



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Schlussbericht 09. März 2010

Wirtschaftlichkeit dezentraler Einspeisung auf die elektrischen Netze der Schweiz

Auftraggeber:

Bundesamt für Energie BFE
Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Auftragnehmer:

CONSENTEC
Consulting für Energiewirtschaft
und -technik GmbH
Grüner Weg 1
D-52070 Aachen
www.consentec.de
info@consentec.de

Polynomics AG
Baslerstrasse 44,
CH- 4600 Olten
www.polynomics.ch
polynomics@polynomics.ch

Autoren:

Alexander Ladermann, CONSENTEC GmbH
Andreas Esser, CONSENTEC GmbH
Dr. Wolfgang Fritz, CONSENTEC GmbH
Christian Linke, CONSENTEC GmbH
Dr. Heike Worm, Polynomics AG

Begleitgruppe:

Cornelia Brandes, Brandes Energie
Stefan Burri, ECom
Adrian Jaquiéry, WKK-Fachverband
Hansruedi Luternauer, ewz
Michael Meier, VSE
Michael Moser, BFE
Michel Piot, BFE
Walter Sattinger, swissgrid AG
Christian Schaffner, BFE

BFE-Bereichs- und Programmleiter Nicole A. Mathys

BFE-Vertrags- und Projektnummer: 153714 / 102896

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen ist ausschliesslich der Autor dieses Berichts verantwortlich.

Inhalt

Kurzfassung	iv
1 Hintergrund und Zielsetzung	1
2 Analyse der Aufgabenstellung und Auswahl der Untersuchungsmethodik	3
3 Szenarien und Annahmen	7
3.1 Überblick und betrachtetes Einspeiseszenario	7
3.2 Entwicklung der dezentralen Erzeugung	8
3.3 Entwicklung der Leistungs- und Energiebezüge	14
4 Auswirkungen auf Energiebezüge und Bezugsleistungen	16
4.1 Überblick	16
4.2 Auswirkungen auf Bezugsleistungen	16
4.2.1 Einflussgrößen auf die Bezugsleistung	16
4.2.2 Technische Verfügbarkeit dezentraler Erzeugungsanlagen	20
4.2.3 Einsatzcharakteristik dezentraler Erzeugungsanlagen	20
4.2.4 Leistungsnutzen dezentraler Erzeugungsanlagen	27
5 Auswirkungen auf Netzausbau und Netzkosten	31
5.1 Untersuchungsmethodik	31
5.1.1 Überblick	31
5.1.2 Determinanten der Netzauslegung	31
5.1.3 Auswirkungen dezentraler Einspeisungen auf den Netzausbau	33
5.1.4 Zusammenhang zwischen Netzausbau und Netzkosten	38
5.2 Ermittelte Netzmengenveränderungen je Netzebene	39
5.2.1 Netzebene 7	39
5.2.2 Netzebene 6	41
5.2.3 Netzebene 5	43
5.2.4 Netzebene 4	44
5.2.5 Netzebenen 1-3	46
5.3 Auswirkungen der Netzmengenveränderungen auf Netzkosten	47
5.3.1 Auswirkungen bei langsamem Zubau („Grüne Wiese“-Planung)	48

5.3.2	Auswirkungen bei schnellem Zubau	49
5.4	Auswirkungen auf Netzverluste	51
5.5	Zusammenfassung und Bewertung	52
6	Auswirkungen auf Regelleistung und Regelenergie	54
6.1	Überblick	54
6.2	Ergebnisse	55
6.2.1	Regelleistung und -energie	55
6.2.2	Kostenwirkung	58
6.3	Zusammenfassung und Bewertung	59
7	Auswirkungen auf Netznutzungsentgelte	60
7.1	Überblick	60
7.2	Auswirkungen auf Bezugsleistung und -energie	60
7.3	Auswirkungen auf Netznutzungsentgelte	64
7.4	Zusammenfassung und Bewertung	66
8	Anreize zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit	67
8.1	Aus Sicht der Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen	67
8.2	Aus Sicht der Netzbetreiber	70
9	Förderinstrumente und Regelwerke	72
9.1	Aktuell bestehende Förderinstrumente und Regelwerke	72
9.2	Weiterentwicklungsbedarf bestehender Förderinstrumente und Regelwerke	73
10	Zusammenfassung	73
Literatur		79
A	Allgemeine Methodenbeschreibung der Modellnetzanalyse	A-1
A.1	Modellierungsansatz	A-1
A.1.1	Grundsätzliches	A-1
A.1.2	Modellierung der Versorgungsaufgabe	A-2
A.1.3	Planungsvorgaben	A-8
A.1.4	Netzauslegung	A-11
A.1.5	Kostenermittlung	A-14

A.1.6	Stromnetzspezifische Planungsvorgaben	A-14
A.2	Anwendung in diesem Projekt und verwendete Daten	A-16
B	Allgemeine Methodenbeschreibung zur Bestimmung der Reserveleistung und-energie	B-1
B.1	Ursachen für Bilanzungleichgewichte	B-1
B.2	Analytisches Verfahren	B-2
B.3	Abgrenzung von Sekundär- und Tertiärregelreserve	B-4
B.4	Bestimmung der Erwartungswerte für eingesetzte Regelenergie	B-8
B.5	Verwendete Daten	B-9
B.5.1	Kraftwerksausfälle	B-10
B.5.2	Lastprognosefehler und Lastrauschen	B-11
B.5.3	Einspeisung dargebotsabhängiger Erzeugung	B-13
C	Grundlagen der Faltung	C-1
D	Durchschnittliche Strombezugskosten eines Schweizer Haushaltes	D-1

Kurzfassung

Das Bundesamt für Energie hat in den vergangenen Jahren in einem umfangreichen Projekt mit dem Titel „Energieperspektiven 2035“ unter Mitwirkung verschiedener Institutionen und Dienstleister energiepolitische und wirtschaftliche Szenarien und Prognosen für die Schweiz erarbeitet. Ein hieraus hervorgegangener Gegenstand weiterer Untersuchungen ist die Frage, welche technischen und wirtschaftlichen Auswirkungen ein starker Ausbau der dezentralen Erzeugung auf die Übertragungs- und Verteilungsnetze und den Systembetrieb hätte. Während die technischen Auswirkungen in der laufenden Studie „VEiN – Verteilte Einspeisungen in Niederspannungsnetze“ untersucht werden, sind die wirtschaftlichen Aspekte in dem dieser Kurzfassung zugrunde liegenden Projekt „Wirtschaftlichkeit dezentraler Einspeisungen in der Schweiz“ betrachtet worden. Wesentliche Aufgabe war es hierbei, etwaige mit Netzveränderungen einhergehenden Mehr- oder Minderkosten grob zu quantifizieren und Wechselwirkungen mit relevanten Einflussfaktoren aufzuzeigen.

Netzausbau und damit verbundene Netzkostenänderungen

Ob und inwieweit ein Netzausbau durch den Zubau dezentraler Einspeisungen erforderlich wird, hängt vom Umfang der dezentralen Erzeugungen insgesamt (hier zugrunde gelegt: Energieperspektiven 2035, Szenario III, Angebotsvariante D+E), vor allem aber auch von der räumlichen Verteilung der Einspeisungen in den betroffenen Netzbereichen ab.

Bei gleichmässiger Verteilung der Erzeugungsanlagen kann sich eine geringfügige Entlastung der Netze ergeben, die im Einzelfall durch Rückbau oder durch Aufschub von Ausbaumassnahmen zu einer geringfügigen Netzkostenreduktion führen kann. Bei räumlich konzentrierter Verteilung der Erzeugungsanlagen sind hingegen in der Regel Netzausbauten oder -verstärkungen erforderlich, die zu entsprechenden Mehrkosten führen.

Auf Basis bisheriger Erfahrungen mit dem Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen halten die Autoren die Annahme für plausibel, dass sich die Standorte der Erzeugungsanlagen in der Schweiz auf rund 30% der von den Verteilungsnetzen versorgten Fläche konzentrieren. Bei dieser räumlichen Verteilung sind im Saldo Netzkostensteigerungen zu erwarten, die bei vollständigem Zubau der Anlagen bis 2035 bezogen auf die gesamte Schweiz in der Grössenordnung von ca. 10% der tarifrelevanten Netzkosten liegen dürften, was einer Steigerung von rund 1 Rp./kWh entspricht. Da die Netzkosten jedoch nur einen Teil des Verbraucherstrom-

preises ausmachen, würde sich der heutige (2009) Verbraucherstrompreis durch eine solche Netzkostensteigerung nur um etwa 5% erhöhen.

Hierbei ist allerdings zu beachten, dass bei einzelnen Netzbetreibern durch lokale Konzentration von dezentralen Einspeisungen durchaus Netzkostensteigerungen auftreten können, die deutlich über den genannten Werten liegen.

Im Hinblick auf die Netzverluste ist zu erwarten, dass aufgrund uneinheitlicher Konzentration von dezentralen Einspeisungen ortsabhängig sowohl Verlustzunahmen als auch -senkungen entstehen, die sich weitgehend kompensieren. Da der Anteil der Kosten zur Verlustenergiebeschaffung an den Netzkosten typischerweise nur etwa 5-10% beträgt, ist zu erwarten, dass die durch Verluständerungen verursachten Netzkostensteigerungen unter 1% liegen werden.

Regelreserve

Durch den Zubau von dezentralen Einspeisungen kann der Bedarf an Regelleistung und -energie steigen. Das Ausmass der Steigerung hängt einerseits von der installierten Leistung und andererseits von der erreichten Prognosegenauigkeit dargebotsabhängiger Einspeisungen ab. In dem hier betrachteten Szenario ergibt sich für eine Leistung dezentraler Einspeisungen in Höhe von 6.590 MW eine Zunahme der Regelleistung um ca. 600 MW (+60%) und eine Steigerung der benötigten Regelenergie um ca. 340.000 MWh (+68%). Aus technischer Sicht erscheint ein derartiger Zusatzbedarf an Regelleistung und -energie unproblematisch. Mit derzeitigen Marktpreisen gewichtet ergäben sich jährliche Zusatzkosten in Höhe von etwa 210 Mio. CHF, was bei Umlage auf den Gesamtnettojahresstromverbrauch der Schweiz (ca. 60 TWh/a) eine Netzkostensteigerung um rund 0,35 Rp./kWh (ca. 3,5%) zur Folge hätte. Auf den heutigen (2009) Verbraucherstrompreis bezogen entspricht dies einer Steigerung um ca. 1,5%.

Auswirkungen auf Netznutzungsentgelte

Der in der Studie „Energieperspektiven 2035“, Szenario III, Angebotsvariante D+E prognostizierte Zubau dezentraler Erzeugung führt gemäss den im Rahmen dieser Studie durchgeführten Analysen zu einer Reduktion der Bezugsleistungen und -energien der Netzebenen 6 und 7 aus überlagerten Ebenen. Da den Netznutzungsentgelten in der Schweiz ein reines Ausspeisetarifmodell zugrunde liegt, orientiert sich die Kostenwälzung ausschliesslich an den Bezügen

von in den jeweiligen Ebenen angeschlossenen Verbrauchern aus der überlagerten Netzebene. Erzeugungen hingegen sind nur indirekt über die Leistungs- und Energiebezugsveränderungen an der Kostenwälzung beteiligt. Bei Berücksichtigung der oben genannten Netzkostensteigerung und bei unveränderter Anwendung der heutigen Kostenwälzungsprinzipien würde dies zu einer Erhöhung der Netzentgelte je nach Netzebene von 15% bis 30% führen. Sollte sich diese Tendenz in der Realität bestätigen, muss kritisch hinterfragt werden, ob das aktuelle Kostenwälzungsmodell dem Verursacherprinzip noch hinreichend gerecht wird oder ob Änderungen erwogen werden sollten. Dies ist allerdings in der Formulierung des aktuellen Kostenwälzungsmodells bereits so angelegt.

Möglichkeiten zur Begrenzung der Kostensteigerungen

Die Teilnahme von dezentralen Erzeugungsanlagen bei der Bereitstellung von Systemdienstleistungen kann helfen, die kostensteigernden Effekte zu vermindern. Einerseits kann das erforderliche Volumen an Regelleistung und -energie reduziert werden, indem die Leistungsschwankungen dargebotsabhängiger Einspeisungen, z. B. durch verbesserte Prognosetechniken, verringert werden. Andererseits können die dezentralen Erzeugungsanlagen an Spannungsregelung, Blindleistungs- und Regelreservebereitstellung beteiligt werden. Ziel sollte daher sein, Anreize für eine Beteiligung der dezentralen Erzeugungsanlagen an der Bereitstellung von Systemdienstleistungen zu schaffen.

Fazit

Die Untersuchungen haben ergeben, dass ein starker Zubau dezentraler Erzeugung grundsätzlich möglich ist, dass jedoch bei dem hier betrachteten Szenario mit Mehrkosten für Netzausbau und Systemdienstleistungen in Höhe von ca. 15% der tarifrelevanten Netzkosten zu rechnen ist, was einer Erhöhung um knapp 1,5 Rp./kWh entspricht. Auf den heutigen (2009) gesamten Verbraucherstrompreis bezogen entspricht dies einer Steigerung um ca. 7%.

Ziel sollte neben einer effizienten Netzintegration daher auch sein, den Betreibern dezentraler Erzeugungsanlagen geeignete Anreize zu vermitteln, die durch sie hervorgerufenen Kostensteigerungen zu begrenzen, etwa durch Beteiligung an der Erbringung von Systemdienstleistungen.

Résumé

Au cours de ces dernières années, l'Office fédéral de l'énergie a élaboré des scénarios et pronostics de politique énergétique et économique pour la Suisse dans le cadre d'un vaste projet intitulé «Perspectives énergétiques 2035», qui a été mené avec la participation de différents instituts et prestataires de service. Ce projet a mis en évidence la nécessité de procéder à des analyses plus approfondies, notamment pour savoir quelles seraient les conséquences techniques et économiques d'un fort développement de la production décentralisée sur les réseaux de transport et de distribution ainsi que sur l'exploitation du système. Alors que les conséquences techniques d'un tel développement sont actuellement examinées dans une étude sur l'injection distribuée dans les réseaux à basse tension¹, les conséquences économiques en ont été traitées dans le projet «Rentabilité de l'injection décentralisée en Suisse», qui fait l'objet du présent résumé. L'objectif central de ce projet était de quantifier sommairement les éventuelles hausses ou baisses de coûts résultant des modifications de réseau et de mettre en évidence les interactions avec des facteurs d'influence déterminants.

Extension du réseau et modifications des coûts de réseau qui en résultent

L'extension des injections décentralisées nécessite-t-elle une extension du réseau et, si oui, dans quelle mesure? Cela dépend non seulement du volume des productions décentralisées en général (sur la base des Perspectives énergétiques 2035, scénario III, variantes d'offre D+E), mais aussi et surtout de la répartition géographique des injections.

Il est possible qu'une répartition uniforme des installations de production décharge légèrement les réseaux, ce qui, dans certains cas, peut entraîner une légère diminution des coûts suite à la réduction ou à l'ajournement des mesures d'extension du réseau. Par contre, une répartition géographique concentrée des installations de production requiert en général des extensions ou des renforcements du réseau, qui engendrent les surcoûts correspondants.

Sur la base des expériences réalisées à ce jour avec l'extension des installations de production décentralisées, les auteurs considèrent comme plausible l'hypothèse selon laquelle les installations de production en Suisse se concentrent sur environ 30% de la superficie alimentée par

¹ Etude intitulée «VEiN – Verteilte Einspeisungen in Niederspannungsnetze»

les réseaux de distribution. Avec une telle répartition géographique, il faut s'attendre au final à des augmentations des coûts de réseau qui, si le potentiel d'extension des installations est entièrement réalisé d'ici 2035, devraient alors s'élever à environ 10% des coûts de réseau imputables, ce qui correspond approximativement à une hausse de 1 ct./kWh. Comme les coûts de réseau ne représentent qu'une partie du prix facturé au consommateur, la facture d'électricité de ce dernier n'augmenterait que d'environ 5% par rapport à son niveau de 2009.

Il convient néanmoins de relever que, pour certains gestionnaires de réseau, la concentration géographique des injections décentralisées pourrait déboucher sur des augmentations des coûts de réseau nettement supérieures aux valeurs indiquées ci-dessus.

S'agissant des pertes de réseau, on peut s'attendre à ce qu'une concentration irrégulière des injections décentralisées entraîne, selon l'endroit considéré, aussi bien des augmentations que des diminutions de ces pertes, et à ce que ces augmentations et diminutions s'équilibrent en grande partie. Comme la part des coûts liée à l'achat de l'énergie correspondant aux pertes du réseau ne représente en général qu'environ 5 à 10% des coûts de réseau, il faut s'attendre à ce que les hausses des coûts de réseau dues à la modification des pertes soient inférieures à 1%.

Capacités de réglage

L'extension des injections décentralisées peut entraîner une augmentation des besoins en puissance de réglage et en énergie de réglage. L'ampleur de l'augmentation dépend d'une part de la puissance installée, et d'autre part de l'exactitude des pronostics sur ces injections, qui dépendent de la disponibilité de ressources naturelles. Dans le scénario envisagé ici, une puissance d'injection décentralisée d'environ 6'590 MW requiert une augmentation de la puissance de réglage de quelque 600 MW (+60%) et une augmentation de l'énergie de réglage de quelque 340'000 MWh (+68%). Au plan technique, une telle augmentation de la demande de puissance et d'énergie de réglage ne pose aucun problème. Avec une pondération basée sur les prix actuels du marché, les coûts annuels supplémentaires s'élèveraient à environ 210 millions de francs qui, répartis sur la consommation globale nette d'électricité par année en Suisse (environ 60 TWh/an), engendreraient une augmentation des coûts de réseau d'environ 0,35 ct./kWh (environ 3,5%). Cela équivaut à une hausse d'environ 1,5% par rapport à la facture d'électricité 2009 du consommateur.

Conséquences sur les rémunérations pour l'utilisation du réseau

L'extension de la production décentralisée prévue par le scénario III, variantes d'offre D+E, de l'étude «Perspectives énergétiques 2035» engendre, selon les analyses réalisées dans le cadre de la présente étude, une réduction de la puissance et de l'énergie fournies aux niveaux de réseau 6 et 7 à partir des niveaux supérieurs. Comme les rémunérations pour l'utilisation du réseau en Suisse reposent sur un modèle tarifaire purement axé sur les acquisitions, le report des coûts est uniquement fondé sur les prélèvements effectués sur le réseau supérieur par les consommateurs raccordés aux niveaux inférieurs. Or, les productions ne sont liées qu'indirectement, par le biais des modifications de la puissance et de l'énergie consommées, au report des coûts. Si les principes actuels de report des coûts restaient inchangés et que les coûts de réseau augmentaient comme indiqué plus haut, il en découlerait une hausse des rémunérations pour l'utilisation du réseau oscillant entre 15% et 30% selon le niveau de réseau. Si cette tendance devait se confirmer dans les faits, il faudrait examiner d'un œil critique si le modèle actuel de report des coûts tient encore suffisamment compte du principe de causalité ou si des modifications doivent être envisagées. Cela est déjà prévu dans la formulation du modèle actuel de report des coûts.

Possibilités de limiter les hausses de coûts

La participation des installations de production décentralisées à la fourniture de services-système peut contribuer à atténuer les effets de hausse des coûts. D'une part, le volume nécessaire de puissance et d'énergie de réglage peut être abaissé en réduisant, par ex. grâce à l'optimisation des techniques prévisionnelles, les fluctuations de puissance dues aux injections qui dépendent de la disponibilité de ressources naturelles. D'autre part, les installations de production décentralisées peuvent être associées au réglage de tension ainsi qu'à la mise à disposition de puissance réactive et de capacités de réglage. Il conviendrait donc de créer des mesures incitatives pour que les installations de production décentralisées participent à la fourniture de services-système.

Conclusions

Les analyses ont démontré qu'un fort développement de la production décentralisée était en principe possible, mais qu'avec le scénario dont il est question ici, il faut s'attendre, en raison

de l'extension du réseau et des services-système, à des coûts supplémentaires de l'ordre de 15% des coûts de réseau imputables, ce qui représente à peine 1,5 ct./kWh. Par rapport à la facture d'électricité du consommateur en 2009, cela représente une hausse d'environ 7%.

Outre une intégration efficace dans le réseau, il serait donc souhaitable d'élaborer les mesures incitatives adéquates pour que les exploitants d'installations de production décentralisées limitent les hausses de coûts qu'ils provoquent, par exemple en participant à la fourniture de services-système.

1 Hintergrund und Zielsetzung

Das Bundesamt für Energie (BFE) hat in den vergangenen Jahren in einem umfangreichen Projekt mit dem Titel „Energieperspektiven 2035“ unter Mitwirkung verschiedener Institutionen und Dienstleister energiepolitische und -wirtschaftliche Szenarien und Prognosen für die Schweiz erarbeitet. Ein hieraus hervorgegangener Gegenstand weiterer Untersuchungen ist die Frage, welche technischen und wirtschaftlichen Auswirkungen ein starker Ausbau der dezentralen Erzeugung – wie er im Szenario III, Angebotsvariante D+E dargestellt wird – auf die Übertragungs- und Verteilungsnetze und den Systembetrieb hätte. Während die technischen Auswirkungen in der laufenden Studie „VEiN – Verteilte Einspeisungen in Niederspannungsnetze“ untersucht werden, hat das BFE Consentec am 19.12.2008 beauftragt, eine auf die wirtschaftlichen Aspekte ausgerichtete Studie durchzuführen. Parallel zu diesem Auftrag hat das BFE das schweizerische Beratungsunternehmen Polynomics als schweizerisches Expertenteam in dieses Projekt eingebunden, um sicherzustellen, dass Besonderheiten der Stromversorgung in der Schweiz in die hier durchgeführten Berechnungen einfließen und die derzeit bestehenden Rahmenbedingungen, z. B. zur Netzentgeltberechnung, korrekt berücksichtigt und dokumentiert werden.

Kern der in diesem Bericht dokumentierten Studie ist die Analyse der wirtschaftlichen Folgen des prognostizierten Zubaus dezentraler Einspeisungen auf die Schweizer Stromnetze. Wesentliche Aufgabe ist hierbei, die mit Netzveränderungen möglicherweise einhergehende Mehr- oder auch Minderkosten grob quantitativ zu bestimmen und Wechselwirkungen mit relevanten Einflussfaktoren aufzuzeigen. Eine exakte Prognose der gesamten Netzkosten wie auch der konkreten Netzentwicklung ist demgegenüber nicht Ziel dieser Studie, nicht zuletzt da diese beiden Grössen durch weitere Einflüsse massgeblich beeinflusst werden können, die ausserhalb des für die vorliegende Untersuchung vorgesehenen Betrachtungsbereichs liegen.

Der vorliegende Bericht fasst die wesentlichen Untersuchungsergebnisse und daraus abgeleitete Schlussfolgerungen zusammen. Der Bericht ist wie folgt gegliedert: Kapitel 2 analysiert zunächst kurz die zu bearbeitende Aufgabenstellung und motiviert die Auswahl der eingesetzten Untersuchungsmethodik. In Kapitel 3 geben wir einen Überblick über die in den Untersuchungen verwendeten Szenarien und Annahmen, wie z. B. die zugrunde gelegte Entwicklung von Last und Erzeugung. Kapitel 4 befasst sich im Wesentlichen mit den Auswirkungen des Zubaus dezentraler Einspeisungen auf Energie und Bezugsleistungen, da diese den Ausgangspunkt für die Analyse der Auswirkungen auf den Netzanlagenbedarf und die Verlustmengen

darstellen. In Kapitel 5 stellen wir die zur Quantifizierung der Auswirkungen angewendete Methodik sowie die Ergebnisse zu Netzmengenveränderungen und -kosten dar. Kapitel 6 befasst sich mit den Auswirkungen auf Regelleistung und -energie sowie mit der hierfür eingesetzten Analysemethodik. In Kapitel 7 skizzieren wir auf Basis der in den vorangegangenen Kapiteln beschriebenen Ergebnisse mögliche Auswirkungen auf Netznutzungsentgelte. Kapitel 8 befasst sich qualitativ mit Möglichkeiten zur Erhöhung der Wirtschaftlichkeit von dezentralen Erzeugungsanlagen aus Sicht der Anlagenbetreiber als auch der Netzbetreiber. Kapitel 9 fasst die Untersuchungen, wesentliche Ergebnisse und die daraus abgeleiteten Schlussfolgerungen kurz zusammen.

2 Analyse der Aufgabenstellung und Auswahl der Untersuchungsmethodik

Im Jahre 2001 hat die Prognos AG im Auftrag des Bundesamtes für Energie Szenarien zu den Initiativen „Strom ohne Atom“ sowie „MoratoriumPlus“ erarbeitet. Dabei ging es um die vorzeitige Stilllegung der Kernkraftwerke und der damit verbundenen Frage, wie die fehlende Stromproduktion gedeckt werden könnte. In den aktuellen Energieperspektiven des BFE wurden dazu vier verschiedene energiepolitische Szenarien und diverse Angebotsvarianten zur Deckung der sich in den Szenarien darstellenden Stromlücke untersucht. Ein hieraus hervorgegangener Gegenstand weiterer Untersuchungen ist die Frage, welche technischen und wirtschaftlichen Auswirkungen ein starker Ausbau der dezentralen Erzeugung, wie er sich in der Angebotsvariante D – Lückenschliessung vor allem mit Hilfe von Wärme-Kraft-Kopplung – und Angebotsvariante E – Schliessung mit Hilfe von neuen erneuerbaren Energien – ergäbe, auf die Übertragungs- und Verteilungsnetze und den Systembetrieb hätte.

Zu den technischen Auswirkungen (wie z. B. Änderungen der Schutztechnik, Oberschwingungsgehalt, Kurzschlussleistungen, etc.) wird zurzeit am BFE die Studie „VEiN – Verteilte Einspeisungen in Niederspannungsnetze“ durchgeführt, die die Auswirkungen der Einspeisung in Netzebene 7 behandelt.

Die wirtschaftlichen Konsequenzen eines starken Ausbaus der dezentralen Erzeugung hingegen sollen im Rahmen dieser Studie analysiert werden. Hierbei ist es wesentlich die Auswirkungen dezentraler Einspeisungen auf Energiebezüge und Bezugsleistungen der verschiedenen Spannungsebenen zu bestimmen, da hiervon die Auslegung der einzelnen Netzebenen hinsichtlich ihrer Transportfähigkeit für Energie und Leistung massgeblich beeinflusst wird. Je nach Umfang und Lage der dezentralen Einspeisungen können dementsprechend sowohl Netzverstärkungen notwendig werden als auch Netzverschlankungen möglich sein, die wiederum zu Mehr- bzw. Minderkosten führen können. Im Folgenden werden wir die Wirkungsweise dezentraler Einspeisungen und relevante Einflussfaktoren kurz skizzieren und die Auswahl der angewandten Untersuchungsmethodik motivieren. Die detaillierte Diskussion einzelner Analyseaspekte und die Darstellung der jeweiligen Ergebnisse finden sich in den nachfolgenden Kapiteln.

Auswirkungen dezentraler Erzeugung

In der Schweiz ist es derzeit üblich den Energie- und Leistungsbedarf der Verbraucher durch Grosskraftwerke mit hohen Erzeugungsleistungen zu decken, die in die Hoch- und Höchstspannungsebene (Netzebenen 1 – 3) einspeisen. Aus der Hoch- und Höchstspannungsebene wird die Energie über die jeweils unterlagerten Netzebenen an die Verbraucher transportiert. Die einzelnen Netzebenen sind dabei üblicherweise so ausgelegt, dass der maximale, gleichzeitig auftretende Leistungsbedarf aller an eine Netzebene angeschlossenen Kunden gedeckt werden kann.

Neben Grosskraftwerken existieren aber auch Kraftwerke mit deutlich kleineren Erzeugungsleistungen, die je nach Leistungsklasse an die Netzebenen 4 (Umspannung Hoch-/Mittelspannung) bis 7 (Niederspannung) angeschlossen sind und als dezentrale Erzeugungsanlagen¹ bezeichnet werden. Im „Szenario III, Angebotsvariante D+E“, das die Basis für diese Studie darstellt, wird angenommen, dass zukünftig ein grosser Teil des Leistungs- und Energiebedarfs (s. Abschnitt 3.2) von dezentralen Erzeugungsanlagen erbracht wird und die Energiebezüge und Bezugsleistungen aus den jeweils höheren Spannungsebenen dementsprechend reduziert werden. Je nach Umfang und Lage der dezentralen Erzeugung kann es, zumindest zeitweise, sogar dazu kommen, dass in einer Netzebene mehr Leistung erzeugt als verbraucht wird und sogenannte Rückspeisungen – es wird entgegen der üblichen Flussrichtung Energie an eine überlagerte Netzebene geliefert – auftreten. Je nach Höhe der reduzierten Leistungs- und Energiebezüge oder Rückspeisungen können dementsprechend Netzverstärkungen notwendig werden als auch Netzverschlinkungen möglich sein. Ein Ziel dieser Studie ist daher den Umfang notwendiger Netzveränderungen quantitativ abzuschätzen und eine Grössenordnung für damit möglicherweise einhergehende Mehr- oder Minderkosten anzugeben.

Zu einem stabilen Stromnetzbetrieb gehört neben einer adäquaten Netzauslegung auch die Bereitstellung von sogenannten Systemdienstleistungen. Zum Bereich der Systemdienstleistungen zählt unter anderem die Einhaltung der Netzfrequenz, des Oberschwingungsgehalts,

¹ In den verschiedenen in dieser Studie verwendeten Quellen sind mehrere Begriffe zur dezentralen Energieerzeugung üblich, daher werden im Rahmen dieser Studie die Begriffe „dezentrale Erzeugung“ und „dezentrale Einspeisung“ synonym verwendet.

Spannungsmindest- und –maximalwerte, Kurzschlussleistungen, sowie Abschaltbedingungen im Fehlerfall, für deren Einhaltung der Netzbetreiber Sorge zu tragen hat. Viele dieser Gesichtspunkte müssen einzelfallspezifisch beim Anschluss einer dezentralen Erzeugungsanlage geprüft und beurteilt werden, was im Rahmen dieser Untersuchung nicht geleistet werden kann und auch nicht zum Kern dieser Studie zählt, da insbesondere die technischen Aspekte in der Studie „VEiN“ behandelt werden. Auf den Aspekt der Frequenzhaltung soll jedoch in dieser Studie eingegangen werden, da hier das Gesamtkollektiv der verschiedenen dezentralen Erzeugungen, insbesondere deren Leistung und Technologie, entscheidend ist und beurteilt werden soll, ob und wie weit ein massiver Zubau dezentraler Einspeisungen systemrelevante Auswirkungen auf die Frequenzhaltung und auf die damit verbundenen Kosten hat.

Auswahl der Untersuchungsmethodik

Um die Auswirkungen des Zubaus dezentraler Erzeugungsanlagen auf die Netze exakt und im Detail zu analysieren, müsste eine Vielfalt von Einflussfaktoren mit hoher Genauigkeit berücksichtigt werden. Dies ist im Rahmen dieser auf die gesamte Schweiz bezogenen Studie jedoch aus Aufwandsgründen weder vertretbar noch notwendig, denn die wirtschaftlichen Auswirkungen der dezentralen Erzeugung sollen landesweit abgeschätzt und nicht für ein eng begrenztes Gebiet berechnet werden.

Zur Ermittlung der Auswirkungen des Zubaus dezentraler Erzeugungsanlagen auf die Netze der gesamten Schweiz, insbesondere zum Vergleich verschiedener geografischer Verteilungen der Erzeugungsanlagen (s. Abschnitt 5.1), ist der methodische Ansatz der Modellnetzanalyse gut geeignet. Der Modellnetzanalyse (MNA) liegt die Idee zugrunde, die Versorgungsaufgabe in stark abstrahierter Form mit nur wenigen Eingangsgrößen zu beschreiben, so dass die wesentlichen Wirkungszusammenhänge zwischen Eingangsgrößen (Versorgungsaufgabe einschliesslich Lasten und Einspeisungen, Planungsvorgaben) und Ausgangsgrößen (Netzkosten, Mengengerüst der Netzanlagen) leicht untersucht werden können, losgelöst von fallspezifischen Einzeleinflüssen (detaillierte Methodenbeschreibung der MNA s. Anhang A). Die Abstraktion der Versorgungsaufgabe besteht darin, eine vollkommen gleichmässige (homogene) Verteilung von Anschlusspunkten, möglichen Trassen und möglichen Stationsstandorten in dem betrachteten Versorgungsgebiet zu unterstellen. Aufgrund dieser Eigenschaften eignet sich die MNA besonders zur Gewinnung von grundsätzlichen Erkenntnissen

über Wirkungszusammenhänge (beispielsweise zwischen Eigenschaften der Versorgungsaufgabe und der Leitungslänge).

Für die betrachtete homogene Versorgungsaufgabe ermittelt die MNA unter Berücksichtigung relevanter Nebenbedingungen und einer Reihe von Planungsvorgaben ein kostenoptimales Netz, wobei eine „Grüne-Wiese-Situation“ unterstellt wird. Konkrete, auf einzelne reale Netze bezogene Aussagen zur optimalen Netztopologie können aufgrund der stark vereinfachten Beschreibung der Versorgungsaufgabe mit der MNA jedoch nicht gewonnen werden und sind auch nicht Ziel dieser auf die gesamte Schweiz bezogenen Studie.

Zur Einhaltung der Netzfrequenz in elektrischen Netzen ist es notwendig, Netzeinspeisung und Netzlast in einem steten Gleichgewicht zu halten. Im Netzbetrieb kommt es jedoch aufgrund verschiedenster Ursachen immer wieder zu nicht prognostizierbaren und nicht vermeidbaren Störungen dieses Gleichgewichts, die durch vom Netzbetreiber vorzuhaltende Reserve ausgeglichen werden müssen. Der durch Störungen des Bilanzgleichgewichts entstehende Bedarf an Sekundärregel- und Tertiärregelreserve zur Aufrechterhaltung eines vorgegebenen Defizitniveaus wird über ein analytisches, auf dem Faltungsalgorithmus basierendes Verfahren bestimmt. Dieses Verfahren berücksichtigt die für den Reservebedarf relevanten Einflussfaktoren insbesondere die für diese Untersuchung besonders relevanten Prognoseunsicherheiten dargebots-abhängiger Erzeugungsanlagen.

Das angewandte Verfahren nach Graf/Haubrich [2, 3] ist international anerkannt und bildet bereits seit langem die Grundlage für die Reservebemessung aller deutschen ÜNB. Daher soll es auch für die im Rahmen dieses Projekts durchzuführenden Analysen für den Reservebedarf der Schweiz eingesetzt werden (detaillierte Methodenbeschreibung des Verfahrens der Reservebemessung s. Anhang B).

3 Szenarien und Annahmen

3.1 Überblick und betrachtetes Einspeiseszenario

Als Einspeiseszenario für diese Studie wird das aus dem Projekt mit dem Titel „Energieperspektiven 2035“ abgeleitete „Szenario III, Angebotsvariante D+E“ zu Grunde gelegt, das Prognosen der Stromverbrauchsentwicklung, des Erzeugungsparks und der daraus resultierenden Energieerzeugung (s. Bild 3.1) enthält. Das Szenario III, Angebotsvariante D+E stellt dabei aus heutiger Sicht eine Maximalabschätzung des Umfangs dezentraler Energieeinspeisungen dar, was aber im Hinblick auf das Ziel dieser Studie, die maximalen Auswirkungen dieser Einspeisungen auf das Netz abzuschätzen, zulässig und sinnvoll erscheint. Die Diskussion eines möglicherweise realistischer zu erwartenden Umfangs dezentraler Einspeisungen ist nicht Bestandteil dieser Untersuchung.

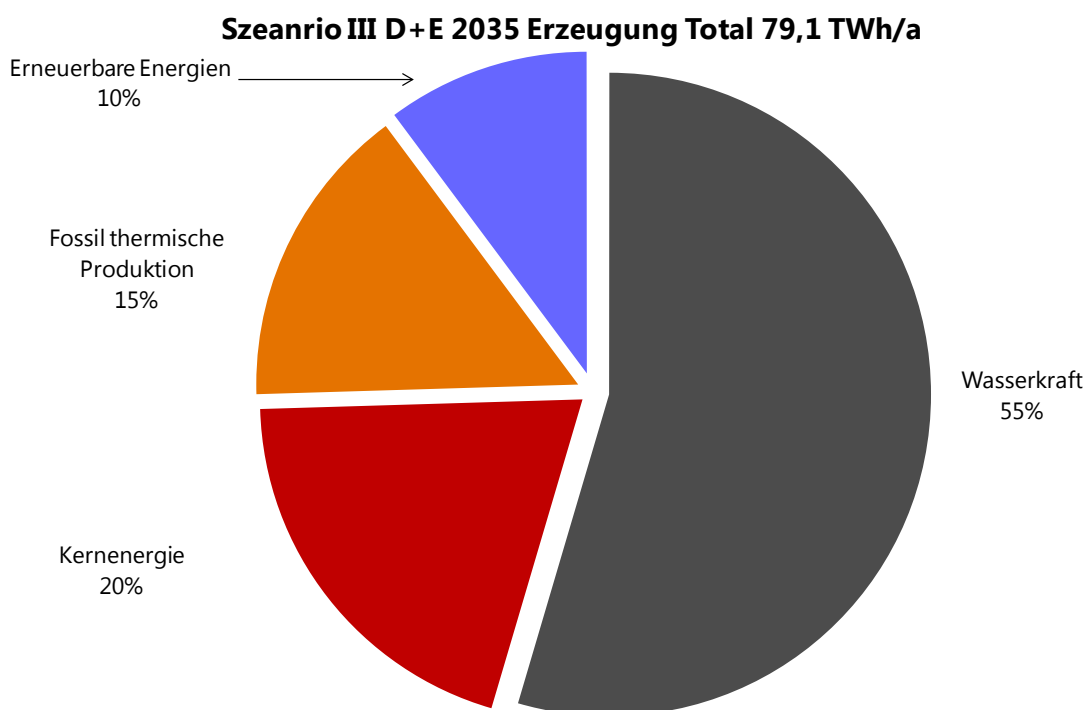


Bild 3.1: Angenommene Bruttoerzeugung gemäss Szenario III Angebotsvariante D+E

3.2 Entwicklung der dezentralen Erzeugung

Dezentrale Erzeugungsanlagen unterscheiden sich hinsichtlich verschiedener Merkmale. Im Rahmen dieser Studie sind insbesondere die folgenden Anlagenmerkmale von Bedeutung:

- Anschlussspannungsebene
- Anlagentyp (Art der Energieumwandlungsanlage und Primärenergieträger)
- installierte Leistung der einzelnen Erzeugungsanlagen
- Erzeugungs- und Einsatzcharakteristik sowie Benutzungsstunden
- geografische Verteilung der einzelnen Erzeugungsanlagen

Anschlussspannungsebene

Die Zuordnung von Erzeugungsanlagen zu Netzebenen erfolgte hier anhand der Leistungsklasse eines Anlagentyps. Hierbei gehen wir davon aus, dass Anlagen mit einer Leistung von mehr als 15 MW an Netzebenen oberhalb der Ebene 4 angeschlossen werden und damit nicht mehr im eigentlichen Sinn zu dezentralen Einspeisungen gezählt werden. Die für die Anlagen geringerer Leistungsklassen gewählte Zuordnung zu Netzebenen kann der nachstehenden Tabelle (Tab. 3.1) entnommen werden. Anzumerken ist hierbei, dass wir die Anlagen auch mit vergleichsweise hohen Einspeiseleistungen noch den jeweils niedrigstmöglichen Spannungsebenen zugeordnet haben, um sicher zu stellen, dass die maximal möglichen Wirkungen auf das Netz betrachtet werden.

Netzebene		Installierte Leistung [kW]
3	HS	> 15.000
4	HS/MS (UW)	5.000 – 15.000
5	MS	500 – 5.000
6	MS/NS (ONS)	250 – 500
7	NS	< 250

Tab. 3.1: Zuordnung dezentraler Erzeugungsanlagen zu Netzebenen anhand der installierten Leistung der Einzelanlagen

Typ und Grösse der Erzeugungsanlagen

Die Unterschiedlichkeit der Anlagentypen v. a. im Hinblick auf die jeweils genutzte Primärenergie muss berücksichtigt werden, da hiervon unter anderem die Verfügbarkeit und Einsatzcharakteristik (s. Abschnitt 4.2.3) der Anlagen abhängen. Die Grösse, d. h. die Höhe der installierten Leistung der Erzeugungsanlagen, wirkt sich darauf aus, wie viele Anlagen an einzelne Netzbereiche angeschlossen werden können.

In der Dokumentation der Studie „Energieperspektiven 2035“ sind zwar die je Erzeugungstechnologie erwarteten Jahresenergiemengen aufgeführt, allerdings existieren (da im Rahmen der genannten Studie nicht erforderlich) nicht durchgängig Angaben zur Höhe der installierten Leistung der einzelnen Erzeugungsanlagen.

