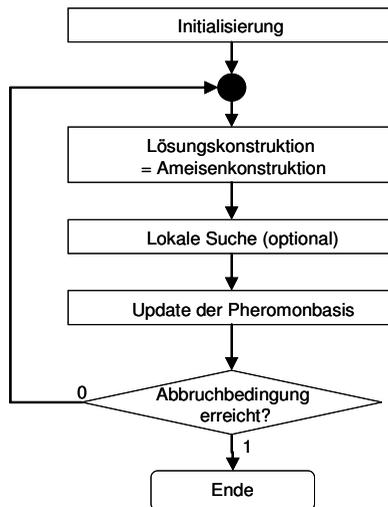


Abbildung 6.4: ACO-Metaheuristik  
(Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an [Dorigo et al. 2009, S. 5])

Für jede im Prozess der sukzessiven Lösungskonstruktion zu treffende Entscheidung (Wegentscheidung) wird für alle Ausprägungen der den Wegpunkt repräsentierenden Entscheidungsvariable eine Wahrscheinlichkeit  $P(x_{e,j})$  berechnet, die sich aus dem Betrag der Pheromonspur  $\tau_{e,j}$  sowie einem nach der

myopischen Regel bestimmten Wert  $v_{e,j}$  ergibt (vgl. Gleichung 6.2). Mit welcher Gewichtung die beiden Faktoren in die Auswahlwahrscheinlichkeit einfließen, kann über die Algorithmenparameter  $\alpha$  und  $\beta$  gesteuert werden. Mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit  $Q$  kommt alternativ die sogenannte *pseudo-random-proportional-rule* zum Tragen. Bei dieser erhält die Ausprägung der Entscheidungsvariable mit dem höchsten Pheromonwert die Auswahlwahrscheinlichkeit von 100%. Kommt diese Regel zur Anwendung, arbeitet der Konstruktionsoperator unter starker Ausnutzung der kollektiven Erfahrungen. Durch Änderung der Anwendungswahrscheinlichkeit  $Q$  dieser Regel kann somit ebenfalls die Balance zwischen Exploration und Ausnutzung gesteuert werden. Liegen für alle Ausprägungen der Entscheidungsvariablen deren Auswahlwahrscheinlichkeiten vor, wird die Entscheidung über eine Monte-Carlo-Auswahl getroffen (vgl. [Boysen 2005, S. 4])

$$P(x_{e,j}) = \left\{ \begin{array}{l} \text{wenn } rnd > Q: \frac{\tau_{e,j}^\alpha \cdot v_{e,j}^\beta}{\sum_{\forall k \in OZ} \tau_{e,k}^\alpha \cdot v_{e,k}^\beta} \\ \text{wenn } rnd \leq Q: \left\{ \begin{array}{l} 1 : j = \underset{\forall k \in OZ}{\operatorname{argmax}} [\tau_{e,k}^\alpha \cdot v_{e,k}^\beta] \\ 0 : \text{sonst} \end{array} \right. \end{array} \right\} \quad 6.2$$

$\tau_{e,j}$	Pheromonspur für jeweilige Ausprägung der Entscheidungsvariable
$v_{e,j}$	myopische Regel (Prioritätsregel)
$\alpha, \beta$	Gewichtungsfaktoren für Einfluss Pheromonbasis und myopischer Regel
$P(x_{e,j})$	Wahrscheinlichkeit der Auswahl eines Wertes aus dem Wertebereich der Entscheidungsvariablen
$0 \leq Q \leq 1$	Auswahlgrenze für pseudo - random - proportional - rule

Nach Konstruktion aller Lösungen und einer optionalen lokalen Suche, werden eine oder mehrere Ameisen (Lösungen) für die Pheromonablage ausgewählt. Alle Elemente des Lösungsraums  $x_{e,j}$ ,

die Teil einer dieser Lösungen sind, dürfen die Pheromonspuren an den korrespondierenden Orten der Pheromonmatrix  $\tau_{e,j}$  aktualisieren. Des Weiteren wird auf die Pheromonbasis ein Verwitterungsfaktor  $\rho$  angewandt. Dieser imitiert das Verdunsten der Pheromonspur im natürlichen Vorbild der Wegesuche und schwächt hierdurch den Einfluss älterer Lösungen (vgl. [Boysen 2005, S. 6]).

$$\tau_{ej} = \tau_{ej} \cdot (1 - \rho) + \rho \cdot \begin{cases} \frac{1}{f(x_{e,j})} & \forall (e, j) \in AP_{phero} \\ 0 & \forall (e, j) \notin AP_{phero} \end{cases} \quad 6.3$$

$$\tau_{ej} = \tau_{ej} \cdot (1 - \varphi) + \varphi \cdot \tau_0 \quad \forall (e, j) \in AP_{phero}$$

$x_{e,j}$	Ausprägung einer Teilscheidung
$AP_{phero}$	Menge aller zur Pheromonablage berechtigten Lösungen
$\tau_{e,j}$	Pheromonwert in der Pheromonbasis
$\tau_0$	Initialisierungswert der Pheromonbasis
$\rho$	Verwitterungsfaktor
$\varphi$	Reversionskoeffizient

Das „kollektive Erfahrungswissen“ wird durch Vergessen und Auffrischen dem aktuellen Stand angepasst und kann hierdurch auch dynamische Änderungen des Suchraums nachvollziehen. Eine Möglichkeit, die zu starke Dominanz einiger weniger Lösungen zu verhindern, stellt die Einführung eines Reversionskoeffizienten  $\varphi$  dar, welcher in Kombination mit der Skalierung und Normierung der Fitnesswerte  $f$  implizit obere und untere Grenzen für erreichbare Pheromonwerte definiert (vgl. Gleichung 6.3).<sup>74</sup>

<sup>74</sup> Verfahren, die Reversionskoeffizienten verwenden, können als Variante MIN-MAX-ACO charakterisiert werden.

# 7 Beschreibung des entwickelten techno- ökonomischen Modells

## 7.1 Zielstellungen und Vorgehen

Kapitel 7 beinhaltet die mathematische Formulierung der Zielfunktionen und Restriktionen der Planungsprobleme. Die Entscheidungsvariablen sowie wichtige Algorithmen des Modells werden beschrieben. Weiterhin wird auf die Implementierung der beiden Optimierungsverfahren für die Grundsatz- und Ausbauplanung eingegangen. Für die Optimierungsverfahren der beiden Planungsstufen werden abschließend wesentliche Parameter experimentell ermittelt.

## 7.2 Modellüberblick

### 7.2.1 Kurzdarstellung des entwickelten Ansatzes

Mit dem Fokus auf die formulierten Anforderungen wurde im Rahmen der vorliegenden Arbeit ein techno-ökonomisches Modell für die Netzplanung entwickelt (vgl. Abbildung 7.1). Der Modellansatz integriert die ökonomische Bewertung der Planung unter Berücksichtigung des Einflusses regulierter Netzentgelte mit der technischen Netzplanung. Treibende Größen des Modells sind die exogen vorgegebene Versorgungsaufgabe sowie die begrenzten Nutzungsdauern der Betriebsmittel des Bestandsnetzes.

Dem Stand der Forschung entsprechend werden die beiden Planungsstufen Grundsatz- und Ausbauplanung abgebildet, wobei die in der Grundsatzplanung ermittelten Zielnetzstrukturen die Eingangswerte für die nachfolgende Ausbauplanung darstellen. Die mit dem vorliegenden Planungsansatz vorgeschlagenen Anpassungen in der Bewertung beziehen sich vor allem auf die

Ausbauplanung, da diese als dynamische Planung in die ebenfalls dynamische Unternehmensplanung einfließt.

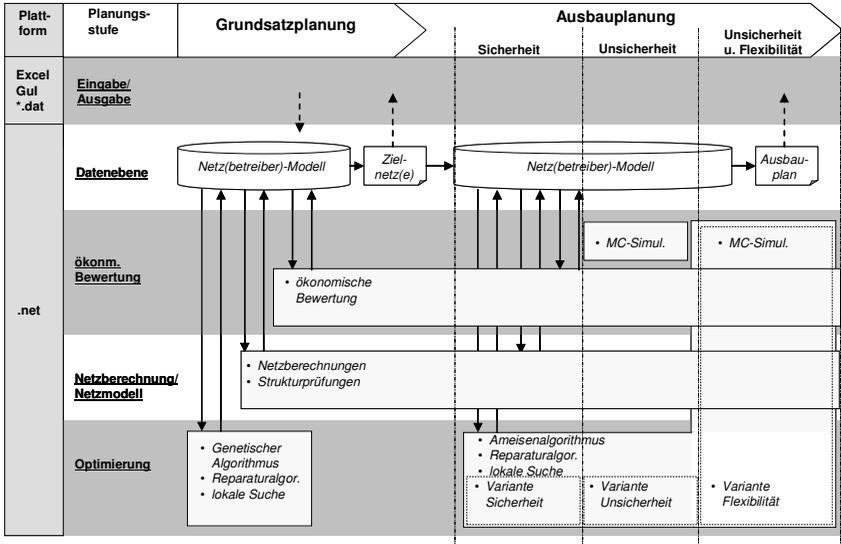


Abbildung 7.1: Aufbau des entwickelten Modells (Quelle: eigene Darstellung)

Die Netzplanung ist eine unternehmens- und versorgungsgebietspezifische Aufgabe. Das Modell orientiert sich deshalb an den universellen Schritten des Netzplanungsprozesses und wird nicht mit Fokus auf einen spezifischen Anwendungsfall entworfen (vgl. Kapitel 3.4). Ein Großteil der abgebildeten Parameter stellen demnach freie, jeweils für die konkrete Planungsaufgabe zu spezifizierende Größen dar (vgl. Kapitel 8). Die Optimierungsvariablen der Grundsatzplanung repräsentieren die ortsspezifisch zu wählenden Betriebsmittel, deren Kombination zu einer spezifischen Netzstruktur führt (vgl. Kapitel 7.6.1). Die Optimierungsvariablen der Ausbauplanung beinhalten die Auswahl möglicher Projekte sowie deren Reihenfolge und zeitliche Taktung

(vgl. Kapitel 7.7.1). Beide Probleme stellen kombinatorische, nicht-lineare Optimierungsprobleme dar. Der methodische Ansatz des Modells ist deshalb eine Optimierung auf Grundlage evolutionärer Algorithmen. In der Grundsatzplanung erfolgt die Optimierung mit einem genetischen Algorithmus und in der Ausbauplanung auf Basis eines Ameisenalgorithmus (vgl. Kapitel 6).

Die Optimierung der Ausbauplanung ist sowohl unter Sicherheit als auch unter Unsicherheit möglich. In diesem Kontext wird Sicherheit nicht als das Vorliegen sicherer Zukunftserwartungen verstanden.<sup>75</sup> Der Begriff beschreibt vielmehr die Art der Berücksichtigung von Unsicherheit in der Modellierung. Wird unter Sicherheit in der hier verwendeten Interpretation geplant, liegt dieser Planung modellseitig nur ein Szenario der Entwicklung der Umweltfaktoren zugrunde, weshalb die abgebildete Zukunft aus der Verfahrensperspektive quasi-sicher ist. Einhergehend damit können bereits zum Planungszeitpunkt alle zukünftigen Entscheidungen abschließend fixiert werden (vgl. Kapitel 5.6 sowie Kapitel 8.4).

Demgegenüber wird die ungewisse Entwicklung ausgewählter Umweltparameter in der Planung unter Unsicherheit explizit im Modell berücksichtigt. Da die (Modell-)Zukunft unsicher ist, werden nur zeitlich nahe liegende Entscheidungen abschließend fixiert. In der Zukunft liegende Entscheidungen fließen als bedingte Eventualpläne in die Bewertung der zukünftig verbleibenden Aktionsräume ein. Die Ausbauplanung unter Unsicherheit wird in einem zweistufigen Prozess durchgeführt. Im ersten Schritt erfolgt die Ermittlung ökonomisch ähnlich bewerteter, unflexibler Ausbaupfade. Für die Berücksichtigung der Unsicherheit wird mit der Monte-Carlo-Simulation ein variantenberücksichtigendes Verfahren implementiert. Im zweiten Schritt werden die

---

<sup>75</sup> In diesem Fall müsste die Diskontierung der Zahlungen mit dem risikolosen Zins erfolgen.

vorausgewählten Ausbaupläne bezüglich ihrer Flexibilität bewertet (vgl. Kapitel 5.6 sowie Kapitel 8.5).

Bewertungsrelevant sind nur die Planungsvarianten, die technisch zulässige Netzentwürfen darstellen. Kern des Ansatzes bildet daher ein Netzmodell, mit welchem die erzeugten Netze bewertet werden können. Das Netzmodell orientiert sich an den bestehenden Verfahren zur strategischen Netzplanung. Zur Beurteilung der Zulässigkeit eines Netzentwurfs werden neben der Überprüfung strukturbezogener Restriktionen, die Strombelastung der Betriebsmittel sowie die Spannungsniveaus und Kurzschlussströme in den Netzknoten für den (n-0)- und alle (n-1)-Fälle berechnet (vgl. Kapitel 4.3 sowie Kapitel 7.5).

Das Modells wurde auf der .NET-Plattform von Microsoft unter Einbindung einer kommerziellen Bibliothek für Matrizenberechnungen implementiert.<sup>76</sup> Für den Modellaufbau wurde ein modularer Ansatz verfolgt. Das Modell besteht aus drei Hauptmodulen (technisch, betriebswirtschaftlich-regulatorisch, optimierend), welche über ein gemeinsames Datenmodell miteinander verbunden sind. Der Vorteil dieses Ansatzes liegt in der Möglichkeit, die einzelnen Teilmodule separat anpassen zu können. Dies ist beispielsweise für die ökonomische Bewertung sinnvoll, da insbesondere die regulatorische Umwelt Änderungen unterworfen ist, die eine Anpassung für zukünftig durchgeführte Planungen erforderlich machen können. Weiterhin bestünde die Möglichkeit, anstelle des technischen Moduls ein kommerzielles Netzberechnungsprogramm an das Modell zu koppeln.<sup>77</sup> Durch

---

<sup>76</sup> Bluebit .NET Matrix Library (NML™) Vers. 4.2.

<sup>77</sup> In einer Machbarkeitsuntersuchung konnte die Netzberechnungssoftware NEPLAN über eine Datenbankschnittstelle bereits erfolgreich eingebunden und vom Optimierungsalgorithmus gesteuert werden. Versuche haben aber gezeigt, dass dies mit hohen Geschwindigkeitsverlusten verbunden ist. Geschwindigkeit ist aber eine kritische Anforderung aus Implementierungssicht für diesen Ansatz. Um maximale Geschwindigkeit zu ermöglichen, wurde ein vollintegrierter Ansatz auf der .Net-Plattform von Microsoft gewählt.

diese Trennung kann der Ansatz als Kombination eines allgemeinen Simulationsmodells (Netzberechnung) und einer Optimierung charakterisiert werden (vgl. [Fu 2002, S. 192ff]).

## 7.2.2 Sachliche und räumliche Abgrenzung

Ein wichtiger Schritt des Planungsprozesses besteht in der horizontalen und vertikalen Abgrenzung des Planungsbereichs. Dessen Grenzen sind so zu wählen, dass sich benachbarte Bereiche möglichst wenig beeinflussen. Aufgrund der Fokussierung dieser Arbeit auf die 110-kV-Ebene sind diese Grenzen prinzipiell vorgegeben, müssen aber im Detail weiter spezifiziert werden (vgl. [Haubrich 2001, S. 321]).

Die HS-Ebene besteht in Deutschland in der Regel aus galvanisch getrennt betriebenen 110-kV-Netzen, zwischen denen keine Wechselwirkungen auftreten. Es ist demnach grundsätzlich möglich, die Netzplanung für jedes 110-kV-Teilnetz separat durchzuführen (vgl. [Maurer 2004, S. 7]). Innerhalb eines Versorgungsgebietes kann es aber technisch sinnvoll sein, Netze aufzutrennen oder Teilnetze zu verbinden. Die Entscheidung darüber wird im Rahmen der Grundsatzplanung getroffen (vgl. [von Sengbusch 2002, S. 6]). Da die Grundsatzplanung Teil des entwickelten Modellansatzes ist, umfasst der horizontale Betrachtungsbereich alle 110-kV-Netze eines Netzbetreibers, deren Verbindung er in mindestens einer Auslegungsvariante als möglich erachtet.<sup>78</sup>

Auch für die vertikalen Systemgrenzen ist eine geeignete Abgrenzung zu finden. Die Dimensionierung der 380/110-kV-

---

<sup>78</sup> Die in Einzelfällen mögliche netzübergreifende Reservestellung von nicht in die Optimierung einbezogenen Netzen kann berücksichtigt werden, in dem die Elemente des Fernbereichs auf die Berandung des im Detail modellierten Nahbereichs projiziert und dort z.B. durch Quellen, Senken und passive Netzwerke nachgebildet werden (vgl. [Haubrich 2001, S. 324]). Auf Betrachtung solcher Einzelfälle wird im Rahmen dieser Arbeit verzichtet, der gewählte Modellansatz erlaubt jedoch eine nachträgliche Implementierung. Gleiches gilt für eine eventuelle Reservestellung aus der Mittelspannung.

Transformatorenbänke hat grundlegenden Einfluss auf die Struktur der 110-kV-Netzebene. Im Gegensatz hierzu sind die Auswirkungen der Stationsauslegung in der 380/110-kV-Umspannebene auf die Netzstrukturen der vorgelagerten 380-kV-Ebene gering. Aus technischer Sicht kann die Optimierung der 110-kV-Ebene deshalb ohne eine Berücksichtigung der Höchstspannungsebene durchgeführt werden, sollte aber gemeinsam mit der 380/110-kV-Umspannung erfolgen (vgl. [Maurer 2004, S. 7], [von Sengbusch 2002, S. 6]).

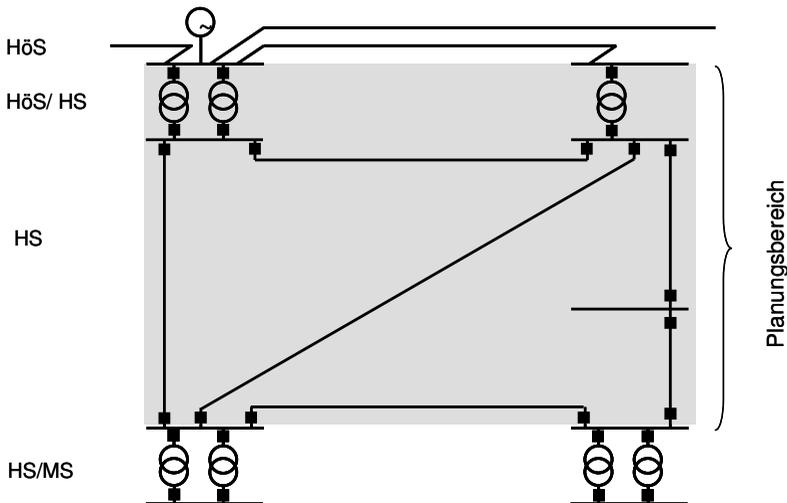


Abbildung 7.2: Abgrenzung des Planungsbereiches  
(Quelle: eigene Darstellung)

Problematisch ist, dass eine integrierte Planung der 380/110-kV-Umspannebene und der 110-kV-Ebenen aufgrund bestehender Eigentumsverhältnisse häufig nicht (praktikabel) möglich ist. Bei Annahme einer nicht zwischen Verteilnetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber koordinierten Planung würden die durch den Verteilnetzbetreiber optimierten 110-kV-Netzstrukturen die

Randbedingungen der Planung des Übertragungsnetzbetreibers beeinflussen. Ein koordiniertes Vorgehen bestünde in einer gemeinsamen Planung, wobei das Problem besteht, dass eine für den einen Netzbetreiber wirtschaftlich vorteilhafte Variante für den anderen nachteilig sein kann und deshalb Regelungen für die Aufteilung von Nutzen und Belastungen gefunden werden müssten. Da der Grad der Koordination von den Eigentumsverhältnissen und unternehmerischen Entscheidungen abhängig ist und deshalb für den Einzelfall beantwortet werden muss, wird folgender Ansatz gewählt. Die 380/110-kV-Umspannebene wird auf der technischen Planungsebene obligatorisch mit betrachtet. Ob die in dieser Ebene eingesetzten Betriebsmittel auf der ökonomischen Planungsebene, d.h. in der ökonomischen Zielfunktion berücksichtigt werden, kann im Modell über einen Parameter gesteuert werden.

Während über Anschlussart und Schaltanlagenkonzept in den 110/10(20)-kV-Umspannstationen weitgehend aus Sicht des Hochspannungsnetzes entschieden wird, wird die Auslegung der Abspanntransformatoren vorrangig durch das versorgte Mittelspannungsnetz bestimmt. Als gebräuchliche Grenze zwischen Hoch- und Mittelspannung werden deshalb die Oberspannungsklemmen der Abspanntransformatoren definiert (vgl. [Haubrich 2001, S. 322]).

### 7.2.3 Zeitlicher Betrachtungsbereich und zeitliche Differenzierung des Modells

Der zeitliche Betrachtungsbereich des Modells orientiert sich an den typischen Planungshorizonten der Grundsatz- und Ausbauplanung sowie den für die ökonomische Bewertung relevanten Nutzungsdauern der Netzbetriebsmittel. Die in der optimierenden Netzplanung sowie den betriebswirtschaftlich-regulatorischen Modellen übliche zeitliche Differenzierung nach Jahresscheiben  $t$  wird für das Modell übernommen (vgl. [Ballwieser 2008b], [Growitsch et al. 2010], [Hachmeister 2009], [Maurer 2004], [Paulun 2007], [von Sengbusch 2002]). Da die Festlegung der

Planungszeitpunkte und -räume dem jeweiligen Netzbetreiber obliegt, sind diese als freie Parameter zu implementieren. Für die statische Grundsatzplanung ist der Zeitpunkt festzulegen, für den das Zielnetz geplant werden soll ( $t_{tzb}$ ). Da sich auch die ökonomische Bewertung ausschließlich auf dieses Jahr bezieht, müssen für die Grundsatzplanung keine weiteren Zeitpunkte oder -räume definiert werden. Die dynamische Ausbauplanung ermittelt konkrete Ausbaumaßnahmen für einen Planungszeitraum von 10-20 Jahren. Im Rahmen des Modellansatzes ist dies der Zeitraum, für welchen die Planung optimiert wird. Er kann durch Angaben zum Startjahr des Optimierungszeitraums ( $t_{sjoz}$ ) sowie zum Endjahr des Optimierungszeitraums ( $t_{ejoz}$ ) eindeutig bestimmt werden. Für die ökonomische Bewertung ist weiterhin der Zeitraum der Kapitalbindung bzw. der Zeitraum relevant, in der die Netzanlagen Auszahlungen sowie Einzahlungen generieren (vgl. [Pedell et al. 2008, S. 587]). In betriebswirtschaftlich-regulatorischen Modellen wird hier regelmäßig der Zeitraum bis zum Ende der kalkulatorischen Nutzungsdauer der betrachteten Anlage zuzüglich eines Aufschlags aufgrund eventuell nachlaufender Erlöseffekte als bewertungsrelevanter Zeitraum abgebildet. Das zur Definition des Bewertungszeitraums der Ausbauplanung festzulegende Endjahr des bewertungsrelevanten Zeitraums ( $t_{ejbz}$ ) hängt deshalb von den kalkulatorischen Nutzungsdauern der verwendeten Betriebsmittel ab (vgl. Kapitel 5.5).

#### 7.2.4 Modellhierarchie, Typisierung und abgebildete Netzelemente

Die Modellierung der Netze erfolgt auf mehreren Hierarchieebenen. Auf der oberen Ebene wird das Netz als Graph bestehend aus Knoten und Kanten modelliert. In Bezug auf die abgebildeten Netzstrukturen repräsentieren die Knoten die Netzstationen, die Kanten die Trassen zwischen diesen.

In den Stationen und auf den Trassen sind die Betriebsmittel lokalisiert. Dabei werden mit

- den elektrischen Leitern (Freileitungen und Kabel),
- den die Leiter aufnehmenden Trägersystemen (Gestänge oder Gräben),
- den Transformatoren sowie
- den Schaltfeldern

die wesentlichen und planungsrelevanten Betriebsmittelarten abgebildet (vgl. [Maurer 2004, S. 31f]). Das verwendete Stationskonzept wird entsprechend des in Kapitel 4.4.2 beschriebenen Vorgehens in Abhängigkeit von der Einbindung der Station in das Netz bestimmt. Für jede Betriebsmittelart können gemäß der Vorgaben des Netzbetreibers verschiedene Betriebsmitteltypen zum Einsatz kommen, z.B. unterschiedliche Transformatortypen. Die individuellen Ausprägungen der technischen und wirtschaftlichen Eigenschaften der Betriebsmittel charakterisieren diese und stellen unternehmensindividuelle bzw. herstellerbezogene Randbedingungen der Planungsaufgabe dar. Aufgrund der unterschiedlichen Nutzungsdauern der stromtragenden Leiter und der diese aufnehmenden Masten ist eine separate Betrachtung letztgenannter erforderlich. Ein wesentlicher Anteil der Kosten von Kabelverlegungen entfällt auf die Tiefbaukosten. Die mit dem Tiefbau verbundenen ökonomischen Aspekte werden ebenfalls als eigenständige Betriebsmittelart (Graben) abgebildet, da diese nicht linear mit der Anzahl der verlegten Stromkreise steigen sowie von den verlegten Kabeltypen abhängig sind (vgl. [von Sengbusch 2002, S. 17]).

Die Trägersysteme (Masten, Gräben) haben keinen Einfluss auf die elektrischen Eigenschaften des Netzes. Gleichwohl ist eine von den elektrisch relevanten Komponenten unabhängige Optimierung nicht möglich, da aufgrund von Kompatibilitätsbeziehungen Abhängigkeiten zu den elektrischen Leitern bestehen. Entscheidungen bzw. Restriktionen, welche eine der beiden

Komponenten betreffen, haben damit direkte Auswirkungen auf die jeweils andere Komponente.

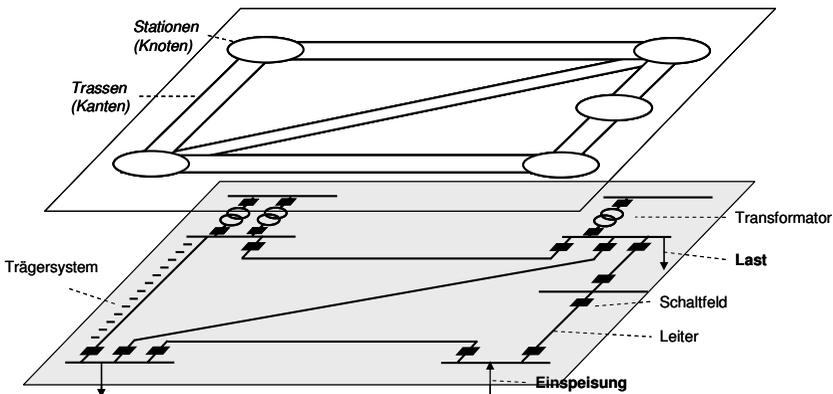


Abbildung 7.3: Modellhierarchien und abgebildete Netzelemente  
(Quelle: eigene Darstellung)

Zum Beispiel können Freileitungen nicht in Gräben verlaufen, weshalb die Betriebsmittelkombination „Graben-Freileitung“ nicht zulässig ist und die Entscheidung für den Zubau einer Freileitung auch den Zubau von Freileitungsmasten bedingt.

### 7.3 Zielgrößen und Zielfunktionen

Nachfolgend werden wichtige Bestandteile der Zielfunktionen beschrieben. Dabei werden aufgrund

- der Zerlegung der Planung in die Planungsstufen Grundsatz- und Ausbauplanung,
- der entwickelten Zielfunktion für die wertorientierte Ausbauplanung unter Sicherheit sowie der für Vergleichszwecke benötigten ausgabenorientierten Variante und

– des entwickelten zweistufigen Verfahrens zur Bewertung der Flexibilität von Ausbauplänen

fünf sukzessiv bzw. alternativ angewandte Zielgrößen berechnet.

Die Zielfunktionen der Ausbauplanung basieren jeweils auf Zahlungsflüssen, die aus dem Netzmodell abgeleitet werden und weisen demnach weitestgehend identische Zielfunktionsbestandteile auf. Die Unterschiede zwischen den einzelnen Zielfunktionsvarianten bestehen darin, dass für die Berechnung der ausgabenorientierten Zielgröße nur die Bestandteile berücksichtigt werden, welche Auszahlungen in die Netzinfrastruktur darstellen und bei der Bewertung unter Unsicherheit die Eingangsgrößen der Berechnung variiert werden.

Grundsatzplanung (Sicherheit)	Ausbauplanung	
	Sicherheit	Unsicherheit
$Netzkosten_{§14ARegV} \rightarrow min!$	$KW_{passiv} \rightarrow max!$	$E(KW_{passiv}) \rightarrow max!$
	$BW_{AZ} \rightarrow min!$	$E(KW_{adjustiert}) \rightarrow max!$

Abbildung 7.4: Überblick über Zielgrößen und Zielkriterien der Planung  
(Quelle: eigene Darstellung)

Auch die Zielgröße der Grundsatzplanung stellt ein Zwischenergebnis der Zielfunktionsberechnungen der Ausbauplanung dar, da die  $Netzkosten_{§14ARegV}$  den im Rahmen des Effizienzvergleichs auch in der Ausbauplanung ermittelt werden. Unter modellseitiger Sicherheit ergibt sich der Kapitalwert eines Ausbauplans aus:

$$KW_{passiv} = \sum_{\forall t \in BZ} \frac{FCF_{EK_t}}{(1 + r_t)^t} \quad 7.1$$

Die Zielgröße der ausgabenorientierten Optimierung ist der Barwert der Auszahlungen in die Netzinfrastruktur, welcher sich nach Gleichung 7.2 wie folgt ergibt:

$$BW_{AZ} = \sum_{\forall t \in BZ} \frac{CF_{AZ,t}}{(1+r_t)^t} \quad 7.2$$

Für die Optimierung der Planung unter Unsicherheit werden in einem ersten Schritt Lösungen ähnlicher Güte unter expliziter Modellierung der Unsicherheit, aber ohne Berücksichtigung von Flexibilitäten ermittelt. Die Unsicherheit bezüglich der Entwicklung der stochastischen Faktoren wird über eine Monte-Carlo-Simulation berücksichtigt. Hierdurch können auch Unsicherheitsfaktoren einbezogen werden, die sich nicht auf einen Erwartungswert verdichten lassen. Im Rahmen der in dieser Arbeit abgebildeten regulatorischen Unsicherheiten betrifft dies vor allem mögliche Änderungen des Regulierungssystems. Jeder innerhalb der Optimierung berücksichtigte Ausbaupfad wird unter *MC* stochastischen Realisationen der unsicheren Parameter bewertet (vgl. Abbildung 7.22). Die Zielfunktion für den ersten Bewertungsschritt ergibt sich dementsprechend nach Gleichung 7.3:

$$E(KW_{passiv}) = \frac{1}{|MC|} \sum_{\forall mc \in MC} \sum_{\forall t \in BZ} \frac{FCF_{mc,t}}{(1+r_t)^t} \quad 7.3$$

Die im ersten Schritt vorausgewählten starren Pläne werden im zweiten Schritt bezüglich ihrer Flexibilität bewertet, indem unter Verwendung der im ersten Schritt erzeugten stochastischen Realisationen der unsicheren Parameter je Szenario ein optimaler Eventualplan (Ausübungsstrategie) ermittelt und bewertet wird (vgl. Gleichung 7.4). Die Monte-Carlo-Simulation stellt hier die äußere Schleife des Bewertungsverfahrens dar, in welchem in einer inneren

Schleife eine Optimierung für jedes quasi-sichere Einzelszenario erfolgt (vgl. Abbildung 7.23). Die Bewertung erfolgt durch Diskontierung mit einem risikoadjustierten Zins und weist damit den Charakter einer flexiblen Planung auf (vgl. Kapitel 0).

$$E(KW_{\text{adjustiert}}) = \frac{1}{MC} \sum_{\forall MC \in MC} \max_{ap \in AP} \left( \sum_{\forall t \in BZ} \frac{FCF_{EK,ap,mc,t}}{(1+r_t)^t} \right) \quad 7.4$$

## 7.4 Wichtige Bestandteile der Zielfunktionen

Die Eingangswerte in die obigen Gleichungen werden aus den in Kapitel 5.5 vorgestellten betriebswirtschaftlichen Teilrechnungen unter Einbeziehung der durch das Netzplanungsmodell ermittelten Mengengerüste bestimmt.

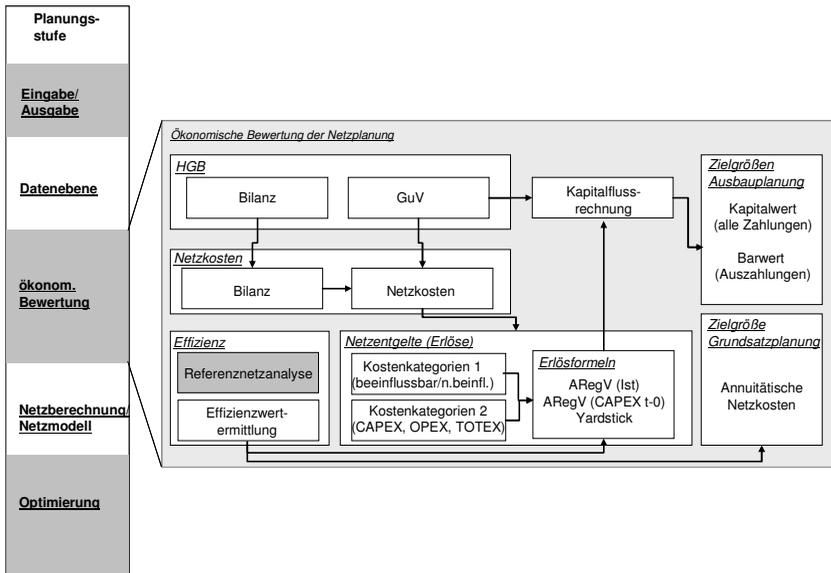


Abbildung 7.5: Einordnung der ökonomischen Bewertung in das Gesamtmodell  
(Quelle: eigene Darstellung)

Abbildung 7.5 zeigt die Einordnung der ökonomischen Bewertung in das Gesamtmodell. Aus Gründen der Übersichtlichkeit wird in nachfolgenden Darstellungen weitestgehend auf Indizes sowie Indexmengen verzichtet. Die beschriebenen Teilrechnungen beziehen sich auf jeweils eine Jahresscheibe und sind für jedes Jahr des bewertungsrelevanten Zeitraums durchzuführen. Berücksichtigt werden dabei alle in den Einzeljahren im Netz befindlichen Anlagen.

### 7.4.1 Kapitalflussrechnungen

Die Grundlage der erfolgsorientierten Zielgrößen bilden die jährlichen freien Cash Flows.

$$FCF_{EK} = CF_{GK} + AZ_{FK} + AZ_{BKZ} - T_{FK} - AW_{ZFK} + STV_{FK} \quad 7.5$$

Free Cash Flow EK	Cash Flow Gesamtkapital	Auszahl Fremdkapital	Auszahl. Baukostenzuschüsse	Tilgung Fremdkapital	Aufwand Zinsen Fremdkap.	Steuervorteil aus Fremdkapitalfinanz.
-------------------	-------------------------	----------------------	-----------------------------	----------------------	--------------------------	---------------------------------------

$$CF_{GK} = E_{nStvZ} + AW_{AS\_HGB} - AL_{BKZ} - Z_{GK}$$

Ergebnis nach Steuer vor Zinsen	Aufwand Abschreib. HGB	Auflösung Baukostenzuschüsse	Auszahlungen aus EK und verz. FK
---------------------------------	------------------------	------------------------------	----------------------------------

$$E_{nStvZ} = E_{vStvZ} - ST_E$$

Ergebnis vor Steuer vor Zinsen	Ertragsteuern
--------------------------------	---------------

$$E_{vStvZ} = NNE_{CAPEX} + NNE_{OPEX} + EL_{Anl} + AL_{BKZ} - AW_{Inst} - AW_{Proj} - AW_{NV} - AW_{AS\_HGB}$$

Netzentgelte CAPEX	Netzentgelte OPEX	Erlöse Verkauf Anlagen	Auflösung Baukosten-Zuschüsse HGB	Aufwand Instandhaltung	Aufwand Projekte	Aufwand Netzverluste	Aufwand Abschreibung HGB
--------------------	-------------------	------------------------	-----------------------------------	------------------------	------------------	----------------------	--------------------------

Demgegenüber setzen sich die Auszahlungen in die Netzinfrastruktur aus folgenden Größen zusammen:

$$CF_{AZ} = EL_{Anl} - AW_{Inst} - AW_{Proj} - AW_{NV} - AZ_{INV} \quad 7.6$$

$\underbrace{\hspace{10em}}$	$\underbrace{\hspace{10em}}$	$\underbrace{\hspace{10em}}$	$\underbrace{\hspace{10em}}$	$\underbrace{\hspace{10em}}$	$\underbrace{\hspace{10em}}$
Auszahlungen Netzinfra- struktur	Erlöse Verkauf Anlagen	Aufwand Instand- haltung	Aufwand Projekte	Aufwand Netzverluste	Investitions- Auszahlungen

## 7.4.2 Erlöse aus regulierten Netzentgelten

Wichtigste Eingangsgröße der erfolgsorientierten Zielfunktionen bilden die Erlöse aus regulierten Netzentgelten. Die Erlösfunktion der Anreizregulierung wird für die Implementierung getrennt nach Kapitalkosten (7.7) und operativen Kostenbestandteilen (7.8) aufgestellt, da durch diese Zerlegung eine einfachere Anpassung der „*building blocks*“ bei Änderungen des Regulierungssystems ermöglicht wird. Entsprechend des gewählten Modellansatzes können das Qualitätselement sowie der Saldo des Regulierungskontos unberücksichtigt bleiben (vgl. Kapitel 5.5.5).

$$NNE_{CAPEX_t} = \left( \underbrace{NK_{CAPEX\_vnb_{bj}}}_{\text{Netzentgelte CAPEX}} + (1-V) \cdot \underbrace{NK_{CAPEX\_b_{bj}}}_{\text{vorübergehend nicht beeinflussbare Netzkosten CAPEX im Basisjahr}} \right) \cdot \underbrace{\left( \frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right)}_{\text{Verteil-faktor}} \cdot \underbrace{EF_t}_{\text{beeinflussbare Netzkosten CAPEX im Basisjahr}} + \underbrace{NK_{CAPEX\_nb_t}}_{\text{Inflation und X-gen}} \quad 7.7$$

Netzentgelte CAPEX      vorübergehend nicht beeinflussbare Netzkosten CAPEX im Basisjahr      Verteil-faktor      beeinflussbare Netzkosten CAPEX im Basisjahr      Inflation und X-gen      Erweiterungs-faktor      Nicht beeinflussbare Netzkosten CAPEX

$$NNE_{OPEX_t} = \left( \underbrace{NK_{OPEX\_vnb_{bj}}}_{\text{Netzentgelte OPEX}} + (1-V) \cdot \underbrace{NK_{OPEX\_b_{bj}}}_{\text{vorübergehend nicht beeinflussbare Netzkosten OPEX im Basisjahr}} \right) \cdot \underbrace{\left( \frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right)}_{\text{Verteil-faktor}} \cdot \underbrace{EF_t}_{\text{beeinflussbare Netzkosten OPEX im Basisjahr}} \cdot \underbrace{(VK_t - VK_{BJ})}_{\text{Inflation und X-gen}} \quad 7.8$$

Netzentgelte OPEX      vorübergehend nicht beeinflussbare Netzkosten OPEX im Basisjahr      Verteil-faktor      beeinflussbare Netzkosten OPEX im Basisjahr      Inflation und X-gen      Erweiterungs-faktor      volatile Kostenanteile

$\forall t \in BZ$

Die Berechnung des Erweiterungsfaktors erfolgt in Abhängigkeit von der Spannungsebene (vgl. [ARegV 2007, S. Anlage 1 und 2]).

$$EF_{SE,i} = 1 + \frac{1}{2} \cdot \underbrace{\max\left(\frac{F_{t,i} - F_{0,i}}{F_{0,i}}; 0\right)}_{\text{Einfluss Fläche des versorgten Gebietes}} + \frac{1}{2} \cdot \underbrace{\max\left(\frac{(AP_{t,i} + z_i \cdot EP_{t,i}) - (AP_{0,i} + z_i \cdot EP_{0,i})}{(AP_{0,i} + z_i \cdot EP_{0,i})}; 0\right)}_{\text{Einfluss Anschluss- und Einspeisepunkte}} \quad 7.9$$

$$EF_{USE,i} = 1 + \underbrace{\max\left(\frac{L_{t,i} - L_{0,i}}{L_{0,i}}; 0\right)}_{\text{Einfluss der Last}} \quad 7.10$$

$\forall t \in BZ$

Im Rahmen der gewählten Regulierungssystemvariante zur Lösung des Zeitverzugsproblems wird die direkte Anerkennung der jährlichen Kapitalkosten, bei gleichzeitig unverändert durchgeführten TOTEX-Benchmark unterstellt. Die Erlösformel der

Anreizregulierung wird hierzu modifiziert, indem Gleichung 7.7 durch Gleichung 7.11 ersetzt wird.

$$NNE_{CAPEX_t} = NK_{CAPEX_t} \quad 7.11$$

$$\forall t \in BZ; \quad t_{SJ\_t0} \leq t \leq t_{EJ\_t0}$$

Unter der Yardstickregulierung werden die effizienten Kosten durch Multiplikation der Ist-Kosten mit dem Effizienzwert ermittelt, wodurch die Kosten effizienter und strukturell vergleichbarer Schattenunternehmen geschätzt werden. Dabei wird eine zweijährige Regulierungsperiode angenommen. Die Erlöse unter dieser Regulierungssystemvariante ergeben sich demnach wie folgt.<sup>79</sup>

$$NNE_{CAPEX_t} = \underbrace{NK_{CAPEX_{bj}}}_{\substack{\text{Netzkosten} \\ \text{CAPEX im Basisjahr}}} \cdot \left( \frac{VPI_t}{VPI_{bj}} - PF_t \right) \cdot \underbrace{EW_{bj}}_{\substack{\text{Effizienzwert} \\ \text{im Basisjahr}}} \quad 7.12$$

$$NNE_{OPEX_t} = \underbrace{NK_{OPEX_{bj}}}_{\substack{\text{Netzkosten} \\ \text{OPEX im Basisjahr}}} \cdot \left( \frac{VPI_t}{VPI_{bj}} - PF_t \right) \cdot EW_{bj} \quad 7.13$$

$$\forall t \in BZ; \quad t_{SJ\_YS} \leq t \leq t_{EJ\_YS}$$

<sup>79</sup> In der gewählten Variante der Yardstickregulierung besteht weiterhin ein geringer Zeitverzug. Dieser könnte in einer weiteren Regulierungssystemalternative durch einen barwertneutralen Faktor beseitigt werden (beispielsweise in Anlehnung an das norwegische Regulierungssystem). Da die Beseitigung des Zeitverzugs als separate Regulierungssystemvariante modelliert wird, wird davon im Rahmen der gewählten Yardstickvariante abgesehen.

In welchen Jahren des bewertungsrelevanten Zeitraums die alternativen Regulierungssystemvarianten zur Anwendung kommen, ist über Parameter des Modells festzulegen.

### 7.4.3 Effizienzvergleich, pauschalierter Investitionszuschlag und Zielgröße der Grundsatzplanung

Die standardisierten Kosten eines Netzentwurfs ergeben sich aus den berechneten Kapitalkostenannuitäten aller im Netz aktiven Anlagen zuzüglich der operativen Netzkosten. Zur Berechnung werden die in Anlage 1 der Stromnetzentgeltverordnung festgelegten unteren Nutzungsdauern der jeweiligen Anlagenklassen  $ND_{unt\_StromNEV_{ak}}$  sowie die für die regulatorisch vorgegebenen gewichteten Kapitalkosten  $WACC_{reg_t}$  benötigt.

$$NK_{an_t} = \sum_{ak=1}^{AK} \sum_{n=0}^{N_{ak}} TNW_n \cdot \underbrace{\frac{WACC_{reg_t} \cdot (I + WACC_{reg_t})^{ND_{unt\_StromNEV_{ak}}}}{(I + WACC_{reg_t})^{ND_{unt\_StromNEV_{ak}}} - I}}_{\text{spezifischer Annuitätenfaktor je Anlagenklasse}} + \underbrace{NK_{OPEX_t}}_{\text{Netzkosten OPEX}} \quad 7.14$$

Summe der Tagesneuwerte aller im Netz befindlichen Anlagen einer Anlagenklasse  $ak$

$$\forall t \in BZ$$

Entsprechend des verwendeten Ansatzes zur Bestimmung des Effizienzwertes ergibt sich dieser aus den vergleichbar gerechneten, d.h. standardisierten annuitätischen Netzkosten. Die annuitätischen Kosten eines einhundert Prozent effizienten Netzbetreibers entsprechen den Kosten des Referenznetzes. Letzteres kann mit den Methoden der Grundsatzplanung für jedes Jahr des Optimierungszeitraums berechnet werden. Der Effizienzwert ergibt sich aus dem Quotienten der annuitätischen Netzkosten des

Referenznetzes  $NK_{an\_RNA_t}$  und der annuitätischen Kosten des Ist-Netzes  $NK_{an\_Ist_t}$ .

$$EW_t = \frac{NK_{an\_RNA_t}}{NK_{an\_Ist_t}} \quad 7.15$$

$$\forall t \in BZ$$

Neben ihrer Funktion im Effizienzvergleich dienen die standardisierten Kapitalkosten auch zur Bestimmung der Höchstgrenze des für die erste Regulierungsperiode in den Entgelten ansetzbaren pauschalierten Investitionszuschlags (PIZ) nach § 25 ARegV. Dieser ist auf 1% der annuitätischen Kosten des Basisjahres beschränkt.

$$PIZ_t = \max(\min(NK_{an\_Ist_{tj}} \cdot 0.01; NK_{ann\_Ist_t} - NK_{an\_Ist_{tj}}); 0) \quad 7.16$$

$$\forall t \in BZ$$

Weiterhin stellen die annuitätischen Netzkosten  $NK_{an_t}$  die zu minimierende Zielgröße der Grundsatzplanung dar. Hierdurch erfolgt eine in Bezug auf die Kosteneffizienz des Netzes konsistente Bewertung in Grundsatz- und Ausbauplanung (vgl. Kapitel 5.5.5.2).

