



Gutachten "Bestimmung des regelzoneninternen Regelleistungsbedarfs für Sekundärregelung und Minutenreserve"

Autoren: **E-Bridge Consulting GmbH**
Dr.-Ing. Jens Büchner
Dipl.-Ing. Tuncay Türkucar
Dr.-Ing. Wolfgang Nick
Dr.-Ing. Falk-Rüdiger Graf

Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft

Prof. Dr.-Ing. Edmund Handschin
Dipl.-Ing. Willi Horenkamp
Dipl.-Ing. Dieter König
Dipl.-Wirt.-Ing. Daniel Waniek
Dipl.-Ing. Waldemar Schulz

Bonn, im September 2006

Erstellt durch:

E-Bridge Consulting GmbH
Meckenheimer Allee 67-69
53115 Bonn

**Universität Dortmund, Lehrstuhl für
Energiesysteme und Energiewirtschaft**
Emil-Figge-Str. 70
44227 Dortmund

Inhalt

1 Hintergrund und Ziel der Studie.....	1
1.1 Hintergrund	1
1.2 Ziel und Aufbau der Studie.....	2
2 Betriebspraxis und UCTE Regeln	3
2.1 Heutige Betriebspraxis	3
2.2 UCTE Regeln	4
3 Vorgehen und Methodik.....	6
3.1 Inselnetzansatz zur Bestimmung des Kernanteils	6
3.2 Verwendete Modelle	10
4 Ermittlung des internen Regelleistungsbedarfs.....	13
4.1 Prämissen	13
4.2 Ergebnisse	16
4.2.1 Ermittlung der Referenzwahrscheinlichkeit α	16
4.2.2 Vorzuhaltende Regelleistung nach UCTE-Empfehlungen	17
4.2.3 Ermittlung der Kernanteile der Regelreserve	18
4.3 Interpretation	22
5 Zusammenfassung.....	25
Literaturverzeichnis.....	29
Formel- und Abkürzungsverzeichnis.....	30
Anhang A: Mathematische Modelle	32
Anhang B: Defizitwahrscheinlichkeiten für negative Reserve	50
Anhang C: Defizitwahrscheinlichkeiten für positive Reserve	58

1 HINTERGRUND UND ZIEL DER STUDIE

1.1 HINTERGRUND

Nach § 13 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) [1] ist jeder Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zum Ausgleich von möglichen auftretenden Abweichungen zwischen Stromangebot und Stromnachfrage in seiner Regelzone im Rahmen seiner Systemverantwortung verpflichtet.

Zur Gewährleistung einer ausreichenden Zuverlässigkeit der Versorgung der Verbraucher mit elektrischer Energie ist die Vorhaltung von Leistungsreserve erforderlich. Leistungsbedarf entsteht, wenn in der momentanen Leistungsbilanz die Summe der tatsächlichen Leistungen von der Summe der erwarteten (geplanten) Leistungen abweicht. Diese Abweichung entsteht sowohl auf der Seite der Netzlast (z. B. durch meteorologische Einflüsse) als auch auf der Seite der Erzeugung (z. B. Kraftwerksausfälle). Das technische Modell des Reserveeinsatzes durch den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) geht von einer Dreiteilung der Reserve aus, wie in Abbildung 1 dargestellt: [2]

- ❑ Sekundenreserve (aufgebracht durch die Primärregelung in allen Regelzonen);
- ❑ Sekundärregelreserve (aufgebracht durch die Sekundärregelung des ÜNB in der betroffenen Regelzone);
- ❑ Tertiärregelreserve (Minutenreserve des ÜNB, in der Regel manuell aktiviert) zur Ablösung der Sekundärregelreserve.

Die Kraftwerksbetreiber/Händler setzen zur Ablösung der Minutenreserve des ÜNB ihre eigenen Kurzzeit- und/oder Langzeitreserve ein.

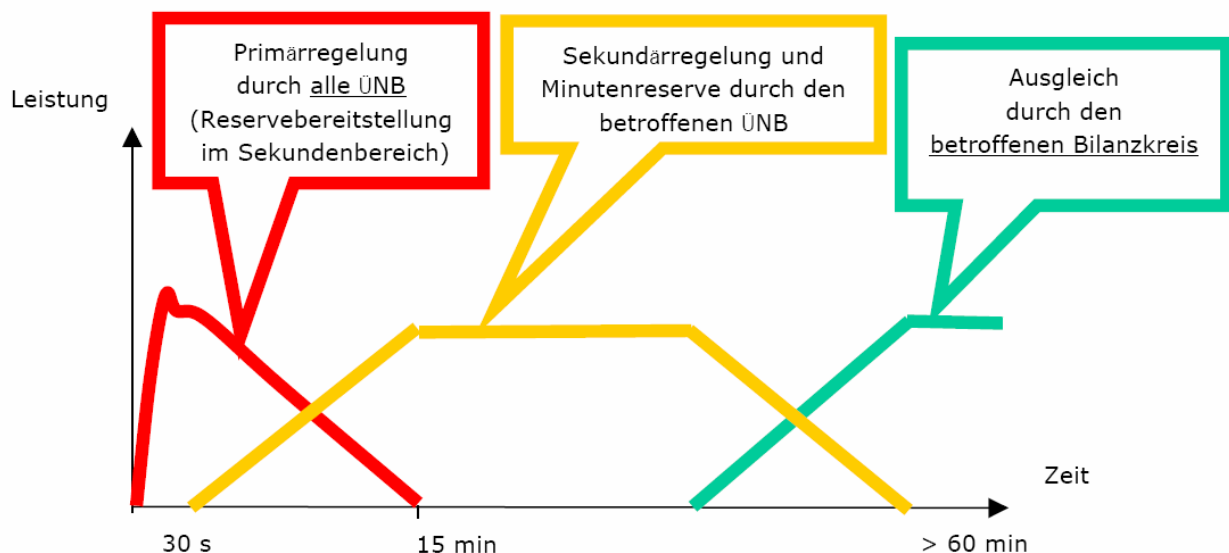


Abbildung 1: Zeitlicher Ablauf der Regelleistungsbereitstellung

Die ÜNB sind gegenüber den früheren getrennten Ausschreibungen nach § 6 Abs. 1 der Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung – StromNZV) [3] verpflichtet, die jeweilige Regelenergieart im Rahmen einer

gemeinsamen regelzonenübergreifenden Ausschreibung zu beschaffen. Nach § 6 Abs. 2 StromNZV sind die ÜNB berechtigt, einen technisch notwendigen Anteil an Regelenergie aus Kraftwerken in ihrer Regelzone auszuschreiben, soweit dies zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, insbesondere zur Aufrechterhaltung der Versorgung im Inselbetrieb nach Störungen erforderlich ist.

1.2 ZIEL UND AUFBAU DER STUDIE

Die BNetzA hat E-Bridge Consulting beauftragt, im Rahmen eines Gutachtens die Höhe des regelzonenintern auszuschreibenden Regelleistungsbedarfs für Sekundärregelleistung und Minutenreserve, den so genannten „Kernanteil“ zu ermitteln. Die Primärregelleistung ist nicht Bestandteil der Untersuchung.

E-Bridge wurde insbesondere bei der Modellierung und der Ermittlung des Regelleistungsbedarfs vom Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft der Universität Dortmund unterstützt.¹

Das Gutachten fasst die wesentlichen Ergebnisse der Untersuchung zusammen und ist wie folgt aufgebaut:

Kapitel 2 stellt die heutige Betriebspraxis bei den deutschen ÜNB und in der UCTE sowie die UCTE Regeln bezüglich regelzonenübergreifenden Regelleistungsaustausch dar.

Kapitel 3 beschreibt das Vorgehen und die Methodik zur Ermittlung des Kernanteils. Hier erfolgt die Beschreibung des Inselnetzansatzes zur Bestimmung des Kernanteils der Sekundärregelleistung und der Minutenreserve sowie eine kurze Zusammenfassung der eingesetzten Modelle.

In Kapitel 4 erfolgt die Ermittlung und Darstellung des internen Regelleistungsbedarfs (Kernanteil) pro Regelzone sowie eine Interpretation der Ergebnisse mittels Gegenüberstellung mit den UCTE-Empfehlungen auf Basis der ausgeschriebenen Regelleistungen.

Kapitel 5 fasst die wesentlichen Ergebnisse des Gutachtens zusammen.

Im Anhang werden die verwendeten Modelle detaillierter beschrieben. Darüber hinaus wird die verwendete Datenbasis sowie die Verifikation und Bewertung der verwendeten Modelle für den Verbundnetzfall dargestellt.

¹ Während der Durchführung der Studie fanden mehrere Besprechungen mit der Bundesnetzagentur statt. Darüber hinaus fand ein Informationsaustausch mit Vertretern der vier ÜNB statt, bei dem die grundsätzliche Methodik und Vorgehensweise sowie die verwendete Datenbasis besprochen wurde.

2 BETRIEBSPRAXIS UND UCTE REGELN

2.1 HEUTIGE BETRIEBSPRAXIS

Die heutige Betriebspraxis bei den deutschen ÜNB und in der UCTE ("Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity") ist auf den Verbundbetrieb der synchron verbundenen Übertragungsnetze ausgelegt, d.h. die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) betreiben in enger technisch-betrieblicher Kooperation die zusammen geschalteten Übertragungsnetze. Mit der Marktliberalisierung und den gesetzlichen Vorgaben ergeben sich daraus im Zuge des „Unbundling“ der bisher vertikal integrierten Elektrizitätsunternehmen für die Übertragungsnetzbetreiber die folgenden grundsätzlichen Aufgaben:

- ❑ allen Marktteilnehmern den Marktzugang zu transparenten, objektiven und nicht diskriminierenden Bedingungen zu gewährleisten;
- ❑ einen zuverlässigen Netzbetrieb im Rahmen des Verbundbetriebes sicherzustellen; sowie
- ❑ Systemverantwortung wahrzunehmen und erforderliche Systemdienstleistungen zur Verfügung zu stellen.

Im synchron zusammen geschalteten Verbundnetz tragen die einzelnen nationalen und internationalen Übertragungsnetzbetreiber gemeinsam die Verantwortung für den sicheren Systembetrieb mit den wesentlichen Qualitätsmerkmalen wie Frequenz- und Spannungsstabilität. Jeder ÜNB ist dabei verantwortlich für die eigene Regelzone. Zu den wichtigsten Systemdienstleistungen zählt die Frequenzhaltung. Der ÜNB ist zu einer jederzeit ausreichenden Vorhaltung von Primär-, Sekundärregel- und Minutenreserveleistung verpflichtet. Jedes momentane Leistungsungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch wirkt sich auf die einheitliche Netzfrequenz im gesamten Verbundnetz und die Austauschleistungen zwischen den Übertragungsnetzen aus. Der ÜNB muss zur Durchführung dieser Aufgabe für seine Regelzone Regelleistung von Anbietern beschaffen, vorhalten und einsetzen.

Die ausgeschriebenen Regelleistungen sind so dimensioniert, dass für den Verbundbetrieb mit einer Defizitwahrscheinlichkeit von rund 0,1 % die für jede einzelne Regelzone vorgehaltene Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung ausreicht. Die Defizitwahrscheinlichkeit von 0,1 % bedeutet, dass statistisch betrachtet die Regelleistung in einer Regelzone für ca. 10 h pro Jahr nicht ausreicht. In diesen Fällen wird bei Mangel an Sekundärregelleistung in einer Regelzone unmittelbar noch vorhandene eigene Minutenreserveleistung außerhalb des Fahrplanrasters der ¼-Stunde aktiviert, Notreserve aus noch nicht voll ausgelasteten Kraftwerken von Kraftwerksbetreibern nach „Können und Vermögen“ aktiviert oder unmittelbar von anderen ÜNB Reserveleistung durch spontane, koordinierte Änderung des bilateralen Sollaustauschfahrplanes als Aushilfeleistung bereitgestellt. Hierbei wird unterstellt, dass statistisch gesehen nicht mehrere ÜNB im gleichen Zeitraum unter einem Mangel an Regelleistung leiden. Diese gegenseitige Unterstützung der deutschen ÜNB führt zu einer kleineren Defizitwahrscheinlichkeit für das deutsche Verbundnetz als Ganzes.

2.2 UCTE REGELN

Bei der Untersuchung sind neben der heutigen Betriebspraxis im deutschen Verbundnetz auch die Regeln der UCTE zu beachten.

Hier sind grundsätzlich zwei verschiedene Dokumente relevant:

- ❑ UCTE Operation Handbook [4], einschließlich des Multi-Lateral-Agreement (MLA);
- ❑ Empfehlungen der UCTE Arbeitsgruppe „Ad hoc Group Geographical Distribution of Reserves“ [5]

Das UCTE Operation Handbook definiert die grundsätzlichen Anforderungen an die Leistungs-Frequenzregelung im Rahmen des Policy 1. Sie definiert allerdings nur, wie sich die Regelzone im Verbundbetrieb zu verhalten hat. Die Vorgaben, was die Höhe der benötigten Regelleistung betrifft, beziehen sich nur auf die Definition des Auslegungsstörfalles (Reference incident, maximum power deviation to be handled 3000 MW) und eine Formel zu Bestimmung des empfohlenen unmittelbar durch den Leistungsfrequenzregler aktivierbaren positiven Anteils an noch freier Sekundärregelleistungsreserve. Über die Gesamthöhe des Sekundärregelleistungsbandes gibt es keine Aussage (UCTE Operation Handbook, Appendix 1).

Die UCTE Arbeitsgruppe „Ad hoc Group - Geographical Distribution of Reserves“, die sich aus dem obersten Steering Committee der UCTE zusammensetzt, analysierte darüber hinaus a) welche Regelleistungsarten prinzipiell über Regelzonen bzw. Regelblockgrenzen hinweg beschafft werden können und b) welcher Anteil innerhalb einer Regelzone bzw. Regelblockes bereitgestellt werden soll sowie c) wie der Prozess der regelzonenübergreifenden Beschaffung organisiert werden kann.

Die UCTE geht davon aus, dass eine physikalische Verteilung der technischen Reserven erforderlich ist, um geographische und technische Einschränkungen innerhalb des synchronen UCTE Netzes beherrschen zu können sowie Reserveprobleme im Falle von Inselnetzbildungen zu vermeiden.

Die geographische Verteilung wurde bisher nach den existierenden UCTE Regeln wie folgt sichergestellt:

- ❑ Primärregelleistung wird entsprechend der Erzeugung physikalisch in den jeweiligen Regelzonen vorgehalten;
- ❑ Definiert durch die Charakteristiken und des Bedarfs der individuellen Regelzonen wird von den ÜNB Sekundärregelleistung und Minutenreserve beschafft und vorgehalten.

Die Ergebnisse der Ad hoc Group - Geographical Distribution of Reserves lassen sich im Hinblick auf die vorliegende Untersuchung wie folgt zusammenfassen:

Die UCTE Empfehlungen basieren auf rein betrieblichen Erfahrungen, wobei die Verantwortung für die Ermittlung der Höhe der Regelleistungen beim ÜNB liegt.

Die UCTE verweist darauf, dass im Zusammenhang mit der Auslegung der Sekundär- und Tertiärreserve (Minutenreserveleistung) in der Praxis unter Berücksichtigung der Kuppelkapazitäten ein Abwägen einer möglichen Einschränkung der Transportkapazität für den eigentlichen Handel aufgrund regelzonenübergreifender Regelleistungsvorhaltung zu beachten ist. Das bedeutet, dass je mehr Regelleistung regelzonenübergreifend vorgehalten

und eingesetzt wird und somit Anteile der Kapazitäten reserviert werden, um so weniger Kapazitäten für den eigentlichen Stromhandel zur Verfügung stehen.

Darüber hinaus wird seitens UCTE darauf verwiesen, dass eine angemessene Verteilung der Regelleistungsvorhaltung innerhalb einer Regelzone insbesondere für die Sekundärregelleistung vorzunehmen ist, um beispielsweise bei größeren Störungen sowie im Extremfall der Inselnetzbildung ausreichende Sekundärregelleistung für das entsprechende Teilnetz bereitzustellen.

Bei der Sekundärregelleistung ist vor allem auch die technische Umsetzung zu beachten. Sekundärregelleistung wird im Rahmen eines closed-loop aufgebauten Regelkreises durch den Sekundärregler angefordert, der die Gesamtabweichung aller Bilanzkreise innerhalb der Regelzone ausregelt und die Systemfrequenz auf den Sollwert regelt, d.h. die Auswirkungen der veranlassten physikalischen Leistungserhöhung oder Leistungsminderung durch die angeschlossenen Regelkraftwerke müssen sich unmittelbar in der zu regelnden Größe „Gesamtabweichung der Regelzone“ bemerkbar machen. Die direkte Einspeisung in die Regelzone des anfordernden Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB) kann bei regelzonenübergreifendem Einsatz nur durch Annahme einer fiktiven Kuppelleitung zum anderen ortsansässigen ÜNB des Leistungserbringers ermöglicht werden. Dazu muss die physikalisch eingespeiste Sekundärregelleistung als Istwert vorzeichenrichtig im Randintegral (Leistungsaustauschsaldo) des ortsansässigen ÜNB und des anfordernden ÜNB berücksichtigt werden. Diese Leistungswerte der fiktiven Kuppelleitung müssen auch als Zählwerte in die Verbundabrechnung der beteiligten ÜNB eingefügt werden.

Die UCTE empfiehlt hinsichtlich der Höhe der innerhalb einer Regelzone auszuschreibenden Sekundärregelleistung und Minutenreserve [5]:

- ❑ 2/3 des Anteils der Sekundärregelleistung sind in der Regelzone vorzuhalten;
- ❑ Zusätzlich sollten 50 % der Summe aus Sekundärregelleistung und Minutenreserve (Tertiary Reserve) innerhalb der Regelzone vorgehalten werden.

3 VORGEHEN UND METHODIK

3.1 INSELNETZANSATZ ZUR BESTIMMUNG DES KERNANTEILS

Bei der Bildung asynchroner Teilnetze ist die verbleibende Last in der Regel abweichend von der vorher von den Erzeugungseinheiten abgegebenen Leistung. Daher ist es notwendig, die Regelung der Erzeugungseinheiten derart auszulegen, dass ein Abfangen auf jede beliebige Teillast oberhalb eines festzulegenden Eigenbedarfskriteriums ebenso sicher beherrscht wird wie das Abfangen im Eigenbedarf. Eine zeitliche Begrenzung ist möglichst zu vermeiden. Ein derartiger Inselbetrieb muss mehrere Stunden (ca. 8 Stunden) aufrecht erhalten werden können [6].

Die Inselnetz Betrachtung dient im vorliegenden Gutachten als ein „gedanklicher Ansatz“ zur Dimensionierung der innerhalb der Regelzone mindestens vorzuhaltenden Regelleistung. Dieser Ansatz ist sowohl in der StromNZV als auch in den UCTE Empfehlungen der „Ad hoc Group - Geographical Distribution of Reserves“ verankert.

Die vier Regelzonen könnten theoretisch als Inselnetz betrieben werden, allerdings entspräche ein derartiger Betrieb nicht der Praxis und ist technisch sowie ökonomisch nicht effizient.

Betriebliche Erfahrungen mit größeren Inselnetzbildungen nach Störungen sind kaum vorhanden, da es sich hierbei um seltene Ereignisse handelt. Hier kann beispielsweise auf die Großstörung in Bayern (1979), Großstörung in Frankreich zum Jahreswechsel 1990, in Italien (28.09.2003) oder den Netzzusammenbruch in Luxemburg (CEGEDEL) und Raum Trier (RWE Transportnetz Strom, im nachfolgenden RWE) am 02.09.04 verwiesen werden [7]. Darüber hinaus ist darauf zu verweisen, dass es in der Praxis durchaus fast zu Inselnetzbildungen gekommen wäre, z. B. „Seiltanzen“ durch Aneisung der Leiterseile bei niedrigen Temperaturen und Wind, 1988, Eissturm im Münsterland, 2005 [7].

In der Studie wird vereinfacht von den 4 Regelzonen als Inselnetze ausgegangen, auch wenn eine Inselnetzbildung in den Grenzen der heutigen Regelzonen sehr unwahrscheinlich ist. In der Praxis ist davon auszugehen, dass sich Inselnetze unabhängig von den Grenzen der vier Regelzonen bilden könnten, wobei die Inseln sich vermutlich teilweise regelzonenüberlappend einstellen würden. So ist beispielsweise davon auszugehen, dass sich das Netzgebiet rund um die ehemalige HEW in einem Inselnetzfall in der Regelzone von E.ON Netz (im nachfolgenden E.ON) befinden würde.

Durch das Gleichsetzen von Regelzonen und Inselnetzen kann eine erste Aussage zur Größenordnung der Regelleistung gemacht werden, wenn auch diese in Zukunft weiter zu verfeinern ist. Dadurch ist es möglich, die betrieblichen Erfahrungen besonderer Empfehlungen der UCTE auf einen wissenschaftlichen Prüfstand zu stellen.

Zur Ermittlung des für den Inselnetzbetrieb notwendigen Niveaus an Regelleistung sind verschiedene Parameter festzulegen. Eine Anforderung an den Inselnetzbetrieb ist, dass Prognoseungenauigkeiten von Last und Erzeugung durch die vorzuhaltenden Reserven abgedeckt sein sollen.

Die folgende Abbildung zeigt vereinfacht die grundsätzliche Vorgehensweise und Methodik bei der Ermittlung des Kernanteils der Sekundärregelleistung und Minutenreserve:

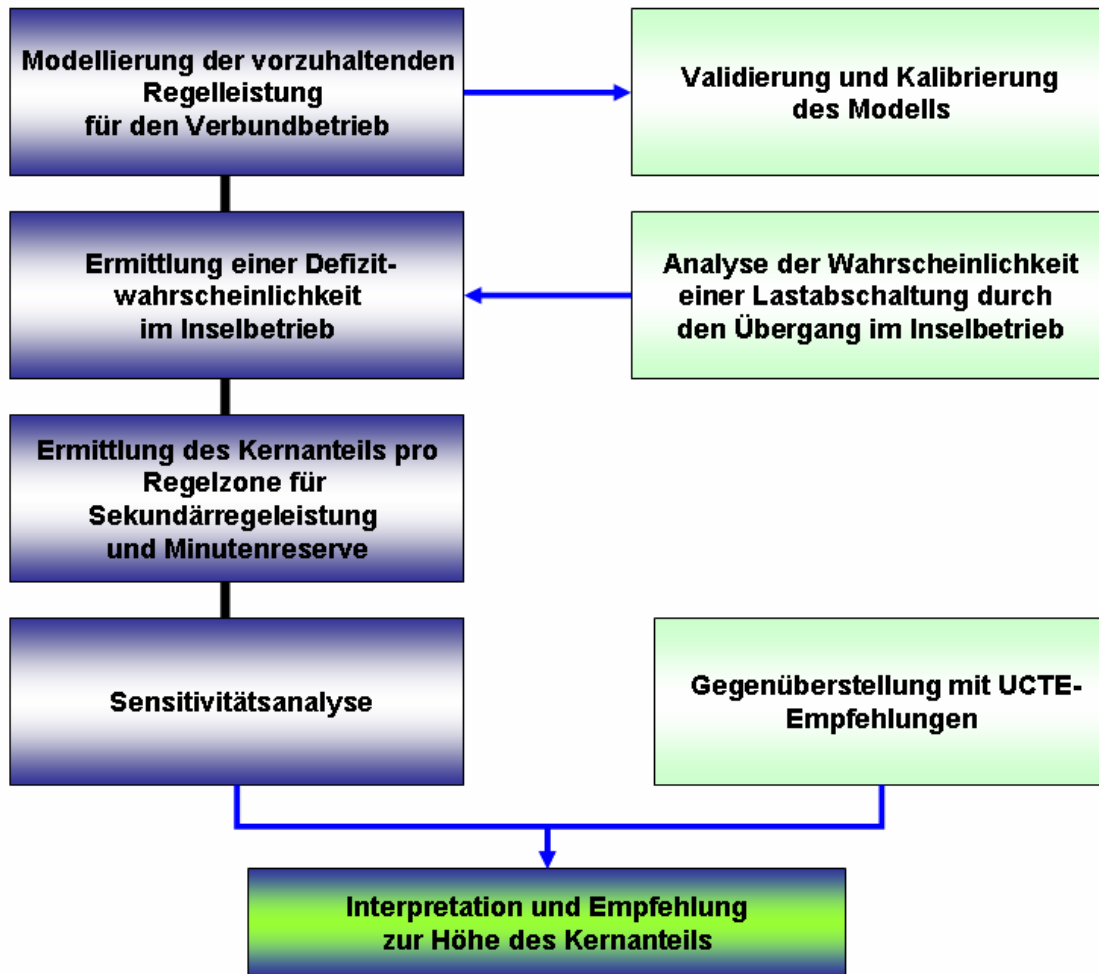


Abbildung 2: Grundsätzliche Vorgehensweise und Methodik bei der Ermittlung des Kernanteils der Sekundärregelleistung und Minutenreserve

Zunächst erfolgt die Ermittlung der im Verbundnetz benötigten Sekundärregelleistung und Minutenreserve für die vier Regelzonen. Diese Berechnung dient im Wesentlichen zur Validierung und Kalibrierung der verwendeten Modelle.

Darauf aufbauend erfolgt die Modellierung des Inselnetzbetriebs auf Basis der folgenden Vorgehensweise:

In einem ersten Schritt erfolgt die Festlegung einer durchschnittlichen Defizitwahrscheinlichkeit für den Übergang vom Verbundnetz in den Inselnetzbetrieb. Hierbei wird angenommen, dass das deutsche Verbundnetz nach Trennung zum Ausland eine maximale Importgrenzleistung ohne Lastabwurf überstehen kann. Mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit kommt es bei einem spontanen Übergang vom Verbundnetz zum Inselnetz (D) zum Lastabwurf, weil die Importleistungen größer sind als diese Grenzleistung.