Um dennoch die Auswirkungen auf die verschiedenen Netzebenen analysieren zu können, haben wir die fehlenden Angaben folgendermassen abgeschätzt: Aus den Angaben zu den Jahresenergiemengen und unter Zuhilfenahme von Erfahrungswerten zu charakteristischen Benutzungsstunden sowie typischen Leistungen der verschiedenen Erzeugungsanlagen haben wir die Anlagenzahlen je Erzeugungstechnologie ermittelt. Dabei haben wir fehlende Informationen zu einzelnen Erzeugungsanlagen anhand aktuell verfügbarer Daten abgeschätzt. Die jeweiligen Quellen haben wir bei den einzelnen Anlagentypen in den entsprechenden tabellarischen Darstellungen dokumentiert.

Im betrachteten Szenario kommen folgende Typen und Grössen dezentraler Erzeugungsanlagen zum Einsatz:

- Wasserkraftanlagen, wobei zu unterscheiden ist zwischen Klein-Wasserkraftanlagen (KWK) mit einer installierten Leistung von bis zu 10 MW je Anlage und Gross-Wasserkraftanlagen (GKW) mit einer installierten Leistung von mehr als 10 MW. Dabei gehen wir davon aus, dass nur Klein-Wasserkraftanlagen zu den dezentralen Einspeisungen gezählt werden. Die Summe der in diesen Anlagen installierten Leistung soll 2035 ca. 850 MW betragen. Das betrachtete Anlagenkollektiv wird gemäss der Studie „Energieperspektiven 2035“ in zwei Typen kleinerer Erzeugungsleistungen aufgeteilt und ist nachfolgend (Tab. 3.2) aufgeführt.

Hydraulisch: KWK**:				
Anlagentyp*	Anzahl***	Netzebene	Leistung [kW]	Benutzungsstunden
KWK I	1.846	7	250	4.700
KWK II	791	6	500	4.700

Quellen:

* *prognos, Die Energieperspektiven 2035*, Band 5, Kapitel 2

** *prognos, Die Energieperspektiven 2035*, Band 4, Kapitel 8

*** Aufteilung angelehnt an: *Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband, Statistik Wasserkraft*

Tab. 3.2: Verwendete Anlagenkollektive hydraulischer Erzeugung (KWK)

- Anlagen mit fossilem Primärenergieträger
 - Fossil befeuerte Blockheizkraftwerke, die in der Regel wärmegeführt eingesetzt werden und bei dem hier unterstellten Szenario im Wesentlichen Klassen kleiner Erzeugungsleistung angehören und dementsprechend überwiegend in den Netzebenen 6 und 7 angeschlossen werden (s. Tab. 3.3). Die Summe der in diesen Anlagen installierten Leistung soll 2035 ca. 1.650 MW betragen.

Fossil: BHKW: neu				
Anlagentyp*	Anzahl**	Netzebene	Leistung [kW]	Benutzungsstunden
BHKW I	6.131	7	10	3.750
BHKW II	6.453	7	50	3.750
BHKW III	2.538	7	100	4.150
BHKW IV	1.062	6	400	4.300
BHKW V	589	5	1.000	4.500

Quellen:

* *prognos, Die Energieperspektiven 2035*, Band 5, Kapitel 2

** Aufteilung angelehnt an: *Dr. Eicher und Pauli AG, Thermische Stromproduktion inklusive Wärmekraftkopplung (WKK) in der Schweiz*

Tab. 3.3: Verwendete Anlagenkollektive Blockheizkraftwerke (BHKW)

- Stromgeführte, fossil befeuerte Stromerzeuger, die Mikrogasturbinen und Brennstoffzellen umfassen und leistungsbedingt in den untersten beiden Netzebenen angeschlossen

sen werden. Die Summe der in diesen Anlagen installierten Leistung soll in 2035 gut 1.200 MW betragen.

Fossil: Mikrogas: neu				
Anlagentyp*	Anzahl**	Netzebene	Leistung [kW]	Benutzungsstunden
Stirlingmotor	4.388	7	25	3.750
Mikrogasturbine I	2.538	7	100	4.100
Mikrogasturbine II	1.176	6	250	4300
Fossil: Brennstoffzelle: neu				
Brennstoffzelle I	5.808	7	5	3.750
Brennstoffzelle II	2.538	7	100	4.100
Brennstoffzelle III	1.176	6	250	4.300

Quellen:

* *prognos*, Die Energieperspektiven 2035, Band 5, Kapitel 2

** Aufteilung abgelehnt an: Dr. Eicher und Pauli AG, Thermische Stromproduktion inklusive Wärmekraftkopplung (WKK) in der Schweiz

Tab. 3.4: Verwendete Anlagenkollektive stromgeführte fossile Stromerzeuger

- Anlagen mit regenerativem Primärenergieträger
 - Biomasseanlagen, in denen zumeist feste Brennstoffe (Holz) als Primärenergieträger dienen. Aufgrund der typischen Erzeugungsleistungen dieser Anlagen gehen wir davon aus, dass diese Anlagen an den Umspannebenen (Netzebenen 4 und 6) angeschlossen werden. Die Summe der in diesen Anlagen installierten Leistung soll in 2035 ca. 250 MW betragen.
 - Bio- und Klärgasanlagen, die aufgrund geringer Erzeugungsleistungen im Niederspannungsleitungsnetz angeschlossen werden. Die Summe der in diesen Anlagen installierten Leistung soll in 2035 ca. 430 MW betragen.
 - Geothermieanlagen: Trotz der hohen Erzeugungsleistung von typischerweise 5 MW sind wir davon ausgegangen, dass diese Anlagen in der Mittelspannungsleitungsebene angeschlossen werden. Die Summe der in diesen Anlagen installierten Leistung soll in 2035 gut 300 MW betragen.

- Kehrlichtverbrennungsanlagen mit der bei den dezentralen Erzeugungsanlagen höchsten Anlagengrösse von 10 MW, was dazu führt, dass diese Anlagen an die Hoch-/Mittel-Umspannebene angeschlossen werden. Die Summe der in diesen Anlagen installierten Leistung soll in 2035 gut 170 MW betragen.
- Windkraftanlagen: Hierbei gehen wir davon aus, dass in der Regel Anlagen der heute bei Neuerrichtungen üblichen Leistungsklasse von 3 MW je Einzelanlage eingesetzt werden und der Anschluss in der Mittelspannungsleitungsebene erfolgt (keine Ballung zu grossen Windparks). Diese Annahme führt dazu, dass die Wirkung auf die Netzdimensionierung tendenziell überschätzt wird, da der Anschluss der Erzeugungsanlagen in niedrigeren Netzebenen stärkere Auswirkungen auf die Netzdimensionierung hat als der Anschluss in höheren Spannungsebenen.

Die Summe der in diesen Anlagen installierten Leistung soll in 2035 gut 1.000 MW betragen.

- Photovoltaik: hierbei wird von kleinen Erzeugungsleistungen (keine Solarparks), typischerweise auf Hausdächern installiert, ausgegangen, so dass ein Anschluss in der Niederspannungsleitungsebene erfolgt. Die Summe der in diesen Anlagen installierten Leistung soll in 2035 gut 650 MW betragen.

Ein Überblick aller Anlagen mit regenerativem Primärenergieträger kann nachfolgender Tabelle (Tab. 3.5) entnommen werden.

Regenerativ *				
Anlagentyp	Anzahl	Netzebene	Leistung [kW]	Benutzungsstunden
Photovoltaik	33.182	7	20	1.100
Wind	343	5	3.000	1.250
Geothermie	61	5	5.000	6.500
Biomasse (Holz) I	314	6	500	3.500
Biomasse (Holz) II	46	4	2.000	6.000
Biogas I	4.090	7	50	3.790
Biogas II	775	7	200	5.000
Klärgas I	792	7	50	3.790
Klärgas II	150	7	200	5.000
Kehricht	17	4	10.000	6.500

Quelle: * *prognos*, Die Energieperspektiven 2035, Band 5, Kapitel 2

Tab. 3.5: *Verwendete Anlagenkollektive der Erzeugungsanlagen mit regenerativem Primärenergieträger*

Damit ergibt sich folgende Aufteilung dezentral installierter Erzeugungsleistungen und dezentral eingespeister Jahresenergiemengen auf die verschiedenen Netzebenen (Tab. 3.6):

Netzebene	Installierte dezentrale Erzeugungsleistung [GW]	Dezentral erzeugte Jahresenergiemenge [TWh]
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0,26	1,64
5	1,92	5,92
6	1,56	6,76
7	2,83	9,19
SUMME	6,59	23,51

Tab. 3.6: *Resultierende Leistungs- und Energiemenge dezentraler Einspeisungen je Netzebene*

Räumliche Verteilung der Erzeugungsanlagen und Lasten

Die räumliche Verteilung der Erzeugungsanlagen hat einerseits Einfluss darauf, welche Netzbereiche in welchem Masse beeinflusst werden. Andererseits hat sie Einfluss auf die Grösse der Anlagenkollektive je Netzbereich und somit auf den sogenannten Leistungsnutzen der Anlagen (s. Abschnitt 4.2.4).

Die räumliche Verteilung der Erzeugungsanlagen kann allenfalls für den heutigen Zustand exakt berücksichtigt werden, und dies auch nur mit hohem Datenerfassungsaufwand. Für die Zukunft ist sie nicht exakt vorhersehbar. Deshalb analysieren wir den Einfluss der Verteilung der Erzeugungsanlagen, indem wir im Hinblick auf die Auswirkungen auf Netzdimensionierung, Netzkosten und Netznutzungsentgelte (s. Kap. 5) verschiedene Konzentrationsszenarien der Anlagenverteilung betrachten.

Ein weiterer Einflussfaktor auf die Netzdimensionierung und folglich auf Netzkosten und Netznutzungsentgelte stellt die Verteilung der Lasten dar. Je nach Lastdichte können Strom- oder Spannungsgrenzen begrenzende Faktoren der Netzauslegung sein (s. Kap. 4) und beeinflussen damit die zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe benötigte Leitungslänge. Um den Einfluss der räumlich ungleichmässig verteilten Last aufzuzeigen, haben wir neben dem theoretischen Fall der homogenen Verteilung der Lasten zusätzlich eine Differenzierung in Gebiete mit höherer („Stadt“) und niedrigerer Lastdichte („Land“) vorgenommen.

3.3 Entwicklung der Leistungs- und Energiebezüge

Die Höhe der Netznutzungsentgelte hängt von den Netzkosten, aber (aufgrund des Prinzips der Kostenwälzung) auch vom Stromverbrauch und dabei insbesondere von der Aufteilung des Stromverbrauchs auf Netzebenen ab. Somit werden für die Untersuchung der Auswirkungen des Zubaus dezentraler Erzeugung auf die *Netznutzungsentgelte* Angaben über den Leistungs- und Energiebezug je Netzebene benötigt.

Wir haben hier gemäss [1] eine Schweiz-weite jährliche Energieabgabe an Endverbraucher von 59,4 TWh/a und einen Leistungsbezug von 10.800 MW angesetzt. Die der Untersuchung zugrunde gelegte Aufteilung des Stromverbrauchs auf die 7 Netzebenen (s. Tab. 3.7) haben wir mangels exakter Daten für die Schweiz auf Basis unserer Erfahrungen abgeschätzt.

Netzebene*	Leistung gewälzt [MW]	Benutzungsstunden [h/a]	Energiebezug in 2035 [TWh]
1	10.800	5.500	0,0
2	10.800	5.500	0,0
3	10.800	5.500	8,3
4	9.284	5.500	6,3
5	8.147	5.500	11,5
6	9.528	3.500	6,3
7	7.741	3.500	27,1
SUMME			59,4**

Quelle:

*Aufteilung gemäß: *consentec, Ökonomische Aspekte der dezentralen Stromerzeugung in Österreich*

** *prognos, Die Energieperspektiven 2035, Band 5, S. 317*

Tab. 3.7: Leistungs- und Energiebezug je Netzebene

4 Auswirkungen auf Energiebezüge und Bezugsleistungen

4.1 Überblick

Im ersten Schritt wird nachfolgend untersucht, welche Auswirkungen der Zubau dezentraler Erzeugung auf den Strombezug aus überlagerten Netzebenen hat. Dies ist der Ausgangspunkt für die Analyse der Auswirkungen auf den Netzanlagenbedarf, die Netzkosten und die Netznutzungsentgelte wie auch auf die Netzverluste und somit die Netzverlustentgelte.

Dabei ist zu unterscheiden zwischen Auswirkungen auf die bezogene Energiemenge, d. h. auf die Summe der Bezüge innerhalb eines Zeitraums von z. B. einem Jahr, und den Auswirkungen auf die Bezugsleistung, d. h. auf den Momentanbezug zu einem bestimmten Zeitpunkt, wobei für die Netzauslegung vor allem die Zeitpunkte mit der maximal auftretenden Leistungsspitze, für die Berechnung der Netznutzung hingegen die in jedem Monat maximal abgerufene Bezugsleistung ausschlaggebend sind.

4.2 Auswirkungen auf Bezugsleistungen

4.2.1 Einflussgrößen auf die Bezugsleistung

Stromnetze müssen den an sie gestellten Anforderungen zu jedem Zeitpunkt gewachsen sein. Entscheidend für die Netzauslegung ist in diesem Zusammenhang somit v. a. die höchste auftretende bzw. zu erwartende Belastung. Diese tritt streng genommen nicht an jedem Netzelement zum gleichen Zeitpunkt auf. In Verteilungsnetzen mit geringem Anteil dezentraler Erzeugung kann jedoch näherungsweise unterstellt werden, dass die Netz-Betriebsmittel im Zeitpunkt der systemweiten Jahreshöchstlast am stärksten belastet sind.

Diese auslegungsrelevanten Höchstbelastungen können durch den Einsatz dezentraler Erzeugungsanlagen reduziert werden, soweit die über ein Netzelement „abzutransportierende“ Erzeugungsleistung jederzeit geringer ist als die hierüber versorgte Last (s. Bild 4.1).

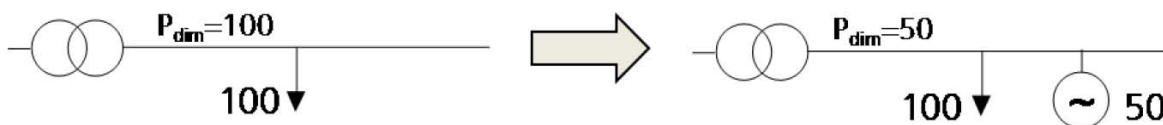


Bild 4.1: Reduktion der dimensionierungsrelevanten Höchstlast (P_{dim}) durch „sicher“ verfügbare dezentrale Erzeugungsleistung

Sofern der Maximalwert der über ein Netzelement abzutransportierenden Erzeugungsleistung abzüglich des dann auftretenden Leistungsflusses zur Versorgung der Lasten die Maximalbelastung in Lastrichtung überschreitet, wird die Erzeugungsleistung zum ausschlaggebenden Faktor bei der Netzauslegung (s. Bild 4.2).

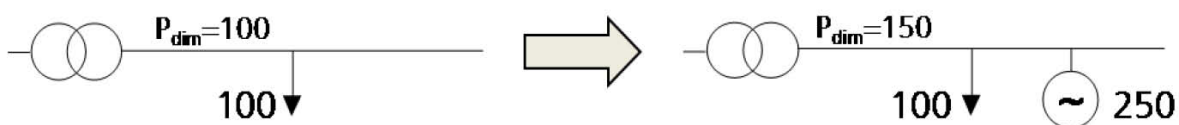


Bild 4.2: „Sicher“ verfügbare dezentrale Erzeugungsleistung bestimmt dimensionierungsrelevante Höchstlast (P_{dim})

In Netzen, die an ihren Spannungsgrenzen betrieben werden, können bereits betragsmässig geringe Rückspeisungen zu unzulässigen Netzzuständen führen. Grundsätzlich nimmt die Spannung auf einer belasteten Leitung vom Leitungsanfang (Einspeisung) zum Ende der Leitung (Last) mit zunehmender Leitungslänge ab. Die Höhe der Spannungsabnahme (Spannungsabfall) ist dabei von der Höhe der Belastung und Verteilung der Lasten auf der Leitung abhängig. Somit kann nur eine gewisse Last in einer bestimmten Entfernung vom Leitungsanfang versorgt werden, wenn ein vorgegebenes Spannungsband (Differenz aus maximal zulässiger Spannung am Leitungsanfang und mindestens zu erreichender Spannung am Leitungsende) nicht unterschritten werden darf. Im Gegensatz zu Lasten führen Einspeisungen, die in den unteren Netzebenen derzeit üblicherweise nicht spannungsgeregelt sind, durch den Stromfluss über die Leitung zu einer Anhebung der Netzspannung. Zur Verdeutlichung des dadurch auftretenden Effekts haben wir in dem in Bild 4.3 skizzierten Beispiel eine Konstellation angenommen, wie sie in weitausgedehnten, ländlichen Netzen typisch ist:

- maximal zulässige Spannung am Leitungsanfang
- dezentrale Erzeugung in Höhe von 110 Einheiten nah am Leitungsanfang
- Last in Höhe von 100 Einheiten am Leitungsende

- Leitungslänge L so gross, dass **ohne** dezentrale Erzeugung am Leitungsende die minimal zulässige Spannung erreicht wird

Eine betragsmässig die Last übersteigende dezentrale Erzeugung würde dazu führen, dass es durch den Rückfluss des Stroms in Richtung Leitungsanfang (Rückspeisung) zu einer Spannungsanhebung kommt. Je nach Position der dezentralen Erzeugung und Höhe der Rückspeisung kann die Spannungsanhebung so hoch sein, dass diese den maximal zulässigen Wert der Spannung überschreitet (s. Bild 4.3, unterer Teil, roter Verlauf). In diesem Fall sind Netzausbauten erforderlich, da Last und Erzeugung durch die unzulässig hohe Spannungsanhebung nicht an eine Leitung angeschlossen werden können. Bei der Bestimmung der Netzmengenveränderung durch dezentrale Erzeugung muss daher zusätzlich die Einhaltung von Spannungsrandbedingungen berücksichtigt werden.

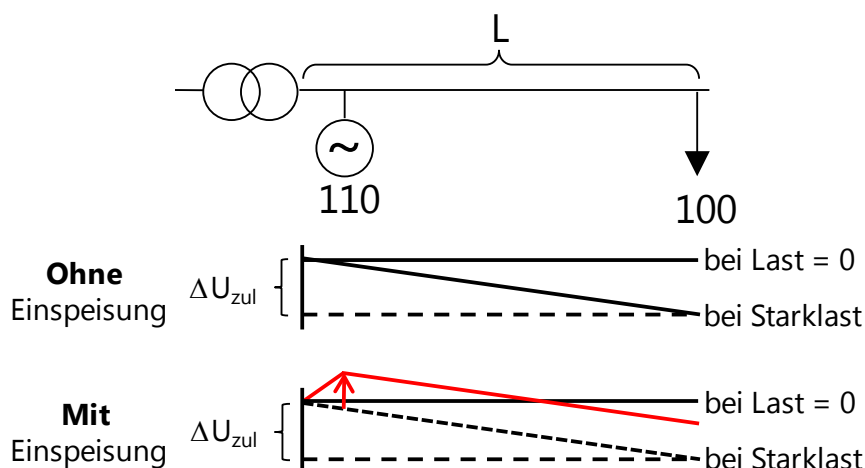


Bild 4.3: Auswirkung von Rückspeisungen auf Spannungsprofil einer Leitung

Um die Auswirkungen dezentraler Erzeugung auf die Bezugsleistung zu bestimmen, ist also einerseits zu untersuchen, welcher Teil der installierten dezentralen Erzeugungskapazität zu den Zeiten „sicher“ zur Verfügung steht, zu denen die Last ihre höchsten Werte aufweist, und somit die auslegungsrelevante Netzbelastung vermindert. Andererseits muss bestimmt werden, wie hoch die maximale Rückspeisung in einer Netzebene sein kann und damit zur auslegungsrelevanten Netzbelastung wird.

Der „sichere“ Teil der Erzeugungsleistung eines Kollektivs von Erzeugungsanlagen wird als dessen Leistungsnutzen bezeichnet. Die Anforderung, dass dieser Anteil der Erzeugungskapazität „sicher“ zur Verfügung stehen muss, ist bei der Definition des Leistungsnutzens von entscheidender Bedeutung. Erzeugungsleistung, die im auslegungsbestimmenden Zeitbereich

aus gleich welchem Grund unter Umständen nicht verfügbar ist, kann bei der Netzauslegung nicht berücksichtigt werden, da auch für diesen Fall ausreichende Transportkapazität zur Versorgung der Last vorgehalten werden muss. Andererseits sind auch die Netzanlagen nicht zu 100% verfügbar, so dass eine gewisse – allerdings sehr geringe – Restwahrscheinlichkeit der Nichtverfügbarkeit auch der dezentralen Erzeugung zugestanden werden kann. Diese Verfügbarkeitsanforderung kann zwar nicht von einer einzelnen Erzeugungsanlage, aber von einem Anlagenkollektiv zumindest für einen Teil seiner Erzeugungskapazität – eben seinen Leistungsnutzen – erreicht werden (s. a. Abschnitt 4.2.4).

Die Parametrierung dieser Mindestverfügbarkeits-Anforderung diskutieren wir in Abschnitt 4.2.2. Es ist wichtig zu betonen, dass diese Anforderung reale Bedeutung erlangt, wenn der Leistungsnutzen der dezentralen Erzeugung bei der Netzauslegung konsequent berücksichtigt wird. Falls dann nämlich die eingeplante „sichere“ Erzeugungsleistung in Zeiten hoher Last *nicht* zur Verfügung steht, kann dies bei Netzen, die auf „sicheres“ Vorhandensein von dezentralen Erzeugungsanlagen hin ausgelegt wurden, möglicherweise zu einer Netzüberlastung und damit zur Notwendigkeit von Abschaltungen für den betroffenen Netzbereich führen.

Dass die Erzeugungskapazität einer einzelnen dezentralen Erzeugungsanlage nicht zu jeder Zeit in voller Höhe genutzt werden kann, hat verschiedene Gründe, die in den Abschnitten 4.2.2 und 4.2.3 ausführlicher diskutiert werden:

- Technische Verfügbarkeit: Hier sind zwei Aspekte zu unterscheiden:

Jede Erzeugungsanlage kann aufgrund von unvorhersehbaren Störereignissen ausfallen, so dass sie anschliessend bis zur Beseitigung der Störung keine Erzeugungsleistung mehr bereit stellen kann.

Darüber hinaus werden an Erzeugungsanlagen in regelmässigen, vom Anlagentyp abhängigen Abständen Wartungsarbeiten durchgeführt, die teilweise eine Abschaltung der Anlagen erfordern.

- Einsatzcharakteristik: Der Einsatz dezentraler Erzeugungsanlagen richtet sich je nach Anlagentyp nach unterschiedlichen Gesichtspunkten. Wärmekraftkopplungs-Anlagen werden beispielsweise in der Regel wärmegeführt eingesetzt, d. h. in Abhängigkeit vom Wärmebedarf. Dies hat zur Folge, dass im Zeitpunkt der für die Netze auslegungsrelevanten

Jahreshöchstlast unter Umständen nicht die volle Erzeugungsleistung zur Verfügung gestellt werden kann.

Bei anderen Anlagentypen wie z. B. Windkraftanlagen steht der verwendete Primärenergieträger nicht jederzeit in vollem Umfang zur Verfügung, so dass sich der Anlageneinsatz nach dem Dargebot des (nicht speicherbaren) Primärenergieträgers richtet.

Neben den Eigenschaften der Einzelanlagen und der Mindestanforderung an die Verfügbarkeit der dezentralen Erzeugungsleistung hängt deren Leistungsnutzen in Bezug auf die Dimensionierung eines Netzelements entscheidend davon ab, wie viele Anlagen an den über dieses Netzelement zu versorgenden Netzbereich angeschlossen sind. Während dies beispielsweise aus Sicht einer Ortsnetzstation meist nur wenige Erzeugungsanlagen sein werden, kann das Anlagenkollektiv im Versorgungsbereich eines Umspannwerks bereits eine grosse Zahl von Einzelanlagen umfassen.

4.2.2 Technische Verfügbarkeit dezentraler Erzeugungsanlagen

Wie oben erwähnt, wird die technische Verfügbarkeit von Erzeugungsanlagen durch ungeplante (störungsbedingte) und geplante (wartungsbedingte) Abschaltungen beeinträchtigt. (Die Abhängigkeit der verfügbaren Erzeugungsleistung von der Einsatzcharakteristik der Anlagen und damit z. B. vom Dargebot des Primärenergieträgers (s. Abschnitt 4.2.3) ordnen wir hier nicht dem Begriff der technischen Verfügbarkeit zu.)

Da uns zu den hier betrachteten dezentralen Erzeugungsanlagen keine gesicherten Informationen über Häufigkeit und Umfang geplanter und ungeplanter Abschaltungen vorliegen, legen wir bei der Berechnung des Leistungsnutzens (s. Abschnitt 4.2.4) einen an der Verfügbarkeit von Grosskraftwerken orientierten Schätzwert für die Verfügbarkeit dezentraler Erzeugungsanlagen von 90% zugrunde. Sensitivitätsberechnungen haben gezeigt, dass selbst eine Anlagenverfügbarkeit von 99% keinen signifikanten Einfluss auf die Höhe des resultierenden Leistungsnutzens hat.

4.2.3 Einsatzcharakteristik dezentraler Erzeugungsanlagen

Der Einsatz dezentraler Erzeugungsanlagen richtet sich je nach Anlagentyp nach unterschiedlichen Gesichtspunkten, z. B. nach dem Dargebot des Primärenergieträgers. Entscheidend ist hier die Frage, in welchem Zusammenhang der zeitliche Verlauf des Einsatzes der Erzeu-

gungsanlagen mit dem der Last steht, d. h. inwieweit die Einsatzcharakteristik der Anlagen an der Last orientiert ist. Für alle hier betrachteten Erzeugungsanlagen gilt allerdings, dass der jeweilige Anlagenbetreiber über deren Einsatz entscheidet und dabei in der Regel nicht die aktuelle Höhe der Last berücksichtigen kann, die für die Netzbelastung hinsichtlich Bezug und Spannungshaltung relevant ist.

Zwar wird der Netzbetreiber nach aktuellem Regelwerk über den Einsatz zumindest eines Grossteils (abhängig von der Höhe der installierten Leistung) der dezentralen Erzeugungsanlagen informiert, aber er hat hierauf keinen Einfluss. Somit müssen Netzbetreiber bei der Auslegung ihrer Netze bzw. der Bewertung der Netzanschlussituation davon ausgehen, dass der Einsatz der Erzeugungsanlagen im Rahmen des üblichen bestimmungsgemässen Einsatzes (z. B. wärmegeführt) unabhängig von der Last erfolgt. Dies wurde im Hinblick auf die Berechnung einer maximalen Netzbelastung als auch maximalen Netzentlastung entsprechend berücksichtigt.

Wasserkraftanlagen

Das Dargebot des Primärenergieträgers Wasser unterliegt im Jahresverlauf starken Schwankungen. Bei den hier betrachteten dezentralen Wasserkraftanlagen (vorwiegend Laufwasserkraftanlagen) bestehen keine nennenswerten Speichermöglichkeiten, da die teilweise vorhandene Schwellbetriebsfähigkeit nicht ausreicht, um Schwankungen über einen längeren Zeitraum (mehrere Wochen) auszugleichen und der Schwellbetrieb aufgrund von Fallhöhen-schwankungen Anlagen vielfach in unwirtschaftliche Betriebspunkte führt. Somit unterliegt auch die Höhe der Einspeisung dieser Anlagen jahreszeitlichen Schwankungen.

Hinsichtlich der Einspeisecharakteristik von Klein-Wasserkraftanlagen haben wir uns an Daten aus Österreich orientiert, aus denen Einspeisemengen derartiger Anlagen auf Monatsbasis hervorgehen. Im Rahmen dieser Studie unterstellen wir, dass die Einspeiseleistung der Wasserkraftanlagen innerhalb eines Monats näherungsweise konstant ist. Dass wir dabei die in der Realität auch innerhalb eines Monats auftretenden Schwankungen vernachlässigen, stellt eine Abschätzung zugunsten der Verfügbarkeit von Wasserkraftanlagen dar. In Bild 4.4 ist der zeitliche Verlauf des Gesamtverbrauchs (linke Ordinate) und der Kleinwasserkrafterzeugung (rechte Ordinate) in Österreich beispielhaft für das Jahr 2002 dargestellt.

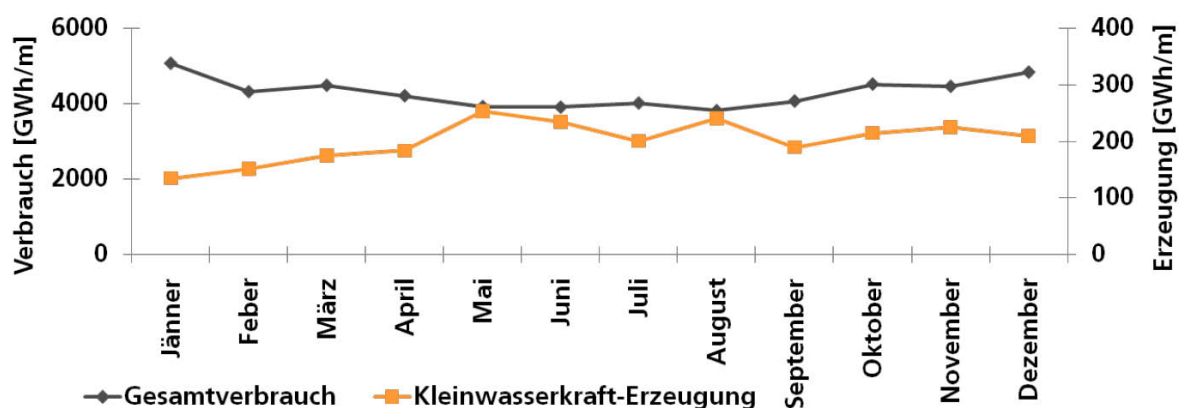


Bild 4.4: Korrelation von Gesamtverbrauch und Kleinwasserkraft-Einspeisung in Österreich (2002)

Es zeigt sich, dass der Gesamtverbrauch – wie in den meisten Ländern Mitteleuropas üblich – im Winter (hier im Januar) die höchsten Werte aufweist, d. h. die Netze sind im Hinblick auf die im Winter auftretende Höchstlast zu dimensionieren.

Die Erzeugung aus Kleinwasserkraft weist einen zum Verbrauch gegenläufigen Verlauf auf, bei dem die geringsten Werte im Winter auftreten. Zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast im Januar waren im Jahr 2002 in Österreich ca. 55% der in Kleinwasserkraftanlagen installierten Leistung verfügbar. Dieses Verhältnis wird auch für die Schweiz unterstellt. Bei unseren weiteren Untersuchungen verwenden wir diesen Wert als dargebotsabhängige minimal verfügbare Einspeiseleistung, die zur Bestimmung der netzentlastenden Wirkung wesentlich ist. Die für die maximale Netzbelastung relevante Einspeiseleistung stellt die maximal verfügbare Erzeugungsleistung (100% der installierten Leistung) dar (s. Bild 4.5).

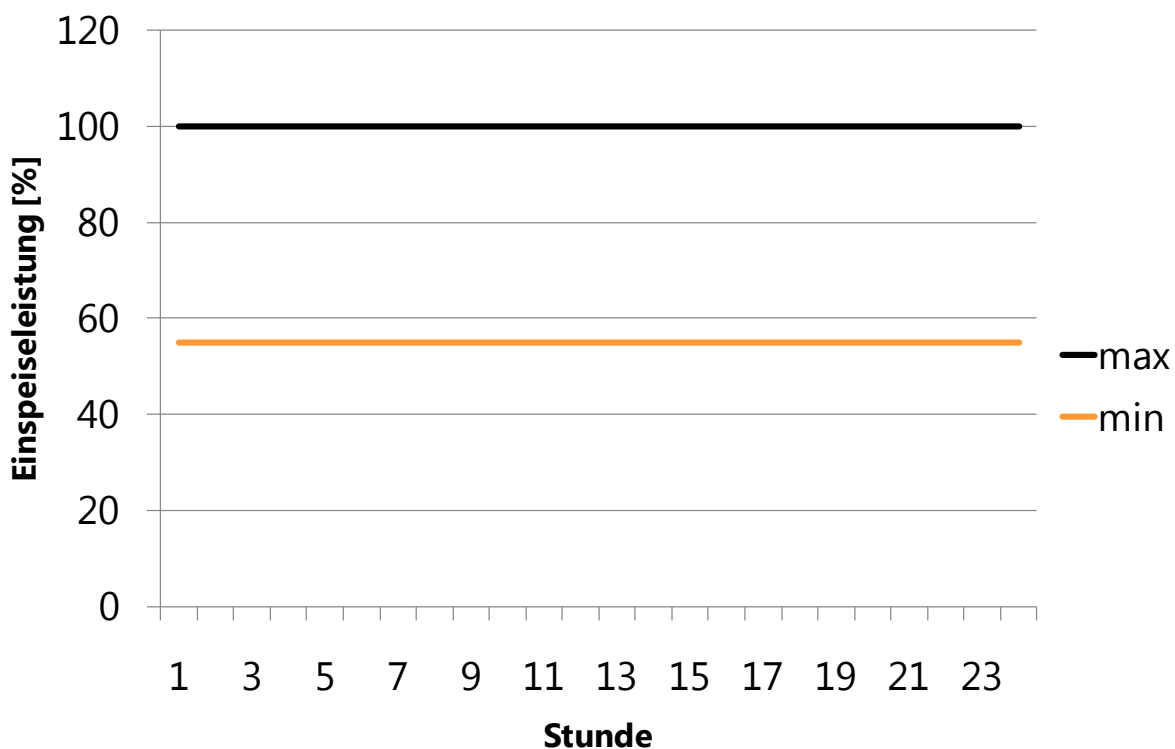


Bild 4.5: Einsatzcharakteristik und Abhängigkeit vom Primärenergieträger-Dargebot bei Kleinwasserkraftanlagen (ohne Berücksichtigung technischer Verfügbarkeiten)

Photovoltaikanlagen

Die Erzeugungsleistung von Photovoltaikanlagen richtet sich in erster Linie nach dem Primärenergiedargebot, das einem ausgeprägten Tagesgang unterworfen ist. Im Hinblick auf die Einsatzcharakteristik dieser Anlagen gehen wir hier davon aus, dass die installierte Leistung zum Zeitpunkt der Tageshöchstlast maximal zu 85% (da Leistungsumrichter i.d.R. schwächer als die von den Kollektoren erzeugbare Maximalleistung ausgelegt werden) und minimal zu 20% zur Verfügung steht, soweit die Anlagen nicht wegen geplanter oder ungeplanter Abschaltungen still stehen (s. Bild 4.6).

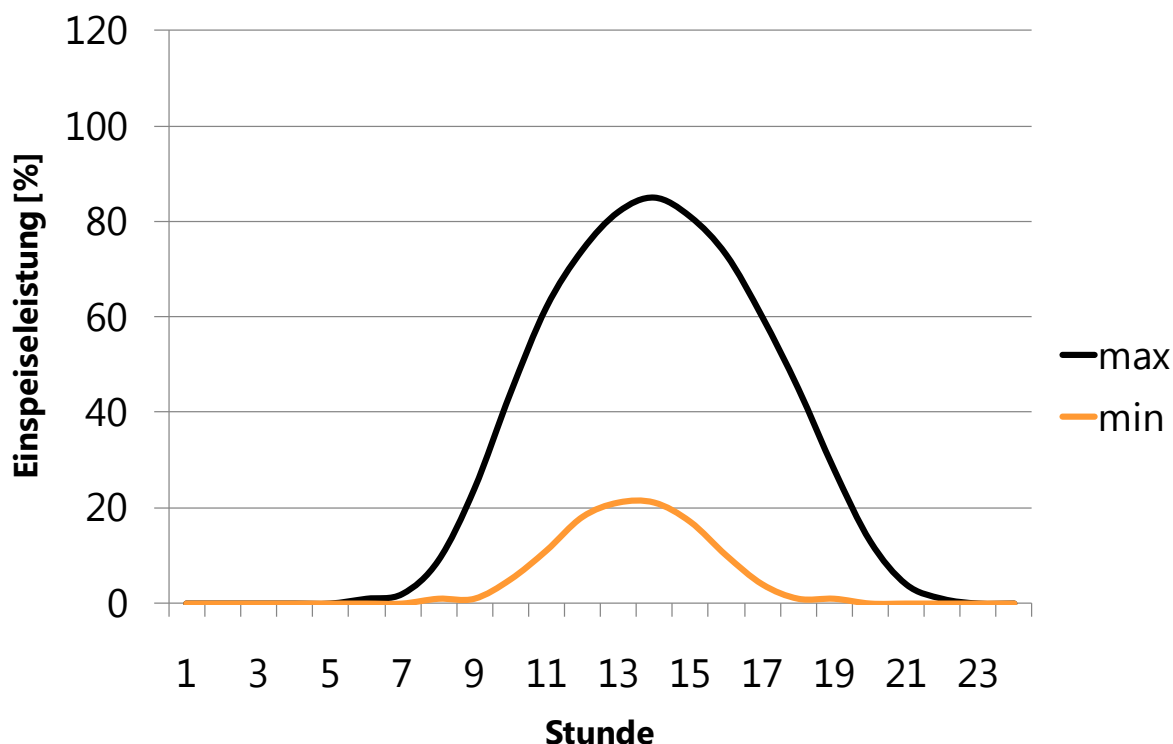


Bild 4.6: Einsatzcharakteristik und Abhängigkeit vom Primärenergieträger-Dargebot bei Photovoltaikanlagen (ohne Berücksichtigung technischer Verfügbarkeiten)

Wärmegeführte Blockheizkraftwerke, Biomasse-, Bio- und Klärgasanlagen

Wir gehen davon aus, dass bei wärmegeführten Blockheizkraftwerken, Biomasse-, Bio- und Klärgasanlagen aufgrund von Schwankungen des Primärenergieträgerdargebots oder nicht korreliertem Strom- und Wärmebedarf zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 90% der installierten Leistung zur Verfügung stehen, während zu Schwachlastzeiten eine reduzierte Leistung von 60% erbracht wird, soweit die Anlagen nicht wegen geplanter oder ungeplanter Abschaltungen still stehen (s. Bild 4.7).

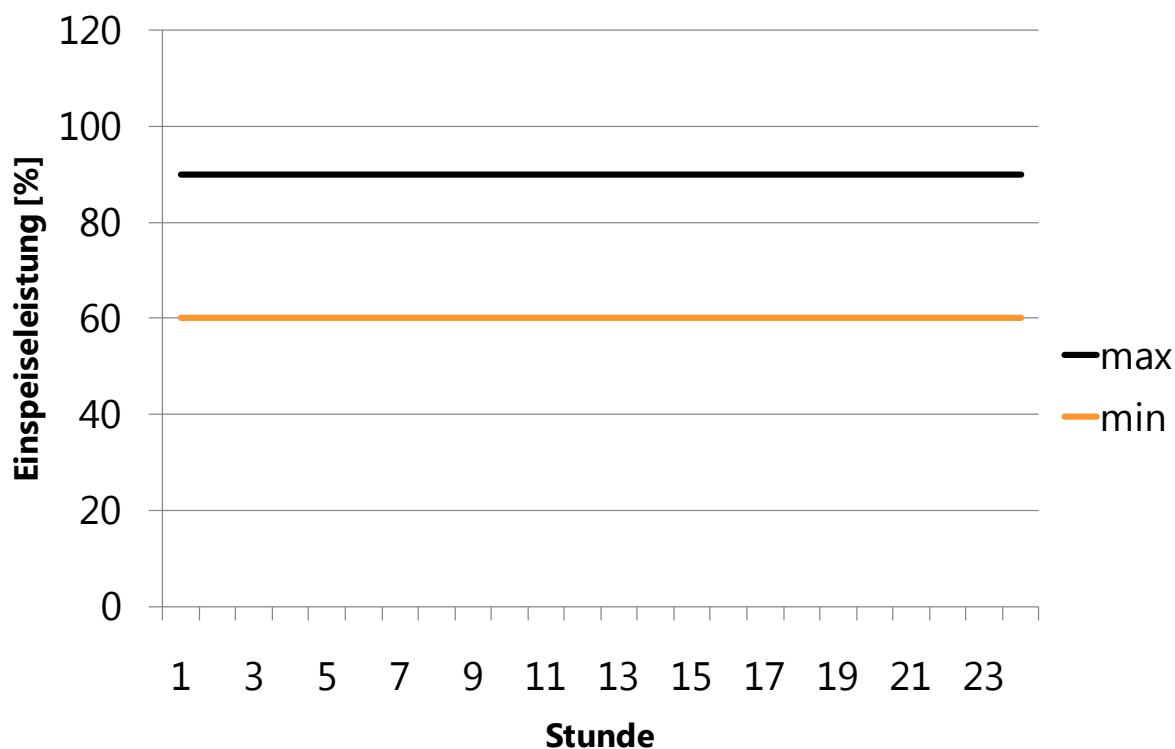


Bild 4.7: Einsatzcharakteristik und Abhängigkeit vom Primärenergieträger-Dargebot bei wärmegeführten Blockheizkraftwerken, Biomasse-, Bio- und Klärgasanlagen (ohne Berücksichtigung technischer Verfügbarkeiten)

Stromgeführte Blockheizkraftwerke, Mikrogastrubinen, Brennstoffzellen, Geothermie- und Kehrlichtverbrennungsanlagen

Bei Anlagen dieser Erzeugungstypen gehen wir ebenfalls davon aus, dass der jeweils verwendete Primärenergieträger jederzeit in ausreichendem Umfang zur Verfügung steht, so dass seitens des Primärenergiedargebots keine Einschränkungen für den Anlageneinsatz bestehen.