#### 7.4.4 Netzkosten nach StromNEV

Grundlage der Erlösberechnung sind die nach den Kalkulationsprinzipien der Stromnetzentgeltverordnung ermittelten Netzkosten, welche zur weiteren Verwendung in den Erlösformeln getrennt nach operativen Kosten und Kapitalkosten ermittelt werden.

$$NK_t = NK_{CAPEX_t} + NK_{OPEX_t} \quad 7.17$$

$\forall t \in BZ$

Vor allem die Bestimmung der kalkulatorischen Kostenpositionen ist aufwendig, da deren mehrstufige Ermittlung nachgebildet werden muss (vgl. Kapitel 5.5.4).

$$NK_{CAPEX_t} = \underbrace{AW_{ZFK_t}}_{\text{Aufwand Fremdkapitalzinsen (HGB)}} + \underbrace{NK_{kalkEKZ_t}}_{\text{kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung}} + \underbrace{NK_{kalkAS_t}}_{\text{kalkulatorische Abschreibungen}} + \underbrace{NK_{kalkGewSt_t}}_{\text{kalkulatorische Gewerbesteuer}} \quad 7.18$$

$$NK_{kalkGewSt_t} = NK_{kalkEKZ_t} \cdot \underbrace{g_{Skalk_t}}_{\text{kalk. GewSt-Satz}} \quad 7.19$$

$$NK_{kalkEKZ_t} = \underbrace{EKZ_{Neu_t}}_{\text{kalk. EK-Zinsen Neuanlagen (Realkapitalerhalt)}} \cdot \underbrace{BNEKI_{Neu < 40\%_t}}_{\text{mit dem EK-Zinssatz für Neuanlagen zu verzinsendes kalk. EK}} + \underbrace{EKZ_{Alt_t}}_{\text{kalk. EK-Zinsen Altanlagen (Nettosubstanz-erhalt)}} \cdot \underbrace{BNEKI_{Alt < 40\%_t}}_{\text{mit dem EK-Zinssatz für Altanlagen zu verzinsendes kalk. EK}} \quad 7.20$$

$$+ \underbrace{EKZ_{FK_t}}_{\text{regulierte FK-Zinsen}} \cdot \underbrace{BNEKI_{> 40\%_t}}_{\text{mit dem FK-Zinssatz zu verzinsendes kalk. EK}}$$

$$NK_{kalkAS_t} = \underbrace{EKQI_t}_{\text{Kalk. EK-Quote I}} \cdot NK_{kalkAS\_TNW_t} + (1 - EKQI_t) \cdot NK_{kalkAS\_AHK_t} \quad 7.21$$

$\forall t \in BZ$

Zur Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung sowie der hierauf aufbauenden Ermittlung der kalkulatorischen Gewerbesteuer sind die mit den unterschiedlichen regulatorischen

Zinssätzen zu multiplizierenden Eigenkapitalbestandteile zu bestimmen.

$$BNEKII_{> 40\%_t} = \max(0 ; BNEKII_t - BNEKII_{Neu \leq 40\%_t} - BNEKII_{Alt \leq 40\%_t}) \quad 7.22$$

$\underbrace{\hspace{10em}}$ mit dem FK-Zinssatz zu verzinsendes kalk. EK	$\underbrace{\hspace{10em}}$ betriebsnotwendiges kalkulatorisches Eigenkapital II	$\underbrace{\hspace{10em}}$ mit dem EK-Zinssatz für Neuanlagen zu verzinsendes kalk. EK (Realkapitalerhalt)	$\underbrace{\hspace{10em}}$ mit dem EK-Zinssatz für Altanlagen zu verzinsendes kalk. EK (Nettosubstanzerhalt)
7.23			

$$BNEKII_{Alt \leq 40\%_t} = EKQII_t \cdot BNVII_t \cdot (1 - a_{Neu_t}) \quad 7.24$$

$\underbrace{\hspace{10em}}$ kalk. EK-Quote II	$\underbrace{\hspace{10em}}$ Indiziertes betriebsnotwendiges Vermögen II
---	---

$$BNEKII_{Neu \leq 40\%_t} = EKQII_t \cdot BNVII_t \cdot a_{Neu_t}$$

$\forall t \in BZ$

Die benötigte Eigenkapitalquote II sowie der Anteil der Neuanlagen am gesamten kalkulatorischen Vermögen bestimmt sich nach den Gleichung 7.25 und 7.26.

$$a_{Neu_t} = \frac{BNVII_{Neu_t}}{BNVII_t} \quad 7.25$$

$\underbrace{\hspace{10em}}$   
 Anteil Neuanlagen

$$EKQII_t = \min\left(0,4 ; \frac{BNEKII_t}{BNVII_t}\right) \quad 7.26$$

$\forall t \in BZ$

Hierzu sind vorher für jedes Jahr die indizierten und nicht indizierten kalkulatorischen Bilanzen aufzustellen:

$$BNEKII_t = BNVII_t - \underbrace{(BFK_t + BFK_{t-1})}_{\text{Bestand Fremdkapital}} \cdot 0,5 - \underbrace{(BBKZ_t - BBKZ_{t-1})}_{\text{Bestand Baukostenzuschüsse}} \cdot 0,5 \quad 7.27$$

$$BNVII_t = \underbrace{BNVII_{Neu_t}}_{\text{betriebsnotwendiges Vermögen II Neuanlagen}} + \underbrace{BNVII_{Alt_t}}_{\text{indiziertes betriebsnotwendiges Vermögen II Altanlagen}} \quad 7.28$$

$$BNVII_{Neu_t} = \left( \underbrace{+ RBW_{\text{kalkAHK}Neu_t} + AiB_t}_{\text{Kalkulatorischer Restbuchwert der Neuanlagen zu AHK}} + \underbrace{+ RBW_{\text{kalkAHK}Neu_{t-1}} + AiB_{t-1}}_{\text{Anlagen im Bau}} \right) \cdot 0,5 \quad 7.29$$

$$BNVII_{Alt_t} = \left( \begin{array}{l} + EKQI_t \cdot RBW_{\text{kalkTN}Neu_t} + (1 - EKQI_t) \cdot RBW_{\text{kalkAHK}Alt_t} \\ + EKQI_{t-1} \cdot RBW_{\text{kalkTN}Neu_{t-1}} + (1 - EKQI_{t-1}) \cdot RBW_{\text{kalkAHK}Alt_{t-1}} \end{array} \right) \cdot 0,5 \quad 7.30$$

$\underbrace{\hspace{15em}}$   
 Kalkulatorischer Restbuchwert der Altanlagen zu Tagesneuwerten

$\forall t \in BZ$

$$EKQI_t = \min \left( 0,4 ; \frac{BNVI_{kalkAHK_t} - B_{FK_t} - B_{BKZ_t}}{BNVI_{kalkAHK_t}} \right) \quad 7.31$$

  
 Betriebsnotwendiges Vermögen I

$$BNVI_{kalkAHK_t} = RBW_{kalkAHKAlt_t} + RBW_{kalkAHKNeu_t} + AiB_t \quad 7.32$$

  
 Kalkulatorischer Restbuchwert der Altanlagen zu Anschaffungs- und Herstellungskosten

  
 Kalkulatorischer Restbuchwert der Neuanlagen zu Anschaffungs- und Herstellungskosten

$\forall t \in BZ$

## 7.4.5 Handelsrechtliche Bilanz und Gewinn- und Verlustrechnung

Investitionen und Desinvestitionen verändern das Mengengerüst des Netzes und werden über den Vermögensbestand in den Bilanzen erfasst. Darüber hinaus hängen die Aufwandspositionen, wie beispielsweise die Betriebs- und Instandhaltungsaufwendungen, direkt von Art, Anzahl und Alter der im Netz aktiven Anlagen ab. Die handelsrechtliche Gewinn- und Verlustrechnung sowie die zugehörigen Bilanzen bilden die Grundlage der Kapitalflussrechnung und der Netzkostenkalkulation und sind deshalb für jedes Jahr aufzustellen. Da auch die Restbuchwerte und Aufwendungen der zum Planungszeitraum bereits aktiven Bestandsanlagen bewertungsrelevant sein können, muss dies für die Jahre ab dem Baujahr der ältesten noch aktiven Anlage im Startjahr der Optimierung  $t_{BJ\ddot{A}AA}$  bis zum Ende des bewertungsrelevanten Zeitraums  $t_{EJBZ}$  erfolgen (vgl. Kapitel 5.5.3). Der ratiertlich erfasste Werteverzehr des Sachanlagevermögens wird über die Abschreibungen erfasst und fließt in die handelsrechtliche

Gewinn- und Verlustrechnung bzw. in die Netzkostenkalkulation ein. Für jede Anlage des Netzes werden in jedem bewerteten Ausbauplan deshalb die Abschreibungsverläufe im handelsrechtlichen sowie im kalkulatorischen Bewertungsbereich simuliert. Weiterhin ist zwischen planmäßigen und außerplanmäßigen Abschreibungen zu unterscheiden. Letztgenannte fallen dann an, wenn eine Anlage vor dem Ende ihrer im jeweiligen Bewertungsbereich zugrunde gelegten Nutzungsdauer zurückgebaut wird.<sup>80</sup>

In bisherigen Modellen wurden ausschließlich technische Nutzungsdauern der Netzanlagen zugrunde gelegt. Diese können aus Erfahrungswerten der Energieversorgungsunternehmen oder auf Basis der Herstellerangaben abgeleitet werden. Im Rahmen dieser Arbeit werden auf Grundlage der technischen Nutzungsdauern die spätmöglichen Austauschzeitpunkte der Anlage bestimmt. Entsprechend der vorgenommenen Beschränkungen stellen die Nutzungsdauern sichere Parameter dar.<sup>81</sup> Für eine techno-ökonomische Bewertung innerhalb des deutschen Regulierungssystems sind zur Ermittlung der Abschreibung darüber hinaus die handelsrechtlichen und kalkulatorischen Nutzungsdauern relevant. Die kalkulatorischen Nutzungsdauern stellen das regulatorische Äquivalent zu den handelsrechtlichen Nutzungsdauern dar. Da sie für kalkulatorische Zwecke verwendet werden, orientieren sie sich an den technischen Nutzungsdauern der Anlagen. Diese müssen aber nicht zwangsläufig mit den Einschätzungen bezüglich der wahren technischen Nutzungsdauern individueller Betriebsmitteltypen übereinstimmenden. Die kalkulatorisch anzusetzenden Nutzungsdauern ergeben sich aus Anlage 1 der

---

<sup>80</sup> Von einer mathematischen Beschreibung der genannten Bestandteile der Zielfunktion wird aus Gründen der Übersichtlichkeit an dieser Stelle abgesehen.

<sup>81</sup> Auch hier gilt, dass der Modellansatz eine Erweiterung ermöglichen würde. Eine Variante bestünde in der Modellierung der Nutzungsdauer über eine Verteilungsfunktion.

Stromnetzentgeltverordnung, wobei je Anlagenklasse innerhalb eines bestimmten Jahresbereiches Wahlfreiheiten bestehen (vgl. [StromNEV 2012, Anlage 1]).

#### 7.4.6 Netzverluste

Als weitere Position werden die jährlichen Aufwendungen für Netzverluste auf Grundlage einer Lastflussberechnung ermittelt. Diese hängen von den Beschaffungspreisen, der Lastentwicklung sowie den Strukturen und verwendeten Betriebsmitteln des jeweiligen Netzentwurfs ab. Die exakte Jahresverlustarbeit lässt sich nur auf Basis einer Jahressimulation mit einem sehr kleinen Zeitraster berechnen. Weil die Berechnung jedoch mit einem sehr hohen Aufwand verbunden ist, kann die Verlustarbeit in Planungsmodellen mit hinreichender Genauigkeit durch Multiplikation der Verlustleistung im Jahreshöchstlastfall mit einer für die Versorgungsaufgabe charakteristischen Verluststundenzahl abgeschätzt werden (vgl. [Borchard 2008, S. 14], [Maurer 2004, S. 11]). Nach dem vereinfachten Ansatz ergibt sich anschließend der ökonomisch relevante Aufwand für Netzverluste nach Gleichung 7.33 aus der zu berechnenden Jahresverlustarbeit  $W_t$  und den durchschnittlichen jährlichen Arbeitspreis  $p_{NV_t}$ .

---

$$AW_{NV_t} = W_t \cdot p_{NV_t} \tag{7.33}$$

$$\forall t \in BZ$$

---

### 7.5 Randbedingungen der Netzplanung

Jeder in der Bewertung betrachtete Netzentwurf muss den in Kapitel 4.3 beschriebenen strukturellen und technischen Restriktionen genügen. Die jeweiligen Grenzwerte sind im Rahmen der Netzplanung festzulegen und deshalb im Modell als freie Parameter

abgebildet. Die einzelnen Restriktionen bilden die Menge der Restriktionen  $\Omega$ .

Weiterhin werden Versorgungsaufgabe und -gebiet über folgende Parameter im Modell als exogene Randbedingungen vorgeben:

- Anzahl und Lage der HöS/HS- sowie HS/MS-Stationen ( $STATIONEN$ ),<sup>82</sup>
- eventuelle Beschränkungen der je Station und Trassen verwendbaren Betriebsmittel ( $ZBMK_{ort,i}$ ),
- stations- und trassenspezifische Kostenfaktoren ( $K_{station}; K_{trasse}$ ),
- zulässige Trassenverläufe sowie Länge der Trassen ( $TRASSEN$ ),
- stationsbezogene Lasten- und Einspeisungen sowie Spannungswinkel je Jahr ( $L_{t,i}$ ).<sup>83</sup>

## 7.5.1 Strukturelle Restriktionen

### 7.5.1.1 Zulässigkeit von Betriebsmitteln und Betriebsmittelkombinationen

Einfache strukturelle Restriktionen bestehen bezüglich der Zulässigkeit von Betriebsmitteln und Betriebsmittelkombinationen an bestimmten Orten (Knoten, Trassen) sowie der Kompatibilität einzelner Betriebsmittel untereinander. Da in der Ausbauplanung eine Einzelbetrachtung der Betriebsmittel erfolgt, während in der Grundsatzplanung die Betriebsmittel zu zulässigen Betriebsmittelkombinationen zusammengefasst werden, kommen jeweils spezifische Regeln für die Überprüfung der Zulässigkeit von Betriebsmitteln zur Anwendung (vgl. Kapitel 7.6.1 sowie 7.7.1).

---

<sup>82</sup> über deren kartesische Koordinaten

<sup>83</sup> Einspeisungen werden als negative Lasten modelliert (vgl. [Flosdorff 2008, S. 72]).

Das Vorliegen einer örtlich gültigen Zuordnung der Betriebsmittel wird in der Grundsatzplanung anhand folgender Bedingung überprüft. Ein Netzentwurf besteht zum Zeitpunkt  $t$  dann aus örtlich zulässigen Betriebsmittelkombinationen, wenn alle Betriebsmittelkombinationen  $b_{ort,t}$  Elemente der jeweiligen Mengen der zulässigen Kombinationen  $ZBMK_{ort,t}$  sind.

Aufgrund der auf die Einzelbetriebsmittel bezogenen Betrachtung kann es in der Ausbauplanung zu gültigen Betriebsmittelkombinationen kommen, deren Abbildung in der Grundsatzplanung nicht sinnvoll ist. So ist es beispielsweise in der Ausbauplanung technisch zulässig, wenn aus ökonomischen oder ressourcenbezogenen Gründen auf einer neu erschlossenen Trasse die Errichtung der Masten vor Verlegung der Leiterseile erfolgt. Im Modell entspräche dies der zulässigen Kombination von (Leiter des Ist-Netzes = „leeres“ Betriebsmittel)-(Trägersystem des Zielnetzes = „Mast“). Weiterhin ist es denkbar, dass im Ist-Netz bestehende Mastsysteme bei Zubau eines weiteren Stromkreises nicht erneuert werden müssen, wenn das Mastsystem einen weiteren Leiter des über das Zielnetz vorgegebenen Typs aufnehmen kann. Dies ist in keinem Fall gegeben, wenn Freileitungen zu Kabeltrassen umgebaut werden. Da alle im Ist- sowie in den Zielnetzen verwendeten örtlichen Betriebsmittelgruppen jeweils in sich zulässig sind, bezieht sich die Prüfung auf die allgemeine Frage, inwieweit eine Kombination einzelner Betriebsmittel zwischen Ist- und Zielnetz möglich ist. Die Ergebnisse der Überprüfung schränken die Freiheitsgrade für die möglichen Errichtungs- und Rückbauzeitpunkte von Einzelbetriebsmitteln ein (vgl. Kapitel 7.7.1.2). Die Menge der zulässigen Betriebsmittelkombinationen wird für die Ausbauplanung daher weiter gefasst und über ein Regelsystem, welches Kompatibilitäten sowie Planungsvorgaben berücksichtigt, definiert (vgl. Kapitel 7.7.1.2).

#### 7.5.1.2 Netzzusammenhang

Die Überprüfung des Netzzusammenhangs und der hiermit verbundenen Einhaltung des strukturellen (n-1)-Prinzips erfolgt durch Bestimmung der Anzahl der Zusammenhangsbäume des Netzgraphen. Liegen mehr als zwei Zusammenhangsbäume vor, ist mindestens ein Knoten nicht in das Netz eingebunden. In Abhängigkeit von der Netzsituation kann hieraus auf die Nichteinhaltung bzw. Einhaltung gegebener Restriktionen geschlossen werden. Das Vorkommen mehrerer auf der 110-kV-Ebene separierter Teilbäume bedeutet aber nicht in jedem Fall das Vorliegen eines ungültigen Netzzustandes. Wird in den Planungsvorgaben das Auseinanderfallen des Netzgebietes erlaubt, genügt es für die Einhaltung der Bedingung des Netzverbundes, wenn jeder Teilbaum (n-1) sicher mit der überlagerten 380-kV-Ebene verbunden ist.

Formal ist ein Netzentwurf  $ne$  zusammenhängend, wenn für einen beliebigen Knoten  $knoten \in KNOTEN$  des den Netzentwurf repräsentierenden Graphen  $G_{ne}$  gilt, dass die Menge der von diesem Knoten aus erreichbaren Knoten  $R_{knoten}(G_{ne})$  gleich der Menge aller Knoten des Graphen  $V(G_{ne})$  ist. Das Netz ist strukturell (n-1)-sicher, wenn der Netzzusammenhang auch in jedem abgebildeten Fall des gestörten Netzbetriebs erhalten bleibt (vgl. Gleichung 7.34 und 7.35).

---


$$R_{knoten}(G_{ne,t}) = V(G_{ne,t}) \quad 7.34$$

$knoten \in KNOTEN; \forall t \in OZ$

---

---


$$R_{knoten}(G_{störfall,ne,t}) = V(G_{störfall,ne,t}) \quad 7.35$$

$\forall störfall \in STÖRFALL; knoten \in KNOTEN; \forall t \in OZ$

---

Die Bestimmung der Zusammenhangsbäume erfolgt durch einen rekursiven Suchalgorithmus, welcher auf der Adjazenzmatrix des Netzgraphen arbeitet und ausgehend von einem gegebenen Knoten *knoten* alle von diesem aus erreichbaren Knoten des Graphen identifiziert. Neben der generellen Überprüfung des Netzzusammenhangs ermittelt der Algorithmus auch die Zugehörigkeit der einzelnen Knoten zu den Bäumen. Diese Informationen werden in den Reparaturalgorithmen zur Auswahl von Reparaturmöglichkeiten weiterverwendet (vgl. Kapitel 7.6.2 und 7.7.2.2).

### 7.5.1.3 Stichelänge und maximale Anzahl von Stationen in Doppelstichen

Zur Überprüfung der Einhaltung maximaler Stichelängen bzw. der maximal zugelassenen Anzahl von Stationen in den Doppelstichen genügt es nicht, die Stichelängen von bestehenden Endknoten des Netzgraphen aus zu bestimmen. Hierdurch würden bestimmte Netzstrukturen nicht als Doppelstiche erkannt werden (vgl. Abbildung 7.6).

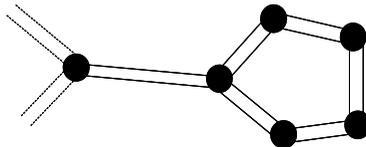


Abbildung 7.6: Beispiel einer schwer zu identifizierenden Doppelstichstruktur (Quelle: eigene Darstellung)

Die Ermittlung und Bemessung von Stichen erfolgt deshalb auf Basis eines erweiterten Kürzeste-Wege-Algorithmus. Grundlage des Verfahrens bildet der Suchalgorithmus von Dijkstra zur Identifikation kürzester Wege in einem Graphen (vgl. [Hußmann 2007, S. 31ff], [Korte et al. 2008, S. 169ff]). Mit diesem kann für jeden Knoten des

Netzes derjenige nächstliegende Knoten bestimmt werden, der über mehrere Trassen redundant in das Netz eingebunden ist und damit den Startknoten eines Stiches repräsentiert.

Zur Überprüfung der Länge des Stiches wird die kantengewichtete Distanz der Knoten bestimmt, wobei jeder Kante die Länge der repräsentierten Trasse (bzw. des Stromkreises) zugeordnet wird. Die Anzahl von Stationen im Stich kann durch Zuordnung eines Kantengewichtes von 1 ermittelt werden. Ein Netzentwurf ist bezüglich dieser Restriktion gültig, wenn für alle Stiche  $ds \in DS$  des Graphen  $G_{ne}$  gilt, dass die Entfernung  $sl_{ds,t}$  zwischen dem Startknoten des Stiches und dem am weitesten von diesem entfernt liegende Knoten kleiner als die in den Planungsprämissen vorgegebene Stichlänge  $max\_länge_t$  ist. Eine äquivalente Bedingung gilt für die Anzahl der maximal in einem Stich zulässigen Stationen  $max\_st_t$ .

---


$$sl_{ds,t} \leq max\_länge_t \quad 7.36$$

$$a_{ds,t} \leq max\_st_t \quad 7.37$$

$$\forall ds \in DS(G_{ne,t}); \forall t \in OZ$$


---

## 7.5.2 Netzberechnungen

### 7.5.2.1 Lastflussberechnung

Zur Überprüfung der Betriebsspannungen in den Knoten sowie der Belastung der Leiter und Transformatoren ist nach jeder Änderung lastflussrelevanter Betriebsmittel bzw. für jedes Jahr des Optimierungszeitraums eine Lastflussberechnung erforderlich. Für jeden Netzentwurf wird diese für den (n-0)- sowie alle (n-1)-Fälle durchgeführt. Die von den Verbrauchern verursachten Belastungen stellen eine Randbedingungen der Netzplanung dar, d.h. diese werden als bekannte Parameter vorausgesetzt. Für die im stationären Netzbetrieb üblichen Spannungsdifferenzen  $|\Delta U < 15\%$

werden die Verbraucher durch ihre Quellenscheinleistungen nachgebildet. Einspeisungen können vereinfacht als negative Leistungen modelliert werden (vgl. [Flosdorff 2008, S. 70], [Koglin 2001, S. 132]).

Da sowohl die HÖS/HS- als auch die HS/MS-Transformatoren in der Regel über eine Spannungsregelung verfügen, ist die Spannungshaltung in der Hochspannungsebene weitgehend von den angrenzenden Ebenen entkoppelt und kann separat berechnet werden (vgl. [Meisa et al. 2011, S. 25]). Hierzu existieren prinzipiell mehrere Verfahren, wie zum Beispiel das klassische Newton-Raphson-Verfahren. Dieses Verfahren ermittelt exakte Ergebnisse, erfordert als iterativ arbeitendes Verfahren jedoch einen hohen Rechenaufwand. Außerdem konvergiert das Verfahren nicht in jedem Fall, weshalb teilweise keine Lösungen ermittelt werden können. In optimierenden Modellen wird zur Verringerung des Berechnungsaufwandes deshalb häufig eine mathematisch einfachere Wirklastflussberechnung durchgeführt (vgl. [Groschke et al. 2009, S. 18], [Koglin 2001, S. 134ff], [Tao 2007, S. 56]). Mit der Anwendung der vereinfachten Wirklastflussberechnung sind allerdings einige Einschränkungen verbunden, wie zum Beispiel die Annahme gleicher Phasenwinkel in den Netzknoten. Ein in Modellberechnungen gängiges Verfahren stellt das Knotenpunktpotentialverfahren dar, da dieses auf vermaschte sowie nicht-vermaschte Netze angewandt werden und die entstehenden linearen Gleichungssysteme mit hoher Geschwindigkeit gelöst werden können (vgl. [Crastan 2007, S. 404], [Flosdorff 2008, S. 70]). Das Knotenpunktpotentialverfahren lässt sich aber auch auf komplexe Größen anwenden und stellt in dieser Variante ein verbessertes Näherungsverfahren dar. Das entstehende komplexe Gleichungssystem kann zur Berechnung zuerst in ein reelles Gleichungssystem doppelter Ordnung überführt oder direkt in seiner komplexen Form gelöst werden. Hierdurch ist es möglich, den Blindleistungshaushalt des Netzes abzubilden. Die Einschränkung gegenüber exakten Verfahren besteht darin, dass der für die Berechnung benötigten aber unbekanntes Speisespannung ein

Phasenwinkel von Null zugeordnet wird. (vgl. [Flosdorff 2008, S. 77]). Da für die gewählte Programmierungsumgebung Methoden zur Lösung reeller und komplexer Gleichungssysteme zur Verfügung stehen, wird für die Lastflussberechnung im entwickelten Modell das Knotenpunktpotentialverfahren angewandt, wobei sowohl komplexe als auch reelle Rechnungen möglich sind.<sup>84</sup>

Berechnet werden die Strombelastungen der Leiter, die über die Transformatoren fließenden Leistungen sowie die Spannungsniveaus in den einzelnen Netzknoten. Ein betrachteter Netzentwurf bzw. eine Folge von Netzentwürfen ist bezüglich der Strom- bzw. Leistungsbelastungen zulässig, wenn im ungestörten Netzbetrieb die Nebenbedingungen (7.38) sowie (7.39) und für den gestörten Netzbetrieb (7.40) sowie (7.41) erfüllt sind.

---


$$I_{n0,leiter,t} \leq I_{max\ n0,leitertyp} \quad 7.38$$

$$S_{n0,transf,t} \leq S_{max\ n0,transftyp} \quad 7.39$$

$$\forall\ leiter \in LEITER; \forall\ tranf \in TRANSF; \forall\ t \in OZ$$


---

$$I_{n1,störfall,leiter,t} \leq I_{max\ n1,leitertyp} \quad 7.40$$

$$S_{n1,störfall,transf,t} \leq S_{max\ n1,transftyp} \quad 7.41$$

$$\forall\ störfall \in STÖRFALL; \forall\ leiter \in LEITER; \forall\ tranf \in TRANSF; \forall\ t \in OZ$$


---

<sup>84</sup> Für eine Beschreibung des eingesetzten Verfahrens siehe ([Cristan 2007, S. 404ff], [Flosdorff 2008, S. 70ff]).

Weiterhin muss das Spannungsniveau in den Netzknoten im vorgegebenen Spannungsbereich liegen (Nebenbedingungen 7.42 und 7.43).

$$\begin{aligned} U_{\min n0} &\leq U_{n0, \text{knoten}, t} \leq U_{\max n0} \\ \forall \text{knoten} \in \text{KNOTEN}; \forall t \in \text{OZ} \end{aligned} \quad 7.42$$

$$\begin{aligned} U_{\min n1} &\leq U_{n1, \text{störfall}, \text{knoten}, t} \leq U_{\max n1} \\ \forall \text{störfall} \in \text{STÖRFALL}; \forall \text{knoten} \in \text{KNOTEN}; \forall t \in \text{OZ} \end{aligned} \quad 7.43$$

### 7.5.2.2 Kurzschlussströme

Für Planungsrechnungen kann der für die Bemessung notwendige Anfangskurzschlusswechselstrom mit genügender Genauigkeit nach DIN VDE 0102 bestimmt werden (vgl. [Maurer 2004, S. 16]).<sup>85</sup> Ziel der Kurzschlussstromberechnung nach DIN VDE 0102 ist die Ermittlung von für die Anlagenprojektierung wichtigen Stromkenngrößen. Hierzu werden vereinfachende Annahmen getroffen. Außer der Kapazität des Nullsystems werden sämtliche Leitungskapazitäten, die Verbraucher und der Lastzustand des Netzes vernachlässigt. Auslegungsrelevant ist der symmetrische Kurzschluss, da dieser meist den größten zu erwartenden Kurzschlussstrom aufweist (vgl. [Schengner et al. 2010, S. 19ff]). Im

<sup>85</sup> Bemessungsrelevant ist der Ausschaltstrom  $I_{a,}$ , wobei für generatorferne Kurzschlüsse vereinfachend  $I_k^n = I_a$  gilt (vgl. [Schengner et al. 2010, S. 24]).

Planungsstadium ist der Belastungszustand des Netzes vor dem Kurzschluss nicht bekannt. Die hierdurch mögliche Überhöhung der Anfangsspannung im Kurzschlussfall kann in Energieverteilnetzen 3%-10% betragen und wird deshalb über den auf die Nennspannung bezogenen Spannungsfaktor  $c$  beschrieben. Dieser berücksichtigt zum Beispiel die Abhängigkeit der Spannungsänderung von Zeit und Ort, die Transformator-Stufenschalterstellungen oder die Vernachlässigung der Lasten und Kapazitäten bei der Berechnung, weshalb dessen Festlegung sowohl sicherheitstechnische als auch wirtschaftliche Aspekte hat. Für Hochspannungsnetze sehen die Normen [VDE 0102, IEC 909] für die Ermittlung maximaler Kurzschlussströme  $c_{max} = 1,1$  sowie für die die kleinsten Kurzschlussströme  $c_{min} = 1,0$  vor. Man setzt also

---


$$E'' = cU_n \quad 7.44$$


---

und rechnet mit dem unbelasteten Netz. Zur Ermittlung des Anfangskurzschlusswechselstroms sind neben der bekannten subtransienten Quellenspannung  $E''$  die Impedanzen der Kurzschlussbahnen  $Z_k$  zu bestimmen. Ein für digitale Berechnungen innerhalb von Planungsmodelle geeignetes Verfahren zu deren Ermittlung ist die Ersatzquellenmethode (Superpositionsmethode), welches auch im Rahmen des vorliegenden Modells verwendet wird (vgl. [Crastan 2007, S. 409ff]).<sup>86</sup> Die Kurzschlussströme in jedem Netzknoten ergeben dabei dann nach Gleichung 7.45.

---


$$I_k'' = \frac{E''}{Z_k} \quad 7.45$$


---

---

<sup>86</sup> Diese Methode kann auf die für die Lastflussberechnung bereits erstellte Knotenpunktadmittanzmatrix angewandt werden (vgl. [Crastan 2007, S. 398]).

Die Anfangskurzschlusswechselstromleistung bestimmt sich anschließend nach Gleichung 7.46.

---

$$S_k'' = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_k'' \quad 7.46$$

---

Die Kurzschlussströme liegen in einem zulässigen Band, wenn die Ungleichung 7.47 erfüllt ist. Die oberen und unteren Grenzen sind von den Planungsvorgaben bzw. der Kennwerten der Schaltanlagen abhängig und stellen somit freie Parameter des Modells dar.

---

$$S''_{\min, \text{sflyp}} \leq S''_{\text{knoten}, t} \leq S''_{\max, \text{sflyp}} \quad 7.47$$
$$\forall \text{knoten} \in \text{KNOTEN}; \forall t \in \text{OZ}$$

---

## 7.6 Implementierung der Grundsatzplanung

Zielfunktionen und Restriktionen stellen die funktionale Basis der Optimierungsverfahren dar. Als erster Planungsschritt wird die auf einem genetischen Algorithmus basierende Grundsatzplanung abgebildet.

### 7.6.1 Entscheidungsvariablen der Grundsatzplanung

Die Wahl der Betriebsmittel stellt den direkten Freiheitsgrad der Grundsatzplanung in dieser Arbeit dar. Prinzipiell wäre es möglich, im Rahmen der Optimierung jedes Betriebsmittel einzeln auszuwählen. Aufgrund bestehender lokaler Abhängigkeiten ist es aber sinnvoll, gültige Betriebsmittelkombinationen zusammenzufassen. Hierzu werden die Betriebsmittel zusammengefasst, welche auf der oberen Ebene der Modellhierarchie an demselben Ort (Station, Trasse) lokalisiert sind (vgl. Abbildung 7.3). Auf einer Trasse kann zum Beispiel die

Betriebsmittelkombination „Masttyp 1 und zwei Leiterseile vom Typ 2“ zulässig sein. Vor der Planung ist deshalb die Menge der örtlich zulässigen Betriebsmittelkombinationen  $ZBMK_{ort,i}$  zu spezifizieren.

Der Lösungsraum wird hierdurch nicht eingeschränkt, da auch bei Einzelauswahl nur die gültigen Kombinationen zulässig wären. Hierdurch ist es im Rahmen der Planung auch möglich, spezifische Vorgaben der Planungsaufgabe bzw. des Versorgungsgebietes im Modell abzubilden. Sind beispielsweise auf einer bestimmten Trasse keine Freileitungen zulässig, kann dies durch Einschränkung der Menge der zulässigen Betriebsmittelkombinationen auf Kombinationen, in welchen nur Kabel als zulässige Leiter vorkommen, berücksichtigt werden. Ein methodischer Vorteil der Bündelung besteht darin, dass durch diese auch der Empfehlung zur Verwendung möglichst kurzer Repräsentationen der Lösungen für die Optimierung mit evolutionären Algorithmen nachgekommen wird (vgl. [Weise 2009, S. 83]).

Die Menge der Entscheidungsvariablen der Grundsatzplanung wird bei diesem Ansatz durch die Anzahl der Trassen und Stationen bestimmt. Während der sukzessiven Konstruktion eines Netzentwurfs stehen dem Konstruktionsalgorithmus je Ort somit nur lokal zulässige Betriebsmittelkombinationen zur Verfügung. Das aus den lokal zulässigen Betriebsmittelkombinationen gebildete Netz  $ne$  muss zusätzlich allen globalen Restriktionen  $\Omega$  genügen.

---


$$ne = (b_{0,i}, \dots, b_{ort,i})$$

7.48

$$\forall b_{ort,i} \in ZBMK_{ort,i}$$


---

## 7.6.2 Verfahrensbeschreibung

Die Grundsatzplanung kann als Auswahl- und Zuordnungsproblem interpretiert werden. Aus der Menge möglicher Betriebsmitteltypen sind für vorgegeben Orte (Stationen und Trassen) diejenigen

Betriebsmittel auszuwählen, die in ihrer Gesamtheit einen Netzentwurf mit minimalen annuitätischen Netzkosten bilden. Als kombinatorisches Optimierungsproblem weist es folgende Grundstruktur auf.

---


$$P = (S, \Omega, f) \qquad 7.49$$

$$f(ne) = NK_{an_i}$$


---

Das Modell  $P$  eines kombinatorischen Optimierungsproblems besteht aus einem durch eine endliche Menge von Entscheidungsvariablen mit endlichen Wertebereichen definierten Suchraum  $S$ , einer Gruppe Restriktionen  $\Omega$  und einer Zielfunktion  $f$ .  $ne$  stellt eine zulässige Lösung aus dem Suchraum  $S$ , d.h. einen gültigen Netzentwurf dar. Die hierfür zu erfüllenden Restriktionen  $\Omega$  sind die in Kapitel 7.5 definierten Restriktionen der Netzplanung. Die in der Grundsatzplanung gültigen ortsspezifischen Betriebsmittelkombinationen  $ZBMK_{ort,i}$  müssen hierzu im Vorfeld der Optimierung festgelegt werden. Nachfolgend wird der für die Grundsatzplanung verwendete genetische Algorithmus beschrieben.<sup>87</sup> Dieser greift auf das Datenmodell sowie auf das Netzmodell zu. Neben den Standardoperatoren werden Operatoren zur Reparatur ungültiger Netzentwürfe sowie zur lokalen Suche nach Verbesserungen integriert. Tabelle 7.1 gibt einen Überblick über die einzelnen Operatoren und deren Rollen im evolutionären Prozess.

---

<sup>87</sup> Dieser orientiert sich an den Arbeiten von Maurer (2004) und da Silva (2000) (vgl. [Maurer 2004], [da Silva et al. 2000]). Da diese Verfahren nicht im Detail offengelegt sind, beziehen sich die Überdeckungen nur auf das grundsätzliche prozessuale und methodische Vorgehen. Die einzelnen Operatoren werden jeweils neu entwickelt.

Tabelle 7.1: Entwurfsmuster des genetischen Algorithmus zur Grundsatzplanung

Operator/Konzept	Beschreibung
Populationskonzept	Die Größe der Population ist frei parametrierbar. Da nur wenige Netzentwürfe technisch gültig sind, wird auch die Elterngeneration in die Umweltselektion mit einbezogen. Weiterhin wird eine lokale Suche auf die Kinderpopulation angewandt, weshalb sich die Gesamtpopulation je Iterationsschritt aus einer Eltern- und zwei Kinderpopulationen zusammensetzt.
Mutationsrolle 1	(klassische Mutation) Der Standard-Mutationsoperator stellt verfahrenstypisch einen Hintergrundoperator dar, mit der Aufgabe, alle Punkte des Suchraums erreichbar zu machen. Parametrierbar sind die Anzahl der mutierenden Gene sowie die Wahrscheinlichkeit der Mutation. Um ungültige Individuen zu vermeiden, werden ausschließlich lokal zulässige Genausprägungen zugelassen. Da weitere Mutationsoperatoren angewandt werden, wird der Einfluss dieses Operators und damit dessen erkundende Wirkung klein gehalten.
Mutationsrolle 2	(Reparatur) Da nur ein kleiner Teil der gefundenen Lösungen gültig ist, dient ein Reparaturalgorithmus zur Überführung der ungültigen Lösungen in den gültigen Lösungsraum. Bei der Überführung sollen wahrscheinlich günstige Lösungen gewählt werden. Zur Erkundung des Suchraums soll dabei eine zufallsgewichtete Auswahl getroffen werden. Der Operator übernimmt damit sowohl erkundende als auch ausnutzende Funktionen.
Mutationsrolle 3	(Lokale Suche) Aufgrund problemspezifischen Wissens können Regeln für lokale Optimierungen gefunden und ausgenutzt werden. Dieser Operator bedient damit ebenfalls die Ausnutzung und die Entdeckung.
Umweltselektion	Die Umweltselektion erfolgt streng elitär. Hierdurch bleiben einmal gefundene gute Lösungen dauerhaft in der Population. Zur Aufrechterhaltung der Diversität in der Population wird eine Straffunktion implementiert, welche identische Strukturen bestraft.
Paarungsselektion	Die Auswahl der Eltern erfolgt mit dem Standardoperator einer rekombinierenden wahrscheinlichkeitsgewichteten Auswahl.
Rekombination	Die Rekombination erfolgt auf Basis eines n-Punkt-Cross-Over. Dabei wird problemspezifisches Wissen ausgenutzt indem Gengruppen ausgetauscht werden, die im Phänotyp geografisch zusammenhängende Strukturen repräsentieren. Als stochastisches Element werden die Koordinaten der rekombinierten Gebiete sowie die Größe der rekombinierten Bereiche zufällig bestimmt. Der Operator soll rein rekombinierend arbeiten, da die Exploration des Suchraums bereits durch die Mutationsoperatoren übernommen wird.

Die genetische Kodierung erfolgt über ganzzahlige Variablen. Jede ganzzahlige Ausprägung repräsentiert eine lokal, d.h. je Trasse (Kante) oder Station (Knoten) zulässige Betriebsmittelkombination (vgl. [Weise 2009, S. 61f]). Je nach Verfahrensschritt werden in der Grundsatzplanung minimale Änderungen des Zielfunktionsbeitrags einzelner Teillösungen (z.B. bei der lokalen Suche) oder der elektrischen Eigenschaften (z.B. bei der Reparatur durch Verstärkung einer Trasse) des Phänotyps angestrebt. Das Problem, beide Eigenschaften in der Kodierung zu berücksichtigen, kann umgangen werden, wenn die benötigten Informationen zusätzlich zur Kodierung vorgehalten werden.

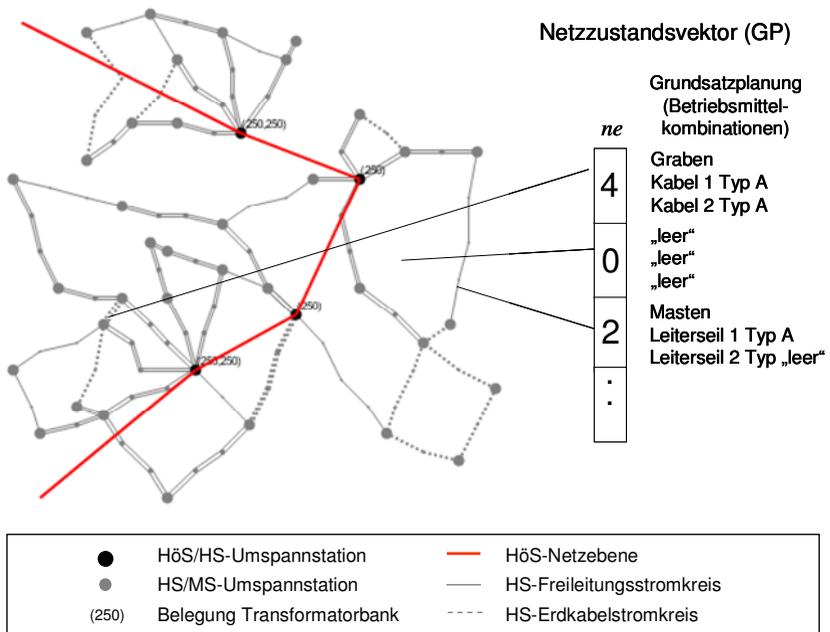


Abbildung 7.7: Numerische Kodierung der Merkmale des Phänotyps im Genotyp  
(Quelle: eigene Darstellung)

Beispielsweise werden die auf einer Trasse zulässigen Betriebsmittelkombinationen nach ihrer Übertragungskapazität geordnet. Aufgrund dieser Sortierung ist es möglich, über den Genotyp gezielt minimale Änderungen bezüglich dieser Eigenschaft im Phänotyp hervorzurufen. Der schematische Ablauf des entworfenen genetischen Algorithmus ist in Abbildung 7.8 dargestellt.

Für die Initialisierung (G.1) wird eine Elterngeneration zufälliger Netzentwürfe erstellt. In diesem Zusammenhang besteht gleichzeitig die Möglichkeit, vorgegebene Startnetze, beispielsweise das bestehende Netz, in die erste Elternpopulation aufzunehmen. Innerhalb der Initialisierungsroutine wird der Reparaturalgorithmus (Mutationsoperator G.6.) solange auf jeden Netzentwurf wiederholt angewandt, bis ein gültiger Netzentwurf vorliegt oder der Entwurf nach einer definierten Anzahl an Reparaturversuchen als ungültig verworfen wird. Die Bewertung (G.2) und Umweltselektion der Individuen erfolgt auf Grundlage der in Kapitel 7.4.3 beschriebenen Zielfunktion der Grundsatzplanung. Hierzu werden alle in der Population durch ihren Genotyp repräsentierten Individuen in ihren Phänotyp überführt und die Zielfunktion auf Basis des Mengen- und Kostengerüsts des Netzentwurfs berechnet. In die Berechnung der Aufwendungen für Netzverluste fließen die Ergebnisse der Lastflussberechnung ein. Zur Verhinderung der Dominanz einzelner Lösungen wird eine Straffunktion in die Bewertung integriert, welche häufig auftretende ähnliche Netzstrukturen mit Aufschlägen belegt. Hierfür wird das Prinzip des *sharing* verwendet (vgl. Kapitel 6.4.1). In die *sharing*-Funktion fließen sowohl die *Hamming*-Distanzen zwischen je zwei Individuen als auch die Häufigkeit der identischen Ausprägung eines Gens in der gesamten Population ein. Die Paarungsselektion (G.3.) erfolgt nach dem *Roulette-Wheel*-Verfahren, bei welchem die Auswahlwahrscheinlichkeit eines Replikators (Individuums) von dessen Fitnesswert abhängt. Hierdurch wird Selektionsdruck ausgeübt und gleichzeitig die Diversität der Population gefördert, da jedes Individuum die Chance hat, seine Merkmale weiterzuerben.

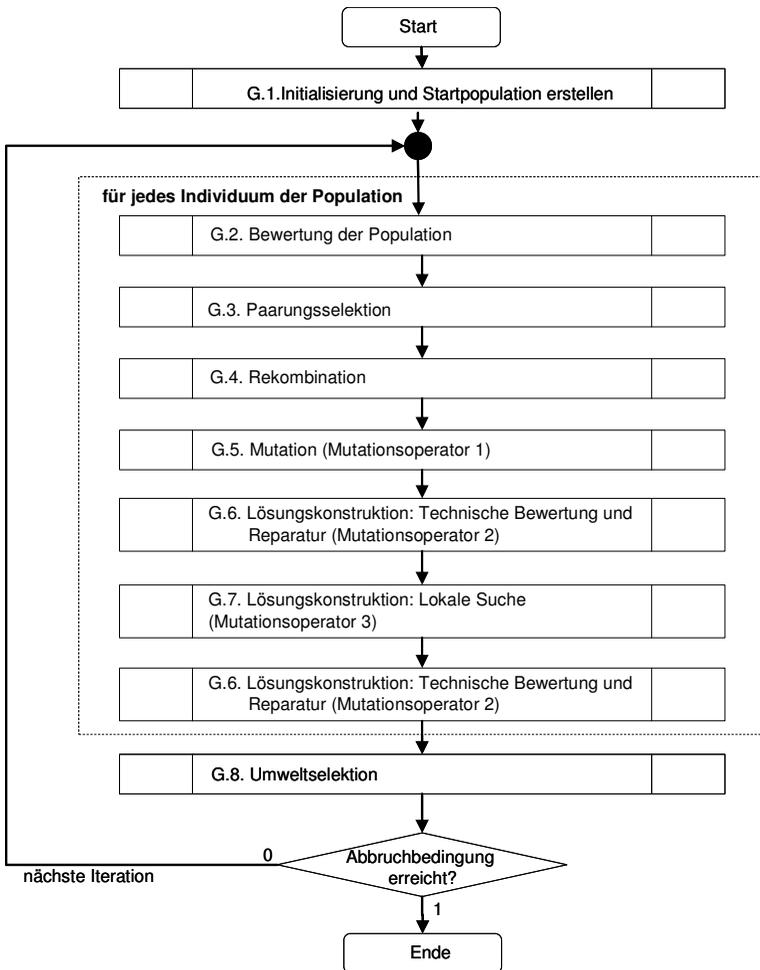


Abbildung 7.8: Prozessschaubild des genetischen Algorithmus (Quelle: eigene Darstellung)

Für die Rekombination (G.4.) kommt ein *n-Punkt-crossover* unter Einbeziehung problemspezifischen Wissens zur Anwendung. Obwohl ein Netz nur in seiner Gesamtheit technisch zu bewerten ist,

nimmt der Einfluss geografisch ferner Strukturen auf die elektrischen Eigenschaften einer örtlichen Struktur ab. Auch strukturelle lokale Eigenschaften sind weitgehend unabhängig von Strukturen an geografisch entfernten Orten. Ein extremes Beispiel stellen hier galvanisch getrennte Teilnetzgebiete dar.

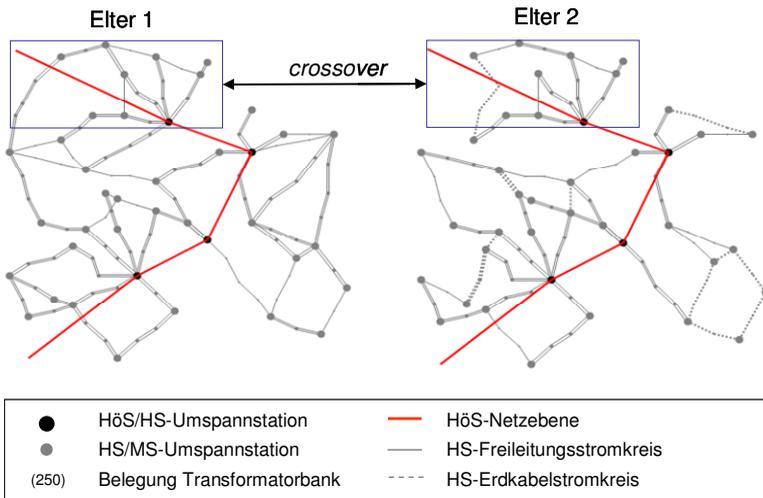


Abbildung 7.9: Prinzip der Rekombination geografisch zusammenhängender Bereiche durch n-Punkt-crossover  
(Quelle: eigene Darstellung)

Die lokale Teillösung (abgetrenntes Netz) ist mit hoher Wahrscheinlichkeit auch in anderen Netzentwürfen gültig. Die genetische Kodierung erlaubt es, diese Eigenschaften für das *crossover* auszunutzen, indem örtlich zusammenhängende Teilkonstrukte miteinander kombiniert werden (vgl. Abbildung 7.9). Der Operator arbeitet dabei rein kombinierend, d.h. es werden nur die Merkmale verwendet, die bereits in den Eltern angelegt sind. Hierdurch wird die Ausnutzung bestehender Informationen betont und die Exploration verhindert. Die Variante wurde gewählt, weil es aufgrund des sehr eingeschränkten Lösungsraums nicht sinnvoll ist,

gültige Gengruppen zu verändern und die Exploration bereits in sehr starken Maße durch die Reparaturalgorithmen (Mutationsoperator 2) übernommen wird.