Mit einer Auswertung der Verteilungsdichte der Summe der Regelzonenaustausche der vier deutschen Verbundpartner (RZA Deutschland) wird die Wahrscheinlichkeit bestimmt, mit der die Importleistung größer als diese Grenzleistung ist. Diese gibt an, mit welcher

Wahrscheinlichkeit bereits durch den Übergang vom Verbund- zum Inselbetrieb mit einer Lastabschaltung zu rechnen ist. Als Auslegungskriterium für die Sekundär- und Minutenreserve im Inselbetrieb wird angenommen, dass eine Defizitwahrscheinlichkeit α in gleicher Größenordnung vorliegt wie beim Inselnetzübergang.

In einem zweiten Schritt wird für jede Regelzone auf Basis dieses α zunächst die sich ergebende minimale interne Sekundärregelreserve und entsprechende Minutenreserve ermittelt.

Da diese Betrachtung im Wesentlichen für den Übergang ins Inselnetz gilt, werden darauf aufbauend zwei Szenarien untersucht. Zum einen wird der Kernanteil ermittelt. Ebenfalls wird der Kernanteil in Abhängigkeit der vorgegebenen Defizitwahrscheinlichkeit dargestellt, der für einen stabilen Betrieb des Inselnetzes über mehrere Stunden erforderlich ist. Hier wird im Vergleich zum Übergang in das Inselnetz ein höheres Zuverlässigkeitsniveau (d.h. niedrigere Defizitwahrscheinlichkeit) angesetzt. Bei der Ermittlung des Kernanteils werden die Auswirkungen der folgenden Eingangsgrößen untersucht:

- Dauer des Inselnetzbetriebs,
- Kompensation von Kraftwerksausfällen unterschiedlicher Blockgröße,
- Ausgleich für Schwankungen der Windenergieerzeugung und
- Modifikation des Lastabwurfkonzeptes auf die jeweils vorzuhaltende Regelleistung in jeder Regelzone hat.

Durch die Inselnetzbetrachtung werden zudem die Auswirkungen des Ausfalls des Importes/Exportes vor Auftreten des Inselnetzbetriebes und der Ausfall des aktuellen Horizontalausgleichs zwischen den Regelzonen (Windenergieprognose) entsprechend dem EEG implizit untersucht.

Die nachfolgende Tabelle fasst die grundsätzlich zu berücksichtigenden Einflussgrößen getrennt für den Verbundbetrieb und Inselnetzbetrieb zusammen:

Tabelle 1: Einflussgrößen bei der Bestimmung der Regelleistung

Einflussgrößen	Verbundbetrieb		Inselnetzbetrieb	
	GR	SR	GR	SR
Lastrauschen (1/4h)	✓	✓	✓	✓
Lastprognosefehler	✓	⊖ Minutenreserve	✓	⊖ Ist Minutenreserve
Windprognosefehler	⊖ Ist im Intra-Day incl. Horizontalausgleich berücksichtigt		✓ Bei längerem Inselnetzbetrieb	⊖ Ist Minutenreserve
Sollaustauschfahrplan der RZ incl. EEG-Horizontalausgleich	Ist in den aktuellen Fahrplänen der Kraftwerke berücksichtigt		Import entspricht einem KW-Ausfall Export entspricht einem Lastabwurf	
Fahrplansprünge (Sollaustauschfahrplan der RZ)	✓	✓	⊖ kein Austausch der RZ möglich	⊖ kein Austausch der RZ möglich
EEG-Horizontalausgleich	Nein , ist im KW-Einsatzplan und Sollaustauschfahrplan berücksichtigt		✓ Bei längerem Inselnetzbetrieb	
Kraftwerksausfälle	✓ Einsatzdauer 1h	✓ Einsatzdauer 1/4h	Risiko steigt mit der Dauer des Inselnetzbetriebes (daher z.B.: ab 2h Dauer des Inselnetzbetriebes berücksichtigen) ✓	

GR = Sekundärregelleistung + Minutenreserve

Die unterschiedlichen Einflussgrößen (Störgrößen), die sich auf die Höhe und den Einsatz von Regelleistung auswirken, sind in der linken Spalte aufgeführt. Die Einflussgrößen wirken sich unterschiedlich auf die Bestimmung der Gesamtregelleistung und die Sekundärregelleistung einerseits im Verbundbetrieb andererseits im Inselnetzbetrieb aus. So ist z. B. das Lastrauschen bei der Bestimmung der Gesamtregelleistung (GR) als auch bei der Bestimmung der Sekundärregelleistung (SR) in beiden Betriebsarten zu berücksichtigen. Der Lastprognosefehler ist bei beiden Betriebsarten nur bei der Bestimmung der Gesamtregelleistung relevant und wirkt sich daher aufgrund der Differenzbildung (Minutenreserve = Gesamtregelreserve – Sekundärregelleistung) nur auf die Höhe der Minutenreserve aus. Der Windprognosefehler ist bis auf die kurzfristigen Abweichungen im Verbundbetrieb im Wesentlichen durch die Intra-day Bewirtschaftung des entsprechenden EEG-Bilanzkreises berücksichtigt und wird im Inselnetzbetrieb nur bei längerer Dauer für die Dimensionierung der Gesamtregelleistung und damit für die Minutenreserve relevant.

3.2 VERWENDETE MODELLE

Grundlage für die entwickelten Modelle sind die Arbeiten in [8,9,10,11].

Zur Gewährleistung einer ausreichenden Zuverlässigkeit des elektrischen Energieversorgungssystems ist der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zur Vorhaltung einer Leistungsreserve verpflichtet. Ein Bedarf an Reserveleistung besteht dann, wenn die momentane Leistungsbilanz aus der Summe aller Einspeisungen und Entnahmen elektrischer Leistung unausgeglichen ist.

Die Höhe des Gesamtregelleistungsbedarfs für Sekundärregelung und Minutenreserve wird bestimmt durch:

- Lastprognosefehler, Toleranzbänder
- Kurzfristige Lastabweichungen (Lastrauschen)
- Stochastisches Ausfallverhalten der Kraftwerke
- Einsatzdauer der Gesamtregelleistung durch ÜNB für Kraftwerksausfälle
- Prognosefehler der dargebotsabhängigen Erzeugung (WEA) kann zusätzlich oder separat berücksichtigt werden
- Defizitwahrscheinlichkeit

Die Bestimmung der Gesamtregelleistung erfolgt nach [9,11] über einen analytischen Ansatz. Diese Methode bietet im Vergleich zu einer Monte-Carlo-Simulation [10] zusätzlich die Möglichkeiten der Parametervariation, was für die hier betrachtete Aufgabenstellung entscheidend ist.

Die für das vorliegende Gutachten relevanten in der Praxis angewendeten Modelle werden im Anhang A näher beschrieben. Nachfolgend werden die verwendeten Modelle kurz dargestellt.

Die beiden Modelle basieren auf den in [9,11] vorgestellten Verfahren. Das Modell 1 verfolgt eine getrennte Modellierung aller Einflussgrößen. Dadurch wird die maximal mögliche Flexibilität erreicht, so dass durch Parametervariation die Analyse verschiedener Betriebszustände (Verbund-, kurz- oder langfristiger Inselnetzbetrieb) möglich wird. Nachteilig wirkt sich bei diesem Modell jedoch die ungenügende Datengrundlage aus, weshalb bei der Modellierung einiger Einflussgrößen (Lastprognosefehler, Fehler der WEA Online-Schätzung) auf verallgemeinerte Literaturangaben zurückgegriffen werden musste. Dieser Nachteil kann mit dem Modell 2 durch die Verwendung des Regelzonensaldos (RZS) umgangen werden, da der RZS sowohl den Lastprognosefehler als auch den Fehler der WEA Online-Schätzung bereits enthält. Da in diesem Modell der WEA-Prognosefehler nicht separat betrachtet werden kann, ist die Eignung auf Analysen des Verbund- und des kurzfristigen Inselnetzbetriebs beschränkt.

Bei Modell 1 werden die Einflussgrößen für die Bestimmung der Regeleistung für Last, Kraftwerke und Windeinspeisung getrennt betrachtet (Abbildung 3). Der WEA-Anteil wird mit der Last (Lastrauschen und Lastprognosefehler) über einen rekursiven Faltungsalgorithmus miteinander verrechnet und das Ergebnis mit den Kraftwerksausfällen verarbeitet. Abhängig von der vorgegebenen Defizitwahrscheinlichkeit kann dann die erforderliche Regeleistung bestimmt werden. Aufgrund der unabhängigen Betrachtung des Day-Ahead-WEA-Prognosefehlers und der Last eignet sich dieses Modell insbesondere für die Untersuchung eines längerfristigen Inselnetzbetriebes.

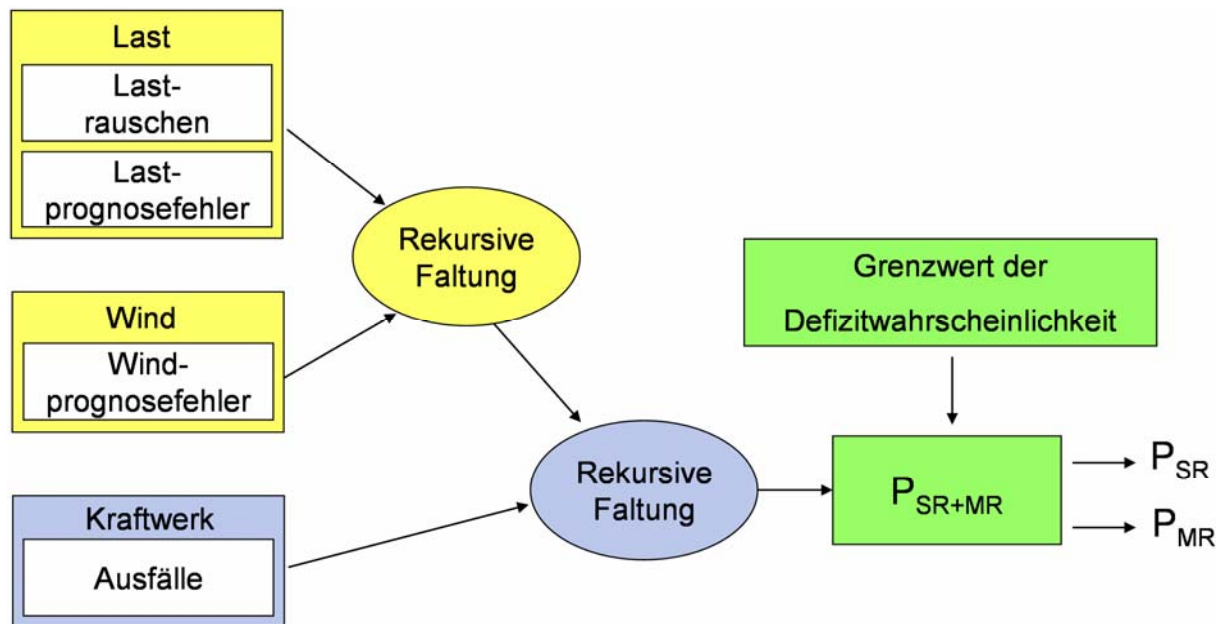


Abbildung 3: Schematisches Vorgehen Modell 1

Die nicht prognostizierbaren, stochastischen Schwankungen der Windenergieerzeugung im Zeitbereich $T < 1/4$ h werden nicht extra modelliert, da nach [11, 12] davon auszugehen ist, dass diese gegenüber dem Lastrauschen vernachlässigt werden können. In diesem Modell werden, wie in Anhang A beschrieben, die Einflussgrößen a) der lastabhängigen Abweichungen (Lastprognosefehler und Lastrauschen), b) der Fehler der WEA-Online-Erfassung und der day-ahead-Prognose und c) des Kraftwerksausfalls zur Bestimmung der Regelreserve jeweils analytisch modelliert.

Im Modell 2 wird dagegen angenommen, dass sowohl Lastprognosefehler als auch kurzfristige Auswirkungen des Windprognosefehlers im Regelzonensaldo (RZS) bereits enthalten sind (Abbildung 4). Bei Verfügbarkeit einer ausreichenden Datenbasis des RZS kann damit auf die Modellierung der Teileinflussfaktoren verzichtet und auf die Betrachtung des RZS übergegangen werden. Vorteil ist auch, dass sich im Regelzonensaldo das tatsächliche Betriebsgeschehen der Vergangenheit widerspiegelt, einschließlich der Auswirkungen in den Fahrplansprüngen des Sollaustauschfahrplans der Regelzone. Die Kraftwerksdaten und die Parameter des kurzfristigen Lastrauschens werden analog zu Modell 1 berücksichtigt.

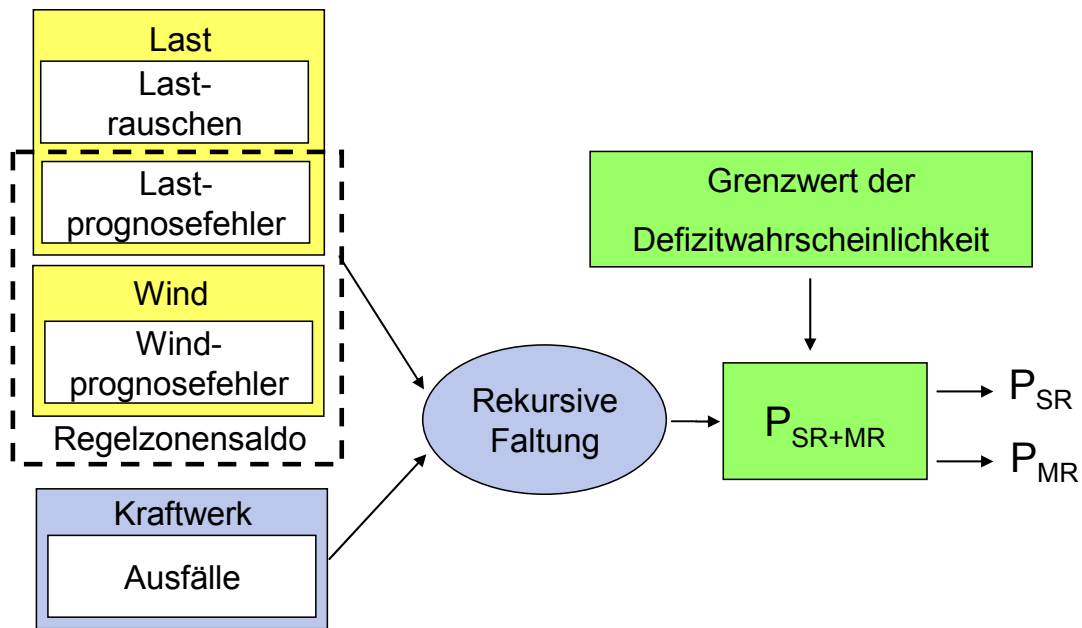


Abbildung 4: Schematisches Vorgehen Modell 2

Im Anhang A ist die verwendete Datenbasis beschrieben. Darüber hinaus ist die Verifikation und Bewertung der Modelle dargestellt, welche die Eignung der Modelle für die vorliegende Untersuchung bestätigt.

4 ERMITTLUNG DES INTERNEN REGELLEISTUNGSBEDARFS

4.1 PRÄMISSEN

Für die Bestimmung des erforderlichen Anteils an Sekundär- und Minutenreserve, der innerhalb einer Regelzone vorgehalten werden muss, wird die Leistungsbilanz der Regelzone beim Übergang vom Verbund- in den Inselnetzbetrieb betrachtet. Unter der Annahme, dass sich eine *Regelzone* als Inselnetz bildet, so bedeutet dies die Auftrennung ihrer Kuppelleitungen zum Verbundnetz. Im Augenblick der Auftrennung entsteht unmittelbar ein Ungleichgewicht in der Leistungsbilanz des Inselnetzes in Höhe des ursprünglichen Import-/Export-Saldos. Dieses Ungleichgewicht führt zu einer Abweichung der Frequenz vom Sollwert von 50 Hz und ist durch entsprechend vorzuhaltende Regelleistung auszugleichen.

Für diese Betrachtung wird die Regelzone modellhaft als Punktnetz angenommen (Abbildung 5), bei dem alle Kraftwerke auf eine Sammelschiene speisen und von der alle Lasten die benötigte Wirkleistung entnehmen. Unberücksichtigt bei dieser Betrachtung bleiben das Spannungs-Blindleistungs-Verhalten des Netzes und alle transienten und subtransienten Vorgänge im Frequenzbereich wie z.B. Leistungspendelungen sowie Netzengpässe.

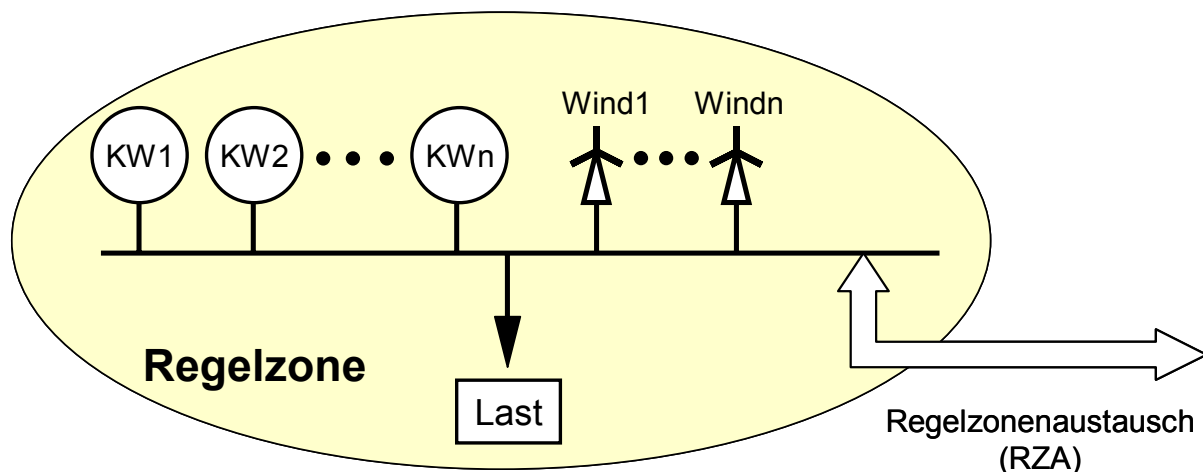


Abbildung 5: Punktnetzbetriebsweise für die Leistungsbilanz einer Regelzone

Einen spontanen Übergang vom Verbund- in den Inselnetzbetrieb kann eine Regelzone nur dann ohne Lastabwurf überstehen, sofern die zu diesem Zeitpunkt aus dem Verbundnetz saldierend importierte Leistung RZA (Regelzonenaustausch) kleiner ist als eine Leistung ΔP_{max} . Die Höhe dieser Leistung ΔP_{max} bestimmt sich aus der Frequenz-Leistungs-Charakteristik des Netzes in der Regelzone unter dem Einfluss der Primärregelung. Entsprechend (Abbildung 6) wird eine Störung des Leistungsgleichgewichts zwischen Erzeugung und Last zu einem Frequenztransienten führen, dessen Steigung durch die Dynamik des Netzes (Schwungmassen aller drehenden Maschinen im Netz) bestimmt wird. Dieser Abweichung der Frequenz vom Sollwert ($f_N = 50$ Hz) wirkt einerseits die Frequenzabhängigkeit der Lasten entgegen, die im Verbundnetz mit 1%/Hz angenommen wird. Andererseits wird die Primärregelung die Frequenzabweichung durch zusätzliche Einspeisung von Regelleistung bis auf den stationären Wert von $\Delta f_{Stat} = 200$ mHz ausregeln. Dieser Vorgang wird in analoger Weise mit umgekehrten Vorzeichen auch bei einem plötzlichen Leistungsüberschuss ausgelöst.

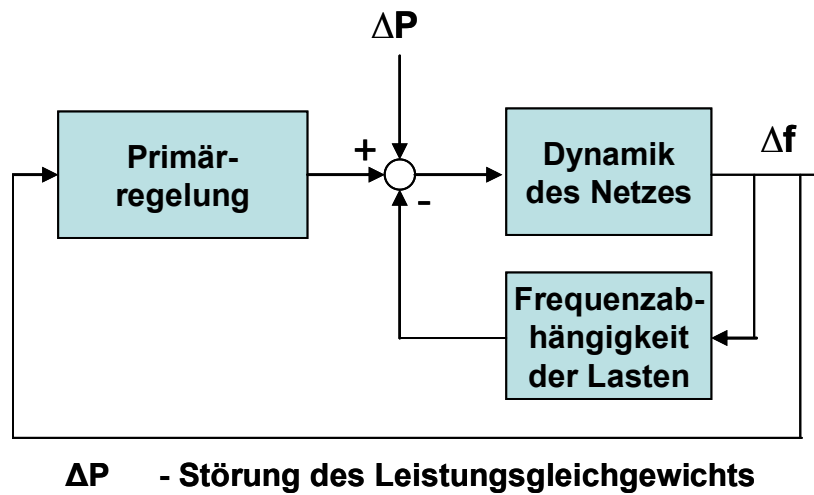


Abbildung 6: Modell der Leistungs-Frequenz-Charakteristik eines Netzes unter dem Einfluss der Primärregelung

Das typische Antwortverhalten des Netzes bei Auftreten einer Störung des Leistungsgleichgewichts zwischen Einspeisung und Last ist in Abbildung 7 dargestellt.

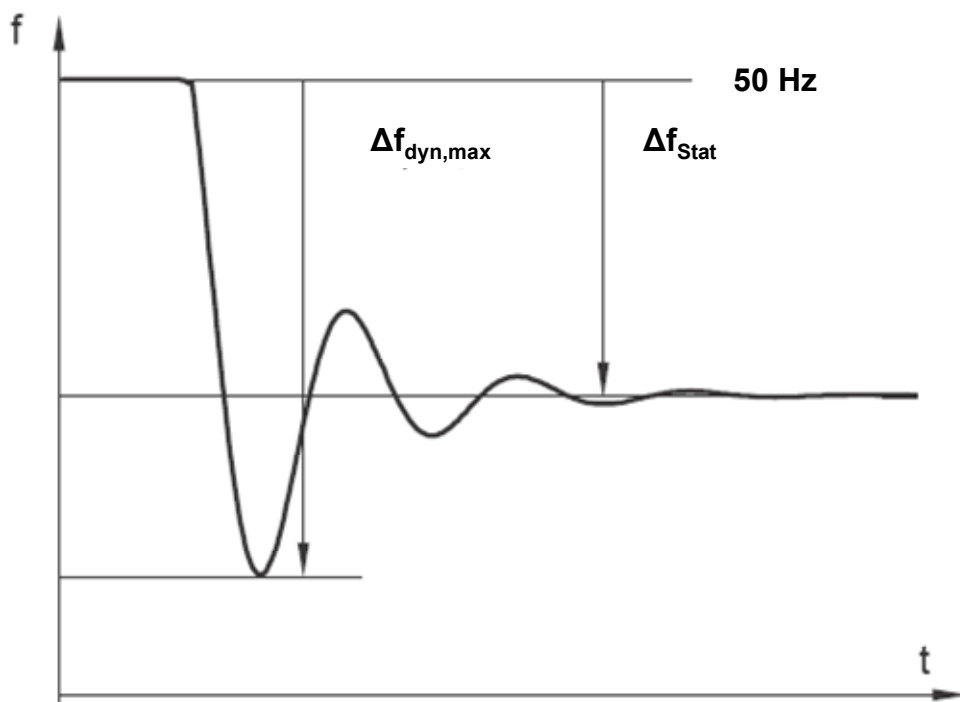


Abbildung 7: Frequenzverhalten eines Netzes bei Störung des Leistungsgleichgewichts

Der Wert der Frequenzabweichung $\Delta f_{\text{dyn,max}}$ wird in erster Linie bestimmt durch

- die Dynamik des Inselnetzes,
- die Größe der Abweichung zwischen eingespeister Leistung und Last, die durch den wegfallenden Import-/Exportsaldo bei der Inselnetzbildung verursacht wird,
- der dynamischen Charakteristik der Lasten speziell ihrer Frequenzabhängigkeit
- und vor allem durch die im sich dann gebildeten Inselnetz vorgehaltene Primärregelreserve.

Die Bestimmung der bereit zu stellenden Primärregelreserve ist für den Verbundbetrieb hinsichtlich Höhe und zeitlicher Charakteristik im Operation Handbook der UCTE [4] geregelt. Die für den Verbund ermittelte Gesamtregelreserve wird entsprechend ihrem Erzeugungsanteil auf die am Verbund beteiligten Regelzonen proportional aufgeteilt. Dabei ist die Primärregelleistung nun von den Regelkraftwerken so bereit zu stellen, dass bei einer Störung des Leistungsgleichgewichts die stationäre Frequenzabweichung $\Delta f_{\text{Stat}} = 200 \text{ mHz}$ nicht überschreitet, d. h. die vorzuhaltende Primärregelleistung muss bei dieser stationären Frequenzabweichung vollständig aktiviert werden.

Geht eine Regelzone vom Verbund in den Inselnetzbetrieb über, so kann mit dem dynamischen Modell nach Abbildung 6 unter den oben genannten Randbedingungen das maximale Leistungsdefizit bestimmt werden, das die Regelzone ohne Lastabwurf übersteht. Dabei sieht das Lastabwurfkonzept der UCTE vor, dass in der ersten Stufe eine automatische Abschaltung von 10 ÷ 15 % der Netzlast erfolgt, wenn die Frequenz unter einen Wert von 49 Hz sinkt ($\Delta f_{\text{dyn,max}} = 1000 \text{ mHz}$). Für die vier deutschen Regelzonen lässt sich damit die maximale Defizitleistung $\Delta P_{\text{max,49}}$ aus der Frequenz-Leistungs-Charakteristik bestimmen (Tabelle 2). Die dabei jeweils zugrunde gelegte Primärregelleistung entspricht dem gemäß UCTE-Regeln jeweils auf die Regelzone entfallenden Anteil an der gesamten Primärregelreserve im Jahr 2005 und wurde der Ausschreibung im Internet entnommen.