Abweichend von den wärmegeführten Blockheizkraftwerken, Biomasse-, Bio- und Klärgasanlagen, nehmen wir bei stromgeführten Blockheizkraftwerken, Mikrogastrubinen, Brennstoffzellen, Geothermie- und Kehrlichtverbrennungsanlagen an, dass diese ganzjährig mit ihrer gesamten installierten Leistung eingesetzt werden und somit die volle Leistung (100%) zu allen Zeitpunkten, insbesondere der Jahreshöchstlast als auch zu Schwachlastzeiten, zur Verfügung steht, soweit die Anlagen nicht wegen geplanter oder ungeplanter Abschaltungen still stehen (s. Bild 4.8).

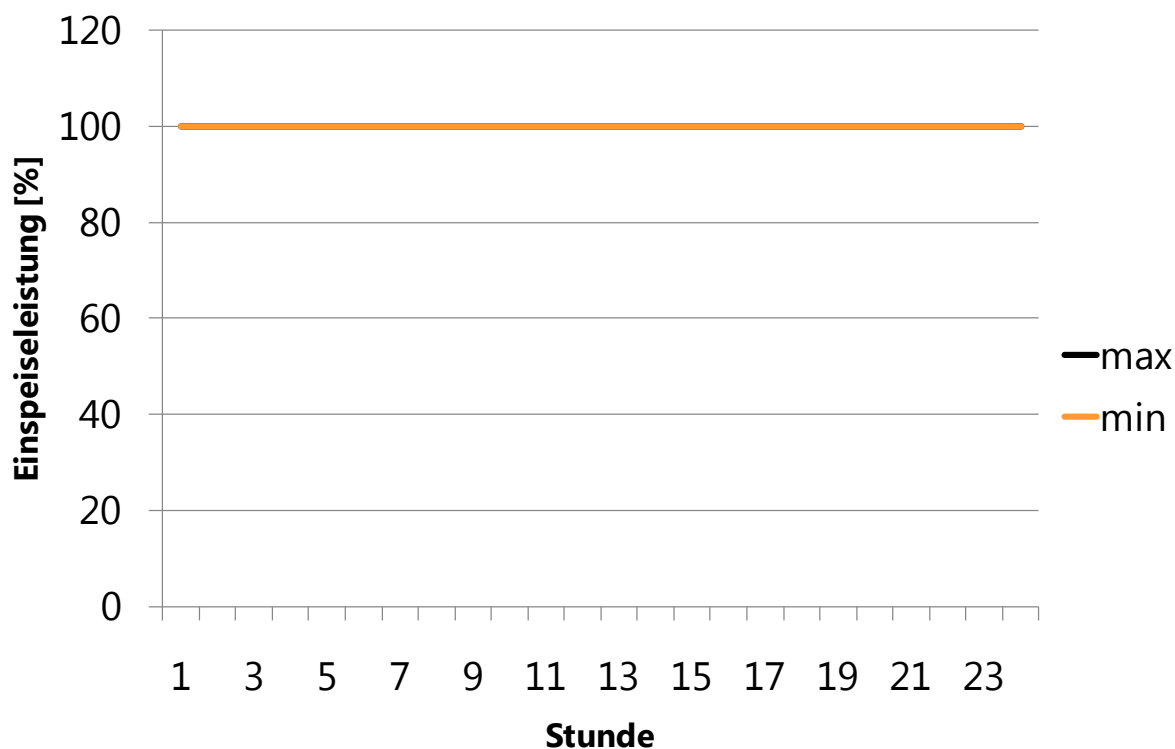


Bild 4.8: Einsatzcharakteristik und Abhängigkeit vom Primärenergieträger-Dargebot bei stromgeführten Blockheizkraftwerken, Mikrogastrubinen, Brennstoffzellen, Geothermie- und Kehrlichtverbrennungsanlagen (ohne Berücksichtigung technischer Verfügbarkeiten)

Windkraftanlagen

Der Einsatz von Windkraftanlagen richtet sich üblicherweise ausschliesslich nach dem Dargebot des Primärenergieträgers, das bekanntermassen grossen Schwankungen unterworfen ist. Dies führt dazu, dass in nennenswerten Zeiträumen die in Windkraftanlagen installierte Leistung überhaupt nicht zur Verfügung steht. Da dies auch zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast der Fall sein kann, ist der Leistungsnutzen von Windkraftanlagen sehr gering [2]. Wir gehen daher für die minimal verfügbare Erzeugungsleistung von einem Wert von 0% aus, während für die maximal verfügbare Leistung 100% angesetzt wird (s. Bild 4.9).

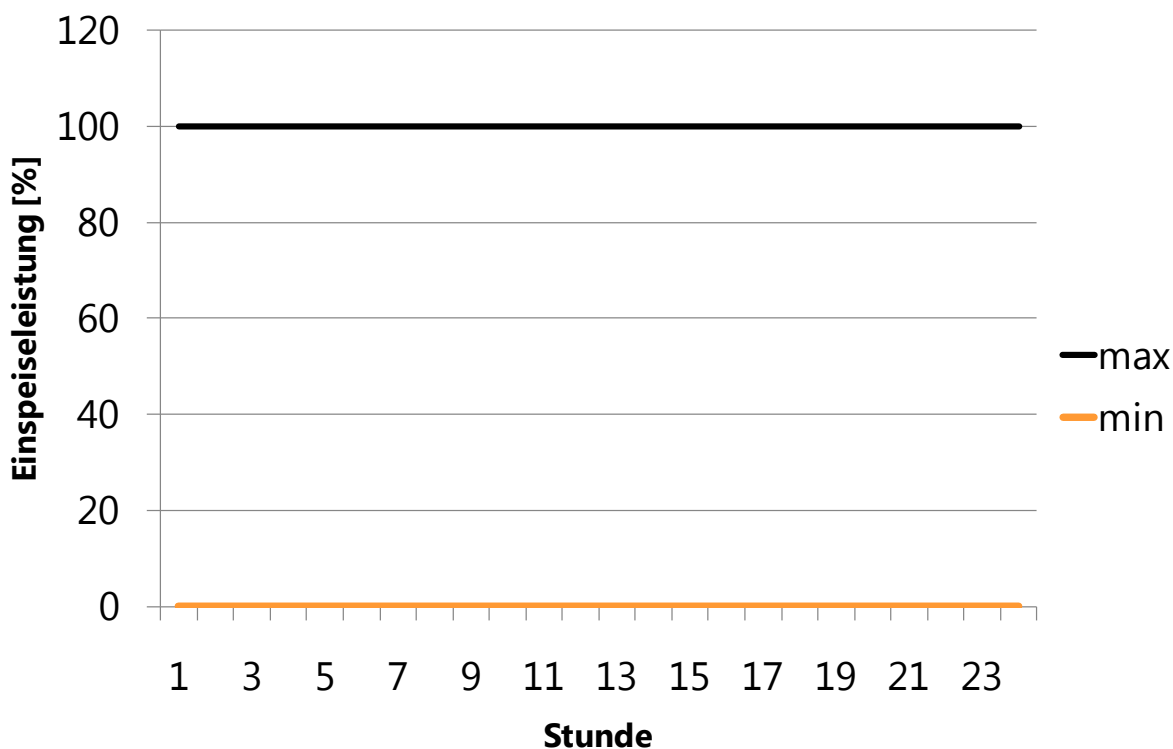


Bild 4.9: Einsatzcharakteristik und Abhängigkeit vom Primärenergieträger-Dargebot bei Windkraftanlagen (ohne Berücksichtigung technischer Verfügbarkeiten)

4.2.4 Leistungsnutzen dezentraler Erzeugungsanlagen

Überblick

In den vorangegangenen Abschnitten haben wir diskutiert, welche Einschränkungen dazu führen, dass die in dezentralen Erzeugungsanlagen installierte Leistung nicht jederzeit in vollem Umfang zur Verfügung steht. Wenn diese Einflussfaktoren ihrer Höhe nach bekannt sind, kann mit Methoden der Wahrscheinlichkeitsrechnung der Leistungsnutzen eines Kollektivs von Erzeugungsanlagen bestimmt werden.

Hierfür muss streng genommen für jede einzelne Anlage ihre installierte Leistung, technische Verfügbarkeit sowie Einsatzcharakteristik in Korrelation zur Last und zur Einsatzcharakteristik anderer Erzeugungsanlagen bekannt sein. Für die hier angestrebte globale Betrachtungsweise kann aber vereinfachend angenommen werden, dass alle Anlagen innerhalb des jeweils betrachteten Anlagenkollektivs gleich gross sind, die gleiche technische Verfügbarkeit sowie

die gleiche Einsatzcharakteristik aufweisen und dass ihr Einsatz statistisch unabhängig voneinander erfolgt (binomial verteilte Zufallsgrösse).

Unter diesen Annahmen kann für ein betrachtetes Kollektiv von Erzeugungsanlagen die Wahrscheinlichkeit ermittelt werden, mit der eine bestimmte Erzeugungsleistung zur Verfügung steht. Um hieraus schliesslich den Leistungsnutzen abzuleiten, muss zuvor definiert werden, ab welcher Verfügbarkeitschwelle die Erzeugungsleistung als „sicher“ verfügbar angesehen wird.

Mindestverfügbarkeitsanforderung

Hierbei orientieren wir uns an der heute üblichen Verfügbarkeit der Stromversorgung an den Anschlüssen der Stromverbraucher. Derzeit beträgt die Nichtverfügbarkeit an Anschlüssen in Mittelspannungsnetzen länderabhängig etwa 45 min/a² (ca. 0,01%), was einer Verfügbarkeit von ca. 99,99% entspricht.

Diesen Wert legen wir auch als Verfügbarkeitsanforderung für die Berechnung des Leistungsnutzens dezentraler Erzeugungsanlagen zugrunde, da dann gewährleistet ist, dass die Versorgungszuverlässigkeit an den Kundenanschlüssen bei konsequenter Berücksichtigung der dezentralen Erzeugung im Rahmen der Netzauslegung in der heute üblichen Grössenordnung bestehen bleibt.

Leistungsnutzen

Aufbauend auf diesen Annahmen und Parametern kann nun der Leistungsnutzen für Kollektive von Erzeugungsanlagen ermittelt werden.

Beispielhaft ist zunächst in Bild 4.10 der Leistungsnutzen für Kollektive von 1 bis ca. 20 Erzeugungsanlagen gleicher Grösse dargestellt, wobei wir hier (wie in Abschnitt 4.2.2 diskutiert) eine technische Verfügbarkeit jeder einzelnen Anlage von 90% unterstellt haben.

² Durchschnitt über zentraleuropäische Länder: Deutschland, Frankreich, Grossbritannien, Österreich, Niederlande / (Stand: 2006)

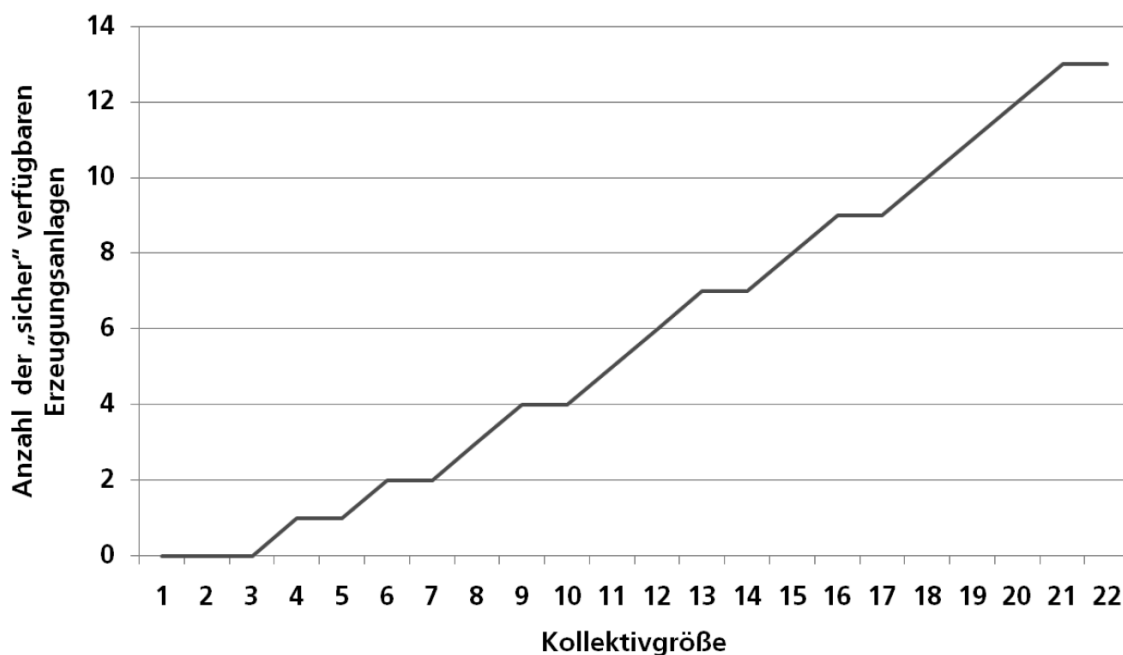


Bild 4.10: Leistungsnutzen unterschiedlich grosser Kollektive von Erzeugungsanlagen bei einer Einzelanlagen-Verfügbarkeit von 90%

Es zeigt sich, dass bei der oben genannten Mindestverfügbarkeitsanforderung selbst bei einer sehr hohen Einzelanlagen-Verfügbarkeit sehr kleine Kollektive von bis zu 3 Anlagen überhaupt keinen Leistungsnutzen aufweisen. Erst ab 4 Anlagen zeigt sich ein mit zunehmender Kollektivgrösse wachsender Leistungsnutzen. Die auftretenden „Knicke“ sind folgendermassen zu erklären: Bei einem Kollektiv von z. B. 6 Erzeugungsanlagen stehen unter den oben diskutierten Anforderungen an die Mindestverfügbarkeit 2 Anlagen „sicher“ zur Verfügung. Das Hinzukommen einer weiteren Erzeugungsanlage (7 Anlagen) führt an dieser Stelle jedoch nicht dazu, dass dann auch eine grössere Anzahl von Anlagen „sicher“ zur Verfügung steht; es sind hier weiterhin nur 2 Anlagen. Natürlich ist die Wahrscheinlichkeit, dass die Leistung von 3 Anlagen zur Verfügung steht, bei einem Kollektiv von 6 Anlagen grösser als bei einem Kollektiv von 5 Anlagen, aber sie liegt in beiden Fällen unterhalb der Mindestverfügbarkeits-Schwelle.

In Bild 4.11 haben wir zusätzlich den *relativen* Leistungsnutzen, d. h. die Anzahl der sicher verfügbaren Anlagen bezogen auf die Gesamtkollektivgrösse, für Kollektive von 1 bis 1000 Erzeugungsanlagen gleicher Grösse dargestellt; auch hier haben wir eine erwartete technische Verfügbarkeit jeder einzelnen Anlage von 90% unterstellt.

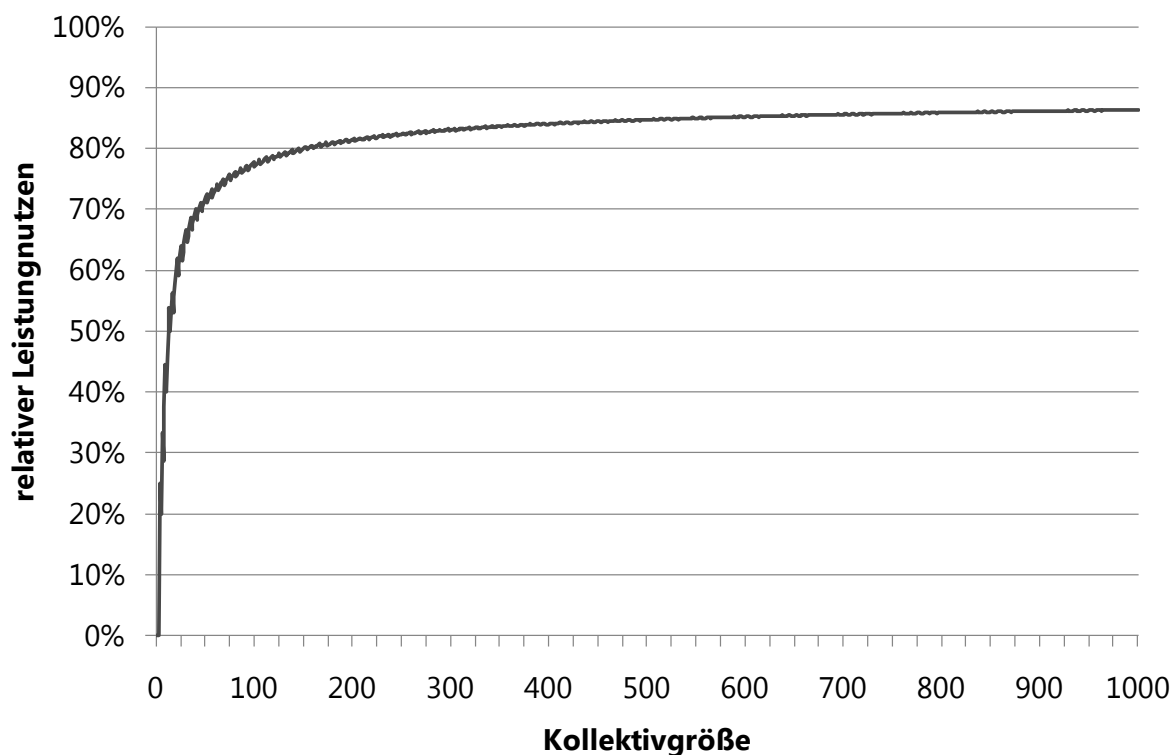


Bild 4.11: Leistungsnutzen unterschiedlich grosser Kollektive von Erzeugungsanlagen bei einer Einzelanlagen-Verfügbarkeit von 90%

Hier zeigt sich, dass keineswegs ein linearer Zusammenhang zwischen dem Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen und deren Auswirkungen besteht. Je mehr dezentrale Erzeugungsanlagen bereits vorhanden sind, desto geringer ist die Zunahme des relativen Leistungsnutzens der einzelnen Anlagen, so dass selbst bei sehr grossen Kollektiven kaum Werte über 80% (bei einer angenommenen Einzelanlagen-Verfügbarkeit von 90%) erreicht werden.

Allgemein lässt sich festhalten, dass Kleinstkollektive (eine oder wenige Erzeugungsanlagen) überhaupt keinen Leistungsnutzen haben, während sich der relative Leistungsnutzen bei sehr grossen Kollektiven der Grössenordnung der erwarteten Einzelanlagen-Verfügbarkeit annähert.

5 Auswirkungen auf Netzausbau und Netzkosten

5.1 Untersuchungsmethodik

5.1.1 Überblick

In diesem Kapitel stellen wir zunächst in allgemeiner Form dar, von welchen Einflussfaktoren die Netzauslegung der Leitungs-Netzebenen und der Umspannebenen massgeblich beeinflusst wird (Abschnitt 5.1.2). Auf dieser Grundlage untersuchen wir mittels Modellnetzanalyse (Methodenbeschreibung s. Anhang A) im zweiten Schritt für jede Netzebene die Auswirkungen der dezentralen Erzeugung auf den Netzausbau (Abschnitt 5.1.3). Dieser bildet wiederum die Grundlage für die Berechnung der Netzkostenveränderung (Abschnitt 5.1.4).

Die Ergebnisse der Netzmengenveränderungen werden in Abschnitt 5.2 separat für jede Netzebene dargestellt. Die Auswirkungen der Netzmengenveränderungen auf die Netzkosten beschreiben wir in Abschnitt 5.3. Daran anschliessend geben wir eine Einschätzung zur Änderung der Netzverluste, die sich aus der Netzmengenveränderung und der dezentralen Einspeisung ergibt (Abschnitt 5.4). Abschliessend fassen wir die zentralen Ergebnisse zusammen und bewerten diese (Abschnitt 5.5).

Alle Berechnungen beruhen dabei auf einer Reihe von Annahmen und Durchschnittsdaten. Somit ist bei der Interpretation der Ergebnisse zu beachten, dass es sich um Grob-Quantifizierungen handelt und die genaue Höhe der Ergebnisse – auch wenn dies nicht immer explizit erwähnt ist – nicht überinterpretiert werden darf. Insbesondere bei der Diskussion technischer Auswirkungen konkreter Planungsprojekte muss an dieser Stelle auf die Ergebnisse des Projekts „VEiN“ und individuell durchzuführender Analysen verwiesen werden.

5.1.2 Determinanten der Netzauslegung

5.1.2.1 Leitungs-Netzebenen

Die Auslegung der Leitungs-Netzebenen (7: Niederspannung; 5: Mittelspannung; 3: Hochspannung; 1: Höchstspannung) wird im Wesentlichen von der Verteilung der Netzanschlüsse

determiniert. Dabei wird der Leitungsbedarf massgeblich von der zwischen den Netzanschlüssen zu überwindenden Distanz bestimmt.

Demgegenüber hat die an den Netzanschlüssen entnommene oder eingespeiste Leistung erst in zweiter Linie Einfluss auf den Leitungsbedarf in Verteilnetzen (Netzebenen 5-7). Dies liegt daran, dass die zur Verbindung der Netzanschlüsse errichteten Anlagen immer bereits eine Mindestkapazität aufweisen, die in der Regel auch den jeweils zu erfüllenden Leistungsanforderungen genügt. Somit muss nur bei starken Änderungen der Versorgungsaufgabe zur Erfüllung der Leistungsanforderungen ein leistungsstärkerer und damit üblicherweise teurerer Leitungstyp als der Standardtyp verwendet oder eine Leitung als Doppel- oder Mehrfachleitung ausgeführt werden.

Das im Rahmen dieser Untersuchung angewendete Verfahren der Modellnetzanalyse unterstellt, dass – der üblichen Praxis entsprechend – auf jeder Netzebene für gleiche Funktionen einheitliche Betriebsmittel (v. a. Leitungs- und Stationstypen und -dimensionierungen) verwendet werden und das Netz vollständig neu errichtet wird („Grüne Wiese“-Ansatz). Der Einsatz von einheitlichen Betriebsmitteltypen wiederum führt dazu, dass bei starken Änderungen der Versorgungsaufgabe zur Erfüllung der Leistungsanforderungen die Anzahl der dafür benötigten Betriebsmittel (Leitungslänge, Anzahl Umspannstationen) steigt. Die Auswirkungen des Zubaus dezentraler Einspeisungen werden daher bei den nachfolgend dargestellten Ergebnissen an der Veränderung des Mengengerüsts für Leitungen (Leitungslänge) und Stationen (Anzahl Stationen) festgemacht.

5.1.2.2 Umspannebenen

Im Gegensatz zur Auslegung der Leitungs-Netzebenen wird die Auslegung der Umspannebenen (6, 4, 2) im Wesentlichen von der (zeitgleichen) Höchstleistung aller an der jeweiligen Umspannebene sowie an unterlagerte Netzebenen angeschlossenen Lasten oder Einspeisungen bestimmt. Dabei ist es unerheblich, auf wie viele Netzanschlüsse (unterhalb der jeweils betrachteten Umspannebene) sich diese Höchstleistung verteilt.

Die räumliche Verteilung der Netzanschlüsse ist prinzipiell ebenfalls für die Auslegung der Umspannebenen relevant. So erfordert die Versorgung räumlich weit auseinander liegender Netzanschlüsse u. U. eine grössere Zahl von Umspannstationen als die Versorgung räumlich konzentrierter Netzanschlüsse. In unserer Studie gehen wir jedoch davon aus, dass sich die räumliche Verteilung der Netzanschlüsse durch den Zubau dezentraler Erzeugung nicht we-

sentlich ändert, so dass es hier ausreicht, die Abhängigkeit der Dimensionierung der Umspannebenen von der Leistungsanforderung zu berücksichtigen.

5.1.3 Auswirkungen dezentraler Einspeisungen auf den Netzausbau

Zur Sicherstellung einer hinreichenden Allgemeingültigkeit der abgeleiteten Aussagen haben wir eine Bandbreite von Anlagenverteilungen (Konzentrationsgrade) betrachtet, innerhalb derer die tatsächliche Entwicklung mit grosser Wahrscheinlichkeit liegen wird, da die in der Realität auftretende geografische Verteilung von dezentralen Einspeisungen im Netz, sowohl im Hinblick auf die grossräumige Verteilung als auch innerhalb der einzelnen Netzbereiche, mit vertretbarem Aufwand derzeit nicht exakt zu erheben und darüber hinaus teilweise unbekannt ist. Bei unseren im Folgenden beschriebenen Untersuchungen betrachten wir daher einerseits zunächst den theoretischen Fall, dass die Erzeugungsanlagen vollkommen homogen über die Schweiz – jedoch unterschieden in zwei Lastdichtebetypen, die im weiteren mit „Stadt“ und „Land“ bezeichnet sind – verteilt sind, und andererseits verschiedene Fälle einer heterogenen Verteilung, d. h. dass die Erzeugungsanlagen auf ein räumlich eng begrenztes Gebiets konzentriert sind.

Der Aufteilung in die zwei Gebietstypen (Stadt, Land) wurden dabei folgende Annahmen zugrunde gelegt:

- 50% der Schweizer Einwohner wohnen in Agglomerationszonen (z. B. Zürich, Basel, Genf, Bern, Lausanne, usw.)
- Höhe der Last ist proportional zur Einwohnerzahl
- Agglomerationszonen nehmen 10% der Fläche der Schweiz ein
- Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen proportional zur Fläche der Schweiz
- Erzeugungskollektiv (Windenergieanlagen, WKK-Anlagen, Solarzellen, etc.) in beiden Gebietstypen identisch

Auf Basis dieser Annahmen leiten sich folgende Eigenschaften der beiden betrachteten Gebietstypen ab:

- Land
 - 90% der Fläche der Schweiz

- 50% der Gesamtlast der Schweiz
- 90% des Zubaus dezentraler Erzeugungsanlagen
- Stadt
 - 10% der Fläche der Schweiz
 - 50% der Gesamtlast der Schweiz
 - 10% des Zubaus dezentraler Erzeugungsanlagen

Um die dezentralen Einspeisungen heterogen über die Schweiz zu verteilen, haben wir den Konzentrationsgrad in mehreren Stufen in 10%-Schritten erhöht (der Begriff Konzentrationsgrad wird nachfolgend sinngemäss zur Beschreibung der Verdichtung von Erzeugungsanlagen verwendet; ein Konzentrationsgrad von 0% entspricht dabei einer vollständig homogenen Verteilung). Dabei wurde zunächst jeweils getrennt für die beiden Gebietstypen (Stadt, Land) das Netzgebiet anhand des jeweils betrachteten Konzentrationsgrads in zwei Gebiete aufgeteilt, in denen die Lastdichte jeweils identisch ist und die entsprechenden Lasten homogen verteilt sind. Die dezentrale Einspeisung hingegen wird vollständig auf ein Gebiet konzentriert und auf dieses wieder homogen aufgeteilt. In Bild 5.1 ist dieses Vorgehen beispielhaft für einen Konzentrationsgrad von 30% dargestellt, d. h. die Erzeugungsanlagen sind auf 70% der jeweiligen Fläche verdichtet.

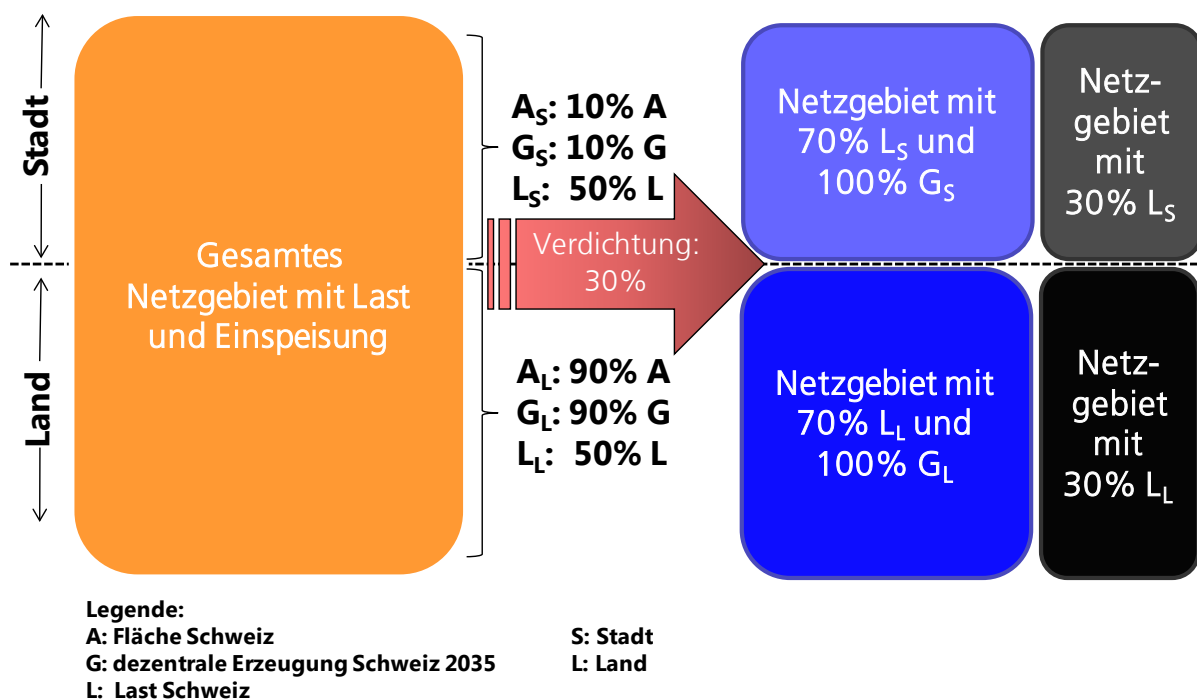


Bild 5.1: Vorgehensweise bei der Modellierung verschiedener Konzentrationsgrade; Zahlenbeispiele für einen Konzentrationsgrad von 30%

Eine heterogene Verteilung führt im Vergleich zur vollständig homogenen Verteilung dazu, dass an einige Betriebsmittel mehr Anlagen, an andere Betriebsmittel hingegen weniger oder keine Erzeugungsanlagen angeschlossen werden. Mit steigender Zahl der an eine Leitung oder Station angeschlossenen Anlagen – hier über die Grösse „Konzentrationsgrad“ abgebildet – vergrössert sich der relative Leistungsnutzen (siehe Abschnitt 4.2.4), die „sicher“ verfügbare Erzeugungsleistung steigt und die Auswirkungen auf das Netz nehmen dementsprechend zu. Im Hinblick auf die Auslegung der Leitungs- und Stationsebenen muss zunächst der kritische Belastungsfall bestimmt werden (s. Abschnitt 4.2.1). In Netzen, die nicht an ihren Spannungsgrenzen betrieben werden und in denen die maximale Erzeugungsleistung angeschlossener dezentraler Einspeisungen die Last nicht übersteigt, tritt eine netzentlastende Wirkung in Höhe der durch den Leistungsnutzen der Anlagen „sicher“ zur Verfügung stehenden Erzeugungsleistungen auf (s. Bild 5.2).

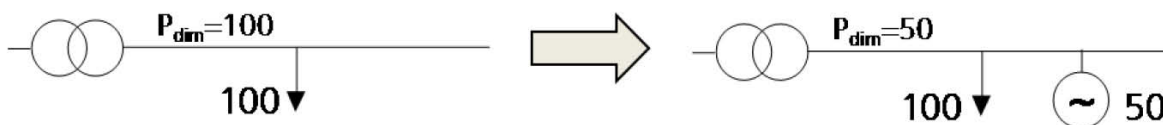


Bild 5.2: Reduktion der dimensionierungsrelevanten Höchstlast (P_{dim}) durch „sicher“ verfügbare dezentrale Erzeugungsleistung

Die daraus resultierende schwächere Netzdimensionierung führt in den Ergebnissen der Modellnetzanalyse zu einer sinkenden Leitungslänge (s. o.). Übersteigt die an ein Netz angeschlossene dezentrale Erzeugungsleistung die Höhe der Last tritt eine netzbelastende Wirkung ein, da Rückspeisungen auftreten, die dann sogar die Netzauslegung bestimmen, wenn die Erzeugungsleistung die doppelte Last überschreitet. Insgesamt kann festgehalten werden, dass je nach Verhältnis von an einen Netzbereich angeschlossener Erzeugungsleistung und Last sowohl netzent- als auch netzbelastende Wirkungen eintreten können, die bei der Betrachtung von Modellnetzen zu einer Veränderung der Netzmenge (Leitungslänge, Stationszahl) führt (s. Bild 5.3, untere Kurve).

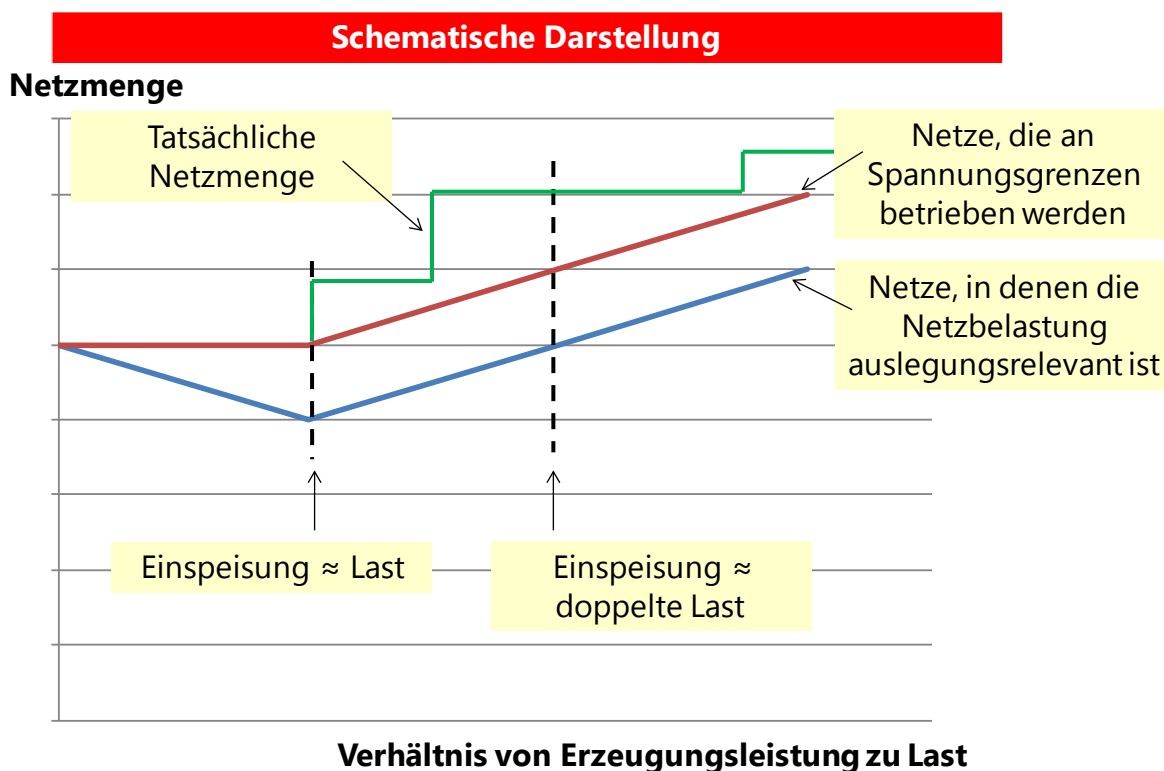


Bild 5.3: Netzmengenwirkung dezentraler Einspeisung in Abhängigkeit von Umfang und Dimensionierungsrandbedingungen

Bei den durchgeführten und im Weiteren dargestellten Untersuchungsergebnissen zu den Netzmengenveränderungen ist zu beachten, dass zunächst grundsätzlich eine Neuerrichtung des Netzes ohne bestehendes Netz („Grüne Wiese Planung“) unterstellt wird, was in der Realität allenfalls im Ausnahmefall eintritt. Daher stellen die ermittelten Ergebnisse zunächst nur je nach Konzentrationsgrad ein Maximum der Netzmengenverminderung und ein Minimum der benötigten Netzmengenerhöhung dar. Eine theoretisch eintretende Netzverschlangung wird in der Realität kurz- bis mittelfristig kaum umgesetzt werden können, da Betriebsmittel vor Erreichen ihrer Nutzungsdauergrenze nur in Ausnahmefällen ausser Betrieb genommen werden. Somit wird sich eine reale Netzmengenreduktion nur allmählich und schrittweise dem hier gezeigten theoretischen Optimum annähern. Gleiches gilt in ähnlicher Weise für die berechneten Netzmengenerhöhungen, da die in der Realität zu erwartende Mengenveränderung sprunghaft verlaufen und somit über den „Grüne Wiese“-Ergebnissen der Modellnetzanalyse liegen wird (s. Bild 5.3, treppenförmiger Verlauf). Im Anschluss an die Ergebnisse zu den einzelnen Netzebenen geben wir daher eine Einschätzung sowohl zur mindestens sich ergebenden („Grüne Wiese“) als auch zur Grössenordnung für eine realistisch zu erwartende Kostenänderung ab, bei der die Notwendigkeit berücksichtigt wird, ein bestehendes Netz vor Ablauf der technischen Nutzungsdauer an veränderte Erzeugungsstrukturen anzupassen.

In Netzen, die an ihren Spannungsgrenzen betrieben werden, können durch dezentrale Erzeugung nur netzbelastende Wirkungen auftreten (s. Bild 5.3, mittlerer Verlauf). Die mindestens benötigte Netzmenge wird durch das zulässige Spannungsband bestimmt und kann daher durch dezentrale Einspeisungen nicht weiter reduziert werden, allerdings können in diesen Netzen bereits geringe Rückspeisungen zu unzulässigen Spannungsanhebungen führen, die einen unmittelbaren Netzausbau erfordern (s. Abschnitt 4.2.1). Da wir in den Untersuchungen davon ausgehen, dass die Erzeugungsanlagen nicht mit einer aktiven Spannungsregelung ausgestattet sind, kommt es in den Untersuchungen tendenziell zu einer Überschätzung der Netzauswirkungen, wenn Spannungsgrenzen dimensionierungsrelevant sind. Dieser Effekt ist bei den hier durchgeführten Untersuchungen allerdings nur im Gebietstyp „Land“ bei sehr hohen Konzentrationsgraden und entsprechend hohen Einspeiseleistungen relevant.

Des Weiteren gehen wir davon aus, dass unter Umständen notwendige Anpassungen der Netz-Schutzkonzepte gemäss Verursacherprinzip von den Anlagenbetreibern zu tragen sind. In Deutschland, wo der Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen bereits derzeit einen Umfang

hat, bei dem die Netze vielfach verstärkt werden müssen, sind hierzu entsprechende Regelungen in die jeweiligen Anschlussrichtlinien aufgenommen worden.

5.1.4 Zusammenhang zwischen Netzausbau und Netzkosten

5.1.4.1 Leitungs-Netzebenen

Der Einfluss der Leistungsanforderungen auf die Netzkosten ist noch geringer als auf die Leitungsdimensionierung, da die Errichtungskosten einer Leitung bei weitem nicht proportional mit deren Transportkapazität steigen, sondern wegen des grossen Anteils dimensionierungsunabhängiger Kosten wie den Tiefbaukosten bei Kabelleitungen nur schwach mit der Transportkapazität anwachsen. Die Grenzkosten bei einer Neuerrichtung sind somit relativ gering. Zur Ermittlung der Grenzkosten haben wir angenommen, dass 20% (entsprechend etwa dem Anteil der reinen Kabelkosten ohne Tiefbau etc.) der Kosten von der Bemessungsleistung abhängen. Darüber hinaus haben wir den in der Realität existierenden degressiven Zusammenhang zwischen Betriebsmittelkosten und Bemessungsleistung vernachlässigt. Auf eine Abschätzung der Grössenordnung für realistisch zu erwartende Kostenänderungen, die sich bei Anpassung eines existierenden Netzes ergeben, die nicht im Rahmen von ggf. anstehenden Erneuerungsmassnahmen umgesetzt werden können, gehen wir am Schluss dieses Kapitels ein.

5.1.4.2 Umspannebenen

Aus uns vorliegenden Informationen zu Betriebsmittel-bezogenen Kosten geht hervor, dass die Kosten einer Station der Ebenen 4 und 6 im Durchschnitt nur zu rund 30% von den Kosten der Transformatoren bestimmt werden, die wiederum das wesentliche von der Umspannkapazität abhängige Kostenelement der Stationen darstellen. Daher unterstellen wir hier, dass die *Netzkosten* der gesamten Ebene 4 bzw. 6 zu 30% proportional zur gesamten Transformatorleistung sind, d. h. dass beispielsweise eine Verdoppelung der Leistungsanforderung nicht eine Verdoppelung der Kosten dieser Ebene, sondern nur eine Kostenzunahme um 30% zur Folge hätte. Dabei vernachlässigen wir die degressive Abhängigkeit der Transformatorkosten von deren Dimensionierung, so dass dieser Ansatz eher eine Überschätzung der Grenzkosten darstellt.