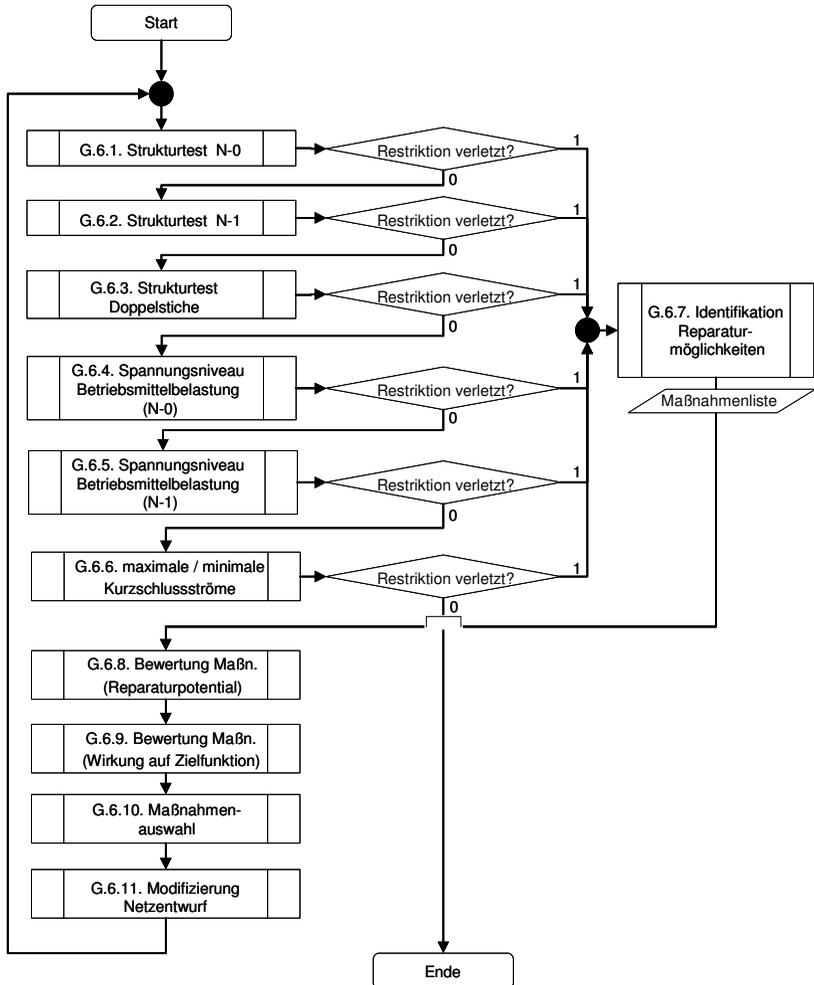


Abbildung 7.10: Prozessdarstellung des Algorithmus zur technischen Bewertung und Reparatur (G.6.)  
(Quelle: eigene Darstellung)

Nach der Rekombination werden im Prozessschritt G.4. Mutationen in einzelnen Genen durchgeführt, wobei aufgrund der Existenz weiterer Mutationsoperatoren nur punktuelle Veränderungen vorgenommen werden. Da viele der durch Rekombination und Mutation entstandenen Kinder technisch ungültig sind, wird über den Reparaturalgorithmus (G.6) der Versuch unternommen, diese in den gültigen Lösungsraum zu überführen (vgl. Abbildung 7.10). Der Reparaturalgorithmus besteht aus einem mehrstufigen iterativen Verfahren. Für jedes Individuum, d.h. jeden Netzentwurf, werden alle Restriktionen mit den in vorangegangenen Kapiteln beschriebenen Verfahren schrittweise überprüft und bei Verletzung einer Restriktion eine definierbare maximale Anzahl Reparaturversuche unternommen. Zur Reparatur bei Verletzungen struktureller Restriktionen werden die Ergebnisse der rekursiven Prüfroutinen verwendet. Zum Beispiel werden bei Verletzung des strukturellen ( $n-0$ ) bzw. ( $n-1$ )-Kriteriums (Netzzusammenhang) alle nicht verwendeten Kanten im Netzgraph identifiziert, deren Start- und Endknoten in verschiedenen Zusammenhangsbäumen liegen. Ein Zubau von Betriebsmitteln auf den identifizierten Kanten stellt eine potentielle Reparaturmöglichkeit dar (vgl. Abbildung 7.11). Um in Bezug auf die Zielgröße tendenziell günstige Maßnahmen durchzuführen, werden die annuitätischen Kosten der Einzelmaßnahmen bewertet und zur Beibehaltung einer stochastischen Komponente im Optimierungsprozess zufallsgewichtet ausgewählt. Auch die Reparatur elektrischer Restriktionsverletzungen erfolgt in einem äquivalenten Prozess. In diesem werden mögliche Reparaturmaßnahmen in Abhängigkeit von der verletzten Nebenbedingung ermittelt.

Werden beispielsweise in einem Knoten das Mindestniveau der Spannung oder der zur Auslösung von automatischen Schaltungen notwendige minimale Kurzschlussstrom unterschritten, wird dieser Knoten stärker in das Netz eingebunden. Dies geschieht durch die Erhöhung der Vermaschung um den Knoten oder durch Stärkung der Kapazitäten der an diesem Knoten anliegenden Leitungen. Ähnliche Möglichkeiten bestehen bei der Überschreitung der

Belastung einzelner Betriebsmittel (Leiter, Transformatoren). Die übertragbare Kapazität kann hier durch Verwendung größer dimensionierter oder durch Zubau weiterer Betriebsmittel (zusätzlicher Transformatoren oder Leitersysteme) erhöht werden. Alternativ besteht die Möglichkeit, die Lastflüsse in den an der betroffenen Leitung anliegenden Knoten zu beeinflussen, indem die Einbindung der Knoten in das Netz erhöht oder verringert wird.

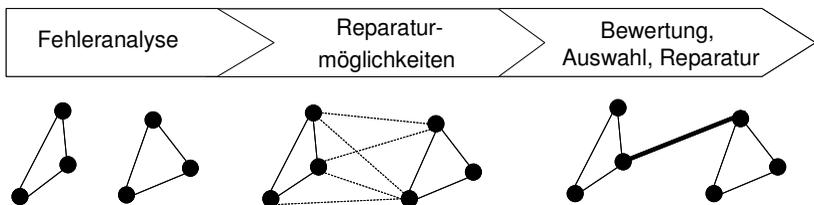


Abbildung 7.11: Beispiel für die Reparatur des Netzentwurfs bei Verletzung einer strukturellen Restriktion (Netzzusammenhang)  
(Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an [Maurer 2004])

Für jede überprüfte Restriktion werden in einem ersten Schritt alle Orte erfasst, an denen diese verletzt ist. Die Reparatur erfolgt tendenziell dort, wo die Verletzungen am stärksten ausgeprägt sind. Da jede Reparatur die Eigenschaften des Netzes verändert, muss der Algorithmus nach jeder Reparatur neu gestartet werden. Die Reparatur wird abgebrochen, wenn alle Restriktionsverletzungen beseitigt, die maximale Anzahl an Versuchen überschritten wurde oder keine Reparaturmöglichkeiten mehr vorhanden sind. In den letzteren beiden Fällen wird das Individuum als ungültig verworfen. Nach der Reparatur aller Netzentwürfe liegt eine Kinderpopulation vor, deren Individuen im Raum der zulässigen Lösungen liegen. Auf diese Teilpopulation wird ein weiterer Mutationsoperator 3 zur Suche nach lokalen Verbesserungen angewandt und hierdurch eine zweite Kindergeneration erzeugt. Die verwendeten Suchmuster

bestehen aus den zufällig ausgewählten Alternativen (vgl. [Maurer 2004]):

- Streichung einer langen Trasse,
- Streichung einer wenig belasteten Trasse oder
- Herstellung einer konsistenten Betriebsmittelwahl.

Die Herstellung einer konsistenten Betriebsmittelwahl basiert auf der Eigenschaft des Netzes, dass die Strombelastung an einem beliebigen Punkt zwischen zwei Knoten nicht größer sein kann als das Maximum der Belastung an zwei beliebigen Punkten recht und links von diesem (vgl. [Flosdorff 2008, S. 67]). Das bedeutet, dass ein Betriebsmittel in der Mitte eines Strangs ohne Einspeisungen niemals höher dimensioniert werden muss, als das größer dimensionierte seiner rechten und linken Nachbarn. Zur Umsetzung dieser Anpassungen in der Netzstruktur kommen wieder auf dem Prinzip der Rekursion basierende Graphenalgorithmus zur Anwendung. Auch die aus der lokalen Suche resultierenden Kindergeneration 2 enthält ungültige Lösungen, weshalb auf diese Teilpopulation erneut der Reparaturalgorithmus (G.6.) angewandt wird. Am Ende eines Generationsschrittes liegt eine Population bestehend aus einer Eltern und zwei Kindergenerationen vor.

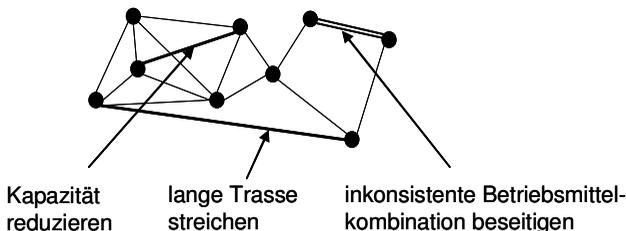


Abbildung 7.12: Alternative Instrumente der lokalen Suche  
(Quelle: eigene Darstellung (vgl. auch [Maurer 2004]))

Für die Umweltselektion (G.7) wird eine sogenannte Plus-Selektion verwendet, welche sowohl die Eltern- als auch die Kindergenerationen in die Auswahl einbezieht (vgl. [Weicker 2007, S. 70]). Die Auswahl selbst erfolgt streng elitär. Durch dieses Vorgehen wird garantiert, dass die besten Lösungen in der Population erhalten bleiben und es nicht zu sonst möglichen Verschlechterungen kommen kann.

### 7.6.3 Parametrierung und Untersuchungen zu Funktion und Aufwand

#### 7.6.3.1 Verfahrensparameter

Für die Parametrierung heuristischer Verfahren existieren keine universell anwendbaren Regeln. Vorhandene Untersuchungsergebnisse sind problemspezifisch und nicht allgemein übertragbar (vgl. Kapitel 0). Aus diesem Grund wird eine experimentelle Bestimmung der Parameter vorgenommen.<sup>88</sup> Aufgrund der großen Anzahl an Verfahrensparameter sowie deren Kombinationsmöglichkeiten ist eine umfassende Bestimmung jedoch sehr aufwendig. Da die hier vorliegende Arbeit den Fokus auf die generelle Methodik und nicht die Verbesserung der Leistungsfähigkeit der Optimierungsalgorithmen legt, werden diesbezügliche Untersuchungen auf ausgewählte Parameter beschränkt. Für den im Rahmen der Grundsatzplanung zur Anwendung kommenden genetischen Algorithmus stellen Populationsgröße und Anzahl der Iterationen die wesentlichen, die Leistungsfähigkeit und Berechnungsaufwand bestimmenden Verfahrensparameter dar. Für beide Parameter steigt der Berechnungsaufwand linear mit deren Anzahl. Zur Ermittlung der Parametereinstellungen wurden jeweils 50 Optimierungsläufe mit

---

<sup>88</sup> Zur Gewinnung von Erkenntnissen über Funktionsweise und Leistung von Algorithmen wird eine Mindestanzahl von 20 bis 30 Optimierungsläufen empfohlen (vgl. [Yu 2010, S. 106]).

Populationsgrößen von 50, 100, 200, 300 Individuen sowie einer maximalen Iterationszahl von 200 durchgeführt.

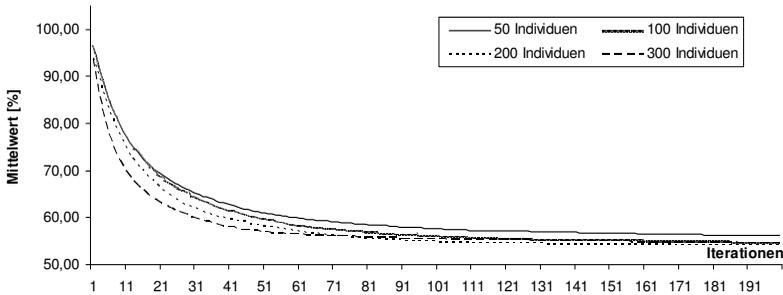


Abbildung 7.13: Mittelwerte der normierten Zielfunktionswerte der Lösungen in der Grundsatzplanung in Abhängigkeit von Populationsgröße und Anzahl der Iterationen (Quelle: eigene Darstellung)

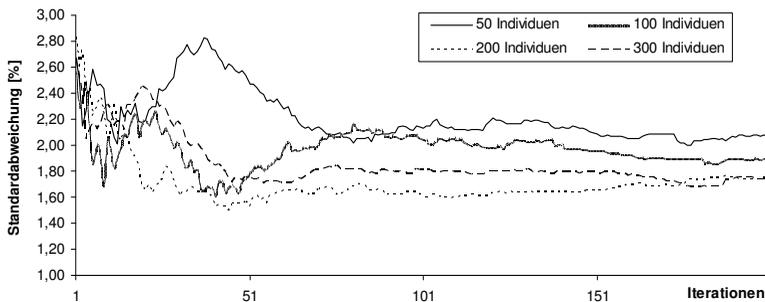


Abbildung 7.14: Standardabweichungen der normierten Zielfunktionswerte der Lösungen in der Grundsatzplanung in Abhängigkeit von Populationsgröße und Anzahl der Iterationen (Quelle: eigene Darstellung)

Es zeigt sich, dass die Anzahl der Individuen signifikanten Einfluss auf die für Lösungsgüte (Mittelwert, Standardabweichung) hat, wobei ab ca. 200 Individuen nur noch geringfügige Verbesserungen erzielt werden. Für alle Populationsgrößen ist weiterhin zu beobachten, dass ab ca. 150 Iterationen nur noch marginale

Verbesserungen erreicht werden, wobei diese aber in Einzelfällen in signifikanter Höhe auftreten können. Für Probleminstanzen der hier betrachteten Größe werden bei 200 Individuen und ab 200 Iterationen regelmäßig gute Lösungen gefunden, weshalb diese Parameterkombination zu einem guten Verhältnis von Berechnungsaufwand und Lösungsgüte führt und daher ausgewählt wird. Darüber hinaus wurden in zusätzlichen Testläufen weitere Parameterausprägungen ermittelt (vgl. Tabelle 7.2).

Tabelle 7.2: Parametrierung des genetischen Algorithmus

<b>Parameter</b>	<b>Ausprägung</b>
<u>Anzahl Individuen</u>	200
<u>Anzahl Iterationen</u>	200
<u>Mutation</u>	2 Gene je Individuum mit Einzelmutationswahrscheinlichkeit 60%
<u>Strafffunktion Ähnlichkeit</u>	maximaler Straffaktor 15-fach
<u>lokale Suche</u>	Wahrscheinlichkeit für Auswahl der Suchalternative (Länge, Belastung, Konsistenz) jeweils 33,3%

### 7.6.3.2 Ausbildung spezifischer Ergebnisse

Ziel der Grundsatzplanung ist der Entwurf von Zielnetzen, welche auf die individuellen Planungsprämissen des jeweiligen Netzbetreibers abgestimmt sind. Abbildung 7.15 zeigt die Ergebnisse aus drei Szenariorechnungen, in denen zur Funktionsprüfung die Randbedingungen auf solche Werte eingestellt wurden, bei denen spezifische Netzstrukturen zu erwarten sind. Der Algorithmus entwickelte jeweils erwartungskonforme Zielnetze.

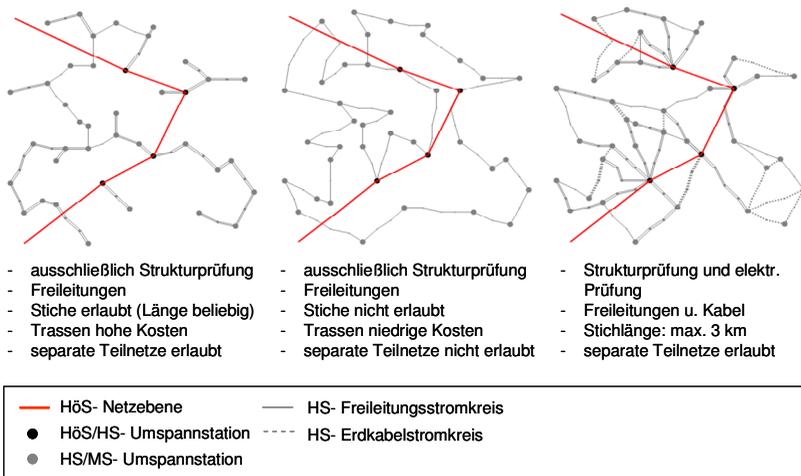


Abbildung 7.15: Ausprägung spezifischer Netzstrukturen in Abhängigkeit von den Planungsprämissen  
(Quelle: eigene Darstellung)

### 7.6.3.3 Aufwand und Modellgröße

Die Größe des zu lösenden ganzzahligen Optimierungsmodells hängt von der Anzahl der Orte (Trassen, Stationen) ab, für welche Betriebsmittel ausgewählt werden müssen. Für die hier gezeigte Planungsaufgabe umfasst das mathematische Modell in der Grundsatzplanung ca. 100 ganzzahlige Variablen. Weiterhin hängt der Aufwand von den zu überprüfenden Randbedingungen ab. Insbesondere die  $(n-1)$ -Überprüfungen erhöhen den Aufwand dabei erheblich. Bei Verwendung von 200 Individuen und Abbruch der Optimierung nach 200 Iterationen beträgt die Rechenzeit auf einem IBM kompatiblen PC (2,0 GHz, 3 GB RAM) ca. eine Stunde.<sup>89</sup>

<sup>89</sup> Der hier vorgestellte Modellprototyp wurde mit Hinblick auf die Abbildung der funktionalen Zusammenhänge sowie mit dem Ziel einer hohen Flexibilität bezüglich abzubil-

## 7.7 Implementierung der Ausbauplanung

### 7.7.1 Entscheidungsvariablen der Ausbauplanung

Der Schwerpunkt bei Überführung eines Problems in eine für Ameisenalgorithmen adäquate Form besteht in der Definition und Interpretation der Lösungskomponenten (Entscheidungsvariablen) und des Pheromonmodells. Während bei Wegproblemen die Analogiebildung zum natürlichen Vorbild einfach ist, ist dies für andere Probleme weniger intuitiv möglich (vgl. [Dorigo et al. 2009, S. 15]).

#### 7.7.1.1 Festlegung der Entscheidungsvariablen

Eine allgemeine Zusammenfassung von Einzelinvestitionen wie in der Grundsatzplanung ist in der Ausbauplanung nicht sinnvoll, da zum Beispiel die Verstärkung einer Trasse durch zusätzliche Verlegung eines Stromkreises auf einer bereits bestehenden Mast-Leiteseil-Kombination erfolgen und eine Entscheidung demnach betriebsmittelspezifisch sein kann.

Die in der Ausbauplanung zu berücksichtigenden (Des-)Investitionsmaßnahmen werden durch Differenzvergleich zwischen dem Ist- und einem oder mehreren Zielnetzen ermittelt. Unterscheiden sich die je Ort verwendeten Betriebsmittel zwischen Ist- und Zielnetz, liegt eine Erweiterungs- oder Umstrukturierungsinvestition vor. Sind die Betriebsmittel identisch, besteht die Möglichkeit bzw. in einer Anzahl von Fällen auch die Notwendigkeit, innerhalb des Optimierungszeitraums eine Ersatzinvestition vorzunehmen. Ökonomisch relevante Freiheitsgrade der Ausbauplanung bestehen demnach sowohl bei Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen als auch bei den

---

dender Restriktionen, Zielfunktionen sowie sonstigen Planungsanforderungen entwickelt und ist deshalb nicht geschwindigkeitsoptimiert.

Ersatzinvestitionen, weshalb grundsätzlich alle Investitionsmaßnahmen in den Entscheidungsvariablen repräsentiert werden müssen. In der Ausbauplanung ist zu entscheiden, wann der Betriebsmitteltyp des Zielnetzes den Betriebsmitteltyp des Startnetzes ersetzt. Sind diese identisch, handelt es sich um eine Ersatzinvestition.

Wird von der Prämisse ausgegangen, dass ein mehrfacher Zu- und Rückbau eines Betriebsmittels innerhalb des Optimierungszeitraums ökonomisch nicht sinnvoll ist, können die Betriebsmittelzustände  $ne_{AP_t}$  für alle Jahre durch Angabe von 2 Zeitpunkten beschrieben werden. Der erste Zeitpunkt  $t_{SNBJ_{bm}}$  beschreibt den Zeitpunkt, an dem das Betriebsmittel des Ist-Netzes innerhalb des Optimierungszeitraums eventuell noch einmal erneuert werden muss, bevor das Betriebsmittel des Zielnetzes zu einem nachgelagerten Zeitpunkt  $t_{ZNBj_{bm}}$  errichtet wird. Diese Notwendigkeit kann beispielsweise für eine Umstrukturierungsinvestition bestehen, bei welcher die Errichtung des Zielnetzbetriebsmittels in ein Jahr fällt, das nach dem Jahr der maximalen Nutzungsdauer des Betriebsmittels des Startnetzes liegt. Letzteres Jahr ergibt sich aus Kenntnis des Baujahres des Betriebsmittels des Startnetzes sowie der betriebsmitteltypspezifischen maximalen technischen Nutzungsdauer. In diesem Fall erfolgt innerhalb des Optimierungszeitraums sowohl die Erneuerung des Ist-Netz-Betriebsmittels als auch der nachgelagerte Umbau auf das Zielnetzbetriebsmittel. Dabei können durch diese beiden Zeitpunkte alle möglichen Konstellationen abgebildet werden. Handelt es sich beispielsweise um eine reine Ersatzinvestition, ist nur der Zeitpunkt dieser  $t_{SNBJ_{bm}}$  für die vollständige Beschreibung aller Zustände im Optimierungszeitraum notwendig. Löst eine Umstrukturierungsinvestition einen bestehenden Betriebsmitteltyp ab, ohne dass letzterer noch einmal erneuert werden muss, reicht die Angabe des Errichtungszeitpunkts des Zielnetzbetriebsmittels  $t_{ZNBj_{bm}}$  aus. Durch Einführung eines „leeren“ Betriebsmitteltyps können in dieser Logik auch reine Zubauten oder der vollständige

Rückbau eines Betriebsmittels abgebildet werden. Im Falle eines Rückbaus besteht das zum Zeitpunkt  $t_{ZNBj_{bm}}$  „errichtete“ Zielnetzbetriebsmittel dann aus dem „leeren“ Betriebsmittel.

Für die Optimierung der Ausbauplanung sind demnach für jedes Betriebsmittel Entscheidungen  $x_{bm}$  zu treffen, die jeweils aus den Teilentscheidungen  $t_{SN1BJ_{bm}}$  und  $t_{ZNBj_{bm}}$  bestehen. Die möglichen Ausprägungen von  $t_{SN1BJ_{bm}}$  und  $t_{ZNBj_{bm}}$  umfassen alle Jahre des Optimierungszeitraums zuzüglich einer Angabe, die eine Nicht-Entscheidung repräsentiert.

Ein Ausbauplan und damit die Netzstrukturen in allen Jahren des Optimierungszeitraums werden durch die Zuordnung der Entscheidungsjahre bei Kenntnis der Betriebsmittel und Strukturen des Startnetzes in *SJOZ-1* sowie aller verwendeten Zielnetze vollständig beschrieben.

---


$$ap = (x_1, \dots, x_{|BM|}); \quad x_{bm} = (t_{SN1BJ_{bm}}, t_{ZNBj_{bm}}) \quad 7.50$$

$$ne_{AP_i} = f(ap)$$

$$t_{SN1BJ_{bm}}, t_{ZNBj_{bm}} \in OZ_{plus1}$$


---

### 7.7.1.2 Klassifikation von (Des-)Investitionsmaßnahmen und Abbildung bestehender Abhängigkeiten

Auch in der Ausbauplanung bestehen zwischen einzelnen Betriebsmitteln Abhängigkeiten, durch welche Freiheitsgrade eingeschränkt werden. Da hier keine universellen Regeln existieren, kann eine Bündelung von Betriebsmitteln bzw. Maßnahmen im Gegensatz zur Grundsatzplanung nicht bereits im Zuge der Festlegung der Entscheidungsvariablen erfolgen.

Zur Abbildung möglicher Zusammenfassungen und bestehender Abhängigkeiten wird deshalb zusätzlich zu den Entscheidungsvariablen eine Menge von logischen Regeln definiert, die die Abhängigkeiten beschreiben (Regelsystem). Abhängigkeiten

können a priori, z.B. durch sinnvolle Zusammenfassung einzelner Maßnahmen festgelegt werden oder sich aufgrund sachlogischer Zusammenhänge erst während der Optimierung ergeben. Beispielsweise können größere Erweiterungsinvestitionen vor dem Start der Optimierung zu Planungsprojekten zusammengefasst werden (vgl. [von Sengbusch 2002, S. 14f]).

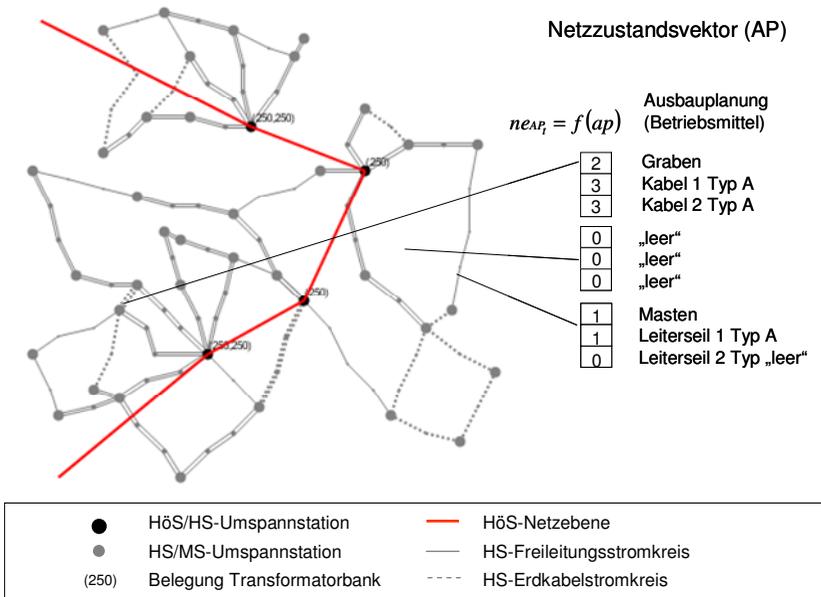


Abbildung 7.16: Kodierung eines Netzzustandes in der Ausbauplanung  
(Quelle: eigene Darstellung)

Ein mögliches Planungsprojekt besteht zum Beispiel in der Errichtung einer Trasse und setzt sich aus den Einzelinvestitionen in die Masten und Leiterseile zusammen. Zustandsbedingte Abhängigkeiten können hingegen erst während der Konstruktion eines Ausbauplanes bestimmt werden. Die zustandsbedingten Abhängigkeiten werden innerhalb des Modellansatzes in

ortsbezogene und technikbezogene Abhängigkeiten unterteilt. Ortsbezogene Abhängigkeiten bestehen zwischen Betriebsmitteln, die exakt an den gleichen Orten verwendet werden. Das Ausheben eines Grabens auf einer Trasse, auf welcher bisher Freileitungsmaste standen, ist erst nach Rückbau dieser Maste möglich. Die Entscheidung zum Bau des Grabensystems auf der Trasse steht deshalb in einer durch den Ort bedingten Abhängigkeit zur Entscheidung zum Rückbau der Freileitungsmaste. Technikbezogene Abhängigkeiten bestehen zwischen Betriebsmitteln, die sich unmittelbar technisch bedingen. Zum Beispiel folgt aus dem Zubau eines Leiterseils auf einer bisher nicht benutzten Trasse unmittelbar die Notwendigkeit für den Zubau von Schaltfeldern in den anliegenden Stationen sowie der Errichtung von Masten zur Aufnahme der Leiterseile.

Darüber hinaus können Maßnahmen nach ihrer Wirkung auf die elektrischen Eigenschaften des Netzes differenziert werden. (Des-)Investitionsmaßnahmen, die den Lastfluss beeinflussen, werden in dieser Arbeit nachfolgend als „lastflussrelevante Maßnahmen“ bezeichnet. Jedes mal, wenn bei Änderung einer Lösung Entscheidungen angepasst werden, welche solche Investitionsmaßnahmen betreffen, ist eine erneute Überprüfung der elektrischen und strukturellen Restriktionen notwendig. Alle übrigen Investitionen bilden eine Klasse von Investitionen, welche keine erneute Überprüfung der strukturellen und elektrischen Restriktionen erfordern. Hierzu zählen Ersatzinvestitionen oder Investitionen, welche elektrisch oder für die globalen Netzstrukturen nicht relevante Komponenten betreffen (z.B. Masten). Alle lastflussverändernden Maßnahmen werden in dieser Arbeit als unabhängige Maßnahmen definiert.<sup>90</sup>

---

<sup>90</sup> Dies ist keine Voraussetzung für die Funktionsfähigkeit des Verfahrens, sondern erfolgt aufgrund der algorithmisch einfacheren (kürzeren) Implementierung.

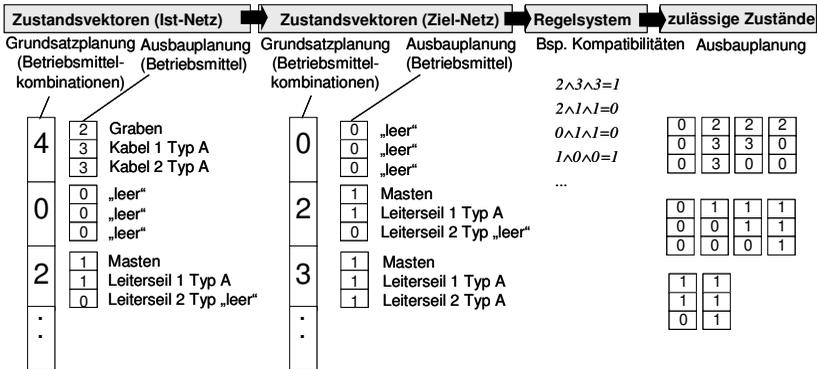


Abbildung 7.17: Beispiel für die Ableitung zulässiger Netzzustände in der Ausbauplanung (Quelle: eigene Darstellung)

Ein Vorteil der Trennung von Entscheidungsvariablen und Regelsystem besteht darin, dass die die Abhängigkeiten beschreibenden Regeln weitgehend individuell für ein Unternehmen oder eine Planungsaufgabe konfiguriert werden können, ohne das System und die Kodierung der Entscheidungsvariablen ändern zu müssen. Einzige Anforderung ist, dass es Regeln sind, welche die Freiheitsgrade ausgehend von den unabhängigen Maßnahmen für die abhängigen Maßnahmen in deterministischer Weise einschränken. Zum Beispiel könnte hierdurch die in einigen Unternehmen geübte Praxis abgebildet werden, bei Austausch von Masten auch die Leiterseile zu erneuern, auch wenn diese noch nicht das Ende ihrer technischen Nutzungsdauer erreicht haben.

## 7.7.2 Verfahrensbeschreibung

### 7.7.2.1 Überblick

Auch die Ausbauplanung kann als kombinatorisches Zuordnungsproblem (*assignment problem*) interpretiert werden.

---


$$P = (S, \Omega, f) \quad 7.51$$


---

Jede der durch die einzelnen Entscheidungsvariablen repräsentierten Entscheidungen muss einem Jahr des Optimierungszeitraums (bzw. der „Nicht-Entscheidung“) zugeordnet werden.<sup>91</sup> Die alternativen Zielfunktionen  $f$  der Ausbauplanung ergeben sich entsprechend der im konzeptionellen Teil erläuterten Zielgrößen:

---


$$f_1(ap) = KW_{passiv} \quad 7.52$$

$$f_2(ap) = BW_{Auszahlungen\_passiv} \quad 7.53$$

$$f_3(ap) = IE(KW_{passiv}) \quad 7.54$$

$$f_4(ap) = E(KW_{adjustiert}) \quad 7.55$$


---

Im Unterschied zur Optimierung der Grundsatzplanung müssen die Restriktionen  $\Omega_t$  in allen Jahren des Optimierungszeitraums (OZ) eingehalten werden. Der Algorithmus zur Optimierung der Ausbauplanung orientiert sich an den Prozessschritten der ACO-Metaheuristik sowie dem von Paulun (2007) vorgeschlagenen Verfahren, wobei Algorithmen und Operatoren neu entwickelt werden. Zum einen gilt auch in der Ausbauplanung, dass ein Großteil der konstruierten Lösungen technische Randbedingungen verletzt und deshalb auch hier Reparaturalgorithmen zum Einsatz kommen. Zum anderen müssen die verschiedenen Abhängigkeiten zwischen den Projekten bei der Entscheidungsfindung

---

<sup>91</sup> Das Nichtdurchführen von Projekten wird durch Zuordnung einer außerhalb des betrachteten Optimierungszeitraums liegenden Jahresangabe repräsentiert.

berücksichtigt werden. Die verwendeten Operatoren sowie deren Rollen sind in Tabelle 7.3 dargestellt.

Tabelle 7.3: Entwurfsmuster des Ameisenalgorithmus für die Ausbauplanung

Populationskonzept	Die Größe der Population ist frei parametrierbar.
Initialisierung	Die Initialisierung erfolgt durch Belegung des Pheromonmodells mit dem Initialisierungswert $\tau_0$ .
Mutationsrolle 1 (Konstruktionsphase)	Im ersten Schritt der Konstruktionsphase wird in einem zweistufigen Prozess ein technisch zulässiger Ausbaupfad erzeugt. Die initiale Konstruktion erfolgt ausschließlich auf Grundlage des Pheromonmodells. Die anschließende Reparatur orientiert sich an den Ergebnissen der Fehleranalysen und ermittelt hieraus myopische Regeln auf Grundlage derer in Verbindungen mit dem Pheromonmodell Reparaturmaßnahmen ausgewählt werden. Betrachtet werden nur die Entscheidungen, die für das Netz struktur- und lastflussrelevant sind. Mit einer geringen Wahrscheinlichkeit wird eine <i>pseudo-random-proportional-rule</i> angewandt.
Mutationsrolle 2 (Konstruktionsphase)	Im zweiten Schritt der Konstruktionsphase werden die verbleibenden Entscheidungen getroffen. Hierzu werden die Lösungsräume für die abhängigen Entscheidungen eingeschränkt sowie Informationen über deren zulässige und günstige Wertebereiche für die myopische Regel ermittelt. Die heuristische Regel übernimmt in diesem Zusammenhang die Funktionen der lokalen Suche und wird deshalb mit einer hohen Gewichtung versehen. Mit einer geringen Wahrscheinlichkeit wird eine <i>pseudo-random-proportional-rule</i> angewandt.
Selektion	Die Selektion wird rangbasiert durchgeführt. Grundlage ist <i>Ant Cycle</i> , d.h. die Selektion erfolgt nach Konstruktion der vollständigen Population. Zur Vermeidung von Lösungsverschlechterungen wird eine Anzahl global bester Lösungen in jeder Iteration übernommen (hierdurch Gefahr der Dominanz).
Aktualisierung	Da sich die Zielfunktionswerte der Lösungen im Optimierungsverlauf sehr stark annähern, werden die Fitnesswerte zur Aufrechterhaltung des Selektionsdrucks linear skaliert. Die Rolle des Verwitterungsfaktors $\rho$ ist die Förderung der Exploration und Anpassung des kollektiven Erfahrungswissens an aktuelle Erfahrungen durch Vergessen. Zur Vermeidung der Dominanz einzelner Lösungen wird zusätzlich ein Reversionskoeffizient $\phi$ , welcher eine Drift in Richtung der Anfangsbelegung $\tau_0$ des Pheromonmodells erzeugt, integriert.

Die Lösungsrepräsentation im Pheromonmodell umfasst den gesamten Wertebereich der Entscheidungsvariablen. Dieser wird durch die Jahre des Optimierungszeitraums zuzüglich einer Angabe

zur Möglichkeit der Nicht-Umsetzung einer Entscheidung aufgespannt. Demnach wird das Modell durch eine Matrix der Größe  $PM^{BM \cdot 2 \cdot OZ_{plus1}}$  repräsentiert.

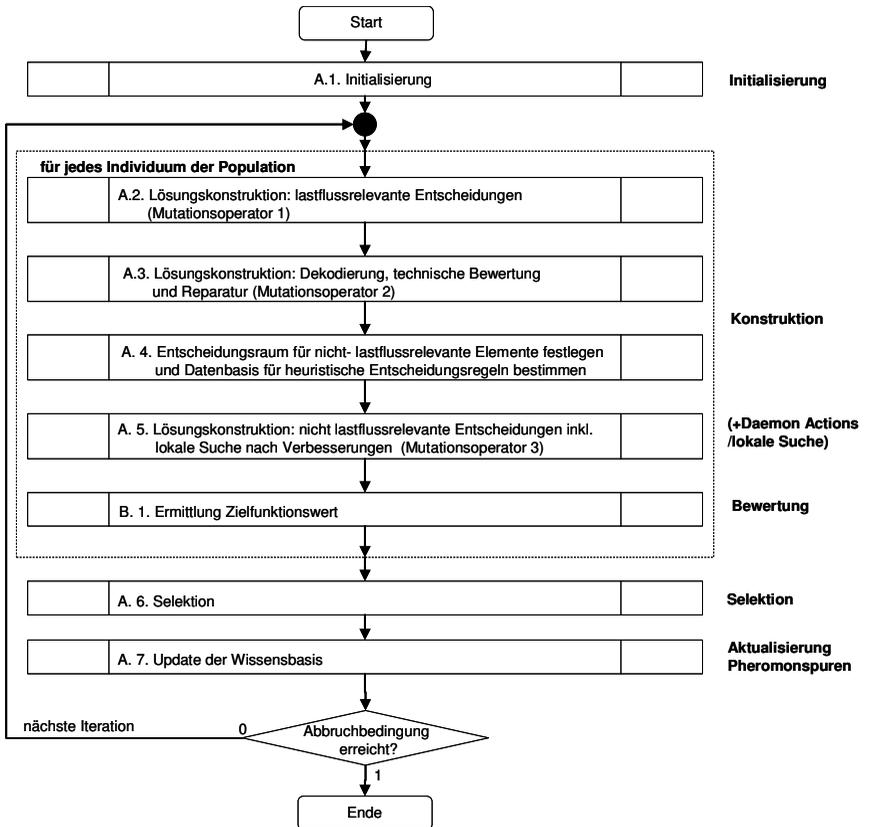


Abbildung 7.18: Prozessdarstellung des Ameisenalgorithmus für die Optimierung unter Sicherheit (A.) (Quelle: eigene Darstellung)

Der Ablauf des Optimierungsalgorithmus auf oberster Prozessebene wird in Abbildung 7.18 dargestellt. Die Konstruktion einer Lösung

erfolgt in einem zweistufigen Verfahren. In einem ersten Schritt werden alle Entscheidungen getroffen, welche strukturelle und elektrische Netzparameter beeinflussen (Prozessschritt A.2.). Die hieraus entstehenden Netzentwürfe werden für jedes Jahr des Optimierungszeitraums überprüft und ggf. Reparaturversuche unternommen (Prozessschritte T.1. und A.3).

Ausgehend von diesen getroffenen Entscheidungen werden über die Kaskade der Abhängigkeiten die zeitlichen und strukturellen Freiheitsgrade für die verbleibenden Entscheidungen eingeschränkt (A.4.). Die bestehenden Abhängigkeiten stellen gleichzeitig lokales Systemwissen dar, welches in der anschließenden Entscheidungsfindung in der myopischen Regel zur lokalen Suche verwendet wird (A.5). Nach diesem Schritt liegt eine vollständig konstruierte und gültige Lösung vor, die mit der in Kapitel 5 hergeleiteten Zielfunktion der Ausbauplanung bewertet wird. Im Selektionsschritt A.6. werden die zur Pheromonablage berechtigten Ameisen ausgewählt und das Pheromonmodell aktualisiert (A.7).

#### 7.7.2.2 Beschreibung der einzelnen Verfahrensschritte

Das Verfahren zur Bestimmung der Ausprägungen der Entscheidungsvariablen ist im Grundsatz für jeden der drei konstruktiven Operatoren A2., A3. und A5. gleich und orientiert sich an dem oben vorgestellten Konstruktionsmechanismus (Gleichung 6.2). In jedem der Konstruktionsschritte wird auf die Pheromonbasis zurückgegriffen. Unterschiede bestehen jeweils in der verwendeten myopischen Regel sowie der Gewichtung dieser und der Pheromonbasis. Im ersten Schritt der Lösungskonstruktion (A.2.) werden die Entscheidungen über die Zeitpunkte der struktur- und lastflussrelevanten (Des-)Investitionsmaßnahmen nach obigem Konstruktionsalgorithmus initial getroffen. Über die Gewichtung des Einflusses des Pheromonmodells mit dem Faktor 1 erfolgt die initiale Zuweisung ausschließlich im Hinblick auf die Optimierung der Zielgröße. Anschließend wird der ermittelte Ausbaupfad im Schritt (A.3.) auf technische Gültigkeit geprüft und bei Vorliegen verletzter

Nebenbedingungen repariert. Dies erfolgt durch sukzessives Prüfen der technischen Restriktionen aller aus dem Ausbaupfad resultierenden Netzzuständen vom Startjahr des Optimierungszeitraums bis zum Endjahr des Optimierungszeitraums (T.1). Ist ein Netzzustand  $ne_i$  in einem Jahr ungültig, wird dieser repariert, d.h. die Ausprägungen der diesen definierenden Entscheidungsvariablen werden verändert.

Für die Einflussnahme auf die strukturellen und elektrischen Eigenschaften des Netzes stehen folgende Möglichkeiten zur Verfügung:

- Vorziehen einer Zubaumaßnahme (Kapazitätserhöhung, stärkere Vermaschung),
- Verschieben einer Rückbaumaßnahme (Kapazitätserhöhung, stärkere Vermaschung),
- Vorziehen einer Rückbaumaßnahme (Kapazitätsverringern, schwächere Vermaschung),
- Verschieben einer Zubaumaßnahme (Kapazitätsverringern, schwächere Vermaschung).

Welche der Maßnahmen für einen Reparaturversuch ausgewählt wird, hängt von der verletzten Nebenbedingung sowie den Reparaturpotentialen der einzelnen Maßnahmen ab.

Ausgehend von dem initial konstruierten Ausbauplan bestehen beispielsweise für den Fall einer Verletzung des strukturellen (n-1)-Kriteriums in einem Jahr Reparaturmöglichkeiten durch Vorziehen des Zubaus oder Verschieben des Rückbaus eines Stromkreises. Jede Maßnahme, die einem dieser Fälle entspricht, hätte ein Reparaturpotential von 1, alle anderen hätten ein Potential von 0. Bei Verletzung elektrischer Nebenbedingungen wird das Potential hingegen nicht binär zugewiesen, sondern durch einen Faktor geschätzt. Ist beispielsweise ein Betriebsmittel überlastet, wird dieses durch Abschätzung der Auswirkungen der potentiellen

Reparaturmaßnahmen auf die Lastflüsse an der zu reparierenden Stelle auf Grundlage berechneter Sensitivitäten bestimmt (vgl. [Paulun et al. 2007, S. 66f]).

Um die durch die Reparatur entstehende ungerichtete Exploration des Lösungsraums zu begrenzen bzw. zu steuern, wird weiterhin berücksichtigt, wie stark jede potentielle Maßnahme die initialen Entscheidungen verändern würde (Eingriffstiefe). Das Vorziehen einer Maßnahme um ein Jahr wird dabei als sehr geringer Eingriff, das Vorziehen um 15 Jahre als sehr großer Eingriff interpretiert (A.3.9). Reparaturpotential und Eingriffstiefe bilden zusammen den bewerteten Maßstab der myopischen Regel des zweiten Konstruktionsschrittes (A.3.).

Die Auswahl der Maßnahmen erfolgt wiederum auf Basis des allgemeinen Konstruktionsalgorithmus. Da die Pheromonspuren nur auf technisch gültigen Lösungen liegen, enthält das Pheromonmodell neben den Informationen über ökonomisch vorteilhafte Lösungen auch Informationen über technisch sinnvolle Maßnahmenzeitpunkte, welche durch den Konstruktionsalgorithmus verwertet werden können. Ausschlaggebend ist jedoch die Einschätzung des Reparaturpotentials, weshalb die myopische Regel in diesem Prozessschritt über den Gewichtungsfaktor  $\beta$  sehr hoch gewichtet. Durch Berücksichtigung der Eingriffstiefe bei der Maßnahmenauswahl werden tendenziell Lösungen bevorzugt, die im Suchraum in der Nähe der initialen Lösung liegen. Durch Änderungen der Gewichtung von Eingriffstiefe und Reparaturpotential sowie von myopischer Regel und Pheromonmodell können Exploration und Ausnutzung gesteuert werden.

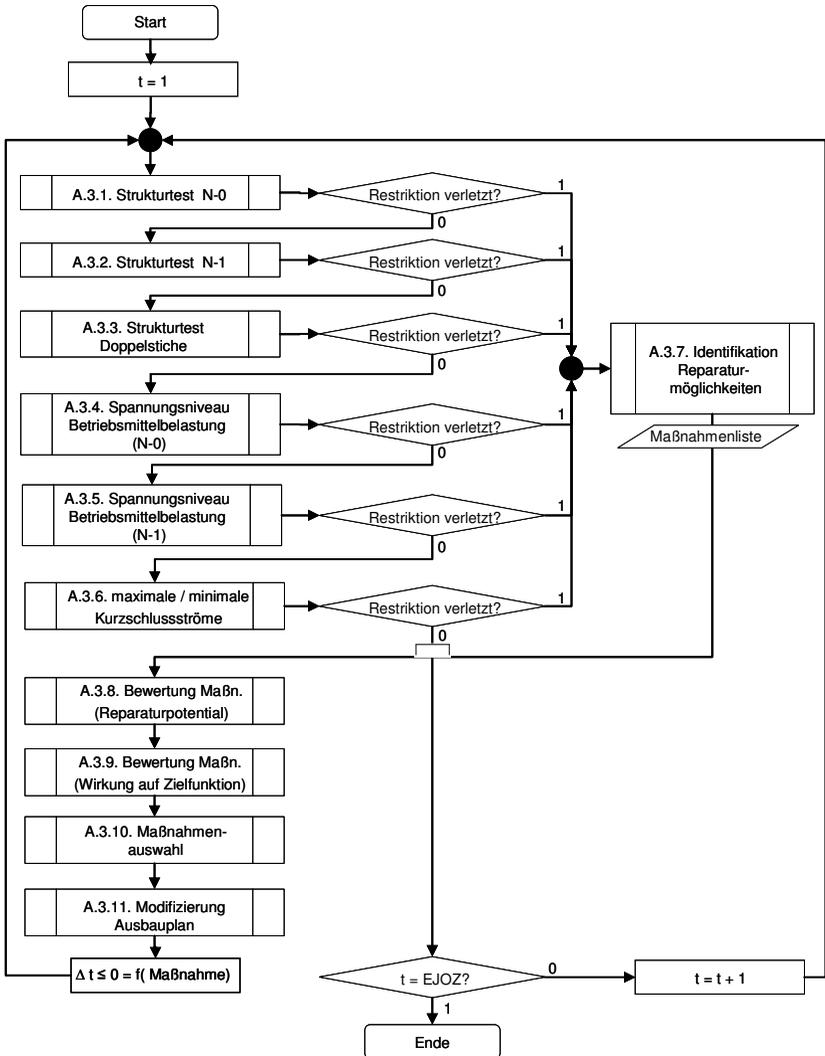


Abbildung 7.19: Prozessdarstellung des Reparaturalgorithmus der Ausbauplanung A.3. (Quelle: eigene Darstellung)

Es werden so lange Reparaturversuche unternommen, bis ein gültiger Ausbaupfad gefunden ist oder die Lösung nach einer bestimmten Anzahl erfolgloser Versuche verworfen wird. Der Algorithmus arbeitet dabei iterativ. Die Netzentwürfe werden beginnend vom Startjahr der Optimierung an geprüft. Wird eine Maßnahme gewählt, die eine Veränderung von Netzentwürfen in bereits geprüften Jahren zur Folge hat, muss in der Zeit bis zu diesem Jahr zurückgesprungen werden. Ist für das letzte Jahr des Optimierungszeitraums ein gültiger Netzentwurf festgestellt worden, liegt ein technisch gültiger Ausbaupfad vor.

In den Konstruktionsschritten A.4 und A.5 werden anschließend alle nicht lastflussrelevanten Entscheidungen getroffen. Hierzu werden zuerst die Freiheitsgrade der abhängigen Entscheidungen durch sukzessives Anwenden der Abhängigkeitslogiken eingeschränkt (vgl. Abbildung 7.20). Berücksichtigt werden die Prämissen zum Stationskonzept, das definierbare Regelsystem bezüglich der Kompatibilitäten einzelner Betriebsmittel sowie durch Baujahr und technische Lebensdauern determinierte Abhängigkeiten.