Tabelle 2: Primärregelleistung und max. Lastabweichung ohne Lastabwurf

Regelzone	PR [MW]	$\Delta P_{\text{max,49}}$ [MW]
RWE	±290	510
E.ON	±160	350
VET	±150	240
EnBW	±80	170
D	±680	1300

Nach einem Übergang einer Regelzone in den Inselnetzbetrieb stellt $\Delta P_{\text{max,49}}$ die Leistung dar, die als Störung des Leistungsgleichgewichts zwischen Einspeisung und Last noch nicht zu einem Unterschreiten der Frequenzgrenze von 49 Hz und damit zu einem automatischen Lastabwurf führt. Es wird hier davon ausgegangen, dass die Primärregelleistung innerhalb von 15 min nach einer Störung von der Sekundärregelung abgelöst wird. Im Inselnetzbetrieb bedeutet dies, dass innerhalb der Regelzone mindestens die Leistung $\Delta P_{\text{max,49}}$ als

Sekundärregelreserve bereitgestellt werden muss, um die Frequenz in einer Regelzone nach ihrer Abtrennung vom Verbundnetz wieder auf die Sollfrequenz von 50 Hz zurückzuführen.

Aus dem Verlauf des gesamten Regelzonenaustauschs (RZA) einer Regelzone über ein Jahr lässt sich nun die Anzahl der ¼-Stunden ermitteln, in denen der Import-/Export-Saldo größer ist als die Leistung $\Delta P_{\max,49}$. Für diese Anzahl ¼-Stunden resp. für die entsprechende Wahrscheinlichkeit α würde eine Inselnetzbildung in der betroffenen Regelzone zur Lastabschaltung führen. Zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit im Rahmen der Grenzleistung $\Delta P_{\max,49}$ ist die innerhalb einer Regelzone vorzuhaltende Sekundärreserve so zu dimensionieren, dass die Defizitwahrscheinlichkeit kleiner oder gleich der Wahrscheinlichkeit α ist, mit der der Übergang in den Inselnetzbetrieb zu Lastabschaltungen führt.

Die Wahrscheinlichkeit α ist sehr stark von der Häufigkeitsverteilung des Export-/Import-Saldos der Regelzone abhängig und damit sehr unterschiedlich für die vier Regelzonen. Um für die Auslegung der Sekundär- und Minutenreserve eine einheitliche durchschnittliche Defizitwahrscheinlichkeit zu erhalten, wird α über ganz Deutschland ermittelt.

Diese Wahrscheinlichkeit α wird als Parameter zur Bestimmung der jeweiligen minimalen Kernanteile verwendet. Dies bedeutet, dass die Wahrscheinlichkeit eines Lastabwurfs während des Inselnetzbetriebs die Wahrscheinlichkeit eines Lastabwurfs im Übergang zum Inselnetzbetrieb nicht überschreiten darf.

4.2 ERGEBNISSE

4.2.1 Ermittlung der Referenzwahrscheinlichkeit α

Zur Ermittlung einer einheitlichen Defizitwahrscheinlichkeit wurde die Häufigkeitsverteilung des Regelzonenaustauschs aus den Export-/Import-Saldos aller vier Regelzonen gemeinsam gebildet. Die sich ergebende Normalverteilung (Abbildung 8) weist einen Mittelwert von $\mu_D = -2630$ MW auf, der darauf hinweist, dass mehr Leistung exportiert als importiert wird. Dies kann durch den Exportüberschuss Deutschlands belegt werden. Im Fall einer Inselnetzbildung bei einer Importsituation von $\Delta P_{\max,49} = 1300$ MW (siehe Tabelle 2), bei dem gerade noch keine Lastabschaltung erforderlich wird, lässt sich der Häufigkeitsverteilung eine Defizitwahrscheinlichkeit von $\alpha = 10\%$ entnehmen (siehe Abbildung 8). Für die weiteren Überlegungen wird diese Wahrscheinlichkeit α zur Abschätzung der Mindestreserve in jeder Regelzone verwendet.

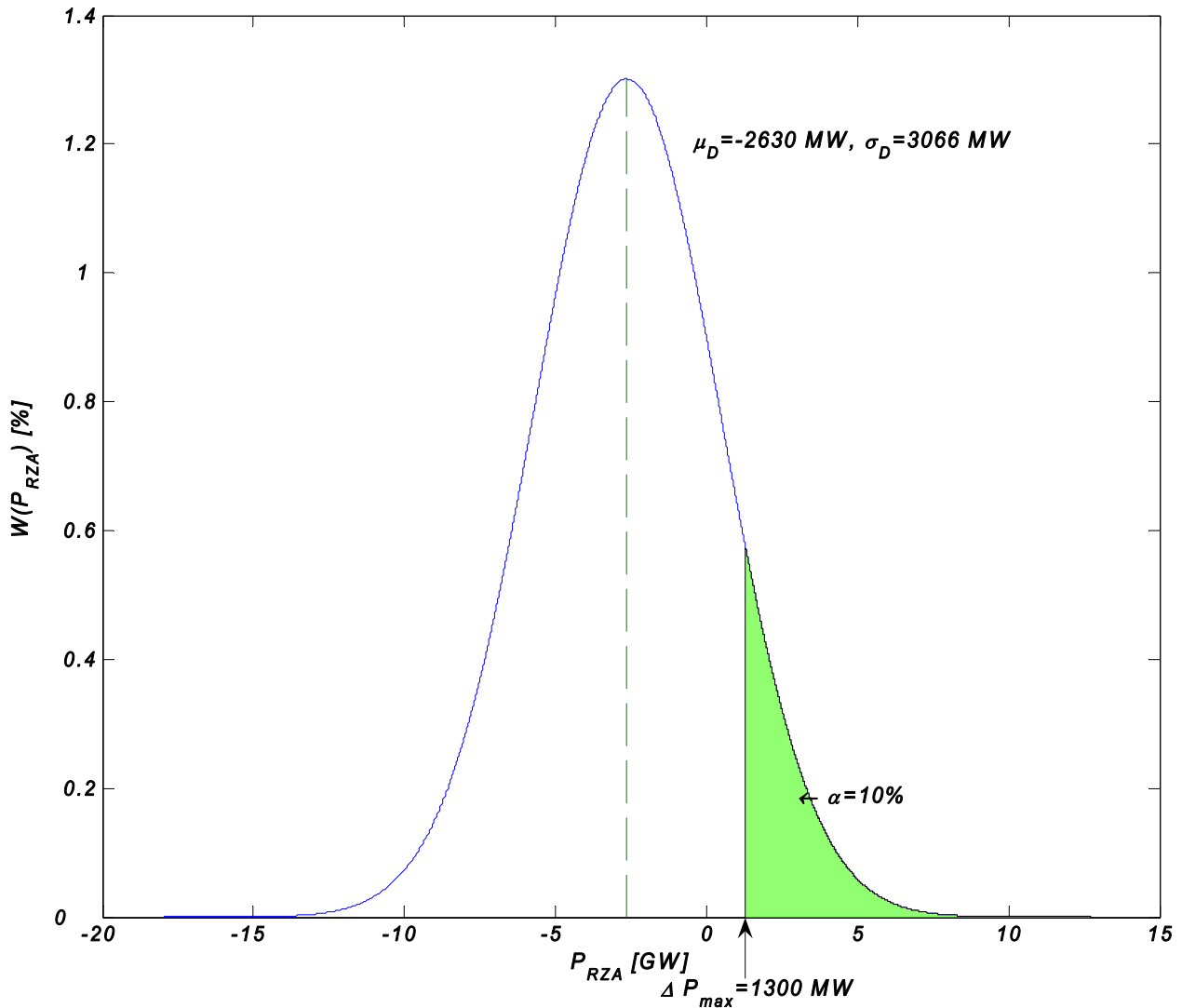


Abbildung 8: Häufigkeitsverteilung des Regelzonen austauschs von Deutschland

4.2.2 Vorzuhaltende Regelleistung nach UCTE-Empfehlungen

Die über die Defizitwahrscheinlichkeit bestimmte Mindestreserve ist mit den Empfehlungen der UCTE zu vergleichen. Diese Empfehlungen zielen auf die Höhe der innerhalb einer RZ auszuschreibenden Sekundärregelleistung und Minutenreserve ab und basieren auf betrieblichen Erfahrungen. Nach diesen Empfehlungen der UCTE sind 2/3 des Anteils der für den Verbundbetrieb vorgehaltenen Sekundärregelleistung innerhalb der RZ vorzuhalten. Weiterhin sind 50 % der gesamten benötigten Sekundärregelleistung und Minutenreserve innerhalb der RZ vorzuhalten. Die nach diesen Kriterien auf Basis der im Jahr 2005 jeweils ausgeschriebenen Regelreserve bemessenen Kernanteile sind für die vier Regelzonen in Tabelle 3 wieder gegeben.

Tabelle 3: In der Regelzone vorzuhaltende Regelleistung nach UCTE-Empfehlung

RWE				
	SR+	GR+	SR-	GR-
Ausgeschriebener Wert	1230	2160	-1230	-1990
UCTE-Empfehlung	820	1080	-820	-995

E.ON				
	SR+	GR+	SR-	GR-
Ausgeschriebener Wert	800	1900	-400	-800
UCTE-Empfehlung	533	950	-267	-400

VET				
	SR+	GR+	SR-	GR-
Ausgeschriebener Wert	580	1310	-580	-1110
UCTE-Empfehlung	387	655	-387	-555

EnBW				
	SR+	GR+	SR-	GR-
Ausgeschriebener Wert	720	1110	-390	-720
UCTE-Empfehlung	480	555	-260	-360

4.2.3 Ermittlung der Kernanteile der Regelreserve

Das Modell 2 liefert nun die Verteilungsfunktion der Defizitwahrscheinlichkeit für die einzelnen RZ, die in **Abbildung 9** bis **Abbildung 12** als Regelreserve in Abhängigkeit der Defizitwahrscheinlichkeit dargestellt ist. Die Diagramme stellen den Verlauf der Gesamtregelleistung und der Sekundärregelleistung für ein Einspeisedefizit dar. Im Falle eines Leistungsüberschusses im Inselnetz (Leistungsexport vor dem Übergang in den Inselnetzbetrieb) ist nach Kap. 3.2 die Wahrscheinlichkeit eines Ausfalls von Kraftwerksleistung nicht zu berücksichtigen. Entsprechend ist für die Bestimmung der negativen Regelreserve ein um den KW-Ausfall reduzierter Zusammenhang mit der Defizitwahrscheinlichkeit zugrunde zu legen, der für die vier Regelzonen in Anhang B wiedergegeben ist.

Aus diesen Abbildungen lassen sich die erforderlichen Regelleistungen (Sekundär- und Gesamtregelleistung) für ein gewähltes α ablesen. Für das in dieser Betrachtung auf der Grundlage von $\Delta P_{\max,49}$ ermittelte $\alpha = 10\%$ kann der hier ermittelte Mindest-Kernanteil der Reserveleistung jeweils am rechten Rand der Diagramme bestimmt werden. Die

Minutenreserve ergibt sich dann als Differenz zwischen der Gesamtregelleistung und der Sekundärregelleistung.

Zum Vergleich sind in den folgenden Abbildungen auch die Defizitwahrscheinlichkeiten zu entnehmen, die sich bei einer vollständigen Ausschreibung der Regelreserve innerhalb der Regelzone ergeben (Kernanteil 100%) und die sich bei einem Kernanteil auf Basis der UCTE-Empfehlungen ergeben.

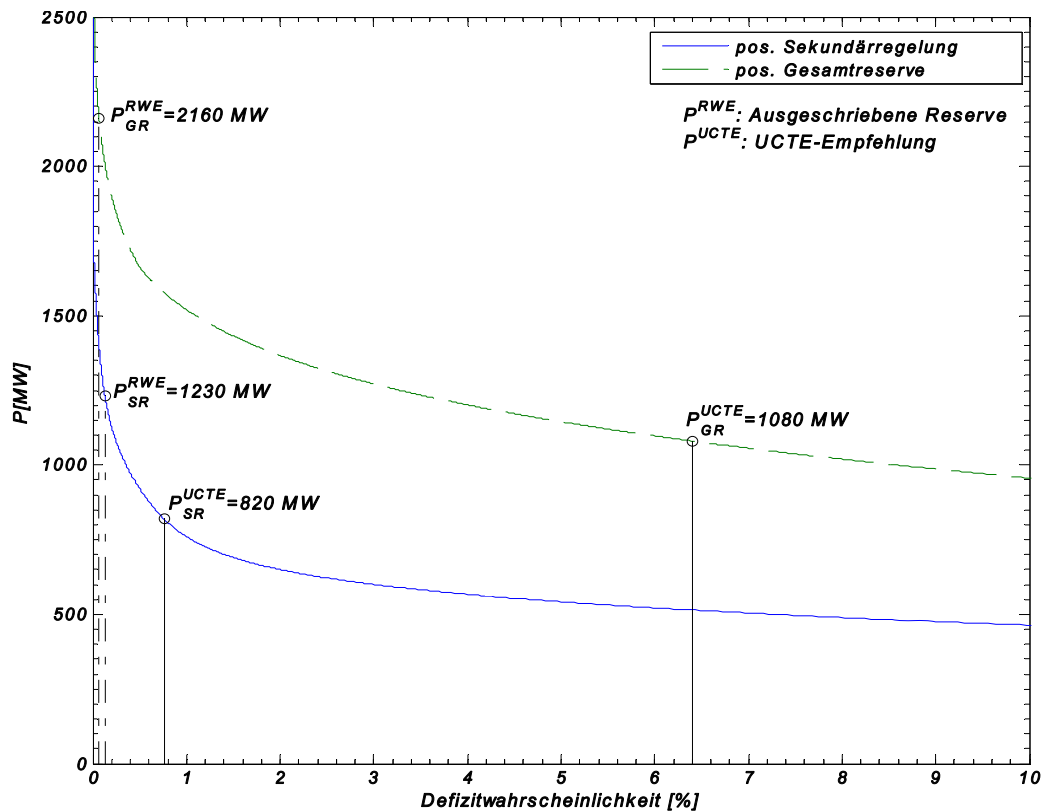


Abbildung 9: Regelreserve in Abhängigkeit der Defizitwahrscheinlichkeit, RWE

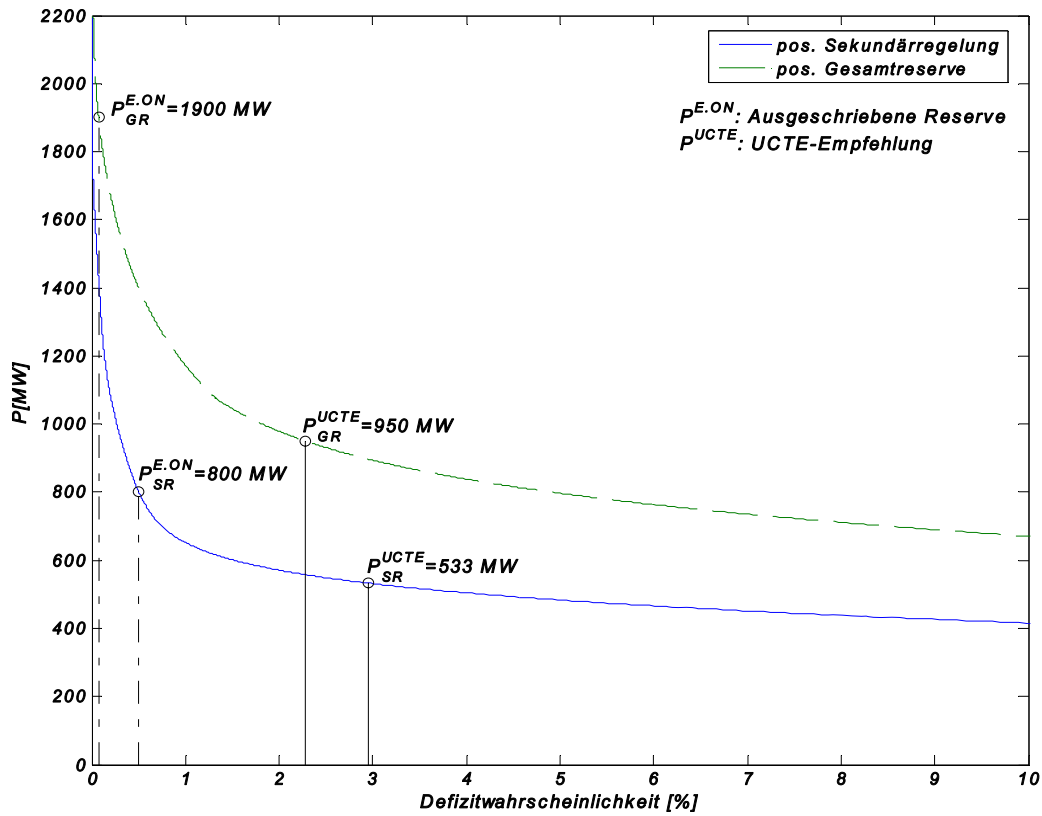


Abbildung 10 : Regelreserve in Abhängigkeit der Defizitwahrscheinlichkeit, E.ON

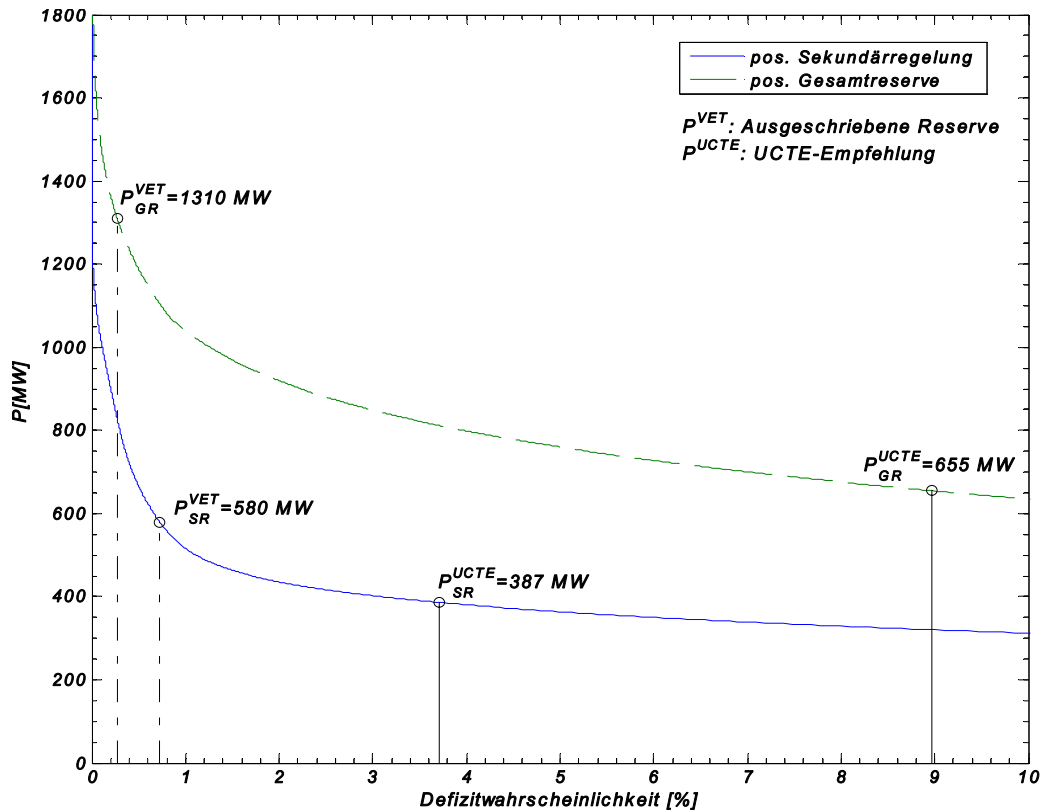


Abbildung 11 : Regelreserve in Abhängigkeit der Defizitwahrscheinlichkeit, VET

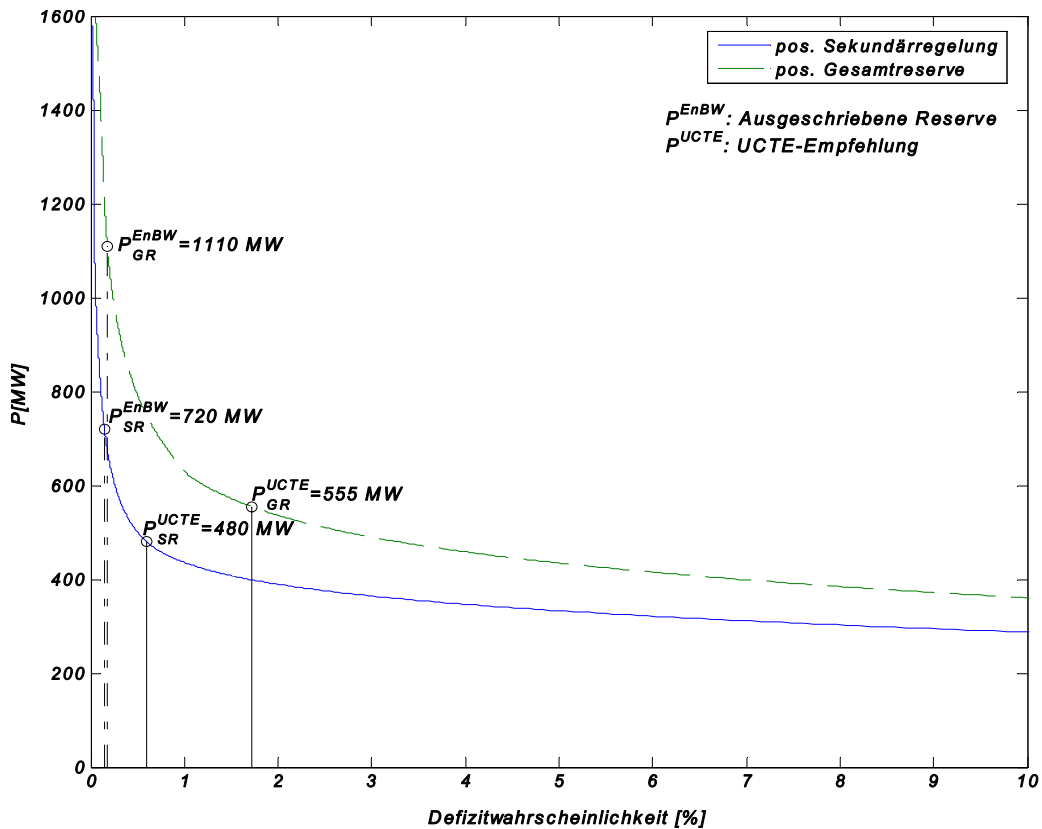


Abbildung 12: Regelreserve in Abhängigkeit der Defizitwahrscheinlichkeit, EnBW

In Tabelle 4 sind die ermittelten Leistungen zusammenfassend dargestellt.

Tabelle 4: Mindestreserve für jede RZ in MW

RWE						
	SR+	MR+	GR+	SR-	MR-	GR-
langfristiger Inselnetzbetrieb	510) ¹	489	999	-510) ¹	-301	-745
kurzfristiger Inselnetzbetrieb	510) ¹	447	957	-510) ¹	-266	-710
E.ON						
	SR+	MR+	GR+	SR-	MR-	GR-
langfristiger Inselnetzbetrieb	416	910	1326	-405	-494	-899
kurzfristiger Inselnetzbetrieb	416	255	671	-405	-40	-445
VET						
	SR+	MR+	GR+	SR-	MR-	GR-
langfristiger Inselnetzbetrieb	312	621	933	-303	-494	-797
kurzfristiger Inselnetzbetrieb	312	323	635	-303	-121	-424
EnBW						
	SR+	MR+	GR+	SR-	MR-	GR-
langfristiger Inselnetzbetrieb	288	116	404	-283	-98	-381
kurzfristiger Inselnetzbetrieb	288	73	361	-283	-76	-359

)¹ Auf Grund der Bedingung, dass die Sekundärreserve als Ablösung der Primärreserve benötigt wird, darf die Sekundärreserve nicht unter diesen Wert sinken (siehe Tabelle 2).

4.3 INTERPRETATION

Die aus der **Abbildung 9** bis **Abbildung 12** entnommenen Defizitwahrscheinlichkeiten liegen für die Sekundärregelleistung in den vier Regelzonen zwischen 0,5% und 4%. Deutlicher ist die Schwankungsbreite des Kernanteils der Gesamtreserve, wie er nach Empfehlung der UCTE zu bilden ist. Hier reicht die Skala von 1,7% (EnBW) bis 9% (VET). Insgesamt werden für den Kernanteil an vorzuhaltender Sekundärregelreserve jeweils höhere Werte durch die UCTE-Empfehlung bezogen auf die ausgeschriebenen Regelleistungen erreicht, als durch die Defizitwahrscheinlichkeit von $\alpha = 10\%$ als Mindestwert bedingt wird (siehe **Abbildung 13**). Hier ist darauf hinzuweisen, dass gerade im Inselbetrieb einer Regelzone die Verfügbarkeit zusätzlicher Sekundärreserve zu einer schnelleren Ausregelung der Frequenzabweichung führen kann und damit die Chancen auf eine schnellere Resynchronisation mit dem Verbundnetz erhöht.