5.2 Ermittelte Netzmengenveränderungen je Netzebene

5.2.1 Netzebene 7

Netzebene 7 ist die Ebene der Niederspannungs-Leitungsnetze. Diese Netze sind üblicherweise durch eine einfache Netzstruktur gekennzeichnet. Häufig handelt es sich um Strahlennetze, die – insbesondere im städtischen Bereich – vereinzelt um zusätzliche Querverbindungen erweitert werden, um die Versorgungsqualität (insbesondere die Versorgungszuverlässigkeit) zu erhöhen (Bild 5.4).

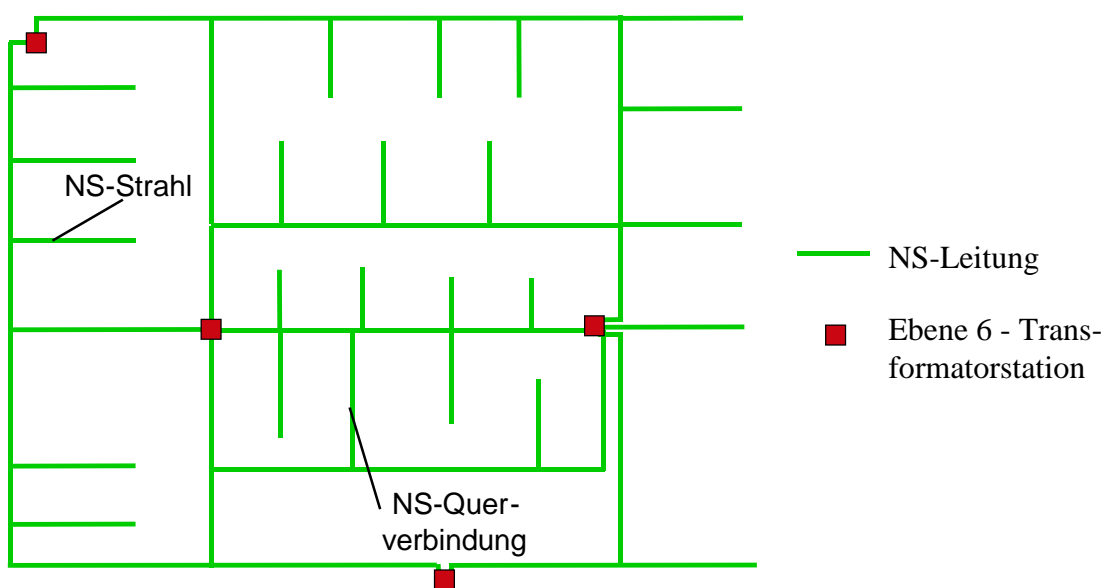


Bild 5.4: Schematische Darstellung eines Beispielnetzes der Ebene 7 (Niederspannung)

Da die Querverbindungen in Strahlennetzen hauptsächlich dazu dienen, Redundanzen für Fehlerfälle bereitzustellen, kann bei der Auslegung der Netzebene 7 im Wesentlichen jeder Strahl des Netzes für sich betrachtet werden.

An einen einzelnen Strahl der Netzebene 7 können aus Transportkapazitäts-Gründen nur Anlagen mit insgesamt geringer installierter Gesamtleistung angeschlossen werden, so dass sich pro Leitung nur vergleichsweise kleine Kollektive von Erzeugungsanlagen ergeben können. Kleine Anlagenkollektive haben jedoch gemäss unseren Ausführungen in Abschnitt 4.2.4 keinen oder nur einen geringen Leistungsnutzen, so dass sich auch keine nennenswerte Reduktion der Anforderungen an die Transportkapazität der Leitungen ergibt.

Selbst wenn der Zubau dezentraler Erzeugung in Einzelfällen zu „grösseren“ Kollektiven in der Netzebene 7 führt, die dann einen gewissen Leistungsnutzen haben, ergeben sich kaum Auswirkungen auf die Netzkosten dieser Ebene, da die kapazitätsbezogenen Grenzkosten dieser Ebene sehr gering sind und die Effekte von Einzelfällen ohnehin nur sehr geringfügig die Gesamtkosten der Ebene beeinflussen.

Betrachtet man Konzentrationsgrade von Einspeiseanlagen ab denen in Netzebene 7 dimensionsrelevante Rückspeisungen auftreten, liegt der dafür notwendige Konzentrationsgrad bei über 50%. Ab diesem Konzentrationsgrad ergibt sich eine, wenn auch nur geringfügige, Zunahme der Leitungslänge (s. Bild 5.5). Dass die Leitungslänge bei sehr grossen Konzentrationsgraden wieder leicht abnimmt, ist auf Wechselwirkungen mit der überlagerten Netzebene zurückzuführen, da die Zahl der Ortsnetzstationen (ONS) dann stark ansteigt, somit die Versorgungsradien der ONS kleiner werden und dementsprechend die Leitungslänge wieder geringer wird. In Gebieten mit vergleichsweise hoher Lastdichte (hier: Stadt) ist auch bei hohen Konzentrationsgraden keine Änderung der Netzlänge zu beobachten, da die im Vergleich zur Last geringe installierte Leistung von dezentralen Einspeisungen nicht dimensionsrelevant ist.

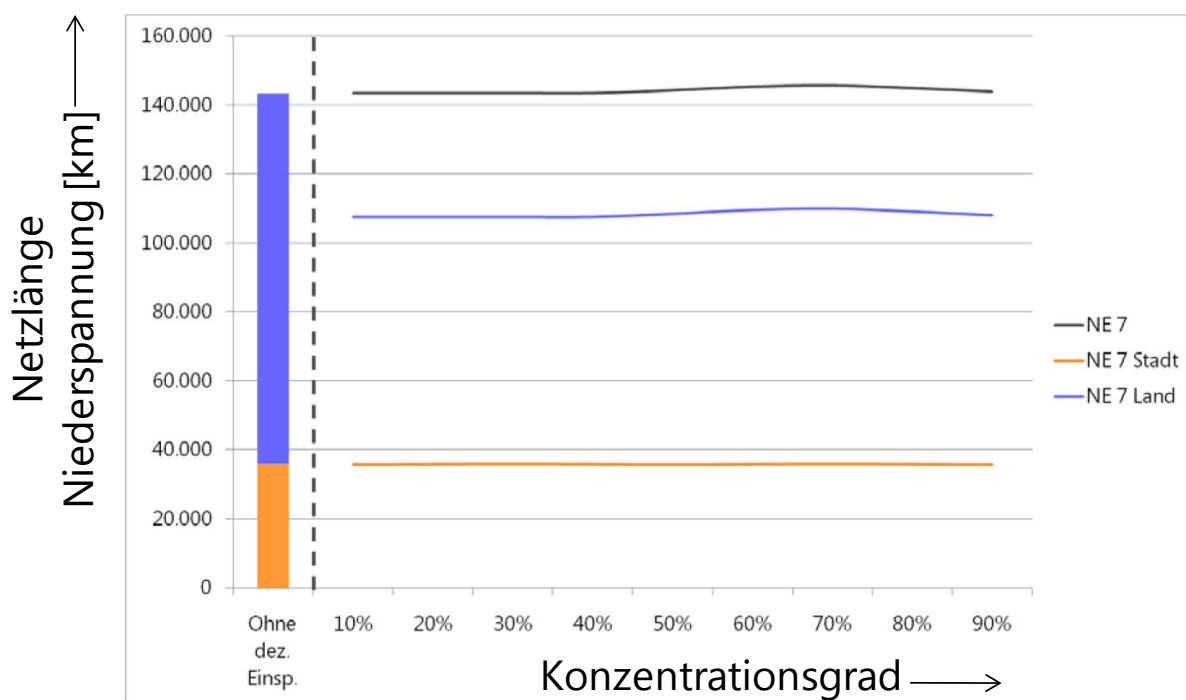


Bild 5.5: Leitungslänge der Netzebene 7 für die betrachteten Einspeiskonzentrationsvarianten

Zwischenfazit

Zusammenfassend lässt sich somit festhalten, dass der Zubau von dezentraler Erzeugung in Gebieten mit hohen Konzentrationsgraden und vergleichsweise geringen Lastdichten zu einem Netzausbau in der Netzebene 7 führt, der allerdings in einer landesweiten Betrachtung und Unterstellung eines hinreichend langsamen Zubaus („Grüne Wiese“-Planung, Auswirkungen bei schnellem Zubau s. Abschnitt 5.3.2) praktisch keine Auswirkungen auf den Netzanlagenbedarf und die Netzkosten dieser Netzebene hat.

5.2.2 Netzebene 6

Die Stationen der Netzebene 6 (Umspannebene Mittel-/Niederspannung) enthalten meist einen, in seltenen Fällen mehrere Transformatoren. Die installierte Leistung der derzeit in dieser Ebene installierten etwa 40.000 Transformatoren beträgt rechnerisch im Durchschnitt jeweils etwa 250 kVA.

Die Auslegung dieser Stationen wird im Wesentlichen von der maximal auftretenden Höchstleistung der angeschlossenen Netzkunden bestimmt (siehe Abschnitt 5.1.4.2). Somit ist hier zu untersuchen, welchen Einfluss der Zubau dezentraler Erzeugung auf die aus der Ebene 6 entnommene Höchstleistung hat und ab welchem Zeitpunkt Rückspeisungen aus dezentraler Erzeugung dimensionierungsrelevant werden. Hierzu betrachten wir – wie zu Beginn dieses Kapitels erläutert – mehrere Konzentrationsgrade der Verteilung von dezentralen Erzeugungsanlagen.

Wie in Abschnitt 3.2 diskutiert, gehen wir davon aus, dass an die Netzebenen 6 und 7 nur Erzeugungsanlagen mit vergleichsweise geringer installierter Leistung von bis zu wenigen hundert kW angeschlossen werden. Gemäss der angenommenen Erzeugungskollektivzahlen (s. Abschnitt 3.2) sind in den Netzebenen 6 gut 4.500 und in 7 rund 71.200 Anlagen angeschlossen, so dass bei homogener Verteilung auf die gesamte Schweiz knapp 2 Anlagen im Bereich eines Ortsnetztransformators angeschlossen sind. Wenige einzelne Erzeugungsanlagen haben jedoch keinen Leistungsnutzen (s. Abschnitt 4.2.4), so dass sich die an den Stationen auftretende Höchstleistung hierdurch nicht ändert. Bei Berücksichtigung der Unterteilung in die Gebietstypen „Stadt“ und „Land“ sind im ländlichen Gebiet deutlich mehr Erzeugungsanlagen im Bereich eines Ortsnetztransformators angeschlossen, so dass sich hier bereits bei niedrigen Konzentrationsgraden ein gewisser Leistungsnutzen ergibt. Als Folge der damit

verbundenen entlastenden Wirkung sinkt die Zahl der insgesamt benötigten Ortsnetzstationen. Dies gilt hier für Konzentrationsgrade bis zu ca. 40% (s. Bild 5.6).

Nimmt man hingegen an, dass alle dezentralen Erzeugungsanlagen dichter konzentriert errichtet werden, so sind zwar weniger Stationen hiervon „betroffen“, in den Versorgungsgebieten dieser betroffenen Stationen befindet sich dann aber jeweils eine grössere Anzahl von Erzeugungsanlagen. Ab einem Konzentrationsgrad von etwa 50% stellen die dann auftretenden Rückspeisungen jedoch den dimensionierungsrelevanten Belastungsfall dar, so dass die Summe der in Netzebene 6 installierten Umspannleistung erhöht werden müsste (s. Bild 5.6).

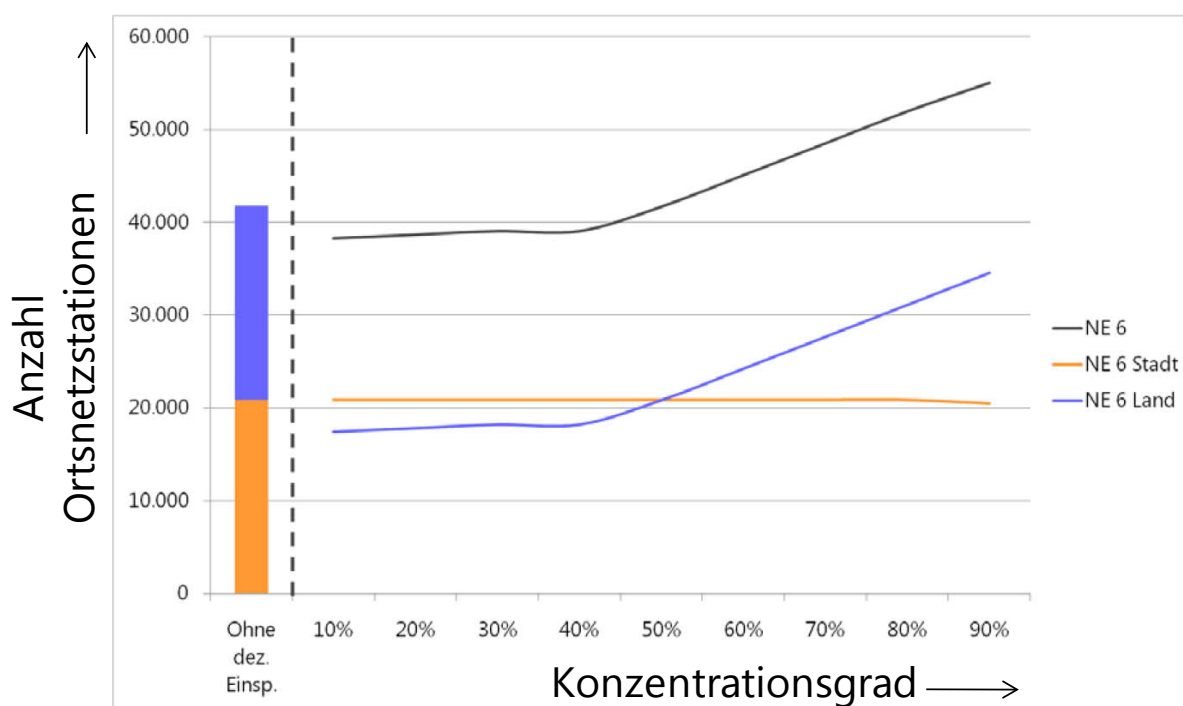


Bild 5.6: Stationszahl der Netzebene 6 für die betrachteten Einspeiskonzentrationszenarien

Zwischenfazit

Es zeigt sich, dass der Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen in Gebieten mit hoher Lastdichte äusserst geringe bis vernachlässigbare Auswirkungen auf die Netzmenge der Ebene 6 hat, da in diesen Fällen der Leistungsnutzen sehr gering und die Wirkung auf die Netzdimensionierung entsprechend klein ist. In Gebieten mit geringer Lastdichte und räumlich sehr dicht konzentrierter Errichtung dezentraler Erzeugungsanlagen ergeben sich durchaus nennenswerte netzbelastende Wirkungen, die bei einer landesweiten Betrachtung insgesamt zu einem Zu-

wachs der installierten Transformatorkapazität im zweistelligen Prozentbereich führen können.

5.2.3 Netzebene 5

Netzebene 5 ist die Ebene der Mittelspannungs-Leitungsnetze (MS-Leitungsnetze). Diese Netze werden häufig als offen betriebene Ring- oder Strangnetze, teilweise – hauptsächlich im ländlichen Bereich – auch als Strahlennetze errichtet. Somit wird in dieser Netzebene, ähnlich wie in Netzebene 7, im Wesentlichen jeder Strahl des Netzes für sich dimensioniert. Die Gesamtzahl der MS-Netzstrahlen in der Schweiz schätzen wir auf derzeit ca. 5.300, ausgehend von der installierten Mittelspannungsleitungslänge von ca. 80.000 km und unter der groben Annahme, dass die MS-Netzstrahlen im Durchschnitt rund 15 km lang sind.

Die Netze der Ebene 5 dienen einerseits der Versorgung der direkt an diese Ebene angeschlossenen Verbraucher bzw. dem Abtransport der Energie der angeschlossenen Erzeugungsanlagen, und andererseits der Versorgung oder „Entsorgung“ der unterlagerten Ebenen. Unserer Abschätzung nach resultieren im Schweiz-weiten Durchschnitt ca. 35% der Belastung der Ebene 5 aus der Versorgung der direkt angeschlossenen Verbraucher und 65% aus der Versorgung von Verbrauchern mit Anschluss an die Ebenen 6 und 7.

Sind im betrachteten Szenario alle in den Netzebenen 5-7 angeschlossenen dezentralen Erzeugungsanlagen (ca. 77.000 Anlagen) gleichmässig über die Schweiz verteilt, so sind ca. 14 Erzeugungsanlagen mit einer durchschnittlichen Leistung von jeweils etwa 80 kW an jeden Netzstrahl angeschlossen, was zu einer angeschlossenen Erzeugungsleistung von ca. 1,2 MW führt. Wie wir in Abschnitt 4.2.3 diskutiert haben, steht einerseits zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast nur ein Teil der installierten Erzeugungsleistung zur Verfügung, andererseits reduziert der Leistungsnutzen die Erzeugungsleistung noch zusätzlich. Ein Kollektiv von 14 Anlagen weist einen relativen Leistungsnutzen von etwa 50% auf. Die Berechnungen zeigen, dass in Abhängigkeit des Konzentrationsgrades die Leitungslänge zunächst theoretisch leicht reduziert werden könnte, ab einem Konzentrationsgrad von 50% jedoch davon ausgegangen werden muss, dass zusätzliche Leitungskapazität benötigt wird (s. Bild 5.7). Der bei sehr hohen Konzentrationsgraden rückläufige Leitungsbedarf muss analog zu Netzebene 7 in Zusammenhang mit der überlagerten Umspannebene gesehen werden, da in diesem Fall die Zahl der Umspannwerke durch die Leistungsanforderungen ebenfalls stark gestiegen ist und

somit die Versorgungsradien und dementsprechend auch die Leistungslänge der unterlagerten Netzebene 5 wieder abnehmen.

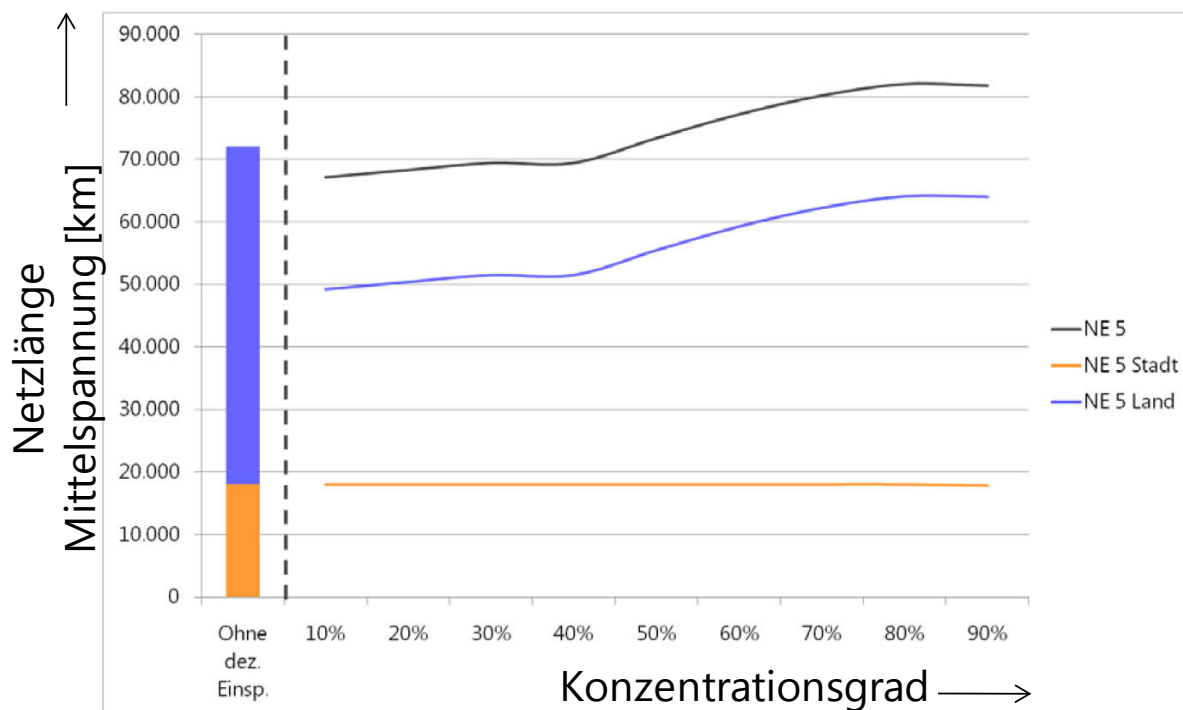


Bild 5.7: Leitungslänge der Netzebene 5 für die betrachteten Einspeiskonzentrationszenarien

Zwischenfazit

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass zwar in Einzelfällen die in den Netzen der Ebene 5 auftretenden Höchstbelastungen der Betriebsmittel durch den Zubau dezentraler Erzeugung abnehmen können, dass dies jedoch bei einer landesweiten Betrachtung insbesondere in Anbetracht des geringen Anteils übertragungskapazitätsbezogener Grenzkosten zu keiner nennenswerten Reduktion der ebenenbezogenen Netzkosten führt. Vielmehr ist bei realistisch zu erwartenden Konzentrationsgraden mit einem deutlichen Bedarf für Netzverstärkungen aufgrund vermehrt auftretender dimensionierungsrelevanter Rückspeisungen zu rechnen.

5.2.4 Netzebene 4

Die Stationen der Netzebene 4 (Umspannebene Hoch-/Mittelspannung) sind üblicherweise redundant aufgebaut. Insbesondere sind in jeder Station üblicherweise mindestens 2 Trans-

formatoren installiert, die zur Gewährleistung der (n-1)-Sicherheit im Normalbetrieb jeweils nur zu rund 50% ausgelastet werden. Insgesamt gibt es auf dieser Ebene in der Schweiz derzeit ca. 250 Stationen, in denen im Durchschnitt jeweils 2 Transformatoren mit einer Leistung von durchschnittlich jeweils ca. 40 MVA installiert sind.

Sind alle in den Netzebenen 4-7 angeschlossenen dezentralen Erzeugungsanlagen (ca. 76.800 Anlagen) gleichmässig über die Schweiz verteilt, so sind gut 300 Erzeugungsanlagen mit einer installierten Erzeugungsleistung von insgesamt etwa 26 MW an jede Station der Ebene 4 angeschlossen. Unter Berücksichtigung der Einsatzcharakteristik aufgrund dargebotsabhängiger Energieträger, technischer Verfügbarkeit und des Leistungsnutzens ergibt sich der in Bild 5.8 dargestellte Bedarf an installierter Transformatorleistung in Abhängigkeit vom Konzentrationsgrad der Erzeugungsanlagen.

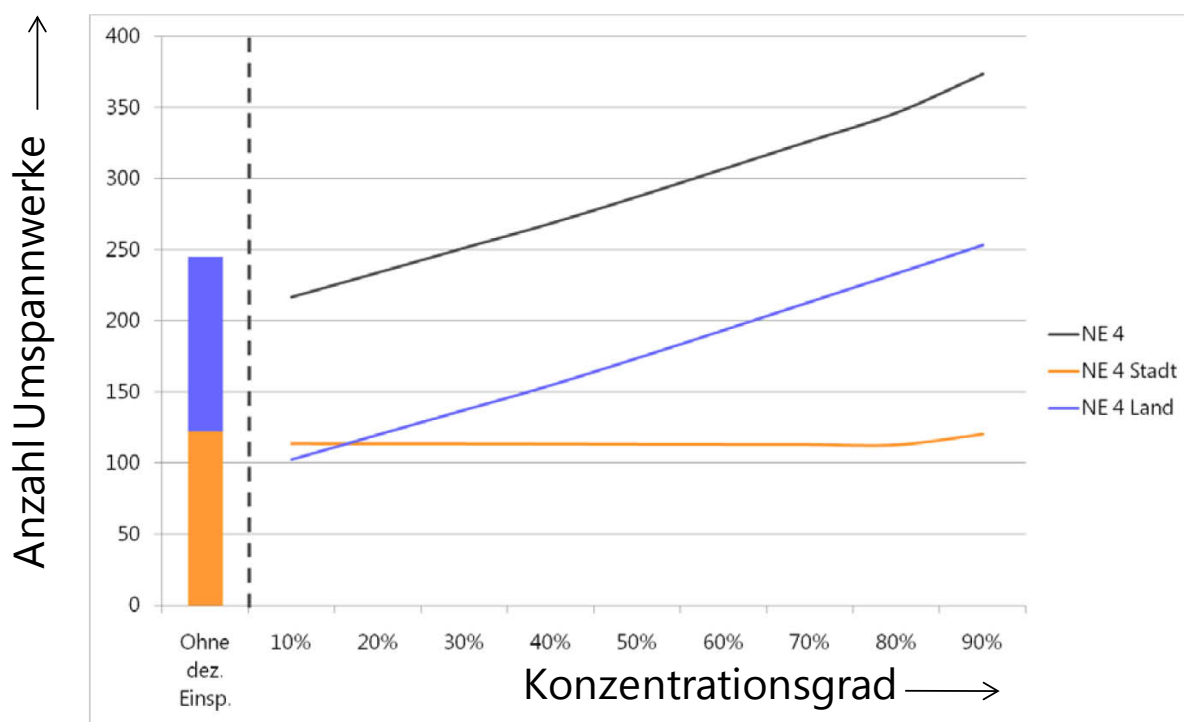


Bild 5.8: Stationszahl der Netzebene 4 für die betrachteten Einspeiskonzentrationszenarien

Hierbei fällt auf, dass bereits bei geringen Konzentrationsgraden eine netzbelastende Wirkung auftritt. Vor allem in Gebieten mit geringerer Lastdichte kann ein Zubau von dezentralen Einspeisungen allein aufgrund der in unterlagerten Netzen angeschlossenen Vielzahl von Anlagen Rückspeisungen hervorrufen, die vor allem in ländlich strukturierten Gebieten schnell zu unzulässigen Spannungsüberhöhungen und damit zur Notwendigkeit für Netzaus-

baumassnahmen führen. Die Ergebnisse zeigen aber auch, dass dieser Effekt bei hohen Konzentrationsgraden (hier: 90%) auch in städtischen Gebieten zu notwendigem Netzausbau führen kann, die aber aus derzeitiger Sicht im Landesdurchschnitt, wie es diese Betrachtung unterstellt, so nicht zu erwarten sind. In einzelnen Fällen kann es lokal aber sehr wohl zu Überschreitungen der hier betrachteten Bandbreite kommen, so dass nennenswerte Netzverstärkungen erforderlich werden können.

Zwischenfazit

Zusammenfassend lässt sich demnach festhalten, dass der Zubau dezentraler Erzeugung bei der Betrachtung der hier untersuchten Einspeiskonzentrationsszenarien nennenswerte Auswirkungen auf die Netzdimensionierung der Netzebene 4 haben kann. Bereits bei geringeren als den realistisch zu erwartenden Konzentrationsgraden ist mit nennenswertem Zubau von Umspannwerkskapazität zu rechnen

5.2.5 Netzebenen 1-3

Ob der Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen zu einer nennenswerten Veränderung der Lastflusssituation im Höchst- und Hochspannungsnetz führt, hängt entscheidend von der grossräumigen geografischen Verteilung der dezentralen Einspeisungen ab. Die Entwicklung der dezentralen Erzeugung ist allerdings nur ein Aspekt, der bei der Entwicklung der Netze dieser Ebenen zu beachten ist. Zusätzlich (und aus derzeitiger Sicht bedeutender) sind u.a. die Anforderungen aus dem Bereich der Grosskraftwerke wie auch aus zukünftig eher zunehmenden internationalen Stromtransporten.

Prinzipiell sind zwei Stufen von Auswirkungen denkbar. In der ersten Stufe kann ein gewisser Teil der Last unterlagerter Spannungsebenen durch dezentrale Einspeisungen gedeckt werden, was die Leistungsbezüge aus den Hoch- und Höchstspannungsnetzen reduziert. Dadurch können derzeit in der Schweiz teilweise existente lokale Engpässe zur Lastdeckung tendenziell entlastet werden. Je nach örtlicher Konzentration und Höhe der Einspeisungen kann es in einer zweiten Stufe zu Rückspeisungen und einem unter Umständen damit verbundenen „grossräumigen“ Leistungstransport kommen, der insbesondere bei in lastschwachen Gebieten entsprechend schlank dimensionierten Netzen einen lokalen Netzausbau erforderlich machen kann.

Zudem stellt sich aus Sicht des Übertragungsnetzes die Frage, ob der Zubau dezentraler Erzeugung zu einer Verdrängung von Grosskraftwerken führt. Sollte dies der Fall sein, entfallen die für die Spannungshaltung im Übertragungsnetz relevanten Blindleistungsquellen, wodurch je nach Umfang des Grosskraftwerksrückbaus zur Sicherstellung der Spannungshaltung alternative Blindleistungsquellen, z. B. Kompensationsanlagen, geschaffen werden müssen. Da in den dieser Studie zugrunde liegenden „Energieperspektiven 2035“ hierzu keine näheren Angaben existieren und wir zudem davon ausgehen, dass die gesamtwirtschaftliche Kostewirkung einer veränderten Blindleistungsbereitstellung vergleichsweise gering ist, wird dieser Aspekt im Folgenden nicht weiter quantifiziert.

Zwischenfazit

Es bleibt festzuhalten, dass die Auslegung der Höchstspannungsebene von dezentralen Einspeisungen im Wesentlichen unbeeinflusst ist. Je nach örtlicher Konzentration und Höhe der Einspeisungen insbesondere bei in lastschwachen Gebieten entsprechend dimensionierten Netzen kann in Hochspannungsnetzen ein lokaler Netzausbau erforderlich sein.

In Anbetracht des geringen Anteils der Hoch- und Höchstspannungsnetzkosten an den Gesamtnetzkosten (ca. 10 %) sind die gesamtwirtschaftlichen Folgen einer etwaigen Kostenzunahme im Hoch- und Höchstspannungsnetz jedoch gering.

5.3 Auswirkungen der Netzmengenveränderungen auf Netzkosten

Grundlage der Berechnung der Netzkostenveränderungen sind die mittels Modellnetzanalyse bestimmten Netzmengengerüste (Leitungslängen, Zahl der Umspannstationen). Grundsätzlich wird davon ausgegangen, dass die auf diese Assets bezogenen Netzkosten direkt proportional zur Netzmenge sind, so dass die entsprechenden Netzkosten (und deren Änderungen) direkt aus den Netzmengengerüsten (bzw. deren Änderungen) berechnet werden können. Dabei wurde die Annahme zugrunde gelegt, dass das Verhältnis der Asset-bezogenen Netzkosten zu Overhead-Kosten 80% zu 20% beträgt. Das bedeutet, dass die mittels Modellnetzanalyse abgeschätzten Kostenänderungen sich zu 80% auf die – für Netzentgeltberechnungen relevanten – gesamten Netzkosten auswirken. Darüber hinaus wirken die ermittelten Netzmengenveränderungen der Netzebenen 4-7 nur auf 80% der gesamten Netzkosten, da auf die Netzebenen 1-3 etwa 20% der Netzkosten entfallen.

Die Netzberechnungen haben gezeigt, dass bei einer gleichmässigen Verteilung der Erzeugungsanlagen (theoretischer Fall) die Netze geringfügig entlastet werden können. Im Einzelfall kann hierdurch punktuell ein Rückbau durchgeführt oder eine Ausbaumassnahme aufgeschoben werden, wodurch zumindest theoretisch geringfügige Netzkostenreduktionen möglich wären. Bei realitätsnaher räumlich konzentrierter Verteilung der Erzeugungsanlagen (ab einem Konzentrationsgrad von ca. 50%) sind in allen Netzebenen Netzausbauten erforderlich, jedoch je nach Netzebene in unterschiedlichem Ausmass. Insgesamt ist somit zu erwarten, dass kostensteigernde Effekte bezogen auf die gesamte Schweiz auftreten werden.

In welcher Grössenordnung diese Kostensteigerungen zu erwarten sind, hängt von mehreren Faktoren ab. Einen wesentlichen Effekt stellt, wie die Untersuchungen zeigen, die räumliche Konzentration von dezentralen Einspeisungen dar. Darüber hinaus hängt die Zunahme der Netzkosten von der Geschwindigkeit des Zubaus der dezentralen Erzeugung und der Korrelation dieser mit der ohnehin erforderlichen Erneuerung des bestehenden Netzes ab. Bei einem langsamen Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen können die je nach Konzentrationsgrad notwendigen Netzverstärkungen im Zuge der altersbedingten Erneuerung erfolgen. Primär entstehen Mehrkosten in den Umspannebenen (Netzebenen 4 und 6) für zusätzliche Transformator Kapazität, während Leitungen im Rahmen des Ersatzes an die geänderten Leistungsanforderungen angepasst werden können und die Mehrkosten somit aufgrund der niedrigen leistungsbezogenen Grenzkosten dann gering sind.

Bei schnellem Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen werden unabhängig von der Erneuerung Netzverstärkungen erforderlich sein, so dass mit grösseren Zusatzkosten zu rechnen ist. Im Folgenden möchten wir die unterschiedliche Wirkung der „Zubaugeschwindigkeit“ auf die Netzkosten anhand von beispielhaften Modellrechnungen quantifizieren.

5.3.1 Auswirkungen bei langsamem Zubau („Grüne Wiese“-Planung)

Auf Basis bisheriger Erfahrungen mit dem Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen halten die Autoren die Annahme für plausibel, dass sich die Standorte der Erzeugungsanlagen in der Schweiz auf rund 30% der von den Verteilnetzen versorgten Fläche konzentrieren³ (Konzent-

³ In einigen Netzgebieten können lokal durchaus höhere räumliche Konzentrationen dezentraler Einspeisungen auftreten, während in anderen Teilen auch deutlich geringere Konzentrationen entstehen werden. An dieser

rationsgrad 70%). In städtischen Gebieten wird gemäss den Untersuchungsergebnissen bei diesem Konzentrationsgrad die Netzdimensionierung nicht beeinflusst, in ländlichen Gebieten steigen die Netzmengen insbesondere in den Umspannebenen (Netzebenen 4 und 6) deutlich an (s. Abschnitte 5.2.2 und 5.2.4). Nimmt man nun an, dass der Zubau der dezentralen Erzeugungsanlagen so langsam erfolgt, dass etwaige Netzverstärkungen/-umstrukturierungen vollständig im Rahmen von Erneuerungsmassnahmen umgesetzt werden, steigen die jeweiligen Kosten je Netzebene in geringerem Masse als die Netzmenge. Dies ist darauf zurückzuführen, dass ein Teil der durchzuführenden Massnahmen durch einen Teilaustausch, z. B. Austausch eines Transformators und Ersatz durch einen Transformator mit höherer Bemessungsleistung, erfolgen kann, der entsprechend geringere Kosten aufweist als der zur Mengenveränderung proportionale Zubau zusätzlicher Anlagen.

Unter Berücksichtigung der jeweiligen Anteile der Netzebenen an den Netzkosten führen die Netzverstärkungen bei langsamem Zubau der dezentralen Erzeugung zu einer Zunahme der direkten Netzkosten der Netzebenen 4-7 von ca. 1-2%. Dies setzt allerdings voraus, dass die Netzveränderungen im Rahmen einer vollständigen Netzerneuerung (durchschnittliche Lebensdauer der Netze üblicherweise zwischen 40 und 60 Jahren) erfolgen kann.

5.3.2 Auswirkungen bei schnellem Zubau

Die im vorangegangenen Abschnitt aufgezeigten Netzkostenveränderungen basieren auf der Annahme einer „Grüne Wiese“-Planung (vollständige Netzerneuerung), die in der Realität nicht flächendeckend eintreten dürfte, und stellen somit eine untere Grenze der zu erwartenden Kostensteigerung dar. Wahrscheinlicher ist es allerdings, dass der Zubau dezentraler Einspeisungen so zügig erfolgt, dass ein Teil der Netze vor Erreichen der technischen Nutzungsdauer ausgebaut werden muss. Eine Abschätzung zu einer realistischeren Kostenwirkung möchten wir daher im Folgenden anhand einer Beispielrechnung treffen.

Unterstellt man, dass der Zubau der hier betrachteten dezentralen Erzeugungsanlagen gleichmässig innerhalb von 25 Jahren erfolgt, was dem Zeitraum zwischen heute und dem in den „Energieperspektiven 2035“ betrachtetem Zeitpunkt entspricht, und die durchschnittliche

Stelle soll jedoch von einer durchschnittlichen, für die ganze Schweiz zutreffenden Konzentration ausgegangen werden.

Lebensdauer der Netze 50 Jahre beträgt (was unseres Erachtens ein typischer Wert für die durchschnittliche technische Nutzungsdauer von Betriebsmitteln in Verteilungsnetzen ist), würde im Gegensatz zur vorangegangenen Beispielrechnung bei Annahme einer homogenen Altersstruktur der Betriebsmittel nur noch die Hälfte des Netzbestands parallel zum Zubau der dezentralen Erzeugung erneuert. Wie im vorangegangenen Abschnitt gehen wir davon aus, dass sich die Standorte der Erzeugungsanlagen in der Schweiz auf rund 30% der von den Verteilnetzen versorgten Fläche konzentrieren (s. o.).

Da die Hälfte der notwendigen Verstärkungsmassnahmen an Mittel- und Niederspannungsleitungen (Netzebene 5 und 7) im Zuge altersbedingter Erneuerung vorgenommen werden können und der zusätzliche Leitungsbedarf insgesamt weniger als 15% beträgt, fällt die Kostenwirkung dieses Anteils insgesamt sehr gering aus. Die andere Hälfte der Leitungen müsste jedoch vorzeitig (vor Erreichen der technischen Nutzungsdauer) verstärkt oder erneuert werden, was in den betroffenen Netzbereichen zu einer Verdopplung der mit der Errichtung verbundenen Netzkosten führt, da die zu verstärkenden Betriebsmittel durchschnittlich erst die Hälfte ihrer zu erwartenden Lebensdauer erreicht haben und somit der Restwert in der Grössenordnung von 50% liegt.

Die Verstärkung der Netzebenen 6 und 4 erfolgt immer durch Zubau weiterer Stationen und somit unabhängig vom Alter der bestehenden Stationen, damit entspricht die Zunahme der Netzkosten in diesen Ebenen dem vorangegangenen Beispiel (Abschnitt 5.3.1).

Insgesamt würde dies zu einer Zunahme der direkten Netzkosten der Netzebenen 4-7 von 10-15% führen. Eine noch stärkere zeitliche Konzentration des Zubaus dezentraler Erzeugungsanlagen würde dazu führen, dass noch weniger Verstärkungsmassnahmen im Rahmen der altersbedingten Erneuerung vorgenommen werden könnten, was gemäss obiger Beispielrechnung in einem entsprechend grösseren Teil des Leitungsnetzes zu einer „lokalen“ Verdopplung der mit der Errichtung verbundenen Netzkosten führt. Würde der vollständige Zubau der hier betrachteten dezentralen Erzeugungsanlagen innerhalb von z.B. nur 10 Jahren erfolgen, läge die Zunahme der direkten Netzkosten der Netzebenen 4-7 im deutlich zweistelligen Prozentbereich, aber weit unterhalb von 50%.

Hierbei ist jedoch zu beachten, dass die Netzkosten nur knapp 50% der Netztarife (s. Anhang D) und die direkten mit der Errichtung von Betriebsmitteln verbundenen Netzkosten der Netzebenen 4-7 wiederum nur einen Teil der gesamten Netzkosten ausmachen (s. Abschnitt 5.3), so dass sich die ermittelten prozentualen Netzkostensteigerungen dement-

sprechend geringer auf die Strombezugskosten eines Niederspannungs-Endkunden auswirken. Eine Zunahme der direkten Netzkosten der Netzebenen 4-7 von 10-15% (s.o.) würde dementsprechend zu einer Erhöhung des heutigen (2009) Verbraucherstrompreises um etwa 5% führen, was einer Steigerung von rund 1 Rp./kWh entspricht. Darüber hinaus können sich tarifrelevante Veränderungen bei der Kostenwälzung aufgrund geänderter Leistungs- und Energiebezüge ergeben, die in der hier dargestellten Berechnung nicht berücksichtigt sind, auf die aber in Kapitel 7 genauer eingegangen wird.

5.4 Auswirkungen auf Netzverluste

Dezentrale Einspeisungen führen prinzipiell dazu, dass ein Teil des Leistungsbedarfs lastnah erzeugt wird und so Leistungsbezüge aus überlagerten Spannungsebenen geringer ausfallen können. Derartige Leistungsflussänderungen wirken auf die Höhe der Netzverluste, die je nach Korrelation von Last und Erzeugung am Netzanschlusspunkt und je nach Korrelation der Last- und Erzeugungsprofile steigen oder sinken können. Diese beiden Fälle (Verluststeigerungen und -senkungen) sind schematisch in Bild 5.9 skizziert.