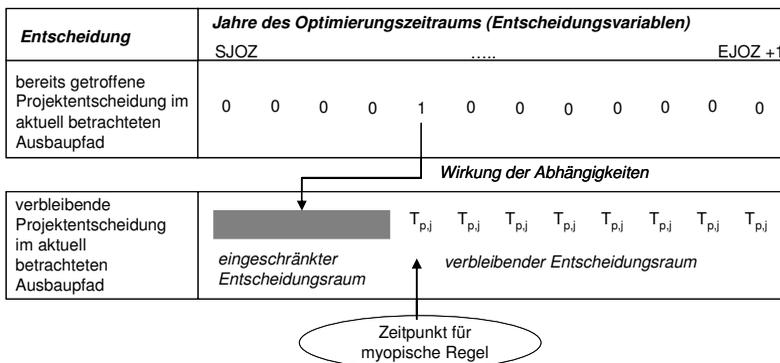
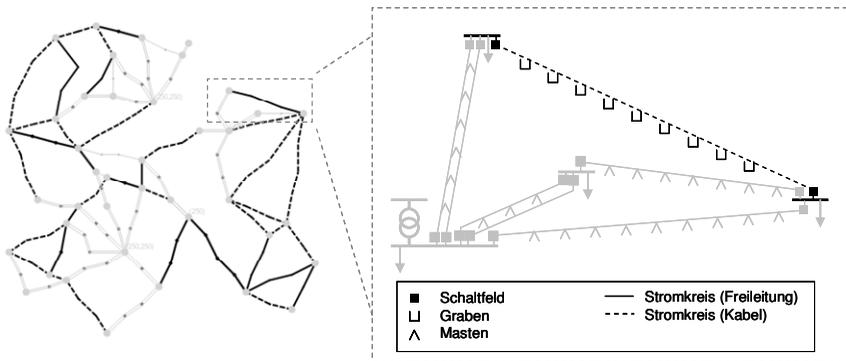


Abbildung 7.20: Einschränkung des möglichen Wertebereiches abhängiger Entscheidungen sowie gewählter Zeitpunkt bei Anwendung der myopischen Regel (Quelle: eigene Darstellung)

In Abbildung 7.21 wird die Kaskade der Abhängigkeiten für den Fall des Zubaus einer neuen Kabeltrasse dargestellt. Der strukturell und für den Lastfluss relevante Zubau des Stromkreises bedingt die Notwendigkeit des Zubaus von zwei Schaltfeldern in den anliegenden Stationen sowie die Aushebung eines Grabens. Der zuerst festgelegte Zeitpunkt des Kabelzubaus (unabhängig) begrenzt die Freiheitsgrade bezüglich der Errichtung der Schaltfelder und des Grabens (abhängig). Auch wenn Errichtung des Grabens in den Jahren vor Verlegung der Leiterseile erfolgen kann (Verlegung von Leerrohren), erscheint es jedoch plausibel, beide Maßnahmen zum gleichen Zeitpunkt durchzuführen. Umgekehrt gilt, dass die Masten bei Rückbau der Stromkreise ebenfalls zurückgebaut werden sollten, aber nicht müssen.



Symbol	Beschreibung	Projektklasse	bestehende Abhängigkeiten
-----	Zubau Kabel	unabhängig	-
□ □ □	Zubau Graben	abhängig	spätestens zum Zeitpunkt "Zubau Kabel"
■	Zubau Schaltfeld	abhängig	spätestens zum Zeitpunkt "Zubau Kabel"
■	Zubau Schaltfeld	abhängig	spätestens zum Zeitpunkt "Zubau Kabel"

Abbildung 7.21: Beispiel für bestehende Abhängigkeiten und verbleibende Freiheitsgrade  
(Quelle: eigene Darstellung)

Die an den ermittelten Randbereichen der eingeschränkten Freiheitsgrade liegenden Jahre zeigen vermutlich günstige Ausprägungen der abhängigen Entscheidungsvariablen auf. Diese Ausprägungen resultieren aus lokalem Systemwissen, welches erst während der Lösungskonstruktion (Wegeentscheidung) vorliegt und in der myopischen Regel verwertet wird. Im Unterschied zum Verfahren von Paulun (2007), werden diese Regeln hierdurch nicht deterministisch angewandt, sondern diese kommen über die myopische Regel nur mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit zur Anwendung. Hierdurch können bestehende Freiheitsgrade bei den abhängigen Investitionen ausgenutzt werden (vgl. [Paulun 2007]).<sup>92</sup>

Dem Prinzip der *ACO* folgend werden die Pheromonspuren nach der Bewertung (B.1) aller Individuen der Population aktualisiert, wobei für die Selektion eine elitäre Strategie verfolgt wird. Durch die Anzahl der zur Pheromonablage berechtigten Ameisen kann der Grad der Exploration des Lösungsraumes beeinflusst werden. Der eingesetzte Selektionsoperator arbeitet nach dem Prinzip der fitnessproportionalen Selektion, wobei keine probabilistische Komponente implementiert wird. Aufgrund des durch die technischen Restriktionen eingeschränkten Lösungsraumes ist es auch bei der Ausbauplanung sinnvoll, gute Lösungen beizubehalten. Hierzu werden eine frei parametrierbare Anzahl der jeweils global besten Lösungen einer Generation in die nächste Generation übernommen. Weil hierdurch die Gefahr der frühzeitigen Konvergenz durch Dominanz weniger Lösungen besteht, sollte diese Zahl signifikant kleiner als die Zahl der zur Pheromonablage berechtigten Ameisen sein. Die hieran anschließende Pheromonablage erfolgt fitnessproportional, d.h. bessere Lösungen hinterlassen stärkere Prägungen im Pheromonmodell. Hierbei bestehen zwei Probleme, die eine Überführung der

---

<sup>92</sup> Beim Handlungsreisendenproblem könnte das lokale Wissen dahingehend ausgenutzt werden, dass jeweils die nächstgelegene Stadt die sinnvollste nächste Station darstellt.

Zielfunktionswerte in eine skalierte Fitnessfunktion erfordern. Zum einen kann der Zielfunktionswert positiv, negativ oder auch null sein. Zum anderen besteht die Gefahr, dass im Verlauf der Optimierung die Zielfunktionswerte im Verhältnis zu ihrem nominalen Betrag so nah beieinander liegen, dass bei Anwendung eines güteproportionalen Verfahrens kein Selektionsdruck erzeugt wird und das Verfahren einer gleichverteilten Auswahl entspricht. Um beide Probleme zu adressieren werden die Gütewerte der elitären Ameisen mithilfe einer Transformationsfunktion durch Verschiebung in den positiven Wertebereich sowie anschließender linearer Skalierung in Fitnesswerte überführt (vgl. [Nissen 1997, S. 87], [Weicker 2007, S. 72ff]). Das beste Individuum erreicht dabei einen vorgegebenen maximalen Fitnesswert, wobei die bisher erreichte Allzeitbestlösung als Referenz für die Normierung herangezogen wird. Um welchen Faktor sich die Pheromonmenge der schlechtesten zur Ablage berechtigten Eliteameise von der Pheromonmenge der Allzeitbestlösung unterscheidet, kann dem Verfahren ebenfalls vorgegeben werden.

### 7.7.3 Anpassung des Algorithmus zur Bewertung unter Unsicherheit und Flexibilität

Für die Bewertung von Ausbauplänen unter unsicheren regulatorischen Rahmenbedingungen wird der Algorithmus durch eine Monte-Carlo-Simulation ergänzt. Jeder konstruierte Ausbaupfad wird hierzu unter *MC* stochastischen Szenarien bewertet (vgl. Abbildung 7.22).

Eine weitere Adaption des Algorithmus ist für die Bewertung der Flexibilität erforderlich. Der Algorithmus zur Bewertung der Flexibilität integriert den Standardoptimierungsalgorithmus A. In einer äußeren Schleife wird über eine Monte-Carlo-Simulation die Entwicklung der stochastischen Parameter simuliert. Je Simulation entsteht eine quasi-sichere Umwelt, in welcher die optimale (Ausübungs-) Strategie mit dem Optimierungsalgorithmus unter Sicherheit ermittelt wird. Freiheitsgrade bestehen dabei nur für die

Entscheidungen der vorausgewählten Ausbaupfade, die auf einen Zeitpunkt nach  $t_{np}$  fallen (vgl. Kapitel 5.6.7). Die übrigen Entscheidungen werden vor Beginn der Monte Carlo Simulation fixiert.

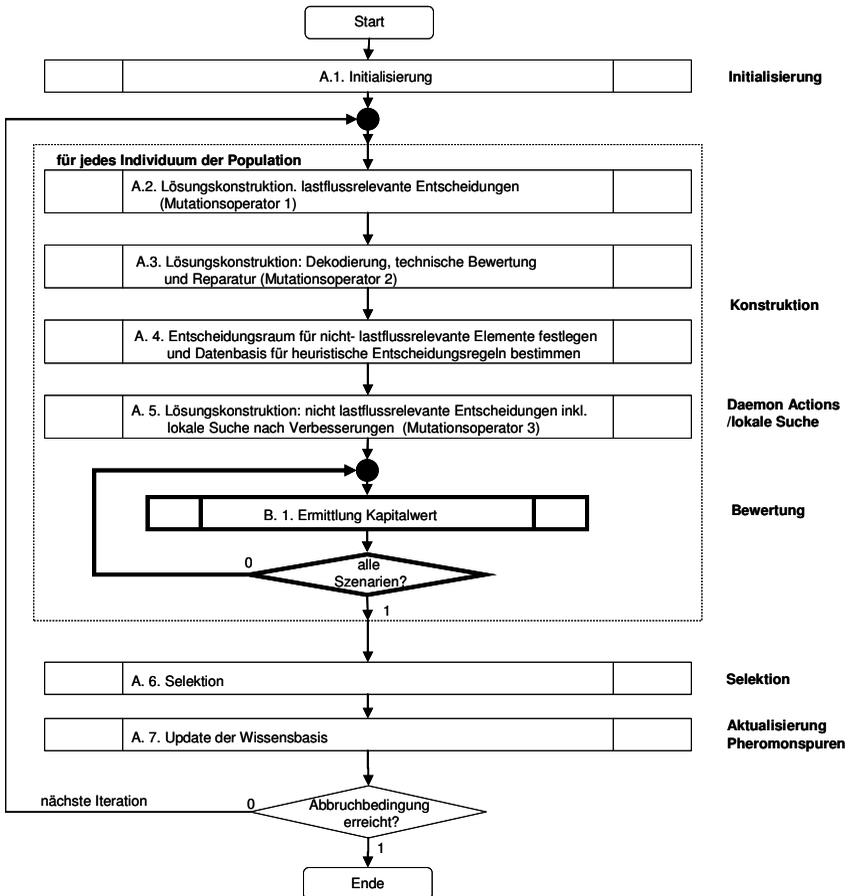


Abbildung 7.22: Erweiterung des Algorithmus zur Optimierung der Ausbauplanung um eine Monte-Carlo-Bewertung (Quelle: eigene Darstellung)

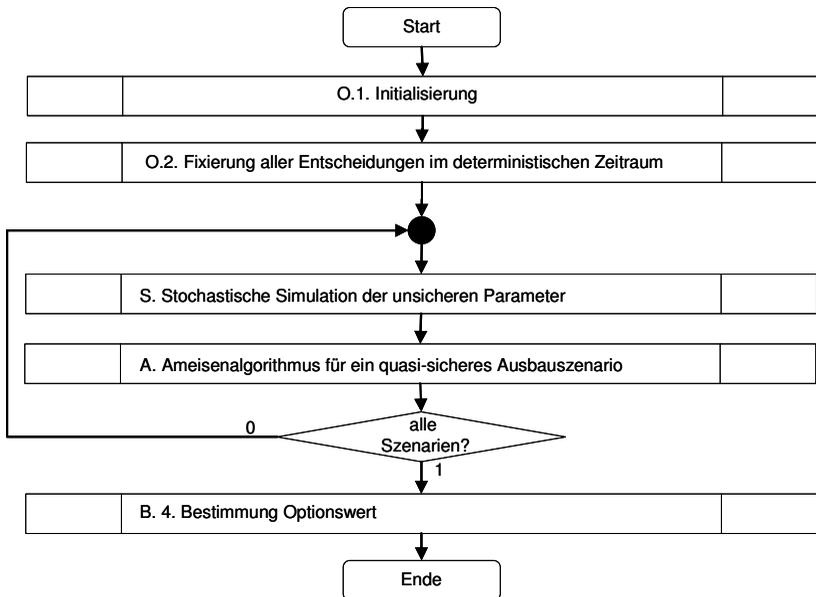


Abbildung 7.23: Integration des Ameisenalgorithmus in das Verfahren zur Bewertung der Flexibilität  
(Quelle: eigene Darstellung)

## 7.7.4 Parametrierung und Untersuchungen zu Funktion und Aufwand

### 7.7.4.1 Verfahrensparameter

Auch für die Ausbauplanung werden wesentliche Verfahrensparameter experimentell ermittelt. Aufgrund der großen Anzahl der Parameter des Ameisenalgorithmus wurde für die Parametrierung des Verfahrens ein zweistufiges Vorgehen gewählt. In einer ersten Stufe wurden bei Verwendung einer konstanten Anzahl von Ameisen und Iterationen Testrechnungen mit verschiedenen Variationen der übrigen Parameter durchgeführt. Unter Fixierung der hier gefundenen Parameterkombination wurden

in einer zweiten Testreihe die Auswirkung der Anzahl von Ameisen und Iterationen auf die Güte der Lösung untersucht, wobei jeweils 50 Optimierungsläufe mit jeweils 50, 150 und 250 Ameisen durchgeführt wurden.<sup>93</sup>

Abbildung 7.24 und Abbildung 7.25 zeigen den Einfluss der Anzahl der Ameisen sowie der Iterationen auf die Güte der je Iteration erreichten Mittelwerte der Ergebnisse sowie deren Standardabweichungen. Es zeigt sich, dass auch bei großen Iterationszahlen noch Lösungsverbesserungen erzielt werden können, weshalb der Algorithmus auf 200 Iterationen parametrisiert wird. Auch die Anzahl der Ameisen hat Auswirkungen auf die Güte der Lösungen. Während durch Erhöhung der Ameisenanzahl von 50 auf 150 noch deutliche Verbesserungen erzielt werden können, unterscheiden sich die Ergebnisse zwischen 150 und 250 Ameisen nicht mehr signifikant. Aus diesem Grund wird eine Ameisenanzahl von 150 gewählt, da mit dieser ein gutes Verhältnis von Leistungsfähigkeit zu Berechnungsaufwand erreicht wird.

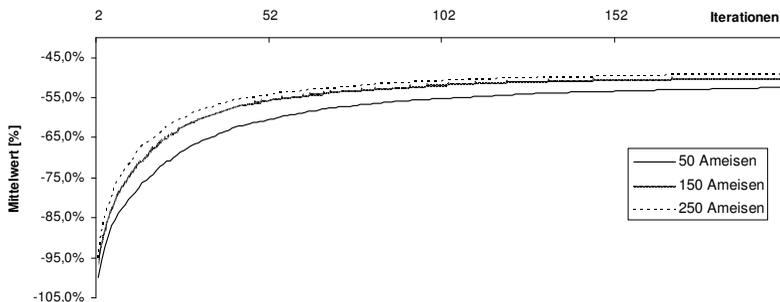


Abbildung 7.24: Mittelwerte der normierten Zielfunktionswerte der Lösungen in der Ausbauplanung in Abhängigkeit von Populationsgröße und Anzahl der Iterationen  
(Quelle: eigene Darstellung)

<sup>93</sup> Zur Gewinnung von Erkenntnissen über Funktionsweise und Leistung von Algorithmen wird eine Mindestanzahl von 20 bis 30 Optimierungsläufen empfohlen (vgl. [Yu 2010, S. 106]).

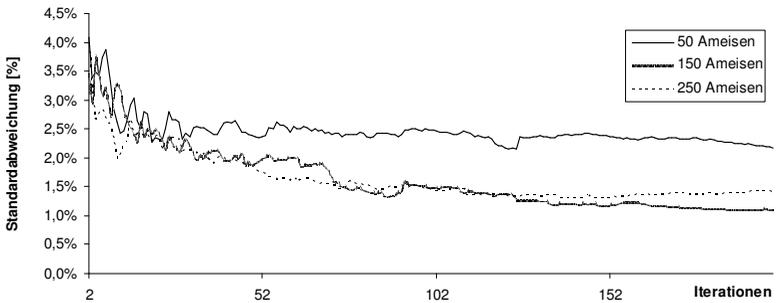


Abbildung 7.25: Standardabweichungen der normierten Zielfunktionswerte der Lösungen in der Grundsatzplanung in Abhängigkeit von Populationsgröße und Anzahl der Iterationen (Quelle: eigene Darstellung)

Im Ergebnis wurden für das Verfahren wie folgende Parameter festgelegt:

Tabelle 7.4: Parametereinstellungen des Ameisenalgorithmus

Parameter	Ausprägung
Gewichtung Alpha / Beta (A.2.)	100%/0%
Gewichtung Alpha / Beta (A.3.)	5%/95% <sup>94</sup>
Gewichtung Alpha / Beta (A.5)	25%/75%
Wahrscheinlichkeit der <i>nearest-neighbour</i> -Auswahl	0,02
Initialisierungswert des Pheromonmodells	0,50
Verwitterungsfaktor	10%
Reversionskoeffizient	1,0%
Menge Pheromonablage der besten Lösung	0,50
Anteil zur Pheromonablage berechtigter Ameisen	10%
Anzahl Ameisen	150
Anzahl Iterationen	200

<sup>94</sup> Der effektive Einfluss des Pheromonmodells ist höher, als die Werte für  $\alpha$  und  $\beta$  suggerieren, da der Faktor  $\tau$  in der Regel deutlich größer als  $\nu$  ist (vgl. Formel 6.2).

## 7.7.5 Spezifität der gefundenen Lösungen

### 7.7.5.1.1 Wiederholbarkeit

Auf Heuristiken basierende Optimierungsverfahren ermitteln Lösungen ähnlicher Güte für ein gegebenes Problem (vgl. Kapitel 3.6). Abbildung 7.26 zeigt die Ergebnisse von 50 durchgeführten Optimierungsläufen unter Anwendung aller Restriktionen. Dargestellt sind die zu Planungsprojekten zusammengefassten Umstrukturierungs- und Erweiterungsinvestitionen. Für jedes Planungsprojekt sind jeweils der Mittelwert sowie die Standardabweichung der für dieses Projekt ermittelten Ausführungsjahre dargestellt.

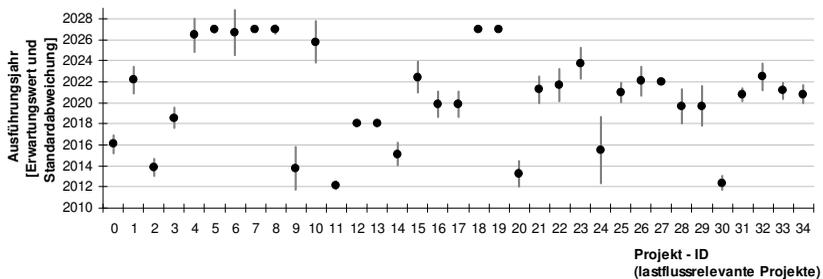


Abbildung 7.26: Wiederholbarkeit der gefundenen Lösungen in der Ausbauplanung  
(Quelle: eigene Darstellung)

Die geringen Standardabweichungen zeigen, dass sich für bestimmte Projekte jeweils bestimmte Ausführungsjahre als vorteilhaft erweisen und der Optimierungsalgorithmus diese Jahre regelmäßig identifizieren kann. Demnach werden nicht nur bezüglich der Zielgröße sondern auch bezüglich der Ausprägung der Entscheidungsvariablen ähnliche Lösungen gefunden.

### 7.7.5.1.2 Extremszenarien

Eine Plausibilisierung des Verfahrens kann weiterhin anhand spezifischer Investitionsmuster erfolgen, welche für bestimmte

Extremszenarien zu erwarten sind. Zu diesem Zweck erfolgte die Ausbauplanung in einem weiteren Versuch unter Vernachlässigung der globalen technischen und strukturellen Restriktionen. Hierdurch stellen die Nutzungsdauern und die lokalen Abhängigkeiten zwischen Einzelentscheidungen die verbleibenden Restriktionen dar, wodurch große Freiheitsgrade bezüglich der Entscheidungszeitpunkte bestehen und die Parametrierung der Zielfunktion einen hohen Einfluss auf das Ergebnis ausübt.

Als betriebswirtschaftlich-regulatorisches Umfeld wurde eine „ewige“ Anreizregulierung, in welcher positive Kapitalwerte erzielbar sind, unterstellt. In einem ersten Unterszenario wurde weiterhin angenommen, dass keine Budget- oder Kapazitätsrestriktionen bezüglich der Höhe der jährlichen Investitionsauszahlungen bestehen (Szenario A). Unter sonst gleichen Bedingungen wurden in einer zweiten Planung bestehende Budgetrestriktionen berücksichtigt (Szenario B).<sup>95</sup>

Abbildung 7.27 bis Abbildung 7.30 zeigen die Investitionsverläufe sowie die Entwicklung der handelsrechtlichen Restbuchwerte des Anlagenbestandes. Die vom Optimierungsalgorithmus ermittelten Ausbauplanungen in beiden Szenarien stellen Extremformen der sogenannten Basisjahroptimierung unter Anreizregulierungssystemen dar und entsprechen den erwarteten Ergebnissen (vgl. Kapitel 2.4). Da im Szenario A keine Budgetbeschränkungen bestehen, werden alle Investitionen in den Jahren vor den Kostenprüfungsjahren alloziert. Unter bestehenden Budgetrestriktionen werden demgegenüber ein Teil der Investitionen in das ökonomisch zweitbeste Jahr, das Jahr der Kostenprüfung, verschoben. Beide Ergebnisse sind erwartungskonform.

---

<sup>95</sup> Da dieses Szenario nur zum Funktionstest des Verfahrens dient, wird von einer Diskussion der Genehmigungsfähigkeit einer solchen Strategie abgesehen.

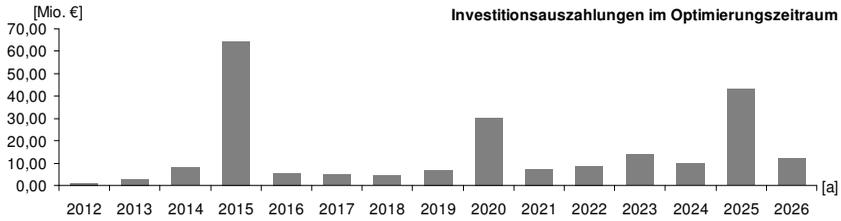


Abbildung 7.27: Investitionsverlauf ohne Budgetbeschränkungen Szenario A  
(Quelle: eigene Darstellung)

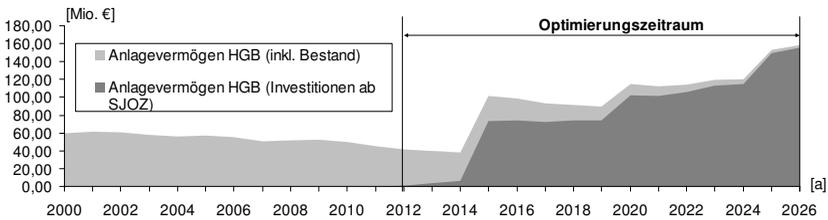


Abbildung 7.28: Verlauf der Restbuchwerte (HGB) im Szenario A  
(Quelle: eigene Darstellung)

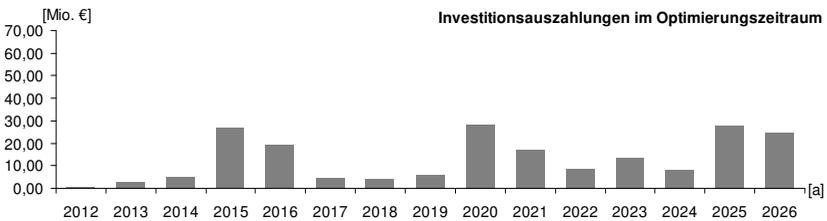


Abbildung 7.29: Investitionsverlauf mit Budgetbeschränkungen Szenario B  
(Quelle: eigene Darstellung)

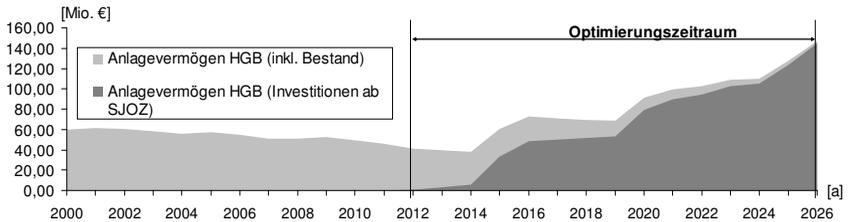


Abbildung 7.30: Verlauf der Restbuchwerte (HGB) im Szenario B  
(Quelle: eigene Darstellung)

### 7.7.5.2 Aufwand und Modellgröße

Die Größe des zu lösenden ganzzahligen Optimierungsmodells hängt von der Anzahl der Projekte sowie der Größe des Planungszeitraums ab. Für Planungsaufgaben der hier gezeigten Größe umfasst das mathematische Modell in der Ausbauplanung ca. 500 ganzzahlige Variablen. Der Rechenaufwand hängt im wesentlichen von der Anzahl der lastflussrelevanten Projekte, der Art der überprüften Restriktionen, insbesondere den strukturellen und elektrischen (n-1)-Tests, sowie dem durch die vorgegebenen Zielnetze determinierten Verhältnis von möglichen zu gültigen Lösungen ab. Die Ermittlung gültiger Ausbaupfade nimmt den weitaus größten Anteil der Rechenzeit in Anspruch. Bei Verwendung von 150 Ameisen und Abbruch der Optimierung nach 200 Iterationen beträgt die Rechenzeit auf einem IBM kompatiblen PC (2,0 GHz, 3 GB RAM) zwischen einer und zwei Stunden.

Für die Bewertung der Flexibilität eines Pfades steigt der theoretische Aufwand um das  $MC$ -fache gegenüber der Bewertung unter Sicherheit. Da durch die Fixierung einiger Planungsentscheidungen bereits wesentliche Weichenstellungen für den Netzausbau vorgegeben wurden, findet der Algorithmus deutlich schneller gültige Ausbaupfade, weshalb sich der Zeitaufwand je Monte-Carlo-Schleife bei der hier betrachteten Problemgröße auf ca. 30 min reduziert. Bei Berechnung auf einem einzelnen PC würde daher ein Gesamtaufwand von ca. 500 h bei der in dieser Arbeit

zugrunde gelegten Anzahl von 1000 Durchläufen für die Monte-Carlo-Simulation resultieren. Für die Anwendungsaufgabe werden die Berechnungen parallel auf jeweils 10-20 PC durchgeführt, wodurch die Bewertung eines Pfades ca. 25-50 h in Anspruch nimmt.

## 7.8 Kritische Reflexion des entwickelten Ansatzes und weiterführende Überlegungen

### 7.8.1 Systemmodell und Netzberechnungen

Wie jedes Modell stellt das entwickelte Netzmodell nur einen vereinfachten Ausschnitt der Realität dar. Für ingenieurwissenschaftliche Modelle der Netzplanung wird diesbezüglich die Anforderung formuliert, prinzipiell realisierbare Netzstrukturen zu entwerfen. Das vorliegende Modell orientiert sich in Bezug auf die abgebildeten Modellkomponenten sowie die Randbedingungen und Restriktionen an bestehenden ingenieurwissenschaftlichen Modellen. Da diese in einigen Fällen sowohl in der Netzplanung als auch im Regulierungskontext in der Praxis zur Anwendung kommen, weist auch das hier vorliegende Netzmodell bereits eine große Praxisnähe auf.

Zur Reduzierung der Komplexität sowie des Berechnungsaufwandes innerhalb der Optimierungsverfahren sowie der Teilalgorithmen zur Netzberechnung wurden jedoch auch im vorliegenden Modell Vereinfachungen vorgenommen, welche je nach beabsichtigter Anwendung im Einzelfall zu diskutieren sind.

Zu diesen zählen zum Beispiel die nicht erfolgte Berücksichtigung von Reservestellungen aus der unterlagerten Mittelspannungsebene oder angrenzender 110-kV-Netzgebiete, die vereinfachte Lastflussberechnung oder die Beschränkung auf die Betrachtung der Jahreshöchstlast als einzigen auslegungsrelevanten Lastfall. Vor diesem Hintergrund können die Ausweitung des

Planungsbereiches, die weitere Detaillierung des Systemmodells sowie die Anpassung der verwendeten Methoden zur Netzberechnung als zukünftiges Entwicklungspotential angesehen werden. Eine Möglichkeit der Weiterentwicklung bestünde beispielsweise in der Anbindung einer in der Praxis eingesetzten Netzberechnungssoftware an den Algorithmus. Diese Entwicklungsvariante wurde über den modularen Ansatz des Modells, bei dem die einzelnen Module im Wesentlichen über eine gemeinsame Datenbasis verbunden sind, sowie der Wahl der Optimierungsverfahren bereits vorgesehen. Die Realisierbarkeit einer solchen Einbindung konnte experimentell durch Einbindung der Software NEPLAN nachgewiesen werden.

Äquivalente Aussagen können bezüglich der ökonomischen Bewertung getroffen werden. Mit der Abbildung der betriebswirtschaftlichen und regulatorischen Teilrechnungen sowie der hiermit verbundenen Detaillierung der erfassten Parameter bildet das Modell die wesentlichen bewertungsrelevanten Strukturen ab und weist eine große Nähe zu den in der strategischen Planung verwendeten Bewertungsrechnungen auf. Das letztendliche Optimalziel bestünde aber auch hier in einer Anbindung der kaufmännischen Systeme (*Enterprise Resource Planning*). Die Integration beider Bereiche ist aber heute selbst ohne die Anwendung in der rechnergestützten Netzplanung nur schwer zu realisieren. Ein wichtiges Hindernis besteht in der in der Praxis vorliegenden Inkompatibilität der Datenstrukturen in den kaufmännischen und technischen Systemen. Seit einigen Jahren sind Anbieter für *Business-Intelligence*-Systeme am Markt aktiv, die eine Zusammenführung der Daten aus beiden Welten in einer gemeinsamen Datenbank ermöglichen. Die Integration der technischen Daten erstreckt sich hier jedoch noch nicht auf die Netzberechnung (vgl. [Kamphans et al. 2011], [Pedell et al. 2008]). Vor dem Hintergrund dieser Entwicklungen kann aber davon ausgegangen werden, dass eine zukünftige Integration beider Welten möglich sein wird.

## 7.8.2 Optimierungsverfahren

Aufgrund der verwendeten Optimierungsverfahren kann ein Optimalitätsbeweis der Lösungen nicht erbracht werden. Allerdings ist aufgrund der bestehenden Unsicherheiten der Mehrwert einer Optimallösung ohnehin zu hinterfragen (vgl. Kapitel 6.3.2).

Die Festlegung der Verfahrensparameter stellt einen wichtigen Schritt bei der Lösung von Optimierungsproblemen mit heuristischen Verfahren dar. Hierfür wurden in einer Reihe von Experimenten für beide verwendeten Verfahren geeignete Parameterausprägungen identifiziert. Auch wenn die Güte der Lösung nicht beweisbar ist, deutet die Plausibilität der Ergebnisse der zur Funktionsprüfung durchgeführten Testläufe auf die prinzipielle Funktionsfähigkeit der Verfahren hin. Gleichwohl ist davon auszugehen, dass durch zusätzliche Versuchsreihen zur Parametrierung eine weitere Erhöhung der Lösungsgüte erzielt werden kann. Darüber hinaus können auch die Algorithmen selbst auf mögliche Verbesserungen untersucht und entsprechend weiterentwickelt werden. In diesem Zusammenhang ist auch die Tatsache relevant, dass das Modell bisher nicht in Bezug auf die Berechnungsgeschwindigkeit optimiert wurde. Ein wesentlicher Zuwachs an Geschwindigkeit würde sich auch auf die Lösungsgüte auswirken, da beispielsweise größere Populationen und Iterationszahlen oder die Vorgabe einer höheren Anzahl von Zielnetzen möglich wären. Außerdem könnte für die Bewertung der Flexibilität die Anzahl der Monte-Carlo-Simulationen erhöht werden, wodurch sich der durch die Methode bedingte Fehler reduzieren würde.<sup>96</sup>

Möglichkeiten zur Verbesserung der Rechengeschwindigkeit bestehen zum Beispiel durch:

- Beschränkung der (n-1)-Prüfungen auf potentiell kritische Ausfälle (vgl. [von Sengbusch 2002, S. 31]),

---

<sup>96</sup> Der Schätzfehler nimmt mit der Wurzel der Anzahl der Simulationen ab.

- Optimierung der verwendeten Teilalgorithmen,
- effektivere Programmierung,
- Parallelisierung der Berechnung,
- Einsatz varianzreduzierender Verfahren in der Monte-Carlo-Simulation.<sup>97</sup>

### 7.8.3 Betrachteter Lösungsraum

Aufgrund der Trennung der beiden Planungsstufen wird in der Ausbauplanung nur ein kleiner Teil aller möglichen Zielnetzstrukturen berücksichtigt. Die Größe des Lösungsraums und die Wahrscheinlichkeit einer guten Gesamtlösung steigen mit zunehmender Anzahl vorgegebener Zielnetze zwar an, ob für die letztendlich interessierende Ausbauplanung aber günstige Zielnetze ausgewählt wurden, kann allein anhand der Zielgröße der Grundsatzplanung nicht bestimmt werden. Auch wenn die Annahme, dass langfristig ausgabenminimale Zielnetzstrukturen anzustreben sind, weiter plausibel erscheint (vgl. Kapitel 5.4), zeigt sich, dass unter bestimmten ökonomischen Bedingungen und in Abhängigkeit von den Altersstrukturen des Ist-Netzes abweichende Zielnetzstrukturen vorteilhaft sein können (vgl. Kapitel 8.4.5). Gelingt es, die Grundsatz- und Ausbauplanung in einem geschlossenen Optimierungsproblem zusammenzuführen, wird dieses Problem automatisch mit berücksichtigt. Da bisher eine vollständige Integration beider Planungsstufen nicht möglich ist, wurden beispielsweise von Meisa (2011) Überlegungen zur Eignung verschiedener Zielnetzstrukturen angestellt. Meisa (2011) entwickelt ein heuristisches, iteratives Bewertungsverfahren, welches zur ergänzenden Analyse der Netzplanung interaktiv eingesetzt werden kann (vgl. [Meisa et al. 2011, S. 28ff]). Die Betrachtungen sind dabei

---

<sup>97</sup> Ein Überblick über diese Verfahren findet sich bei [Hull 2006, S. 502ff].

auf ausgabenminimierende Planungen beschränkt, weshalb das Verfahren und die Ergebnisse nicht auf den hier vorliegenden Ansatz übertragen werden können.

Ähnliche Einschränkungen bestehen bezüglich der Zerlegung der Ausbauplanung unter Unsicherheit in einen zweistufigen Prozess. Generell erhöht sich die Lösungsgüte mit der Anzahl der vorausgewählten Pläne. Auch eine integrierte Lösung erscheint bei wesentlicher Erhöhung der Berechnungsgeschwindigkeit möglich. Eine weitere Option bestünde darin, innerhalb einer integrierten Optimierung der Ausbauplanung die Flexibilitätsbewertung nicht für jeden betrachteten Pfad, sondern nur für ausgewählte, erfolversprechende Pfade durchzuführen.

#### 7.8.4 Strategieoptionen

Der vorliegende Ansatz beschränkt sich auf die Abbildung der klassischen Netztechnologien. Demgegenüber wird aktuell die Entwicklung der bestehenden Verteilnetze hin zum sogenannten „*smart grid*“ diskutiert. In diesem Zusammenhang werden beispielsweise der Einsatz lastflussbeeinflussender Netzelemente oder Speichertechnologien als Alternativen zur Netzverstärkung genannt. Da diese sich ökonomisch und technisch deutlich von den bestehenden Technologien unterscheiden, bietet eine diesbezügliche Erweiterung des Planungsansatzes interessante Analyseoptionen (vgl. [Rendschmidt et al. 2007, S. 56]). Insbesondere die integrierte Betrachtung mit dem für die Netzbetreiber bezüglich ihrer Entscheidungen letztendlich ausschlaggebenden Regulierungssystem wäre dabei von Bedeutung. Auch innerhalb der klassischen Netztechnologien kann durch die Möglichkeit, zwischen verschiedenen alternativen Anlagentypen zu wählen, ein relevanter Zuwachs an Flexibilität entstehen.

Neben der Festlegung der Investitionsstrategie bestehen auch in der Instandhaltung Optimierungsmöglichkeiten im Asset-Management

(vgl. [Pleß 2010]). Im entwickelten Modell werden für die Ausbauplanung bisher lediglich die Zeitpunkte der (Des-)Investitionen als direkter Freiheitsgrad abgebildet. Die Instandhaltungsstrategie wird indirekt über die Möglichkeit der Angabe altersabhängiger Instandhaltungsaufwendungen integriert. Der hierdurch implizit unterstellte Instandhaltungsansatz kann als reaktiv interpretiert werden. Mit zunehmendem Anlagenalter steigen auch die Aufwendungen für Instandhaltungsmaßnahmen. Neben dem reaktiven Ansatz existieren alternative Instandhaltungskonzepte, welche ebenfalls Strategieoptionen des Netzbetreibers darstellen und in einem Modell abgebildet werden könnten (vgl. [Balzer et al. 2011, S. 20ff]).

Darüber hinaus konzentriert sich der vorliegende Modellansatz ausschließlich auf den investiven Bereich des Unternehmens. Optimierungsmöglichkeiten im Bereich der Finanzierung wurden ausgeblendet und stellen ebenfalls eine zukünftig potentiell zu berücksichtigende Strategieoption dar.

### 7.8.5 Unsichere Parameter

Weiterer Forschungsbedarf besteht insbesondere zur Prognose und stochastischen Modellierung der regulatorischen Parameter sowie deren Integration in die Zielfunktion. Eine in diesem Zusammenhang wichtige Differenzierung bezieht sich auf die Einteilung in marktgetriebene (*market risks*) und private Risiken (*private risks*). Marktrisiken führen zu Unsicherheiten, die alle Unternehmen derselben Branche in gleicher Weise betreffen. Diese Risiken werden auf Kapitalmärkten bewertet. Demgegenüber betreffen private Risiken nur einzelne Firmen und können nicht durch den Kapitalmarkt „bepreist“ werden (vgl. [Vollert 2003, S. 8]).

Nahezu alle Parameter sind in der Zukunft unsicher. Im vorliegenden Modell wurden hingegen nur ausgewählte regulatorische Parameter stochastisch modelliert. Insbesondere die Einbeziehung technischer Parameter würde eine erhebliche

Ausweitung des Untersuchungsbereiches ermöglichen. Hierzu ist das Verfahren grundsätzlich in der Lage.

## 7.8.6 Bewertungsansatz

### 7.8.6.1 Planungszeitraum

Eine kritische Modelleigenschaft besteht in dem für die Bewertung notwendigen langen Bewertungszeitraum von mehreren Jahrzehnten. Auch in verschiedenen systemanalytischen Arbeiten zur ökonomischen Auskömmlichkeit der Regulierung werden entsprechend lange Zeiträume berücksichtigt (vgl. Kapitel 2.5). In vielen ausgabenorientierten Ansätzen werden die nach Ende des Optimierungszeitraums anfallenden Auszahlungen als annuitätische Kosten angesetzt. Ein solches Vorgehen bietet sich im vorliegenden Ansatz nicht an, da gerade die regulierungssystemabhängige Zeitbezogenheit der Zahlungen bewertungsrelevant ist. Teilweise wird als Alternative der Ansatz eines Liquidationswertes am Ende des Optimierungszeitraums diskutiert. Da der Liquidationswert aber der Marktwert zu diesem Zeitpunkt ist, welcher sich wiederum aus den ab diesem Zeitpunkt zukünftig erwarteten Zahlungen ergibt, wird das Problem hierdurch nicht gelöst. Relativierend wirkt jedoch, dass insbesondere weit in der Zukunft liegende Zahlungen aufgrund der Diskontierung kaum noch Einfluss auf das Bewertungsergebnis haben.

### 7.8.6.2 Perfekte Voraussicht

Wie in allen Ansätzen, in denen eine modellseitige Sicherheit unterstellt wird, besteht im entwickelten Ansatz in den „sicheren“ Szenarien das Problem der perfekten Voraussicht (*perfect foresight*). Dieses Problem wird von dem entwickelten Verfahren zur Bewertung der Flexibilität grundsätzlich adressiert, kann aber aufgrund der getroffenen Vereinfachungen nicht vollständig beseitigt werden. Für die Planung unter Unsicherheit wurde die Planungsaufgabe als Problem mit dem Charakter europäischer Optionen interpretiert. Bei der Bewertung klassischer europäischer

Optionen liegen die für die Ausübungsentscheidung notwendigen Informationen zum Zeitpunkt  $t+1$  sicher vor. Demgegenüber werden im vorliegenden Ansatz zum Zeitpunkt der nächsten Planung  $t_{np}$  auch Erwartungen bezüglich der ab diesem Zeitpunkt stattfindenden, unsicheren und damit unbekanntem Entwicklung der Parameter einbezogen. Da das jeweils in der Vorwärtssimulation entwickelte stochastische Szenario modellseitig quasi-sicher ist, wird das Problem der perfekten Voraussicht im entwickelten Modell nur teilweise aufgelöst (vgl. Kapitel 5.6.4.3.1).

### 7.8.6.3 Flexible Planung und optionspreisbasierte Bewertung

Im Rahmen des gewählten Modellansatzes wurde das von Boyle (1977) entwickelte Verfahren zur Bewertung europäischer Finanzoptionen auf Grundlage der stochastischen Simulation auf die Bewertung von Netzplanungen unter Berücksichtigung bestehender Flexibilitäten übertragen (vgl. Kapitel 5.6.4.3.1). Hierbei gilt jedoch eine Einschränkung. Die optionspreisbasierte Bewertung von Finanzoptionen wird dadurch realisiert, dass die erwarteten Auszahlungen nicht unter ihren tatsächlichen sondern ihren risikoadjustierten Wahrscheinlichkeiten bestimmt werden. Die resultierenden Auszahlungen stellen Sicherheitsäquivalente dar, die mit dem risikolosen Zins diskontiert werden. Im Gegensatz dazu werden im Rahmen des vorliegenden Modellansatzes weiterhin die tatsächlichen Auszahlungen der bewerteten Investitionspläne mit einem risikoadjustierten Zins bewertet. Damit weist der Ansatz den Charakter einer flexiblen Planung auf. Eine Möglichkeit der optionspreisbasierten Bewertung bestünde in der Anwendung der Methoden der risikoneutralen Bewertung auf die Netzplanung (vgl. Kapitel 0). Aus der Bewertungsperspektive besteht insbesondere an dieser Stelle weiterer Forschungsbedarf.



# 8 Modellgestützte Analyse einer synthetischen Planungsaufgabe

## 8.1 Zielstellungen und Vorgehen

In diesem Kapitel wird die Funktionalität des entwickelten Verfahrens anhand einer synthetischen Planungsaufgabe demonstriert.

<b>Stufe</b>	Grundsatzplanung	Ausbauplanung			
<b>Szenarien</b> <i>Investitionsbedingungen</i>	Referenzszenario				
	regulatorische Sicherheit			reg. Unsicherheit und bestehende Flexibilität	
	reale Erwartungen	positive Erwartungen	reale Erwart. (ewige ARegV)	vorsichtig positive Erwartungen	
<b>Zweck</b>	Ermittlung Zielvorgaben für die Ausbauplanung	Untersuchung These der Arbeit			Verfahrensvorschlag für praktische Anwendung
<b>Szenario-rechnungen</b>	Minimierung der annuitätischen Auszahlungen „GP_Min“	Minimierung des Barwertes der Auszahlungen „AP_Min“			Max. adjust. Kapitalwert „AP_Max_US_real“
		Max. Kapitalwert „AP_Max_S_real“	Max. Kapitalwert „AP_Max_S_pos“	Max. Kapitalwert „AP_Max_ARegV“	

Abbildung 8.1: Überblick über Planungsstufen und Szenarien der Beispielaufgabe  
(Quelle: eigene Darstellung)

Die für die Planungsaufgabe getroffenen Annahmen sowie die verwendeten Parameter werden in den folgenden Abschnitten beschrieben. Da der inhaltliche Fokus dieser Arbeit auf der Entwicklung des Modellansatzes liegt, stellt die Ermittlung und Prognose der Parameter keinen Schwerpunkt der Untersuchung dar. Gleichwohl basiert die Planungsaufgabe auf realistischen Daten. Alle Preisangaben beziehen sich jeweils auf reale Preise des Bezugsjahres 2011. Die Prognose einiger Parameter ist selbst Gegenstand von Forschungsarbeiten oder es besteht hier weiterer Forschungsbedarf. Exemplarisch können die Last- und

Strompreisprognose oder die Prognose der regulatorischen Verzinsung, welche einen Bezug zur Entwicklung von Markttrenditen aufweist, genannt werden.<sup>98</sup>

## 8.2 Beschreibung und Datenbasis des Referenzszenarios

### 8.2.1 Bestehendes Versorgungsgebiet und mögliche Trassenführungen

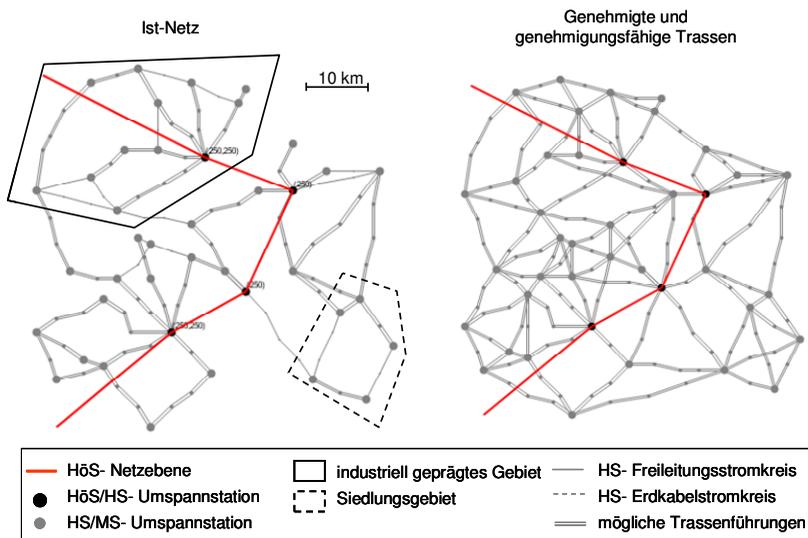


Abbildung 8.2: Bestehendes Netz und mögliche Trassenführungen im Netzgebiet  
(Quelle: eigene Darstellung)

<sup>98</sup> Ein Beispiel für eine Untersuchung zur Lastprognose findet sich in [DENA 2012].

Das gegebene Versorgungsgebiet ist an der Peripherie zwischen urbanem und ländlichem Raum angesiedelt. Im Norden befindet sich ein zum Teil industriell geprägtes Gebiet, südwestlich herrschen bewohnte Siedlungsstrukturen vor. Das bestehende 110-kV-Netz ist insbesondere in den siebziger Jahren stark erweitert worden, was sich in der gegebenen Alterstruktur der Anlagen und einem gewichteten mittleren Alter von 28 Jahren widerspiegelt (siehe Abbildung 8.3). Insgesamt sind Anlagen mit einem Tagesneuwert von 187 Mio. Euro vorhanden.

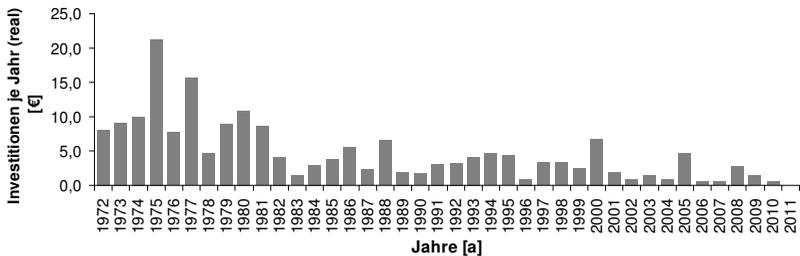


Abbildung 8.3: Investitionshistorie der Netzanlagen in Betrieb (inflationsbereinigt)  
(Quelle: eigene Darstellung)

Das Gebiet umfasst eine Fläche von ca. 3300 km<sup>2</sup> und wird über vier Umspannstationen aus der 380-kV-Höchstspannungsebene versorgt. Die 110-kV-Hochspannungsebene speist ihrerseits 40 Umspannstationen zur Mittelspannungsebene. Im Startjahr der Optimierung beträgt die Gesamtlast 995 MW, was einer mittleren Last von 25 MW je Station entspricht. Vereinfachend werden für alle Verbraucher gleiche Phasenwinkel angenommen ( $\cos\varphi = 0,95$ ).<sup>99</sup> Die 110-kV-Ebene ist vollständig als vermaschtes Freileitungsnetz ausgelegt. Doppelstiche sind im Ist-Netz bis zu einer Länge von 8 km zulässig. Die Anzahl der maximal in einem Stich erlaubten

<sup>99</sup> Die Phasenwinkel können je Jahr und je Knoten individuell parametrisiert werden.

Stationen ist nicht begrenzt. Als Freileitungsnetz wird das Netz mit Erdschlusskompensation betrieben. Entsprechend des in der Vergangenheit häufigen Vorgehens zur Berücksichtigung von Lastunsicherheiten wurde das Netz großzügig dimensioniert (vgl. [von Sengbusch 2002, S. 2]). Die für den zukünftigen Netzausbau zur Verfügung stehenden Trassen sind in Abbildung 8.2 dargestellt, wobei zur Demonstration des Ansatzes von einer in der Praxis ungewöhnlich hohen Anzahl potentiell zur Verfügung stehender Trassen ausgegangen wird.