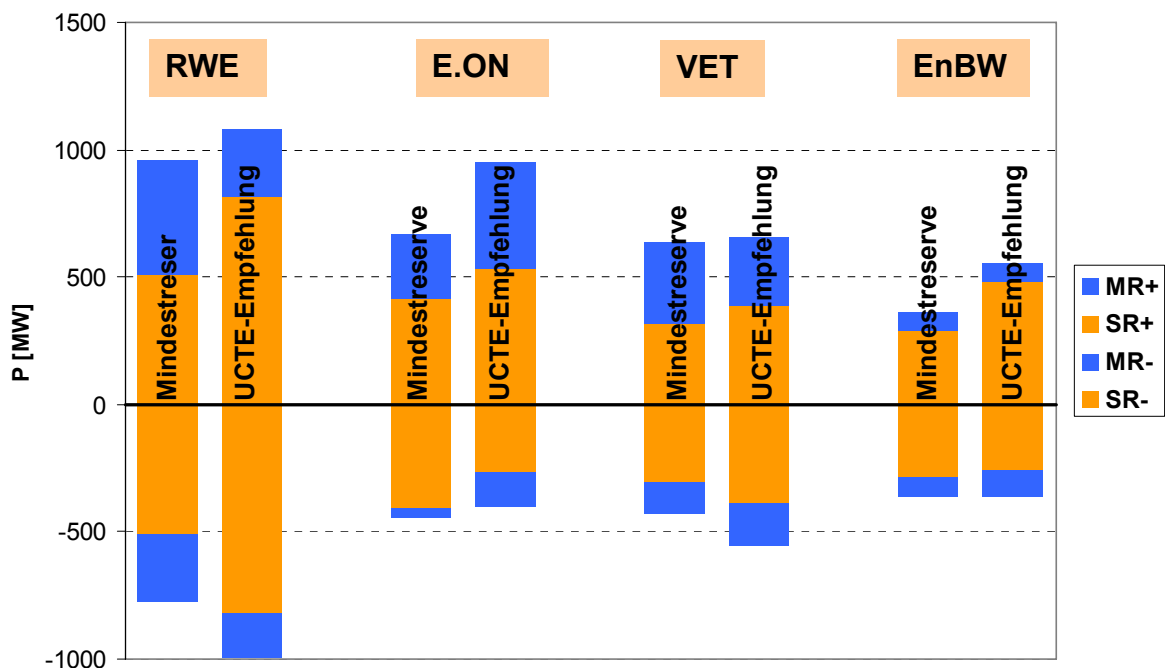


Abbildung 13: Vergleich Kernanteil Mindestreserve – UCTE-Empfehlung

Im Gegensatz zur positiven Regelreserve stimmen die Kernanteile der negativen Regelreserve gemäß UCTE-Empfehlung weitgehend mit der Mindestreserve in der jeweiligen Regelzone für eine 10-%-ige Defizitwahrscheinlichkeit überein. Die insgesamt geringeren Beträge der negativen gegenüber der positiven Regelenergie ergeben sich nach dem analytischen Modell daraus, dass für die Defizitwahrscheinlichkeit die Kraftwerksleistung hier nicht zu berücksichtigen ist. Zudem besteht bei einem Leistungsüberschuss im Netz für die Netzbetriebsführung ein größerer Handlungsspielraum als bei einem Leistungsdefizit. Die Erfahrungen bei Großstörungen im Verbundnetz mit Inselnetzbildungen aus der Vergangenheit, z. B. bei der Großstörung in Italien 2003, zeigen, dass im Restverbundnetz ein Leistungsüberschuss von ca. 3.500 MW verblieben ist. Neben der manuellen Reduzierung vieler Kraftwerkseinspeisungen, einigen gezielten Kraftwerksabschaltungen und der Verzögerung von Kraftwerksanfahrten sowie durch die

Aktivierung zusätzlicher Lasten wie Pumpleistung konnte der Anstieg der Frequenz begrenzt werden und die Frequenz innerhalb einer Stunde auf die Sollfrequenz zurückgeführt werden.

Wie im Anhang A beschrieben ist bei der vergleichenden Betrachtung weiterhin zu berücksichtigen, dass die ÜNB bei der Bemessung ihrer auszuschreibenden Regelleistung sehr unterschiedliche Strategien verfolgen. Dies wird durch das Beispiel der Regelzone RWE besonders deutlich. So wird dort die negative Sekundärregelreserve mit dem gleichen Betrag wie die positive ausgeschrieben, was angesichts des entfallenden Einflusses der Kraftwerksausfälle nicht der Fall sein dürfte. Andererseits wird bei einigen ÜNB ein Teil der automatisch aktivierbaren Minutenreserve mit der Sekundärregelleistung verrechnet, so dass Sekundärregelleistung zu Lasten der günstigeren Minutenreserve eingespart wird. Da die UCTE-Empfehlung von der jeweils ausgeschriebenen Regelleistungsgröße ausgeht, fließen diese Effekte mit dem entsprechenden Faktor (0,67 für die Sekundärreserve und 0,5 für die Gesamtreserve) in den Kernanteil ein.

Bei den vorstehenden Betrachtungen wurde zugrunde gelegt, dass der Inselnetzbetrieb von vergleichsweise kurzer Dauer ist (z.B. < 8 h) und eine schnelle Wiederaufnahme des Verbundbetriebes erfolgt. Im Falle eines längerfristigen Inselbetriebes kann das für diese Betrachtung zugrunde gelegte Modell 2 nicht mehr angewendet werden. Vielmehr ist in der Ermittlung der Defizitwahrscheinlichkeit für die Leistung einer Regelzone nach Kap. 3.2 zusätzlich der Fehler der day-ahead-Prognose (Modell 1) zu berücksichtigen. Für die vier Regelzonen ergeben sich aus den entsprechenden Diagrammen (Anhang C) für z.B. $\alpha = 10\%$ die ebenfalls in Abbildung 14 dargestellte Mindestreserve für den langfristigen Inselnetzbetrieb.

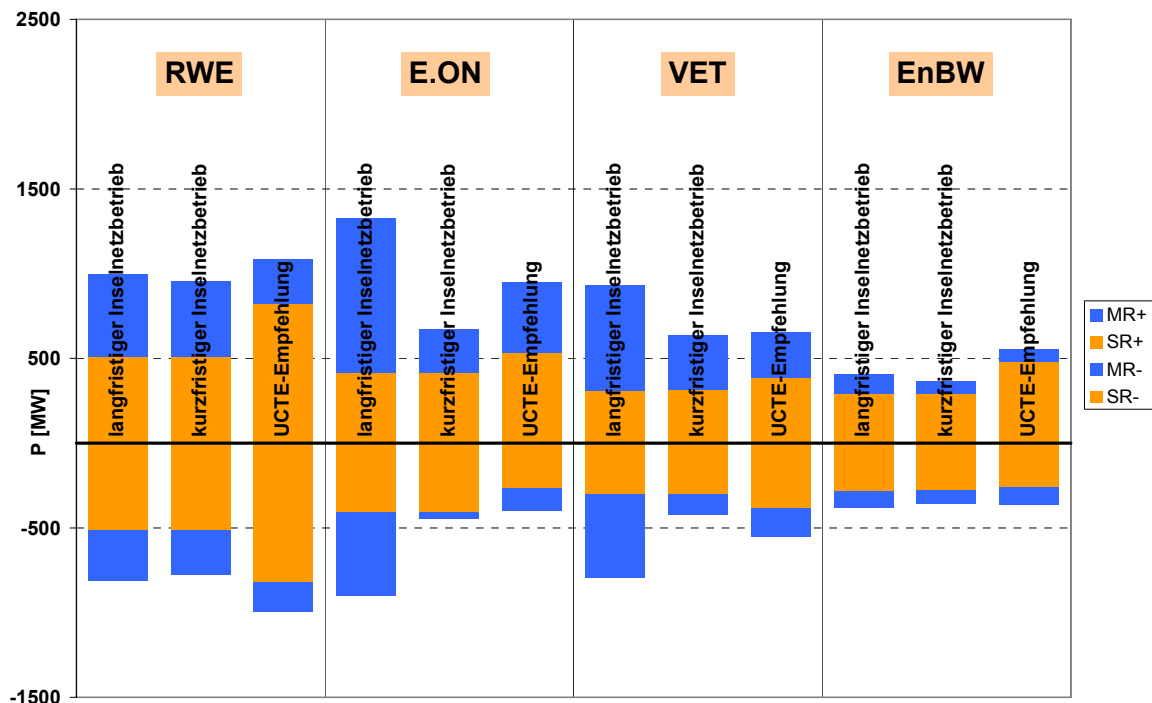


Abbildung 14: Vergleich der Modellbetrachtung „kurzfristiger Inselnetzbetrieb“, „langfristiger Inselnetzbetrieb“ und UCTE-Empfehlungen für den Kernanteil

Auch bei dieser Betrachtung wurde von der für den Verbundbetrieb bereit gestellten Primärregelleistung ausgegangen. Während die positive wie auch negative Mindest-Sekundärregelleistung gegenüber dem kurzfristigen Inselbetrieb in keiner Regelzone abweicht (Abbildung 14), steigt der Minutenreservebedarf durch die Vergrößerung des WEA-Prognosefehlers deutlich an. Regelzonen, die über eine erhebliche Windeinspeisung verfügen, sind hierdurch besonders betroffen.

Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass bei einem tatsächlichen Übergang in den Inselnetzbetrieb durch die Ausregelung des Leistungsungleichgewichtes unmittelbar nach dem Übergang ein Teil der Regelreserve zunächst gebunden ist. Auf eine mathematische Beschreibung und Berücksichtigung dieses Phänomens wird verzichtet, da dadurch eine Pseudogenauigkeit suggeriert würde, die der Fragestellung nicht angemessen ist. Praktisch sollte dieser Umstand durch einen Sicherheitszuschlag sachgerecht berücksichtigt werden.

Da die Leistungszahl einer Regelzone im Inselnetzbetrieb größenordnungsmäßig eine Zehnerpotenz kleiner ist als die des Verbundnetzes, haben die Lastschwankungen eine deutlich höhere Schwankungsbreite der Frequenz zur Folge. Infolgedessen wird über einen längeren Zeitraum im Inselnetzbetrieb die Wahrscheinlichkeit für Kraftwerksausfälle steigen. Auch aus diesem Grund ist die Defizitwahrscheinlichkeit geringer zu wählen, als das hier mit einem Grenzwert von $\alpha = 10\%$ erfolgt ist. Auch dies führt zu einem steigenden Regelleistungsbedarf für SR und für MR, dessen Höhe jedoch nicht genau beziffert werden kann. Hierzu ist eine differenzierte und detaillierte Betrachtung der in der Regelzone befindlichen Kraftwerke erforderlich. Zudem ist die Bemessung der Grenzleistung $\Delta P_{\max,49}$ hier nicht mehr zulässig, vielmehr ist ein hinreichender Sicherheitsabstand zur Frequenz der ersten Lastabwurfstufe erforderlich, um insbesondere der Genauigkeit der Frequenzmess-einrichtungen von ± 50 mHz Rechnung zu tragen.

Die in den UCTE-Richtlinien festgelegte Grenze von 49,2 Hz als unterer Schwellwert bei Leistungsdefiziten und 50,8 Hz als Schwellwert für Leistungsüberschüsse entsprechen den heute im Netz installierten Einrichtungen. An diese Frequenzgrenzwerte schließt das Lastabwurfkonzept der UCTE nahtlos an. Da die technischen Einrichtungen aller am Verbundbetrieb beteiligten Regelzonen auf diese Grenzwerte und dieses Lastabwurfkonzept eingestellt sind, scheidet eine Änderung der bestehenden Praxis aus betrieblicher wie ökonomischer Sicht aus. Insbesondere ist eine Änderung der Frequenzgrenzen oder der Praxis des Lastabwurfes beim Übergang vom Verbund- in den Inselnetzbetrieb nicht möglich.

Die Dauer des Inselnetzbetriebes selber wird ausschließlich durch den Netzwiederaufbau bestimmt. Abschließend sei darauf hingewiesen, dass die Bemessung der Primärregelleistung innerhalb der Regelzonen darauf begründet ist, dass alle Regelzonen sich mit ihrem Anteil der Primärregelreserve an der Ausregelung von Störungen beteiligen. Da dieser partnerschaftliche Reserveausgleich im Inselnetzbetrieb nicht zur Verfügung steht, wird für eine Sicherstellung der Versorgungszuverlässigkeit im längerfristigen tatsächlichen Inselnetzbetrieb kurzfristig vor allem die Primärregelreserve zu erhöhen sein, wobei sich die betroffenen ÜNB auf die Notfallregelungen in §13 EnWG [1] berufen würden.

5 ZUSAMMENFASSUNG

Die ÜNB sind nach § 6 Abs. 1 der Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung – StromNZV) [3] verpflichtet, die jeweilige Regelenergieart im Rahmen einer gemeinsamen regelzonenübergreifenden Ausschreibung zu beschaffen. Nach § 6 Abs. 2 StromNZV sind die ÜNB berechtigt, einen technisch notwendigen Anteil an Regelenergie aus Kraftwerken in ihrer Regelzone auszuschreiben, soweit dies zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, insbesondere zur Aufrechterhaltung der Versorgung im Inselbetrieb nach Störungen erforderlich ist.

Die BNetzA hat E-Bridge Consulting beauftragt, im Rahmen eines Gutachtens die Höhe dieses regelzonenintern auszuschreibenden Regelleistungsbedarfs für Sekundärregelleistung und Minutenreserve, den so genannten „Kernanteil“ zu ermitteln. E-Bridge wurde insbesondere bei der Modellierung und der Ermittlung des Regelleistungsbedarfs vom Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft der Universität Dortmund unterstützt.

In dem vorliegenden Gutachten wurde ein systematisches Vorgehen zur Bestimmung der regelzonenintern auszuschreibenden Sekundärregelleistung und Minutenreserve entwickelt.

Die Inselnetz Betrachtung dient im vorliegenden Gutachten als ein „gedanklicher Ansatz“ zur Dimensionierung der innerhalb der Regelzone mindestens vorzuhaltenden Regelleistung. Dieser Ansatz ist sowohl in der StromNZV als auch in den UCTE Empfehlungen der „Ad hoc Group - Geographical Distribution of Reserves“ verankert.

Für die Modellierung des Inselnetzbetriebs wurde in einem ersten Schritt die Defizitwahrscheinlichkeit ermittelt, die für die Auslegung der Sekundärregelleistung und Minutenreserve im Inselbetrieb maßgebend ist. Diese Defizitwahrscheinlichkeit ist naturgemäß höher als im Verbundbetrieb.

In der Studie wird zunächst angenommen, dass die Defizitwahrscheinlichkeit im Inselbetrieb in der gleichen Größenordnung liegen sollte wie die Wahrscheinlichkeit, mit der bereits beim Übergang zum Inselnetz Lasten abgeschaltet werden müssen.

Hierbei wird angenommen, dass das deutsche Verbundnetz nach Trennung zum Ausland eine maximale Grenzleistung ohne Lastabwurf überstehen kann. Mit einer Wahrscheinlichkeit von α kommt es bei einem spontanen Übergang vom Verbundnetz zum Inselnetz (D) zu Lastabwurf, weil die Importleistungen größer sind als diese Grenzleistung.

Diese Wahrscheinlichkeit α wird zur Festlegung der internen Regelleistung (Kernanteil) für den Inselnetzbetrieb verwendet. Damit wird implizit gefordert, dass eine Defizitwahrscheinlichkeit während des Inselnetzbetriebs nicht größer sein darf als beim Übergang ins Inselnetz. In einem zweiten Schritt wurde für jede Regelzone auf Basis dieses α zunächst die sich ergebende interne Sekundärregelreserve und entsprechende Minutenreserve ermittelt.

Da diese Betrachtung im wesentlichen nur für kurzfristigen Inselnetzbetrieb gilt, ist darauf aufbauend für die Ermittlung des Kernanteiles, der erforderlich ist für einen stabilen Betrieb des Inselnetzes über mehrere Stunden ein im Vergleich zum Übergang in das Inselnetz höheres Zuverlässigkeitsniveau (d.h. niedrigere Defizitwahrscheinlichkeit) anzusetzen.

Die Dauer des Inselnetzbetriebes selber wird ausschließlich durch den Netzwiederaufbau bestimmt. Ein längerer Inselnetzbetrieb von mehr als 8 Stunden führt in jedem Fall dazu, dass eine niedrigere Defizitwahrscheinlichkeit anzusetzen ist als für den Übergang ins Inselnetz, der Kernanteil der Reserve damit höher zu wählen ist als für den Mindestanteil ermittelt.

Bei der Modellierung wird unter anderem berücksichtigt:

- ❑ Kompensation von Kraftwerksausfällen unterschiedlicher Blockgröße

Diese Auswirkungen sind durch die Defizitwahrscheinlichkeiten der Kraftwerksausfälle berücksichtigt und tragen zur Ermittlung des Kernanteils bei.

- ❑ Ausgleich für Schwankungen der Windenergieerzeugung

Diese Schwankungen sind in den Modellen 1 und 2 berücksichtigt und tragen somit zur Ermittlung des Kernanteils direkt bei. Bei einem längerem Inselnetzbetrieb ist nicht nur die kurzfristige Auswirkung des Prognosefehlers (siehe Modell 2) sondern auch die längerfristige Auswirkung zu berücksichtigen.

- ❑ Modifikation des Lastabwurfkonzeptes auf die jeweils vorzuhaltende Regelleistung in jeder Regelzone

Da die technischen Einrichtungen aller am Verbundbetrieb beteiligten Regelzonen auf diese Grenzwerte und dieses Lastabwurfkonzept eingestellt sind, scheidet eine Änderung der bestehenden Praxis aus betrieblicher wie ökonomischer Sicht aus. Insbesondere ist eine Änderung der Frequenzgrenzen oder der Praxis des Lastabwurfes beim Übergang vom Verbund- in den Inselnetzbetrieb nicht möglich.

Die Gutachter kommen zu dem folgenden Schluss:

Der berechnete minimale Kernanteil liegt unterhalb der UCTE-Empfehlungen

Der Kernanteil, d.h. die Sekundärregelleistung und Minutenreserve, die innerhalb einer Regelzone vorzuhalten ist, wird bestimmt durch die Höhe der Sekundärregelleistung und Minutenreserve, die im Inselbetrieb erforderlich ist. Entscheidendes Auslegungskriterium ist die zugrunde zu legende Defizitwahrscheinlichkeit im Inselbetrieb.

Der Übergang vom Verbund- zum Inselbetrieb kann bereits zu Lastabschaltungen führen. Die Wahrscheinlichkeit, mit der ein solcher Übergang zu Lastabschaltungen führt, wird hauptsächlich durch die Höhe der Primärregelleistung und der Import-/Exportbilanz bestimmt. Diese Wahrscheinlichkeit wird als sinnvolles Maß für die Defizitwahrscheinlichkeit im anschließenden Inselbetrieb zugrunde gelegt. Mit anderen Worten, die Wahrscheinlichkeit, dass Last beim Übergang oder beim anschließenden Inselbetrieb abgeschaltet werden muss, sollte in der gleichen Größenordnung liegen.

Die mittlere Wahrscheinlichkeit, dass das gesamte deutsche Verbundnetz bereits beim Übergang in den Inselbetrieb Last abwerfen muss, wurde zu 10 % bestimmt.

Eine Defizitwahrscheinlichkeit von 10 % führt zu einem Kernanteil, der unterhalb der UCTE-Empfehlungen bezogen auf die ausgeschriebene Regelleistung liegt. Die UCTE empfiehlt,

75 % der Sekundärregelleistung und 50 % der Summe aus Sekundär- und Minutenreserve in der Regelzone vorzuhalten.

Ein Kernanteil in Höhe der UCTE-Empfehlungen führt zu einer Defizitwahrscheinlichkeit von 0,5 – 4 %.

Würde in den einzelnen Regelzonen ein Kernanteil in der Höhe der UCTE-Empfehlungen vorgehalten, so würde sich eine Defizitwahrscheinlichkeit in Höhe von 0,5 – 4 % einstellen. Auch diese Defizitwahrscheinlichkeit ist deutlich höher als die Defizitwahrscheinlichkeit im Verbundbetrieb, die unterhalb von 0,1 % liegt.

Der im Vergleich zum berechneten minimalen Kernanteil etwas höhere Anteil der in der Regelzone vorzuhaltenden Sekundär- und Minutenreserve würde zu einer zum Teil signifikanten Reduktion der Defizitwahrscheinlichkeit führen. Es ist eine politische Entscheidung, welche Defizitwahrscheinlichkeit als angemessen zugrunde zu legen ist.

Die Höhe des Kernanteils ist mit der Höhe der Primärregelleistung und der Import-/Exportbilanz der Regelzone abzustimmen.

Es wurde bereits angegeben, dass die Defizitwahrscheinlichkeit beim Übergang in den Inselnetzbetrieb mit der Defizitwahrscheinlichkeit des anschließenden Inselbetriebes abgestimmt werden muss. Nur die Kombination aus beiden bestimmt letztendlich die Wahrscheinlichkeit, die als Auslegungskriterium für den Kernanteil herangezogen werden sollte.

Die Import-/Export-Bilanzen in den Regelzonen unterscheiden sich signifikant. Damit unterscheiden sich auch die tatsächlichen Defizitwahrscheinlichkeiten in jeder Regelzone, selbst bei Vorhaltung gleicher Kernanteile für Sekundärregelleistung und Minutenreserve. Es ist daher erforderlich, dass auch die Höhe der Primärregelleistung sorgfältig auf deren Einfluss auf die Defizitwahrscheinlichkeit zu untersuchen ist.

Die Festlegung einer angemessenen Defizitwahrscheinlichkeit ist der Regulierung von Kernanteilen vorzuziehen.

Die Vorgabe eines minimalen Kernanteils soll zur Wahrung einer Mindestzuverlässigkeit beitragen. Die Zuverlässigkeit selbst wird auch von der Höhe der Primärregelleistung und der Import-/Exportbilanz vorgegeben. Ganz wesentlichen Einfluss haben darüber hinaus die Eintrittswahrscheinlichkeit sowie die Art der Inselnetzbildung, die nicht von den Regelzonengrenzen sondern von weiteren technischen Randbedingungen abhängig ist,.

Aus regulatorischer Sicht ist die Regulierung über eine Defizitwahrscheinlichkeit als Auslegungskriterium effektiver als die Vorgabe eines Mindestkernanteils. Zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Regulierungsbehörde soll die Defizitwahrscheinlichkeit als Zielvorgabe für die Zuverlässigkeitskenngrößen abgesprochen werden. Es ist die Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber, im Rahmen einer risiko-basierten Methodik selbst festzulegen, welche Maßnahmen für die Einhaltung der Zuverlässigkeitskenngrößen erforderlich sind. Die Regulierungsbehörde kann sich dann auf die Überwachung der

Verfahren beschränken. So kann die Einhaltung einer hohen Zuverlässigkeit sachgerecht und effizient gewährleistet werden.

LITERATURVERZEICHNIS

- [1] Zweites Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom 7. Juli 2005
- [2] Büchner, J., Türkucar, T.: Optionen zur Weiterentwicklung der Regelenergiemärkte in Deutschland, veröffentlicht in der „ew“, Heft 1/2, Januar 2005, S. 54 – 57
- [3] Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung – StromNZV) vom 25. Juli 2005
- [4] UCTE: UCTE Operation Handbook, einschließlich des Multi-Lateral-Agreement (MLA), Last changes: 16.05.2006
- [5] UCTE Ad hoc Group: „Geographical Distribution of Reserves“, July 2005
- [6] VDN: TransmissionCode 2003 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, August 2003
- [7] UCTE: Annual Reports, DVG: Bausteine für Stromeuropa, 1999, www.rwe-transportnetzstrom.com
- [8] Roggenbau, M: „Kooperation der Übertragungsnetzbetreiber zur Minutenreservehaltung in elektrischen Verbundsystemen“, Dissertation RWTH Aachen, ABEV, Band 57
- [9] Kleinekorte, K., Graf, F.-R., „Bereitstellung von Systemdienstleistungen – Regelleistung und Ausgleichsenergie“, Internationale Fachtagung der energietechnischen Gesellschaften des VDE, ÖVE und SEV, 09.-10.05. 2001, Friedrichshafen
- [10] Brückl, O, Neubarth, J. Wagner,U.: „Regel- und Reserveleistungsbedarf eines Übertragungsnetzbetreibers, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 56. Jg., (2006), Heft ½
- [11] DEWI, E.ON Netz, EWI, RWE Transportnetz Strom, VE Transmission:„Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020“ (dena-Netzstudie), Februar 2005
- [12] Dany, G.: „Kraftwerksreserve in elektrischen Verbundsystemen mit hohem Windenergieanteil“, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, ABEV, Band 71
- [13] Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung, Dezember 2001
- [14] Rohrig, K: „Rechenmodelle und Informationssysteme zur Integration großer Windleistungen on die elektrische Energieversorgung“, Universität Kassel (ISET), 2003
- [15] Müller, L.: „Bilanzkreisregelung zur Frequenzhaltung unter Berücksichtigung verteilter Erzeugung“, Dissertation Universität Dortmund 2004, VDE-Verlag

FORMEL- UND ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS
Tabelle 5

BK	Bilanzkreis
BNetzA	Bundesnetzagentur
D	(BR)Deutschland
DVG	Deutsche Verbundgesellschaft
dyn	dynamisch
E.ON	E.ON Netz GmbH
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnBW	EnBW Transportnetze AG
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
f	Frequenz
GR	Gesamtreserve, Gesamtregelleistung
HKW	Heizkraftwerke
HOBA	EEG-Horizontalbelastungsausgleich
IE	Import-Export-Saldo
IPP	Independent Power Producer
KL	Kurzfristige Lastschwankungen (Lastrauschen)
KW	Kraftwerk
LS	Lastschwankungen
MLA	Multi-Lateral-Agreement
MR	Minutenreserve
OS	Online-Schätzung der WEA-Einspeisung
P	Leistung
P_D	Defizitleistung
PF	Lastprognosefehler
PR	Primärregelreserve
P_{RZA}	Saldo der Regelzonenaustausche
RWE	RWE Transportnetz Strom GmbH
RZ	Regelzone
RZA	Reglzonenaustausche
RZS	Regelzonensaldo

SR	Sekundärregelreserve
stat	stationär
StromNZV	Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung)
T_E	Mittlere Einsatzdauer
T_I	Mittlere Instandsetzungsdauer
T_F	Mittlere Ausfalldauer
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDN	Verband der Netzbetreiber
VET	Vattenfall Europe Transmission GmbH
V_L	Frequenzabhängigkeit der Lasten
VVII+	Verbändevereinbarung II plus
W	Wahrscheinlichkeit
WEA	Windenergieanlage
WP	Day-ahead-WEA-Prognose
ΔP_{\max}	Maximal verkraftbare Ausfalleistung
α	Tolerierbare Defizitwahrscheinlichkeit
μ	Mittelwert
σ	Standardabweichung

ANHANG A: MATHEMATISCHE MODELLE

A.1 Vorhandene Modelle

Grundlage für die entwickelten Modelle sind die Arbeiten in [8,9,10,11].