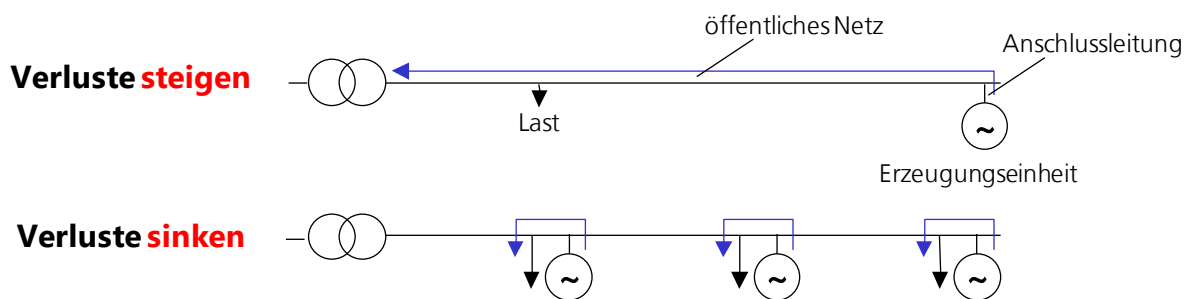


Bild 5.9: Auswirkungen dezentraler Einspeisung auf Netzverluste in Abhängigkeit der Positionierung

Zur Analyse der Auswirkungen dezentraler Einspeisungen haben wir die Verluste je Netzebene in Abhängigkeit vom Konzentrationsgrad für die Netzebenen 4-7 bestimmt. Die Ergebnisse zeigen, dass die Netzverluste bei geringen Konzentrationsgraden durch reduzierte Energiebezüge aus überlagerten Spannungsebenen sinken, hingegen bei hohen Konzentrationsgraden aufgrund von Rückspeisungen zunehmen können. Aufgrund uneinheitlicher Konzentration von dezentralen Einspeisungen sind lokal Verlustmehrungen als auch -senkungen wahrscheinlich, so dass es zu „Aufhebungseffekten“ kommt. Da der Anteil der Kosten zur Verlustenergiebeschaffung an den Netzkosten typischerweise nur etwa 5-10% beträgt, ist zu erwarten,

dass die durch Verluständerungen verursachten Verbraucherstrompreisänderungen unter 1% liegen werden.

Zudem können in den Netzebenen 1-3 zusätzlich Verluststeigerungen auftreten, sofern die dezentralen Erzeuger lastfern errichtet werden und hierdurch möglicherweise weiträumige Leistungstransporte entstehen. Da aber die Verluste der Netzebenen 1-3 einen noch geringeren Anteil an den Netzkosten eines Endverbrauchers aufweisen als die der Ebenen 4-7, ist hier ebenfalls nicht mit nennenswerten Auswirkungen auf den Verbraucherstrompreis zu rechnen.

5.5 Zusammenfassung und Bewertung

Die Untersuchungen haben gezeigt, dass je nach räumlicher Konzentration der dezentralen Einspeisungen sowohl Netzkostenreduktionen als auch Netzkostensteigerungen auftreten können. Ob und inwieweit ein Netzausbau durch den Zubau dezentraler Einspeisungen erforderlich wird, hängt vom Umfang der dezentralen Erzeugungen insgesamt (hier zugrunde gelegt: Energieperspektiven 2035, Szenario III, Angebotsvariante D+E), vor allem aber auch von der räumlichen Verteilung der Einspeisungen in den betroffenen Netzbereichen ab.

Bei gleichmässiger Verteilung der Erzeugungsanlagen kann sich eine geringfügige Entlastung der Netze ergeben, die im Einzelfall durch Rückbau oder durch Aufschub von Ausbaumassnahmen zu einer geringfügigen Netzkostenreduktion führen kann. Bei räumlich konzentrierter Verteilung der Erzeugungsanlagen (in unseren Untersuchungen ab einem Konzentrationsgrad von ca. 50%) sind hingegen in der Regel Netzausbauten oder -verstärkungen erforderlich, die zu entsprechenden Mehrkosten führen.

Auf Basis bisheriger Erfahrungen mit dem Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen halten die Autoren die Annahme für plausibel, dass sich die Standorte der Erzeugungsanlagen in der Schweiz auf rund 30% der von den Verteilungsnetzen versorgten Fläche konzentrieren. Bei dieser räumlichen Verteilung sind im Saldo Netzkostensteigerungen zu erwarten, die bei vollständigem Zubau der Anlagen bis 2035 bezogen auf die gesamte Schweiz in der Grössenordnung von ca. 10% der tarifrelevanten Netzkosten liegen dürften. Da die Netzkosten jedoch nur einen Teil des Verbraucherstrompreises ausmachen, würde sich der heutige (2009) Verbraucherstrompreis durch eine solche Netzkostensteigerung um etwa 5% erhöhen, was einer Steigerung von rund 1 Rp./kWh entspricht.

Hierbei ist allerdings zu beachten, dass bei einzelnen Netzbetreibern durch lokale Konzentration von dezentralen Einspeisungen durchaus Netzkostensteigerungen auftreten können, die deutlich über den genannten Werten liegen.

Sollte der Zubau der dezentralen Erzeugungen in geringerem Umfang erfolgen, als in dem hier zugrunde gelegten Szenario, so fallen die Kostenzunahmen ebenfalls geringer aus. Bei geringem Zubau dezentraler Erzeugungsleistung ist ein Netzausbau allenfalls in einzelnen Fällen lokal erforderlich. Die Grenze des Zubaus, ab denen Netzverstärkungen erforderlich sind, hängt massgeblich von der Zusammensetzung des Erzeugungskollektivs (und hier insbesondere von der Höhe der Erzeugungsleistung der einzelnen Anlagen und damit der Anschlussspannungsebene) ab und ist je nach Netzebene verschieden. In grober Näherung kann man jedoch davon ausgehen, dass ein Zubau bis zu etwa 40% der in dem hier betrachteten Szenario „Energieperspektiven 2035, Szenario III, Angebotsvariante D+E“ prognostizierten Erzeugungsleistung ohne nennenswerte Mehrkosten im Netz möglich ist. Darüber hinaus können die Mehrkosten näherungsweise linear interpoliert werden.

Im Hinblick auf die Netzverluste ist zu erwarten, dass aufgrund uneinheitlicher Konzentration von dezentralen Einspeisungen ortsabhängig Verlustzunahmen als auch -senkungen entstehen, die sich weitgehend kompensieren. Da der Anteil der Kosten zur Verlustenergiebeschaffung an den Netzkosten typischerweise nur etwa 5-10% beträgt, ist zu erwarten, dass die durch Verluständerungen verursachten Verbraucherstrompreisänderungen unter 1% liegen werden.

6 Auswirkungen auf Regelleistung und Regelenergie

6.1 Überblick

Im Rahmen ihrer Systemverantwortung erbringen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) verschiedene Systemdienstleistungen, die unverzichtbar für den stabilen Stromnetzbetrieb und damit für die Versorgungssicherheit auf nationaler wie internationaler Ebene sind. Die Frequenzhaltung, d. h. die Vorhaltung und der Einsatz von Reserve in den drei Reservequalitäten Primärregelreserve (PRR), Sekundärregelreserve (SRR) und Tertiärregelreserve (TRR), ist von diesen Systemdienstleistungen die bedeutendste. Gleichzeitig trägt die Reservevorhaltung und -erbringung in erheblichem Masse zu den Netzkosten und -tarifen der ÜNB bei.

Im Zusammenhang mit der Zunahme dezentraler Einspeisungen stellt sich die Frage, in wie weit Auswirkungen auf den Bedarf an Regelleistung und Regelenergie der drei Reservequalitäten und dementsprechend auf die Netzkosten auftreten können. Auswirkungen sind hier insbesondere durch Prognoseunsicherheiten in Bezug auf die Einspeisung dargebotsabhängiger Erzeugungsanlagen (z.B. Windenergieanlagen) zu erwarten.

Die Bestimmung des daraus resultierenden konkreten Bedarfs an Regelleistung und Regelenergie ist eine relativ komplexe Aufgabe. Es existieren jedoch anerkannte Rechenmethoden und UCTE-weit harmonisierte Vorgehensweisen, die für eine solche Berechnung herangezogen werden können. Das von uns angewandte Verfahren nach Graf/Haubrich [2, 3] ist international anerkannt und bildet bereits seit langem die Grundlage für die Reservebemessung aller deutschen ÜNB und wurde bereits mehrfach in Projekten für andere europäische Übertragungsnetzbetreiber angewendet. Daher soll es auch für die im Rahmen dieses Projekts durchzuführenden Analysen für den Reservebedarf der Schweiz eingesetzt werden. Details zur Modellgrundlagen und verwendeten Daten haben wir im Anhang dieses Berichts dokumentiert (s. Anhang B).

6.2 Ergebnisse

6.2.1 Regelleistung und -energie

Zur Bestimmung der Veränderung des Regelleistungsbedarfs in Abhängigkeit vom Umfang der dezentralen Einspeisung haben wir zunächst den gesamten Regelreservebedarf⁴ für den heutigen Erzeugungspark bestimmt. Dieser beträgt ca. 1.000 MW. Anschliessend haben wir ausgehend vom heutigen Erzeugungspark die Erzeugungsleistung dezentraler Einspeisungen für verschiedene mittlere Prognosefehler schrittweise erhöht und den sich jeweils ergebenden Regelleistungsbedarf bestimmt. Dabei haben wir das in den Energieperspektiven Szenario III, Angebotsvariante D+E für 2035 erwartete Kollektiv dezentraler Einspeisungen entsprechend ihrer Anteile am Gesamtkollektiv skaliert, so dass die relativen Anteile der Erzeugungstechnologien in jedem Betrachtungsschritt unverändert sind.

Für kleinere Leistungen dezentraler Erzeugungen (bis ca. 2.000 MW Gesamtleistung) steigt der Regelleistungsbedarf (im hier betrachteten Erzeugungspark) nur geringfügig an, da dieser durch andere Bilanzabweichungen, im Wesentlichen Ausfälle von Grosskraftwerken, determiniert wird (Bild 6.1). Bei darüber hinausgehenden Leistungen ist in Abhängigkeit vom angenommenen Prognosefehler dezentraler Einspeisungen mit teilweise deutlich steigendem Regelleistungsbedarf zu rechnen. Hierbei ist anzumerken, dass der Mehrbedarf an Regelleistung bei höheren Prognosefehlern stärker anwächst als bei geringeren.

⁴ Grundsätzlich kann, je nach Höhe der installierten Leistung dezentraler Einspeisungen und den von den Anlagen erreichten Prognosefehlern, durchaus der Umfang vorzuhaltender Primärregelreserve betroffen sein. Überschlägige Rechnungen haben jedoch ergeben, dass bei dem hier betrachteten Erzeugungsszenario und den angesetzten Prognosefehlern (gemäss [2]) gilt: $\sigma_{\text{ges}} = n^{0,5} * P * \sigma_{\text{einzel},i}$; Mit $\sigma_{\text{WEA}} = 10\%$, $\sigma_{\text{PV}} = 10\%$, $\sigma_{\text{WKK}} = 3\%$ ergibt sich im betrachteten Erzeugungsszenario eine primärregelreserverrelevante Dargebotsschwankung in der Grössenordnung von wenigen MW) die durch dezentrale Einspeisungen verursachten Leistungsschwankungen weit unterhalb der zu erwartenden Lastschwankung in Höhe von ca. 200 MW liegen und damit die dezentralen Erzeugungen im hier betrachteten Erzeugungsszenario keine Auswirkung auf die vorzuhaltende Höhe der Primärregelreserve haben. Folglich haben wir in unseren weiteren Analysen ausschliesslich die Auswirkungen auf den Bedarf an Sekundär- und Tertiärreservebedarf bestimmt.

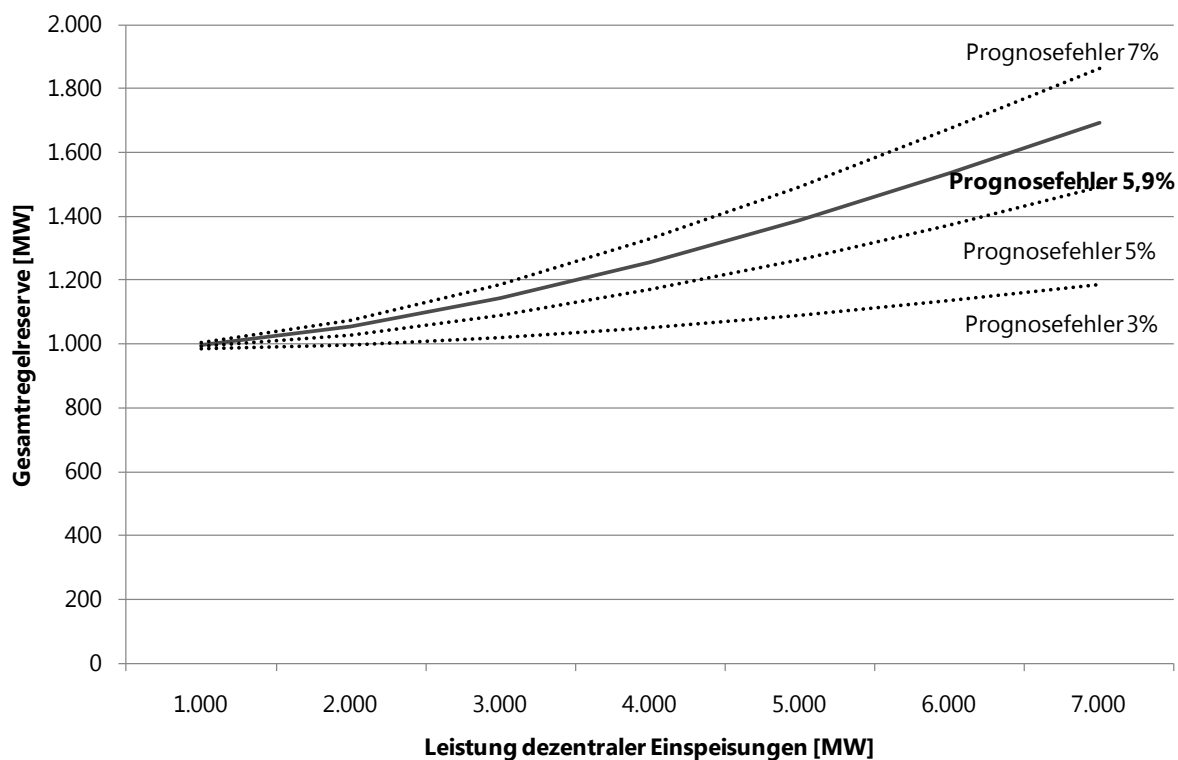


Bild 6.1: Verlauf des (positiven) Gesamtregelreservebedarfs in Abhängigkeit von Leistung und Prognosefehler dezentraler Einspeisungen

Bei einer im betrachteten Szenario im Zielzustand erwarteten dezentral installierten Erzeugungsleistung von 6.590 MW und einem leistungsgewichteten Prognosefehler dezentraler Einspeisungen von 5,9% (s. Tab. 6.1) ergibt sich gegenüber heute ein zusätzlicher positiver Regelleistungsbedarf von ca. 600 MW, was einer Steigerung um etwa 60% entspricht (s. Bild 6.2). Der direkt mit dem Regelleistungsbedarf verknüpfte Bedarf an Regelenergie würde in diesem Szenario um ca. 341.500 MWh (+68%) steigen.

Erzeugungstechnologie	Installierte Leistung [MW]	Angenommener Prognosefehler
Wärmegeführte fossile Stromerzeuger	1.652	7%
Stromgeführte fossile Stromerzeuger	1.234	3%
KWK	857	3%
PV	664	10%
WEA	1.029	10%
Biomasse	249	3%
Bio-/Klärgas	429	5%
Geothermie	306	3%
Kehricht	171	3%
Gewichteter Prognosefehler		5,9%

Tab. 6.1: Leistungen der dezentralen Einspeisungen (Energieperspektiven 2035) und angenommene Prognosefehlerwerte (Erfahrungswerte Consentec)

Darüber hinaus zeigt die Untersuchung, dass mit einer Verbesserung des Prognosefehlers, die in Anbetracht des Zielzeitpunkts 2035 durchaus zu erwarten ist, die zusätzlich aufzubringende Regelleistung gesenkt werden könnte. Da über eine realistisch erreichbare Prognoseungenauigkeit derzeit nur spekuliert werden kann, sind wir für die nachfolgend beschriebene Bestimmung der Kostenwirkung durch Regelbedarfsänderungen von heute erreichten Prognosefehlern (hier: 5,9%) ausgegangen.

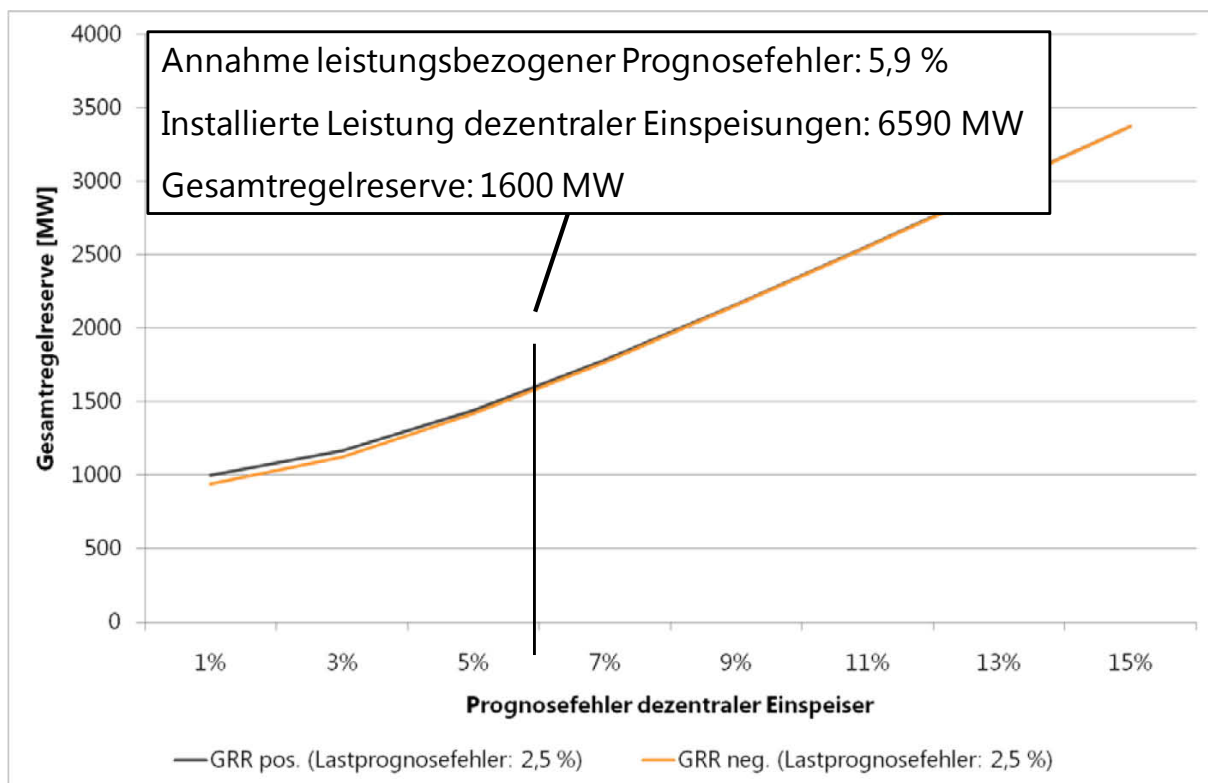


Bild 6.2: Veränderung des Gesamtregelleistungsbedarfs in Abhängigkeit vom Prognosefehler dezentraler Einspeisungen

6.2.2 Kostenwirkung

Zur Abschätzung der Kostenwirkung der durch den Zubau von dezentralen Einspeisungen verursachten Zunahme von Regelleistung und -energie haben wir für die verschiedenen Reservequalitäten derzeitige durchschnittlich erzielte Marktpreise verwendet (s. Tab. 6.1). So ergeben sich für die zusätzlich benötigte Regelleistung Mehrkosten von ca. 140 Mio. CHF/a und für den Regelenergiezuwachs Mehrkosten von etwa 70 Mio. CHF/a. Würde man diese Kosten auf den Gesamtnettojahresstromverbrauch der Schweiz (ca. 60 TWh/a) umlegen, ergäbe sich eine Steigerung des heutigen (2009) Verbraucherstrompreises um rund 0,35 Rp./kWh (ca. 1,5%).

Reservequalität	Kostenansatz (CHF/kWa bzw. CHF/MWh)
Positive Sekundärregelleistung	165
Negative Sekundärregelleistung	90
Positive Tertiärregelleistung	75
Negative Tertiärregelleistung	40
Positive Regelenergie	205
Negative Regelenergie	0

Tab. 6.2: *Verwendete Kostenansätze zur Abschätzung der Kostenwirkung veränderter Regelleistung und -energie (Quelle: eigene Recherchen und [8])*

6.3 Zusammenfassung und Bewertung

Durch den Zubau von dezentralen Einspeisungen kann der Bedarf an Regelleistung und -energie steigen. Die Höhe der Steigerung hängt einerseits von der installierten Leistung und andererseits von der erreichten Prognosegenauigkeit dargebotsabhängiger Einspeisungen ab. In dem hier betrachteten Szenario ergibt sich für eine Leistung dezentraler Einspeisungen in Höhe von 6.590 MW und einen durchschnittlichen Prognosefehler von 5,9% eine Zunahme der Regelleistung um ca. 600 MW (+60%) und eine Steigerung der benötigten Regelenergie um ca. 340.000 MWh (+68%). Mit derzeitigen Marktpreisen gewichtet ergäben sich jährliche Zusatzkosten in Höhe von etwa 210 Mio. CHF, was bei Umlage auf den Gesamtnettojahresstromverbrauch der Schweiz (ca. 60 TWh/a) eine Steigerung des heutigen (2009) Verbraucherstrompreises um rund 0,35 Rp./kWh (ca. 1,5%) zur Folge hätte.

Aus technischer Sicht erscheint ein derartiger Zusatzbedarf an Regelleistung und -energie unproblematisch. Er wäre jedoch mit einer relevanten Kostenwirkung verbunden. Ziel sollte es daher sein, die Prognosegüte dargebotsabhängiger Einspeisungen stetig zu verbessern, so dass das zusätzlich erforderliche Volumen an Regelleistung und -energie verringert werden kann.

7 Auswirkungen auf Netznutzungsentgelte

7.1 Überblick

In den vorangegangenen Kapiteln haben wir die durch Netzverstärkungsmassnahmen sowie Regelenergie- und -leistungszuwachs aufgrund des Zubaus dezentraler Einspeisungen verursachte Wirkung auf die Netzkosten analysiert und quantifiziert. Diese Netzkosten umfassen dabei jedoch nur die direkten Kosten der jeweiligen Netzebene. Die durch Kostenwälzung berücksichtigten, d.h. als Entgelte der vorgelagerten Netzebenen in Rechnung gestellten Kosten sind in dieser Betrachtung noch nicht enthalten und sollen daher im Folgenden näher betrachtet werden.

Die möglichen Auswirkungen des Zubaus von dezentraler Erzeugung auf die Netznutzungsentgelte hängen stark davon ab, nach welchen Prinzipien die Kostenwälzung von den vor- zu den nachgelagerten Netzebenen vorgenommen wird und inwieweit Änderungen der Netzkosten und/oder der für die Kostenwälzung massgeblichen Abgabe-Mengengerüste überhaupt in Änderungen der Netzentgelte umgesetzt werden. Der letztgenannte Aspekt betrifft die Prinzipien der Entgeltregulierung, die in dieser Studie nicht im Detail diskutiert werden sollen.

7.2 Auswirkungen auf Bezugsleistung und -energie

In der Studie „Energieperspektiven 2035“ werden Prognosen für die je Erzeugungstechnologie erwarteten Jahresenergiemengen getroffen, aus denen wir unter Annahme charakteristischer Benutzungsstundenzahlen, typischer Leistungen der verschiedenen Erzeugungsanlagen und einer plausiblen Zuordnung von Erzeugungsanlagen zu Netzebenen (s. Kapitel 3) dezentral erzeugte Leistungs- und Energiemengen je Netzebene bestimmt haben (s. Tab. 7.1). Diese Werte beschreiben zunächst nur die Veränderung der physikalischen Leistungs- und Energiemengen. Ob und in welchem Umfang dies Auswirkungen auf die Kostenwälzung und damit die Netznutzungsentgelte hat, diskutieren wir anschliessend in Abschnitt 7.3.

Netzebene	Installierte dezentrale Erzeugungsleistung [GW]	Dezentral erzeugte Jahresenergiemenge [TWh]
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0,26	1,64
5	1,92	5,92
6	1,56	6,76
7	2,83	9,19
SUMME	6,59	23,501

Tab. 7.1: Resultierende Leistungs- und Energiemenge dezentraler Einspeisungen je Netzebene

Trifft man nun die Annahme, dass die dezentral erzeugte Energiemenge mit dem Energiebedarf der Verbraucher zeitlich exakt korreliert, ergeben sich die in Bild 7.1 dargestellten Reduktionen der physikalischen Energiebezüge je Netzebene unmittelbar durch Subtraktion der Energieabgabe an Kunden und nachgelagerten Spannungsebenen und der in diese Ebene eingespeisten dezentral erzeugten Energiemenge.

Für die Bestimmung der für die Netzauslegung relevanten physikalischen Leistungsänderung (zum Jahreshöchstlastzeitpunkt) muss der sich in den einzelnen Netzebenen ergebende Leistungsnutzen (s. Abschnitt 4.2.4) der Erzeugungsanlagen berücksichtigt werden. Hier haben wir die Festlegung getroffen, dass die Anlagen homogen über die Schweiz verteilt sind, was in den unteren Netzebenen dazu führt, dass zum Jahreshöchstlastzeitpunkt keine dezentrale Erzeugungsleistung sicher zur Verfügung steht und damit der Bezug aus den überlagerten Ebenen nicht (sicher) reduziert wird. Da der Leistungsnutzen aufgrund der zunehmenden Anlagenzahl in höheren Netzebenen deutlich zunimmt, führt dies unter den getroffenen Annahmen in den Netzebenen 4 und 5 jedoch zu verringerten Leistungsbezügen in Höhe von im Landesdurchschnitt knapp 20% bzw. knapp 30%. Die Aufteilung der sich ergebende Leistungs- und Energiebezugsveränderungen auf die Gebietstypen „Stadt“ und „Land“ sind in Bild 7.2 und Bild 7.3 dargestellt. Insgesamt kommt es damit gemäss der Festlegung auf obige Annahmen zu einer leichten Unterschätzung der Leistungs- und Energiebezugsveränderungen

in den Netzebenen 6 und 7 und einer leichten Überschätzung dieser in den Netzebenen 4 und 5.

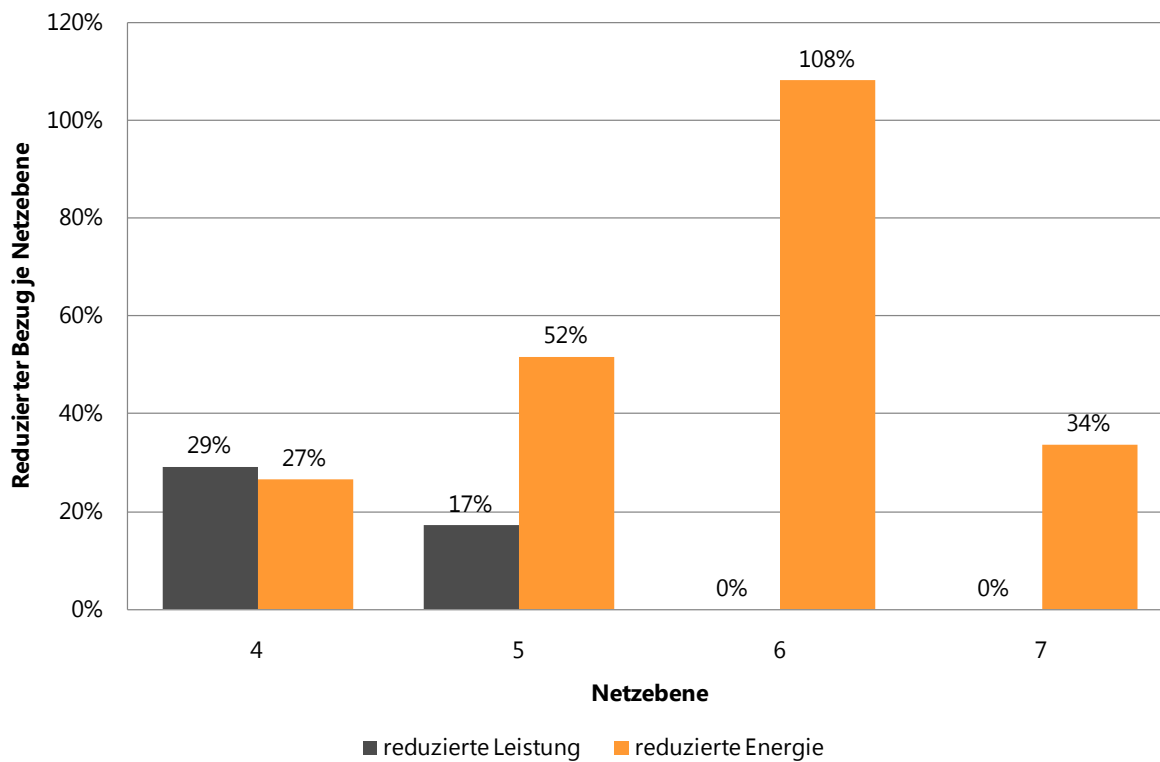


Bild 7.1: *Veränderte Leistungs- und Energiebezüge in Verteilnetzebenen*

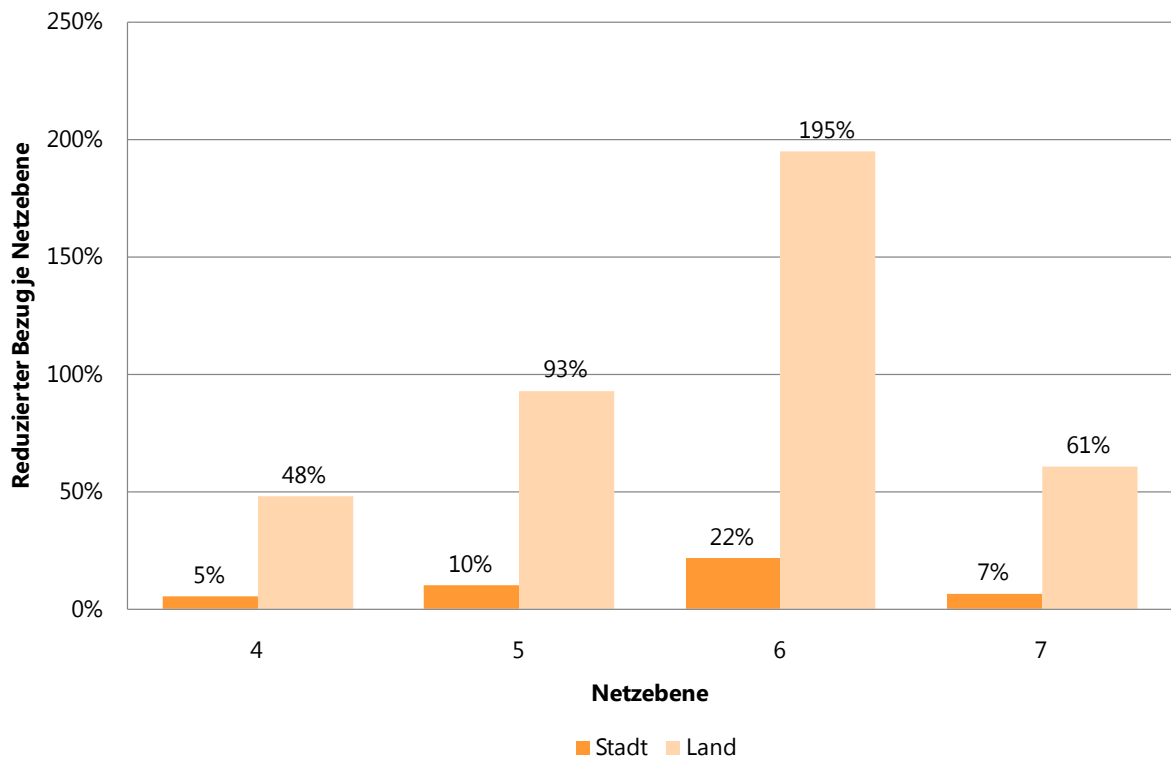


Bild 7.2: *Veränderte Energiebezüge in Verteilnetzebenen je Gebietstyp*

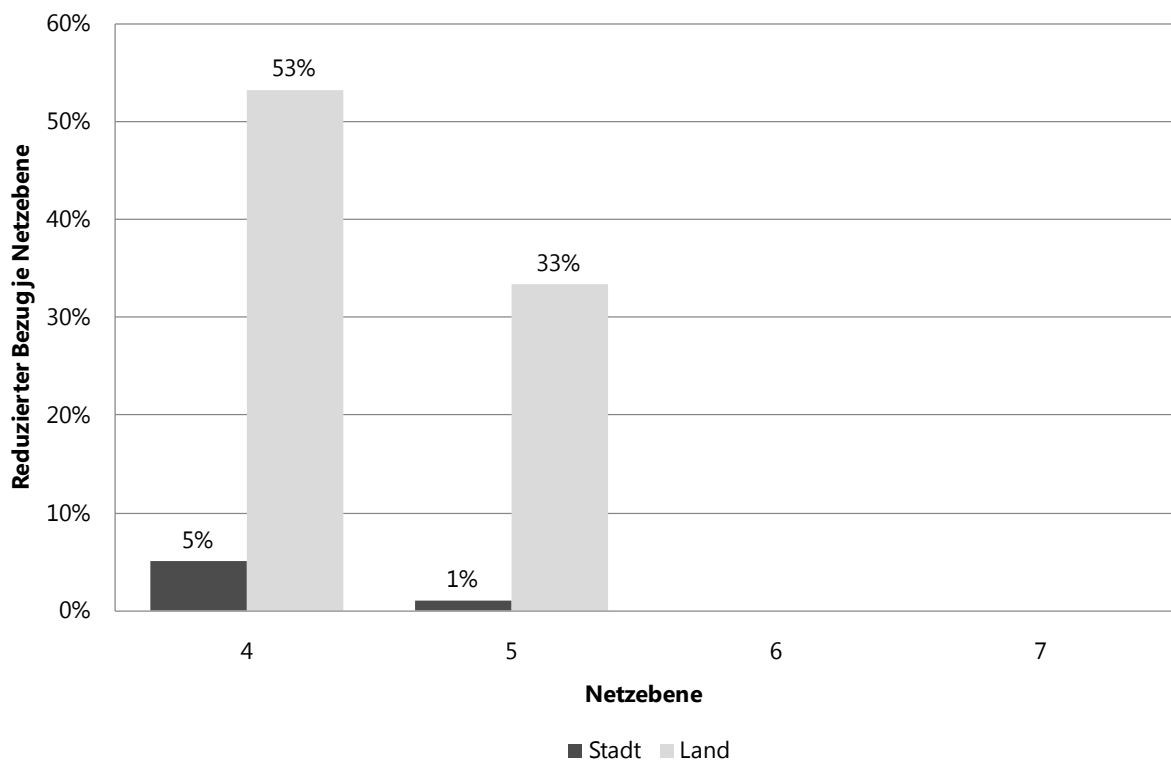


Bild 7.3: *Veränderte Leistungsbezüge in Verteilnetzebenen je Gebietstyp*

7.3 Auswirkungen auf Netznutzungsentgelte

Bei der Analyse der Auswirkungen von veränderten ebenenbezogenen Netzkosten sowie Leistungs- und Energiebezügen wird das derzeit in der Schweiz gültige Kostenwälzungsprinzip angewendet. Hierbei werden die Netzkosten der vorgelagerten Netzebenen zu 30% nach Brutto-Energie (Summe der Jahresenergie, die an Verbraucher der jeweiligen Ebene abgegeben wird) und zu 70% nach Netto-Leistung (Bezugsleistung aus der vorgelagerten Netzebene) an die Endverbraucher der jeweiligen Netzebene sowie der jeweils nachgelagerten Ebene gewälzt. Bei den für die Kostenwälzung relevanten Leistungswerten handelt es sich um den Durchschnitt aus den zwölf Monatsmaxima der jeweiligen Jahreshöchstlast der Gruppe der nachgelagerten Netze und der Gruppe der an die jeweilige Netzebene angeschlossenen Endverbraucher. (Bei den nachfolgenden Darstellungen sind wir davon ausgegangen, dass die oben genannten auf den Jahreshöchstlastzeitpunkt bezogenen durch den Zubau der dezentralen Erzeugung verursachten relativen Reduktionen der Leistungsbezüge in gleicher relativer Höhe für alle 12 Monate gültig sind. Tatsächlich werden die relativen Reduktionen in Monaten mit vergleichsweise geringer Last tendenziell höher ausfallen, so dass die nachfolgend diskutierten Auswirkungen auf die Kostenwälzung als Mindest-Auswirkungen zu verstehen sind.) Da es sich um ein reines Ausspeisetarifmodell handelt, orientiert sich die Kostenwälzung ausschliesslich an den Bezügen von in den jeweiligen Ebenen angeschlossenen Verbrauchern.

Bei der folgenden Betrachtung sind wir davon ausgegangen, dass die die Netznutzungsentgelte neu festgesetzt werden. Grundlage hierfür ist

- die konsequente Anwendung des derzeitigen Kostenwälzungsprinzips,
- die vollständige Berücksichtigung der Zunahme der Netzkosten (wie sie in Abschnitt 5.3 für den als realistisch eingeschätzten Konzentrationsgrad von 70% und einem Zubau der Erzeugungsanlagen bis 2035 diskutiert wurden), und
- die vollständige Berücksichtigung der Veränderungen der (für die Kostenwälzung relevanten) Leistungs- und Energiebezüge der einzelnen Netzebenen (s. Abschnitt 7.2).

Zunächst betrachten wir die Veränderungen der Netznutzungsentgelte, die sich – bei unveränderten Netzkosten – allein durch geänderte Leistungs- und Energiebezüge ergeben würden. Da gemäss dem derzeitigen Kostenwälzungsprinzip die an *Verbraucher* der jeweiligen Netzebene abgegebene Brutto-Energie zur Bestimmung der Netzkostentragung herangezogen wird, hat

die durch dezentrale *Einspeisungen* erzeugte Energiemenge *keine* Auswirkungen auf den energiemengenbezogenen Anteil der Kostenwälzung, so dass ausschliesslich die geänderten Leistungsbezüge zu einer veränderten Kostentragung führen. (Dies vernachlässigt die abrechnungstechnische Möglichkeit, dass Verbraucher mit dezentralen Erzeugungsanlagen die in ihren Anlagen erzeugte Energie selbst verbrauchen und somit auch der für die Kostenwälzung relevante Brutto-Energieverbrauch sinkt.) Da Änderungen der Leistungsbezüge nur in den höheren Verteilungsebenen auftreten, kommt es einerseits zu einer geringfügigen Reduktion der Netznutzungsentgelte der Netzebenen 5 bis 7, aber andererseits zu einer deutlichen, im zweistelligen Prozentbereich liegenden Erhöhung der Netznutzungsentgelte der Netzebenen 3 und 4, da neben der veränderten Kostenwälzung – es werden weniger Kosten an die unterlagerten Ebenen gewälzt – auch die von diesen Ebenen an Endverbraucher und nachgelagerte Ebenen abgegebene Energie durch den Zubau dezentraler Erzeugung deutlich abnimmt und somit die Netzkosten in diesen Ebenen auf deutlich geringere Bezugsmengen umgelegt würden.

In einem zweiten Schritt berücksichtigen wir nun zusätzlich die ermittelte Kostenveränderung im Bereich Netzaufbau. In Abschnitt 5.3.2 wurde dargestellt, dass die Zunahme der direkten Netzkosten der Netzebenen 4-7 unter den getroffenen Annahmen (Konzentrationsgrad 70%, Zubau innerhalb von 25 Jahren) insgesamt im kleinen zweistelligen Prozentbereich liegen dürfte, wobei die Zunahme der Kosten in einzelnen Netzebenen diesen Wert jedoch deutlich übersteigt. Führt man nun erneut eine Kostenwälzung unter Berücksichtigung dieser Netzkostenveränderungen mit den oben dargestellten Leistungs- und Energiebezügen durch, so erhöhen sich die Netzentgelte der oberen Spannungsebenen weiter, da von der durch Netzmengenveränderungen hervorgerufenen Netzkostenzunahme durch die veränderte Kostentragung nur ein Teil dieser Kosten an die unterlagerten Ebenen weitergewälzt werden kann, wenn gleich der absolute Betrag der nach unten gewälzten Kosten zunimmt. Im Gegensatz zum vorherigen Rechenbeispiel kommt es nun auch in den Netzebenen 6 und 7 zu einer Netzentgeltzunahme im kleinen zweistelligen Prozentbereich. Dies ist darauf zurückzuführen, dass neben dem höheren absoluten Betrag der nach unten gewälzten Kosten die Netzebenen 6 und 7 zu einem grossen Teil der gesamten Netzkosten beitragen und die – wenn auch teilweise nur geringen – prozentualen Netzkostenzunahmen die absolut in diesen Ebenen entstehenden Netzkosten zunehmen lassen. Darüber hinaus müssen die Netzkosten der untersten Netzebenen ausschliesslich durch Nutzer dieser Ebenen getragen werden, so dass eine Kostenzunahme

me in diesen Ebenen ohne Möglichkeit einer grossräumigen Verteilung mittels Kostenwälzung vollständig auf die Netzentgelte umgelegt wird.