### 8.2.2 Lastentwicklung

Grundsätzlich sollte die Lastprognose für die 110-kV-Ebene knotenscharf erfolgen. Weil individuelle Lastprognosen in der Vergangenheit aber nur in seltenen Fällen vorlagen, wurden meist Prognosen für die Lastentwicklung in Deutschland herangezogen (vgl. [von Sengbusch 2002, S. 24]). Je nach verwendeter Quelle werden hier mittlere Anstiege von 0,5 %/a bis 0,7 %/a prognostiziert (vgl. [Deutsche Verbundgesellschaft 1998], [Maurer 2004, S. 76]). Da die Zuwächse der Einspeiseleistungen regional sehr heterogen sind, werden netzgebietsspezifische Prognosen erforderlich. Tabelle 8.1 zeigt eine auf Gemeindegebiete aufgeteilte Prognose der Entwicklung der Leistungsdichte von Photovoltaik- und Windkraftanlagen bis 2030. Während einige Gemeindegebiete deutliche Zuwächse verzeichnen, wird für einen großen Teil von moderaten Steigerungen ausgegangen. Auch wenn ein insgesamt deutlicher Zubau erwartet wird, zeigt sich, dass insbesondere die städtisch geprägten Netzgebiete (C1, D1, E1) und ein Großteil der nicht-städtisch geprägten Netzgebiete (zum Beispiel A2) nur einen geringen Zuwachs an dezentraler Einspeisung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen verzeichnen werden. Vor dem Hintergrund der in dieser Arbeit gewählten Beschränkung der Netzberechnungen auf einen Lastfall wird bezüglich der dezentralen Einspeisungen ein moderates Szenario unterstellt, in welchem der Jahreshöchstlastfall auslegungsrelevant bleibt.

Tabelle 8.1: Prognose der Leistungsdichte regenerativer Energieerzeugung für deutsche Gemeindegebiete bis 2030 (Quelle: [DENA 2012, S. 74])

Netzgebiet s-klasse	Anzahl	Photovoltaikleistungsdichte		Windleistungsdichte	
		[(prognostizierte) Leistungsdichte des Energieträgers im Gemeindegebiet/ Ø Leistungsdichte des Energieträgers in 2010 in Deutschland]			
		Prägung 2010	Prognose 2030	Prägung 2010	Prognose 2030
<b>A1</b>	956	0,3	2,5	0,0	3,6
<b>A2</b>	3.789	0,2	1,9	0,0	0,8
<b>A3</b>	519	0,3	2,0	0,4	1,6
<b>A4</b>	1.459	2,7	5,5	0,0	1,1
<b>A5</b>	292	3,1	5,2	10,8	13,1
<b>A6</b>	792	0,3	2,0	6,6	8,2
<b>B1</b>	1.600	1,2	4,1	0,0	1,0
<b>B2</b>	445	1,1	3,5	3,0	4,3
<b>C1</b>	820	1,5	4,8	1,5	2,4
<b>D1</b>	580	1,5	5,4	0,4	1,3
<b>E1</b>	264	1,5	5,5	0,3	1,0

Für das synthetische Versorgungsgebiet wird ein Anstieg der Jahreshöchstlast von durchschnittlich 0,5 %/a angenommen, wobei die Prognose knotenscharf erfolgt.<sup>100</sup> Durch unterstellte industrielle Ansiedlungen im nördlichen Teil des Versorgungsgebiets erfolgen Lastzuwächse an einigen Knoten sprunghaft, in den übrigen Gebieten wird von einer kontinuierlichen Entwicklung ausgegangen. In diesem Zusammenhang stellt die Lastentwicklung in dieser Analyse keinen unsicheren Parameter dar.<sup>101</sup> Abbildung 8.4 zeigt die im Referenzszenario unterstellte Prognose für das Versorgungsgebiet.

<sup>100</sup> Die Lastenentwicklung in den einzelnen Netzknoten ist in Anhang A dargestellt.

<sup>101</sup> Eine Erweiterung des Modells auf mehrere Lastfälle sowie die Einbeziehung unsicherer technischer Parameter in die Planung (z.B. Last) ist möglich.

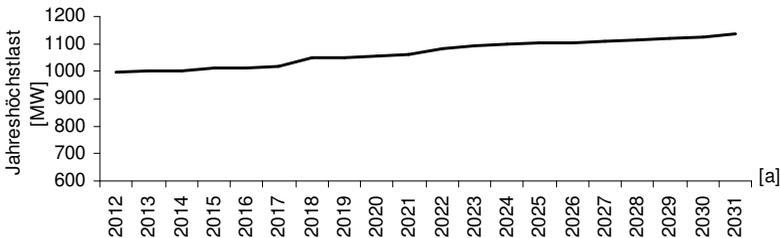


Abbildung 8.4: Entwicklung der Jahreshöchstlast im Referenzszenario  
(Quelle: eigene Darstellung)

Verbunden mit der Lastprognose wird für die Entwicklung der zur Berechnung des Erweiterungsfaktors benötigten Anschluss- und Einspeisepunkte von nachstehender Entwicklung ausgegangen. Bewertungsrelevant sind die Entwicklungen ab 2006 (vgl. Gleichung 7.9).

Tabelle 8.2: Entwicklung und Prognose der Anzahl der Anschluss- und Einspeisepunkte

[t]	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
<b> [#AP+EP]</b>	112	113	114	114	115	116	118	121	122	125	127

[t]	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
<b> [#AP+EP]</b>	129	129	129	129	129	130	130	130	131	130	130

### 8.2.2.1 Planungsgrundsätze und Betriebsmitteldaten

Neben der Lastentwicklung werden in den Planungsgrundsätzen weitere Vorgaben bezüglich der Struktur des Netzes, zu technischen Planungsprämissen sowie zu den zu verwendenden Betriebsmitteln gemacht. Zur besseren Beherrschung der Kurzschlussströme ist geplant, das industriell geprägte Gebiet im Norden vom übrigen Netzgebiet abzutrennen. Wenn sich dies im Rahmen eines wirtschaftlich günstigen Ausbauplans realisieren lässt, soll die Abtrennung innerhalb des Planungszeitraums der Ausbauplanung erfolgen. In diesem Zusammenhang wird angenommen, dass das

Netz trotz des steigenden Anteils an Erdkabeln innerhalb des durch die Grundsatzplanung definierten Planungshorizontes weiterhin mit Erdschlusskompensation betrieben werden kann. Werden neue Trassen verwendet, sind diese im gesamten Versorgungsgebiet nur als Kabeltrassen genehmigungsfähig. Darüber hinaus wird eine Verkabelung der bestehenden Freileitungen im Siedlungsgebiet im Südwesten angestrebt. Zur Sicherstellung der Versorgungszuverlässigkeit wird die zulässige Länge von Doppelstichen bis zum Jahr 2026 schrittweise auf 3 km reduziert. Weiterhin wird das für die 110-kV-Ebene gebräuchliche (n-1)-Kriterium angelegt. Die zulässige Minimalspannung ist für den ungestörten Netzbetrieb auf 108 kV und für den gestörten Netzbetrieb auf 99 kV begrenzt (vgl. [Stobrawe 2002, S. 15ff]). Die unterseitige Spannung der Transformatoren in den 380-kV-/110-kV-Umspannstationen wird auf 112 kV geregelt.

Tabelle 8.3: Strukturelle und technische Planungsprämissen

<b>Planungskriterium</b>	<b>Vorgabe im Startnetz</b>	<b>Zielvorgabe im Planungszeitraum</b>
<u>Zuverlässigkeitskriterium</u>	(n-1)	(n-1)
<u>maximale Länge von Doppelstichen</u>	8 km	3 km
<u>maximale Stationsanzahl in Doppelstichen</u>	-	2
<u>Zulässigkeit von Freileitungstrassen</u>	ohne Einschränkungen	auf neuen Trassen ausschließlich Erdkabel Verkabelung der bestehenden Trassen im südwestlichen Siedlungsgebiet
<u>Netzzusammenhang</u>	vollständiger Zusammenhang aller Netzknoten	Abtrennung des Gebietes im nördlichen Teil des Versorgungsgebietes möglich
<u>zulässige Spannungsuntergrenzen im Normalbetrieb</u>	108 kV	108 kV
<u>zulässige Spannungsuntergrenzen im Fehlerfall</u>	99 kV (n-1)	99 kV (n-1)
<u>eingestellte Spannung an den 380/110-kV-Trafos</u>	112 kV	112 kV

Sowohl Freileitungs- als auch Kabeltrassen können als Einleiter- sowie Zweileitersysteme errichtet werden. Als Freileitungen werden ausschließlich Leiterseile des Typs Al/St 150/25 mm<sup>2</sup> auf einem einheitlichen Masttyp („Mastbild 1“) eingesetzt. Als Erdkabel werden VPE CU 400 Kabel verwendet, welche in einem einheitlich definierten Grabentyp (Grabentyp 1) verlegt werden. Im betrachteten Netzgebiet kommen ausschließlich ein Transformatortyp mit 250 MVA sowie ein Freiluftschaltanlagentyp,

welcher Kurzschlussströme bis zu einer Höhe von 31,5 kA schalten kann, zum Einsatz.<sup>102</sup>

Tabelle 8.4: Betriebsmitteldaten Leiter und Träger  
(Quelle: eigene Betriebsmitteldatenbank)

<u>Betriebsmittel</u>	Al/St 150/25 mm <sup>2</sup>	VPE Cu 400	Masttyp 1	Grabentyp 1
<u>I<sub>max</sub> (n-0) [A]</u>	470	600	-	-
<u>I<sub>max</sub> (n-1) [A]</u>	515	660	-	-
<u>R' [Ω/km]</u>	0,11	0,05	-	-
<u>X' [Ω/km]</u>	0,4	0,12	-	-
<u>AHK bei 100% Aktivierung [Euro]</u>	35.000	400.000	150.000	90.000
<u>Ø Aufwand für Betrieb und Instandhaltung [% an AHK/a]</u>	0,9%	0,3%	0,9%	0,3%
<u>Rückbaukosten [% an AHK]</u>	1%	9%	5%	9%
<u>Marktwert [% kalk. RBW]</u>	50%	50%	60%	0%
<u>Nutzungsdauer [a] (HGB / kalk./ techn.)</u>	35/40/50	35/40/60	35/40/50	35/40/100

Für die spezifischen Betriebs- und Instandhaltungsaufwendungen werden in Anlehnung an die Untersuchung von Growitsch et al. (2010) altersabhängige Verläufe hinterlegt, wobei mit zunehmenden Anlagenalter steigende Aufwendungen unterstellt werden (vgl. [Growitsch et al. 2010]). Die nominalen Preisangaben beziehen sich auf das Jahr 2011 und werden in Abhängigkeit vom Baujahr mit der

<sup>102</sup> Das Modell erlaubt die Abbildung weiterer Betriebsmitteltypen sowie von Mehrleitersystemen (>2).

ebenfalls als Parameter einfließenden Preissteigerungsrate inflationiert. Die Anschaffungs- und Herstellungskosten hängen weiterhin von gebietsspezifischen Kostenfaktoren ab. Für das gegebene Versorgungsgebiet werden einheitliche Kostenfaktoren von 1 angenommen. Die Ausprägungen der relevanten technischen und ökonomischen Parameter der zur Verfügung stehenden Betriebsmittel Abbildung 8.4 sowie Tabelle 8.5 dargestellt:

Tabelle 8.5: Betriebsmitteldaten Transformator und Schaltfelder  
(Quelle: eigene Betriebsmitteldatenbank)

<u>Betriebsmittel</u>	<b>Transformator 250 MVA</b>
<u>S max (n-0) [MVA]</u>	250
<u>S max (n-1) [MVA]</u>	325
<u>U (kr) [%]</u>	0,16
<u>U (Rr) [%]</u>	0,004
<u>AHK bei 100% Aktivierung [Euro]</u>	3.800.000
<u>Ø Aufwand für Betrieb und Instandhaltung [% an AHK/a]</u>	0,26%
<u>Rückbaukosten [% an AHK]</u>	4%
<u>Marktwert [% kalk. RBW]</u>	100%
<u>Nutzungsdauer [a] (HGB / kalk./ techn.)</u>	20/40/40
<b>Betriebsmittel</b>	<b>Freiluftschaltanlage AIS 31,5 kA</b>
<u>I" min [kA]</u>	1,5
<u>I" max [kA]</u>	31,5
<u>AHK bei 100% Aktivierung [Euro]</u>	480.000
<u>Ø Aufwand für Betrieb und Instandhaltung [% an AHK/a]</u>	0,84%
<u>Rückbaukosten [% an AHK]</u>	1%
<u>Marktwert [% kalk. RBW]</u>	100%
<u>Nutzungsdauer [a] (HGB / kalk./ techn.)</u>	20/25/25

### 8.2.3 Festlegung der ökonomischen und regulatorischen Parameter unter sicheren Erwartungen<sup>103</sup>

Für die erfolgsorientierte Bewertung der Netzplanung müssen in den Voruntersuchungen zur Netzplanung weiterhin globale ökonomische und regulatorische Parameter bestimmt werden (Tabelle 8.6). An dieser Stelle soll noch einmal betont werden, dass hierzu neben Einzelparametern auch die Analyse der Ist-Ausprägung des aktuellen Regulierungsregimes sowie der diesbezüglichen Zukunftserwartungen gehört (vgl. Kapitel 5.5).

Tabelle 8.6: Globale ökonomische und regulatorische Parameter in den sicheren Szenarien

<b>Parameter</b>	<b>Ausprägung</b>
<u>Kapitalstruktur (kalk. EK / kalk. Vermögen) [%]</u>	40%
<u>kalk. EK Verzinsung n. St. in der 1. Reg.-Periode (2009-2013) (Realkapitalerhalt/Nettosubstanzerhalt) [%]</u>	6,37%/7,82%
<u>kalk. EK Verzinsung n. St. ab der 2. Reg.-Periode (2014- ) (Realkapitalerhalt/Nettosubstanzerhalt) [%]</u>	5,83%/7,39%
<u>Eigenkapitalkosten (hurdle rate)</u>	7,82%
<u>Höhe der Fremdkapitalzinsen [%]</u>	5,00%
<u>Gewerbesteuersatz [%]</u>	14,00%
<u>Körperschaftsteuersatz inkl. Soli. [%]</u>	15,83%
<u>Inflation [%]</u>	1,56%
<u>Realpreise Netzverluste [ct/kWh]</u>	5,5
<u>X-Gen in der 1. Reg.-Periode (2009-2013) [%]</u>	1,25%
<u>X-Gen in der 2. Reg.-Periode (2014-2018) [%]</u>	1,50%
<u>X-Gen in der 3. Reg.-Periode (2019-2023) [%]</u>	0,50%
<u>Beginn der Yardstickregulierung [a]</u> <sup>104</sup>	2024
<u>Heilung des Zeitverzugs für CAPEX- Erlöse [a]</u> <sup>105</sup>	-

<sup>103</sup> Szenarien „AP\_Min“, „AP\_Max\_S\_real“ sowie „AP\_Max\_AregV“

<sup>104</sup> nicht in „AP\_Max\_ARegV“, hier wird von einer ewigen Anreizregulierung ausgegangen

<sup>105</sup> nicht in „AP\_Max\_ARegV“, hier wird von einer ewigen Anreizregulierung ausgegangen

Die in der Netzentgeltkalkulation anzusetzenden kalkulatorischen Eigenkapitalzinssätze werden im Rahmen eines Verwaltungsverfahrens nach § 29 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit § 6 Abs. 6 StromNEV von der Bundesnetzagentur festgelegt. Der Zinssatz wird als Zinssatz nach Gewerbesteuer und vor Körperschaftssteuern ausgewiesen. Sowohl für die erste als auch für die zweite Regulierungsperiode der Anreizregulierung liegen mit den Beschlüssen [Bundesnetzagentur 2008] sowie [Bundesnetzagentur 2011c] gesicherte Erkenntnisse hierzu vor (siehe Tabelle oben). Im Rahmen des sicheren Szenarios „AP\_Max\_S\_real“ wird der Zinssatz der aktuellen Festlegung für die zweite Regulierungsperiode (7,14% Nettosubstanzerhalt/ 9,05% Realkapitalerhalt) in die Zukunft fortgeschrieben. Die Differenz der Zinssätze für die Verzinsung der Altanlagen (Nettosubstanzerhalt) und der Neuanlagen (Realkapitalerhalt) nach StromNEV entspricht der im Realkapitalerhalt-Zins enthaltenen Inflationskomponente (vgl. [Bundesnetzagentur 2008, 2011c]). Für die Berechnung der Gewerbesteuer werden die seit der Unternehmensteuerreform 2008 geltende Messzahl in Höhe von 3,5% sowie ein für das Gemeindegebiet angenommener Hebesatz in Höhe von 400% verwendet (vgl. [GewStG, §§ 4, 11 Abs. 2]). Der Körperschaftsteuersatz beträgt 15,83% inkl. des Solidaritätszuschlags (vgl. [KStG, § 23 Abs. 1], [SolzG, § 4]). Da diese Arbeit die Optimierung der Vermögensseite thematisiert und eine dynamische Optimierung der Kapitalseite nicht untersucht wird, werden alle Investitionen mit der statisch optimalen Eigenkapitalquote von 40% finanziert. Der Fremdkapitalzinssatz des Netzbetreibers wird in marktüblicher Höhe mit 5,0% festgeschrieben. Aufgrund der Marktüblichkeitsprämisse wird gleichzeitig unterstellt, dass Fremdkapitalkosten in dieser Höhe im Sinne des § 5 Abs. 2 StromNEV vollständig anerkannt werden. Für alle inflationsbezogenen Parameter wird vereinfachend die im Rahmen der Festlegung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung für Realkapitalerhaltsanlagen in der 2. Regulierungsperiode bestimmte Inflationsrate in Höhe von 1,56%

angenommen. Diese ergibt sich aus dem auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der Preisänderungsrate gemäß dem vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten Verbraucherpreisgesamtindex (vgl. [Bundesnetzagentur 2011c]). Die Preise für beschaffte Verlustenergie sind nach § 10 Abs. 2 StromNEV veröffentlichungspflichtig und können beim jeweiligen Netzbetreiber über das Internet eingesehen werden. Als konstanter Realpreis für Verlustenergie wird ein marktüblicher Wert von 5,5 ct/kWh festgelegt.<sup>106</sup>

Weiterhin wird für die Anreizregulierung ein Anwendungszeitraum von drei Regulierungsperioden erwartet, weshalb das Jahr 2024 als erstes Jahr für die nachfolgende Yardstickregulierung angenommen wird. Dahinter steht die Annahme, dass die für die Einführung der Yardstickregulierung vorausgesetzte Annäherung der Effizienzwerte der Unternehmen nicht innerhalb von zwei Regulierungsperioden erreicht werden kann. Neben den sicher bekannten generellen X-Faktoren der ersten und zweiten Regulierungsperiode i.H.v. 1,25% bzw. 1,5% wird für die dritte Regulierungsperiode der Anreizregulierung ein X-Faktor i.H.v. 0,5% erwartet. Innerhalb des Planungszeitraums wird davon ausgegangen, dass keine Kapazitäts- oder Budgetrestriktionen bestehen.

#### 8.2.4 Anpassungen der Parameter für optimistische Investitionsbedingungen<sup>107</sup>

In Testrechnungen unter Anwendung der im vorhergehenden Abschnitt erläuterten Parameterausprägungen hat sich gezeigt, dass in keinem Optimierungslauf positive Kapitalwerte erzielt werden konnten. Während diese Erkenntnis für die praktische Anwendung des Verfahrens keine Rolle spielt, lassen sich die

---

<sup>106</sup> Eine Prognose der Strompreisentwicklung erfolgt nicht.

<sup>107</sup> „AP\_Max\_S\_pos“

Unterschiede zwischen einer auszahlungsminimierenden sowie einer ertragswertmaximierenden Strategie besonders deutlich in einem regulatorischen Szenario demonstrieren, in welchem positive Kapitalwerte realisierbar sind. Aus diesem Grund wird für die nachfolgenden Berechnungen ein zusätzliches regulatorisches Szenario mit folgenden abweichenden Parametern eingeführt („AP\_Max\_S\_pos“).

Tabelle 8.7: Globale ökonomische und regulatorische Parameter im ökonomisch positiven Szenario

Parameter	Ausprägung
<u>kalk. EK Verzinsung n. St. ab der 2. Reg.-Periode (2014- ) (Realkapitalerhalt/Nettosubstanzerhalt) [%]</u>	10,44%/12,00%
<u>X-Gen in der 2. Reg.-Periode (2014-2018) [%]</u>	0,00%
<u>X-Gen in der 3. Reg.-Periode (2019-2023) [%]</u>	0,00%
<u>Heilung des Zeitverzugs für CAPEX- Erlöse [a]</u>	2013

## 8.3 Durchführung der Grundsatzplanung

### 8.3.1 Ermittlung der Zielnetze

Unter Vernachlässigung der bestehenden Netzstrukturen wurden für die beschriebene Planungsaufgabe zunächst zwei Zielnetze für das Planungsjahr 2031 entworfen (vgl. Abbildung 8.5). Beide Zielnetze erfüllen alle definierten Randbedingungen und weisen mit 16,2 Mio. €/a bzw. 16,5 Mio. €/a Systemausgaben in ähnlicher Höhe auf. Die im Vergleich zum Ist-Netz optimierten Netzstrukturen schlagen sich unter anderen in den Trassen- und Stromkreislängen nieder. Während das Ist-Netz eine Trassenlänge von 525 km bei einer Stromkreislänge von 916 km aufweist, betragen die Trassenlängen im Zielnetz lediglich 467/451 km bei Stromkreislängen von 741/742 km. Die trotz Optimierung im Vergleich zum Ist-Netz (14,9 Mio. Euro/a) zu verzeichnende Steigerung der Systemausgaben resultiert insbesondere aus dem Anstieg der Last bis zum Jahr 2031 sowie

der angestrebten Verkabelung einzelner Gebiete und neu erschlossener Trassen. Obwohl die Zielnetze im Hinblick auf möglichst unterschiedliche Strukturen ausgewählt wurden, zeigen sich auch Strukturen, die in vielen Zielnetzentwürfen identisch ausgeprägt sind. Zum Beispiel wird für das abgetrennte Versorgungsgebiet im Norden in beiden Zielnetzentwürfen eine identische Struktur ermittelt. Auch die Transformatorbelegung in den 380/110-kV-Umspannstationen stellt eine wiederkehrende Struktur dar.

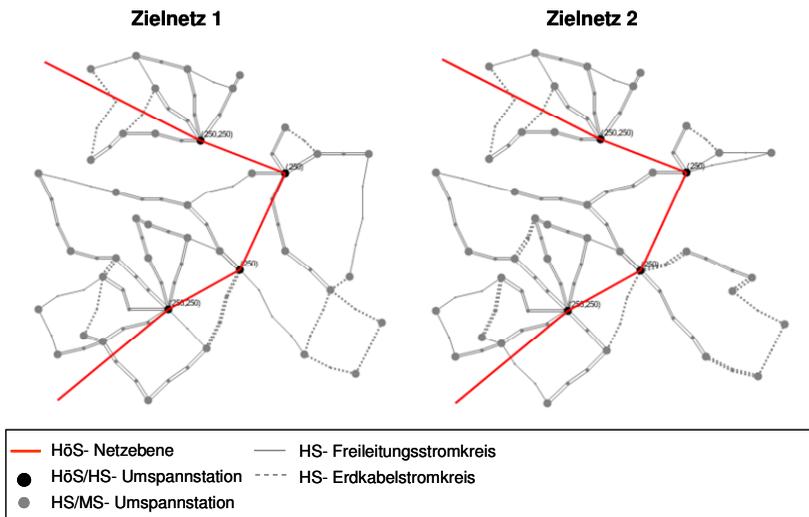


Abbildung 8.5: Zielnetze 1 und 2 der Grundsatzplanung  
(Quelle: eigene Darstellung)

Neben den beiden ausgabenminimalen Zielnetzen wird für die Ausbauplanung zu Zwecken der Verfahrensdemonstration ein weiteres Zielnetz ausgewählt, welches leicht überdimensioniert ist (vgl. Abbildung 8.6). Auch dies ist für die Funktionsfähigkeit des Verfahrens nicht erforderlich, erfolgt aber mit folgender Intention. Zum einen bestehen aufgrund der in diesem Zielnetz vorhandenen

Kapazitätsreserven größere Freiheitsgrade bei der Ausbauplanung, wodurch ein größerer Lösungsraum erzeugt wird.<sup>108</sup> Zum anderen ist, wie bereits für die ausgabenminimierende Ausbauplanung nachgewiesen, nicht in jedem Fall das ausgabenminimale Zielnetz der Grundsatzplanung das optimale Zielnetz der Ausbauplanung (vgl. [Meisa et al. 2011, S. 5]). Insbesondere für den Fall günstiger ökonomischer Rahmenbedingungen kann vermutet werden, dass leicht überdimensionierte Netzstrukturen ökonomisch sinnvoll sein könnten.

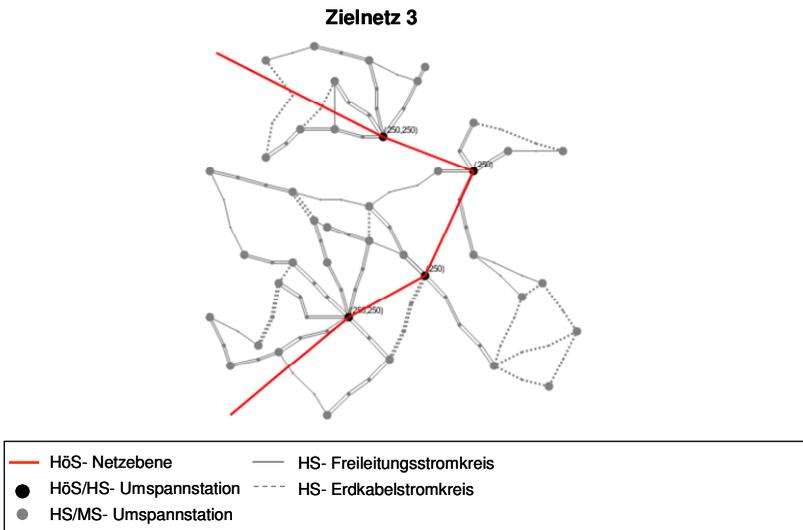


Abbildung 8.6: Zielnetz 3 der Grundsatzplanung  
(Quelle: eigene Darstellung)

<sup>108</sup> Alternativ könnten auch weitere Zielnetze eingespeist werden. Wegen der besseren Darstellbarkeit wird die Anzahl der verwendeten Zielnetze auf 3 beschränkt, weshalb sich dieses Vorgehen anbietet.

Für die regulatorische Bewertung der Ausbauplanung ist die Kenntnis des zum Start der Optimierung regulatorisch wirksamen Effizienzwertes nach den §§ 12-14 ARegV notwendig. Dieser ist dem Netzbetreiber aus der jeweilig vorangegangenen Kostenprüfung in der Praxis bekannt. Im Rahmen des hier vorgestellten Planungsansatzes kann der Effizienzwert alternativ konsistent durch eine Referenznetzanalyse ermittelt werden. Da hier ein synthetisches Netz geplant wird, wird letztgenannter Ansatz gewählt. Für das Ist-Netz wurde unterstellt, dass dieses in der Vergangenheit mit größeren Reserven geplant wurde. Das für das Startjahr der Optimierung ermittelte Referenznetz weist dementsprechend Kosten auf, welche über denen des effizienten Netzes liegen. Auf Grundlage einer für das Jahr 2006 durchgeführten Referenznetzanalyse wurde für die Ausbauplanung ein Effizienzwert nach der Kostendefinition der §§ 12-14 ARegV von 84 % ermittelt (vgl. Abbildung 8.7).

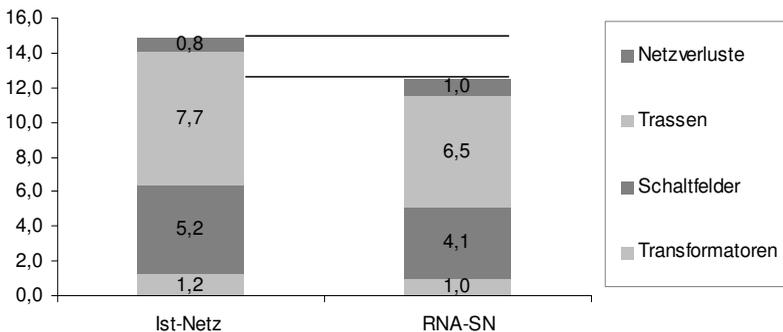


Abbildung 8.7: Ermittlung der Effizienz des Ist-Netzes auf Grundlage einer Referenznetzanalyse  
(Quelle: eigene Darstellung)

### 8.3.2 Ermittlung der Planungsprojekte der Ausbauplanung

Die in der Grundsatzplanung entworfenen Zielnetze werden im Anschluss als Eingangsgrößen an das Verfahren zur

Ausbauplanung übergeben. In einem ersten Schritt werden netzstrukturverändernde Einzelinvestitionen auf Komponentenebene durch Differenzvergleich zwischen Ist- und Zielnetz identifiziert (vgl. Abbildung 8.8).

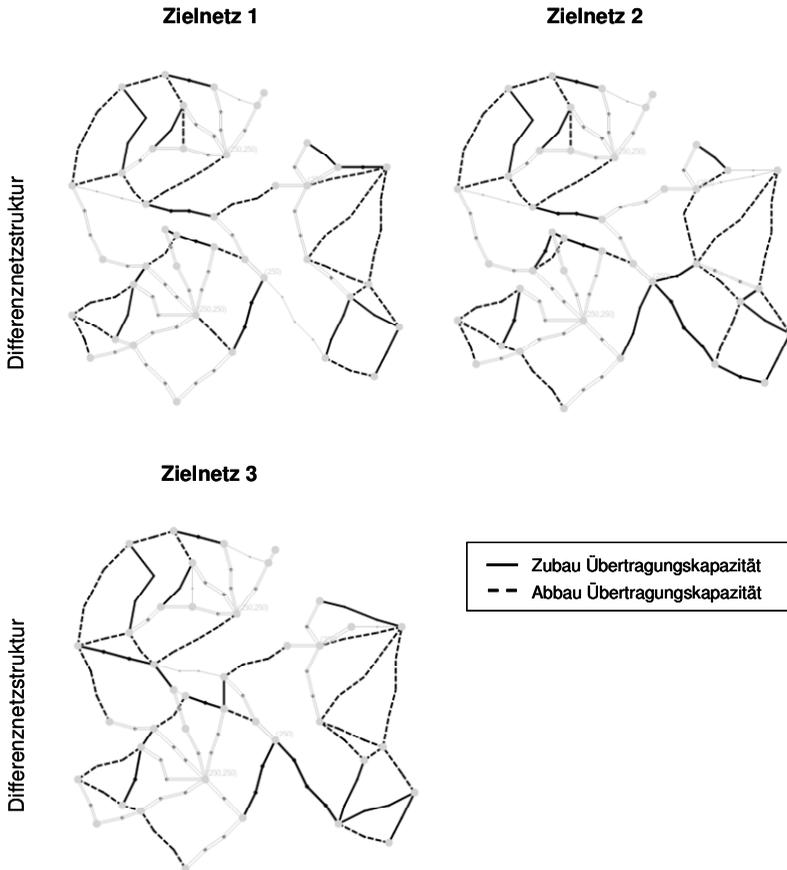


Abbildung 8.8: Differenznetze des Startnetzes und der 3 Zielnetze  
(Quelle: eigene Darstellung)

Wie in Kapitel 7.7.1.2 beschrieben, wird dabei zwischen lastflussrelevanten und nicht-lastflussrelevanten Einzelmaßnahmen unterschieden. Diese stehen teilweise in sachlogischen, beispielsweise durch Kompatibilitäten begründeten Abhängigkeiten zueinander. und Umstrukturierungsprojekten werden auch die Ersatzinvestitionen in die Planung einbezogen.

Tabelle 8.8: Projektbezogene Parameter der Ausbauplanung

<b>Parameter</b>	<b>Ausprägung</b>	<b>Bedeutung</b>
<u>Dauer von Genehmigungsverfahren</u>	3 Jahre für nicht erschlossene Trassen 0 Jahre für erschlossene Trassen	ausgehend vom Startjahr der Optimierung werden die frühestmöglichen Zeitpunkte der Projektdurchführung bestimmt
<u>Bauzeit von Projekten</u>	1 Jahr	ökonomisch relevant, z.B. erfolgen Auszahlungen bereits vor Fertigstellung; AiB sind für die GuV sowie die Kalkulation der Netzentgelte relevant
<u>Baukostenzuschüsse</u>	Es werden keine Baukostenzuschüsse vereinnahmt.	verringern die Höhe der Investitionsauszahlungen des Netzbetreibers sowie die entgeltrelevanten Netzkosten
<u>Aktivierungsstrategie</u>	100% Aktivierung	Die unternehmens- und projektindividuelle Aktivierungspolitik bestimmt den Anteil der Projektauszahlungen, welcher als Aufwand gebucht oder als Investition aktiviert werden.
<u>Budgetierung</u>	Keine	Im Rahmen der Budgetierung werden die maximal zulässigen Auszahlungen je Jahr festgelegt.

Neben den durch Differenzvergleich identifizierten Erweiterungs-Nachdem alle Planungsprojekte identifiziert wurden, sind im Rahmen der Planung für die nun bekannten Projekte weitere projektspezifische technische und ökonomische Parameter zu bestimmen. Die Einbeziehung der ökonomischen Parameter stellt dabei einen wesentlichen Unterschied zu den ausgabenbezogenen Ansätzen dar. Das verwendete Datenmodell erlaubt es, diese Eigenschaften für jede Einzelmaßnahme separat festzulegen. Für die hier präsentierte Planungsaufgabe werden die Parameter hingegen pauschal nach folgender Zuordnung bestimmt (Tabelle 8.8).

## 8.4 Ausbauplanung unter Sicherheit

### 8.4.1 Überblick und Modellergebnisse

Die ermittelten Planungsprojekte werden im Anschluss dem Algorithmus zur Ausbauplanung übergeben und die Planung in den vier Szenarien nach den mit diesen verbundenen Zielgrößen optimiert. In Tabelle 8.9 sind die resultierenden Kapitalwerte, Eigenkapitalrenditen sowie die Barwerte der Auszahlungen in die Infrastruktur für die Szenarien "AP\_Min", "AP\_Max\_S\_real", „AP\_Max\_S\_pos" sowie "AP\_Max\_S\_ARegV" im Überblick dargestellt. Die im jeweiligen Szenario verwendete Zielgröße ist unterstrichen. Die einzelnen zu Planungsprojekten zusammengefassten Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen sind im Detail im Anhang A aufgeführt.

Tabelle 8.9.: Ergebnisse der Ausbauplanungen (Zielgröße unterstrichen)

Szenario	"AP_Min"	"AP_Max_S_real"	"AP_Max_S_pos"	"AP_Max_S_ARegV"
Kapitalwert [Euro]	-15.544.827	<u>-14.390.584</u>	<u>7.165.653</u>	<u>-16.686.330</u>
Eigenkapitalrendite [%]	4,09%	4,39%	9,82%	4,73%
Barwert der Auszahlungen [Euro]	<u>-94.012.928</u>	-97.196.568	-111.969.720	-100.485.768

Die Ergebnisse bestätigen die Eingangsthese dieser Arbeit. So unterscheiden sich die Ergebnisse unter einer ertragswertmaximierenden Planung deutlich von denen einer vom Regulierungssystem unabhängigen auszahlungsminimierenden Planung. Zum Beispiel übersteigt der Betrag des Barwertes der Auszahlungen im positiven regulatorischen Szenario in Höhe von -111.969.720 Euro den Betrag des Barwertes der auszahlungsminimierenden Strategie in Höhe von -94.012.928 Euro um mehr als 19%. Außerdem kann für die ertragswertmaximierenden Planungen gezeigt werden, dass diese von den Erwartungen bezüglich der Entwicklung des Regulierungsrahmens abhängig sind. Das strategisch optimale Investitionsverhalten überlagert dabei die technisch getriebenen Investitionszyklen. Im vorliegenden Beispiel erreichen viele der Ende der siebziger, Anfang der achtziger Jahr errichteten Anlagen ab ca. 2020 das Ende ihrer technischen Nutzungsdauer und müssen deshalb noch innerhalb des Optimierungszeitraums erneuert werden. Unabhängig von der verfolgten Strategie, muss daher spätestens gegen Ende des Optimierungszeitraums verstärkt investiert werden.

## 8.4.2 Auszahlungsminimierende sowie wertmaximierende Strategie im realen Szenario

Bei Verfolgung einer auszahlungsminimierenden Strategie werden alle Investitionen soweit möglich verzögert (vgl. Abbildung 8.9). Die Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen werden hier vor allem durch die sich aus der Entwicklung der Versorgungsaufgabe sowie den unternehmerischen Planungsprämissen ergebenden technischen Notwendigkeiten bestimmt. Dies zeigt sich unter anderem daran, dass ein Großteil der durch das jeweils vom Verfahren implizit ausgewählte Zielnetz vorgegebenen Investitionen nicht innerhalb des Optimierungszeitraums durchgeführt wurden (vgl. Abbildung 8.16). Bei den Ersatzinvestitionen werden Investitionen vor allem durch die begrenzten technischen Nutzungsdauern sowie die mit zunehmenden Anlagenalter ansteigenden Aufwendungen für Betrieb und Instandhaltung getrieben.

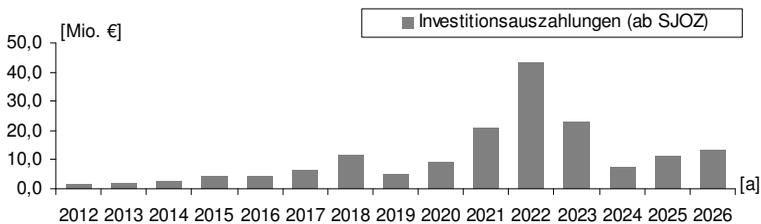


Abbildung 8.9: Investitionsverlauf im Szenario „AP\_Min“  
(Quelle: eigene Darstellung)

Die Tatsache, dass in den Szenarien "AP\_Max\_S\_real" sowie „AP\_MAX\_S\_ARegV" keine positiven Kapitalwerte erzielbar sind, schlägt sich deutlich in den Ergebnissen der Optimierung nieder. Das Optimierungskriterium der Wertmaximierung führt in beiden Szenarien zu einem auszahlungsvermeidenden Verhalten. Da keine

positiven Kapitalwerte erzielbar sind, bedeutet jede Investition eine Wertvernichtung. In einem solchen Umfeld ist es demzufolge rational, zur Begrenzung der Verluste möglichst wenig zu investieren. Am Ende des Optimierungszeitraums ergibt sich im Szenario „AP\_MAX\_S\_real“ dementsprechend ein nur leicht höherer Barwert der Auszahlungen in die Netzinfrastruktur als bei Verfolgung einer auszahlungsminimierenden Strategie (vgl. Abbildung 8.10 sowie Tabelle 8.9).<sup>109</sup> Eine Verzögerung von Investitionen ist im Szenario "AP\_Max\_S\_real" auch deshalb attraktiv, weil in diesem ab dem Jahr 2024 mit dem Start der Yardstickregulierung gerechnet wird. Aufgrund des Zeitverzugsproblems können unter dieser, insbesondere für Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen, höhere Kapitalwerte als in der Anreizregulierung erzielt werden (vgl. Kapitel 8.4.3.)

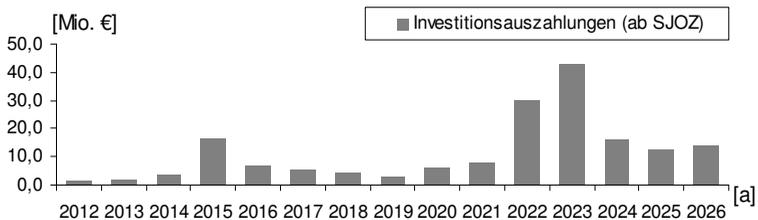


Abbildung 8.10: Investitionsverlauf im Szenario „AP\_Max\_S\_real“  
(Quelle: eigene Darstellung)

Abweichungen zum auszahlungsminimierenden Investitionsverhalten ergeben sich hingegen bei der zeitlichen

<sup>109</sup> Die intuitive Schlussfolgerung, dass ein nicht-auskömmliches Regulierungssystem demnach ideal zur Steuerung der gewinnorientiert handelnden Unternehmen ist, trägt nicht. Kann das Unternehmen seine Kapitalkosten dauerhaft nicht erlösen, wird es sich aus dem Markt zurückziehen.

Taktung der Investitionen. Unter der wertmaximierenden Strategie kommt es zu einer verstärkten Investitionstätigkeit vor dem Kostenprüfungsjahr 2016. Auch dieses Verhalten ist plausibel. Die Optimierung führt hier zu einer Strategie, deren Auswirkungen als *ratchet*-Effekt bezeichnet und unter Anreizregulierungssystemen in der Realität beobachtet werden kann (vgl. insbesondere auch Kapitel 8.4.3).

### 8.4.3 Wertmaximierende Strategie im „ewige“ Anreizregulierung-Szenario

Der bereits im Szenario „AP\_Max\_S\_real“ aufgetretene *ratchet*-Effekt bei Verfolgung einer wertmaximierenden Strategie zeigt sich noch deutlicher, wenn anstelle der ab 2024 unterstellten Yardstickregulierung eine „ewige“ Anreizregulierung angenommen wird. Dies wird im Szenario "AP\_Max\_S\_ARegV" abgebildet.

In diesem besteht nicht der Anreiz, die Investitionen bis zum Beginn der Yardstickregulierung hinauszuzögern. Die optimale Strategie besteht darin, möglichst viele Investitionen vor den Jahren der Kostenprüfung (2016, 2021, 2026) zu konzentrieren, da hierdurch die ökonomisch negative Wirkung des Zeitverzugeseffektes am geringsten ausfällt. Die vom Modell ermittelten Strategien reflektieren die auch empirisch bestätigten Verhaltensmuster unter Anreizregulierungssystemen. Im oberen Teil der Abbildung 8.11 sind die in Großbritannien nach Einführung der Anreizregulierung aufgetretenen Investitionsverläufe dargestellt (*ratchet*-Effekt). Die im unteren Teil abgebildeten, vom Planungsmodell ermittelten Investitionsverläufe, weisen ein ähnliches Muster auf. Die Tatsache, dass sich hier kein extremes Muster ausbildet, verdeutlicht, dass mehrere technische und ökonomische Faktoren wirken.

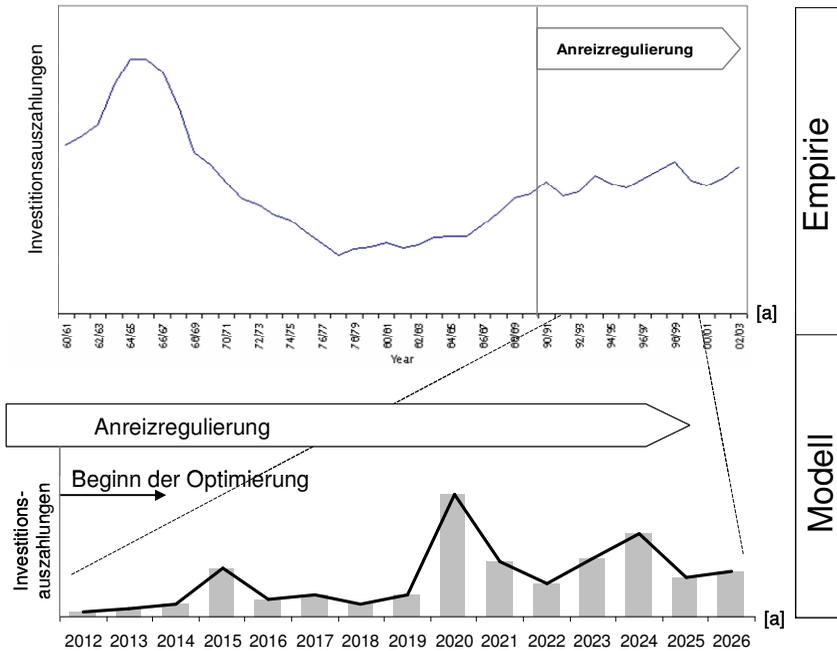


Abbildung 8.11: Gegenüberstellung des in Großbritannien zu beobachtenden Investitionsverhaltens nach Einführung der Anreizregulierung (oben) und der Modellergebnisse (Investitionsverlauf) im Szenario „AP\_MAX\_S\_ARegV“ (unten)  
(Quelle: eigene Darstellung basierend auf [OFGEM 2006])

Aufgrund der im Planungsszenario getroffenen Annahme, dass alle Investitionen zu 100% aktivierbar sind, belaufen sich die operativen Kosten (OPEX) auf lediglich 5-10% der Kapitalkosten (CAPEX) und stellen daher keinen dominanten Treiber des Modells dar. Gleichwohl kann auch hier beobachtet werden, dass Aufwendungen in den Jahren der Kostenprüfung erhöht sind.

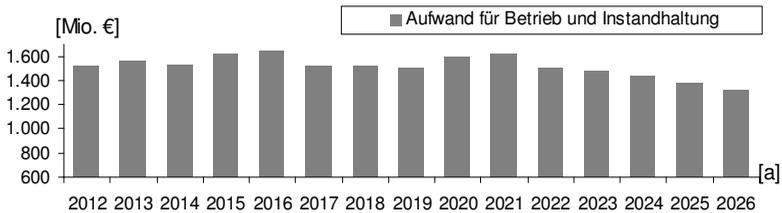


Abbildung 8.12: Verlauf der Aufwendungen für Betrieb und Instandhaltung aller Netzanlagen  
(Quelle: eigene Darstellung)

#### 8.4.4 Wertmaximierende Strategie unter positiven Investitionsbedingungen

Ein anderes Bild ergibt sich im positiven regulatorischen Szenario "AP\_Max\_S\_pos". Zwar begrenzen auch hier die technischen Gegebenheiten die bestehenden Freiheitsgrade; die Investitionen nehmen gemessen am Barwert der Auszahlungen aber deutlich zu. Aus diesem Grund kann das Szenario als investitionsfördernd charakterisiert werden (vgl. Tabelle 8.9). Der in Abbildung 8.13 dargestellte Investitionsverlauf zeigt kein klares Muster und lässt sich auf vielfältige ökonomische und technische Wechselwirkungen zurückführen. Zu diesen zählen zum Beispiel die ab dem Jahr 2013 angenommene direkte Berücksichtigung der Kapitalkosten in den Erlösen, die trotz damit höherer Renditen durch den Effizienzwert getriebene Vermeidung von Überinvestitionen oder die in allen Szenarien aus technischen Gründen bestehende Notwendigkeit der Durchführung bestimmter (Des-)Investitionen.

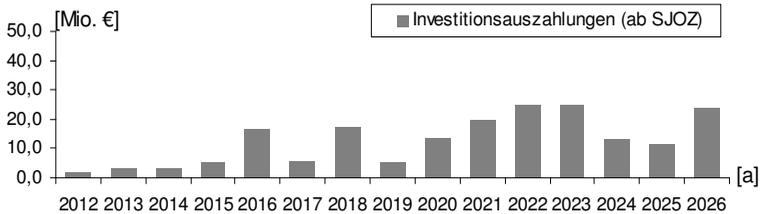


Abbildung 8.13: Investitionsverlauf im Szenario „AP\_Max\_S\_pos“  
(Quelle: eigene Darstellung)

### 8.4.5 Entwicklung des Anlagevermögens und Umsetzungsgrad der Zielnetze

Die Auswirkungen eines positiven ökonomischen Marktumfeldes zeigen sich auch an der Entwicklung des Anlagenbestandes. In allen Szenarien kommt es aufgrund des Investitionszyklus, der Entwicklung der Versorgungsaufgabe sowie der technologischen Veränderungen (Verkabelung) zu einem deutlichen Anstieg der kalkulatorischen und handelsrechtlichen Buchwerte im Anlagenbestand. Auch hier wird der technisch getriebene Investitionszyklus durch die Investitionsstrategien überlagert (vgl. Abbildung 8.14). Unter dem Szenario „AP\_Max\_S\_pos“ ergeben sich hierbei deutlich höhere handelsrechtliche Restbuchwerte als in den anderen Szenarien.

Der Einfluss des Regulierungsumfeldes zeigt sich vor allem in einem Differenzvergleich der wertmaximierenden Planungen „AP\_Max\_S\_real“, „AP\_Max\_S\_pos“ jeweils mit der auszahlungsminimierenden Planung unter dem Szenario „AP\_Min“ (vgl. Abbildung 8.15).