Zur Gewährleistung einer ausreichenden Zuverlässigkeit des elektrischen Energieversorgungssystems ist der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zur Vorhaltung einer Leistungsreserve verpflichtet. Ein Bedarf an Reserveleistung besteht dann, wenn die momentane Leistungsbilanz aus der Summe aller Einspeisungen und Entnahmen elektrischer Leistung unausgeglichen ist.

Die Höhe des Gesamtregelleistungsbedarfs für Sekundärregelung und Minutenreserve wird bestimmt durch:

- Lastprognosefehler, Toleranzbänder
- Kurzfristige Lastabweichungen (Lastrauschen)
- Stochastisches Ausfallverhalten der Kraftwerke
- Einsatzdauer der Gesamtregelleistung durch ÜNB für Kraftwerksausfälle
- Prognosefehler der dargebotsabhängigen Erzeugung (WEA) kann zusätzlich oder separat berücksichtigt werden
- Defizitwahrscheinlichkeit

Die Bestimmung der Gesamtregelleistung erfolgt nach [9,11] über einen analytischen Ansatz. Diese Methode bietet im Vergleich zu einer Monte-Carlo-Simulation [10] zusätzlich die Möglichkeiten der Parametervariation, was für die hier betrachtete Aufgabenstellung entscheidend ist. Aufbauend auf diesen Arbeiten werden die in diesem Bericht verwendeten Modelle beschrieben.

In Abbildung 15 ist das prinzipielle Vorgehen bei der Bestimmung der Regelreserven nach [9,11] dargestellt.

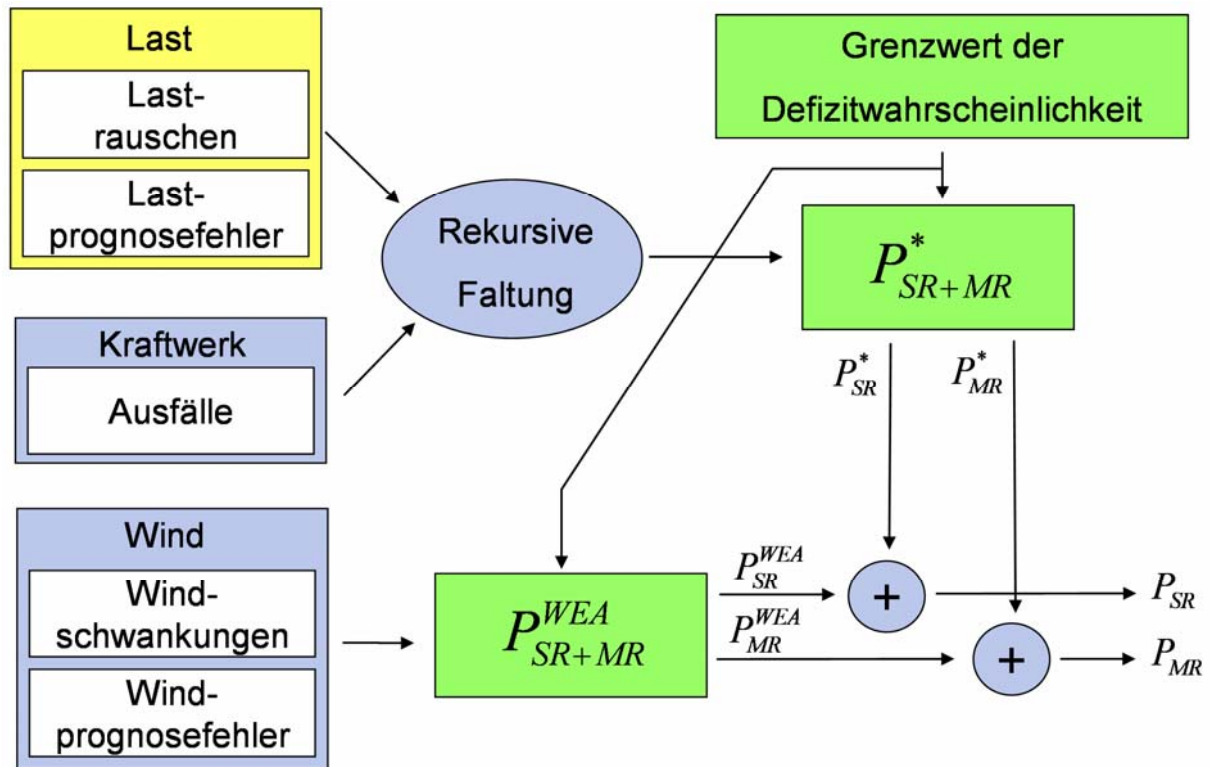


Abbildung 15: Analytische Bestimmung der Regelreserven nach [10,11]

Unter Verwendung des Standard-Toleranzbandes von $\pm 5\%$ (nach VVII+ [13]) vom Bezugswert folgt der maximale Prognosefehler PF_{max} . Der Bezugswert ist die jeweilige kumulierte zeitgleiche 15-min-Höchstlast eines Monats aller Entnahmestellen eines Bilanzkreises (BK) in einer Regelzone. Für den Prognosefehler wird eine mittelwertfreie Normalverteilung mit einer Standardabweichung von $\sigma_{PF} = PF_{max} / 3$ angenommen.

Die charakteristischen Größen der Normalverteilung des kurzfristigen Lastrauschens (Abweichungen der momentanen Last innerhalb des 15-min-Intervalls vom 15-min-Mittelwert) folgen aus empirischen Angaben und betragen für ein 10-GW-System $\mu_{KL} = \pm 140 MW$ und $\sigma_{KL} = 120 MW$ [8,9].

Das Betriebsverhalten eines Kraftwerksblockes wird durch einen zweistufigen, homogenen Prozess mit den Stufen „Betrieb“ und „Nichtbetrieb“ angenommen. Das stochastische Ausfallverhalten wird durch die mittlere Ausfalldauer T_F und die mittlere Instandsetzungsdauer T_I beschrieben. Unter Berücksichtigung der durchschnittlichen Einsatzdauer der jeweiligen Regelreserve wird damit die Wahrscheinlichkeit für ein Defizit der Kraftwerksleistung bestimmt.

Der erforderliche Gesamtregelleistungsbedarf wird durch gemeinsame Berechnung der aus dem Lastprognosefehler und dem Lastrauschen resultierenden stochastischen Lastschwankungen und der Kraftwerksausfälle bei vorgegebener Defizitwahrscheinlichkeit bestimmt. Dazu wird das Verfahren der rekursiven Faltung genutzt. Die mittlere Einsatzdauer T_E der Sekundärregelleistung beträgt 15 min. Zur Bestimmung des Bedarfs an

Sekundärregelleistung werden damit nur das kurzfristige Lastrauschen und das Ausfallverhalten der Kraftwerke berücksichtigt, da der Lastprognosefehler durch Minutenreserveinsatz abgedeckt wird. Der Leistungsanteil für die Minutenreserve bestimmt sich aus der Differenz der Gesamtregelleistung und der Sekundärregelleistung, da ein Leistungsdefizit, das durch Sekundärregelleistung ausgeglichen werden muss, und ein Leistungsdefizit, das durch Minutenreserve ausgeglichen werden muss, nicht gleichzeitig auftreten können.

Die Werte für die negative Regelleistung lassen sich mit analogem Vorgehen berechnen, wobei hier die Kraftwerksausfälle nicht berücksichtigt werden müssen, so dass gemäß diesem Modell negativer Regelleistungsbedarf nur aufgrund der stochastischen Lastschwankungen entsteht. Negative Sekundärregelleistung wird entsprechend nur zum Ausgleich des kurzfristigen Lastrauschens benötigt.

Der Anteil der dargebotsabhängigen Erzeugung, z.B. aus Windkraftanlagen an der Regelreserve, wird separat bestimmt und hinzugerechnet.

A.2 Beschreibung der verwendeten Modelle

Die beiden nachfolgend beschriebenen Modelle basieren auf den in [9,11] vorgestellten Verfahren. Im Folgenden werden zwei Modelle zur Bestimmung der Regeleistung für den Verbundbetrieb beschrieben, wobei das Modell 1 eine analytische Detailmodellierung ermöglicht und das Modell 2 auf einer Saldomodellierung beruht.

Das Modell 1 wird für die Betrachtung des längerfristigen Inselnetzbetriebes verwendet. Für die Validierung der Ergebnisse im Verbundbetrieb wird die Online-Prognose der Windeinspeisung im Modell berücksichtigt. Für die Betrachtung des längerfristigen Inselnetzbetriebes wird das Modell dahingehend modifiziert, das statt der Online-Prognose der WEA-Einspeisung die Day-Ahead-WEA-Prognose verwendet wird. Das Modell 2 basiert auf der Auswertung der eingesetzten Regelenergie (Regelzonensaldo), da heute entsprechende Prognosedaten im genügenden Umfang vorliegen. Es wird davon ausgegangen, dass sowohl der Lastprognosefehler als auch kurzfristige Auswirkungen des Windprognosefehlers im Regelzonensaldo bereits enthalten sind. Daher eignet sich dieses Modell neben der Validierung der Ergebnisse im Verbundbetrieb besonders für die Bestimmung der erforderlichen Regelleistung im kurzfristigen Inselnetzbetrieb.

Der wesentliche Unterschied der beiden Modelle besteht darin, dass bei dem Modell 1 eine getrennte Betrachtung der Einflussfaktoren Last und WEA möglich ist, wo hingegen beim Modell 2 eine getrennte Betrachtung von Last und WEA, welche jedoch für eine längerfristige Inselnetzbetrachtung erforderlich ist, nicht möglich ist.

A.2.1 Modell 1

Bei diesem Modell werden die Einflussgrößen für die Bestimmung der Regeleistung für Last, Kraftwerke und Windeinspeisung getrennt betrachtet (Abbildung 16). Im Gegensatz zu der in Abbildung 15 dargestellten Vorgehensweise wird der WEA-Anteil mit der Last (Lastrauschen und Lastprognosefehler) über einen rekursiven Faltungsalgorithmus verrechnet und das Ergebnis mit den Kraftwerksausfällen verarbeitet. Abhängig von der vorgegebenen

Defizitwahrscheinlichkeit kann dann die erforderliche Regelleistung bestimmt werden. Aufgrund der unabhängigen Betrachtung des Day-Ahead-WEA-Prognosefehlers und der Last eignet sich dieses Modell insbesondere für die Untersuchung eines längerfristigen Inselnetzbetriebes.

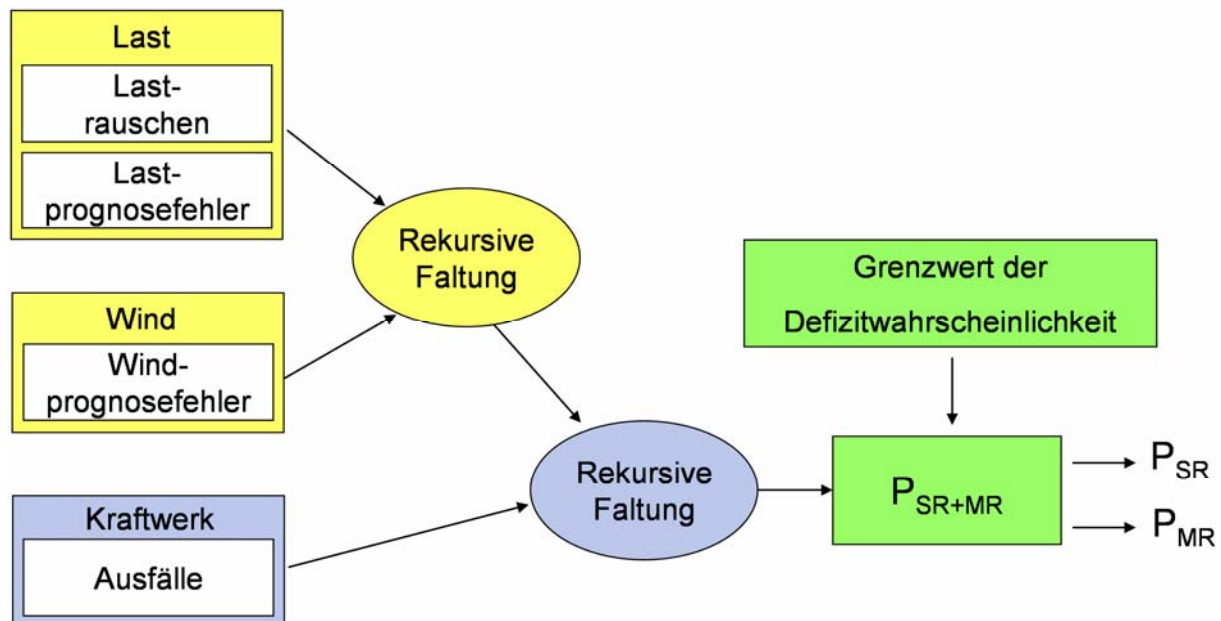


Abbildung 16: Schematisches Vorgehen Modell 1

Der durch Sekundärregelleistung bzw. Minutenreserve zu deckende Regelleistungsbedarf entsteht durch die Abweichungen der prognostizierten von der tatsächlichen Netzlast. Für diese Abweichungen gibt es folgende Ursachen:

- ❑ Im Zeitbereich $T < 1/4$ h
 - ❑ Unprognostizierbares, stochastisches Verhalten der Netzlast und stochastischer Erzeuger, im weiteren bezeichnet als Lastrauschen
 - ❑ Ausfall von Kraftwerksleistung
- ❑ Im Zeitbereich $T > 1/4$ h
 - ❑ Fehler der Lastprognose, bedingt durch die Ungenauigkeiten der verwendeten Prognosemodelle und Eingangsdaten
 - ❑ Kurzfristige Auswirkungen des Fehlers, der für den Horizontalbelastungsausgleich (HOBA) verwendeten Online-Schätzung der WEA-Einspeisung
 - ❑ Fehler der day-ahead WEA-Einspeiseprognose (relevant nur im längerfristigen Inselnetzbetrieb)
 - ❑ Ausfall von Kraftwerksleistung

Die nicht prognostizierbaren, stochastischen Schwankungen der Windenergieerzeugung im Zeitbereich $T < 1/4$ h werden nicht modelliert, da nach [11, 12] davon auszugehen ist, dass diese gegenüber dem Lastrauschen zu vernachlässigt sind.

Zur analytischen Erfassung der Einflussgrößen sind die folgenden Teilbereiche zu modellieren:

- Lastabhängige Abweichungen
- WEA-Prognosefehler
- Kraftwerksausfall
- Bestimmung der Regelreserve

Modellierung lastabhängiger Abweichungen

Der Fehler der prognostizierten Netzlast ergibt sich aus der Überlagerung der beim ÜNB eingehenden Bilanzkreisprognosen. Es wird angenommen, dass der Fehler der BK-Prognosen und somit der daraus resultierende Gesamtfehler näherungsweise einer mittelwertfreien Normalverteilung ($\mu_{PF} = 0$) genügen. In Anlehnung an die Forderung der VVII+ wird von einem Standard-Toleranzband der BK-Lastprognose von +/- 5% der zeitgleich kumulierten 15-Minuten-Höchstlast eines BK ausgegangen. Damit ergibt sich der von dem ÜNB zu erwartende maximale Lastprognosefehler PF_{\max} zu +/-5% der Regelzonenhöchstlast. Mit einer Wahrscheinlichkeit von 99,73% (Quantil $\chi=3$) liegen sämtliche Prognosefehler innerhalb dieses Toleranzbandes, so dass sich die Standardabweichung des Lastprognosefehlers zu $\sigma_{PF} = \frac{PF_{\max}}{3}$ ergibt.

Nach [8, 9, 12] kann für das kurzfristige positive bzw. negative Lastrauschen ebenfalls eine Normalverteilung angenommen werden. Die in [9] für ein 10-GW-Modellsystem angenommenen Parameter der Normalverteilung ($\mu_{\text{Ref}} = \pm 140 \text{ MW}$, $\sigma_{\text{Ref}} = 120 \text{ MW}$) werden auf eine Regelzone mit bekannter Jahreshöchstlast P_{RZ} jeweils wie folgt skaliert:

$$\mu_{RZ} = \mu_{\text{Ref}} \cdot \frac{P_{RZ}}{P_{\text{Ref}}}$$

$$\sigma_{RZ} = \sigma_{\text{Ref}} \cdot \sqrt{\frac{P_{RZ}}{P_{\text{Ref}}}}$$

Damit ergibt sich folgende mathematische Beschreibung des positiven bzw. negativen Anteils des Lastrauschens:

$$W(KL^+) = N(+\mu_{RZ}; \sigma_{RZ})$$

$$W(KL^-) = N(-\mu_{RZ}; \sigma_{RZ})$$

Die aus der Überlagerung des Lastprognosefehlers und des Lastrauschens resultierende Lastschwankungen besitzen wiederum eine Normalverteilung, mit $\mu_{LS} = \mu_{KL} + \mu_{PF}$ und $\sigma_{LS} = \sqrt{\sigma_{PF}^2 + \sigma_{KL}^2}$. Wie Abbildung 17 zeigt, bestimmt die Güte der Lastprognose nachhaltig die Standardabweichung der Lastschwankungen, wohingegen der Einfluss auf den Mittelwert vernachlässigbar ist.

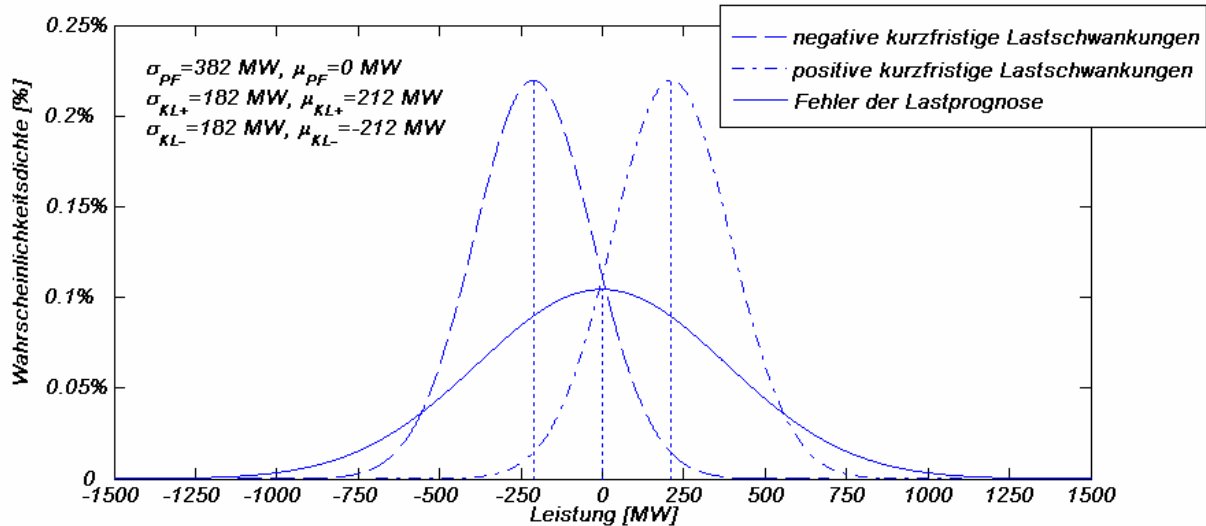


Abbildung 17: Verteilungsdichten der kurzfristigen Lastschwankungen und des Lastprognosefehlers: Beispiel Regelzone RWE

Modellierung des WEA-Prognosefehlers

Zur besseren Systemintegration der WEA-Einspeisung verwenden die ÜNB derzeit folgende Prognosemodule:

- die Windleistungs-Prognose für den Folgetag (day-ahead Prognose)
- die online berechnete Windeinspeisung (Online-Schätzung)

Die im §14 der Novelle zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vom 1. August 2004 geforderten unverzüglichen horizontalen Ausgleichslieferungen zwischen den ÜNB erfolgen auf der Basis der Online Schätzung der aktuell in der jeweiligen RZ eingespeisten WEA-Leistung. Für den Ausgleich des Schätzfehlers dieser Online-Erfassung muss vom ÜNB Regelreserve vorgehalten werden. Da jedoch im Inselnetzbetrieb kein EEG Horizontalausgleich mehr stattfinden kann, wird mit zunehmender Dauer des Inselnetzbetriebs der Fehler der day-ahead Prognose für die Planung und den Einsatz der Regelreserven relevant.

Der Fehler des bei den ÜNB vorwiegend eingesetzten Systems zur Prognose und Online-Erfassung der Windeinspeisung weist nach [14] sowohl im Kurz- als auch im Langzeitbereich eine normalverteilte Charakteristik auf.

Die Parameter der Häufigkeitsverteilung des day-ahead-Prognosefehlers werden aus den im Internet von den ÜNB veröffentlichten Daten ermittelt und sind in der Tabelle 6 aufgelistet. Deutlich erkennbar ist die nahezu lineare Abhängigkeit der Streuung des WEA-Prognosefehlers von der installierten Leistung. Die vorliegende day-ahead-WEA-Prognose besitzt im Durchschnitt einen negativen Bias, was auf die systematische Überschätzung der WEA-Einspeisung hindeutet.

Tabelle 6: Fehler der day-ahead WEA-Prognose

	RWE	E.On	VET	EnBW	D
μ_{WP}	-84MW	-186 MW	-44 MW	2 MW	-314 MW
σ_{WP}	248MW	610 MW	508 MW	16 MW	980 MW

Für die kurzfristigen Auswirkungen des Windprognosefehlers bzw. die Abweichung der Online-Schätzung werden Angaben aus [14] übernommen:

$$\mu_{OS} = 0,7\% P_{WEA,inst}$$

$$rmse_{OS} = 4,5\% P_{WEA,inst}$$

Hieraus errechnet sich die Standardabweichung der Online-Schätzung zu

$$\sigma_{OS} = \sqrt{(rmse_{OS})^2 - \mu_{OS}^2}$$

In Tabelle 7 sind die hiermit bestimmten Parameter des Fehlers der Online-Schätzung zusammengefasst.

Tabelle 7: Fehler der Online-Schätzung der WEA-Einspeisung

	RWE	E.On	VET	EnBW	D
μ_{WP}	-22 MW	-53 MW	-50 MW	-4 MW	-129 MW
σ_{WP}	142 MW	338 MW	318 MW	22 MW	820 MW

Die resultierende Verteilungsdichte für die day-ahead-Prognose und die Online-Schätzung sind in Abbildung 18 für die RZ RWE dargestellt. Das Bild zeigt, dass die Verwendung der Online Schätzung der WEA-Einspeisung als Basis für den EEG-Horizontalbelastungsausgleich, gegenüber der day-ahead-Prognose zu einer deutlichen Reduktion des Reservebedarfs führt.

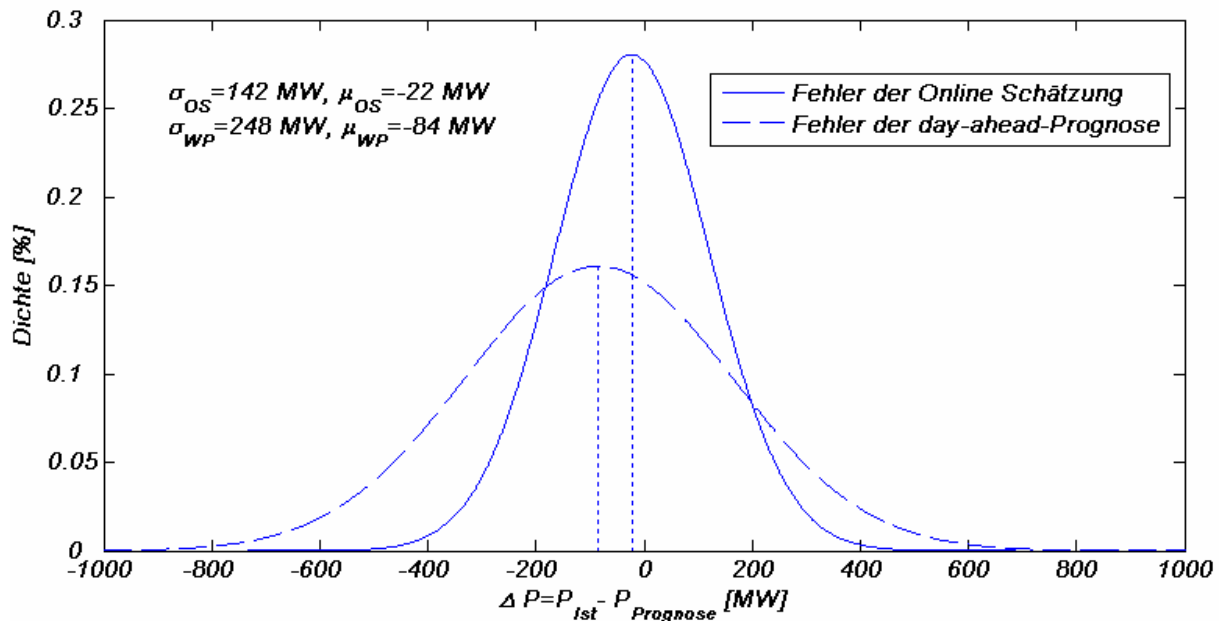


Abbildung 18: Verteilungsdichte des WEA-Prognosefehlers(RZ RWE)

Modellierung des KW-Ausfalls

Das Betriebsverhalten eines einzelnen Kraftwerksblocks wird vereinfacht durch die Zustände „Betrieb mit Nennleistung“ und „Nichtbetrieb“ beschrieben. Die mittlere Stillstandszeit eines KW-Blocks errechnet sich aus der Summe der mittleren Ausfalldauer T_F und der mittleren Instandsetzungsdauer T_I . Die Zahlenwerte der beiden Größen wurden aus einschlägigen Angaben des VGB, abgeleitet in [8], entnommen.