7.4 Zusammenfassung und Bewertung

Der in der Studie „Energieperspektiven 2035“, Szenario III, Angebotsvariante D+E prognostizierte Zubau dezentraler Erzeugung führt gemäss unseren Analysen zu einer Erhöhung der Netznutzungsentgelte der Verteilnetzebenen je nach Netzebene von 15% bis 30%. Dies berücksichtigt, die durch eine Netzmengenveränderung verursachte Netzkostensteigerung, die Veränderung der für die Kostenwälzung relevanten Energie- und Leistungsgrössen (die tendenziell zu einer Umverteilung der Kostentragung von den unteren zu den oberen Netzebenen führt) und unterstellt eine unveränderte Anwendung der heutigen Kostenwälzungsprinzipien. Sollte sich diese Tendenz in der Realität bestätigen, muss kritisch hinterfragt werden, ob das aktuelle Kostenwälzungsmodell dem Verursacherprinzip noch hinreichend gerecht wird oder ob Änderungen erwogen werden sollten.

8 Anreize zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit

Nachdem in den vorherigen Kapiteln primär die netzbezogenen Auswirkungen eines Zubaus von dezentralen Einspeisungen quantifiziert wurden, sollen im Folgenden in Ergänzung dazu mögliche Anreize zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit eines verstärkten Zubaus dezentraler Erzeugung sowohl aus Sicht der Betreiber dieser Anlagen als auch aus Sicht der Netzbetreiber aufgezeigt und qualitativ bewertet werden.

8.1 Aus Sicht der Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen

Die Wirtschaftlichkeit einer dezentralen Erzeugungsanlage hängt aus Sicht des Betreibers im Wesentlichen vom Verhältnis der Kosten, die durch die Anlage verursacht werden, zu den Erlösen, die sich durch den Betrieb der Anlage generieren lassen, ab.

Wesentliche Einflussfaktoren auf die Kosten einer Anlage sind

- Investitionskosten,
- Wartungs-, Instandhaltungs- und Betriebskosten, sowie
- Kosten für Primärenergieträger (hierin enthalten sehen wir neben den direkten Bezugskosten für den Primärenergieträger auch indirekte Einflüsse, wie z. B. Wirkungsgrad der Anlage oder „Effizienz“ des Anlagenstandorts).

Eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit kann aus Sicht der Anlagenbetreiber dementsprechend einerseits durch Reduktion der Kosten oder andererseits durch Zunahme der Erlöse entstehen. Zur Reduktion der Kosten sind z. B.

- (Investitions-)Kostenzuschüsse (z. B. durch gezielte Förderung bestimmter Anlagentypen⁵ oder der Verwendung umweltfreundlicher Primärenergieträger) oder
- Vergünstigung der Primärenergieträgerpreise (z.B. durch Steuerermässigung)

⁵ Exemplarisches Beispiel: In Deutschland existiert das Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG), in dem eine Erhöhung der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung auf 25% festgesetzt wird. Erreicht werden soll das Ziel durch Förderung von Modernisierung und Neubau von Kraft-Wärme-Kopplung-Anlagen, Markteinführungsunterstützung der Brennstoffzelle und Förderung des Neu- und Ausbaus von Wärmenetzen mit Kraft-Wärme-Kopplung-Erzeugung.

denkbar.

Die Höhe der erzielbaren Erlöse hängt neben der erzeugten Energiemenge wesentlich von der Art der Vermarktung ab. Heute bestehen hierzu grundsätzlich zwei alternative Möglichkeiten: entweder können staatlich festgesetzte Einspeisetarife in Anspruch genommen werden oder es kann an entsprechenden Märkten direkt teilgenommen werden. Bei Inanspruchnahme einer festen Einspeisevergütung wirken folgende Faktoren auf die Höhe eines Gesamterlöses:

- Höhe der Einspeisevergütung („Mengenpreis“) bzw. Bezugsgrösse zur Bestimmung der Höhe der Einspeisevergütung: feste Vergütung vs. Zuschlag auf Marktpreis. Bei der letztgenannten Variante spielt die Volatilität des verwendeten Durchschnitts eine Rolle.
- Zeitlicher Verlauf der Einspeisevergütungshöhe (z. B. durch regelmässige Degression der Tarife wie sie im schweizerischen EnG und EnV für bestimmte Anlagentypen bereits festgesetzt ist)
- Förderungsfähigkeit der Anlage (bei dem in der Schweiz derzeit eingesetzten Modell der Kostendeckenden Einspeisevergütung KEV hängt die Förderung der Anlage u.a. auch vom Volumen der Inanspruchnahme der Förderung ab, da die Gesamtförderung gedeckelt ist)

Eine weitere Möglichkeit der Vermarktung stellt die direkte Teilnahme an entsprechenden Märkten dar, z. B. durch

- Bilaterale Verträge (direkter Liefervertrag zwischen Erzeuger und Abnehmer)
- Teilnahme am Ökostrommarkt
- Teilnahme am regulären Börsenhandel

Ob eine solche Teilnahme an den entsprechenden Märkten möglich ist, hängt von verschiedenen Faktoren ab. Zwingende Voraussetzung für eine Marktteilnahme ist die Erfüllung von entsprechenden Marktteilnahme-Voraussetzungen, wie z. B. die Erstellung einer Leistungsprognose und Einhaltung eines darauf basierenden Fahrplans, mindestens zu erfüllende technische Anforderungen hinsichtlich Kommunikation und Steuerbarkeit oder Mindestleistungen. Der Verkaufserfolg ist dann im Wesentlichen vom zur Kostendeckung mindestens zu erzielenden Preis und der Zahlungsbereitschaft der Marktteilnehmer abhängig. Hierbei sind einerseits der Preis und die Preisentwicklung des „regulären“ Stroms und andererseits die zusätzliche Zahlungsbereitschaft für regenerativ erzeugte Energie relevant. Darüber hinaus

können durch eine Regulierung geschaffene Märkte für Zertifikate z. B. in Verbindung mit Quotenregeln ebenfalls zur Förderung erneuerbarer Energien beitragen⁶.

Eine weitere Möglichkeit zur Generierung von (zusätzlichen) Erlösen ist die Teilnahme am Markt für Regenergie und -leistung. In Abschnitt 6.2 wurde gezeigt, dass durch den Zubau dezentraler Einspeisungen der Bedarf für Regenergie und -leistung in Abhängigkeit von installierter Leistung und dem sich ergebenden Prognosefehler steigen kann. Andererseits können die dezentralen Erzeugungsanlagen aber prinzipiell auch selbst am Regenergiemarkt teilnehmen und einen Teil des Mehrbedarfs decken. Auch hier sind allerdings die Marktteilnahmevoraussetzungen, insbesondere Anforderungen zu Mindestleistungen, Leistungsgradienten und Kommunikationsinfrastruktur, und die grundsätzliche Eignung von Anlagen – Anlagen müssen Erzeugungsleistung vom Primärenergieträgerdargebot entkoppelt steuern können – zu beachten.

Vielfach werden Einzelanlagen einzelne Anforderungen zur Marktteilnahme, wie z. B. Höhe, sichere Verfügbarkeit und Steuerbarkeit der Erzeugungsleistung, nicht erfüllen können. Eine in den letzten Jahren entwickelte Möglichkeit zur Abhilfe ist der Zusammenschluss von mehreren Einzelanlagen zu einem Erzeugungskollektiv mit koordinierter Steuerung zu einem sogenannten virtuellen Kraftwerk (VPP). Derzeit existieren weltweit einige Pilotprojekte, in denen verschiedene Ausgestaltungsmöglichkeiten wie die effiziente Vernetzung und Steuerung der Einzelanlagen auf ihre Eignung und die Gesamtwirtschaftlichkeit eines virtuellen Kraftwerks geprüft werden. Umfangreiche belastbare Erkenntnisse liegen unseres Wissens hierzu aber noch nicht vor. Grundsätzlich ist jedoch zu erwarten, dass bei vermehrtem Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen durch die sich zwangsläufig ergebende Nähe verschiedener Anlagen und den weiteren Fortschritt der Kommunikationstechnik der Aufwand einer koordinierten Steuerung von Anlagen sinken wird und die durch die Bildung von virtuellen Kraftwerken ermöglichte Teilnahme an für Einzelanlagen unter Umständen sonst nicht zugänglichen Märkten von Erzeugerkollektiven verstärkt genutzt werden wird, um die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen zu verbessern.

⁶ In Grossbritannien besteht beispielsweise die Verpflichtung für Stromanbieter, eine bestimmte Menge regenerativ erzeugter Energie anteilig in Form von Zertifikaten nachzuweisen (mit Option sich von der Verpflichtung freizukaufen).

8.2 Aus Sicht der Netzbetreiber

Aus Sicht der Netzbetreiber haben dezentrale Einspeisungen wesentlichen Einfluss auf die Dimensionierung des Netzes und den Regelreservebedarf. Derzeit besteht in der Schweiz nach Artikel 16 Absatz 3 der StromVV die Möglichkeit, unverhältnismässige Mehrkosten in Netzen, die durch den Anschluss und den Betrieb von Erzeugungsanlagen entstehen, mit den Erzeugern zu verrechnen. Kriterien für die Umsetzung sind im NNMV-CH enthalten. Zur Abgeltung von Netzverstärkungskosten beim Anschluss von Erzeugungsanlagen mit erneuerbarem Primärenergieträger besteht die Möglichkeit einen entsprechenden Antrag bei der ElCom zu stellen (Artikel 22 Absätze 3, 4 und 5 StromVV).

Um die Auswirkungen auf die Netzdimensionierung und damit die durch dezentrale Einspeisungen entstehenden direkten Netzkosten zukünftig zu verringern, könnten folgende Massnahmen ergriffen werden:

- Bereitstellung von Blindleistung und der Möglichkeit zur Spannungsregelung jeder einzelnen Erzeugungsanlage, so dass etwaige Spannungsprobleme bereits am Ort ihres Entstehens vermieden werden können
- „Nodal pricing“: Orientierung der Anlagenstandorte an Netzauslastung und Anreize für die Standortwahl im Hinblick auf lastnahe Erzeugung, um Rückspeisungen zu vermeiden (in Skandinavien existieren teilweise standortabhängige Netztarife)
- Förderung des Einsatz von (Zwischen-)Speichern zur Vermeidung von Belastungsspitzen mit entsprechend resultierendem Netzausbau, wobei hierbei zukünftig noch zu untersuchen ist, ob und in welchen Fällen der Einsatz von Zwischenspeichern wirtschaftlicher als ein sonst erforderlicher Netzausbau wäre
- Vermeidung von unerwünschten Netzurückwirkungen (z. B. Oberwellengehalt, Verhalten im Fehlerfall hinsichtlich Durchfahren von Spannungsschwankungen und Abschaltung bei Netzausfällen) durch entsprechende Festlegungen in den Anschlussrichtlinien⁷

Eine Zunahme des Regelreservebedarfs könnte verringert werden durch

⁷ In Spanien beispielsweise werden durch die die Gestaltung der Einspeisevergütungen Anreize zu einer Integration der Anlagen zur Produktion auf Basis erneuerbarer Energien in den Markt gesetzt.

- Förderung des Einsatz von (Zwischen-)Speichern zur Vermeidung von Fahrplanabweichungen; auch hier ist zukünftig noch zu untersuchen, ob und in welchen Fällen der Einsatz von Zwischenspeichern wirtschaftlicher als ein sonst erforderlicher Netzausbau wäre;
- Verbesserung der Prognosemodelle zur Erhöhung der Prognosegüte dezentraler Einspeisungen;
- Bildung von virtuellen Kraftwerkspools, in denen regelfähige Einheiten Fahrplanabweichungen anderer Poolteilnehmer entgegenwirken (wie z. B. derzeit in der Bilanzgruppe „Erneuerbare Energien“ praktiziert); oder
- gezielte Förderung von Erzeugungstypen mit systembedingt hoher Prognosegüte, z. B. stromgeführten WKK-Anlagen oder Geothermiekraftwerken.

Darüber hinaus kann die Systemstabilität gefährdet werden, wenn selbst Anlagen mit grossen Erzeugungsleistungen

- nur begrenzt an Frequenzhaltung beteiligt sind,
- Erzeugungsschwankungen unzureichend ausgleichen,
- die Spannungshaltung erschweren, wenn konventionelle Kraftwerke verdrängt werden und keine neuen Blindleistungsquellen geschaffen werden, oder
- bei Netzfehlern grossflächig abschalten und dadurch starkes Leistungsdefizit erzeugen.

Hierzu wurde in Deutschland jüngst die Systemdienstleistungsverordnung für Windenergieanlagen (SDLWindV) eingeführt, in der für Betreiber derartiger Anlagen durch Vergütungsboni Anreize gesetzt werden, die obigen Probleme zu verringern. Die Verordnung schreibt dazu keine Technologie vor, sondern sieht technische Anforderungen vor, die von den WEA am Anschlusspunkt erfüllt werden müssen.

9 Förderinstrumente und Regelwerke

9.1 Aktuell bestehende Förderinstrumente und Regelwerke

Förderinstrumente

Zur Förderung erneuerbarer Energien wird in der Schweiz den Produzenten eine nach Erzeugungsart differenzierte Einspeisevergütung gewährt (kostendeckende Einspeisevergütung, KEV). Diese Fördermittel werden über einen Zuschlag in Rp./kWh auf die Netztarife finanziert, wobei die Höhe des Zuschlags begrenzt ist (Artikel 7, 7a sowie Anhänge 1.1 bis 1.5 EnG). Die Abwicklung der Zahlungen und der Energieabnahme wird durch die „Bilanzgruppe für erneuerbare Energien“ wahrgenommen (Artikel 24 StromVV). Die Förderbeiträge sinken im Zeitablauf, um Anreize für effizientere Produktion zu setzen. Für Photovoltaik sind die Fördermittel begrenzt.

Neben der Einspeisevergütung besteht gemäss Artikel 14 EnG und Art. 16 EnV die Möglichkeit zur Gewährung objektgebundener Finanzhilfen (nicht rückzahlbare Geldleistungen) durch den Bund. Die Kantone können darüber hinaus individuelle Programme durchführen, für die zum Teil die Möglichkeit besteht, Globalbeiträge durch den Bund zu erhalten (Artikel 15 EnG, Art 17 EnV).

Regelwerke zur Kostenbegrenzung im Verteilnetz

Gemäss Artikel 16 Absatz 3 StromVV müssen unverhältnismässige Mehrkosten, welche wegen Anschluss, Betrieb oder Erneuerung des Anschlusses von Erzeugungseinheiten entstehen, in einem „angemessenen Umfang“ vom Erzeuger getragen werden.

Grundsätzlich bestehen für den Netzanschluss von Erzeugungsanlagen technische Anschlussbedingungen, die im Distribution Code Schweiz (DC-CH) konkretisiert sind. Gemäss Netznutzungsmodell (NNMV-CH) muss ein Anlagenbetreiber die Anschlusskosten bis zum „nächsten genügenden Anschlusspunkt“ tragen (Abschnitt 3.3.1 DC-CH und Abschnitt 3.4.7.2 NNMV-CH). Unverhältnismässige Mehrkosten müssen unter bestimmten Bedingungen abgegolten werden. Die Bedingungen knüpfen entweder an der beanspruchten Kapazität durch die Erzeugungsanlage, an der durch die Erzeugungsanlage bewirkten Ände-

rung der Netznutzungsentgelte oder den Mehrkosten im Netz in Bezug auf die Produktionsmenge der Erzeugungsanlage an (Abschnitt 3.4.7.2 NNMV-CH).

Entstehen im Netz Mehrkosten durch den Anschluss von Erzeugungsanlagen, die KEV-Fördermittel erhalten, besteht für die Netzbetreiber die Möglichkeit, eine Vergütung der Netzverstärkungskosten bei der ElCom zu beantragen (Artikel 22, Absatz 4, 5 StromVV). Die entsprechenden Vergütungskosten werden den Netznutzern (Endverbrauchern) über die Systemdienstleistungen der nationalen Netzgesellschaft verrechnet (Artikel 22, Absatz 3 StromVV).

Kostentragung

Die Kostenwälzung von Übertragungsnetz bis zum Niederspannungsnetz an Endverbraucher der gleichen Netzebene und nachgelagerte Netze wird zu 70% nach zeitgleicher Nettoleistung (Durchschnitt aus zwölf Monatsmaxima) und 30% Bruttoenergie (beim Endverbraucher gemessene Energie) vorgenommen. Die tatsächlich für die Endverbraucher der einzelnen Netze und Netzebenen bewirkten Änderungen in der Kostentragung durch dezentrale Einspeisung hängen von den jeweiligen lokalen Wirkungen auf die Netzkosten und die lokalen Änderungen in den Energie- und Leistungsbezügen ab.

9.2 Weiterentwicklungsbedarf bestehender Förderinstrumente und Regelwerke

Mehrkosten durch dezentrale Einspeisungen können vor allem in den Bereichen Netzinfrastuktur und Systemdienstleistungen entstehen. Ziel einer Weiterentwicklung der Regelwerke und Förderinstrumente sollte daher in einer Begrenzung der kostensteigernden Wirkung des Zubaus dezentraler Einspeisungen bestehen.

Möglichkeiten zur Kostenbegrenzung

Die Fördermittel für Erzeugungsanlagen werden aktuell ohne explizite Berücksichtigung der Kostenwirkung im Netz vergeben. Würde bei der Vergabe der Fördermittel die Netzkostenwirkung bestimmter Anlagentypen und/oder Primärenergieträger einbezogen, könnte die Kostenwirkung zumindest begrenzt werden. Um die Wirkung auf die Systemdienstleistungskosten weiter zu begrenzen, könnte das aktuelle Regelwerk in der Schweiz insbesondere

hinsichtlich einer Beteiligung von dezentralen Erzeugungsanlagen an der Bereitstellung von Systemdienstleistungen (Blindleistungsbereitstellung zur Spannungshaltung, Bereitstellung von Reserveleistung, Bereitstellung von Kurzschlussleistung, Abschaltfähigkeit im Fehlerfall, „fault-ride-through-capability“) ergänzt werden.

Bezüglich Netzkostenwirkung könnte ein Netzentgeltsystem mit Allokationssignalen für Erzeuger den Zubau dezentraler Erzeugung an Standorte lenken, bei denen die Netzkostenwirkung gering ist.

Auf der technischen Seite könnten die Anschlussbedingungen des Distribution Code Schweiz im Hinblick auf unerwünschten NetZRückwirkungen geprüft und falls erforderlich ergänzt werden.

Kostentragung

Netzkostensteigerung und veränderte Leistungs- und Energiebezugsmengen in den einzelnen Netzebenen führen, wie in Abschnitt 7.3 diskutiert, zu starker Zunahme der Netznutzungsentgelte und können bei nicht gleichmässiger Verteilung der Anlagen und entsprechender regionaler Differenzierung der Netznutzungsentgelte zu unterschiedlich hohen Änderungen der Netznutzungsentgelte in den verschiedenen Netzen und Netzebenen führen. Das aktuelle Vorgehen zur Kostenwälzung mit 70% Nettoleistung (zwölf Monatsmaxima) und 30% Bruttoenergie kann die Umverteilungseffekte bei einem ungleichmässigen Zubau dezentraler Erzeugung stärker abfedern als ein System, in welchem zu 100% nach Nettohöchstlast gewälzt würde. Inwieweit der bestehende Ansatz zur Mehrkostentragung des Netzes durch Erzeuger in Verbindung mit dem Wälzmechanismus in der Lage ist, allfällige Ungleichgewichte in der Kostentragung zwischen Netzgebieten und Netzebenen auszugleichen ist aufgrund der fehlenden Anwendungspraxis unklar.

Da das System in der Schweiz, wie in vielen anderen Ländern auch, nicht systematisch auf eine verursachergerechte Kostentragung von Erzeugern und Endverbrauchern ausgerichtet ist, besteht die Möglichkeit, die bereits im Ansatz bestehende Beteiligung von Erzeugern an den Netzkosten systematisch auszubauen, um Allokationssignale hinsichtlich Netzkostenwirkung des Zubaus dezentraler Erzeugungsanlagen zu setzen (G-Komponente, Nodal Pricing).

10 Zusammenfassung

Das Bundesamt für Energie (BFE) hat in den vergangenen Jahren in einem umfangreichen Projekt mit dem Titel „Energieperspektiven 2035“ unter Mitwirkung verschiedener Institutionen und Dienstleister energiepolitische und -wirtschaftliche Szenarien und Prognosen für die Schweiz erarbeitet. Ein hieraus hervorgegangener Gegenstand weiterer Untersuchungen ist die Frage, welche technischen und wirtschaftlichen Auswirkungen ein starker Ausbau der dezentralen Erzeugung auf die Übertragungs- und Verteilungsnetze und den Systembetrieb hätte. Während die technischen Auswirkungen in der laufenden Studie „VEiN – Verteilte Einspeisungen in Niederspannungsnetze“ untersucht werden, sind die wirtschaftlichen Aspekte im Rahmen der vorliegenden Untersuchung betrachtet worden.

Kern dieser Studie ist die Analyse der wirtschaftlichen Folgen des prognostizierten Zubaus dezentraler Einspeisungen auf die Schweizer Stromnetze. Wesentliche Aufgabe ist hierbei, die mit Netzveränderungen möglicherweise einhergehende Mehr- oder auch Minderkosten grob quantitativ zu bestimmen und Wechselwirkungen mit relevanten Einflussfaktoren aufzuzeigen.

Die Untersuchungen haben ergeben, dass ein starker Zubau dezentraler Erzeugung aus technisch-wirtschaftlicher Sicht grundsätzlich möglich ist, je nach räumlicher Konzentration der dezentralen Einspeisungen jedoch sowohl Netzkostenreduktionen als auch Netzkostensteigerungen auftreten können, die einerseits auf Netzverstärkungen aufgrund von Überschreitungen der Belastungs- oder Spannungsgrenzen und andererseits steigenden Bedarf für Regelreserve zurückzuführen sind. Ob und inwieweit ein Netzausbau durch den Zubau dezentraler Einspeisungen erforderlich wird, hängt vom Umfang der dezentralen Erzeugungen insgesamt (hier zugrunde gelegt: Energieperspektiven 2035, Szenario III, Angebotsvariante D+E), vor allem aber auch von der räumlichen Verteilung der Einspeisungen in den betroffenen Netzbereichen ab.

Grundlage der Berechnung der Netzkostenveränderungen sind die mittels Modellnetzanalyse bestimmten Netzmengengerüste (Leitungslängen, Zahl der Umspannstationen). Grundsätzlich wird davon ausgegangen, dass die auf diese Assets bezogenen Netzkosten direkt proportional zur Netzmenge sind, so dass die entsprechenden Netzkosten (und deren Änderungen) direkt aus den Netzmengengerüsten (bzw. deren Änderungen) berechnet werden können.

Netzausbau und damit verbundene Netzkostenänderungen

Bei gleichmässiger Verteilung der Erzeugungsanlagen kann sich eine geringfügige Entlastung der Netze ergeben, die im Einzelfall durch Rückbau oder durch Aufschub von Ausbaumassnahmen zu einer geringfügigen Netzkostenreduktion führen kann. Bei räumlich konzentrierter Verteilung der Erzeugungsanlagen (in unseren Untersuchungen ab einem „Konzentrationsgrad“ von ca. 50%) sind hingegen in der Regel Netzausbauten oder -verstärkungen erforderlich, die zu entsprechenden Mehrkosten führen.

Auf Basis bisheriger Erfahrungen mit dem Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen halten die Autoren die Annahme für plausibel, dass sich die Standorte der Erzeugungsanlagen in der Schweiz auf rund 30% der von den Verteilungsnetzen versorgten Fläche konzentrieren. Bei dieser räumlichen Verteilung sind im Saldo Netzkostensteigerungen zu erwarten, die bei vollständigem Zubau der Anlagen bis 2035 bezogen auf die gesamte Schweiz in der Grössenordnung von ca. 10% der Netzkosten liegen dürften, was einer Steigerung von rund 1 Rp./kWh entspricht. Da die Netzkosten jedoch nur einen Teil des Verbraucherstrompreises ausmachen, würde sich der heutige (2009) Verbraucherstrompreis durch eine solche Netzkostensteigerung um etwa 5% erhöhen.

Hierbei ist allerdings zu beachten, dass bei einzelnen Netzbetreibern durch lokale Konzentration von dezentralen Einspeisungen durchaus Steigerungen der Netzkosten auftreten können, die deutlich über den genannten Werten liegen.

Im Hinblick auf die Netzverluste ist zu erwarten, dass aufgrund uneinheitlicher Konzentration von dezentralen Einspeisungen ortsabhängig sowohl Verlustzunahmen als auch -senkungen entstehen, die sich weitgehend kompensieren. Da der Anteil der Kosten zur Verlustenergiebeschaffung an den Netzkosten typischerweise nur etwa 5-10% beträgt, ist zu erwarten, dass die durch Verluständerungen verursachten Netzkostensteigerungen unter 1% liegen werden.

Regelreserve

Durch den Zubau von dezentralen Einspeisungen kann der Bedarf an Regelleistung und -energie steigen. Das Ausmass der Steigerung hängt einerseits von der installierten Leistung und andererseits von der erreichten Prognosegenauigkeit dargebotsabhängiger Einspeisungen ab. In dem hier betrachteten Szenario ergibt sich für eine Leistung dezentraler Einspeisungen in Höhe von 6.590 MW eine Zunahme der Regelleistung um ca. 600 MW (+60%) und eine

Steigerung der benötigten Regelenergie um ca. 340.000 MWh (+68%). Aus technischer Sicht erscheint ein derartiger Zusatzbedarf an Regelleistung und -energie unproblematisch. Mit derzeitigen Marktpreisen gewichtet ergäben sich jährliche Zusatzkosten in Höhe von etwa 210 Mio. CHF, was bei Umlage auf den Gesamtnettojahresstromverbrauch der Schweiz (ca. 60 TWh/a) eine Netzkostensteigerung um rund 0,35 Rp./kWh (ca. 3,5%) zur Folge hätte. Auf den heutigen (2009) Verbraucherstrompreis bezogen entspricht dies einer Steigerung um ca. 1,5%.

Auswirkungen auf Netznutzungsentgelte

Der in der Studie „Energieperspektiven 2035“, Szenario III, Angebotsvariante D+E prognostizierte Zubau dezentraler Erzeugung führt gemäss den im Rahmen dieser Studie durchgeführten Analysen zu einer Reduktion der Bezugsleistungen und -energien der Netzebenen 6 und 7 aus überlagerten Ebenen. Da den Netznutzungsentgelten in der Schweiz ein reines Ausspeisetarifmodell zugrunde liegt, orientiert sich die Kostenwälzung ausschliesslich an den Bezügen von in den jeweiligen Ebenen angeschlossenen Verbrauchern aus der überlagerten Netzebene. Erzeugungen hingegen sind nur indirekt über die Leistungs- und Energiebezugsveränderungen an der Kostenwälzung beteiligt. Bei Berücksichtigung der oben genannten Netzkostensteigerung und bei unveränderter Anwendung der heutigen Kostenwälzungsprinzipien würde dies zu einer Erhöhung der Netzentgelte je nach Netzebene von 15% bis 30% führen. Sollte sich diese Tendenz in der Realität bestätigen, muss kritisch hinterfragt werden, ob das aktuelle Kostenwälzungsmodell dem Verursacherprinzip noch hinreichend gerecht wird oder ob Änderungen erwogen werden sollten.

Möglichkeiten zur Begrenzung der Kostensteigerungen

Die Teilnahme von dezentralen Erzeugungsanlagen bei der Bereitstellung von Systemdienstleistungen kann helfen, die kostensteigernden Effekte zu vermindern. Einerseits kann das erforderliche Volumen an Regelleistung und -energie reduziert werden, indem die Leistungsschwankungen dargebotsabhängiger Einspeisungen, z. B. durch verbesserte Prognosetechniken, verringert werden. Andererseits können die dezentralen Erzeugungsanlagen an Spannungsregelung, Blindleistungs- und Regelreservebereitstellung beteiligt werden. Ziel sollte daher sein, Anreize für eine Beteiligung dezentraler Erzeugungsanlagen an der Bereitstellung von Systemdienstleistungen zu schaffen.

Fazit

Die Untersuchungen haben ergeben, dass ein starker Zubau dezentraler Erzeugung grundsätzlich möglich ist, dass jedoch bei dem hier betrachteten Szenario mit Mehrkosten für Netzausbau und Systemdienstleistungen in Höhe von ca. 15% der tarifrelevanten Netzkosten zu rechnen ist, was einer Erhöhung um knapp 1,5 Rp./kWh entspricht. Auf den heutigen (2009) Verbraucherstrompreis bezogen entspricht dies einer Steigerung um ca. 7%. Ziel sollte neben einer effizienten Netzintegration daher auch sein, den Betreibern dezentraler Erzeugungsanlagen geeignete Anreize zu vermitteln, die durch sie hervorgerufenen Kostensteigerungen zu begrenzen, etwa durch Beteiligung an der Erbringung von Systemdienstleistungen.

Literatur

- [1] BFE, ecoplan, prognos
Die Energieperspektiven 2035, Band 1-5
- [2] Dany, G.
Kraftwerksreserve in elektrischen Verbundsystemen mit hohem Windenergieanteil
Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 71
Klinkenberg Verlag, Aachen, 2000
- [3] Roggenbau, M.
Kooperation der Übertragungsnetzbetreiber zur Minutenreservehaltung in elektrischen Verbundsystemen
Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 57
Klinkenberg Verlag, Aachen, 1999
- [4] Handschin, E.
Abschätzung der EEG-Bedingten Kosten aus Sicht eines Übertragungsnetzbetreibers
ew, Jg. 106 (2007), Heft 5
- [5] UCTE
Operational handbook, Policy 1: Load-Frequency Control
Final policy 2.2 E, 20.07.2004
- [6] Ohm, Lüke
Signalübertragung
9. Auflage, S. 82 ff.
- [7] **Java-Applet zur Visualisierung der diskreten Faltung**
<http://www.fernuni-hagen.de/LGES/playground/dsvsim/Faltung.html>; (02.10.2008)

- [8] Consentec GmbH und Univ.-Prof. Dr.-Ing Hans-Jürgen Haubrich
Gutachten zur Höhe des Regelenegiebedarfs
<http://www.bundesnetzagentur.de/media/archive/15435.pdf> (03.02.2010)

Anhang

A Allgemeine Methodenbeschreibung der Modellnetzanalyse

A.1 Modellierungsansatz

A.1.1 Grundsätzliches

Der Modellnetzanalyse (MNA) liegt die Idee zugrunde, die Versorgungsaufgabe in stark abstrahierter Form mit nur wenigen Eingangsgrössen zu beschreiben, so dass die wesentlichen Wirkungszusammenhänge zwischen Eingangsgrössen (Versorgungsaufgabe, Planungsvorgaben) und Ausgangsgrössen (Netzkosten, Mengengerüst der Netzanlagen) leicht untersucht werden können, losgelöst von fallspezifischen Einzeleinflüssen. Die Abstraktion der Versorgungsaufgabe besteht darin, eine vollkommen gleichmässige (homogene) Verteilung von Anschlusspunkten, möglichen Trassen und möglichen Stationsstandorten in dem betrachteten Versorgungsgebiet zu unterstellen. Aufgrund dieser Eigenschaften eignet sich die MNA besonders

- zur Gewinnung von grundsätzlichen Erkenntnissen über Wirkungszusammenhänge (beispielsweise zwischen Eigenschaften der Versorgungsaufgabe und der Leitungslänge) und
- für vergleichende Analysen einer grossen Zahl von Versorgungsgebieten.

Für die betrachtete homogene Versorgungsaufgabe ermittelt die MNA unter Berücksichtigung relevanter Nebenbedingungen und einer Reihe von Planungsvorgaben ein kostenoptimales Netz, wobei eine „Grüne-Wiese-Situation“ unterstellt wird. Konkrete, auf einzelne reale Netze bezogene Aussagen zur optimalen Netztopologie können aufgrund der stark vereinfachten Beschreibung der Versorgungsaufgabe mit der MNA jedoch nicht gewonnen werden. Derartige Fragestellungen können mit anderen Verfahren (z. B. Verfahren zur Referenznetzanalyse) bearbeitet werden, die allerdings eine erheblich genauere und aufwändigere Beschreibung der Versorgungsaufgabe erfordert.

Theoretisch müssen bei der Netzplanung alle Netzebenen gleichzeitig in eine geschlossene Optimierung einbezogen werden. Dies ist jedoch aufgrund der Komplexität einer solchen Aufgabe bislang unmöglich. Praxisüblich ist vielmehr eine Entkopplung der gesamten Planungsaufgabe in räumliche und technische (nach Netzebenen) mehr oder weniger abgegrenzte Teilaufgaben. Um dem Ziel der gesamtheitlich optimalen Planung dennoch möglichst nahe zu kommen, haben Netzbetreiber aus praktischen Erfahrungen und Grundsatzstudien auf ihr

Versorgungsgebiet zugeschnittene Planungsvorgaben für die einzelnen Netzebenen abgeleitet. Solche Planungsvorgaben betreffen z. B. die Auswahl der Betriebsmittel hinsichtlich ihrer Dimensionierung. An dieser Entkopplung orientiert sich auch die MNA. Die Ermittlung der für eine gegebene (homogene) Versorgungsaufgabe benötigten Mengen an Betriebsmitteln beruht hier auf der Annahme, dass sich der Planungsprozess in Teilschritte zerlegen lässt, in denen das Netz von der untersten Netzebene ausgehend im wesentlichen „bottom-up“ dimensioniert wird, d. h. ohne wesentliche Rückwirkungen der Planungsergebnisse einer überlagerten Ebene auf die Auslegung der unterlagerten Ebene.

Auf Basis dieser grundsätzlichen Überlegungen wurden für Strom- und – in diesem Projekt nicht relevant– Gasnetze jeweils eigenständige Modellierungsansätze für die MNA entwickelt

A.1.2 Modellierung der Versorgungsaufgabe

Die Versorgungsaufgabe stellt die Grundlage der Netzauslegung dar und umfasst alle planungsrelevanten und vom Netzbetreiber nicht beeinflussbaren Eigenschaften eines Versorgungsgebiets und der dort angesiedelten Netznutzer. Für eine einzelne betrachtete Netzebene umfasst sie vor allem folgende Angaben:

- Orte, an denen Lasten oder (nur im Stromnetz) Erzeugungsanlagen an das Netz angeschlossen werden müssen (Anschlusspunkte)
- technische Eigenschaften jeder einzelnen Last oder Erzeugungsanlage (z.B. Höchstlast, Energiebedarf, maximale Erzeugungsleistung, etc.)
- Orte und Lasteigenschaften von Stationen zur Einspeisung in unterlagerte Netzebenen (Umspannstationen bzw. Gasdruckregelanlagen)
- mögliche Standorte für Umspannstationen bzw. Gasdruckregelanlagen zur Einspeisung aus der überlagerten Netzebene oder für Verknüpfungspunkte mit benachbarten Netzen auf gleicher Netzebene
- mögliche Trassen für Leitungen, beschrieben durch Anfangs- und Endpunkt, Länge sowie Angaben zu jeweils realisierbaren Leitungstypen (z.B. Kabel- und Freileitungstrassen bei Stromnetzen)

Daneben sind Eigenschaften des Versorgungsgebiets wie Geländetopografie, Bodenbeschaffenheit und Oberflächenversiegelung, die sich auf den baulichen Aufwand auswirken, von

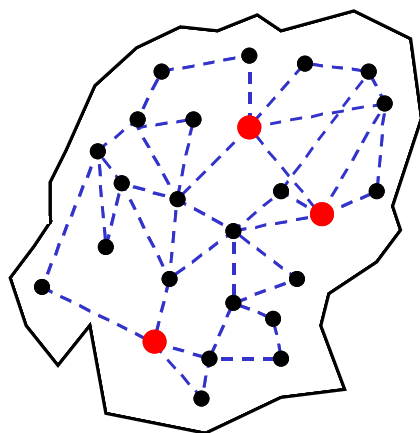
Bedeutung für die Netzplanung. Diese Faktoren können über die spezifischen Kostenansätze für Errichtung und Betrieb von Betriebsmitteln berücksichtigt werden. Sie werden daher nachfolgend im Hinblick auf die Eigenschaften der Versorgungsaufgabe nicht weiter diskutiert.

Die oben genannten Eigenschaften der Gebiets- und Laststruktur werden bei der MNA in stark abstrahierter Form unter der Annahme einer (je Netzebene) homogenen Anordnung nachgebildet. Dabei wird unterstellt, dass an allen in einer Netzebene zu berücksichtigenden Anschlusspunkten einheitliche Last- und Erzeugungseigenschaften bestehen und alle Anschlusspunkte gleichmässig auf die Fläche des betrachteten Versorgungsgebiets verteilt sind. Des Weiteren wird angenommen, dass alle Kanten der rechteckigen Flächenstücke um die Anschlusspunkte herum als Leitungstrassen und alle Kreuzungspunkte der Leitungstrassen als mögliche Standorte für Einspeisestationen aus der überlagerten Netzebene genutzt werden können.

Auf diese Weise kann die Struktur eines Versorgungsgebiets im Hinblick auf die Auslegung einer bestimmten betrachteten Netzebene im wesentlichen durch Angaben zur Fläche des Gebiets, zur Zahl der Last- und Erzeugungs-Anschlusspunkte sowie zur (einheitlichen) Höhe der Lasten (insbesondere der Jahreshöchstlast) und der Erzeugungsleistung beschrieben werden. Bild A.1 verdeutlicht am Beispiel der untersten Netzebene, bei der die Hausanschlüsse die zu berücksichtigenden Anschlusspunkte darstellen, das Prinzip der homogenen Versorgungsaufgabe im Vergleich zu einer realitätstypischen, inhomogenen Struktur.

Es leuchtet unmittelbar ein, dass die MNA aufgrund dieser Abstraktion nicht eingesetzt werden kann, um die optimale Netztopologie in einem realen Versorgungsgebiet zu ermitteln. Sie ist gleichermassen kein Werkzeug zur Unterstützung der Netzplanung. Bei Fragestellungen, die auf den durchschnittlichen, nicht durch fallspezifische Einflussfaktoren bestimmten Zusammenhang zwischen Anlagenmengen (z. B. Leitungslänge) oder Netzkosten und den zugrunde liegenden Eigenschaften der Versorgungsaufgabe abzielen, kann sie jedoch gerade durch den abstrakten Modellierungsansatz belastbare Erkenntnisse liefern.

*Realitätstypische (inhomogene)
Versorgungsaufgabe*



*Homogene
Versorgungsaufgabe*

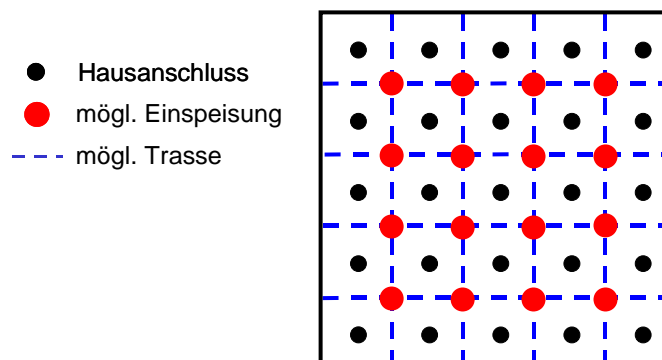


Bild A.1: Abstrakte Nachbildung einer realitätstypischen Versorgungsaufgabe durch eine homogene Struktur für die Anwendung der Modellnetzanalyse

A.1.2.1 Teilgebietsansatz

Wenn die MNA angewendet wird, um die Auswirkungen der Eigenschaften realer Versorgungsgebiete auf den dort erforderlichen Netzanlagenbestand und die damit verbundenen Netzkosten zu untersuchen, etwa für vergleichende Analysen unterschiedlicher Versorgungsgebiete, kann die auf gebietsweiten Durchschnittswerten beruhende abstrahierte Beschreibung der Versorgungsaufgabe zu ungenau sein, um belastbare Ergebnisse zu gewinnen. Bei solchen Untersuchungen kann die Genauigkeit gesteigert werden, indem jedes betrachtete Versorgungsgebiet in Teilgebiete zerlegt und die MNA für jedes Teilgebiet separat angewendet wird. Es wird dann nur unterstellt, dass jedes Teilgebiet für sich genommen näherungsweise durch eine homogene Versorgungsaufgabe nachgebildet werden kann (siehe Bild A.2). Diese Teil-Versorgungsaufgaben können sich dagegen von Teilgebiet zu Teilgebiet unterscheiden. Die für die Teilgebiete eines Versorgungsgebiets erhaltenen Ergebnisse (Anlagenbestand, Netzkosten) werden bei dieser Vorgehensweise aufsummiert, um Ergebnisse für das Gesamtgebiet zu erhalten.