**Verlauf der Restbuchwerte nach HGB**

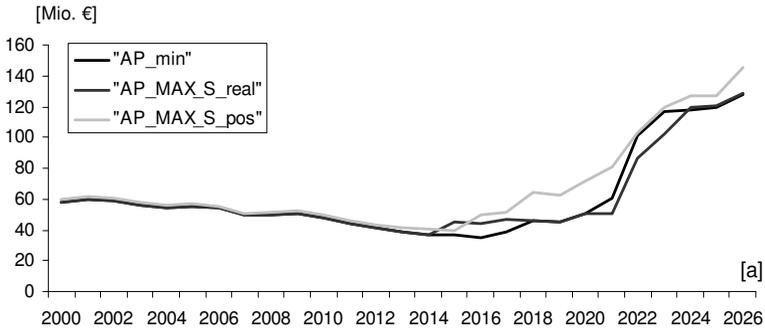


Abbildung 8.14: Entwicklung des Anlagenbestandes (Restbuchwerte nach HGB) in den Szenarien "AP\_Min", "AP\_Max\_S\_real", „AP\_Max\_S\_pos“ (Quelle: eigene Darstellung)

**Delta Restbuchwerte im Vergleich zur auszahlungsminimierenden Strategie**

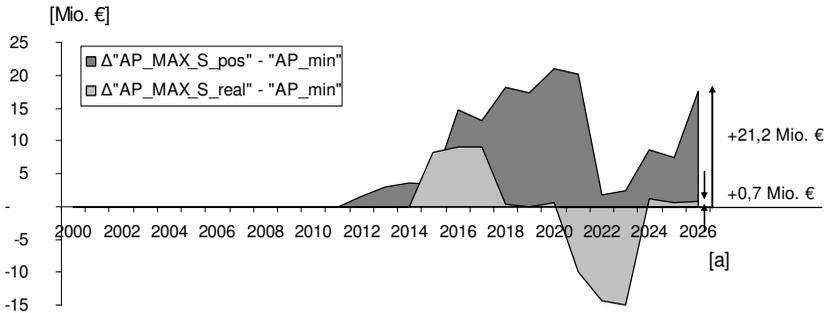


Abbildung 8.15: Differenzbetrachtung der Entwicklung des Anlagenbestandes (Restbuchwerte nach HGB) der Szenarien "AP\_Max\_S\_real", „AP\_Max\_S\_pos“ und jeweils des Szenarios "AP\_Min" (Quelle: eigene Darstellung)

Am Ende des Optimierungszeitraums übersteigt der handelsrechtliche Restbuchwert der Anlagen im Szenario „AP\_Max\_S\_pos“ den Wert der Anlagen im auszahlungsminimierenden Szenario "AP\_Min“ um 21,2 Mio. Euro. Insbesondere vor dem Hintergrund, dass ein großer Anteil der Investitionen durch die Entwicklung der Versorgungsaufgabe sowie die Altersstruktur des Netzes getrieben ist, zeigt sich hier ein deutlicher Einfluss des betriebswirtschaftlich-regulatorischen Umfeldes. Demgegenüber beträgt der Unterschied zwischen den Szenarien "AP\_Max\_S\_real" und "AP\_Min“ lediglich 0,7 Mio. Euro. Die Auswirkungen des strategischen Verhaltens unter "AP\_Max\_S\_real" zeigen sich jedoch auch hier an der abweichenden Entwicklung der Restbuchwerte im Zeitverlauf (hellgraue Fläche).

Weiterhin zeigen die Modellrechnungen, dass die vollständige Umsetzung der Zielnetzstrukturen in den im Vergleich zu den Nutzungsdauern der Netzanlagen kurzen Optimierungszeiträumen nicht wirtschaftlich sinnvoll ist. Die Ergebnisse bestätigen damit zum einen die in bestehenden Untersuchungen getroffenen Aussagen für die kostenminimierende Planung (vgl. [Wirtz et al. 2008]). Zum anderen erweitern sie diese um die Erkenntnis, dass dieser Sachverhalt auch unter einem wertmaximierenden Kalkül zutreffen kann. Auch am Grad der Umsetzung der jeweilig vom Algorithmus gewählten Zielnetze zeigt sich der Einfluss des Regulierungsumfeldes. In den Szenarien "AP\_Max\_S\_real" und "AP\_Min“ wurden vom Algorithmus jeweils solche (Des-)Investitionsmaßnahmen ausgewählt, die das Startnetz in Richtung des Zielnetz 1 entwickeln. Im gegebenen Beispiel werden zum Ende des Optimierungszeitraums sogar identische Netzstrukturen erreicht. Demgegenüber wurde im Szenario „AP\_Max\_S\_pos“ vom Algorithmus das Zielnetz 3 gewählt (vgl. Abbildung 8.16).

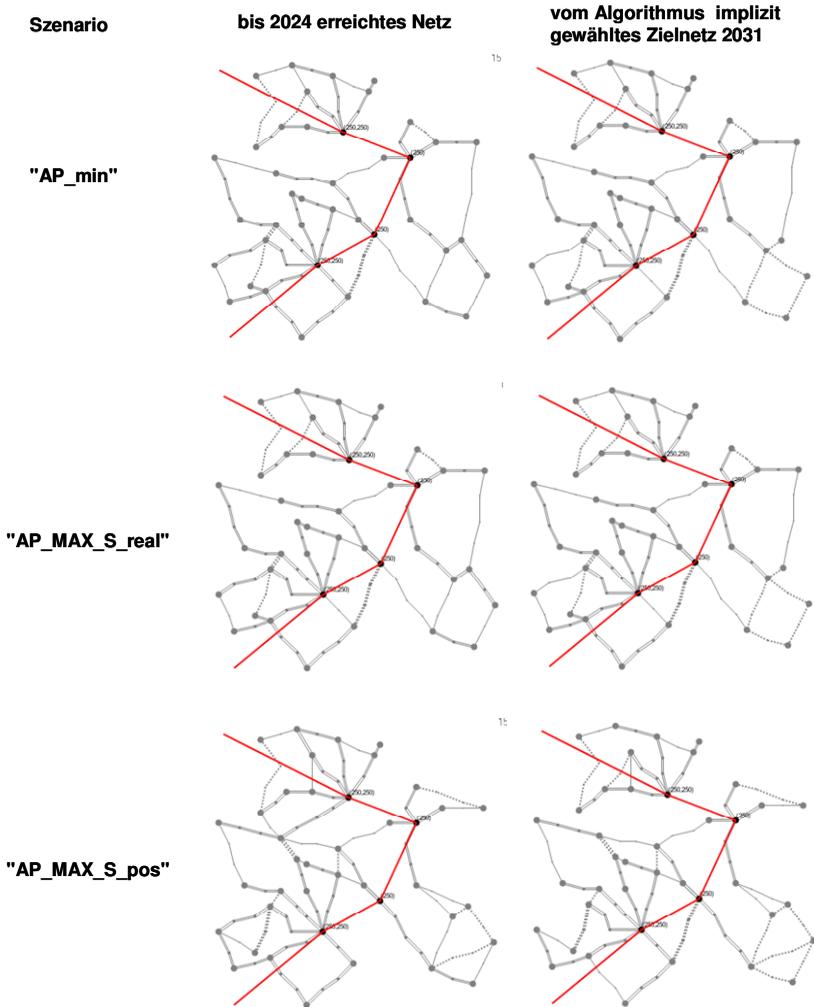


Abbildung 8.16: Grad der Umsetzung der Zielnetze (Quelle: eigene Darstellung)

## 8.5 Ausbauplanung unter Unsicherheit bei bestehender Flexibilität

### 8.5.1 Unsichere regulatorische Parameter

Die Ausbauplanung wird im nächsten Schritt noch einmal unter Unsicherheit durchgeführt. Ziel dieses Kapitels ist es, den durch die Unsicherheiten bezüglich der Regulierung entstehenden Optionswert aufzuzeigen. Als regulatorisches Szenario wird ein Szenario unterstellt, welches auf den Parametereinstellungen des Realszenarios „AP\_Max\_S\_real“ basiert. Änderungen ergeben sich bei den unsicheren Parametern, deren stochastische Ausprägungen den Bereich zwischen deren Ausprägung in den Szenarien „AP\_Max\_S\_real“ und „AP\_Max\_S\_pos“ abdecken. Mit diesen Parameterausprägungen soll erreicht werden, dass je nach Realisation der Parameter Bedingungen vorliegen, die in einigen Fällen positive Kapitalwerte erlauben und in anderen Fällen nicht. Als stochastische Parameter werden die in Kapitel 5.6.9 aufgeführten regulatorischen Parameter in  $|MC|=1000$  Realisationen der stochastischen Prozesse mit folgenden Einstellungen ermittelt:

Die regulatorische Eigenkapitalrendite wird ausgehend vom bekannten Wert im Startjahr der Optimierung (10,53%) als geometrische Brownsche Bewegung bei Delta  $t = 1$  Jahr, Sigma = 0,1 und Drift = 0 bestimmt. Mit diesen Parametern wird zu Demonstrationszwecken bewusst eine große Bandbreite möglicher Zinsentwicklungen erzeugt, durch welche sich der Wert der Flexibilität erhöht. Der Startwert wird aus dem Mittelwert der sicheren realen und positiven Szenarien abgeleitet. Die kumulierte Wahrscheinlichkeit für die Heilung des Zeitverzugsproblems wird für 2013 auf 20% und für 2014 auf 50% geschätzt. Damit wird im Unterschied zum sicheren Szenario unterstellt, dass dieses unter der Anreizregulierung bestehende Problem entweder in den nächsten beiden Jahren oder bis zum Wechsel zur Yardstickregulierung nicht gelöst wird.

Tabelle 8.10: Simulationsparameter der stochastischen Variablen

Parameter	Wahrscheinlichkeitsverteilungen
<u>regulatorische Eigenkapitalrendite</u>	geometrische Brownsche Bewegung mit Startwert = 10,53% $\Delta t = 1$ Sigma = 0,1 Drift = 0
<u>Heilung Zeitverzug</u>	kumulierte Wahrscheinlichkeit: 2013 = 20% 2014 = 50%
<u>Beginn Yardstickregulierung</u>	kumulierte Wahrscheinlichkeit: 2019 = 50% 2024 = 100%
<u>X-gen ab dritter Regulierungsperiode</u>	vereinfachte Verteilung: -1,0% = 25% 0% = 50% +1,0% = 25% (ab 2024 = 0%)

Für die Einführung der Yardstickregulierung kommen zwei Zeitpunkte in Frage. Nach dem Bericht der Bundesnetzagentur zur Einführung der Anreizregulierung ist deren Beginn nach zwei Regulierungsperioden geplant. Andererseits besteht die Chance, dass eine dritte Regulierungsperiode der Anreizregulierung folgt und sich die Einführung der Yardstickregulierung verzögert. Die Wahrscheinlichkeit für beide möglichen Zeitpunkte (2019 und 2024) wird auf jeweils 50% geschätzt. Als vierter Parameter wird die Entwicklung des generellen X-Faktors geschätzt. Die bis 2018 geltenden X-Faktoren sind als sichere Parameter bekannt. Für die auf die 2. Regulierungsperiode folgenden fünf Jahre wird davon ausgegangen, dass der generelle X-Faktor Werte von -1,0, 0% oder +1,0% annehmen kann, wobei eine Gleichverteilung unterstellt wird.

## 8.5.2 Schritt 1: Ermittlung von Ausbauplänen ähnlicher Güte

In einem ersten Schritt wurden in mehreren Optimierungsläufen zwei passive Ausbaupläne mit ähnlicher Lösungsgüte, die sich jedoch bezüglich der Auszahlungsverläufe und gewählten Investitionen unterscheiden, bestimmt. Zur Vereinfachung wurden in der Bewertung nur die Erwartungswerte der Kapitalwerte berücksichtigt, womit keine Differenzierung bezüglich der explizit modellierten Risiken erfolgt und die Risikopräferenzen der Investoren (Risikoaversion) ausschließlich über den Diskontierungsfaktor berücksichtigt werden.

Tabelle 8.11: Zielfunktionswerte der unter expliziter Modellierung von Unsicherheit ermittelten Ausbaupläne

<b>Szenario</b>	<b>passiver Ausbauplan 1</b>	<b>passiver Ausbauplan 2</b>
Kapitalwert [€]	<u>-7.565.763</u>	<u>-7.809.386</u>
Eigenkapitalrendite [%]	5,82%	6,04%
Barwert der Auszahlungen [€]	-100.609.784	-112.163.040

Da sowohl die Anreizregulierung als auch die Einführung der Yardstickregulierung zu verschiedenen Zeitpunkten Bestandteile einiger Szenarien darstellen und im Mittel keine positiven Kapitalwerte zu erzielen sind, zeigen sich auch hier die in den sicheren Szenarien aufgetretenen Muster (vgl. Abbildung 8.17 und Abbildung 8.18).

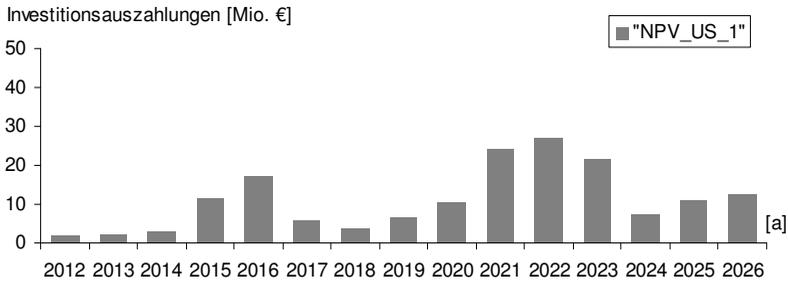


Abbildung 8.17: Investitionsverlauf des vorausgewählten Ausbauplans 1  
(Quelle: eigene Darstellung)

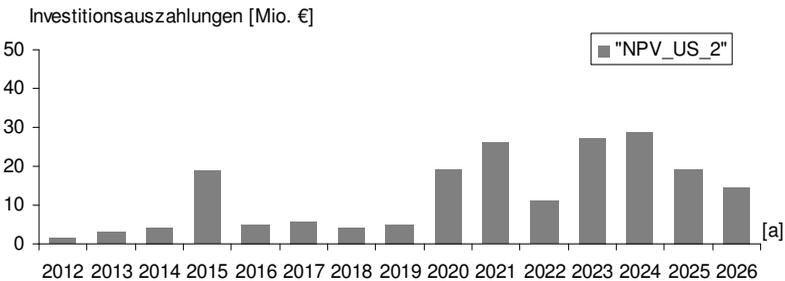


Abbildung 8.18: Investitionsverlauf des vorausgewählten Ausbauplans 2  
(Quelle: eigene Darstellung)

### 8.5.3 Schritt 2: Nachgelagerte Bewertung der Flexibilität

Beide Ausbaupläne werden im Anschluss dem Algorithmus zur Bewertung der Flexibilität übergeben. Als Zeitpunkt der nächsten Planung wurde das Jahr 2015, d.h. das vierte Jahr nach dem Jahr der aktuell betrachteten Planungsrunde, angenommen. Dementsprechend sind alle Entscheidungen bis zu diesem Jahr fixiert (vgl. Abbildung 8.19 sowie Abbildung 8.20).

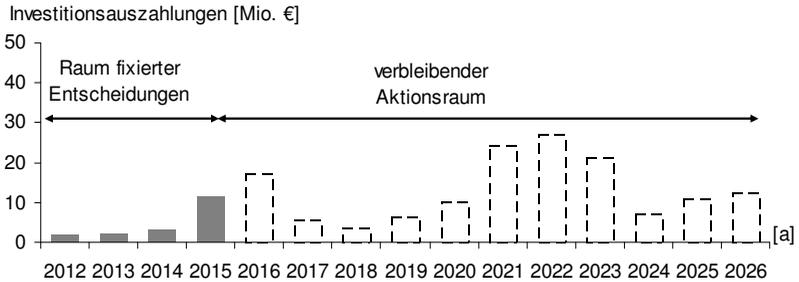


Abbildung 8.19: Durch den Ausbauplan 1 abschließend fixierte Investitionen (Quelle: eigene Darstellung)

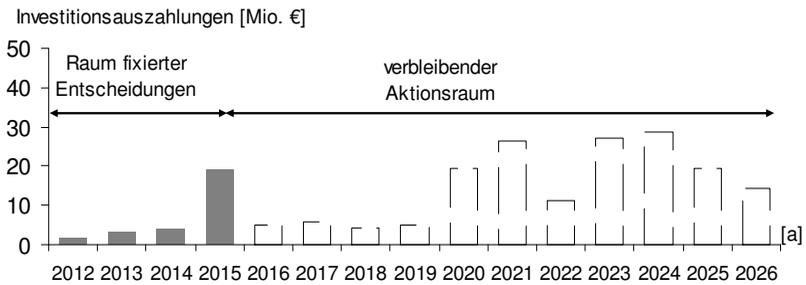


Abbildung 8.20: Durch den Ausbauplan 2 abschließend fixierte Investitionen (Quelle: eigene Darstellung)

Die Ergebnisse der Bewertung sind in Tabelle 8.12 dargestellt. Die Differenzen zwischen den passiven und adjustierten Kapitalwerten zeigen den jeweilig aus der regulatorischen Unsicherheit entstehenden Wert der Flexibilität.

Tabelle 8.12: Wert der Flexibilität der Ausbaupläne 1 und 2

Szenario	Ausbauplan 1	Ausbauplan 2
Kapitalwert <sub>passiv</sub> [€]	-7.565.763	-7.809.386
Kapitalwert <sub>adjustiert</sub> [€]	-5.621.461	-5.266.306
Wert der Flexibilität [€]	1.944.302	2.543.080

Grundsätzlich kann damit die regulatorisch bedingte Existenz eines Optionswertes bestätigt werden. Für beide vorausgewählten Pläne resultiert eine deutliche Erhöhung des Wertes des Projektportfolios bei Einbeziehung des Flexibilitätswertes in die Bewertung. Da alle Planungen nach dem Jahr 2014 bedingte Eventualpläne darstellen, werden konkrete Aussagen nur für die Jahre von 2012 bis 2014 getroffen. Tabelle 8.13 zeigt die im Ausbauplan 2 zu Planungsprojekten zusammengefassten und abschließend fixierten Entscheidungen. Eine Übersicht über die in diesen enthaltenen Einzelmaßnahmen sowie der ebenfalls fixierten Ersatzinvestitionen findet sich in Anhang A.

Tabelle 8.13: Fixierte Planungsprojekte in Ausbauplan 2

<b>Umbau- und Erweiterungsprojekte</b>		
<b>Jahr</b>	<b>Projekt ID</b>	<b>Text</b>
2012	12	Rückbau Freileitungstrasse um 1 Stromkreis (Trasse 25)
2012	20	Rückbau Freileitungstrasse um 1 Stromkreis (Trasse 50)
2014	1	Rückbau Freileitungstrasse (Trasse 1)
2014	2	Rückbau Freileitungstrasse (Trasse 2)
2014	15	Rückbau Freileitungstrasse (Trasse 34)
2014	22	Rückbau Freileitungstrasse um 1 Stromkreis (Trasse 52)
2015	0	Rückbau Freileitungstrasse um 1 Stromkreis (Trasse 0)
2015	14	Errichtung Kabeltrasse (2 Stromkreise) (Trasse 33)
2015	33	Erweiterung Freileitungstrasse um 1 Stromkreis (Trasse 76)

Ein weiterer Anteil der Investitionsaufwendungen im fixierten Entscheidungszeitraum entfällt darüber hinaus auf Ersatzinvestitionen, welche nicht in der Tabelle 8.13 enthalten sind.<sup>110</sup> Die Daten zeigen, dass Ausbauplan 2 trotz niedrigerem passiven Kapitalwert aufgrund der höheren Flexibilität dem Ausbauplan 1 vorzuziehen wäre. Die Ergebnisse sind jedoch nicht

<sup>110</sup> vgl. Anhang B für eine Darstellung der Einzelmaßnahmen

signifikant. Selbst bei Vernachlässigung der durch die heuristischen Optimierungsverfahren bedingten Streuungen der Ergebnisse sind diese aufgrund des durch die Monte-Carlo-Simulation bedingten Fehlers uneindeutig (vgl. Tabelle 8.14).<sup>111</sup>

Tabelle 8.14: Berechnung der 95% Konfidenzintervalle der Monte-Carlo-Simulation für den Kapitalwert

<b>Fehlerabschätzung (MC)</b>	<b>Ausbauplan 1</b>	<b>Ausbauplan 2</b>
MC	1000	1000
Standardabweichung [€]	12.791.459	14.112.759
Standardfehler [€]	404.501	446.285
unteres 95% Konfidenzintervall [€]	-6.414.284	-6.141.024
Erwartungswert [€]	-5.621.461	-5.266.306
oberes 95% Konfidenzintervall [€]	-4.828.638	-4.391.588

Die fehlende Eindeutigkeit der Ergebnisse ist dabei weniger durch das Verfahren sondern durch die Planungsaufgabe und den Analysebereich bedingt, welche zwei wesentlichen Einschränkungen unterliegen. Auch wenn die abgebildeten unsicheren Parameter unter Berücksichtigung eines hohen Risikos simuliert wurden, wurden nur drei von vielen möglichen Parametern ausgewählt. Insbesondere die Einbeziehung technischer Risiken, z.B. bezüglich der Lastentwicklung, würde das Risiko und somit den Wert der Flexibilität erhöhen. Die zweite Einschränkung besteht in der geringen gegebenen Flexibilität. Es wurden lediglich 3 Zielnetze vorgeben, in denen jeweils die gleichen und sehr beschränkten Technologieoptionen vorliegen. Die Erhöhung der Anzahl unterschiedlicher Zielnetze, aber insbesondere die Ausweitung von Technologieoptionen würde den Grad der Flexibilität und somit ihren

<sup>111</sup> Eine eindeutige Vorteilhaftigkeit wäre bei  $|_{MC}| > 25000$  gegeben.

Wert deutlich steigern. Auch eine höhere Anzahl vorausgewählter Ausbaupläne würde den betrachteten Lösungsraum erweitern und damit die Chance auf bessere Lösungen vergrößern.

Die grundsätzlichen Mechanismen für das Entstehen eines Optionswertes lassen sich jedoch auch unter diesen restriktiven Bedingungen nachweisen. In Abbildung 8.21 sind die Erwartungswerte sowie die Verteilungen der Kapitalwerte mit und ohne Ausnutzung bestehender Flexibilitäten abgebildet. Je nach Entwicklung der ökonomischen Parameter werden in den zukünftigen bedingten Eventualplänen Verluste begrenzt oder Gewinnchancen realisiert. Durch die Ausnutzung von Handlungsräumen kommt es hierdurch zu einer Verschiebung der Wahrscheinlichkeitsverteilung der Kapitalwerte und somit auch derer Erwartungswerte (vgl. Abbildung 8.21).

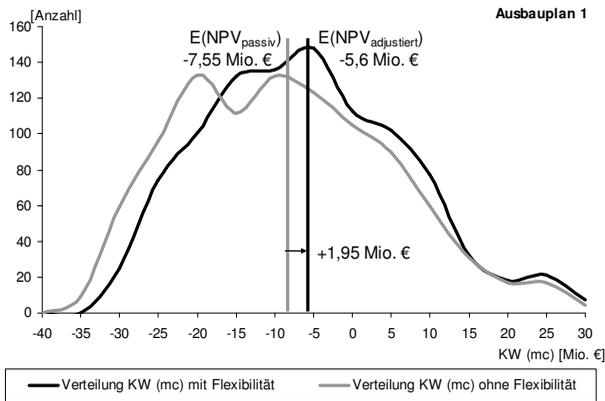


Abbildung 8.21: Wert der Flexibilität des vorausgewählten Ausbauplan 1  
(Quelle: eigene Darstellung)

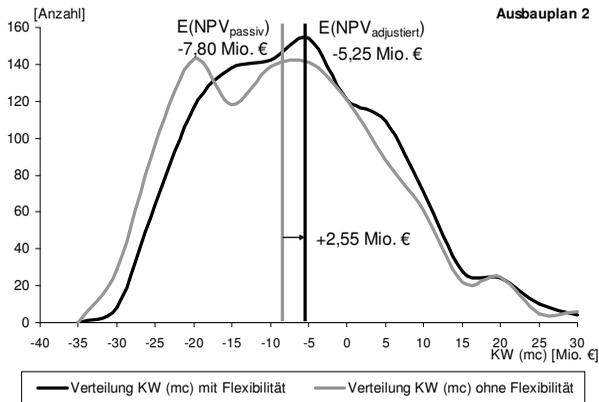


Abbildung 8.22: Wert der Flexibilität des vorausgewählten Ausbauplan 2  
(Quelle: eigene Darstellung)

## 8.6 Schlussfolgerungen aus der Untersuchung

Die Untersuchungen zeigen, dass sich eine an einer langfristigen Erfolgsgröße ausgerichtete und unter Einbeziehung der Erlöswirkungen des Regulierungsrahmens durchgeführte Planung signifikant von einer Planung unterscheidet, welche die Minimierung der Auszahlungen in die Infrastruktur zum Ziel hat. Die Analysen bestätigen damit die Vorhersagen und Beobachtungen der Regulierungsforschung und somit die Eingangsthese dieser Arbeit (vgl. Kapitel 8.4).

Hieraus lässt sich aus Unternehmenssicht die Forderung ableiten, den bisherigen vor allem auf technische Parameter orientierten Prozess der Netzplanung im Kontext der rechnergestützten Netzplanung um einen weiteren Analyseschritt zu ergänzen. Neben den technischen Voruntersuchungen sollte die regulatorisch-betriebswirtschaftliche Umwelt analysiert werden und in die Netzplanung einfließen (vgl. Abbildung 8.23).

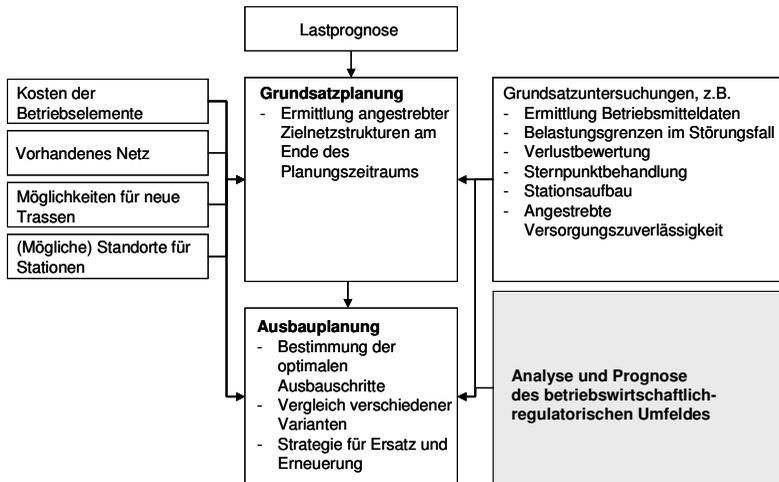


Abbildung 8.23: Erweiterung des Prozesses der Netzplanung um die Analyse des betriebswirtschaftlich- regulatorischen Umfeldes  
(Quelle: eigene Darstellung, aufbauend auf [Kaufmann 1995])

Das Regulierungssystem und die diesbezüglichen Erwartungen sind jedoch nicht statisch, weshalb für jede Planung eine erneute Analyse erfolgen muss. Weiterhin ist die Netzplanung in Bezug auf die regulatorische Bewertung eine national und teilweise sogar regional spezifische Aufgabe. Dabei gilt, dass sich die aktuellen Optimierungsbemühungen der Netzbetreiber aufgrund der vielfältigen technischen und ökonomischen Wechselwirkungen nicht auf eine einfache „Basisjahroptimierung“ beschränken sollten. Zukunftserwartungen, Unsicherheiten, Strategie- und Technologieoptionen stellen ebenfalls zu berücksichtigende Faktoren dar.

Neben den Implikationen für den Netzplanungsprozess können aus den Untersuchungen auch Aussagen bezüglich des Regulierungsrahmens abgeleitet werden. In keinem Szenario der Ausbauplanung wurden die Zielnetzstrukturen innerhalb des

vorgegebenen Optimierungszeitraumes von 15 Jahren vollständig umgesetzt. Die Ergebnisse der Netzplanung mit dem Ziel der Minimierung des Barwertes aller Auszahlungen bestätigen damit die Ergebnisse der Untersuchungen von Wirtz et al. (2008). Effizienzsteigerungen im Anlagenbestand (CAPEX) können, zumindest unter bestimmten strukturellen Voraussetzungen, nur über einen Zeitraum von mehreren Jahrzehnten und nicht innerhalb der in der Anreizregulierung unterstellten Zeiträume von 10 bzw. 5 Jahren erzielt werden (vgl. [Wirtz et al. 2008, S. 42ff]; § 16 Abs. 1 ARegV). Die Ergebnisse der Untersuchung zeigen weiterhin, dass sich diese Aussage auch auf Planungen übertragen lässt, in denen als Optimierungsziel die Maximierung des Kapitalwertes vorgegeben wurde. Selbst unter regulatorischen Bedingungen, die aus Sicht des Unternehmens als sehr positiv zu charakterisieren sind, beschränken Alterstruktur und netzplanerische Restriktionen die Geschwindigkeit eines ökonomisch sinnvollen Netzausbaus. Insgesamt lässt sich die Empfehlung ableiten, die strukturell bedingte „Trägheit“ des Systems im Rahmen der Energiemarktregulierung stärker zu berücksichtigen.

Darüber hinaus deuten die Ergebnisse des den aktuellen Regulierungsrahmen abbildenden Szenarios auf Mängel in Bezug auf die bestehenden Investitionsanreize in der aktuellen Ausgestaltung der deutschen Anreizregulierung hin. Trotz Optimierung des Investitionsprogramms können unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen keine positiven Kapitalwerte erzielt werden. In diesem Zusammenhang ist jedoch zu betonen, dass hieraus lediglich auf fehlende Investitionsanreize im aktuellen Regulierungssystem geschlossen werden kann. Aussagen über die ökonomische Gesamtsituation der Unternehmen können jedoch nicht abgeleitet werden. Zum Beispiel werden Zusatzerlöse aus sogenannten Sockeleffekten in der Bewertung nicht berücksichtigt, da diese *windfall profits* darstellen und demzufolge nicht entscheidungsrelevant sind (vgl. [Growitsch et al. 2008], [Hachmeister 2009], Kapitel 5.5.3.). Ein Weg zur Förderung von Investitionen bei gleichzeitiger Berücksichtigung der Zielsetzung

einer Kostenminimierung des Gesamtsystems bestünde vor diesem Hintergrund darin, mögliche *windfall profits* zu reduzieren und die ins Entscheidungskalkül der Unternehmen einfließenden Erlöse für getätigte Neuinvestitionen entsprechend zu erhöhen.

## 9 Zusammenfassung der Arbeit

Seit Beginn der Liberalisierung im Jahr 1998 hat sich das ökonomische Umfeld der deutschen Netzbetreiber einschneidend verändert. Von besonderer Relevanz waren der mit dem EnWG 2005 vorgeschriebene Wechsel vom verhandelten zum regulierten Netzzugang sowie die seit 2009 in Deutschland eingeführte Festlegung der Netzentgelte im Wege der Anreizregulierung. Vor dem Hintergrund dieser Entwicklungen sehen sich Netzbetreiber einem zunehmenden Effizienz- und Wettbewerbsdruck ausgesetzt, der sich auch auf die Netz- und Investitionsplanung auswirkt. Da eine optimale Netz- und Investitionsplanung nur mit Hilfe rechnergestützter Verfahren möglich ist, werden seit einigen Jahren vermehrt optimierende Energiesystemmodelle für die Planung von Energieversorgungsnetzen eingesetzt.

Den Ausgangspunkt der Arbeit bildet die These, dass die bestehenden Modelle zur Netzplanung aufgrund des Zielkriteriums der Minimierung der Systemausgaben suboptimale Planungsergebnisse erzielen, wenn als Ziel des unternehmerischen Handelns eine Gewinnmaximierung bzw. eine Maximierung des Nutzens der Eigenkapitalgeber unterstellt wird. Diese These gründet auf den Aussagen der Regulierungsforschung, nach denen für regulierte Monopolunternehmen eine Kostenminimierung nicht zwingend mit einer Erfolgsmaximierung einhergeht. Der Grund hierfür liegt in der nicht vollständig aufzulösenden Imperfektion von Regulierungssystemen und den somit erzielbaren Marktergebnissen. Für die Regulierung wird deshalb die Minimierung der Wohlfahrtsverluste, nicht aber deren vollständige Eliminierung als realistisches Ziel angesehen. Ob die Wohlfahrtsverluste zu Gunsten oder zu Lasten der Monopolunternehmen gehen, hängt vom gegebenen Regulierungssystem sowie den im Regulierungsprozess getroffenen Entscheidungen der regulierenden Institution ab. In diesem Umfeld

tendieren die regulierten Unternehmen zu strategischem Verhalten mit dem Ziel der Gewinnmaximierung oder der Verlustminimierung.

Zielsetzung der vorliegenden Arbeit ist die Entwicklung eines techno-ökonomischen Modells zur Netzplanung, welches eine vom Regulierungssystem abhängige Netzplanung ermöglicht. Treibende Größen des Modells sind die exogen vorgegebene Versorgungsaufgabe sowie die begrenzten Nutzungsdauern der Betriebsmittel des Bestandsnetzes. Dem Stand der Forschung entsprechend werden hierzu mit der Grundsatz- und Ausbauplanung die beiden auch in der Praxis zur Anwendung kommenden Planungsstufen abgebildet. Die Grundsatzplanung ermittelt unabhängig vom bestehenden Ist-Netz für einen zukünftigen Zeitpunkt optimale Zielnetzstrukturen. Die Ausbauplanung beschäftigt sich mit der Auswahl und zeitlichen Taktung von Maßnahmen zur Anpassung von Netzstrukturen, wobei die Ergebnisse der Grundsatzplanung als Zielvorgaben in die Planung einfließen.

Bewertungsrelevant sind nur die Planungsvarianten, welche zu zulässigen Netzentwürfen führen. Hierzu werden alle in der Planung entworfenen Netzstrukturen innerhalb des technischen Teilmodells überprüft. Das  $(n-1)$ -Kriterium stellt hierfür das in der im Rahmen dieser Arbeit betrachteten Hochspannungsebene übliche Bewertungskriterium dar. Dieses ist erfüllt, wenn sowohl im gestörten als auch im ungestörten Netzbetrieb die vorgegebenen Grenzwerte für Betriebsmittelbelastungen, Spannungsbänder sowie Kurzschlussströme eingehalten werden. Die Überprüfung der Einhaltung dieser Grenzwerte erfolgt auf Grundlage der im Modell integrierten Lastfluss- und Kurzschlussstromberechnung. Darüber hinaus werden verschiedene strukturelle Restriktionen, die in den individuellen Planungsrichtlinien der Netzbetreiber festgelegt sind, überprüft. Hierzu gehören die maximal zulässige Länge von Doppelstichleitungen oder die Festlegung lokal zulässiger Betriebsmittel (z.B. Verkabelung).

Aufgrund der Beschreibung des Versorgungsnetzes aus der technologischen Perspektive kann das Modell als *Bottom-Up*- bzw. ingenieurwissenschaftliches Energiefluss-Modell charakterisiert werden. Die Implementierung erfolgte auf der .NET Plattform von Microsoft. Für den Modellaufbau wurde ein modularer Ansatz verfolgt. Das Modell besteht aus drei Hauptmodulen (technisch, betriebswirtschaftlich-regulatorisch, optimierend), welche über ein gemeinsames Datenmodell miteinander verbunden sind. Der Vorteil dieses Ansatzes liegt in der Möglichkeit, die einzelnen Teilmodule separat anpassen zu können. Dies ist beispielsweise für die ökonomische Bewertung sinnvoll, da insbesondere die regulatorische Umwelt Änderungen unterworfen ist, die eine Anpassung der Zielfunktionen und Nebenbedingungen für zukünftig durchgeführte Planungen erforderlich machen können.

Der Schwerpunkt dieser Arbeit liegt in der Integration einer betriebswirtschaftlich-regulatorischen Bewertung in den rechnergestützten Planungsprozess. Mit Bezug auf die wertorientierte Unternehmensführung, in welcher die Maximierung des Kapitalwertes des Eigenkapitals das Zielkriterium der Unternehmung darstellt, wurden im Rahmen der vorliegenden Arbeit Zielfunktionen für die beiden Planungsstufen entwickelt. Die Zielfunktion der Ausbauplanung unterscheidet sich dabei signifikant von den bisherigen, auf die Systemausgaben beschränkten Zielfunktionen. Eine wichtige Eingangsgröße des entwickelten Planungskalküls stellen die vom Regulierungssystem abhängigen Erlöse aus Netzentgelten dar. Zu deren Ermittlung wurden die aktuell gültigen und in der Stromnetzentgeltverordnung sowie der Anreizregulierungsverordnung verankerten Kalkulationsprinzipien als Zielfunktionsbestandteile modelliert. Da Investitionen in Netzbetriebsmittel aufgrund ihrer langen kalkulatorischen Nutzungsdauern über mehrere Jahrzehnte Erlöse aus Netzentgelten generieren, wurden darüber hinaus zukünftig wahrscheinliche Regulierungssystemvarianten abgebildet.

Investitionen in Netzbetriebsmittel stellen langfristige Investitionen dar und werden in einem Umfeld getätigt, welches in den vergangenen Jahren von zunehmender Unsicherheit gekennzeichnet war. Da sowohl die Entwicklung des Regulierungsrahmens als auch das Verhalten des Regulators dem Unternehmen nicht mit Sicherheit bekannt sind, unterliegen die Investitionen einem regulatorischen Risiko. Gleichzeitig sind die Investitionen irreversibel und sequentiell, wobei zwischen den Einzelinvestitionen Verbundeffekte bestehen, die eine unabhängige Betrachtung dieser verhindern. Hierdurch weisen Investitionen in Energieversorgungsnetze alle Eigenschaften auf, die den Wert bestehender Flexibilitäten (Optionen) begründen. Da der auf Grundlage des Discounted-Cashflow-Verfahrens ermittelte Kapitalwert keine Flexibilitäten erfasst, wurden mit der flexiblen Planung sowie den Modellen zur Bewertung von Realloptionen Ansätze zur Berücksichtigung bestehender Flexibilitäten in der Planung vorgestellt und diskutiert. Eine in diesem Zusammenhang erfolgte exemplarische Analyse bestehender Modelle zur Netzausbauplanung zeigte mehrere Einschränkungen. Bisherige Ansätze erlauben entweder die Lösung kleinerer Probleminstanzen unter einschränkenden Annahmen bezüglich der Zielfunktion sowie der Wahrscheinlichkeitsverteilung der stochastischen Parameter oder berücksichtigen die Flexibilität nicht in ausreichendem Maße. Die Gründe hierfür liegen in der Komplexität des Planungsproblems und den Eigenschaften der möglichen Zielfunktionen sowie den hiermit verbundenen Einschränkungen bezüglich der Anwendbarkeit der zur Verfügung stehenden Bewertungsverfahren für Realloptionen. Vor diesem Hintergrund wird ein Vorschlag zur ergänzenden Bewertung der Flexibilität von vorausgewählten passiven Ausbauplanungen gemacht, in welchem die Netzplanung vereinfachend als Planungsproblem mit dem Charakter europäischer Optionen bzw. als zweistufige flexible Planung interpretiert wird.

Sowohl die Grundsatz- als auch die Ausbauplanung stellen kombinatorische, nichtlineare und multimodale

Optimierungsprobleme dar. Da der Nutzen exakter Verfahren aufgrund der bestehenden Unsicherheiten sowie komplexen Restriktionen angezweifelt wird und deren Anwendung nur unter vereinfachenden Annahmen und für kleine Probleminstanzen möglich ist, werden in den letzten Jahren vermehrt heuristische Verfahren zur Optimierung der Netzplanung eingesetzt. Diese kommen auch in dem entwickelten Modellansatz zur Anwendung. Die Grundsatzplanung erfolgt auf Basis eines genetischen Algorithmus, für die Ausbauplanung wird ein Ameisenalgorithmus verwendet. Eine Besonderheit der heuristischen Verfahren in der Netzplanung stellt die Integration von Reparaturalgorithmen dar, welche ungültige Netzentwürfe in den Raum der technisch zulässigen Lösungen überführen.

Die Funktionsfähigkeit des Verfahrens wurde anschließend anhand einer synthetischen Planungsaufgabe demonstriert. Zur Untersuchung des Einflusses des gewählten Zielkriteriums sowie des Regulierungssystems auf die Planungsergebnisse wurden zunächst mehrere regulatorische Szenarien unter der Annahme sicherer Erwartungen untersucht. Neben dem an die aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen angepassten Szenario wurde ein weiteres Szenario berücksichtigt, welches ein aus Sicht der Netzbetreiber sehr positives regulatorisches Umfeld repräsentiert. Um die Unterschiede zwischen einer wertorientierten und der bisher dominierenden ausgabenorientierten Planung aufzuzeigen, wurde die Planung weiterhin mit dem Ziel der Minimierung der Auszahlungen in die Netzinfrastruktur durchgeführt. Die wichtigsten Ergebnisse der Analysen sind nachfolgend zusammengefasst.

Bei Vorgabe einer Minimierung des Barwertes der Auszahlungen in die Netzinfrastruktur als Zielkriterium der Planung erfolgt diese unabhängig von den regulatorischen Rahmenbedingungen. Auch in einem aus Sicht der Investoren sehr positiven regulatorischen Umfeld resultiert keine Anpassung der Investitionsstrategie. Wird die Planung hingegen mit dem Ziel der Maximierung des Kapitalwertes unter Berücksichtigung des Regulierungsrahmens durchgeführt,

unterscheiden sich die Ergebnisse bezüglich der Auswahl und des Zeitpunktes der Investitionen und infolge dessen auch bezüglich der erzielten Kapitalwerte. Eine wertmaximierende Planung führt damit sowohl technisch als auch betriebswirtschaftlich zu anderen Ergebnissen als eine ausgabenminimierende Planung. Können in einem aus Sicht der Unternehmen vorteilhaften Regulierungsumfeld positive Kapitalwerte erzielt werden, weicht der resultierende Plan deutlich von der auszahlungsminimierenden Planung ab. Sind hingegen aufgrund des Regulierungsrahmens nur negative Kapitalwerte erreichbar, ähnelt die wertmaximierende Planung der auszahlungsminimierenden Planung. Die optimale Strategie besteht in beiden Varianten darin, Investitionen möglichst zu vermeiden oder hinauszuschieben, da dies mit der geringst möglichen Wertvernichtung bzw. den geringst möglichen Auszahlungen einhergeht. Gleichwohl werden auch in diesem Fall in der wertmaximierenden Planung Optimierungspotentiale innerhalb des Regulierungssystems, z.B. die zeitliche Verschiebung von Investitionen, ausgeschöpft. In den Szenarien, in welchen eine Anreizregulierung unterstellt wird, zeigt sich im Modell ein auch empirisch nachgewiesenes Investitionsverhalten in diesem Regulierungssystem (*ratched effect*).

Weiterhin deuten die Ergebnisse des den aktuellen Regulierungsrahmen abbildenden Szenarios auf ungenügende Investitionsanreize in der aktuellen deutschen Anreizregulierung hin, da trotz Optimierung keine positiven Kapitalwerte erzielt werden können. In diesem Zusammenhang ist jedoch zu betonen, dass hieraus keine Aussagen über die ökonomische Gesamtsituation der Unternehmen abgeleitet werden können.

Für dieselbe Planungsaufgabe wurde anschließend eine erneute Planung unter Berücksichtigung von Unsicherheiten bezüglich ausgewählter regulatorischer Parameter durchgeführt. Die in einem ersten Optimierungsschritt unter Berücksichtigung von Unsicherheiten identifizierten Lösungen ähnlicher Güte (vorausgewählte Ausbaupläne) wurden in einem zweiten Schritt

bezüglich des Wertes der zu einem zukünftigen Zeitpunkt verbleibenden Flexibilität untersucht. Aufgrund der Möglichkeit, die Planung in einer zukünftigen Planungsrunde in Abhängigkeit von der Entwicklung der Umweltparameter anzupassen, ergaben sich höhere Kapitalwerte als in der Planung ohne Berücksichtigung der Flexibilität. Die Differenz zwischen diesen Kapitalwerten kann als Wert der zum Zeitpunkt der nächsten Planungsrunde noch bestehenden Flexibilität oder als Optionswert interpretiert werden. Die Ergebnisse zeigen damit prinzipiell, dass Flexibilität in der Netzplanung einen Wert hat und somit planungsrelevant ist. Im Extremfall bestimmen die in einem naheliegenden Zeitraum getätigten Investitionen die möglichen Entwicklungsrichtungen des Netzes für einen langen Zeitraum vor. Je geringer der Wert der Flexibilität eines Ausbauplans ist, desto schlechter kann aus ökonomischer Sicht auf zukünftige Änderungen von Umweltparametern reagiert werden, weshalb Ausbaupläne mit höheren Flexibilitätswerten zu bevorzugen sind. Dies können auch Ausbaupläne sein, die in der Bewertung ohne Berücksichtigung von Flexibilitäten nicht den maximalen Kapitalwert aller Pläne aufweisen.

Mit dem entwickelten techno-ökonomischen Modell ist eine integrierte, optimierende Investitionsplanung unter Einbeziehung sowohl technischer Notwendigkeiten als auch regulatorisch-betriebswirtschaftlicher Steuerungsgrößen möglich. Damit steht ein Instrument zur Verfügung, welches die in den heutigen Netzbetreibern vorliegenden manuellen und iterativen Planungsprozesse besser als bisherige Ansätze nachbildet und damit zu einer Objektivierung und Optimierung der Planung beitragen kann.

Ein weiterer Beitrag besteht darin, dass die Planung unter Einbeziehung von nicht als Summenkriterium formulierbaren Zielfunktionen sowie die Berücksichtigung von Flexibilitäten für

praktische Problemgrößen ermöglicht wird.<sup>112</sup> Weil im Zuge der Liberalisierung der Energiemärkte mit weiterhin zunehmender Planungsunsicherheit gerechnet werden kann und durch die Weiterentwicklung der Netztechnik die verfügbaren Technologieoptionen zunehmen, liegt in der möglichen Analyse von hiermit verbundenen Flexibilitäten ein potentieller Mehrwert des Ansatzes.

Für das vorliegende Modell bzw. dessen Weiterentwicklungen sind mehrere Anwendungen denkbar. Dem intendierten Zweck der ingenieurwissenschaftlichen Modelle entsprechend bietet sich eine Anwendung in der Netzplanung an. Ergebnis der Planung wären konkrete Vorschläge für die heute oder im naheliegenden Zeitraum zu tätigen Netzinvestitionen. Losgelöst von der konkreten Planungsaufgabe kann das Modell auch für die allgemeine Analyse und Entwicklung von vorteilhaften Strategien in dem aufgrund komplexer Beziehungen nicht mehr intuitiv zu erfassenden Regulierungsumfeld dienen. Die Analysen können sich dabei sowohl auf unternehmensinterne Optimierungen als auch auf die Untersuchung der Auswirkungen von Anpassungen im Regulierungsrahmen durch den Regulator beziehen.

---

<sup>112</sup> Insbesondere Ansätze auf Grundlage der stochastischen dynamischen Programmierung setzen eine zeitliche Trennbarkeit der Zielfunktion voraus.