Die Wahrscheinlichkeit für den Ausfall des i -ten KW-Blocks mit der Leistung P_i im Zeitbereich der Gesamtregelung ($T_M=1h$), bestehend aus Sekundärregelleistung und Minutenreserve, bestimmt sich wie folgt

$$W(P_i) = \frac{1h}{(T_{I,i} + T_{F,i})}$$

bzw. im Zeitbereich der Sekundärregelung

$$W(P_i) = \frac{1/4h}{(T_{I,i} + T_{F,i})} .$$

Hieraus ergibt sich die Wahrscheinlichkeit für das Verbleiben eines einzelnen KW-Blockes am Netz zu

$$\overline{W(P_i)} = 1 - W(P_i)$$

Auf einen aus n Blöcken bestehenden KW-Park erweitert, bestimmt sich die Wahrscheinlichkeit dafür, dass keiner der n -Blöcke innerhalb des vorgegebenen Zeitraums (1h bzw 1/4h) ausfällt, aus

$$W_0 = \prod_{i=1}^n \overline{W(P_i)}$$

Die Wahrscheinlichkeit dafür, dass in einem aus n Blöcken bestehenden KW-Park genau die von k-Blöcken bereitgestellte Leistung P_D ausfällt, ergibt sich aus der Überlagerung der kumulierten Defizitwahrscheinlichkeit der betreffenden Blöcke und der Wahrscheinlichkeit für das Verbleiben der übrigen Blöcke am Netz:

$$W(P_D = \sum_{i=1}^k P_i) = W_0 \cdot \prod_{i=1}^k f_i$$

mit

$$f_i = \frac{W(P_i)}{\overline{W(P_i)}}$$

Kann die Leistung P_D durch mehrere verschiedene Blockkombinationen erreicht werden, so müssen die Ausfallwahrscheinlichkeiten der einzelnen Kombinationen zu einer Gesamtwahrscheinlichkeit aufaddiert werden.

$$W\left(P_D = \sum_{i1=1}^{k1} P_{i1} = \sum_{i2=1}^{k2} P_{i2} \cdots = \sum_{in=1}^{kn} P_{in}\right) = W_0 \cdot \left[\prod_{i1=1}^{k1} f_{i1} + \prod_{i2=1}^{k2} f_{i2} \cdots + \prod_{in=1}^{kn} f_{in} \right]$$

Abbildung 19 zeigt die Ausfallwahrscheinlichkeiten der KW für die SR (1/4h) und GR (1h)

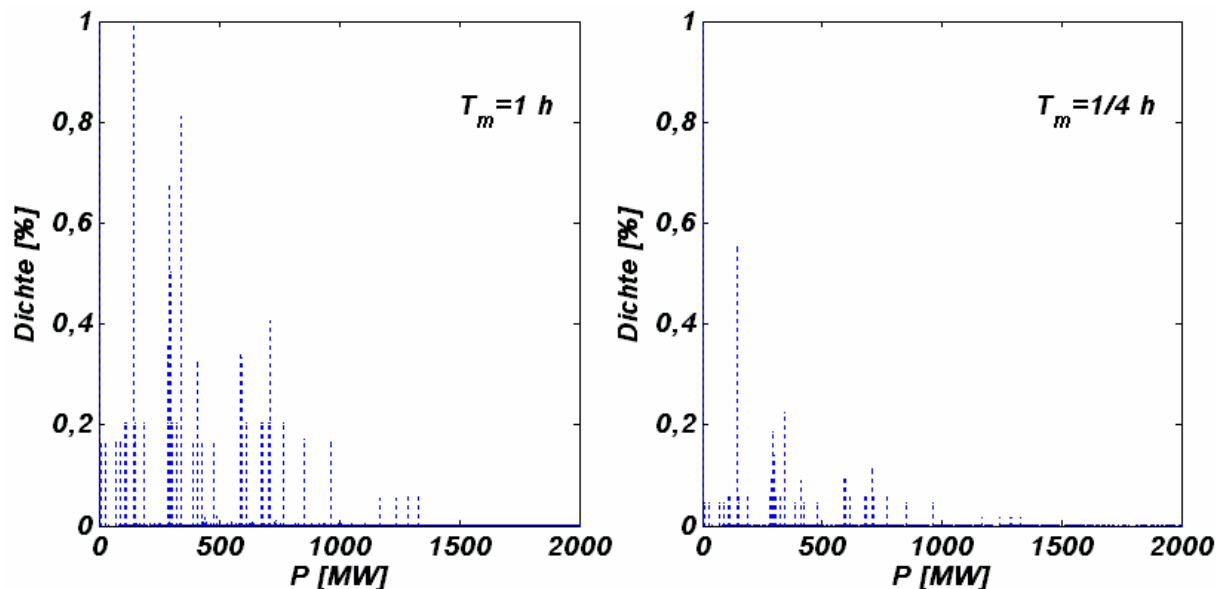


Abbildung 19: Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen der KW-Ausfälle für verschiedene Betrachtungszeiträume: Beispiel Regelzone RWE

Bestimmung der Regelreserven

Die aus den einzelnen Fehlereinflüssen resultierende Dichtefunktion bestimmt sich aus der rekursiven Faltung (\otimes) der einzelnen Anteile. Im Einzelnen müssen unter Berücksichtigung

der Einsatzzeiträume der Sekundär- und Gesamtreserve folgende Verteilungsdichten bestimmt werden:

- Positive Gesamtreserve: $W(GR+) = W_{KW} \Big|_{T_M=1h} \otimes W_{KL+} \otimes W_{PF} \otimes W_{WP/OS}$
- Positive Sekundärregelreserve: $W(SR+) = W_{KW} \Big|_{T_M=1/4h} \otimes W_{KL+}$
- Negative Gesamtreserve: $W(GR-) = W_{KL-} \otimes W_{PF} \otimes W_{WP/OS}$
- Negative Sekundärregelreserve: $W(SR-) = W_{KL-}$

Entsprechend den Ausführungen zur Modellierung des WEA-Prognosefehlers ist bei der Bestimmung der Gesamtreserven je nach Betriebsart des Netzes (Verbund-, kurz- oder langfristiges Inselnetzbetrieb) die jeweils relevante WEA-Prognose (WP / OS) zu verwenden.

Hieraus ergibt sich die Defizitwahrscheinlichkeit des positiven Reservebedarfs zu

$$W(P_D > P) = \int_P^{\infty} W(P_D) dP_D$$

und die Defizitwahrscheinlichkeit des negativen Reservebedarfs zu

$$W(P_D < P) = \int_{-\infty}^P W(P_D) dP_D$$

Nach Vorgabe eines tolerierbaren Zuverlässigkeitsniveaus kann damit die hierfür vorzuhaltende Mindestreserve errechnet werden. In Abbildung 20 ist für die RZ RWE die Bestimmung der SR und MR im Verbundbetrieb beispielhaft für eine Defizitwahrscheinlichkeit von 1 % dargestellt. Zum Vergleich sind die Kurven für die Bestimmung der Reserveanteile bei separater Deckung der einzelnen Einflussgrößen dargestellt. Es ist zu erkennen, dass durch die statistische Überlagerung der Einflussgrößen eine geringere Gesamtreserve ermittelt wird, als durch Kumulation der Einzelanteile.

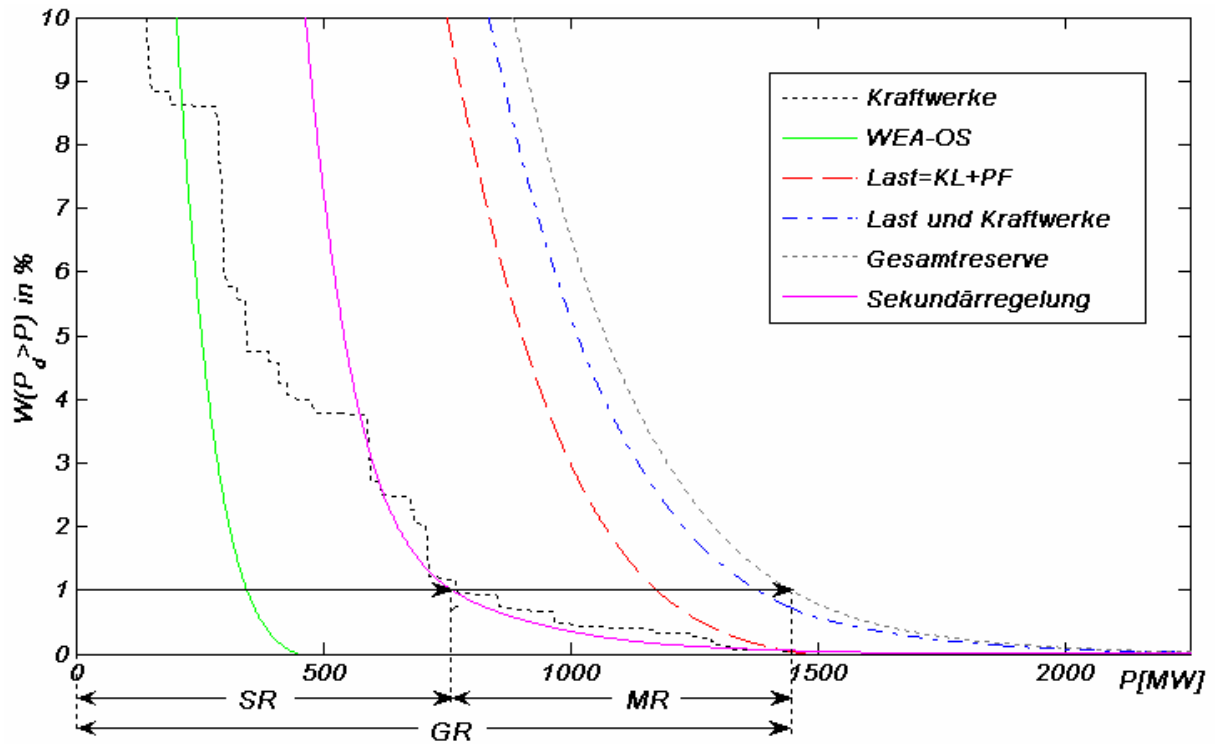


Abbildung 20: Beispiel zur Bestimmung der Regelreserven auf der Basis der Defizitwahrscheinlichkeiten für ein Zuverlässigkeitsniveau von 99% (RZ RWE)

A.2.2 Modell 2

Im Modell 2 wird angenommen, dass sowohl Lastprognosefehler als auch kurzfristige Auswirkungen des Windprognosefehlers bzw. der WEA-Online-Erfassung im Regelzonensaldo (RZS) bereits enthalten sind (Abbildung 21). Bei Verfügbarkeit einer ausreichenden Datenbasis des RZS kann damit auf die Modellierung der Teileinflussfaktoren verzichtet und auf die Betrachtung des RZS übergegangen werden. Die Kraftwerksdaten und die Parameter des kurzfristigen Lastrauschens werden analog zu Modell 1 berücksichtigt.

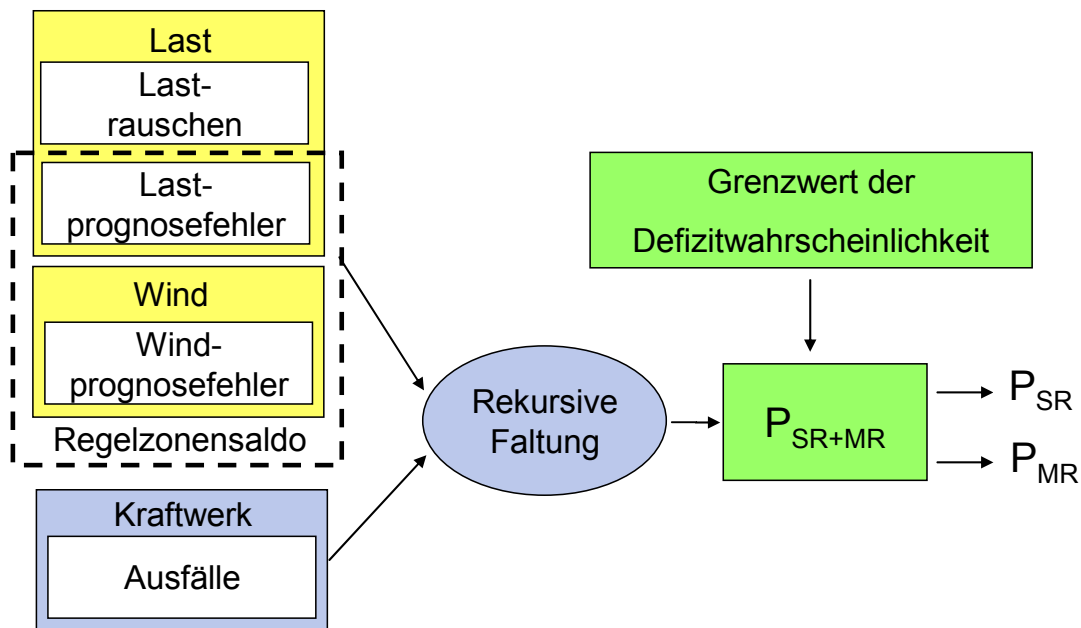


Abbildung 21: Schematisches Vorgehen Modell 2

Als Datenbasis werden die 15-min-Werte des RZS für alle vier RZ aus dem Jahr 2005 verwendet, wie sie durch die BNetzA zur Verfügung gestellt wurden. Zusätzlich zum RZS wurde die vertikale Netzlast zur Verifizierung und Einordnung der Daten aus dem RZS verwendet.

Zur Erhaltung eines allgemein gültigen Modells ist es notwendig, die vorhandenen Daten durch Verteilungsfunktionen abzubilden. Der RZS wird entsprechend Abbildung 22 durch eine Normalverteilung sehr gut approximiert [15]. Da nur sehr wenige Ausreißer des RZS auftreten, ist die Anpassung durch eine Normalverteilung gerechtfertigt.

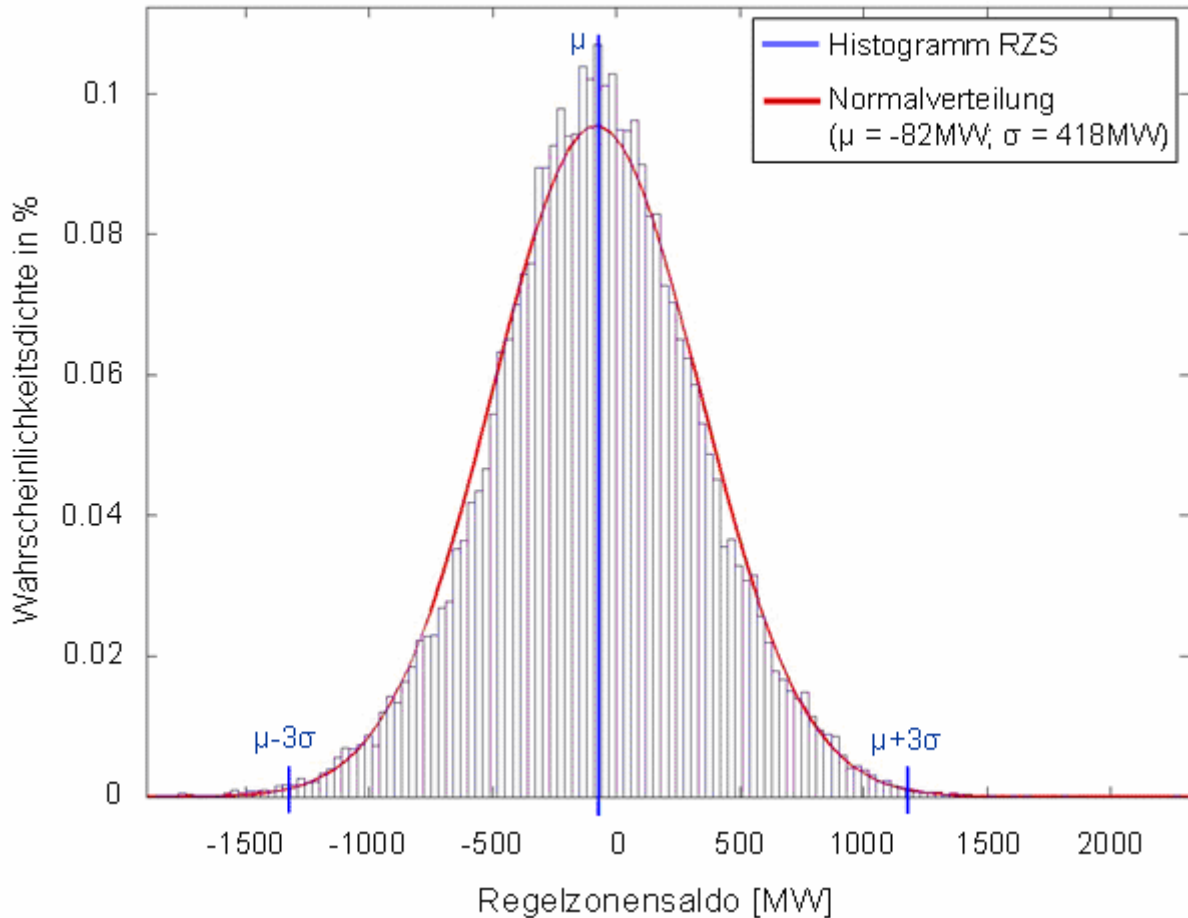


Abbildung 22: Normalverteilung RZS (RWE, 2005)

In Tabelle 8 sind die aus dem RZS ermittelten Parameter für die vier RZ sowie für Deutschland aufgelistet. Für die meisten Regelzonen ist der Mittelwert des RZS negativ. Dieser negative Mittelwert ergibt sich durch die tendenzielle Überspeisung der Bilanzkreise der jeweiligen RZ. Bei der angenommenen Normalverteilung liegen 99,73 % der Werte im Intervall von $\mu \pm 3\sigma$. Für die weiteren Berechnungen sind nur die Werte innerhalb dieses Intervalls relevant.

Tabelle 8: Parameter des RZS

Regelzone	μ_{RZS}	σ_{RZS}
RWE	-82 MW	418 MW
E.On	-86 MW	208 MW
VET	-81 MW	255 MW
EnBW	12 MW	120 MW
D	-237 MW	545 MW

Damit vereinfacht sich die Bestimmung der Regelreserven wie folgt:

- ❑ Positive Gesamtreserve: $W(GR+) = W_{KW} \Big|_{T_M=1h} \otimes W_{KL+} \otimes W_{RZS}$
- ❑ Positive Sekundärregelreserve: $W(SR+) = W_{KW} \Big|_{T_M=1/4h} \otimes W_{KL+}$
- ❑ Negative Gesamtreserve: $W(GR-) = W_{KL-} \otimes W_{RZS}$
- ❑ Negative Sekundärregelreserve: $W(SR-) = W_{KL-}$

A.3 Verwendete Datenbasis

Zur Berechnung der erforderlichen SR und MR wurden folgende Daten für die entsprechenden RZ verwendet:

- Regelzonensaldo (RZS) für das Jahr 2005, positive und negative Regelleistung
- Regelzonenaustausch (RZA): Salden Importe / Exporte (IE) aus Fahrplänen (positiv -> Import, negativ -> Export)
- Saldo Horizontalausgleich (HOBA): (positiv-> Bezug in die Regelzone, negativ -> Lieferung aus der Regelzone)

Hieraus werden Mittelwert, Standardabweichung, Maximalwert, Minimalwert sowie die Korrelationen zwischen HOBA-IE, IE-RZS, HOBA-RZS ermittelt.

Für die Kraftwerke der RZ stehen die folgenden Daten zur Verfügung, die aus öffentlich zugänglichen Quellen, beispielsweise den Internetseiten der Kraftwerksbetreiber zusammengeführt wurden:

- Nettoleistung
- Inbetriebnahme
- Brennstoff
- mittlere Instandsetzungsdauer (aus [8], abgeleitet nach Angaben des VGB)
- mittlere Ausfalldauer (aus [8], abgeleitet nach Angaben des VGB)

Bei den HKW sind nur die KW, die stromgeführt betrieben werden mit Ihrer elektrischen Leistung angesetzt. Die Daten sind in der Regel nach den Eigentümern gruppiert. Für die vorliegende Untersuchung und insbesondere für die Inselnetzbetrachtung ist allerdings weniger das Kriterium Eigentum relevant sondern die räumliche Zuordnung zu den jeweiligen Regelzonen. Daher wurden die KW den einzelnen Regelzonen, in denen sie sich befinden, zugeordnet.

Die resultierende KW-Liste wurde zudem mit den vier ÜNB abgestimmt, so dass für die vorliegende Untersuchung eine zufrieden stellende Datenbasis vorliegt.

In den folgenden Untersuchungen werden nicht berücksichtigt:

- die Pumpspeicher- und Laufwasserkraftwerke
- die KW der Stadtwerke
- die KW, die ohnehin nur für Kaltreserve bereitstehen

Für die Windeinspeisung stehen die folgenden Datensätze zur Verfügung:

- Ist-Werte aus Hochrechnung von Messwerten ausgewählter Windparks
- Prognose für die Regelzone (Stand 8 Uhr des Vortages)

Zum Vergleich wurde der Horizontalausgleich herangezogen (Korrelation)

A.4 Verifikation und Bewertung der Modelle

In **Abbildung 23** und **Tabelle 9** sind die Ergebnisse der Verifikationsrechnungen zusammengefasst.

Der Vergleich der beiden Modelle untereinander zeigt, dass sich bei dem Modell 1 durchschnittlich höhere Werte der Gesamtregelreserve ergeben als beim Modell 2. Da dies jedoch im Wesentlichen nur auf die Regelzonen mit hohem WEA-Anteil zutrifft, kann darauf geschlossen werden, dass die Güte der im Verbundbetrieb relevanten Online Schätzung der Windeinspeisung besser als im Modell 1 angenommen ist. Eine Anpassung der Güte der Online-Schätzung ist nicht notwendig, da das Modell 1 nur zur Untersuchung des langfristigen Inselnetzbetriebs eingesetzt wird und somit ausschließlich den Fehler der day-ahead WEA-Prognose verwendet, welches aus verlässlichen Daten ermittelt wurde.

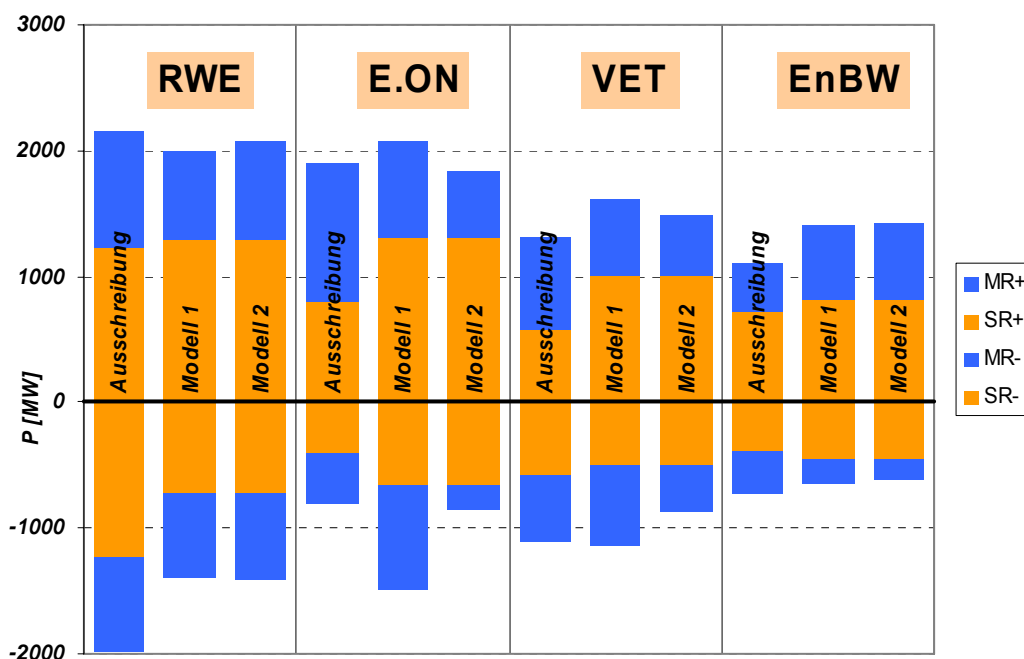


Abbildung 23: Vergleich der erzielten Modellergebnisse mit den Ausschreibungen der ÜNB

Die Verifikation der Modelle anhand der veröffentlichten Ausschreibungen der ÜNB kann nur bedingt erfolgen. So zeigt der Vergleich der ausgeschriebenen Regelleistung, mit den errechneten Werten, dass die Netzbetreiber individuelle Strategien bei der Bestimmung ihrer Reserven verfolgen. Einige Netzbetreiber schreiben die negative Sekundärregelreserve mit dem gleichen Betrag wie die positive aus, was angesichts des entfallenden Einflusses der Kraftwerksausfälle nicht der Fall sein dürfte. Andererseits wird ein Teil der automatisch aktivierbaren Minutenreserve mit der Sekundärregelleistung verrechnet, so dass Sekundärregelleistung auf Kosten der günstigeren Minutenreserve eingespart wird. Wie die Anfrage an die Netzbetreiber ergab, werden die errechneten Reserven zudem häufig auf Basis von Erfahrungswerten angepasst².