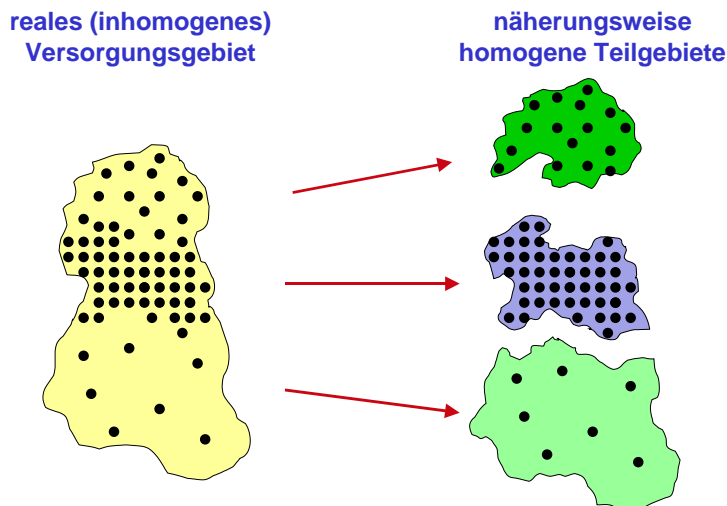


Bild A.2: Nachbildung eines realen (inhomogenen) Versorgungsgebiets durch Zerlegung in näherungsweise als homogen angenommene Teilgebiete

Die Einteilung von Versorgungsgebieten in Teilgebiete sollte dabei so gewählt werden, dass die benötigten Eingangsgrößen für die MNA teilgebietsspezifisch entsprechend den gewählten Abgrenzungen zur Verfügung gestellt werden können. Sinnvoll kann z. B. die Einteilung nach Gemeinden oder anderen in statistischen Datenbeständen berücksichtigten Bezirken sein. Je nach Aufgabenstellung kann auch eine sehr feine Gebietseinteilung in kartografisch definierte Rasterflächen mit Kantenlängen von weniger als 1 km sinnvoll sein, wie sich jüngst in Untersuchungen zur Erfassung zersiedelter Strukturen und zur Abgrenzung erschlossener von nicht erschlossenen Gebieten gerade bei der Gasversorgung gezeigt hat. Grundsätzlich gilt, dass die Analyse umso genauer ist, je kleiner die Teilgebiete sind. Um zu vermeiden, dass die MNA entartete Netze entwirft, sollten die Teilgebiete allerdings immer deutlich grösser sein als die „elementaren“ Flächenstücke je Anschlusspunkt (z. B. Grundstücksgrößen in der Endverteilungsebene). Diese aus der „Granularität“ der Versorgungsaufgabe resultierende Grenze unterscheidet sich je nach der betrachteten Netzebene.

A.1.2.2 Eingangsgrößen zur Beschreibung des Last- und Erzeugungsmodells

Als Eingangsgrößen zur Beschreibung des homogenen Last- und Erzeugungsmodells für eine betrachtete Netzebene in einem (Teil-) Versorgungsgebiet benötigt die MNA folgende Informationen:

- *Zahl der Anschlusspunkte:* Dies umfasst sowohl Anschlusspunkte für die Versorgung von Endkunden (Lasten und Erzeugungsanlagen) als auch (ausser in der Endverteilungsebene)

für die Einspeisung in unterlagerte Netzebenen über Umspann- bzw. Gasdruckregelanlagen. Die Zahl der letztgenannten Anschlusspunkte ergibt sich bei einer Bottom-up-Optimierung über mehrere Netzebenen modellendogen aus der Dimensionierung der unterlagerten Ebene. Die Zahl der Anschlusspunkte für Endkunden ist dagegen für jede Netzebene explizit anzugeben. Diese darf nicht verwechselt werden mit der meist deutlich höheren Zahl der Zählpunkte. Relevant für die MNA sind die Anschlusspunkte, an denen der Verantwortungsbereich des Netzbetreibers endet. Von einem solchen Anschlusspunkt aus können jedoch mehrere Zählpunkte versorgt werden, z. B. in einem Mehrfamilienhaus.

Die MNA ermittelt die insgesamt zu berücksichtigende Zahl der Anschlusspunkte aus der Summe der Anschlusspunkte für Endkunden und für Einspeisungen in die unterlagerte Ebene und weist diesen Anschlusspunkten eine als gewichteter Mittelwert errechnete „Ersatzlast“ zu, um trotz eventuell unterschiedlicher Last- oder Einspeisehöhen der beiden Anschlusspunkt-Typen zu einem einheitlichen Last-/Erzeugungsmodell zu gelangen.

- *(Einheitliche) Höchstlast und/oder Höchsteinspeisung je Anschlusspunkt:* Für jede Netzebene ist eine durchschnittliche Höchstlast und Höchsteinspeisung je Anschlusspunkt anzugeben. Dabei können verschiedene Last- und Erzeugungstypen unterschieden werden (s. Last- / Einspeisecharakteristik). Diese Angabe ist nur für Anschlusspunkte zur Endkundenver-/entsorgung erforderlich, da sich die Leistung an Einspeisungen in die unterlagerte Ebene aus der Dimensionierung der Umspann- bzw. Gasdruckregelanlage ergibt. Die Last je Anschlusspunkt kann in der Endverteilungsebene alternativ auch durch die Last pro Wohneinheit und die durchschnittliche Zahl der Wohneinheiten pro Anschlusspunkt definiert werden, was insbesondere bei überwiegend durch Wohnbebauung charakterisierten (Teil-) Versorgungsgebieten naheliegend ist.

Von dieser Lastangabe je Anschlusspunkt abzugrenzen ist die Höchstlast von Endkunden, die *direkt* aus einer Umspann- oder Gasdruckregelanlage versorgt werden, z. B. über kundeneigene Leitungen. Lasten dieser Art wirken sich nicht auf die Auslegung des Leitungsnetzes aus, können aber von der MNA bei der Auslegung der Umspann- bzw. Gasdruckregelanlagen berücksichtigt werden.

- Zur Bestimmung der maximalen und minimalen Last, die an einem Netzanschluss vorliegt, werden die *Last- und Einspeisecharakteristika* benötigt.

Die Last- und Einspeisecharakteristika werden als 24-Stunden Zeitreihe (typischer Tagesgang) angegeben, wobei die Werte für die einzelnen Stunden als Prozentwert anzugeben sind. Für die verschiedenen Lasttypen wird dabei je eine Zeitreihe für einen Starklast- und einen Schwachlastfall benötigt, für die unterschiedlichen Erzeugungstypen ist je eine Zeitreihe für maximale Einspeisung und für minimale Einspeisung anzugeben.

Die Last- und Einspeisecharakteristika müssen für die Nieder- und Mittelspannung getrennt angegeben werden. In den beiden Spannungsebenen können bis zu 5 unterschiedliche Typen von Anlagen zur dezentralen Erzeugung berücksichtigt werden (z. B. Photovoltaik, KWK, Wind). Bei der Last ist die Unterscheidung in bis zu 3 verschiedene Lasttypen (z.B. Haushalt, Gewerbe) möglich.

Zu beachten ist, dass die einzelnen Tagesgänge und die angegebene Last bzw. Einspeisleistung in der Versorgungsaufgabe korrespondieren. So sollten z. B. alle Tagesgänge für Lasten auf dieselbe Last normiert werden, da in der Definition der Versorgungsaufgabe nur eine durchschnittliche Last angegeben wird,

- *Versorgte Fläche des (Teil-) Versorgungsgebiets:* Hierbei ist nur der Teil der Gesamtfläche des betrachteten Gebiets zu berücksichtigen, der vom Netz in einer betrachteten Netzebene auch tatsächlich abgedeckt wird. Auszugrenzen sind demnach
 - Flächen, die nicht vom Netz überspannt werden (z. B. Seen, Wälder und sonstige grössere Freiflächen), wobei der Umfang der auszugrenzenden Flächenstücke mit steigender Netzebene abnimmt, da überlagerte Netze auch Freiflächen überbrücken müssen;
 - Flächen, die zwar besiedelt, nicht jedoch vom Netz erschlossen sind; diese Abgrenzung ist vor allem für Gasversorgungsnetze relevant, wohingegen Stromversorgungsnetze praktisch einen Erschliessungsgrad von 100 % aufweisen.

Neben diesen grundlegenden Angaben wird eine homogene Versorgungsaufgabe durch die Form des „elementaren“ Flächenstücks charakterisiert, das jedem Anschlusspunkt zugeordnet wird. Die MNA unterstellt grundsätzlich auf jeder Netzebene quadratische Flächenstücke. Auf der Ebene der Endverteilung ist diese Annahme aber nicht realistisch, da Grundstücke tendenziell rechteckig zugeschnitten werden, wobei die kurze Seite der Strasse zugewandt ist. Um diesen Effekt analysieren zu können, bietet die MNA die Möglichkeit, auf der untersten Netzebene rechteckige Elementarflächen vorzusehen und das Seitenverhältnis explizit vor-

zugeben. Dass die Grundstücksgeometrie wesentlichen Einfluss auf die Leitungslänge eines Netzes (und ebenso die Strassenlänge und damit den Umfang anderer Netzinfrastrukturen) haben kann, verdeutlicht Bild A.3 beispielhaft für ein stilisiertes Versorgungsgebiet mit 64 zu versorgenden Grundstücken. Bei der hier gewählten Netzstruktur eines verzweigten Strahlennetzes mit drei Leitungsabschnitten ergibt sich bei einem Seitenverhältnis von 1:4 eine um rund ein Viertel geringere Leitungslänge als bei quadratischen Grundstücksflächen.

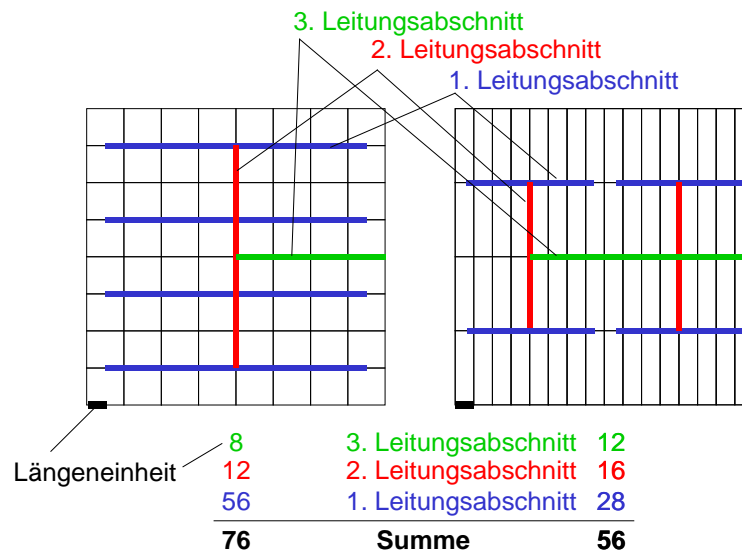


Bild A.3: Verdeutlichung des Einflusses der Grundstücksgeometrie auf die Versorgungsleitungslänge in der Endverteilungsebene

A.1.3 Planungsvorgaben

Bei der Auslegung eines Netzes für eine gegebene Versorgungsaufgabe bestehen für den Netzplaner verschiedene Freiheitsgrade, vor allem hinsichtlich

- der Zahl der verwendeten Netzebenen und deren Nennspannungen bzw. Druckstufen,
- der verwendeten Betriebsmittel (v. a. Leitungstypen sowie Dimensionierung und technische Ausstattung von Umspann- bzw. Gasdruckregelanlagen),
- der Netzstruktur (z. B. Strahlen-, Ring- oder Maschenstruktur) und damit der Redundanz des Netzes, und
- der Festlegung der bei der Netzplanung zu berücksichtigenden technischen Nebenbedingungen (z. B. Spannungs- bzw. Druckgrenzen sowie Belastungsgrenzen für die Betriebsmittel in Abhängigkeit von deren technischen Eigenschaften).

Grundsätzlich ist die Netzauslegung als Optimierungsaufgabe aufzufassen, mit dem Ziel, diese Freiheitsgrade so zu nutzen, dass die Netzkosten insgesamt minimiert und gleichzeitig alle vom Netzbetreiber nicht beeinflussbaren wie auch die von ihm selbst bestimmten Nebenbedingungen eingehalten werden. Nicht beeinflussbare Nebenbedingungen können z. B. Vorgaben durch Gesetze, Normen, Regelwerke oder auch die Regulierungsbehörde sein, die sich auf Sicherheitsanforderungen, die Interoperabilität der Netze oder andere Ziele beziehen. Beeinflussbare Nebenbedingungen betreffen beispielsweise – insbesondere bei Stromnetzen – das angestrebte Niveau der Netzzuverlässigkeit.

In der Praxis wird die Netzplanung jedoch nicht in jedem Einzelfall als eine solche komplexe Optimierungsaufgabe gehandhabt, da der hiermit verbundene Aufwand nicht vertretbar wäre und vor allem in den meisten Fällen bereits weitgehende Einschränkungen der Freiheitsgrade durch die in der Vergangenheit bereits getroffenen planerischen Entscheidungen zu berücksichtigen sind. Daher ist es üblich, einen grossen Teil der genannten Freiheitsgrade auf Basis von Erfahrungen oder Grundsatzuntersuchungen weitgehend festzulegen. Hieraus ergeben sich Planungsgrundsätze, die im Einzelfall als feste Vorgaben behandelt werden. Dabei ist es durchaus üblich, dass die Planungsgrundsätze nach bestimmten Eigenschaften der Versorgungsaufgabe differenziert werden, dass also beispielsweise in innenstädtischem Gebiet eine andere Netzstruktur angestrebt wird als in ländlichem Gebiet.

An dieser Planungspraxis orientiert sich auch die MNA: Die oben genannten Freiheitsgrade werden nicht durch das Modell optimiert, sondern durch eine Reihe von Planungsvorgaben festgelegt. Diese werden allerdings nicht bei der Modellentwicklung vorgegeben, sondern können bei der Anwendung des Modells eingegeben werden. Somit kann der Einfluss jeder einzelnen Planungsvorgabe auf die Netzauslegung und -kosten mittels Variantenanalyse gezielt untersucht werden.

Im Einzelnen bietet die MNA folgende Möglichkeiten, die Planungsvorgaben für die Netzauslegung zu beeinflussen:

- *Zahl der Netzebenen:* Die MNA kann bis zu drei Leitungs-Netzebenen mit weitgehend frei parametrierbaren Nennspannungen bzw. Druckstufen sowie die jeweils überlagerten Stationsebenen (Umspann- bzw. Gasdruckregelanlagen) berücksichtigen.

Diese Modell-Netzebenen können im Prinzip auf alle realen Netzebenen angewendet werden, mit einer Einschränkung: Für die überregionale Transportebene (Übertragungsebene

bei Stromnetzen und Fernleitungsebene bei Gasnetzen) ist die MNA konzeptbedingt kaum geeignet, da die Aussagekraft der Ergebnisse wegen der in diesen Ebenen vergleichsweise geringen Zahl jeweils grossvolumiger Einzelanlagen angesichts der starken Abstraktion bei der Beschreibung der Versorgungsaufgabe sehr begrenzt ist.

- *Betriebsmitteleigenschaften:* Die MNA unterstellt, dass – der üblichen Praxis entsprechend – auf jeder Netzebene für gleiche Funktionen innerhalb eines homogen strukturierten (Teil-) Versorgungsgebiets bei gleichzeitiger Errichtung („Grüne-Wiese-Ansatz“) einheitliche Betriebsmittel (v. a. Leitungs- und Stationstypen und -dimensionierungen) verwendet werden. Die eingesetzten Betriebsmittel und ihre technischen Eigenschaften werden dabei nicht auf Basis einer Optimierung ausgewählt, sondern vom Anwender des Modells im Sinne von Planungsvorgaben festgelegt.
- *Netzstruktur:* Die MNA bietet die Möglichkeit, für jede betrachtete Netzebene separat eine von drei standardisierten Netzstrukturen (Strahlen-, Ring- und Maschennetz) auszuwählen. Wenngleich hiermit das Spektrum der in realen Netzen vorliegenden Strukturen, das insbesondere durch Kombinationen dieser Grundstrukturen geprägt ist, nicht umfassend differenziert abgebildet werden kann, ermöglicht dies eine grobe Abschätzung des Einflusses der gewählten Netzstruktur auf Anlagenbestand und Netzkosten.

In der Praxis erfordert die Auswahl der optimalen Netzstruktur insbesondere eine Abwägung der Netzkosten und der aus Betriebs- und Zuverlässigkeitsgründen angestrebten Netzredundanz. Netzstrukturen mit höherer Redundanz bewirken tendenziell höhere Netzkosten durch zusätzliche Leitungsverbindungen, redundante Stationsauslegungen und zusätzlichen Bedarf an Schalt- bzw. Stellmöglichkeiten. Um die höhere Redundanz betrieblich auch nutzen zu können, sind zudem reduzierte Belastungsgrenzen für die Betriebsmittel zu berücksichtigen, was wiederum tendenziell zu höheren Kosten führt. Die MNA kann die genannten Kostenwirkungen nachbilden, nicht jedoch die sonstigen bei der Wahl der optimalen Netzstruktur zu berücksichtigenden Kriterien wie Zuverlässigkeitsniveau und betriebliche Prozesse.

Für die Endverteilungsebene kann neben der Grundform der Netzstruktur vorgegeben werden, ob Versorgungsleitungen nur auf einer Strassenseite (oder in der Strassenmitte) oder aber auf beiden Strassenseiten vorgesehen werden und somit die Gebäude auf beiden Strassenseiten (bei „einseitiger Strassenbelegung“) oder nur die Gebäude auf jeweils einer Strassenseite (bei „zweiseitiger Strassenbelegung“) über eine Leitung versorgt werden.

- *technische Nebenbedingungen:* Die MNA berücksichtigt sowohl betriebsmittelbezogene Grenzen insbesondere für die maximale Belastung (nebst Vorgaben für einzuhaltende Margen zur Berücksichtigung von Unsicherheiten und zukünftigem Lastzuwachs) als auch systembezogene Grenzen wie Spannungs- bzw. Druckgrenzen an den Last-Anschlusspunkten.
- *Last- und Erzeugungsdurchmischung:* Die Tatsache, dass Höchstlasten und Höchstleistungen zu unterschiedlichen Zeitpunkten auftreten und die „zeitgleiche“ Höchstleistung eines Last-/Erzeugungs-Kollektivs somit geringer ist als die Summe der „zeitungleichen“ Einzellasten und Erzeugungsleistungen, wird bei der MNA – wie in der Planungspraxis üblich – durch vorzugebende Gleichzeitigkeitsfaktoren berücksichtigt, wobei unterschiedlich detaillierte Modellierungen der Last- und Erzeugungsdurchmischung möglich sind.

Näheres zu den stromspezifischen Ausprägungen dieser Planungsvorgaben ist im Abschnitt A.1.6 ausgeführt.

A.1.4 Netzauslegung

Der Algorithmus zur Netzauslegung bei der MNA beruht, wie zuvor erläutert, auf der Annahme, dass ein mehrere Netzebenen umfassendes Netz von der untersten Ebene ausgehend Ebene für Ebene ausgelegt werden kann, ohne Rückwirkungen überlagerter auf unterlagerte Ebenen berücksichtigen zu müssen. Diese vereinfachende Annahme ist im Rahmen des generell stark abstrahierenden Modellierungsansatzes der MNA unter den Bedingungen zulässig,

- dass realistische Planungsvorgaben definiert werden, deren Bestimmung ja bereits einen erheblichen Teil der Komplexität der Optimierungsaufgabe „Netzauslegung“ vorwegnimmt, und
- dass es bei vorgegebenen, einheitlichen Betriebsmitteldimensionierungen immer als kostengünstiger unterstellt werden kann, die Belastbarkeit der Betriebsmittel auf einer unterlagerten Ebene so vollständig wie möglich (unter Berücksichtigung aller technischen Nebenbedingungen) auszunutzen als Teile der Kapazität unnötigerweise ungenutzt zu lassen und damit einen grösseren Teil der zu erbringenden Transportaufgabe einer überlagerten Ebene zu überlassen.

Die erstgenannte Bedingung muss bei der Anwendung der MNA berücksichtigt werden. Dabei ist zu beachten, dass je nach Eigenschaften der Versorgungsaufgabe unterschiedliche Kombinationen von Planungsgrundsätzen sinnvoll und praxisüblich sein können.

Die zweitgenannte Bedingung kann bei den üblichen Kostenverhältnissen von Betriebsmitteln in der Regel als erfüllt angesehen und somit bei der MNA zugrunde gelegt werden, die konzeptgemäss den „durchschnittlichen“ und nicht den unter Umständen hiervon abweichenden einzelnen Sonderfall betrachtet.

Es ergeben sich somit folgende Berechnungsschritte für die Netzauslegung:

- Zunächst wird für die unterste betrachtete Netzebene (z. B. die Endverteilungsebene) ermittelt, wie lang unter Berücksichtigung der technischen Nebenbedingungen ein Leitungszweig (bei Stromnetzen als „Abgang“ bezeichnet) von der in diese Ebene einspeisenden Station (Umspann- bzw. Gasdruckregelanlage) bis zum letzten Anschlusspunkt maximal sein kann.
- Ausgehend hiervon wird bestimmt, wie viele solche Zweige von einer Einspeisestation aus versorgt werden können, wobei sowohl Nebenbedingungen für das Leitungsnetz als auch die (vorgegebene) Kapazität der Umspann- bzw. Gasdruckregelanlage berücksichtigt werden.
- Daraus ergibt sich, wie viele Einspeisestationen in diese Netzebene im betrachteten (Teil-) Versorgungsgebiet benötigt werden. Damit ist die Netzauslegung für diese Ebene abgeschlossen. Aus den Ergebnissen werden unter Berücksichtigung der gewählten Netzstruktur aggregierte Grössen wie die Leitungslänge dieser Ebene im betrachteten Gebiet ermittelt.
- Die Zahl der benötigten Einspeisestationen aus der überlagerten Ebene fliesst – neben weiteren Eingangsgrössen – in die Auslegung der überlagerten Netzebene ein. Diese folgt dem gleichen Berechnungsschema, wobei eingangs die Zahl der insgesamt zu berücksichtigenden Last-Anschlusspunkte aus der Zahl der Anschlusspunkte für Endkunden und der Zahl der Stationen zur Einspeisung in die unterlagerte Ebene ermittelt und all diesen Anschlusspunkten ein „Ersatzanschluss“ zugewiesen wird (siehe Abschnitt A.1.2).

Aus diesem Algorithmus ergeben sich – der homogenen Versorgungsaufgabe entsprechend – homogen strukturierte Modellnetze, die alle üblichen Planungsvorgaben berücksichtigen und in dem fiktiven Fall einer Versorgungsaufgabe, die tatsächlich diese Struktur aufweist, auch

so realisiert werden könnten. Die bei der MNA stattfindende Abstraktion betrifft also in erster Linie die Versorgungsaufgabe, nicht die darauf aufbauende Netzgestaltung.

Bei der Netzauslegung werden die einzuhaltenden technischen Nebenbedingungen mittels Lastflussberechnung überprüft. Durch die Symmetrieeigenschaften der Modellnetze nimmt die Lastflussberechnung hier eine vereinfachte Form an. Es wird jedoch keine Näherungsform verwendet.

Bei der Ermittlung von Summenlasten und –erzeugungen der über einen Leitungszweig oder eine Station ver-/entsorgten Anschlusspunkte können Angaben über das Ausmass der Last- und Erzeugungsdurchmischung berücksichtigt werden, d. h. über den Beitrag jeder Einzel-last/-erzeugung zur Summen-Höchstlast.

Neben den durch Lastflussberechnung zu überprüfenden Nebenbedingungen können strukturelle Nebenbedingungen wie Vorgaben für die maximale Länge von Leitungen, die maximale Zahl von Anschlusspunkten pro Leitung oder – insbesondere bei Stromnetzen üblich – die maximale Zahl von „Abgängen“ pro Umspannstation berücksichtigt werden.

Der oben beschriebene Netzauslegungsalgorithmus berücksichtigt zunächst nur die Versorgungsleitungen, von denen die abschliessenden Leitungsstücke zur Versorgung von Gebäuden (Hausanschlussleitungen) abzweigt werden, nicht jedoch die Hausanschlussleitungen selbst. Deren Länge wird abschliessend auf Basis der Zahl der zu berücksichtigenden Anschlusspunkte und der vom Anwender des Modells vorzugebenden durchschnittlichen Hausanschluss-Leitungslänge ermittelt. Eine modellendogene Ermittlung der durchschnittlichen Hausanschluss-Leitungslänge ist nicht möglich, da die MNA keine Informationen über die Lage der Anschlusspunkte innerhalb der Grundstücksflächen hat.

In der bisherigen Darstellung des Netzauslegungsalgorithmus wird unterstellt, dass als unterste Netzebene die Endverteilungsebene betrachtet wird. Für den Fall, dass hiervon abweichend die Analyse bei einer höheren Netzebene beginnen soll, bietet die MNA die Möglichkeit, die Zahl der dann zu berücksichtigenden Einspeisestationen in die nächste unterlagerte (und nicht mehr zu betrachtende) Netzebene explizit vorzugeben. Diese Vorgabe ersetzt dann den Zahlenwert, der ansonsten als Ergebnis der Auslegung der unterlagerten Ebene ermittelt würde.

Daneben kann es je nach Aufgabenstellung von Interesse sein, für die Auslegung einer Stationsebene (Umspannung oder Gasdruckregelanlagen) die Zahl der Stationen fest vorzugeben,

so dass der Netzauslegungsalgorithmus nicht mehr die Zahl, sondern die Auslastung der einzelnen Stationen zu bestimmen hat. Auch diese Möglichkeit bietet die MNA.

A.1.5 Kostenermittlung

Der zuvor beschriebene Schritt der Netzauslegung liefert ein nach Anlagentypen (Netzebenen, Leitungstypen etc.) differenziertes Mengengerüst (v. a. Leitungslängen und Stationszahlen) des für die betrachtete Versorgungsaufgabe entworfenen kostenminimalen Netzes. Hierfür werden anschliessend die Kosten auf Basis standardisierter, ebenfalls nach Anlagentypen differenzierter Investitions- und Betriebskostenansätze ermittelt. Dabei kommt ein annuitätisches Kostenmodell zur Anwendung, das Investitionskosten unter Berücksichtigung von Nutzungsdauern und Kalkulationszinssätzen in gleichbleibende Jahreskosten umrechnet. Betriebskosten können als prozentualer, jährlich anfallender Zuschlag in Bezug auf die Investitionskosten oder auch als anlagentypspezifische absolute Kostenbeträge pro Jahr berücksichtigt werden. Bei der MNA für Stromnetze werden zusätzlich die Netzverlustkosten als eine Komponente der Betriebskosten ermittelt.

A.1.6 Stromnetzspezifische Planungsvorgaben

Beim Entwurf von Strom-Modellnetzen können folgende Planungsvorgaben berücksichtigt werden:

- Es können bis zu drei *Netzebenen* nachgebildet werden. Diese sind fest den Spannungsebenen Nieder-, Mittel- und Hochspannung zugeordnet, wobei die Nennspannungen in der Nieder- und Hochspannungsebene mit 0,4 kV bzw. 110 kV festgelegt und in der Mittelspannungsebene wahlweise mit 10 kV oder 20 kV parametrierbar sind. Zur Speisung jeder dieser Netzebenen aus der jeweils überlagerten Spannungsebene wird je eine Umspannebene (Stationen mit Transformatoren) nachgebildet.
- Die wesentlichen planungsrelevanten *technischen Eigenschaften der Betriebsmittel* werden durch folgende Angaben berücksichtigt:
 - Stromtragfähigkeit, Reaktanz- und Widerstandsbeläge der Leitungen
 - Umspannkapazität, Leerlauf- und Kurzschlussverlustfaktoren der Transformatoren sowie Zahl der Transformatoren pro Umspannstation

- Als grundlegende Formen der *Netzstruktur* berücksichtigt die MNA für Stromnetze die in Bild A.4 und Bild A.5 skizzierten Strahlen-, Ring- und Maschennetzstrukturen. Es wird unterstellt, dass jeweils von einer in die betrachtete Netzebene einspeisenden Umspannstation ausgehend ein rechteckiger Ausschnitt des betrachteten Versorgungsgebiets versorgt wird. Die Abmessungen dieses Ausschnitts werden dabei nicht vorgegeben, sondern gehen als Ergebnis aus der Netzauslegung hervor. Die Versorgung findet über eine ebenfalls aus der Netzauslegung hervorgehende Zahl von Leitungsabgängen statt, die je nach Netzstruktur nicht miteinander verbunden werden (Strahlennetz) oder aber durch Ring- oder Maschenschlüsse miteinander verbunden werden. Dabei ist es für die hier im Vordergrund stehende Ermittlung der Anlagen-Mengengerüste unbedeutend, ob von einer im Normalbetrieb offenen (mit Trennstellen) oder geschlossenen Betriebsweise ausgegangen wird.

Bei den Netzstrukturen Ring- und Maschennetz wird berücksichtigt, dass die hiermit verbundene strukturelle Netzredundanz nur dann zur Steigerung der Netzzuverlässigkeit beiträgt, wenn ausreichende Belastungsreserven der Betriebsmittel eingeplant werden, um im Störfall eine Weiter- oder Wiederversorgung über die verbleibenden Betriebsmittel ohne Verletzung technischer Grenzen (v. a. der Strombelastbarkeit der verbleibenden Betriebsmittel) zu ermöglichen.

Bei allen Strukturen wird berücksichtigt, dass im Bereich der hier horizontal dargestellten Leitungsabschnitte in der Regel mehrere Leitungen auf gleicher Trasse verlegt werden können, wodurch sich unterschiedliche Trassen- und Stromkreislängen ergeben.

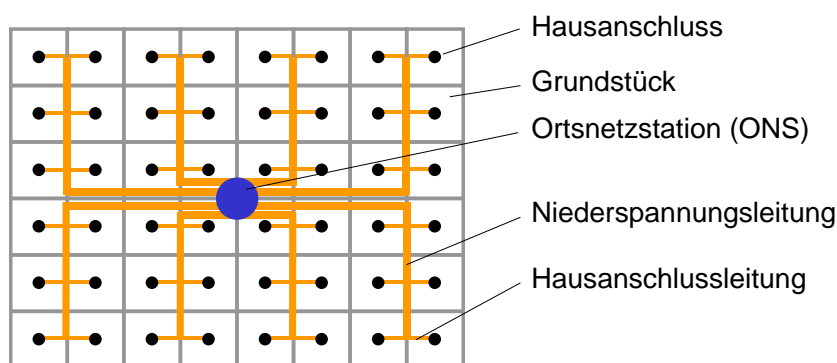


Bild A.4: Grundsätzliche Struktur von Strom-Modellnetzen (hier: Strahlennetz, dargestellt am Beispiel der Niederspannungsebene)

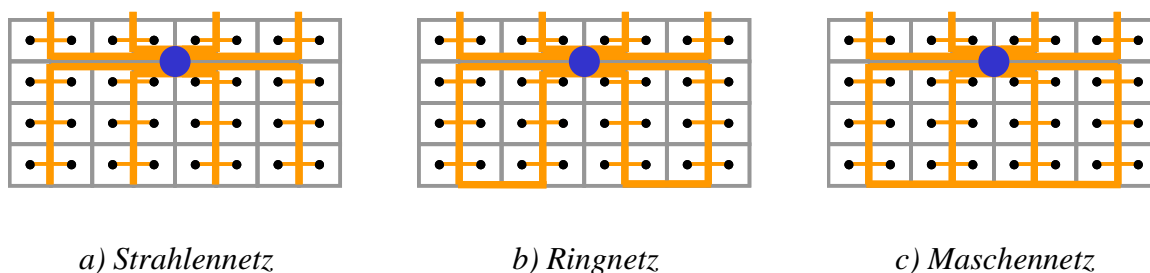


Bild A.5: Optionale Grundformen der Netzstruktur für Strom-Modellnetze

Der Modellierungsansatz der MNA beruht auf der Annahme, dass das gesamte Netz in einem betrachteten (Teil-) Versorgungsgebiet konsequent nach einer der drei berücksichtigten Grundformen strukturiert ist. Dies ist angesichts der als homogen angenommenen Versorgungsaufgabe und des „Grüne-Wiese-Ansatzes“ folgerichtig, da es keinen Grund gibt, innerhalb eines homogen strukturierten Gebiets unterschiedliche Strukturen zu realisieren, sofern nicht die historische Entwicklung des Netzes dagegen spricht.

Bei Vergleichen mit realen Netzen ist dagegen zu beachten, dass diese in der Regel keine durchgängig einheitliche Struktur aufweisen, sondern Mischformen dieser und anderer denkbarer Grundstrukturen. Beim Entwurf von Zielnetzen als Orientierung für die langfristige Netzentwicklung ist es jedoch durchaus praxisüblich, von einer weitgehend einheitlichen Struktur auszugehen, die unter Abwägung von Netzkosten, Zuverlässigkeitszielen und anderen Einflussfaktoren ausgewählt wird.

- Als *technische Nebenbedingung* wird – neben den für die Betriebsmittel vorzugebenden Belastbarkeitsgrenzen – für jede Netzebene der maximale Spannungsfall und die maximale Spannungsanhebung zwischen Einspeisepunkt aus der überlagerten Ebene und dem „hintersten“ Anschlusspunkt berücksichtigt.

A.2 Anwendung in diesem Projekt und verwendete Daten

Mittels Modellnetzanalyse wurden die Netzmengengerüste (Leitungslängen, Zahl der Umspannstationen) bestimmt, die die Grundlage der Berechnung der Netzkosten bilden. Grundsätzlich wird dabei davon ausgegangen, dass die auf diese Assets bezogenen Netzkosten direkt proportional zur Netzmengen sind, so dass die entsprechenden Netzkosten (und deren Änderungen) direkt aus den Netzmengengerüsten (bzw. deren Änderungen) berechnet werden

können. Die hierzu verwendeten Eingangsparameter der Modellnetzanalyse sind in der nachfolgenden Tabelle aufgelistet.

Berechnungsparameter	Dimension	Größe
Niederspannungsebene (NS)		
Belastbarkeit NS-Leitung	[kVA]	100
Max. Auslastung NS-Leitung	[%]	45
Max. Spannungsfall NS	[%]	4
Max. Spannungshub NS	[%]	2
Wirkwiderstandsbelag R' NS	[Ohm/km]	0,2
Indukt. Widerstandsbelag X' NS	[Ohm/km]	0,2
Umfangfaktor NS	[]	1,1
Ortsnetzstationen (ONS)		
Max. Auslastung ONS	[%]	90
Kapazität Trafo ONS	[kVA]	250
Mittelspannungsebene (MS)		
Spannungsebene MS	[kV]	10
Belastbarkeit MS-Leitung.	[MVA]	3
Max. Auslastung MS-Leitung.	[%]	50
Max. Spannungsfall MS	[%]	4
Max. Spannungshub MS	[%]	4
Umfangfaktor MS	[]	1,4
Umspannebene HS/MS		
Trafokapazität HS/MS	[MVA]	40
Max. Auslastung Trafo HS/MS	[%]	50
Anz. Trafo UW	[Stk.]	2
Dezentrale Erzeugung		
cos(phi) Einspeisung induktiv	[]	0,9
Versorgungsaufgabe		
Anzahl Netzanschlüsse	[Stk.]	4.000.000
idv. Höchstlast Haushaltskunde	[kW]	1,90
Höchstlast Umspannebene MS/NS	[kW]	1.800
Fläche NS	[km ²]	16.250
Kunden MS Leistungsgemessen	[Stk.]	400
idv. Höchstlast MS-Kunde Leistungsgemessen	[kW]	1.000
Fläche MS	[km ²]	40.500

Tab. A.1: Übersicht über verwendete Daten zur Berechnung der Netzmengengerüste mittels Modellnetzanalyse

B Allgemeine Methodenbeschreibung zur Bestimmung der Reserveleistung und-energie

B.1 Ursachen für Bilanzungleichgewichte

Ein sicherer Systembetrieb elektrischer Netze erfordert ein stetes Gleichgewicht zwischen Netzeinspeisung und Netzlast. Die Betriebsplanung der ÜNB und alle damit verbundenen Prozesse wie z. B. die Fahrplananmeldung der Bilanzkreisverantwortlichen haben deshalb sicherzustellen, dass dieses Gleichgewicht in der Vorausschau nicht verletzt wird. Im Netzbetrieb kommt es jedoch aufgrund verschiedenster Ursachen immer wieder zu nicht prognostizierbaren und nicht vermeidbaren Störungen dieses Gleichgewichts, die durch vom Netzbetreiber vorzuhaltende Reserve ausgeglichen werden müssen [2]. Die Störungen des Bilanzgleichgewichts können auf verschiedene Ursachen zurückgeführt werden:

- **Stochastisches Verhalten der Lasten:** Das Verhalten der Lasten ist ex ante offensichtlich nicht exakt bekannt oder gar steuerbar, sondern lässt sich nur stochastisch prognostizieren. Aus der Abweichung von Prognosewert und tatsächlicher Last resultieren Bilanzungleichgewichte, deren Ausregelung die Vorhaltung von Reserve erfordert. Bei der Reservebemessung geht man davon aus, dass langsam ändernde, lastbedingte Bilanzungleichgewichte durch manuell aktivierbare Tertiärregelreserve ausgeglichen werden können, während schnelle Veränderungen den Einsatz von Sekundärregelreserve erfordern.
- **Ausfälle konventioneller Kraftwerkseinspeisung:** Die Verfügbarkeit von Kraftwerken ist wie bei allen technischen Anlagen beschränkt. Für den nicht vorhersehbaren Ausfall von Kraftwerksanlagen muss deshalb (ausschliesslich positive) Reserve vorgehalten werden. Dabei ist der ÜNB, in dessen Regelzone ein Kraftwerk angeschlossen ist, bis zu einer Stunde nach dessen Ausfall¹ für die Ausregelung eines durch den Kraftwerksausfall verursachten Bilanzungleichgewichts verantwortlich. Dies geschieht durch die Vorhaltung von PRR (Stoppen des Frequenzabfalls nach Kraftwerksausfall), SRR (Rückführung der Frequenz auf den Sollwert) und TRR (Ablösung der SRR, um diese wieder frei einsetzen zu

¹ exakt: vier Viertelstunden i. S. d. Fahrplananmeldung und Abrechnung, einschliesslich der Viertelstunde, während der der Ausfall auftritt

können). Nach einer Stunde muss der Kraftwerksbetreiber die vom ÜNB vorgehaltene und eingesetzte Reserve durch eigene Reserve ablösen.

- **Dargebotsabhängige Einspeisung:** Die Erzeugung von elektrischer Energie aus dargebotsabhängigen Quellen (ohne Zwischenspeicherung) ist nicht steuer- und auch nicht exakt prognostizierbar. Der Prognosefehler kann damit zu Bilanzungleichgewichten führen, insbesondere wenn keine Massnahmen zum Ausgleich von Leistungsungleichgewichten dargebotsabhängiger Erzeugung im Rahmen der Bewirtschaftung entsprechender Bilanzkreise getroffen werden. Die Bedeutung dargebotsabhängiger Leistungsungleichgewichte nimmt mit steigender installierter Erzeugungsleistung erheblich zu und *kann* im Extremfall sogar zum dominierenden Bemessungskriterium für einzelne Reservearten werden.
- **Fahrplansprünge:** Sprünge im Sollaustausch einer Regelzone, z. B. infolge von Stromhandelsaktivitäten und damit Veränderungen in der Einspeiseleistung von Kraftwerken, können aus technischen Gründen nicht instantan umgesetzt werden. Beim Auftreten eines Fahrplansprungs erfolgt deshalb eine rampenförmige Anpassung (Erhöhung oder Reduzierung) des vom Sekundärregler überwachten Sollaustauschs der Regelzone. Diese erstreckt sich über einen Zeitbereich von bis zu 10 Minuten. In diesem Zeitbereich erfolgt auch die physische Anpassung der Einspeiseleistung der Kraftwerke. Dabei kann es durch nicht vollständige Synchronizität der Anpassung des vom Sekundärregler einer Regelzone überwachten Sollaustauschs und der physikalischen Einspeisungsänderung zu Bilanzungleichgewichten und in der Folge zu Reservebedarf kommen.

B.2 Analytisches Verfahren

Der durch Störungen des Bilanzgleichgewichts entstehende Bedarf an Sekundärregel- und Tertiärregelreserve zur Aufrechterhaltung eines vorgegebenen Defizitniveaus wird über ein analytisches, auf dem Faltungsalgorithmus basierendes Verfahren bestimmt. Dieses Verfahren berücksichtigt die für den Reservebedarf relevanten Einflussfaktoren insbesondere die für diese Untersuchung besonders relevanten Prognoseunsicherheiten dargebots-abhängiger Erzeugungsanlagen.