# Anhang

Tabelle A.1. Jahreshöchstlast [MW] je Station je Jahr des Optimierungszeitraums

Jahr/ Station	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
S1	22,5	22,7	23,0	38,0	38,1	38,3	38,5	38,7	38,9	39,1	39,3	39,5	39,7	39,9	40,1
S2	37,5	37,3	37,1	36,9	36,8	36,6	36,4	36,2	36,0	35,8	35,7	35,5	35,3	35,1	35,0
S3	30,0	30,4	30,7	31,1	31,5	31,8	32,2	32,6	33,0	33,4	33,8	34,2	34,6	35,0	35,5
S4	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
S5	28,5	28,5	28,6	28,6	28,6	28,6	28,7	28,7	28,7	28,8	28,8	28,8	28,8	28,9	28,9
S6	15,0	15,8	16,5	17,4	18,2	19,1	20,1	21,1	22,2	23,3	24,4	25,7	26,9	26,9	26,9
S7	30,0	30,7	31,3	32,0	32,7	33,4	34,2	34,9	35,7	36,5	37,3	38,1	39,0	39,8	40,7
S8	23,6	23,9	24,3	24,6	25,0	25,4	25,8	26,1	26,5	26,9	27,3	27,7	28,2	28,6	29,0
S9	37,5	37,1	36,8	36,4	36,0	35,7	35,3	35,0	34,6	34,3	33,9	33,6	33,2	32,9	32,6
S10	11,3	11,3	11,4	11,4	11,5	11,5	11,6	11,6	11,7	11,8	11,8	11,9	11,9	12,0	12,1
S11	16,8	17,1	17,5	17,8	18,2	18,5	18,9	19,3	19,7	20,1	20,5	20,9	21,3	21,7	22,2
S12	36,0	36,7	37,5	38,2	39,0	39,7	40,5	41,4	42,2	43,0	43,9	44,8	45,7	46,6	47,5
S13	45,0	45,5	45,0	45,5	45,0	45,5	45,0	45,5	45,0	45,5	45,0	45,5	45,0	45,5	45,0
S14	30,0	30,6	31,2	31,8	32,5	33,1	33,8	34,5	35,1	35,9	36,6	37,3	38,0	38,8	39,6
S15	28,5	29,1	29,7	30,2	30,8	31,5	32,1	32,7	33,4	34,1	34,7	35,4	36,1	36,9	37,6
S16	26,3	26,3	26,3	26,3	26,4	26,4	26,4	26,4	26,5	26,5	26,5	26,5	26,6	26,6	26,6
S17	30,0	30,3	30,6	30,9	31,2	31,5	31,8	32,2	32,5	32,8	33,1	33,5	33,8	34,1	34,5
S18	24,0	23,8	23,5	23,3	23,1	22,8	22,6	22,4	22,1	21,9	21,7	21,5	21,3	21,1	20,8
S19	22,5	22,3	22,1	21,8	21,6	21,4	21,2	21,0	20,8	20,6	20,3	20,1	19,9	19,7	19,5
S20	30,0	29,7	29,4	29,1	28,8	28,5	28,2	28,0	27,7	27,4	27,1	26,9	26,6	26,3	26,1
S21	18,0	18,1	18,1	18,2	18,2	18,3	18,3	18,4	18,4	18,5	18,5	18,6	18,7	18,7	18,8
S22	22,5	22,3	22,1	21,8	21,6	21,4	21,2	21,0	20,8	20,6	20,3	20,1	19,9	19,7	19,5
S23	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
S24	13,5	13,6	13,8	13,9	14,0	14,2	14,3	14,5	14,6	14,8	14,9	15,1	15,2	15,4	15,5
S25	27,8	28,0	28,3	28,6	28,9	29,2	29,5	29,8	30,0	30,3	30,7	31,0	31,3	31,6	31,9
S26	30,0	30,0	30,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0
S27	34,5	34,8	35,2	35,5	35,9	36,3	36,6	37,0	37,4	37,7	38,1	38,5	38,9	39,3	39,7
S28	6,0	6,0	6,0	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,3
S29	30,0	29,7	29,4	29,1	28,8	28,5	28,2	28,0	27,7	27,4	27,1	26,9	26,6	26,3	26,1
S30	15,0	15,3	15,7	16,0	16,4	16,7	17,1	17,5	17,9	18,2	18,6	19,1	19,5	19,9	20,3
S31	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,7	6,7	6,7	6,7
S32	30,0	27,9	25,9	24,1	22,4	20,9	19,4	18,1	16,8	15,6	15,5	15,3	15,2	15,1	14,9
S33	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0
S34	27,0	27,5	25,3	23,3	21,4	19,7	18,2	16,7	15,4	14,1	13,0	12,0	11,0	10,1	9,3
S35	18,0	18,2	18,4	18,5	18,7	18,9	19,1	19,3	19,5	19,7	19,9	20,1	20,3	20,5	20,7
S36	30,0	30,2	30,3	30,5	30,6	30,8	30,9	31,1	31,2	31,4	31,5	31,7	31,9	32,0	32,2
S37	27,0	27,1	27,3	27,4	27,5	27,7	27,8	28,0	28,1	28,2	28,4	28,5	28,7	28,8	29,0
S38	24,3	24,4	24,5	24,7	24,8	24,9	25,0	25,2	25,3	25,4	25,5	25,7	25,8	25,9	26,1
S39	21,9	22,0	22,1	22,2	22,3	22,4	22,5	22,6	22,8	22,9	23,0	23,1	23,2	23,3	23,5
S40	19,7	19,8	19,9	20,0	20,1	20,2	20,3	20,4	20,5	20,6	20,7	20,8	20,9	21,0	21,1

---

## Planung unter Unsicherheit

Entwicklung des Netzes im Ausbauplan 2 in den Jahren 2012 bis 2015. In diesen Jahren sind die Entscheidungen abschließend fixiert.

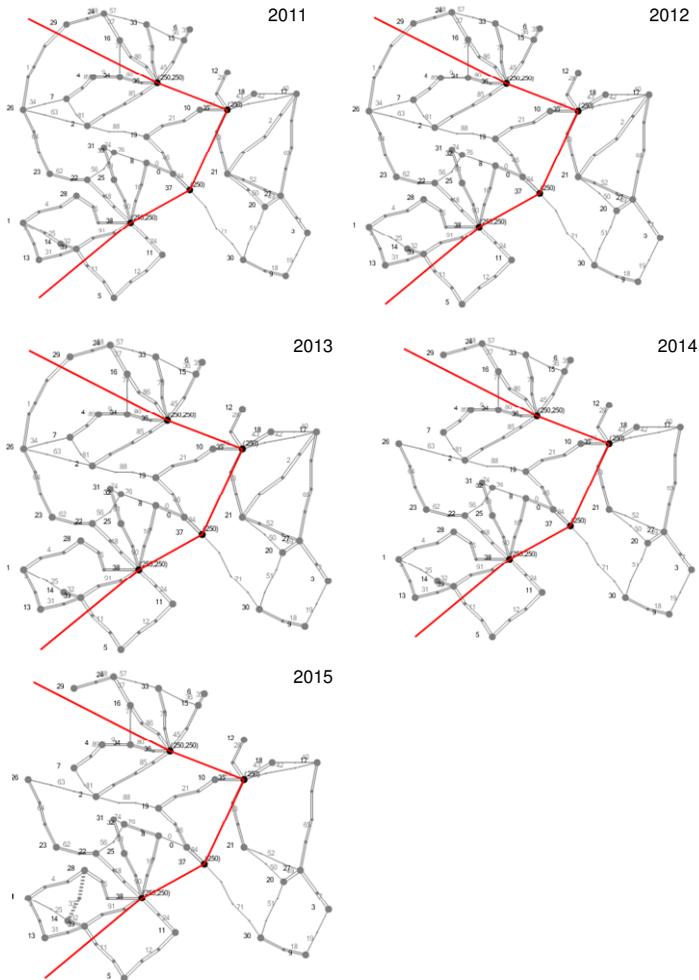


Abbildung A.1. Entwicklung des Netzes im fixierten Zeitraum bei Planung unter unsicheren Erwartungen(Ausbauplan 2)

Einzelmaßnahmen im Ausbauplan 2 in den Jahren 2012 bis 2015. In diesen Jahren sind die Entscheidungen abschließend fixiert.

Tabelle A.2.a. Einzelmaßnahmen im fixierten Planungszeitraum unter Unsicherheit Umbau und Erweiterungsmaßnahmen (Ausbauplan 2)

Jahr	Projekt ID	Trassen	Einzelmaßnahme
<b>Umbau- und Erweiterungsmaßnahmen</b>			
2012	12	25	Rückbau Leiter
	12	25	Rückbau Schaltfeld
	12	25	Rückbau Schaltfeld
2012	20	50	Rückbau Leiter
2014	1	1	Rückbau Masten
	1	1	Rückbau Leiter
	1	1	Rückbau Leiter
2014	2	2	Rückbau Masten
	2	2	Rückbau Leiter
	2	2	Rückbau Leiter
2014	15	34	Rückbau Masten
	15	34	Rückbau Leiter
2014	15	34	Rückbau Schaltfeld
2014	22	53	Rückbau Leiter
2015	0	0	Rückbau Leiter
2015	14	33	Errichtung Graben
	14	33	Errichtung Kabel
2015	14	33	Errichtung Schaltfeld
2015	14	33	Errichtung Schaltfeld
	14	33	Errichtung Kabel
2015	14	33	Errichtung Schaltfeld
2015	14	33	Errichtung Schaltfeld
2015	33	76	Errichtung Leiter
2015	33	76	Errichtung Schaltfeld
2015	33	76	Errichtung Schaltfeld
2015			Errichtung Kuppelschaltfeld
2015			Errichtung Kuppelschaltfeld

Tabelle A.2.b. Einzelmaßnahmen im fixierten Planungszeitraum unter Unsicherheit Umbau und Erweiterungsmaßnahmen (Ausbauplan 2)

Jahr	Projekt ID	Trassen	Einzelmaßnahme
<b>Ersatzmaßnahmen<sup>113</sup></b>			
2012		85	Ersatz Schaltfeld
2012		85	Ersatz Schaltfeld
2012		91	Ersatz Schaltfeld
2013		25	Ersatz Schaltfeld
2013		12	Ersatz Schaltfeld
2013		45	Ersatz Schaltfeld
2013		45	Ersatz Schaltfeld
2013		71	Ersatz Schaltfeld
2013		77	Ersatz Schaltfeld
2014		84	Ersatz Schaltfeld
2014		28	Ersatz Schaltfeld
2014		43	Ersatz Schaltfeld
2014		53	Ersatz Schaltfeld
2014			Ersatz Kuppelschaltfeld
2014			Ersatz Kuppelschaltfeld
2014		42	Ersatz Schaltfeld
2015		9	Ersatz Schaltfeld
2015		28	Ersatz Schaltfeld
2015		78	Ersatz Schaltfeld
2015		56	Ersatz Schaltfeld
2015		37	Ersatz Schaltfeld
2015		37	Ersatz Schaltfeld
2015		53	Ersatz Schaltfeld
2015		7	Ersatz Schaltfeld
2015		16	Ersatz Schaltfeld

<sup>113</sup> In diesem Ausbauplan treten erst nach 2015 Ersatzinvestitionen in Transformatoren, Träger- und Leitersysteme auf.

## Ausbauplanung im Szenario „AP\_Min“

Tabelle A.3: Zu Planungsprojekten zusammengefasste Einzelmaßnahmen (exkl. Ersatzinvestitionen) im Szenario „AP\_Min“.

Umstrukturierungs- und Erweiterungsmaßnahmen		
Jahr	Projekt ID	Maßnahme
2012	20	Rückbau Freileitungstrasse (Trasse 52)
2012	30	Rückbau Freileitungstrasse (Trasse 77)
2013	11	Rückbau Freileitungstrasse (Trasse 25)
2014	1	Rückbau Freileitungstrasse (Trasse 1)
2015	0	Rückbau Freileitungstrasse um 1 Stromkreis (Trasse 0)
2015	2	Rückbau Freileitungstrasse (Trasse 2)
2016	14	Rückbau Freileitungstrasse (Trasse 34)
2018	3	Rückbau Freileitungstrasse um 1 Stromkreis (Trasse 3)
2018	9	Rückbau Freileitungstrasse um 1 Stromkreis (Trasse 21)
2018	13	Errichtung Kabeltrasse (1 Stromkreis) (Trasse 33)
2018	29	Erweiterung Freileitungstrasse um 1 Stromkreis (Trasse 76)
2021	16	Erweiterung Freileitungstrasse um 1 Stromkreis (Trasse 40)
2021	17	Rückbau Freileitungstrasse (Trasse 42)
2021	28	Erweiterung Freileitungstrasse um 1 Stromkreis (Trasse 74)
2021	31	Errichtung Kabeltrasse (1 Stromkreis) (Trasse 79)
2021	32	Rückbau Freileitungstrasse (Trasse 81)
2021	33	Rückbau Freileitungstrasse (Trasse 85)
2021	34	Erweiterung Freileitungstrasse um 1 Stromkreis (Trasse 88)
2022	25	Errichtung Kabelstrasse (2 Stromkreise) (Trasse 68)
2022	26	Errichtung Kabeltrasse (1 Stromkreis) (Trasse 70)
2022	27	Errichtung Kabelstrasse (2 Stromkreise) (Trasse 72)
2023	12	Errichtung Kabeltrasse (1 Stromkreis) (Trasse 27)
2023	15	Rückbau Freileitungstrasse um 1 Stromkreis (Trasse 37)
2023	21	Rückbau Freileitungstrasse (Trasse 56)
2023	22	Erweiterung Freileitungstrasse um 1 Stromkreis (Trasse 57)
2023	24	Rückbau Freileitungstrasse um 1 Stromkreis (Trasse 65)
2024	23	Rückbau Freileitungstrasse um 1 Stromkreis (Trasse 58)
-	4	Rückbau Freileitungstrasse um 1 Stromkreis (Trasse 4)
-	5	Errichtung Kabeltrasse (1 Stromkreis) (Trasse 6)
-	6	Rückbau Freileitungstrasse (Trasse 7)
-	7	Umbau Freileitungstrasse (2 Stromkreis) zu Kabeltrasse (1 Stromkreis) (Trasse 18)
-	8	Umbau Freileitungstrasse (1 Stromkreis) zu Kabeltrasse (1 Stromkreis) (Trasse 19)
-	10	Rückbau Freileitungstrasse um 1 Stromkreis (Trasse 24)
-	18	Umbau Freileitungstrasse (2 Stromkreis) zu Kabeltrasse (1 Stromkreis) (Trasse 49)
-	19	Umbau Freileitungstrasse (1 Stromkreis) zu Kabeltrasse (1 Stromkreis) (Trasse 51)

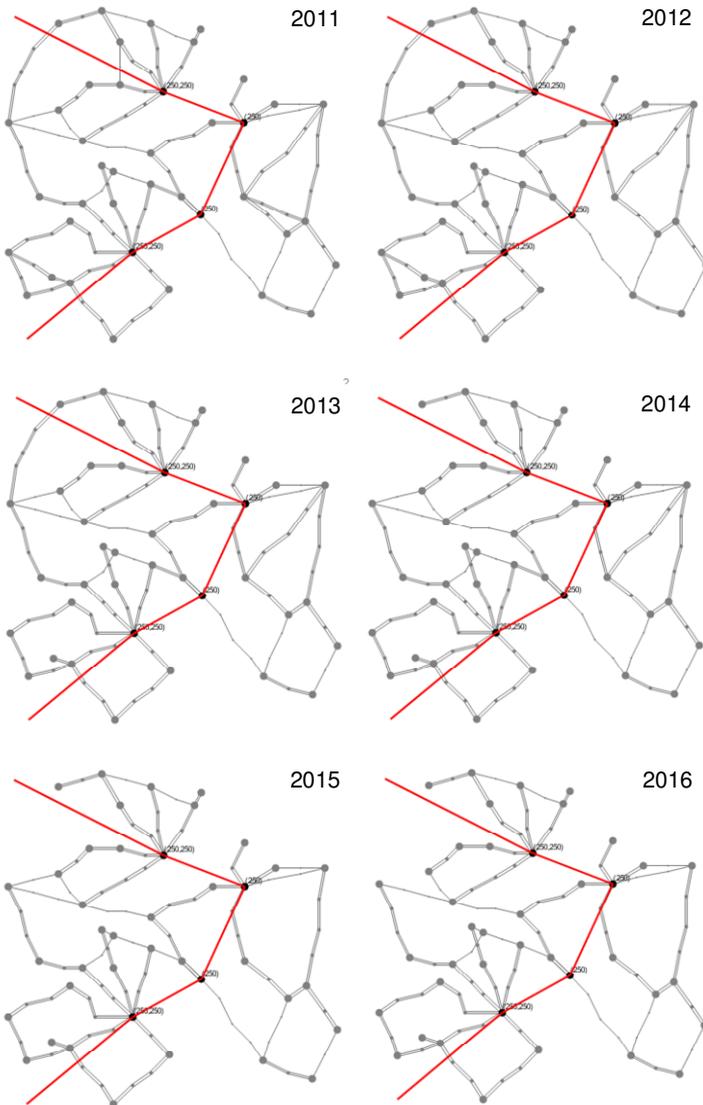


Abbildung A.2.a : Entwicklung des Netzes im Optimierungszeitraum im Szenario „AP\_Min“

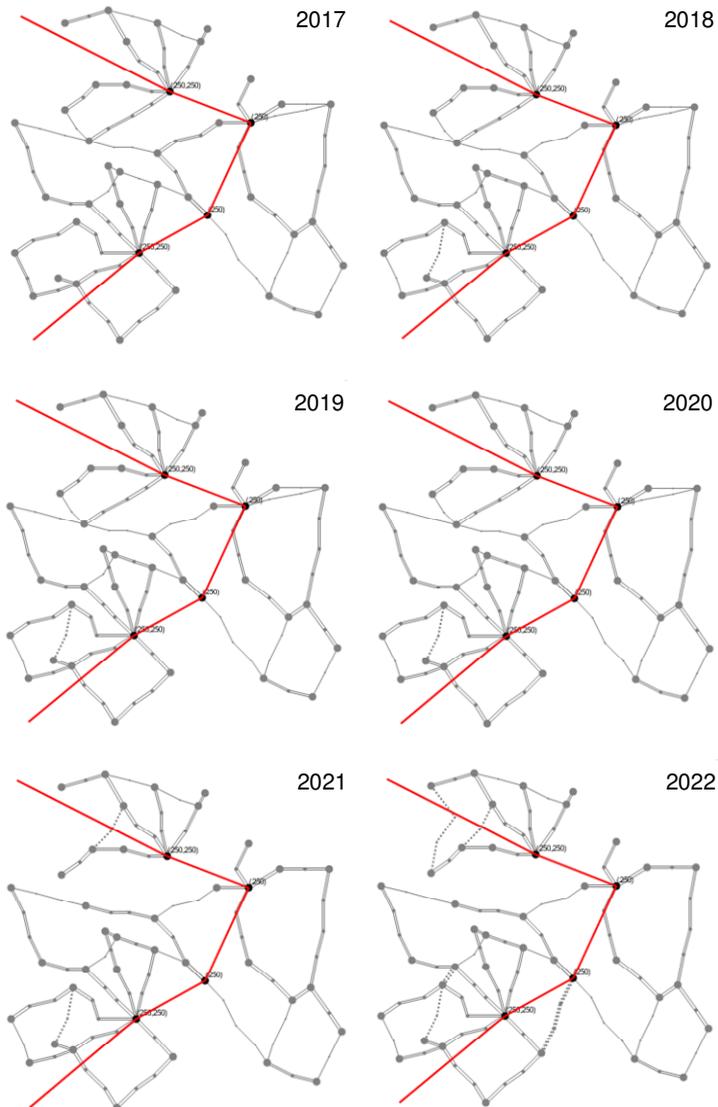


Abbildung A.2.b : Entwicklung des Netzes im Optimierungszeitraum im Szenario „AP\_Min“

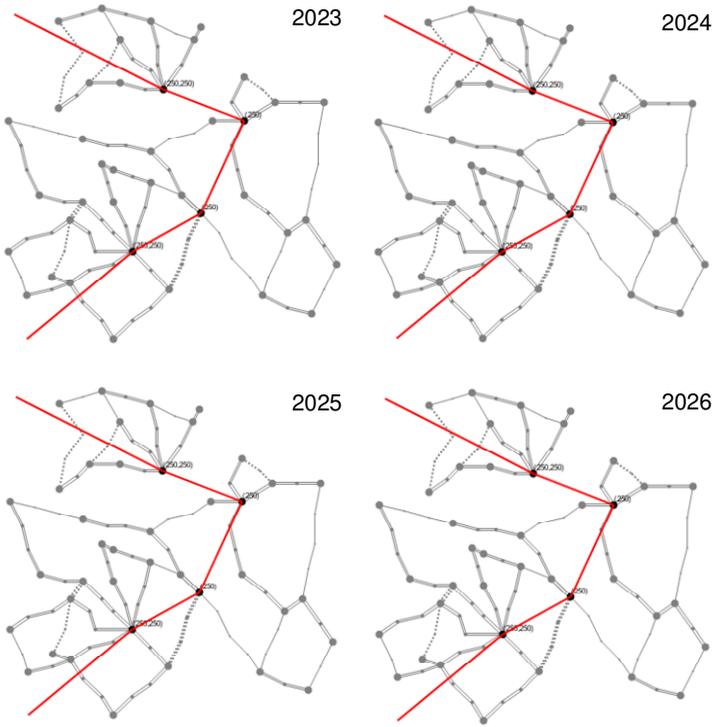


Abbildung A.2.c : Entwicklung des Netzes im Optimierungszeitraum im Szenario „AP\_Min“

## Ausbauplanung im Szenario „AP\_Max\_S\_real“

Tabelle A.4.: Zu Planungsprojekten zusammengefasste Einzelmaßnahmen (exkl. Ersatzinvestitionen) im Szenario „AP\_Max\_S\_real“

Umstrukturierungs- und Erweiterungsmaßnahmen		
Jahr	Projekt ID	Maßnahme
2012	30	Rückbau Freileitungstrasse (Trasse 77)
2013	11	Rückbau Freileitungstrasse (Trasse 25)
2014	2	Rückbau Freileitungstrasse (Trasse 2)
2015	0	Rückbau Freileitungstrasse um 1 Stromkreis (Trasse 0)
2015	9	Rückbau Freileitungstrasse um 1 Stromkreis (Trasse 21)
2015	13	Errichtung Kabeltrasse (1 Stromkreis) (Trasse 33)
2015	14	Rückbau Freileitungstrasse (Trasse 34)
2015	16	Erweiterung Freileitungstrasse um 1 Stromkreis (Trasse 40)
2015	20	Rückbau Freileitungstrasse (Trasse 52)
2016	17	Rückbau Freileitungstrasse (Trasse 42)
2016	28	Erweiterung Freileitungstrasse um 1 Stromkreis (Trasse 74)
2017	3	Rückbau Freileitungstrasse um 1 Stromkreis (Trasse 3)
2022	10	Rückbau Freileitungstrasse um 1 Stromkreis (Trasse 24)
2022	22	Erweiterung Freileitungstrasse um 1 Stromkreis (Trasse 57)
2022	24	Rückbau Freileitungstrasse um 1 Stromkreis (Trasse 65)
2022	27	Errichtung Kabelstrasse (2 Stromkreise) (Trasse 72)
2022	29	Erweiterung Freileitungstrasse um 1 Stromkreis (Trasse 76)
2022	31	Errichtung Kabeltrasse (1 Stromkreis) (Trasse 79)
2022	33	Rückbau Freileitungstrasse (Trasse 85)
2022	34	Erweiterung Freileitungstrasse um 1 Stromkreis (Trasse 88)
2023	12	Errichtung Kabeltrasse (1 Stromkreis) (Trasse 27)
2024	1	Rückbau Freileitungstrasse (Trasse 1)
2024	15	Rückbau Freileitungstrasse um 1 Stromkreis (Trasse 37)
2024	21	Rückbau Freileitungstrasse (Trasse 56)
2024	25	Errichtung Kabelstrasse (2 Stromkreise) (Trasse 68)
2024	26	Errichtung Kabeltrasse (1 Stromkreis) (Trasse 70)
2024	32	Rückbau Freileitungstrasse (Trasse 81)
2025	23	Rückbau Freileitungstrasse um 1 Stromkreis (Trasse 58)
-	4	Rückbau Freileitungstrasse um 1 Stromkreis (Trasse 4)
-	5	Errichtung Kabeltrasse (1 Stromkreis) (Trasse 6)
-	6	Rückbau Freileitungstrasse (Trasse 7)
-	7	Umbau Freileitungstrasse (2 Stromkreise) zu Kabeltrasse (1 Stromkreis) (Trasse 18)
-	8	Umbau Freileitungstrasse (1 Stromkreis) zu Kabeltrasse (1 Stromkreis) (Trasse 19)
-	18	Umbau Freileitungstrasse (2 Stromkreis) zu Kabeltrasse (1 Stromkreis) (Trasse 49)
-	19	Umbau Freileitungstrasse (1 Stromkreis) zu Kabeltrasse (1 Stromkreis) (Trasse 51)

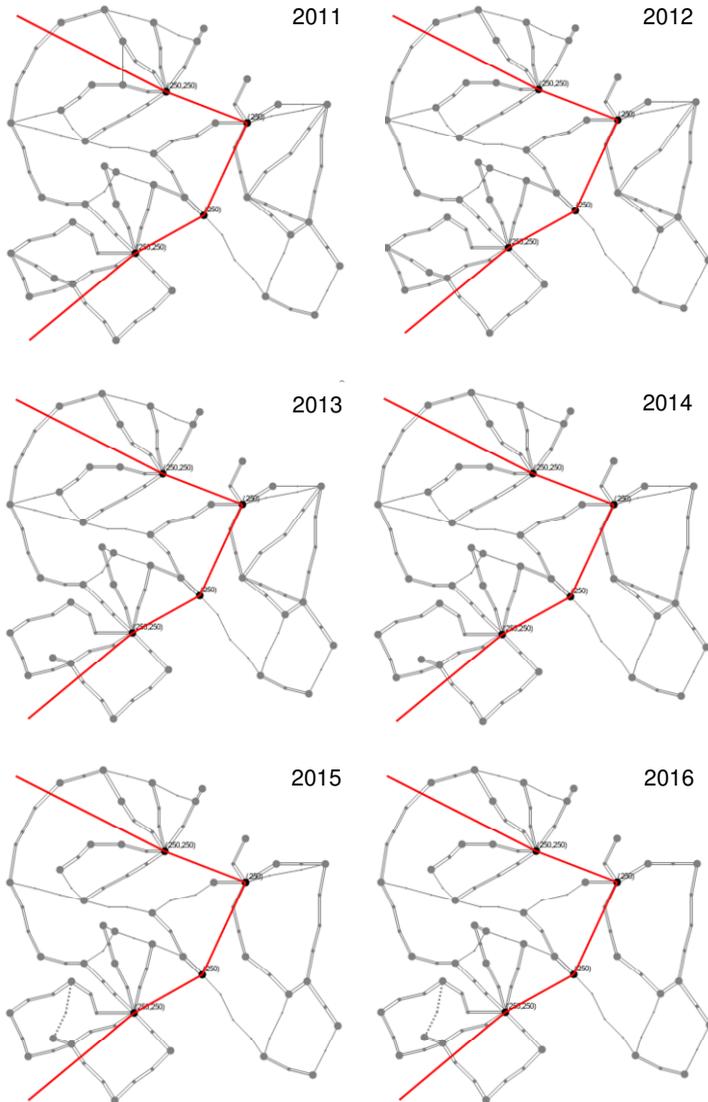


Abbildung A.3.a.: Entwicklung des Netzes im Optimierungszeitraum im Szenario „AP\_Max\_S\_real“

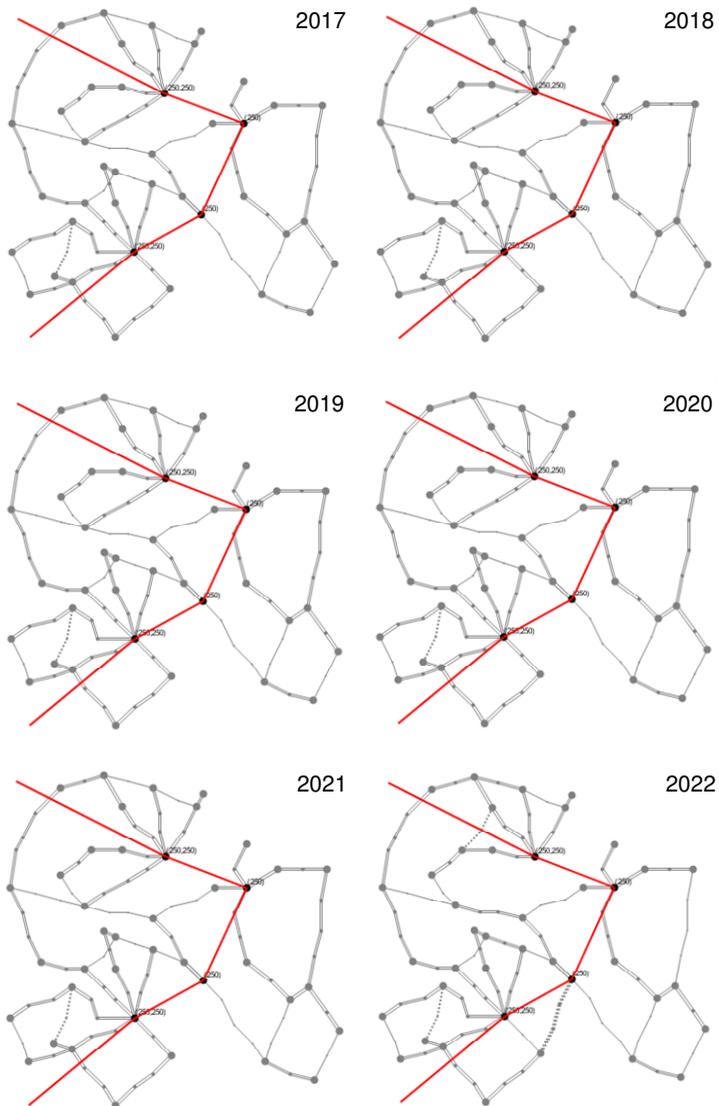


Abbildung A.3.b.: Entwicklung des Netzes im Optimierungszeitraum im Szenario „AP\_Max\_S\_real“

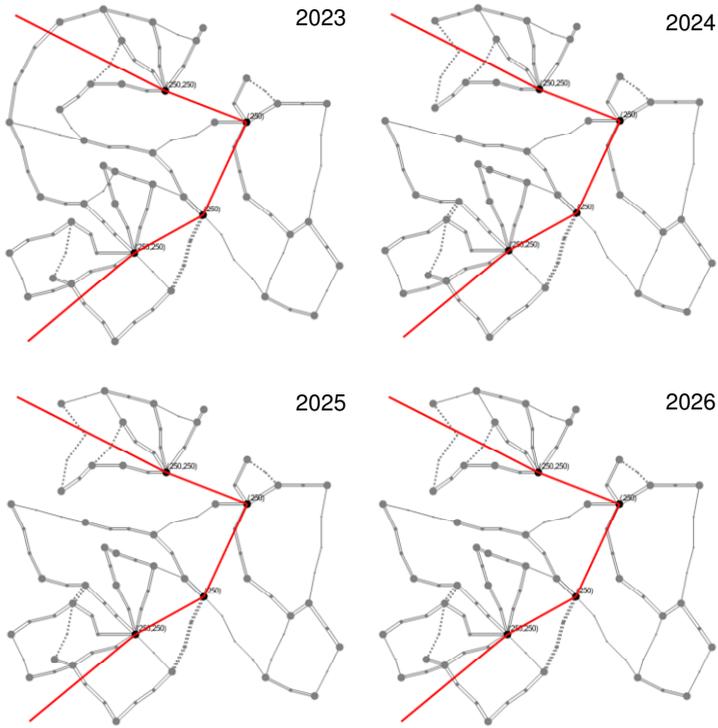


Abbildung A.3.c.: Entwicklung des Netzes im Optimierungszeitraum im Szenario „AP\_Max\_S\_real“

## Ausbauplanung im Szenario „AP\_Max\_S\_pos“

Tabelle A.5.: Zu Planungsprojekten zusammengefasste Einzelmaßnahmen (exkl. Ersatzinvestitionen) im Szenario „AP\_Max\_S\_pos“

Umstrukturierungs- und Erweiterungsmaßnahmen		
Jahr	Projekt ID	Maßnahme
2014	1	Rückbau Freileitungstrasse (Trasse 1)
2014	2	Rückbau Freileitungstrasse (Trasse 2)
2014	15	Rückbau Freileitungstrasse (Trasse 34)
2014	22	Rückbau Freileitungstrasse um 1 Stromkreis (Trasse 52)
2016	5	Umbau Freileitungstrasse (2 Stromkreis) zu Kabeltrasse (1 Stromkreis) (Trasse 7)
2016	23	Rückbau Freileitungstrasse (Trasse 56)
2016	28	Rückbau Freileitungstrasse (Trasse 65)
2016	29	Errichtung Kabeltrasse (1 Stromkreis) (Trasse 68)
2016	31	Erweiterung Freileitungstrasse um 1 Stromkreis (Trasse 71)
2016	33	Erweiterung Freileitungstrasse um 1 Stromkreis (Trasse 76)
2017	0	Rückbau Freileitungstrasse um 1 Stromkreis (Trasse 0)
2017	12	Rückbau Freileitungstrasse um 1 Stromkreis (Trasse 25)
2017	20	Rückbau Freileitungstrasse um 1 Stromkreis (Trasse 50)
2018	11	Rückbau Freileitungstrasse um 1 Stromkreis (Trasse 21)
2018	14	Errichtung Kabelstrasse (2 Stromkreise)(Trasse 33)
2020	8	Errichtung Kabeltrasse (1 Stromkreis)(Trasse 17)
2021	30	Errichtung Kabeltrasse (1 Stromkreis)(Trasse 70)
2022	4	Errichtung Kabelstrasse (2 Stromkreise)(Trasse 5)
2022	26	Erweiterung Freileitungstrasse um 1 Stromkreis (Trasse 63)
2022	27	Rückbau Freileitungstrasse um 1 Stromkreis (Trasse 64)
2023	13	Rückbau Freileitungstrasse (Trasse 32)
2023	17	Errichtung Kabeltrasse (1 Stromkreis)(Trasse 41)
2023	18	Rückbau Freileitungstrasse (Trasse 42)
2024	19	Umbau Freileitungstrasse (2 Stromkreis) zu Kabeltrasse (1 Stromkreis) (Trasse 49)
2024	24	Erweiterung Freileitungstrasse um 1 Stromkreis (Trasse 57)
2026	6	Errichtung Kabeltrasse (1 Stromkreis)(Trasse 8)
2026	25	Rückbau Freileitungstrasse um 1 Stromkreis (Trasse 58)
-	3	Rückbau Freileitungstrasse (Trasse 4)
-	7	Rückbau Freileitungstrasse um 1 Stromkreis (Trasse 11)
-	9	Umbau Freileitungstrasse (2 Stromkreis) zu Kabeltrasse (1 Stromkreis) (Trasse 18)
-	10	Umbau Freileitungstrasse (1 Stromkreis) zu Kabeltrasse (1 Strokreis) (Trasse 19)
-	16	Rückbau Freileitungstrasse (Trasse 37)
-	21	Umbau Freileitungstrasse (1 Stromkreis) zu Kabeltrasse (1 Stromkreis) (Trasse 51)
-	32	Errichtung Kabelstrasse (2 Stromkreise) (Trasse 72)
-	34	Errichtung Kabeltrasse (1 Stromkreis) (Trasse 79)

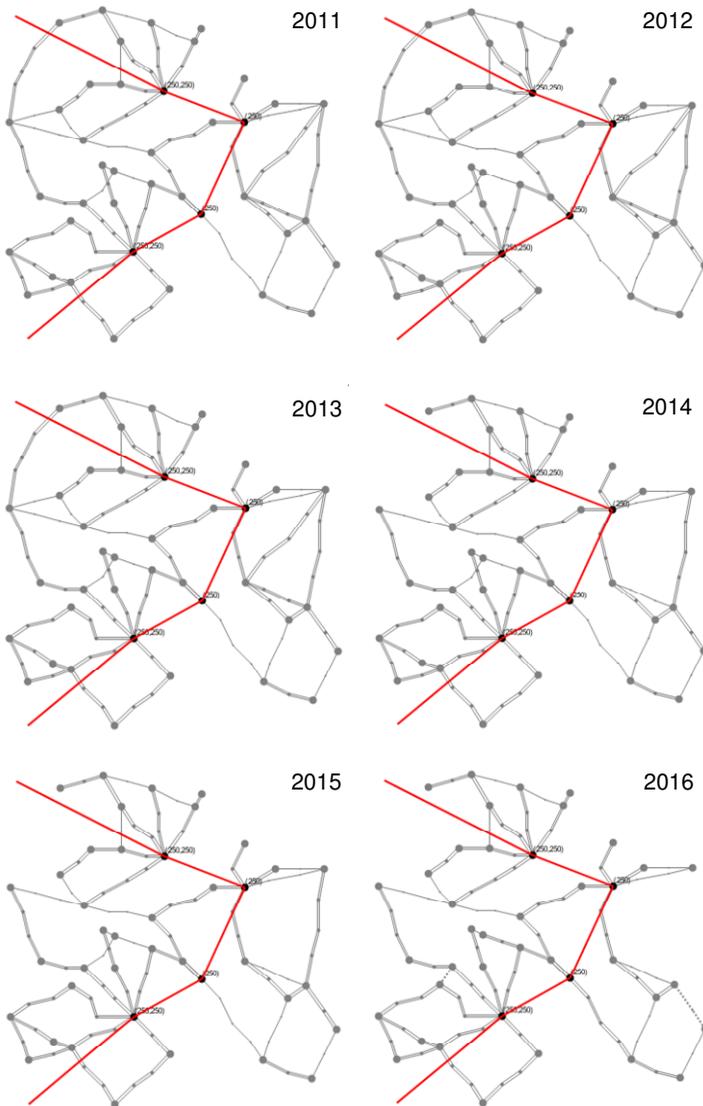


Abbildung A.4.a. Entwicklung des Netzes im Optimierungszeitraum im Szenario „AP\_Max\_S\_pos“

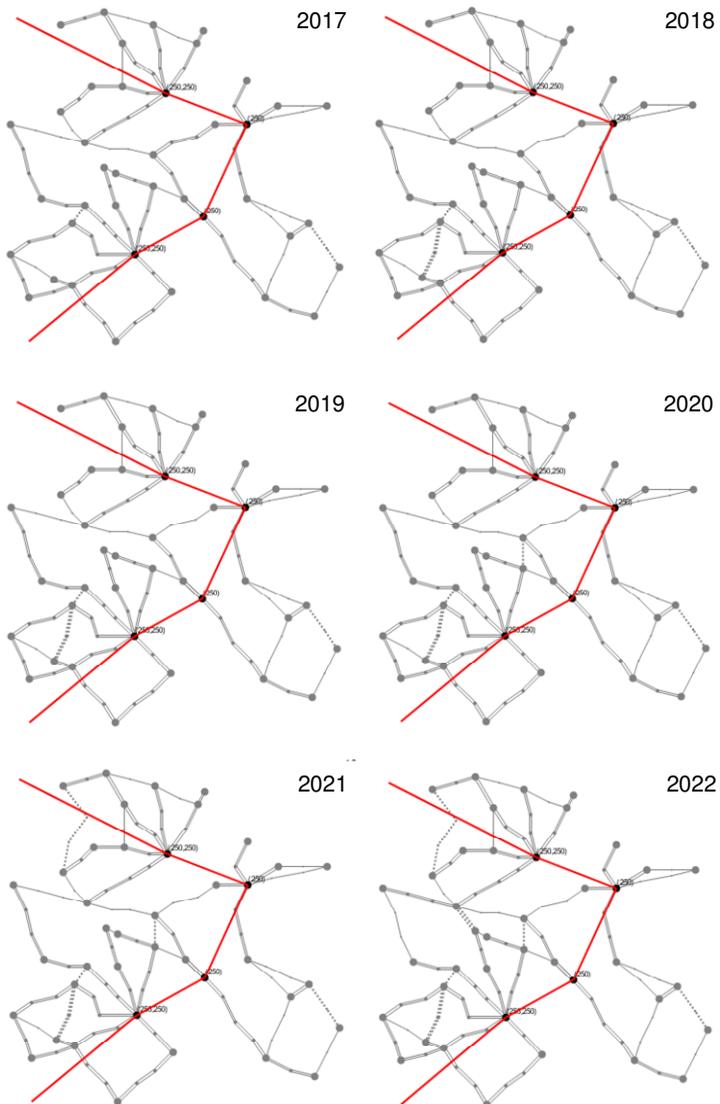


Abbildung A.4.b. Entwicklung des Netzes im Optimierungszeitraum im Szenario „AP\_Max\_S\_pos“

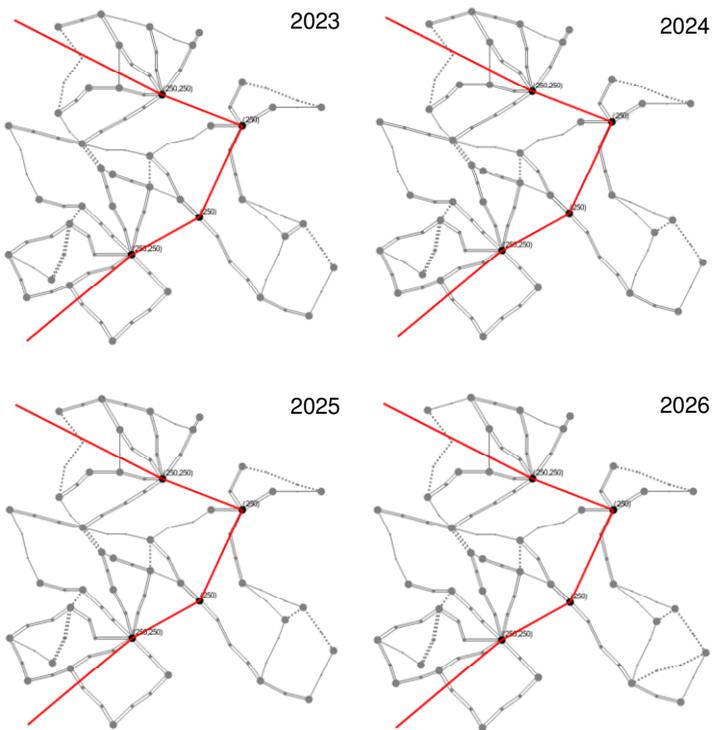


Abbildung A.4.c. Entwicklung des Netzes im Optimierungszeitraum im Szenario „AP\_Max\_S\_pos“

---

# Quellenverzeichnis

- [Accenture 2008] Accenture: *Zukunftserwartungen über die Entwicklung der deutschen Energiewirtschaft mit Themenschwerpunkt Netze*. 2008, [http://www.accenture.com/SiteCollectionDocuments/Local\\_Germany/PDF/ACNDelphi\\_Ergebnisse.pdf](http://www.accenture.com/SiteCollectionDocuments/Local_Germany/PDF/ACNDelphi_Ergebnisse.pdf), 23.07.2010.
- [ARegV 2007] ARegV: Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung - ARegV). 2007.
- [Averch et al. 1962] Averch, H.; Johnson, L. L.: *Behavior of the firm under regulatory constraint*. in: American Economic Review, 52 (1962), 5, S. 1052–1069.
- [Backes et al. 1998] Backes, J.; Schmitt, O.; Zimmermann, W.: *Stratigische Netzplanung - Schlüssel zur Wirtschaftlichkeit*. in: Elektrotechnik + Automation, 119 (1998), Heft 16, S. 16–19.
- [Baecker et al. 2003] Baecker, P. N.; Hommel, U.; Lehmann, H.: Marktorientierte Investitionsrechnung bei Unsicherheit, Flexibilität und Irreversibilität - Eine Systematik der Bewertungsverfahren. in: Reale Optionen: Konzepte, Praxis und Perspektiven strategischer Unternehmensfinanzierung. Berlin [u.a.]: Springer [u.a.], 2003,.
- [Ballwieser 1993] Ballwieser, W.: *Methoden der Unternehmensbewertung*. in: Gebhardt, G.; Gerke, W.; Steiner, M. (Hrsg): Handbuch des Finanzmanagements: Instrumente und Märkte der Unternehmensfinanzierung. München: Beck, 1993, S. 151–176.
- [Ballwieser 2008a] Ballwieser, W.: *Kapitalkosten in der Regulierung*. in: 10 Jahre wettbewerbsorientierte Regulierung von Netzindustrien in Deutschland: Bestandsaufnahme und Perspektiven der Regulierung. München: Beck, 2008a, S. 339–358.
- [Ballwieser 2008b] Ballwieser, W.: Investitionsrechnungen für Netze im Rahmen der Anreizregulierung - Kalkulationsgrundlagen in der Energieversorgung. BDEW, 2008b.
- [Balzer et al. 2011] Balzer, G.; Schorn, C.: Asset Management für Infrastrukturanlagen Energie und Wasser. Berlin; New York: Springer, 2011.
- [Bankhofer et al. 1999] Bankhofer, U.; Hilbert, A.: *Kombinatorische Optimierung mit Ameisensystemen*. in: OR New - Das Magazin der GOR, 6 (1999), S. 16–19.
- [BDEW 2009] BDEW: *Energiemarkt Deutschland: Zahlen und Fakten zur Gas-, Strom und Fernwärmeversorgung*. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., 2009, [http://ldew.de/bdew.nsf/id/DE\\_Energiemarkt\\_Deutschland\\_-\\_Sommer\\_2009/\\$file/09%2011%2009%20Energiemarkt\\_2009.pdf](http://ldew.de/bdew.nsf/id/DE_Energiemarkt_Deutschland_-_Sommer_2009/$file/09%2011%2009%20Energiemarkt_2009.pdf).

- 
- [BDEW 2011] BDEW: *Smart Grids in Deutschland Handlungsfelder für Verteilnetzbetreiber auf dem Weg zu intelligenten Netzen*. 2011, [http://www.bdew.de/internet.nsf/res/86B8189509AE3126C12579CE0035F374/\\$file/120327%20BDEW%20ZVEI%20Smart-Grid-Broschuere%20final.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/res/86B8189509AE3126C12579CE0035F374/$file/120327%20BDEW%20ZVEI%20Smart-Grid-Broschuere%20final.pdf).
- [Benaroch 2002] Benaroch, M.: *Managing Information Technology Investment Risk: A Real Options Perspective*. in: *Journal of Management Information Systems*, Fall 2002, 19 (2002), 2, S. 43–84.
- [Berg et al. 2008] Berg, A.; Haubrich, H.-J.: *Kostenminimaler Betrieb elektrischer Netze durch optimale Ressourceneinsatzplanung*. in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 58 (2008), 12, S. 38–41.
- [BGH 2001] BGH: *Urteil vom 16. November 1999, KZR 12/97*. in: BGHZ. Köln, Berlin: 2001, S. 128–168.
- [BGH 2008] BGH: *Beschluss KVR 42/07*. 2008, [http://rsw.beck.de/rsw/upload/IR/bgh\\_14\\_08\\_2008\\_kv\\_42\\_07.pdf](http://rsw.beck.de/rsw/upload/IR/bgh_14_08_2008_kv_42_07.pdf), 03.11.2009.
- [Binato et al. 2001] Binato, S.; Oliveira, G. C. de; Araújo, J. L. de: *A Greedy Randomized Adaptive Search Procedure for Transmission Expansion Planning*. 2001.
- [BMW 2012a] BMW: *Ausschreibung Verteilernetzstudie*. 2012a, <http://www.bmw.de/DE/Service/ausschreibungen.html>, 16.06.2012.
- [BMW 2012b] BMW: *Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen für eine zukunftsfähige Energienetzinfrastruktur*. 2012b, <https://www.bdew.de>, 16.11.2012.
- [Bonabeau et al. 2000] Bonabeau, E.; Dorigo, M.; Theraulaz, G.: *Inspiration for Optimization from Social Insect Behaviour*. in: *Nature*, 406 (2000), S. 39–42.
- [Borchard 2008] Borchard, T.: *Bewertung des Nutzens einer spannungsebenenübergreifenden Planung von Hoch- und Mittelspannungsnetzen*. Aachen: Klinkenberg, 2008.
- [Borison 2003] Borison, A.: *Real Options Analysis: Where are the Emperor's Clothes*. 2003, <http://www.realoptions.org/abstracts/abstracts03.html>, 23.06.2012.
- [Borrmann et al. 1999] Borrmann, J.; Finsinger, J.: *Markt und Regulierung*. München: Vahlen, 1999.
- [Botzenhardt 2012] Botzenhardt, A.: *Dem ausbalancierten Regulierungssystem droht die Schiefelage*. in: *EW: das Magazin für die Energie-Wirtschaft*, 111 (2012), 24, S. 12–14.
- [Boysen 2005] Boysen, N.: *Ameisenalgorithmen*. Universität Hamburg, Institut für Industriebetriebslehre und Organisation, 2005.
- [Braun 2002] Braun, A.: *Anlagen- und Strukturoptimierung von 110-kV-Netzen*. Aachen: Klinkenberg-Verl., 2002.