² Gespräch mit den Vertretern der Netzbetreiber

Des Weiteren können die Unterschiede zwischen den ausgeschriebenen und errechneten Werten zwischen RWE/EnBW und E.ON/VET auch in der Bewertung bezüglich „steuerbarer“ SR begründet werden (z.B. durch eine Leistungserhöhung durch Ab- oder Zuschalten von Pumpen oder technischer Mindestleistung bei hydraulischen Kraftwerken). Bei RWE und EnBW kann davon ausgegangen werden, dass diese "steuerbaren" Leistungsanforderungen eindeutig der SR zuzuordnen sind, da sie unmittelbar ohne Beachtung eines Fahrplanrasters direkt vom TSO eingesetzt werden können. Bei E.ON und VET werden diese "steuerbaren" Leistungsanforderungen vermutlich als Scheiben zur MR zugerechnet, obwohl sie diese Scheiben außerhalb des Fahrplanrasters einsetzen.

Bei der Bewertung der Modelle ist des Weiteren der Einfluss der Datenqualität zu berücksichtigen. Dies gilt insbesondere für die KW-Daten, bei denen ggf. eine Überprüfung auf Vollständigkeit noch durchzuführen ist. In einem Gespräch mit den vier ÜNB ist dieses Thema bereits angesprochen worden³. Allerdings ist darauf hinzuweisen, dass die KW-Datenbasis für die Bestimmung der vorliegenden Ergebnisse als ausreichend bewertet wird.

Tabelle 9: Vergleich der erzielten Modellergebnisse mit den Ausschreibungen der ÜNB

	GR+	SR+	MR+	GR-	SR-	MR-
	MW	MW	MW	MW	MW	MW
RWE						
Ausschreibung	2160	1230	930	-1990	-1230	-760
Modell 1	1995	1295	700	-1387	-726	-661
Modell 2	2071	1295	776	-1416	-726	-690
E.on						
Ausschreibung	1900	800	1100	-800	-400	-400
Modell 1	2080	1307	773	-1485	-663	-822
Modell 2	1836	1307	529	-852	-663	-189
VET						
Ausschreibung	1310	580	730	-1110	-580	-530
Modell 1	1617	1015	602	-1141	-496	-645
Modell 2	1483	1015	468	-862	-496	-366
EnBW						
Ausschreibung	1110	720	390	-720	-390	-330
Modell 1	1410	824	586	-647	-462	-185
Modell 2	1431	824	607	-612	-462	-150

Insgesamt weist das Modell 2 eine bessere Übereinstimmung im Hinblick auf SR und GR mit den ausgeschriebenen Werten der ÜNB auf, als das Modell 1. Der größere Fehler des Modells 1 ist auf die Toleranzen bei der Bestimmung der Last- und WEA-Prognosegüte zurückzuführen, da Annahmen zum Lastprognosefehler und zum Fehler der Online Schätzung der WEA-Einspeisung auf Literaturangaben und nicht auf tatsächlich erfassten Daten beruhen.

Die errechneten Werte der positiven Sekundärregelleistung zeigen für RWE und EnBW die beste Übereinstimmung mit der ausgeschriebenen Leistung auf. Die Abweichungen bei

³ Gespräch mit den Vertretern der Netzbetreiber

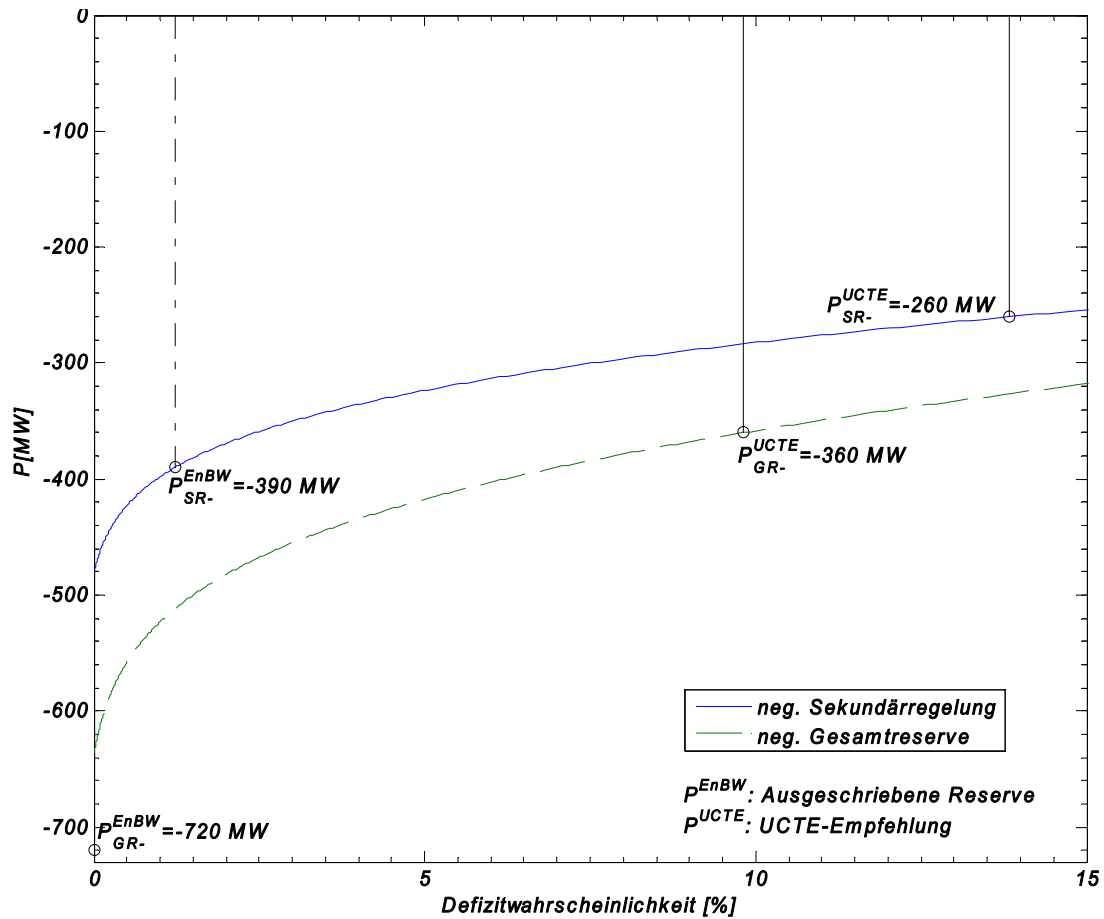
E.ON und Vattenfall ist einerseits mit der nicht gesicherten Validität der vorliegenden KW-Daten und andererseits mit der hier offensichtlich praktizierten Zuordnung der automatisch aktivierbaren Minutenreserve zur Sekundärregelleistung, so dass Sekundärregelleistung auf Kosten der Minutenreserve eingespart wird, zu begründen. Daher fällt auch die ausgeschriebene Minutenreserve der betreffenden ÜNB im Vergleich zu den errechneten Werten deutlich größer aus.

Die Ergebnisse für die positive Gesamtreserve weisen bei Modell 2 bis auf EnBW eine gute Übereinstimmung auf. Mögliche Ursachen für den vergleichsweise großen Fehler bei EnBW sind in der Qualität der Datengrundlage sowie in den in die Ausschreibung einfließenden Erfahrungswerten zu suchen. Ähnliches gilt für die Abweichungen der Modellrechnungen von den Ausschreibungswerten auf der negativen Seite.

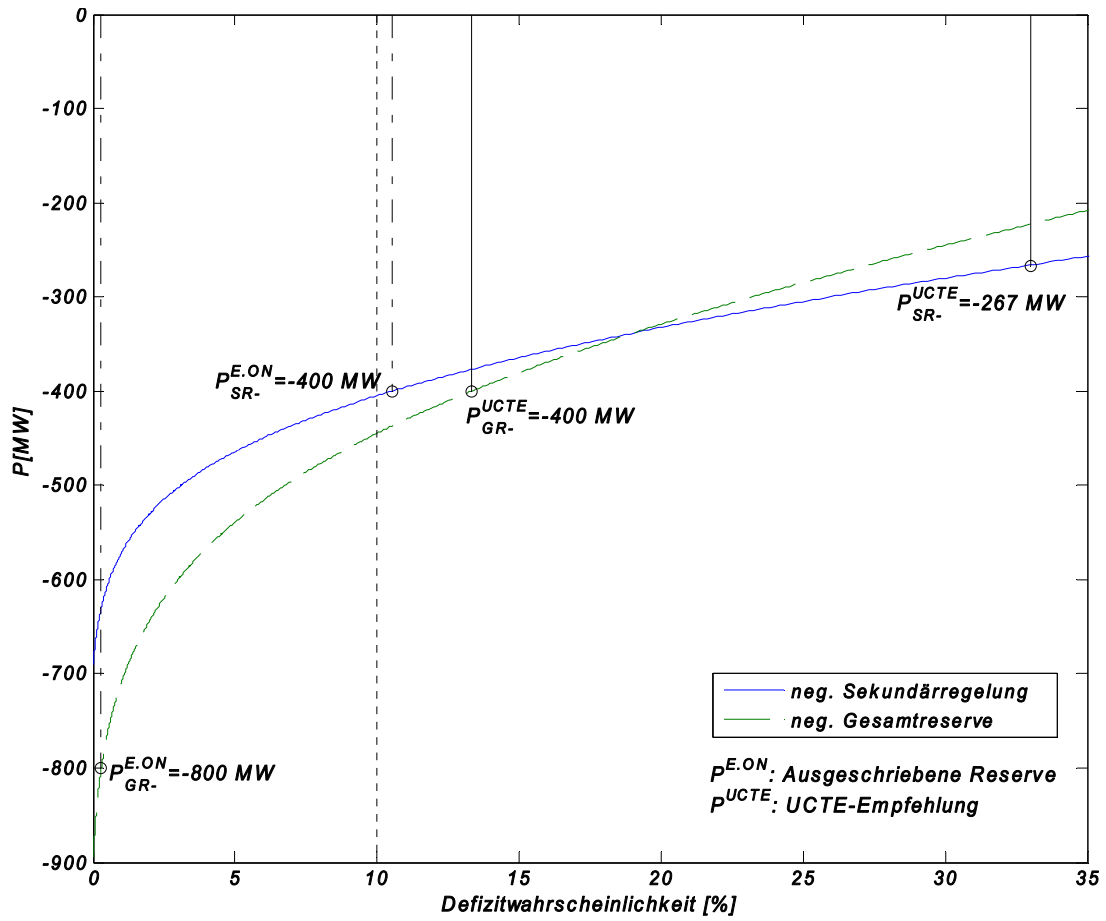
Die Verifikation bestätigt die Eignung der Modelle für die Untersuchung der anvisierten Aufgaben. Die höhere Genauigkeit aufgrund der besseren Datengrundlage des Modells 2 empfiehlt die Verwendung dieses Verfahrens zur Untersuchung des Verbund- und des kurzfristigen Inselnetzbetriebs, bei welchem der Fehler der day-ahead WEA-Prognose nur eine untergeordnete Rolle spielt. Modell 1 hingegen weist eine höhere Flexibilität auf, was insbesondere bei der Analyse der Sensitivität einzelner Einflussgrößen (z.B. Einfluss des WEA-Prognosefehlers im Inselnetzbetrieb) von Bedeutung ist.

ANHANG B: DEFIZITWAHRSCHEINLICHKEITEN FÜR NEGATIVE RESERVE

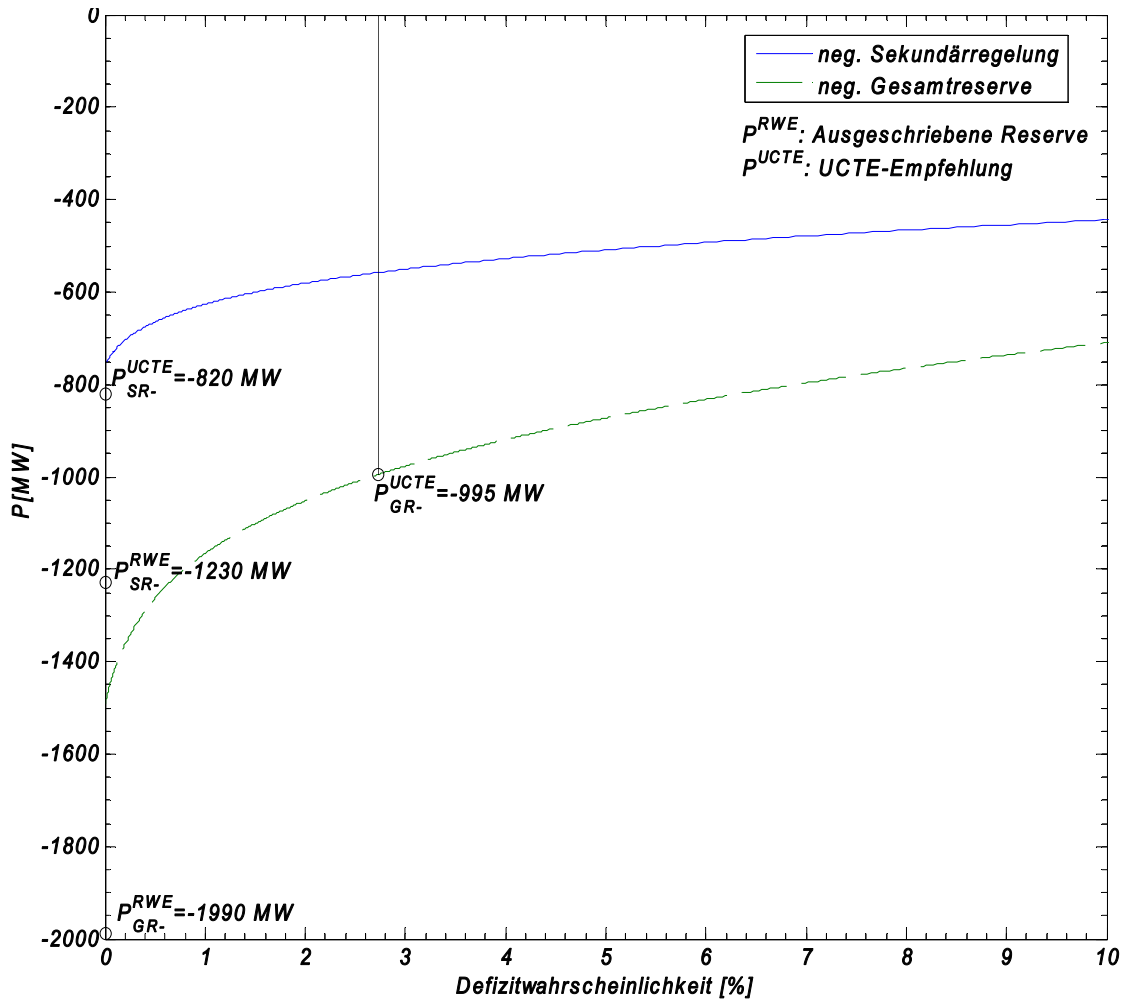
- Langfristiger Inselnetzbetrieb - Modell 1,
- Kurzfristiger Inselnetzbetrieb - Modell 2



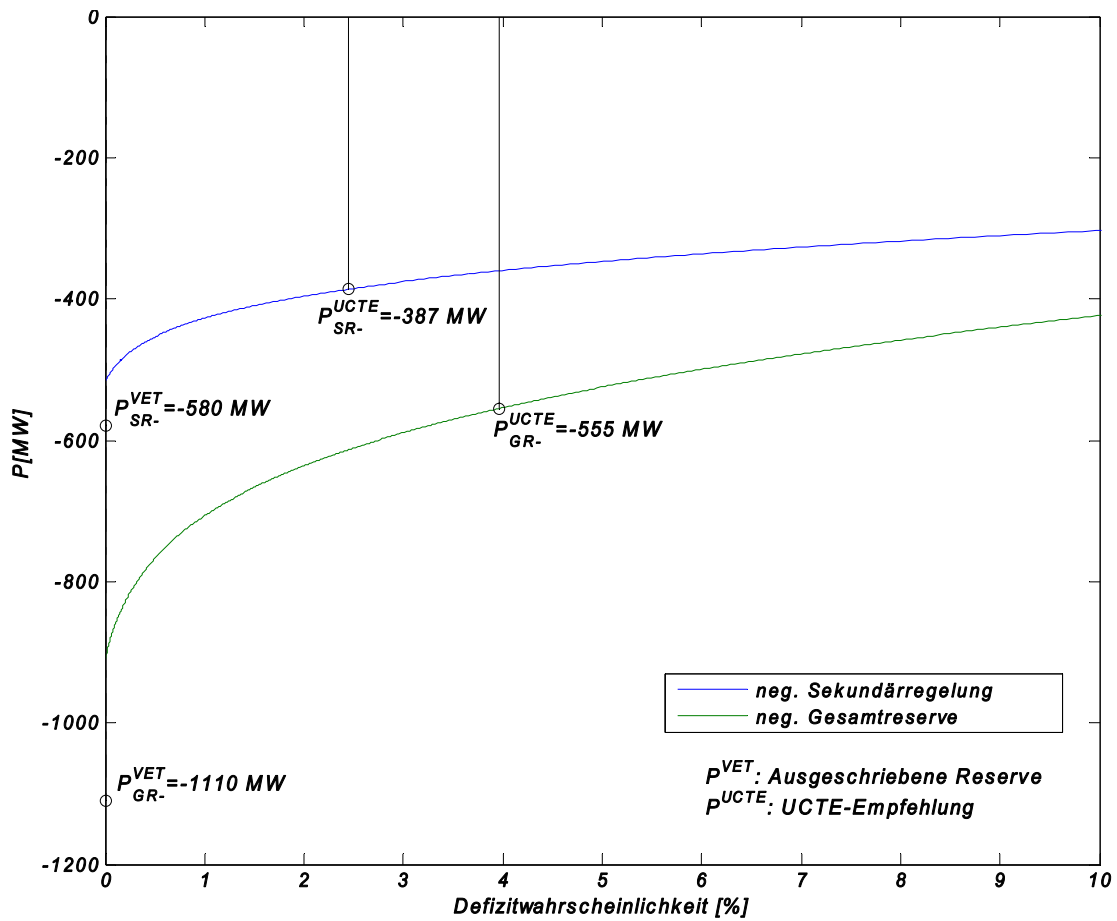
Negative Regelreserve in Abhängigkeit der Defizitwahrscheinlichkeit: kurzfristiger Inselnetzbetrieb, RZ EnBW



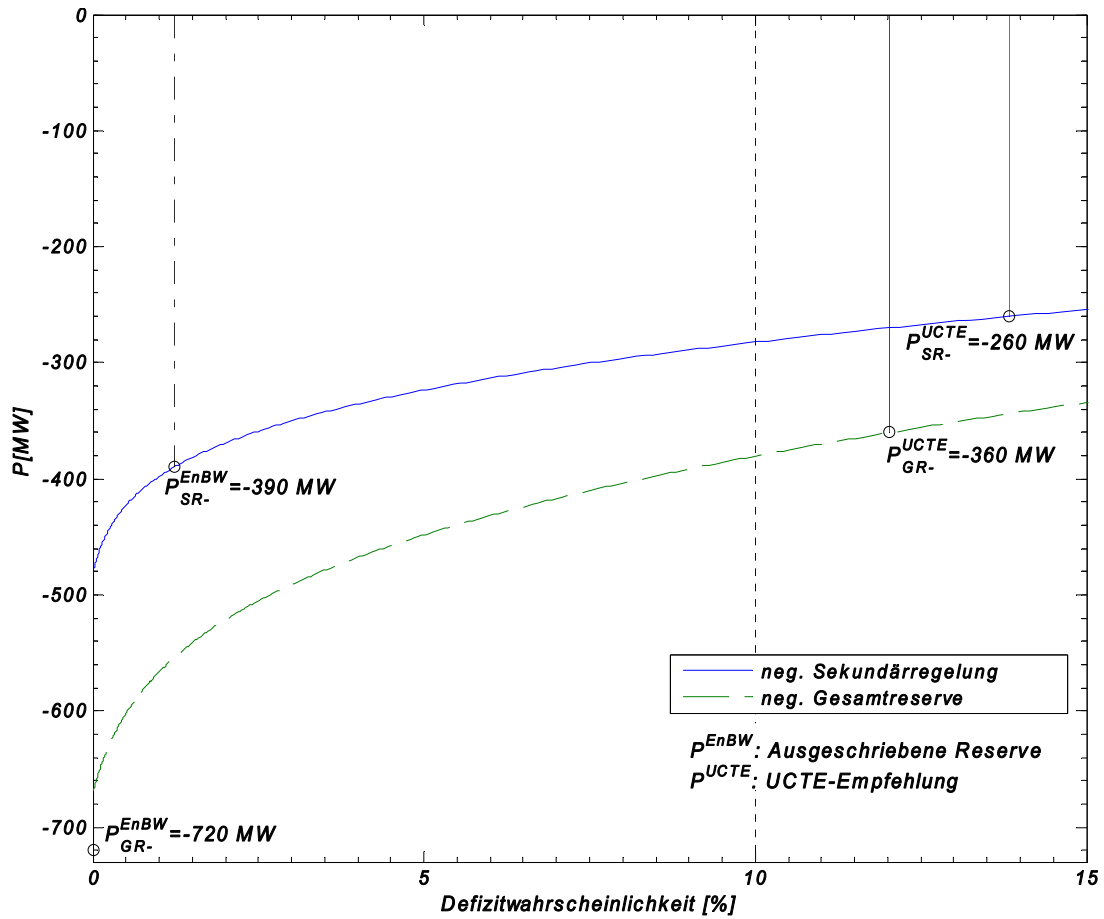
Negative Regelreserve in Abhängigkeit der Defizitwahrscheinlichkeit: kurzfristiger Inselnetzbetrieb, RZ E.ON



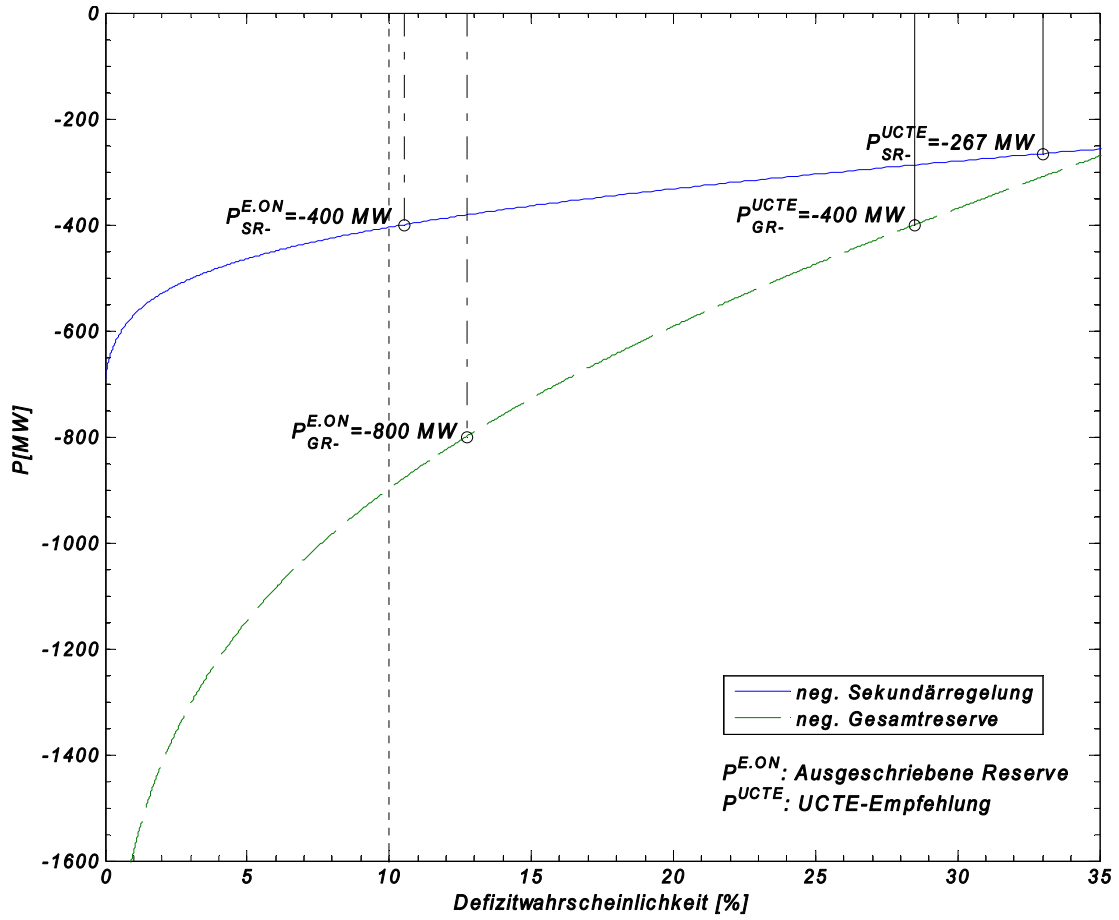
Negative Regelreserve in Abhängigkeit der Defizitwahrscheinlichkeit: kurzfristiger Inselnetzbetrieb, RZ RWE