Das angewandte Verfahren nach Graf/Haubrich [2, 3] bildet bereits seit langem die Grundlage für die Reservebemessung aller deutschen ÜNB und wird daher auch für die im Rahmen

dieses Projekts durchgeführten Analysen eingesetzt. Es beruht auf dem Ansatz, das die individuell vorliegenden Wahrscheinlichkeitsdichteverteilungen auftretender Bilanzabweichungen durch die mathematische Methode der Faltung in eine gemeinsame Wahrscheinlichkeitsverteilung der Bilanzabweichung überführt werden können² (vgl. Abschnitt C im Anhang). Abweichungen, die mit einer nicht tolerierten Wahrscheinlichkeit auftreten, sind dann durch Kraftwerksreserve auszugleichen.

Für die Bemessung der Reserve haben sich als Bewertungskriterien die zulässige Defizit- bzw. Überschusswahrscheinlichkeit infolge unzureichender positiver bzw. negativer Reserve bewährt [4]. Dabei wird zunächst vom in Deutschland üblichen und bewährten Wert von $Pr_D + Pr_U = 0,1\%$ (≈ 10 h/a) je Regelzone ausgegangen. Das heisst, die Bilanzabweichungen in einer Regelzone dürfen im Mittel für jeweils rund 10 Stunden pro Jahr die vorgehaltene positive bzw. negative Regelleistung betragsmässig übersteigen. Anhand der Wahrscheinlichkeitsfunktion der Leistungsabweichungen vom Gleichgewichtszustand werden die Grenzwerte ermittelt, bei denen die Einhaltung von Pr_D und Pr_U gerade noch gewährleistet ist. Diese Werte entsprechen dann der benötigten positiven bzw. negativen Reserve. Bild B.1 gibt eine Übersicht über das eingesetzte analytische Verfahren.

² Mathematisch erfordert dies die (bei der Reservebemessung sehr weitgehend erfüllte) Unkorreliertheit der gefalteten Eingangsgrössen (bzw. wie bei der Kombination aus Lastrauschen und Aktivierungsverzögerung die Beschreibung über eine gemeinsame Verteilungsfunktion).

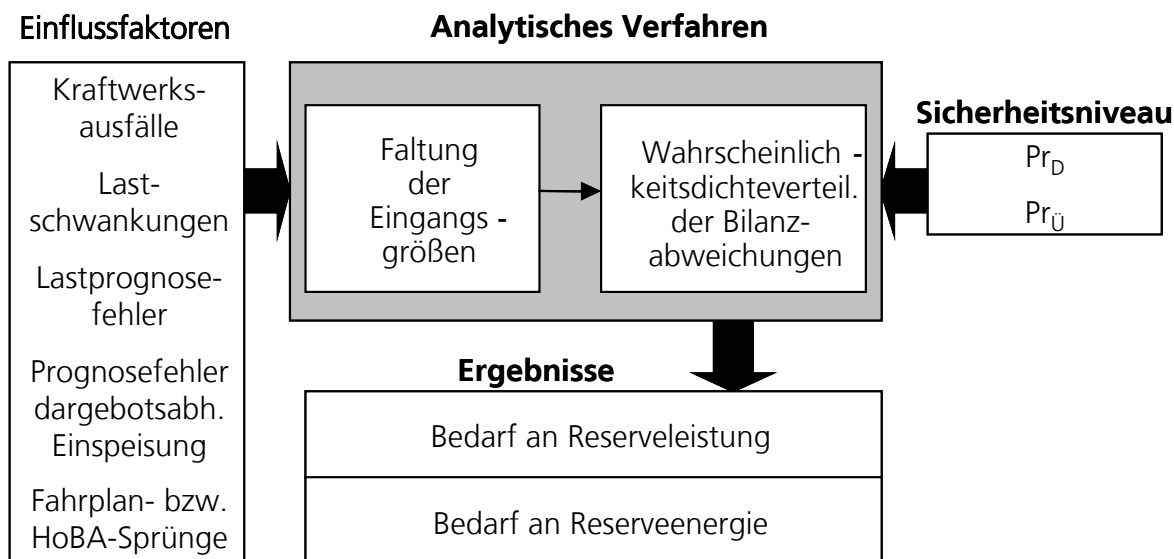


Bild B.1: Analytisches Verfahren zur Reservebemessung

B.3 Abgrenzung von Sekundär- und Tertiärregelreserve

Dabei beschreibt das Prinzipschema aus Bild B.1 zunächst nur die Ermittlung *einer* Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung von Bilanzungleichgewichten. In der Realität ist aber zu berücksichtigen, dass nicht ausregelbare Leistungsdefizite bzw. Überschüsse aufgrund von zwei separaten Effekten auftreten können:

- Setzt man eine vollständige Substituierbarkeit von TRR durch SRR voraus³, kann einerseits die in Summe in beiden Qualitäten vorgehaltene Gesamtregelreserve (GRR, Summe aus SRR und TRR) zu gering sein, um eine auftretende Bilanzabweichung auszuregeln. In diesem Fall entsteht ein *Leistungsdefizit infolge unzureichender Gesamtreserve*.
- Ein Defizit kann auch dann auftreten, wenn zwar ausreichend Gesamtregelreserve vorhanden, diese jedoch z. B. nach einem Kraftwerksausfall nicht zeitgerecht verfügbar ist, weil die Sekundärregelreserve allein nicht ausreicht und die Tertiärregelreserve erst zeitverzögert vollständig aktivierbar ist (*Leistungsdefizit infolge unzureichender Sekundärregelreserve*).

³ Eine solche Substituierbarkeit wird in der Literatur auch als Vorwärtspooling bezeichnet.

Bei der Abgrenzung von SRR und TRR ist weiterhin zu berücksichtigen, dass der Gesamtreservebedarf zwar durch das Zusammenwirken aller relevanten Einflussgrößen (s. Abschnitt B.1) bestimmt wird, dass jedoch nur ein Teil dieser Einflussgrößen auch einen Bedarf an schneller Reserve, also SRR verursacht (siehe Bild B.2). Dass alle Einflussgrößen, die auf einer Prognose beruhen (Lastprognosefehler und Prognosefehler dargebotsabhängiger Einspeisung) auch über den in Bild B.2 angegebenen Zeitraum von einer Stunde hinaus wirksam sein können und Reservebedarf verursachen, wird durch die gestrichelten Pfeile verdeutlicht.

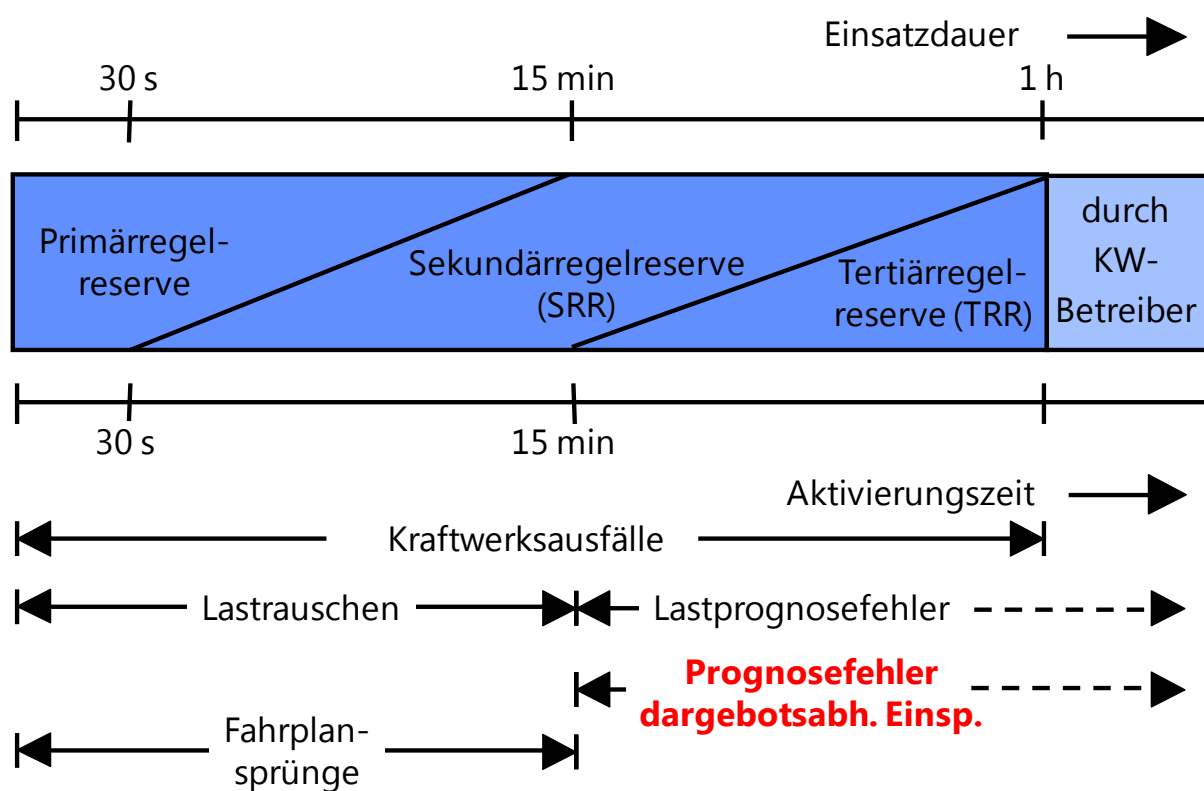


Bild B.2: Einsatz der Reservearten in verschiedenen Zeitbereichen

SRR und GRR werden in einem mehrstufigen Prozess bestimmt. Dafür ist jedoch unabdingbar, das entsprechend Abschnitt B.1 tolerierte Gesamtdefizitniveau vorab auf die beiden möglichen Defizitursachen aufzuteilen. Sich daraus ergebende Freiheitsgrade werden im weiteren Verlauf noch diskutiert. Die einzelnen Schritte bei der Reservebemessung sind wie folgt:

- Zunächst wird die für die GRR relevante Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung durch Faltung aller Einflussgrößen bestimmt. Dabei werden Kraftwerksausfälle mit einer Wir-

kungsdauer von 1h berücksichtigt. Betragen das akzeptierte Defizit bzw. der akzeptierte Überschuss aufgrund unzureichender GRR (Defizit/Überschusswahrscheinlichkeit $Pr_{D/\bar{U}, GRR}$) jeweils $x\%$ ⁴, kann die vorzuhaltende GRR als $x\%$ bzw. $1-x\%$ Quantil der Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung abgelesen werden (hier: 0,5%).

- Im zweiten Schritt wird durch Faltung der für SRR-Vorhaltung relevanten Einflussgrößen die Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung für den SRR-Bedarf bestimmt. Dabei wird die Wirkungskdauer von Kraftwerksausfällen zu 15 min angesetzt.
- Diese Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung wird nun an beiden Seiten an den Stellen der zuvor bestimmten notwendigen GRR-Vorhaltung (an den $x\%$ bzw. $1-x\%$ Quantilen der GRR-Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung) abgeschnitten, grössere im SRR-Bereich relevante Bilanzabweichungen werden somit nicht weiter betrachtet. Dieser Beschnitt der Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung reflektiert die oben getroffene vollständige und vom betrachteten Zeitbereich unabhängige Zuordnung von Bilanzabweichungen, die die Gesamtreservevorhaltung übersteigen, zur Defizitursache unzureichender GRR. Sie verhindert die doppelte Zählung entsprechender Defizitzeiten.
- Analog zur Vorgehensweise bei der Festlegung der vorzuhaltenden GRR kann nun die vorzuhaltende SRR aus der akzeptierten Defizit- bzw. Überschusswahrscheinlichkeit aufgrund unzureichender SRR $Pr_{D/\bar{U}, SRR}$ und den entsprechenden Quantilen der beschnittenen Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung abgelesen werden.
- Die vorzuhaltende TRR ergibt sich dann als Differenz aus vorzuhaltender GRR und vorzuhaltender SRR.

Wie oben erwähnt, stellt die Aufteilung des insgesamt tolerierten Defizitniveaus auf beide Defizitursachen prinzipiell einen Freiheitsgrad dar. Die resultierenden Abhängigkeiten sind stark nichtlinear. Für ein vorgegebenes Defizitniveau erhält man den in Bild B.3 skizzierten typischen Verlauf der notwendigen GRR in Abhängigkeit von der vorgehaltenen Sekundärregelreserve.

⁴ Aus $Pr_{D/\bar{U}, GRR}$ ergibt sich zusammen mit der insgesamt akzeptierten Defizit- bzw. Überschusswahrscheinlichkeit $Pr_{D/\bar{U}}$ die akzeptierte Defizit- bzw. Überschusswahrscheinlichkeit aufgrund unzureichender SRR $Pr_{D/\bar{U}, SRR} : Pr_{D/\bar{U}, SRR} = Pr_{D/\bar{U}} - Pr_{D/\bar{U}, GRR}$. Dabei müssen alle Wahrscheinlichkeiten positive Werte haben.

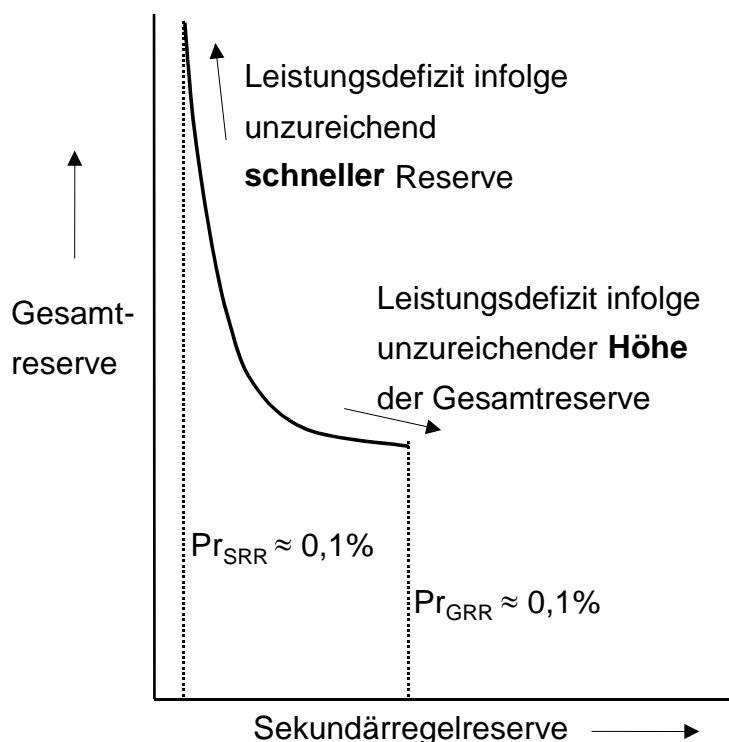


Bild B.3: Typischer Verlauf der Gesamtreserve in Abhängigkeit von der vorgehaltenen Sekundärregelreserve

Jeder Punkt der Kurve führt zu einer identischen gesamten Defizitwahrscheinlichkeit und unterscheidet sich lediglich hinsichtlich der Ursache für nicht ausregelbare Defizite bzw. Überschüsse. Wird beispielsweise ausschliesslich SRR vorgehalten, so ergibt sich das Leistungsdefizit vollständig aufgrund der unzureichenden Höhe der GRR. Die vollständig in Form von SRR vorgehaltene GRR ist in diesem Fall minimal. Im Falle einer minimalen SRR können Abweichungen nicht ausreichend schnell ausgeglichen werden. Die Höhe der GRR ist hingegen weitgehend ausreichend ($Pr_{GRR} \approx 0\%$). Es ist zu berücksichtigen, dass der Extremfall einer minimalen SRR-Vorhaltung wegen anderer Anforderungen an die SRR-Vorhaltung (z. B. Wurzelkurven aus dem UCTE Operations Handbook [5]) im Regelfall nicht realisierbar sein dürfte.

Prinzipiell sind aber verschiedene Aufteilungen auf die beiden Reservequalitäten zulässig. Eine eindeutige Entscheidung erfordert deshalb weitere technische oder wirtschaftliche Entscheidungskriterien, z. B. die Minimierung der Kosten für die Reservevorhaltung oder die Maximierung der Flexibilität im Reserveeinsatz.

B.4 Bestimmung der Erwartungswerte für eingesetzte Regelenergie

Der Erwartungswert für die eingesetzte Regelenergie kann prinzipiell aus einer Integration der Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung des GRR-Bedarfs multipliziert mit der jeweiligen Bilanzabweichung bestimmt werden. Dies entspricht einer Berechnung des ersten Moments der Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung, hier als $f(x)$ bezeichnet, wobei positive und negative Bereiche separat betrachtet werden:

$$W = \int_{-\infty}^0 (f(x) \cdot x) dx \quad (\text{B.1})$$

für positive Reserve (negative Bilanzabweichung gibt ein Defizit an) bzw. analog

$$W = \int_0^{\infty} (f(x) \cdot x) dx \quad (\text{B.2})$$

für negative Reserve.

Dabei ist zu beachten, dass die Aufteilung der eingesetzten Regelenergie auf die verschiedenen Reservequalitäten von der Einsatzstrategie abhängig ist und nicht im Voraus eindeutig bestimmt werden kann. Für die Berechnungen im Rahmen dieses Gutachtens werden die folgenden Annahmen getroffen:

- Die entsprechend der Reservebemessung festgelegte SRR wird immer vollständig ausgenutzt, bevor TRR eingesetzt wird.
- Nicht zeitgerecht gelieferte Reserve muss zu einem späteren Zeitpunkt nachgeliefert werden.

Die konkret eingesetzte Regelenergie wird im Folgenden am Beispiel der negativen Reserveenergie beschrieben. Für die Sekundärenergie gilt:

$$W_{SRR^-} = \int_0^{P_{SRR}} (f(x) \cdot x) dx + \int_{P_{SRR}}^{\infty} f(x) dx \cdot P_{SRR} \quad (\text{B.3})$$

Das erste Integral berechnet die Energie, die durch SRR sicher abgedeckt werden kann, da die Bilanzabweichung $x \leq P_{SRR}$ ist. Das zweite Integral spiegelt die Annahme wider, dass auch bei Bilanzabweichungen, die die zur Verfügung stehende SRR überschreiten, diese zunächst vollständig ausgenutzt wird. Hier wird folglich das Produkt aus Wahrscheinlichkeit für eine Bilanzabweichung $f(x) > P_{SRR}$ und der nicht mehr steigerbaren Leistung der SRR P_{SRR} integ-

riert. Über die zur Verfügung stehende SRR-Leistung hinausgehende Bilanzabweichungen werden durch den Einsatz von TRR ausgeglichen:

$$W_{MRL} = \int_{P_{SRR}}^{\infty} (f(x) \cdot (x - P_{SRR})) dx \tag{B.4}$$

B.5 Verwendete Daten

Für die Bestimmung der Regelenergie- und -leistungsänderungen durch den Zubau dezentraler Einspeisungen haben wir auf Basis öffentlicher Quellen und Erfahrungswerte aus anderen Projekten die vom Verfahren benötigten Eingangsdaten zusammengestellt. Im Wesentlichen sind für die hier angestrebte Untersuchung Bilanzabweichungen durch Lastprognosefehler, Lastschwankungen, Ausfälle von (Gross-)Kraftwerken und insbesondere Prognosefehler dargebotsabhängiger Erzeugung relevant, aus deren Wahrscheinlichkeitsverteilungen mittels die vorzuhaltenden Reserveleistungen bestimmt werden (s. Bild B.4).

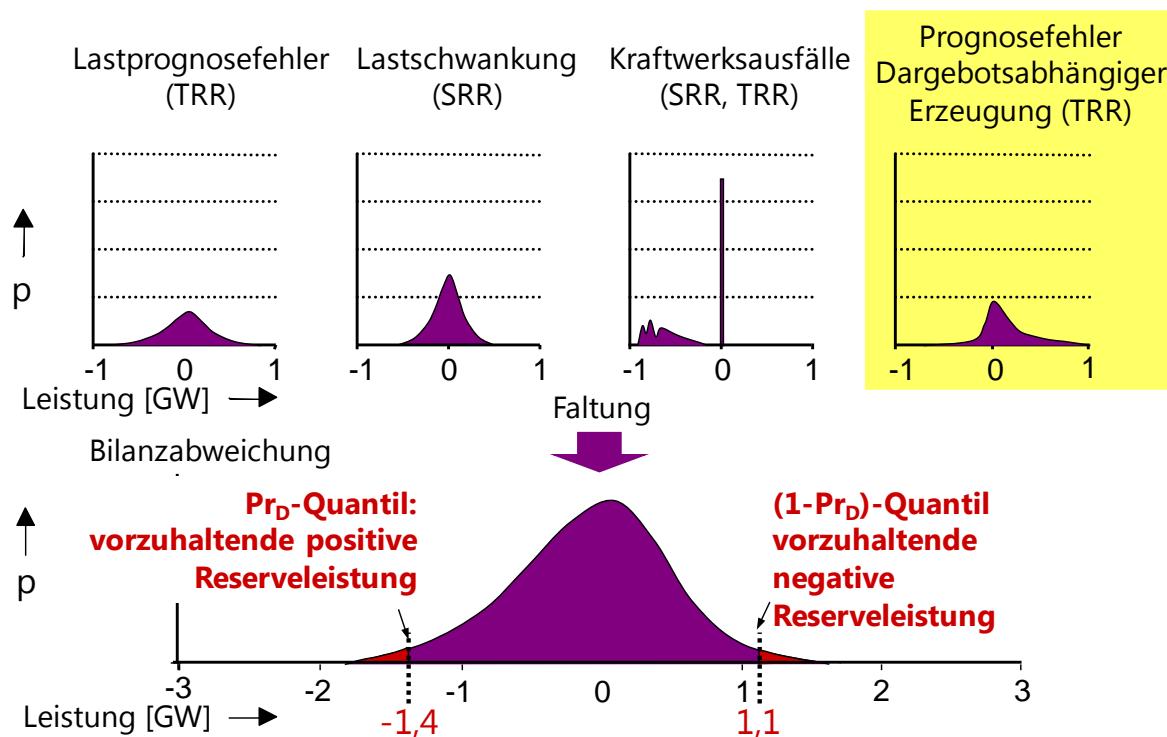


Bild B.4: Wesentliche Ursachen für Bilanzabweichungen und zugehörige typische Wahrscheinlichkeitsverteilungen zur Ermittlung vorzuhaltender Reserveleistung

Im Folgenden erläutern wir die relevanten Einflussgrößen näher und leiten Modelle zu ihrer probabilistischen Beschreibung ab.

B.5.1 Kraftwerksausfälle

Störungsbedingte Ausfälle thermischer Kraftwerke haben massgeblichen Einfluss auf den Bedarf an Sekundär- und Tertiärregelreserve. Störungen können sowohl sofortige Totalabschaltungen als auch eine Leistungsbeschränkung (Teilausfall) erzwingen.

Aufgrund seines stochastischen Charakters lässt sich das Ausfallverhalten der Kraftwerke nur über statistische Kenngrössen beschreiben. Um eine valide Datenbasis zu erhalten, ist die Analyse einer ausreichend grossen statistischen Grundgesamtheit erforderlich. In dieser Untersuchung haben wir eine spezielle Auswertung der anerkannten, seit mehreren Jahrzehnten vom VGB PowerTech e.V., Essen (VGB) geführten Kraftwerksverfügbarkeitsstatistik genutzt. Der VGB hat, nach Erzeugungstechnologien getrennt, für Kraftwerke mit einer Einspeiseleistung > 100 MW die Verfügbarkeitsstatistik der Jahre 1988-2006 mit insgesamt 2058 erfassten Kraftwerksbetriebsjahren ausgewertet und die Zahl der durchschnittlichen jährlichen Ausfälle, separiert nach Voll- und Teilausfällen, und die ausgefallene Leistung bei Teilausfällen analysiert. Für die im Wesentlichen in der Schweiz derzeit bei Grosskraftwerken eingesetzten Technologien haben wir die in Tab. B.1 ausgewiesenen Kraftwerksleistungen und in Tab B.2 aufgelisteten Ausfallhäufigkeiten verwendet.

Hydro	Installierte Leistung [MW]*	Nuklear	Installierte Leistung [MW]*
Fionnay	290	Beznau I + II	2 x 760
Chandoline	150	Goesgen	1020
Bieaudron	1269	Leibstadt	1220
Nendaz	390	Mühleberg	372
Vorderrhein	331		
Hinterrhein	651		
Engadine	414		
Linth Limmern	450		
Sarganserland	343		
Maggia	620		
Blenio	390		
Emosson	360		
Massa	340		

Tab. B.2: Leistungen der Grosskraftwerke (Leistungsangaben aus öffentlichen Quellen)

Technologie	Häufigkeit Vollaussfall	Häufigkeit Teilaussfall	Verfügbare Leistung bei Teilaussfall [%]
Hydro	0,5	0	---
Nuklear	1,1	1,2	27

Tab. B.3: Verwendete Ausfallhäufigkeiten von Grosskraftwerken

Die angegebenen Ausfallhäufigkeiten berücksichtigen nur spontan auftretende, nicht dispo-
nible Ereignisse, die zu einer sofortigen Reduzierung der Erzeugungsleistung führen. Die
unmittelbar nach einer solchen Leistungsreduzierung auftretenden Leistungsungleichgewichte
müssen bis zur Ablösung durch eigene Reserve des Kraftwerksbetreibers durch den Einsatz
von Sekundär- und Tertiärregelreserve ausgeglichen werden. Wegen der nicht gegebenen
Prognostizierbarkeit von Kraftwerksausfällen kann Tertiärregelreserve erst nach ihrem Eintritt
aktiviert werden. Auftretende Bilanzungleichgewichte müssen also bis zur deren Verfügbar-
keit (nach maximal 15 Minuten) ausschliesslich durch Sekundärregelreserve ausgeglichen
werden.

B.5.2 Lastprognosefehler und Lastrauschen

Ausser für Kraftwerksausfälle muss wegen der Prognoseunsicherheit der Lasthöhe auch hier-
für Kraftwerksreserve vorgehalten werden. Bei einer probabilistischen Reservebemessung
werden die Abweichungen der Last vom Prognosewert üblicherweise entsprechend dem
jeweiligen Zeitbereich in

- Lastrauschen und
- Lastprognosefehler (s. Bild B.5)

unterteilt [3].

Hierbei bezeichnet man Abweichungen des $\frac{1}{4}$ -Stunden-Mittelwerts der Last von dem in
diesem Zeitraster vorliegenden Prognosewert als Lastprognosefehler, Abweichungen der
momentanen Last vom $\frac{1}{4}$ -stündlichen Mittelwert als Lastrauschen.

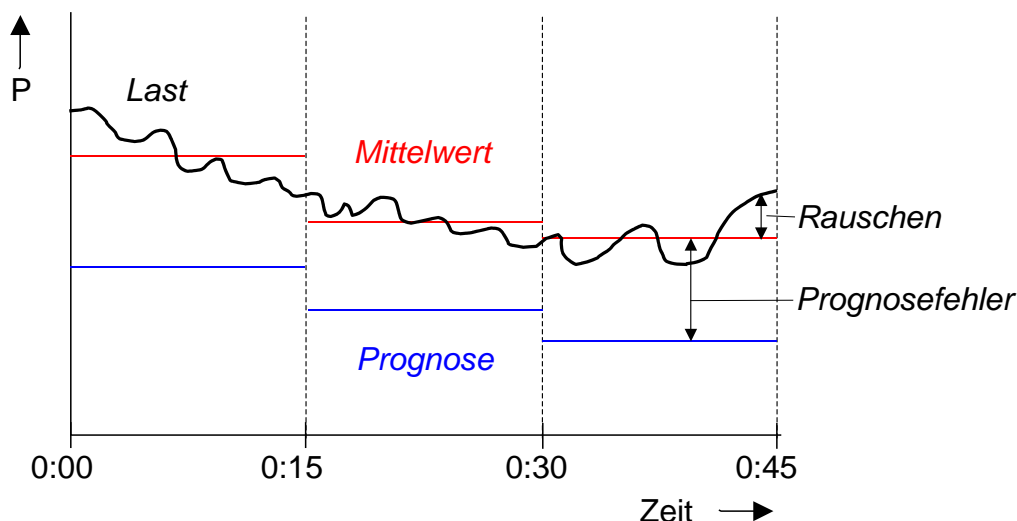


Bild B.5: Kurzfristige Schwankungen und Prognosefehler der Last

Die empirische Bestimmung von Lastrauschen und Lastprognosefehler ist schwierig, da notwendige Eingangsdaten nicht vorliegen (Regelzonenlastprognose) bzw. Einflüsse nicht sauber voneinander separiert werden können. Daher haben wir bei der Modellierung für beide Einflussgrößen einerseits auf Literaturwerte und andererseits uns vorliegende empirische Erkenntnisse berücksichtigt.

Lastrauschen

Das Lastrauschen beschreibt die Volatilität der Momentanwerte der Netzlast. Aufgrund des nicht steuerbaren Verhaltens der Netznutzer unterliegen diese Momentanwerte kurzfristigen Schwankungen. Die übliche Vorgehensweise bei Reservebemessungen impliziert den Ausgleich längerfristig bestehender Abweichungen zwischen Lastprognose und ¼-Stunden-Mittelwert der Last durch manuell aktivierbare Tertiärregelreserve. Im Lastrauschen erfasst wird deshalb als Residuum die Abweichung der Momentanwerte vom ¼-Stunden-Mittelwert. Da die Leistungsbilanzabweichungen durch Lastrauschen nicht prognostizierbar sind und sich sehr kurzfristig verändern, können sie ausschliesslich durch Sekundärregelreserve ausgeglichen werden.

Wissenschaftliche Untersuchungen in der Vergangenheit haben gezeigt, dass das Lastrauschen – entsprechend den Erwartungen – mit ausreichender Genauigkeit als mittelwertfreie normalverteilte Zufallsgrösse beschrieben werden kann. Als geeignetes Mass für die Standardabweichung hat sich ein Wert von 0,5%-0,6% der Regelzonenhöchstlast erwiesen. Diesen Wertebereich konnten wir in der Vergangenheit mehrfach anhand von Vergleichen mit empirischen

rischen Aufzeichnungen der Schwankungen der vertikalen Netzlast verschiedener Regelzonen validieren. In dieser Untersuchung haben wir einen Wert von 0,6% der Regelzonenhöchstlast verwendet.

(Last-)Prognosefehler

Nur in äusserst seltenen Fällen werden regelzonenweite Lastprognosen erstellt. Die Erstellung von Lastprognosen ist vielmehr Teil des Bilanzkreismanagements der Bilanzkreisverantwortlichen. Diese sind jedoch nicht zur Offenlegung ihrer Lastprognosen verpflichtet. Da dementsprechend keine exakten Werte ermittelt werden konnten, wurde der Lastprognosefehler als vorzeichenrichtige Überlagerung der Lastprognosefehler der Bilanzkreise mit einer mittelfreien Normalverteilung beschrieben. Deren Standardabweichung haben wir mit 2,5% der Regelzonenhöchstlast angenommen.

B.5.3 Einspeisung dargebotsabhängiger Erzeugung

Die Integration dargebotsabhängiger Erzeugung in einen Fahrplan macht eine Prognose erforderlich, welche immer auch mit einem Prognosefehler behaftet ist. Für die Erstellung der Fahrplananmeldungen grundsätzlich relevant ist die Prognose am Vortag der tatsächlichen Energielieferung ((D-1)-Prognose). Damit müssen Abweichungen zwischen (D-1)-Prognose und Ist-Einspeisung durch eine vom ÜNB zu stellende Reserve ausgeglichen werden. Für diese Untersuchung sind wir davon ausgegangen, dass der gesamte (D-1)-Prognosefehler mit den Reservequalitäten Sekundär- und Tertiärregelreserve ausgeglichen wird. Dies würde wegen möglicher Ausgleichseffekte mit den anderen Einflussgrössen auf den Reservebedarf zu einem insgesamt (Summe über alle Reservequalitäten) minimalen Reserveeinsatz führen. Gleichzeitig würde jedoch der Bedarf an Sekundär- und Tertiärregelreserve stark vom Prognosefehler dargebotsabhängiger Erzeugung determiniert, so dass hier von einer Maximalabschätzung der Reservebedarfsänderung ausgegangen werden kann.

Derzeit existieren statistisch belegbare Grössen für Prognosefehler nicht flächendeckend und für alle Erzeugungstechnologien in gleichem Mass, daher haben wir auf Basis von Literaturangaben und Erfahrungen aus vergleichbaren Projekten Annahmen für plausible Grössenordnungen von Prognosefehlern dargebotsabhängiger Erzeugungen getroffen. Die verwendeten Leistungen je Erzeugungstechnologie und die zugehörigen Prognosefehler sind in Tab. B.3

aufgelistet. Als Verteilungsfunktion wurde hier einheitlich eine Standardnormalverteilung angenommen.

Erzeugungstechnologie	Installierte Leistung [MW]	Angenommener Prognosefehler
BHKW	1.652	7%
Mikrogasturbine, Brennstoffzelle	1.234	3%
KWK	857	3%
PV	664	10%
WEA	1.029	10%
Biomasse	249	3%
Bio-/Klärgas	429	5%
Geothermie	306	3%
Kehricht	171	3%
Leistungsgewichteter Prognosefehler		5,9%

Tab. B.4: Leistungen der dezentralen Einspeisungen und angenommene Prognosefehler

C Grundlagen der Faltung

Die einzelnen Einflussgrößen der Reservebemessung werden durch die jeweilige Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der durch sie verursachten Abweichungen vom Bilanzgleichgewicht beschrieben. Werden nun mehrere Einflussgrößen betrachtet, ist es notwendig, die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Summe aller Einflussgrößen zu bestimmen.

Im Rahmen des Verfahrens nach Graf/Haubrich wird dazu die Methode der Faltung angewandt, um aus den Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen f und g der stochastisch unabhängigen (unkorrelierten) Einflussgrößen F und G die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Summe $F+G$ zu bestimmen. Das resultierende Faltungsprodukt h wird mit

$$h = f * g . \quad (\text{C.1})$$

bezeichnet. Werden mehr als zwei Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen miteinander gefaltet, werden nach dem Falten der ersten beiden Einflussgrößen F und G alle weiteren Einflussgrößen (hier beispielhaft X mit der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion x) rekursiv mit dem bereits ermittelten Faltungsprodukt $f * g$ gefaltet. Es folgt:

$$x * (f * g) = x * h . \quad (\text{C.2})$$

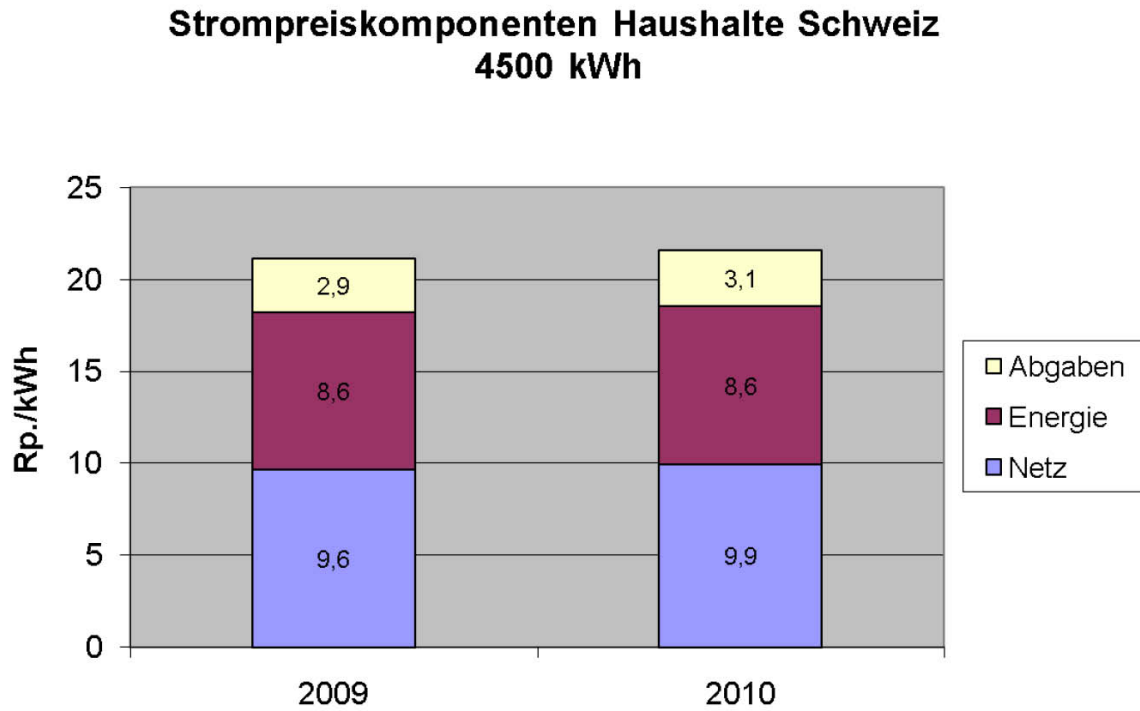
Aufgrund der Eigenschaft der Kommutativität der Faltungsoperation ist das Gesamtfaltungsprodukt von der Reihenfolge der Faltung der einzelnen Einflussgrößen unabhängig.

Die Datenauswertung zur Bestimmung der Bilanzabweichungen aufgrund der einzelnen Einflussgrößen ermöglicht häufig keine geschlossene Formulierung der resultierenden Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion. Stattdessen wird die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion diskret mittels der Wahrscheinlichkeit für das Auftreten einer Bilanzabweichung innerhalb eines bestimmten, typischerweise sehr schmalen Leistungsbandes (Bandbreite hier: 1 MW) angegeben. Das Vorliegen der Einflussgrößen in Form von diskreten Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen $x(n)$ erlaubt die Berechnung der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Summe aller zu berücksichtigenden Einflussgrößen mittels der diskreten Faltung [6]

$$h(n) = f(n) * g(n) = (f * g)(n) = \sum_{m=-\infty}^{+\infty} f(m) \bullet g(n - m) . \quad (\text{C.3})$$

Anschaulich kann die diskrete Faltung als Gewichtung der Folge $f(m)$ mit der um n verschobenen Folge $g(n-m)$ verstanden werden. Die diskrete Faltung verschiedener, wählbarer Eingangssignale kann mittels [7] veranschaulicht werden

D Durchschnittliche Strombezugskosten eines Schweizer Haushaltes



* Nur Abgaben auf Stufe Endverteiler sind separat ausgewiesen. Weitere Abgaben sind im Energie und Netzpreis enthalten. Z.B. sind Abgaben auf Stufe Produktion wie Konzessionen und Wasserzinsen sind im Energiepreis enthalten.

Bild D.1: Durchschnittliche Strombezugskosten eines Schweizer Haushaltes

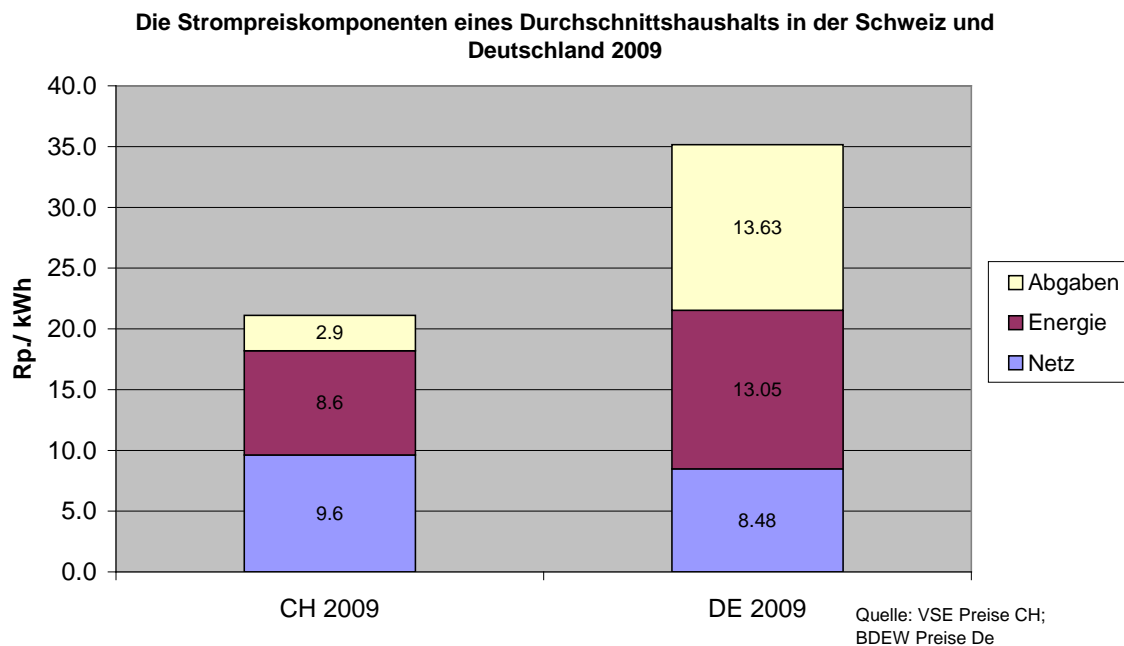


Bild D.2: Durchschnittliche Strombezugskosten eines Schweizer Haushaltes im Vergleich zu Deutschland