- [Brealey et al. 2000] Brealey, R. A.; Myers, S. C.: *Principles of Corporate Finance*. Boston: Irwin/McGraw-Hill, 2000.
- [Brennan et al. 1982] Brennan, M. J.; Schwartz, E. S.: *Consistent Regulatory Policy under Uncertainty*. in: The Bell Journal of Economics, 13 (1982), 2, S. 506–521.
- [Brunekreeft 2003] Brunekreeft, G.: *Access Pricing und Diskriminierung*. in: Zwischen Regulierung und Wettbewerb: Netzsektoren in Deutschland; mit 11 Tabellen. Heidelberg: Physica-Verl., 2003, S. 25–45.
- [Brunekreeft 2007] Brunekreeft, G.: *Grundzüge des generellen X-Faktors*. in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 57. JG (2007), Heft 10, S. 36–39.
- [Brunekreeft et al. 2011] Brunekreeft, G.; Bormann, J.: *The Effect of Monopoly Regulation on the Timing of Investment*. Bremen: Bremen Energy Working Papers 09, 2011, <http://www.bremer-energie-institut.de/download/bewp/bewp09.pdf>, 06.12.2011.
- [Brunekreeft et al. 2003] Brunekreeft, G.; Keller, K.: *Elektrizität: Verhandelter versus regulierter Netzzugang*. in: Knieps, G. (Hrsg): Zwischen Regulierung und Wettbewerb □: Netzsektoren in Deutschland; mit 11 Tabellen. Heidelberg: Physica-Verl., 2003, S. 131–156.
- [Büchner et al. 2008] Büchner, J.; Katzfey, J.; Bandulet, M.: *Investitionen in Netze - Werte schaffen oder vernichten*. in: Elektrizitätswirtschaft, 107 (2008), 3, S. 34–40.
- [Büdenbender 2006] Büdenbender, U.: *Das System der Netzentgeltregulierung in der Elektrizitäts- und Gaswirtschaft*. in: Deutsches Verwaltungsblatt, 121 Jg. (2006), 4, S. 197–2011.
- [Büdenbender 2008] Büdenbender, U.: *Die Regulierung Elektrischer Netze: Offene Fragen und Lösungsansätze*. Heidelberg: Springer Verlag, 2008.
- [Bühner 1993] Bühner, R.: *Shareholder Value: eine Analyse von 50 großen Aktiengesellschaften in der Bundesrepublik Deutschland*. in: Die Betriebswirtschaft, 53 (1993), S. 749–769.
- [Bundesnetzagentur 2006a] Bundesnetzagentur: *Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG*. Bundesnetzagentur, 2006a, <http://www.bundesnetzagentur.de>, 27.11.2010.
- [Bundesnetzagentur 2006b] Bundesnetzagentur: *2. Referenzbericht Anreizregulierung: Generelle sektorale Produktivitätsentwicklung im Rahmen der Anreizregulierung*. Bundesnetzagentur, 2006b, <http://www.bundesnetzagentur.de>, 02.04.2010.

---

[Bundesnetzagentur 2008]	Bundesnetzagentur: Beschluss in dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) in Verbindung mit § 7 Abs. 6 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) und § 7 Abs. 6 Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) hinsichtlich der Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen für Alt- und Neuanlagen für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen und Betreiber von Gasversorgungsnetzen für die erste Regulierungsperiode in der Anreizregulierung BK4-08-068. 2008, <a href="http://www.bundesnetzagentur.de">http://www.bundesnetzagentur.de</a> , 03.03.2012.
[Bundesnetzagentur 2010a]	Bundesnetzagentur: Anlage 1 zum Leitfaden zur Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund eines Antrags auf Erweiterungsfaktor nach §4 Abs 4 Nr. 1 i.V.m. § 10 ARegV für Stromverteilnetzbetreiber. 2010a, <a href="http://www.bundesnetzagentur.de">http://www.bundesnetzagentur.de</a> , 03.03.2012.
[Bundesnetzagentur 2010b]	Bundesnetzagentur: <i>Leitfaden zu Investitionsbudgets nach § 23 ARegV</i> . 2010b, <a href="http://www.bundesnetzagentur.de">www.bundesnetzagentur.de</a> , 08.12.2011.
[Bundesnetzagentur 2010c]	Bundesnetzagentur: Beschluss in dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit § 32 Abs.1 Nr.3 ARegV wegen Festlegung zur Verwendung anderer Parameter zur Ermittlung des Erweiterungsfaktors nach §10 Abs.2 S.2 Nr.4 ARegV für Elektrizitätsverteilnetzbetreiber BK8-10-004. 2010c, <a href="http://www.bundesnetzagentur.de">http://www.bundesnetzagentur.de</a> , 03.03.2012.
[Bundesnetzagentur 2011a]	Bundesnetzagentur: <i>Monitoringbericht 2011</i> . Bundesnetzagentur, 2011a, <a href="http://www.bundesnetzagentur.de">http://www.bundesnetzagentur.de</a> , 22.06.2012.
[Bundesnetzagentur 2011b]	Bundesnetzagentur: <i>Smart Grid und Smart Market</i> . 2011b, <a href="http://www.bundesnetzagentur.de">http://www.bundesnetzagentur.de</a> , 22.08.2012.
[Bundesnetzagentur 2011c]	Bundesnetzagentur: Beschluss in dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) in Verbindung mit § 7 Abs. 6 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) und § 7 Abs. 6 Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) hinsichtlich der Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen für Alt- und Neuanlagen für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen und Betreiber von Gasversorgungsnetzen für die erste Regulierungsperiode in der Anreizregulierung (BK4-11-304). 2011c, <a href="http://www.bundesnetzagentur.de">http://www.bundesnetzagentur.de</a> , 03.03.2012.
[Bundesnetzagentur 2011d]	Bundesnetzagentur: Leitfaden zur Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund eines Antrages auf Erweiterungsfaktor nach § 4 Abs. 4 Nr.1 i.V.m. § 10 ARegV. 2011d, <a href="http://www.bundesnetzagentur.de">http://www.bundesnetzagentur.de</a> , 03.03.2012.
[Bundesnetzagentur 2011e]	Bundesnetzagentur: <i>BK8-11/001</i> . 2011e, <a href="http://www.bundesnetzagentur.de">http://www.bundesnetzagentur.de</a> , 02.04.2012.
[Bundesnetzagentur 2011f]	Bundesnetzagentur: <i>BK8-11/002</i> . 2011f, <a href="http://www.bundesnetzagentur.de">http://www.bundesnetzagentur.de</a> , 02.04.2012.

- [Burkhardt et al. 1983] Burkhardt, T.; Koglin, H.-J.; Werth, K.: *Rechneroptimierte Mittelspannungs-Ausbauplanung*. in: Elektrizitätswirtschaft, Jg. 82 (1983), 9, S. 300–305.
- [Consentec 2006] Consentec: Untersuchung der Voraussetzungen möglicher Anwendungen analytischer Kostenmodelle in der deutschen Energiewirtschaft. 2006.
- [Consentec et al. 2010] Consentec; Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. (FGH); Frontier Economics Limited: Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitäts-Elements (Q-Element) im Bereich Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in die Erlösobergrenze. 2010.
- [Copeland et al. 2001] Copeland, T.; Antikarov, V.: *Real options: a practitioner's guide*. New York: Texere, 2001.
- [Copeland et al. 2000] Copeland, T.; Koller, T.; Murrin, J.: *Valuation: Measuring and Managing the Value of Companies*. New York: Wiley, 2000.
- [Crastan 2007] Crastan, V.: *Elektrische Energieversorgung*. Berlin; New York: Springer, 2007.
- [Dehmel 2011] Dehmel, F.: Anreizregulierung von Stromübertragungsnetzen - Eine Systemanalyse in Bezug auf ausgewählte Renditeeffekte. Eichstätt-Ingolstadt: Dissertation: Katholische Universität Eichstätt-Ingolstadt, 2011.
- [DENA 2012] DENA: *DENA-Verteilnetzstudie*. Deutsche Energieagentur (DENA), 2012.
- [Deutsche Verbundgesellschaft 1998] Deutsche Verbundgesellschaft: Langfristige Vorschau für die öffentliche Stromversorgung 1998 bis 2010. DVG, Heidelberg, 1998.
- [Deutscher Bundestag 2004] Deutscher Bundestag: Materialien zur öffentlichen Anhörung in Berlin am 29. November 2004. Ausschussdrucksache 15(9)1511, 2004.
- [Deutscher Bundestag 2007] Deutscher Bundestag: Drucksache 417/0715.06.07: Verordnung zum Erlass und zur Änderung von Rechtsvorschriften auf dem Gebiet der Energieregulierung - Begründung. 2007, <http://dipbt.bundestag.de/extrakt/ba/WP16/87/8752.html>, 03.05.2012.
- [Diekmann et al. 2006] Diekmann, J.; Ziesing, H.-J.; Leprich, U.: *Anreizregulierung für Beschäftigung und Netzinvestitionen*. in: Berlin: DIW, 2006,.
- [Dixit 1989] Dixit, A. K.: *Entry Exit Decisions under Uncertainty*. in: Journal of Political Economics, 97 (1989), S. 620–338.
- [Dixit et al. 1994] Dixit, A. K.; Pindyck, R. S.: *Investment under Uncertainty*. Princeton, N.J.: Princeton University Press, 1994.

- 
- [Dobbs 2004] Dobbs, I. M.: *Intertemporal Price Cap Regulation under Uncertainty*. in: The Economic Journal, 114 (April) (2004), S. 421–440.
- [Domschke et al. 2005] Domschke, W.; Drexl, A.: *Einführung in Operations Research*. Berlin: Springer, 2005.
- [Dorigo et al. 1991] Dorigo, M.; Maniezzo, V.; Colomi, A.: *Ant System: An autocatalytic optimizing process*. Technical Report 91-016, 1991.
- [Dorigo et al. 2009] Dorigo, M.; Stützle, T.: *Ant Colony Optimization: Overview and Recent Advances*. IRIDIA – Technical Report Series: TR/IRIDIA/2009-013, 2009.
- [Drukarczyk et al. 2009] Drukarczyk, J.; Schüler, A.: *Unternehmensbewertung*. München: Vahlen, 2009.
- [Ebeling 2007] Ebeling, C.: *Erfolgsfaktoren einer wertorientierten Unternehmensführung*. Wiesbaden: Deutscher Universitäts-Verlag, 2007.
- [Ergas 2009] Ergas, H.: *Time Consistency in Regulatory Price Setting: An Australian Case Study*. in: Review of Network Economics, 8 (2009), 2, S. 153–163.
- [EURELECTRIC 2011] EURELECTRIC: *Regulation for Smart Grids*. Subgroup Regulation for Smart Grids – Networks Committee, 2011, [http://www.eurelectric.org/media/25920/eurelectric\\_report\\_\\_on\\_reg\\_for\\_sg\\_final-2011-030-0131-01-e.pdf](http://www.eurelectric.org/media/25920/eurelectric_report__on_reg_for_sg_final-2011-030-0131-01-e.pdf).
- [Fassing 1982] Fassing, W.: *Wettbewerb, Unternehmenskonzentration und Investitionsverhalten*. Berlin: Duncker & Humblot, 1982.
- [Filippini et al. 2002] Filippini, M.; Wild, J.: *Berücksichtigung von regionalen Unterschieden beim Benchmarking von Stromverteilnetzen*. in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 26 (2002), S. 51–59.
- [Fink et al. 2006] Fink, A.; Rothlauf, F.: *Heuristische Optimierungsverfahren in der Wirtschaftsinformatik*. University of Mannheim Department of Information Systems 1, 2006.
- [Fipper 1999] Fipper, M.: *Zuverlässigkeitsorientierte Bewertung von Instandhaltungsstrategien für elektrische Verteilungsnetze*. Aachen: Klinder Verlag, 1999.
- [Flösdorff 2008] Flösdorff, R.: *Elektrische Energieverteilung*. Wiesbaden: Vieweg Teubner, 2008.
- [Franz et al. 2010] Franz, K.-P.; Kaiser, K.: *Vergleich von Praxiskonzepten zur wertorientierten Unternehmenssteuerung*. in: Zeitschrift für Betriebswirtschaft, 62 (2010), S. 797–820.

- [Franz et al. 2005] Franz, O.; Schäffner, D.; Trage, B.: *Grundformen der Entgeltregulierung: Vor- und Nachteile von Price-Cap, Revenue-Cap und hybriden Ansätzen*. in: Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste (WIK) - Diskussionsbeiträge, 267 (2005), S. 1–34.
- [Freund et al. 1989] Freund, H.; Wolff, H.-P.; Kämmerer, U.: *Odin- Ein Programmpaket zur Unterstützung der Netzplanung*. in: Elektrizitätswirtschaft, 88 (1989), 3, S. 111–115.
- [Friedl 2011] Friedl, G.: *Kostenbasierte Preisregulierung, Realoptionen und Investitionsanreize*. in: Zeitschrift für betriebswirtschaftliche Forschung, (2011), Sonderheft 23/11, S. 136–156.
- [Fritsch et al. 2005] Fritsch, M.; Wein, T.; Ewers, H.-J.: *Marktversagen und Wirtschaftspolitik: mikroökonomische Grundlagen staatlichen Handelns*. München: Vahlen, 2005.
- [Fritz et al. 2002] Fritz, W.; Riechmann, C.: *Strategische Netzplanung - Rentabilitätsbewertung von Netzinvestitionen durch Simulationsmodelle*. in: Markt und Netze - Effizienz und Qualität der Stromversorgung. Klingenberg- Verlag, 2002, S. 109–114.
- [Frontier Economics 2008] Frontier Economics: *Ermittlung des Zuschlages zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer Wagnisse im Bereich Strom und Gas - Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur*. 2008.
- [Fu 2002] Fu, M. C.: *Optimization for Simulation: Theory vs. Practice*. in: Journal on Computing, 14 (2002), 3, S. 192–215.
- [Garver 1970] Garver, R. H.: *Transmission network estimation using linear programming*. in: IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 89 (1970), 7, S. 1688–1697.
- [Gerch et al. 1996] Gerch, H.-P.; Nissen, J.; Schildge, P.: *Planungsgrundsätze im Hochspannungsnetz - Beispiel RWE Energie*. in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, (1996), 46 JG (1996), Heft 12, S. 777–783.
- [Gonen et al. 1981] Gonen, T.; Foote, B. L.: *Distribution-System-Planning Using Mixed Integer Programming*. 1981.
- [Greszik et al. 2010] Greszik, J.; Heims, M.: *Investitionsfähigkeit der Verteilnetzbetreiber in Deutschland im System regulierter Netzentgelte*. Düsseldorf, 2010.
- [Groschke et al. 2009] Groschke, M.; Eßer, A.; Möst, D.; Fichtner, W.: *Neue Anforderungen an optimierende Energie- systemmodelle für die Kraftwerkseinsatz - und Zubauplanung bei begrenzten Netzkapazitäten*. in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 33 (2009), 1, S. 14–22.
- [Growitsch et al. 2008] Growitsch, C.; Müller, C.; Stronzik, M.: *Anreizregulierung und Netzinvestitionen - Management Summary -*. in: Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste (WIK) - Diskussionsbeiträge, (2008), S. 1–22.

- 
- [Growitsch et al. 2010] Growitsch, C.; Müller, C.; Stronzik, M.: *Anreizregulierung und Netzinvestitionen*. in: Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste (WIK) - Diskussionsbeiträge, 339 (2010), S. 1–34.
- [Guthrie 2006] Guthrie, G.: *Regulating Infrastructure: The Impact on Risk and Investment*. in: Journal of Economic Literature, (2006), Vol. XLIV, S. 925–972.
- [Hable 2004] Hable, M.: Beitrag zur Energieeinsatzoptimierung mit evolutionären Algorithmen in lokalen Energiesystemen mit kombinierter Nutzung von Wärme- und Elektroenergie. Dissertation: Technische Universität Dresden, Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik, 2004.
- [Hachmeister 1997] Hachmeister, D.: *Shareholder Value*. in: Die Betriebswirtschaft, 57 (1997), 6, S. 823–839.
- [Hachmeister 2009] Hachmeister, D.: Zum Einfluss der Zahlungszuflüsse aus Bestandsanlagen auf Investitionsrechnungen für Ersatzinvestitionen in Netze im Rahmen der Anreizregulierung. in: Gutachten im Auftrag des BDEW, Universität Hohenheim, Lehrstuhl für Rechnungswesen und Finanzierung (2009).
- [Hahn et al. 2006] Hahn, D.; Taylor, B.: *Strategische Unternehmensplanung -- Strategische Unternehmensführung: Stand und Entwicklungstendenzen*. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2006.
- [Haubold 2007] Haubold, S.: *Kapitalkosten regulierter Stromnetzbetreiber*. Frankfurt am Main [u.a.]: Lang, 2007.
- [Haubrich 1996] Haubrich, H.-J.: *Zuverlässigkeitsberechnung von Verteilungsnetzen: Grundlagen - Verfahren - Anwendungen*. Aachen: Verlag der Augustinus Buchhandlung, 1996.
- [Haubrich 2001] Haubrich, H.-J.: *Planung der Hoch- und Höchstspannungsnetze*. in: Hosemann, G. (Hrsg): *Elektrische Energietechnik (Band 3)*. Berlin; Heidelberg; New York; Barcelona; Hongkong; London; Mailand; Paris; Singapur; Tokio: Springer, 2001, S. 319–368.
- [Haubrich et al. 2008] Haubrich, H.-J.; Fritz, W.; Maurer, H.-C. G.: *Herausforderungen an die Regulierung der Stromübertragungs- und -verteilnetze*. in: 10 Jahre wettbewerbsorientierte Regulierung von Netzindustrien in Deutschland: Bestandsaufnahme und Perspektiven der Regulierung. München: Beck, 2008, S. 281–301.
- [Heilemann et al. 2001] Heilemann, U.; Hillebrand, B.: *Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte – Erwartungen und erste Ergebnisse*. in: Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung. Essen: 2001,.
- [Heuterkes et al. 2008] Heuterkes, M.; Janssen, M.: *Die Regulierung von Gas- und Strommärkten in Deutschland*. in: Beiträge aus der angewandten Wirtschaftsforschung der Universität Münster, Nr. 29 (2008).

- [Holzherr et al. 2004] Holzherr, C.; Kofluk, M.: *Wertorientierte Führung von regulierten Stromnetzgesellschaften*. in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, (2004), 12, S. 2–19.
- [Hommel et al. 2001a] Hommel, U.; Lehmann, H.: *Die Bewertung von Investitionsprojekten mit dem Realoptionsansatz - Ein Methodenüberblick*. in: *Realloptionen in der Unternehmenspraxis: Wert schaffen durch Flexibilität*. Berlin: Springer, 2001a, S. 113–129.
- [Hommel et al. 1999] Hommel, U.; Pritsch, G.: *Marktorientierte Investitionsbewertung mit dem Realoptionsansatz: Ein Implementierungsleitfaden für die Praxis*. in: *Finanzmarkt- und Portfoliomanagement*, Vol. 13 (1999), No. 2, S. 121–144.
- [Hommel et al. 2001b] Hommel, U.; Scholich, M.; Vollrath, R.: *Realloptionen in der Unternehmenspraxis: Wert schaffen durch Flexibilität*. Berlin: Springer, 2001b.
- [Hosemann 2001] Hosemann, G.: *Elektrische Energietechnik Bd. 3. Netze / G. Hosemann (Hrsg.)*. Berlin; Heidelberg; New York; Barcelona; Hongkong; London; Mailand; Paris; Singapur; Tokio: Springer, 2001.
- [Hull 2006] Hull, J.: *Optionen, Futures und andere Derivate*. München; Boston [u.a.]: Pearson Studium, 2006.
- [Hundt et al. 2006] Hundt, M.; Swider, D. J.; Voß, A.: *Einfluß von Unsicherheit und Flexibilität auf den Wert von Kraftwerksinvestitionen: Reale Optionen in der Elektrizitätswirtschaft*. 2006.
- [Hußmann 2007] Hußmann, S.: *Kombinatorische Optimierung erleben: in Studium und Unterricht*. Wiebaden [u.a.]: Vieweg, 2007.
- [Jamash et al. 2003] Jamash, T.; Nillesen, P.; Pollitt, M.: *Gaming the Regulator: A Survey*. in: *The Electricity Journal*, Dec. (2003), S. 68–80.
- [Jansen 2000] Jansen, T.: *Theoretische Analyse evolutionärer Algorithmen unter dem Aspekt der Optimierung in diskreten Suchräumen*. Dortmund: Dissertation: Universität Dortmund, 2000.
- [John 2009] John, O.: *Modelling Financially Optimal Decisions of Network Operators under Regulatory Uncertainty*. INREC 2009, International Ruhr Energy Conference, 2009.
- [Joskow 2005] Joskow, P.: *Regulation of Natural Monopolies*. in: Working Paper Nr. 05-008, Center for Energy and Environmental Policy Research (MIT) (2005), Cambridge.
- [Kalliauer 2008] Kalliauer, A.: *Adaptive Entscheidungsmodelle zur Beherrschung von Unsicherheit*. in: *VERBUND – Austrian Power Trading*, (2008).
- [Kaltenbach et al. 1970] Kaltenbach, J.-C.; Peschon, J.; Gehrig, E. H.: *A Mathematical Optimization Technique for the Expansion of Electric Power Transmission Systems*. in: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 02 (1970).

- 
- [Kamphans et al. 2011] Kamphans, K.; Klünder, M.: *Investitionsbewertung im regulatorischen Assetmanagement*. in: Energie, Markt, Wettbewerb, 9 (2011), 4, S. 24–26.
- [Katzfey et al. 2004] Katzfey, J.; Vetter, F.; Chabowski, H.; Hiller, T.; Heitmeier, E.; Nitzsche, D.; Oberländer, J.: *Modellnetzverfahren zur Bestimmung kostentreibender Strukturmerkmale*. in: EW: das Magazin für die Energie-Wirtschaft, 103 (2004), 6, S. 2–8.
- [Kaufer 1981] Kaufer, E.: *Theorie der öffentlichen Regulierung*. München: F. Vahlen, 1981.
- [Kaufmann 1995] Kaufmann, W.: *Planung öffentlicher Elektrizitätsverteilungs-Systeme*. Berlin ; Frankfurt am Main: VDE-Verl.; Verl.- und Wirtschaftsges. der Elektrizitätswerke, 1995.
- [Kiwit 2001] Kiwit, W.: *Die elektrische Energieversorgung der Bundesrepublik Deutschland*. in: Elektrische Energietechnik Bd. 3. Netze / G. Hosemann (Hrsg.). Berlin; Heidelberg; New York; Barcelona; Hongkong; London; Mailand; Paris; Singapur; Tokio: Springer, 2001, S. 17–42.
- [Klein et al. 1989] Klein, I.; Koglin, H.-J.: *Odin- Die dynamische Optimierung*. in: Elektrizitätswirtschaft, 88 (1989), 3, S. 128–132.
- [Knieps 2003] Knieps, G.: *Zwischen Regulierung und Wettbewerb: Netzsektoren in Deutschland*. Heidelberg: Physica-Verl., 2003.
- [Knieps 2008] Knieps, G.: *Wettbewerbsökonomie: Regulierungstheorie, Industrieökonomie, Wettbewerbspolitik*. Berlin; Heidelberg: Springer, 2008.
- [Koglin 2001] Koglin, H.-J.: *Lastflüsse in Drehstromnetzen und ihre Berechnung*. in: Elektrische Energietechnik Bd. 3. Netze / G. Hosemann (Hrsg.). Berlin; Heidelberg; New York; Barcelona; Hongkong; London; Mailand; Paris; Singapur; Tokio: Springer, 2001, S. 116–148.
- [Kopel 2002] Kopel, M.: *Flexible Planung*. in: Küpper, H.-U.; Wagenhofer, A. (Hrsg): *Handwörterbuch Unternehmensrechnung und Controlling*. Stuttgart: Schäffer-Poeschel, 2002, S. 578–585.
- [Korte et al. 2008] Korte, B.; Randow, R. von; Vygen, J.: *Kombinatorische Optimierung: Theorie und Algorithmen*. Berlin: Springer Berlin, 2008.
- [Krey 2006] Krey, V.: *Vergleich kurz- und langfristig ausgerichteter Optimierungsansätze mit einem multi-regionalen Energiesystemmodell unter Berücksichtigung stochastischer Parameter*. Bochum: Dissertation: Ruhr-Universität Bochum, Fakultät für Maschinenbau, 2006.
- [Kruschwitz 2005] Kruschwitz, L.: *Investitionsrechnung*. München; Wien: Oldenbourg, 2005.

- [Kruschwitz et al. 2005] Kruschwitz, L.; Löffler, A.: *Ein neuer Zugang zum Konzept des Discounted Cashflow*. in: Journal für Betriebswirtschaft, 55 (2005), S. 21–36.
- [Kuhlmann 2006] Kuhlmann, A.: *What Is the X-Factor in the German Electricity Industry*. in: Ifo Working Paper No. 34, München, (2006).
- [Kunz 2003] Kunz, M.: *Regulierungsregime in Theorie und Praxis*. in: Knieps, G. (Hrsg): *Zwischen Regulierung und Wettbewerb: Netzsektoren in Deutschland*. Heidelberg: Physica-Verl., 2003, S. 47–81.
- [Kurth 2009] Kurth, M.: Was ist eine erfolgreiche Regulierung der Strom- und Gasnetze? - Rolle der Regulierungsbehörde sowie Ansätze zur Bewertung. in: Zeitschrift für Betriebswirtschaft, 61 (2009), S. 679–697.
- [Küting 1992] Küting, K.: *Einführung in die Cash Flow Rechnung*. in: Deutsches Steuerrecht, 30 (1992), S. 625–630.
- [Laux 2005] Laux, H.: *Entscheidungstheorie*. Berlin; Heidelberg; New York: Springer, 2005.
- [Laux 2006] Laux, H.: *Wertorientierte Unternehmenssteuerung und Kapitalmarkt - Fundierung finanzwirtschaftlicher Entscheidungskriterien und Anreize für deren Umsetzung*. Berlin: Springer, 2006.
- [Lecheler 2007] Lecheler, H.: *Der >>wirtschaftlich angemessene Preis<< für die Überlassung von Versorgungsnetzen nach Ablauf von Wegenutzungsverträgen*. in: Ballwieser, W.; Lecheler, H. (Hrsg): *Die angemessene Vergütung für Netze nach § 46 Absatz 2 EnWG / Wolfgang Ballwieser; Helmut Lecheler*. Baden-Baden: Nomos, 2007, S. 12–58.
- [Lehmann et al. 2010] Lehmann, S.; Müller, H.; Niehörster, C.: *Asset Management mit ganzheitlichem Ansatz - eine kommende Aufgabe für Netzbetreiber*. in: Gasmelder, 8 (2010), 2.
- [Leibenstein 1978] Leibenstein, H.: *General X-efficiency theory and economic development*. New York: Oxford University Press, 1978.
- [Levy et al. 1996] Levy, B.; Spiller, P.: *A Framework for Resolving the Regulatory Problem*. in: *Regulation, Institutions and Commitment*. Cambridge: Cambridge University Press, 1996,.
- [Littlechild 1983] Littlechild, S. C.: *Regulation of British Telecommunications' Profitability*. in: Department of Industry, Report to the Secretary of State (1983), London.
- [Longstaff et al. 2001] Longstaff, F. A.; Schwartz, E. S.: *Valuing American Options by Simulation: A Simple Least-Squares Approach*. in: Anderson Graduate School of Management, UC Los Angeles, (2001), S. 1–36.
- [Maeding 2011] Maeding, S.: *Kurz- und langfristige Wirkung der Anreizregulierung*. Dissertation: Technische Universität Clausthal, 2011.

- 
- [Malsch 2004] Malsch, M.: Berechnung ausgewählter Kenngrößen der Elektroenergiequalität als Planungsgrundlage von Elektroenergieversorgungssystemen. Ilmenau: Dissertation: Technische Universität Ilmenau, 2004.
- [Maurer 2004] Maurer, H.-C. G.: Integrierte Grundsatz- und Ausbauplanung für Hochspannungsnetze. Aachen: Dissertation: RWTH Aachen, 2004.
- [Mautz 2001] Mautz, R.: Zur Lösung nichtlinearer Ausgleichungsprobleme bei der Bestimmung von Frequenzen in Zeitreihen. Berlin: Dissertation: Technische Universität Berlin, 2001.
- [Maximi et al. 2007] Maximi, M.; Schulze, S.; Gutschscek, A.; Sünderkamp, U.: *Entwicklung effizienter Zielnetze*. in: Jg. 106 (2007) (2007), Heft 24, S. 58–62.
- [McDonald et al. 1984] McDonald, R.; Siegel, D.: Option Pricing when the underlying Asset Earns a Bellow Equilibrium Rate of Return: A Note. in: The Journal of Finance, 39 (1984), 1, S. 261–265.
- [McDonald et al. 1986] McDonald, R.; Siegel, D.: *The Value of Waiting to Invest*. in: Quarterly Journal of Economics 101, (1986), S. 707–728.
- [Meisa et al. 2011] Meisa, K.; Haubrich, H.-J.; Moser, A.: Bewertung von Umbaumaßnahmen in elektrischen Verteilungsnetzen zur Erreichung eines langfristigen Ausbauziels. Aachen: Dissertation: [Klinkenberg], 2011.
- [Meliopoulos et al. 1982] Meliopoulos, A. P.; Webb, R. P.; Bennon, R. J.; Juves, J. A.: *Optimal Long Range Transmission Planning with AC Load Flow*. in: IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-101 (1982), 10, S. 4156 – 4163.
- [Meyer 2006] Meyer, B. H.: Stochastische Unternehmensbewertung: der Wertbeitrag von Realoptionen. Wiesbaden: Dissertation: Dt. Univ.-Verl., 2006.
- [Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH 2012] Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH: *Netzdaten*. 2012, [https://www.mitnetz-strom.de/ebene\\_a/zahlen\\_fakten\\_netzdaten.html](https://www.mitnetz-strom.de/ebene_a/zahlen_fakten_netzdaten.html), 22.05.2012.
- [Möller 2008] Möller, N.: *Bestimmung der Wirtschaftlichkeit wandlungsfähiger Produktionssysteme*. München: Dissertation: Technische Universität München, 2008.
- [Moser 1996] Moser, A.: Langfristig optimale Struktur und Betriebsmittelwahl für 110-kV-Überlandnetze. Aachen: Verl. der Augustinus-Buchh., 1996.
- [Möst et al. 2009] Möst, D.; Fichtner, W.; Grundwald, A.: *Energiesystemanalyse - Tagungsband des Workshops „Energiesystemanalyse“ vom 27. November 2008 am KIT-Zentrum Energie, Karlsruhe*. Karlsruhe: Univ.-Verl. Karlsruhe, 2009.
- [Moxter 1983] Moxter, A.: Grundsätze ordnungsmässiger Unternehmensbewertung. Wiesbaden: Gabler, 1983.

- [Müller 2011] Müller, C.: *New regulatory approaches towards investments: a revision of international experiences*. in: WIK Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH, (2011), 353, S. 1–52.
- [Myers 1977] Myers, S.: *Determinants of Corporate Borrowing*. in: Journal of Financial Economics, 5 (1977), 2, S. 147–175.
- [Nahrstedt 2005] Nahrstedt, H.: *Algorithmen für Ingenieure - realisiert mit Visual Basic: eine anwendungsorientierte Einführung - Problemanalyse und Lösungsweg anhand konkreter Beispiele*. Wiesbaden: Vieweg, 2005.
- [NERA Economic Consulting 2008] NERA Economic Consulting: *Die kalkulatorischen Eigenkapitalzinssätze für Strom- und Gasnetze in Deutschland - Ein Gutachten im Auftrag des BDEW*. 2008.
- [Nick 1992] Nick, W.: *Bewertung redundant geplanter Hoch- und Mittelspannungsnetze im Hinblick auf Zuverlässigkeit und Wirtschaftlichkeit*. Aachen: Dissertation: RWTH Aachen, 1992.
- [Nissen 1997] Nissen, V.: *Einführung in evolutionäre Algorithmen: Optimierung nach dem Vorbild der Evolution*. Braunschweig: Vieweg, 1997.
- [Nowak 2003] Nowak, K.: *Marktorientierte Unternehmensbewertung*. Wiesbaden: Dissertation: Deutscher Universitäts-Verlag, 2003.
- [Odening 2000] Odening, M.: *Der Optionswert von Sachinvestitionen - Theoretischer Hintergrund und Bewertung*. in: Humboldt-Universität zu Berlin, Wirtschafts- und Sozialwissenschaften an der Landwirtschaftlich-Gärtnerischen Fakultät, 55 (2000).
- [Oeding et al. 2011] Oeding, D.; Oswald, B.: *Elektrische Kraftwerke und Netze: mit 140 Tabellen*. Berlin; Heidelberg [u.a.]: Springer, 2011.
- [OFGEM 2006] OFGEM: *Our Energy Challenge: Ofgem's response*. in: Office of Gas and Electricity Markets, (2006).
- [Orths 2003] Orths, A.: *Multikriterielle, optimale Planung von Verteilungsnetzen im liberalisierten Energiemarkt unter Verwendung von spieltheoretischen Verfahren*. Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, 2003.
- [Oswald 1992] Oswald, B.: *Netzberechnung*. Berlin; Offenbach: VDE-Verl., 1992.
- [Pantheghini et al. 2003] Pantheghini, P. M.; Scarpa, C.: *Irreversible Investments and Regulatory Risk*. in: CESifo Working Paper, 934 (2003).
- [Paulun 2007] Paulun, T.: *Strategische Ausbauplanung für elektrische Netze unter Unsicherheit*. Print Production M. Wolff, 2007.
- [Paulun et al. 2007] Paulun, T.; Maurer, C.; Haubrich, H.-J.: *Referenznetzanalyse für Strom- und Gasnetze*. in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 57 (2007), 12, S. 8–11.

- 
- [Pedell 2007] Pedell, B.: *Kein Anreiz ohne Risiko: Anmerkungen zur Anreizregulierungsverordnung*. in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 57 (2007), 10, S. 32–34.
- [Pedell et al. 2008] Pedell, B.; Schwiabel, A.: *Investitionscontrolling in der Energiewirtschaft: Auswirkungen regulatorischer Vorgaben auf Investitionsplanung und -steuerung*. in: *Controlling: Zeitschrift für erfolgsorientierte Unternehmenssteuerung*, 20 (2008), 11, S. 585–591.
- [Perridon et al. 2007] Perridon, L.; Steiner, M.: *Finanzwirtschaft der Unternehmung*. München: Vahlen, 2007.
- [Perridon et al. 2009] Perridon, L.; Steiner, M.; Rathgeber, A. W.: *Finanzwirtschaft der Unternehmung*. München: Vahlen, 2009.
- [Picot 2008a] Picot, A.: *Die Theorie der Regulierung und ihre Bedeutung für den Regulierungsprozess*. in: *10 Jahre wettbewerbsorientierte Regulierung von Netzindustrien in Deutschland: Bestandsaufnahme und Perspektiven der Regulierung*. München: Beck, 2008a, S. 9–36.
- [Picot 2008b] Picot, A.: *10 Jahre wettbewerbsorientierte Regulierung von Netzindustrien in Deutschland: Bestandsaufnahme und Perspektiven der Regulierung*. München: Beck, 2008b.
- [Pindyck 1991] Pindyck, R. S.: *A Note on Competitive Investment under Uncertainty*. in: MIT - Centre for Economic Policy Research, MIT-CEPR 91-009WP (1991).
- [Pleß 2010] Pleß, H.: *Strategische Handlungsoptionen von Netzbetreibern vor dem Hintergrund der Anreizregulierung nach 21a EnWG für Unternehmen der Energiewirtschaft: untersucht am Modell eines Verteilernetzbetreibers Strom*. Hamburg: Dissertation: Kovac, 2010.
- [Posner 1999] Posner, R. A.: *Natural Monopoly and its Regulation*. Washington, D.C.: Cato Institute, 1999.
- [Prael et al. 2007] Prael, C.; Fischer, P.: *Anreizregulierung - ein Beitrag zur Entlastung von der Regulierungsbürokratie?* in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 57 (2007), 10, S. 58–61.
- [Priest 1993] Priest, G. L.: *The Origins of Utility Regulation and the „Theories of Regulation“ Debate*. in: *Journal of Law and Economics*, 36 (1993), 1, S. 289–323.
- [Pritsch et al. 2001] Pritsch, U.; Weber, J.: *Die Bedeutung des Realloptionsansatzes aus Controlling-Sicht*. in: *Realloptionen in der Unternehmenspraxis: Wert schaffen durch Flexibilität*. Berlin: Springer, 2001, S. 13–43.
- [Proettel et al. 2009] Proettel, T.; Streb, J.; Streb, S.: *Die Produktivitätsentwicklung in der deutschen Stromwirtschaft in langfristiger Perspektive*. in: *Perspektiven der Wirtschaftspolitik*, 10 (2009), 3, S. 309–332.

- [PwC 2012a] PwC: Entflechtung und Regulierung in der deutschen Energiewirtschaft: Praxishandbuch zum Energiewirtschaftsgesetz. Freiburg; Berlin; München: Haufe, 2012a.
- [PwC 2012b] PwC: *Regulierung der Netzentgelte*. in: Entflechtung und Regulierung in der deutschen Energiewirtschaft: Praxishandbuch zum Energiewirtschaftsgesetz. Freiburg; Berlin; München: Haufe, 2012b,.
- [Rendschmidt et al. 2007] Rendschmidt, D.; Arms, H.; Cord, M.; Gottschalk, M.; Maxelon, M.: *Die Zukunft der deutschen Stromnetze: Veränderte Eigentümerstrukturen und intelligente Technologien*. in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, (2007), 57 JG (2007), Heft 11, S. 56–59.
- [Rodgarkia-Dara 2007] Rodgarkia-Dara, A.: Ratchet Effect: Theorie, Lösungsansätze und internationale Erfahrungen. *Econtrol*, 2007.
- [Romero et al. 1996] Romero, R.; Gallego, R. A.; Monticelli, M.: *Transmission system expansion planning by simulated annealing*. in: *IEEE Transactions on Power Systems*, 11 (1996), 1, S. 364–369.
- [Säcker 2004] Säcker, F. J.: *Freiheit durch Wettbewerb – Wettbewerb durch Regulierung*. in: *Zeitschrift für neues Energierecht*, 8 (2004), 2, S. 98–113.
- [Schäfer et al. 2006] Schäfer, B.; Schönefuß, S.: *Anreizregulierung und Benchmarking der deutschen Strom- und Gasnetze*. in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 30 (2006), 3, S. 172–182.
- [Schemm 2011] Schemm, R.: Modell zur Untersuchung von Investitionsentscheidungen unter Unsicherheit in Stromerzeugungstechnologien. Berlin: Dissertation: Technische Universität Berlin, 2011.
- [Schengner et al. 2010] Schengner, P.; Schwaegerl, P.: *Kurzschlussstromberechnung*. Technische Universität Dresden, Fakultät für Elektrotechnik, Institut für Energieversorgung, 2010.
- [Schiffer 2011] Schiffer, H.-W.: *Energiemarkt Deutschland*. Köln: TUV Media, 2011.
- [Schmidtchen 1978] Schmidtchen, D.: Wettbewerbspolitik als Aufgabe: methodologische und systemtheoretische Grundlagen für eine Neuorientierung. Baden-Baden: Dissertation: Nomos-Verlagsgesellschaft, 1978.
- [Schneeweiß 1991] Schneeweiß, C.: *Planung 1, Systemanalytische und entscheidungstheoretische Grundlagen*. Berlin [u.a.]: Springer, 1991.
- [Schneeweiß 1992] Schneeweiß, C.: *Planung 2, Konzepte der Prozess- und Modellgestaltung*. Berlin; Heidelberg: Springer, 1992.
- [Schuchardt 2012] Schuchardt, L. D.: *Regulierungsmanagement in der Energiewirtschaft*. Hamburg: Verlag Dr. Kovac, 2012.
- [Schweer 1992] Schweer, A. H.: Zur Frage der Datenbasis für Zuverlässigkeitsanalysen in der Netzplanung. Aachen: Dissertation: RWTH Aachen, 1992.

- 
- [Schweinsberg et al. 2011] Schweinsberg, A.; Müller, C.; Stronzik, M.: Innovative Regulierung für Intelligente Netze (IRIN) - Smart-grid-gerechte Weiterentwicklung der Anreizregulierung. in: Abschlussbericht, (2011), S. 1–29.
- [Seel et al. 2009] Seel, A.; Timm, M.: *Aktivierungspraxis im Netzbetrieb*. in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 59 (2009), 5, S. 38–40.
- [von Sengbusch 2002] Von Sengbusch, K.: Einfluss von Planungsunsicherheiten auf die Ausbaustrategie von 110-kV-Netzen. Aachen: Klinkenberg, 2002.
- [Seydel 2002] Seydel, R.: *Skriptum zur Vorlesung Numerische Finanzmathematik*. Universität zu Köln, Mathematisches Institut, 2002, <http://euclid.mi.uni-koeln.de/~seydel/skript.html>, 28.08.2012.
- [Shleifer 1985] Shleifer, A.: *A Theory of Yardstick Competition*. in: RAND Journal of Economics, 16 (1985), 3, S. 319–327.
- [Shleifer et al. 2003] Shleifer, A.; Glaeser, E. L.; Lopez de Silanes, F.; la Porta, R.; Djankov, S.: *The New Comparative Economics*. in: School of Management Yale University. 2003,.
- [Shuttleworth 2005] Shuttleworth, G.: Benchmarking of electricity networks: Practical problems with its use for regulation. in: Utilities Policy, 13 (2005), S. 310–318.
- [Sick 1995] Sick, G.: *Real Options*. in: Handbooks in Operations Research and Management Science: Finance, (1995).
- [Sieben et al. 2002] Sieben, G.; Maltry, H.: Netznutzungsentgelte für elektrische Energie: Gutachten zu den Grundsätzen der Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie auf der Basis einer Kostenermittlung unter besonderer Beachtung der Unternehmenserhaltung. Frankfurt am Main: VWEW Energieverl., 2002.
- [Sillaber 1985] Sillaber, A.: Erweiterte Standardmodelle der Linearen Optimierung zur Planung elektrischer Energieverteilssysteme. in: Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, 76 (1985), 2, S. 93–96.
- [da Silva et al. 2000] Da Silva, E. L.; Gil, H. A.; Areiza, J. M.: *Transmission Network Expansion Planning Under an Improved Genetic Algorithm*. in: IEEE Transactions on Power Systems, 15 (2000), 3, S. 1168–1175.
- [Steinbach et al. 2007] Steinbach, P.; Westermann, R.: *Bestandsaufnahme und Perspektiven bundesdeutscher Energiemarktregulierung*. in: Zander, W.; Riedel, M.; Kraus, M. (Hrsg): Praxishandbuch Energiebeschaffung: wirtschaftlicher Strom- und Gaseinkauf, Strategien, Konzepte, Lösungen. Köln: Deutscher Wirtschaftsdienst, 2007,.
- [Stender 2008] Stender, A.: *Netzinfrastruktur-Management: Konzepte für die Elektrizitätswirtschaft*. Wiesbaden: Gabler, 2008.
- [Stigler 1971] Stigler, G.: *The theory of economic regulation*. in: Bell Journal of Economics, 2 (1971), 1, S. 3–21.

- [Stobrawe 2002] Stobrawe, M.: Minimierung von Verlust- und Blindleistungskosten der Hoch- und Höchstspannungsnetzbetreiber. RWTH Aachen: Klingenberg Verlag, 2002.
- [Stronzik 2011] Stronzik, M.: *Zusammenhang zwischen Anreizregulierung und Eigenkapitalverzinsung*. in: WIK Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH, (2011), 357, S. 1–34.
- [Stuber 2001] Stuber, R.: Strategische Investitionsprogrammplanung in divisionalisierten Unternehmen - Vorschlag eines heuristischen Verfahrens. Freiburg (Schweiz): Dissertation: Universität Freiburg, 2001.
- [Tao 2007] Tao, X.: Automatisierte Grundsatzplanung von Mittelspannungsnetzen. Aachen: Klinkenberg, 2007.
- [Teisberg 1993] Teisberg, E. O.: *Capital Investment Strategies Under Uncertain Regulation*. in: RAND Journal of Economics, 24 (1993), 4, S. 591–604.
- [Teisberg 1994] Teisberg, E. O.: *An Option Value Analysis of Investment by a Regulated Firm*. in: Management Science, Vol. 40 (1994), No. 4, S. 535–548.
- [Theobald 2008] Theobald, C.: Anreizregulierung: eine kritische Untersuchung. München: Beck, 2008.
- [Thompson et al. 1981] Thompson, G. L.; Wall, L. D.: *A Branch and Bound Model for Choosing Optimal Substation Locations*. in: IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-100 (1981), 5, S. 2683–2688.
- [Timmreck 2006] Timmreck, C.: Kapitalmarktorientierte Sicherheitsäquivalente: Konzeption und Anwendung bei der Unternehmensbewertung. Wiesbaden: Dissertation: Dt. Univ.-Verl., 2006.
- [Trigeorgis 1996] Trigeorgis, L.: Real options, managerial flexibility and strategy in resource allocation. Cambridge, Mass.: MIT Press, 1996.
- [Varian 2007] Varian, H. R.: Grundzüge der Mikroökonomik: Dozentenausgabe. München: Oldenbourg, 2007.
- [Vaterlaus 2007] Vaterlaus, S.: *Effizienzanalyse als Bestandteil der Anreizregulierung*. in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, (2007), 57. Jg., Heft 10, S. 40–43.
- [Vattenfall Europe Distribution Berlin GmbH 2012] Vattenfall Europe Distribution Berlin GmbH: *Veröffentlichungen nach StromNEV - technische und energiewirtschaftliche Daten*. 2012, <http://www.vattenfall.de/de/distribution/technische-und-energiewirtschaft-berlin.htm>, 22.05.2012.
- [VDE 2013] VDE: Aktive Energienetze im Kontext der Energiewende - Anforderungen an künftige Übertragungs- und Verteilungsnetze unter Berücksichtigung von Marktmechanismen. Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG), 2013.

- 
- [VDEW/VDN 2007] VDEW/VDN: Gesamt-Kalkulationsleitfaden zur Ermittlung von Netzentgelten Kostenartenrechnung - Kostenstellenrechnung - Kostenträgerrechnung. 2007.
- [VDN 2007] VDN: TransmissionCode 2007 - Anhänge. in: (2007).
- [Vogelsang 1982] Vogelsang, I.: Anreizmechanismen zur Regulierung der Elektrizitätswirtschaft: eine Fallstudie zur ökonomischen Theorie der Institutionen. Tübingen: J.C.B. Mohr, 1982.
- [Vogelsang 1998] Vogelsang, I.: *Optimal Price Regulation for Natural and Legal Monopolies*. in: Paper prepared for CIDE Seminar on Structural Reform and Regulation in the Energy Sector, (1998), S. 5–43.
- [Volkart 2008] Volkart, R.: Corporate Finance: Grundlagen von Finanzierung und Investition. Zürich: Versus, 2008.
- [Vollert 2003] Vollert, A.: A stochastic control framework for real options in strategic valuation. Boston: Birkhäuser, 2003.
- [Weber 2009] Weber, A.: Investitionsanreize unter RPI-X-Regulierung und die angemessene Höhe von Kostendurchreichungen. in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 03 (2009), S. 205–211.
- [Weber 1995] Weber, J.: Kostenrechnung-(s)-Dynamik: Einflüsse hoher unternehmensex- und -interner Veränderungen auf die Gestaltung der Kostenrechnung. in: Betriebswirtschaftliche Forschung und Praxis, 47. Jg. (1995), S. 565–581.
- [Weicker 2007] Weicker, K.: *Evolutionäre Algorithmen*. Wiesbaden: B.G. Teubner Verlag / GWV Fachverlage, Wiesbaden, 2007.
- [Weimann 2006] Weimann, J.: *Wirtschaftspolitik Allokation und kollektive Entscheidung*. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2006.
- [Weise 2005] Weise, P.: *Neue Mikroökonomie*. Heidelberg: Physica-Verlag, 2005.
- [Weise 2009] Weise, T.: Global Optimization Algorithms – Theory and Application. 2009.
- [Wheis 2008] Wheis, P.: Steuerung von Flexibilität: Management von Softwareinvestitionen mit Realloptionen. Wien: Dissertation: Wirtschaftsuniversität Wien, 2008.
- [Wirtz et al. 2008] Wirtz, F.; Berg, A.; Schmiesing, J.; vom Felde, U.: *Realisierbarkeit von Referenznetzen durch Ausbauplanung*. in: EW: das Magazin für die Energie-Wirtschaft, 107 (2008), 3, S. 42–45.
- [Witt 2004] Witt, C.: Über die Analyse randomisierter Suchheuristiken und den Entwurf spezialisierter Algorithmen im Bereich der kombinatorischen Optimierung. Dortmund: Dissertation: Universität Dortmund, 2004.

- [Wöhe et al. 2010] Wöhe, G.; Döring, U.: Einführung in die allgemeine Betriebswirtschaftslehre. München: Vahlen, 2010.
- [Wolpert et al. 1995] Wolpert, D. H.; Macready, W. G.: *No Free Lunch Theorems for Search*. in: Arbeitsbericht SFI-TR-95-02010, Santa Fe Institut (1995), S. 1–32.
- [Yeo et al. 2003] Yeo, K. T.; Fasheng, Q.: *The value of management flexibility - a real option approach to investment evaluation*. in: International Journal of Project Management, 21 (2003), S. 243–250.
- [Yu 2010] Yu, X.: *Introduction to evolutionary algorithms*. London; New York: Springer, 2010.
- [Zimmermann 2008] Zimmermann, H.-J.: Operations research: Methoden und Modelle; für Wirtschaftsingenieure, Betriebswirte, Informatiker. Wiesbaden: Vieweg, 2008.