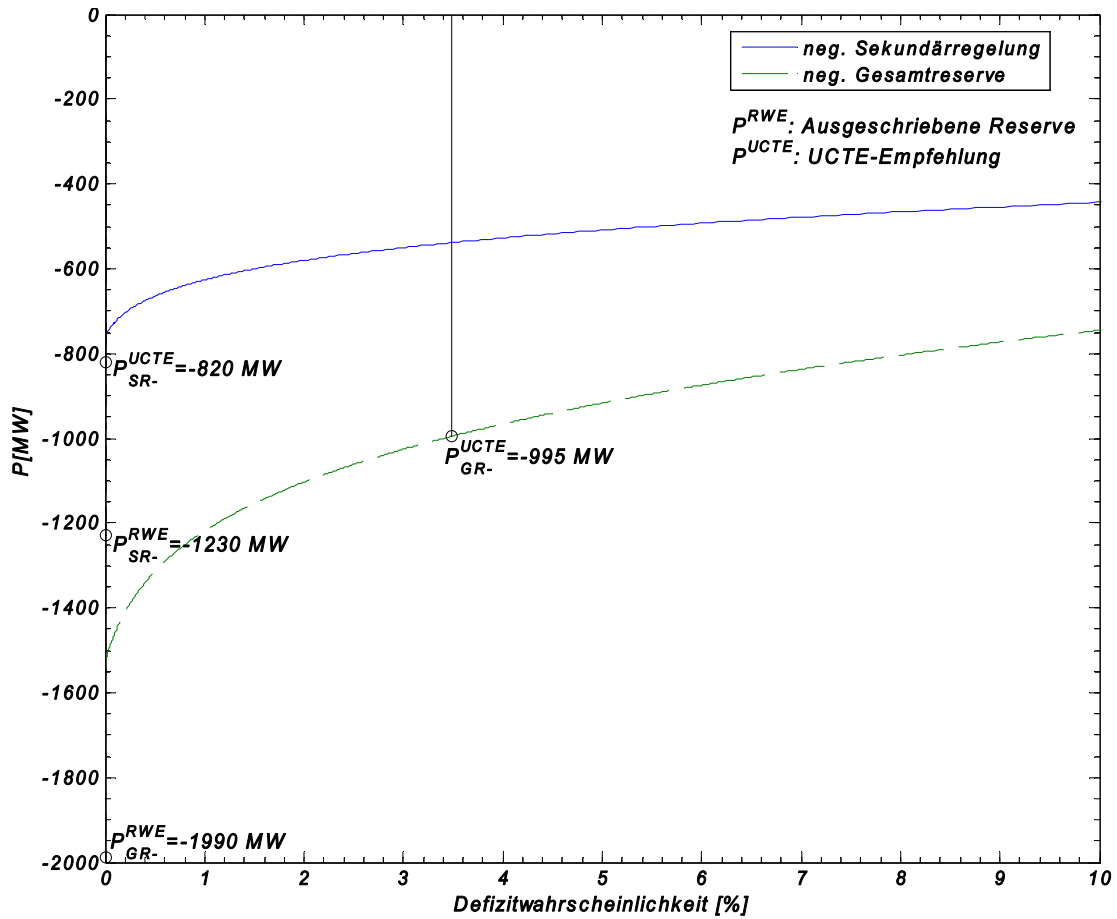
Negative Regelreserve in Abhängigkeit der Defizitwahrscheinlichkeit: kurzfristiger Inselnetzbetrieb, RZ VET



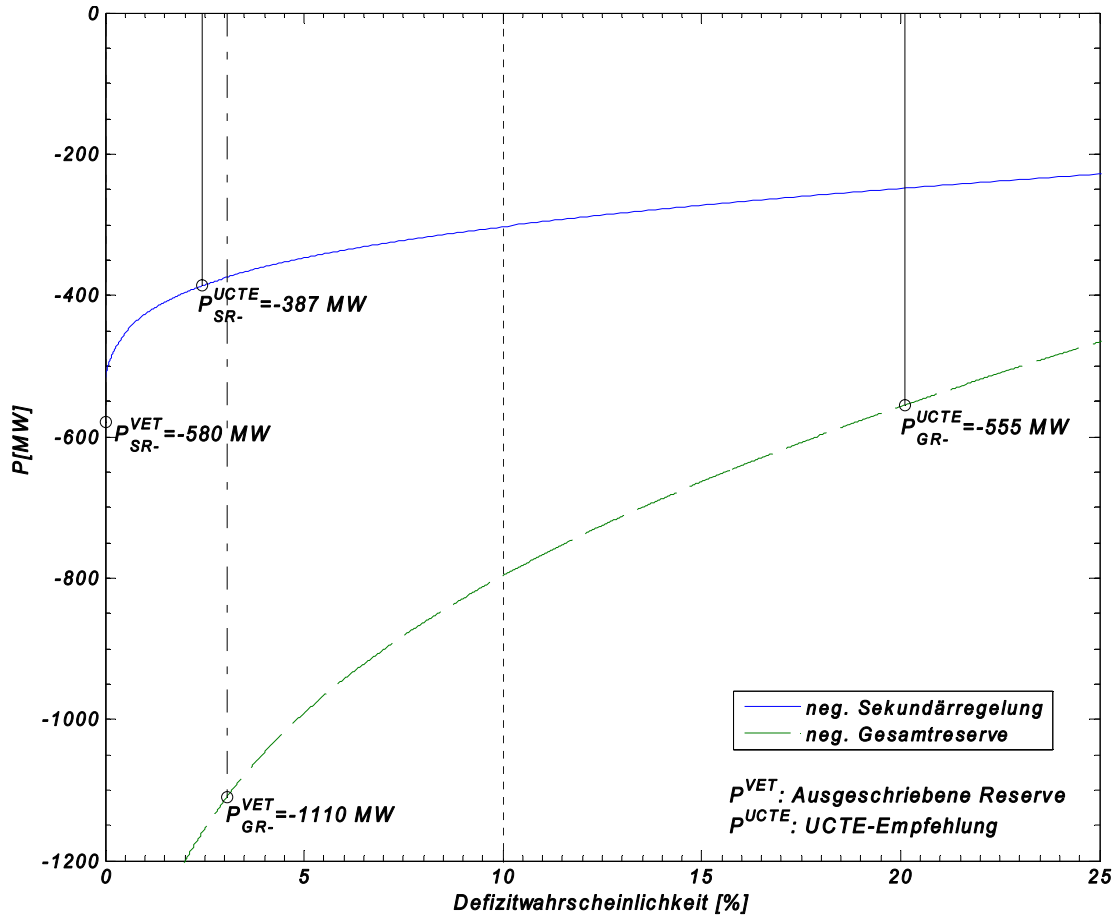
Negative Regelreserve in Abhängigkeit der Defizitwahrscheinlichkeit: langfristiger Inselnetzbetrieb, RZ EnBW



Negative Regelreserve in Abhängigkeit der Defizitwahrscheinlichkeit: langfristiger Inselnetzbetrieb, RZ E.ON



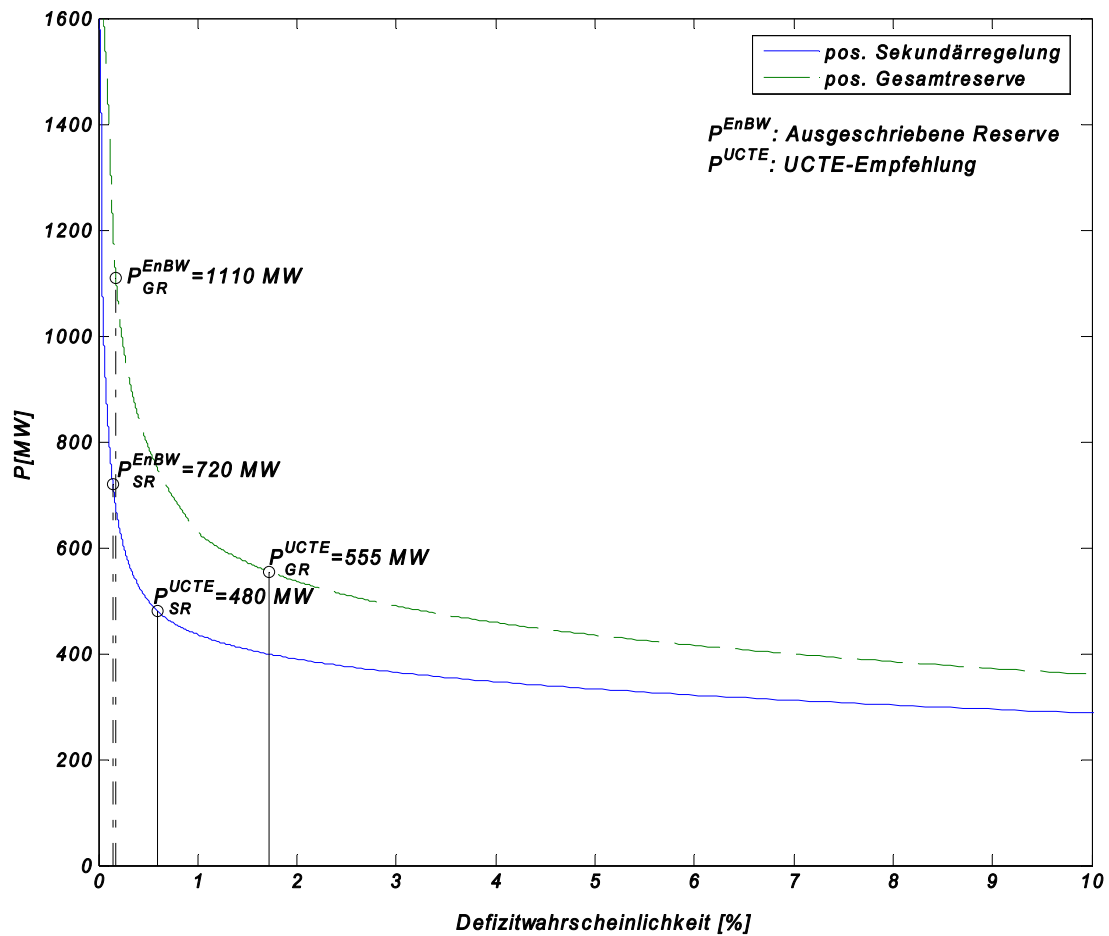
Negative Regelreserve in Abhängigkeit der Defizitwahrscheinlichkeit: langfristiger Inselnetzbetrieb, RZ RWE



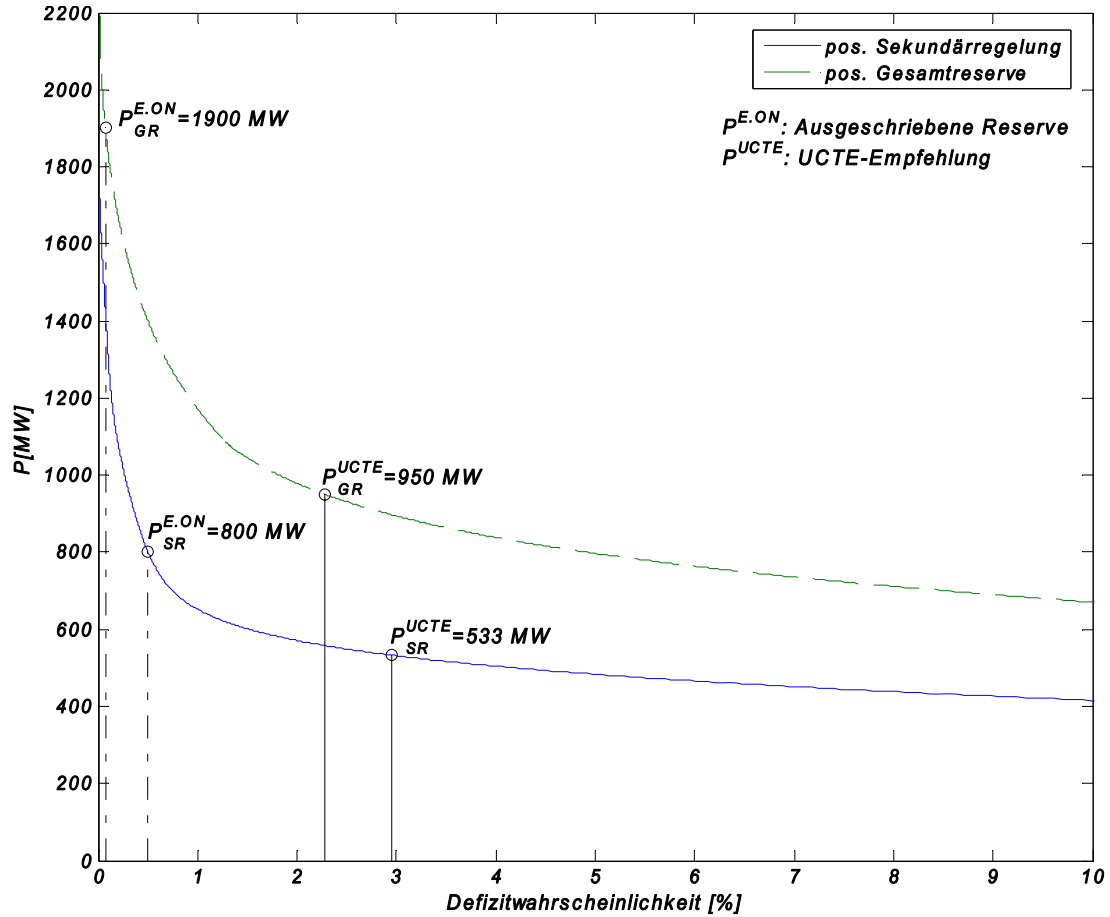
Negative Regelreserve in Abhängigkeit der Defizitwahrscheinlichkeit: langfristiger Inselnetzbetrieb, RZ VET

ANHANG C: DEFIZITWAHRSCHEINLICHKEITEN FÜR POSITIVE RESERVE

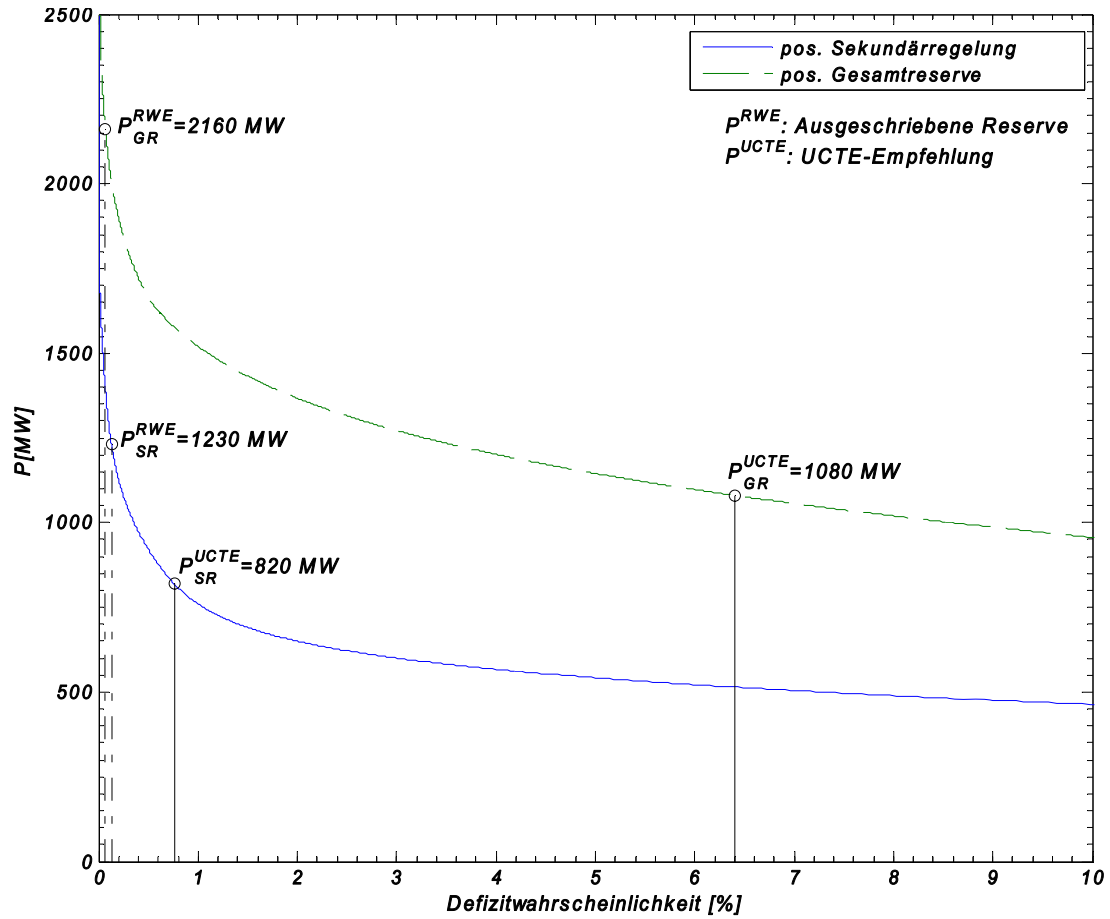
- Langfristiger Inselnetzbetrieb - Modell 1,
- Kurzfristiger Inselnetzbetrieb - Modell 2



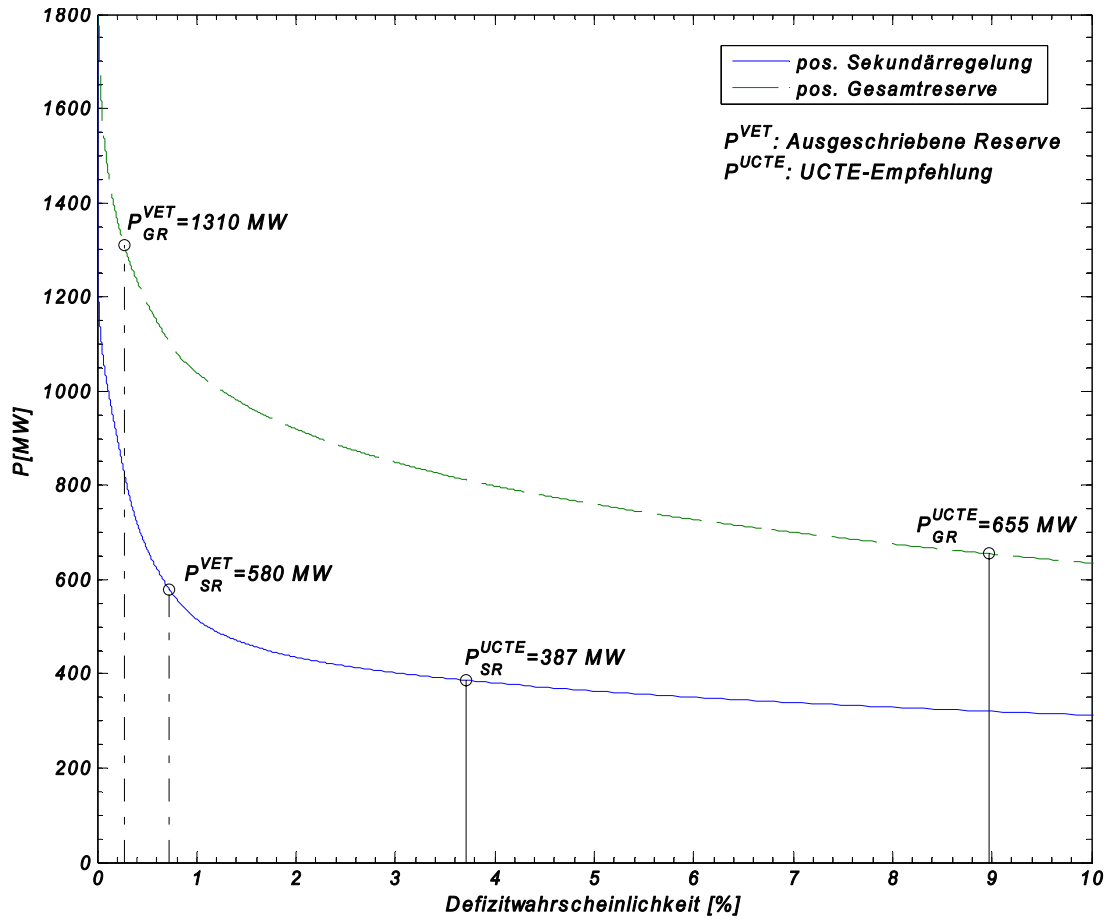
positive Regelreserve in Abhängigkeit der Defizitwahrscheinlichkeit: kurzfristiger Inselnetzbetrieb, RZ EnBW



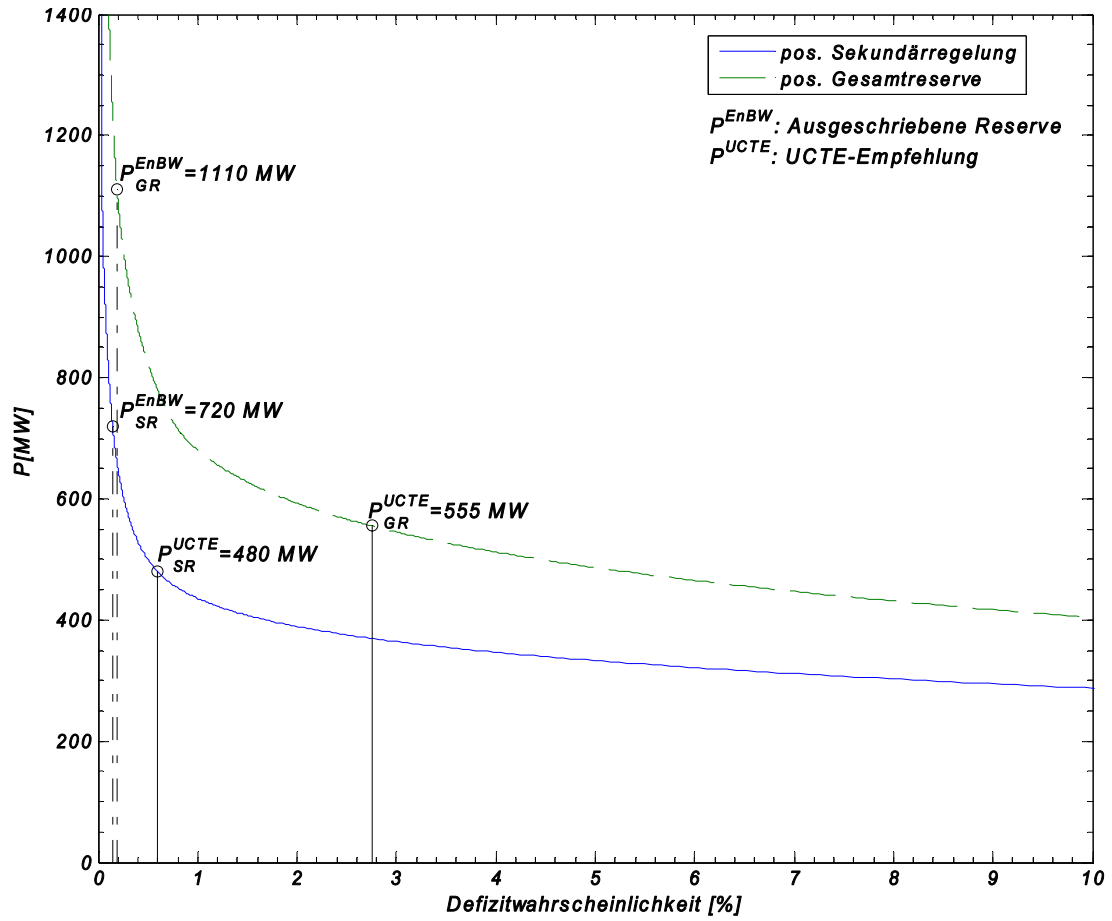
positive Regelreserve in Abhängigkeit der Defizitwahrscheinlichkeit: kurzfristiger Inselnetzbetrieb, RZ E.ON



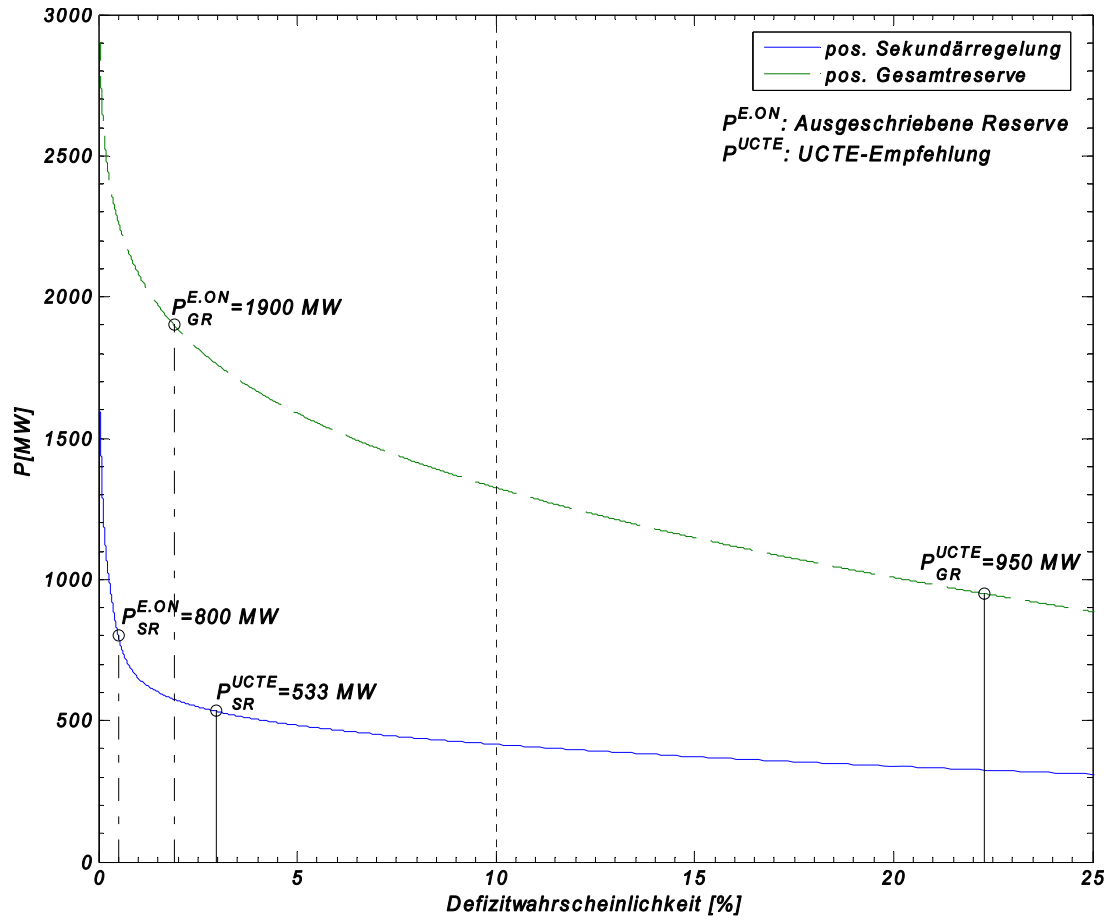
positive Regelreserve in Abhängigkeit der Defizitwahrscheinlichkeit: kurzfristiger Inselnetzbetrieb, RZ RWE



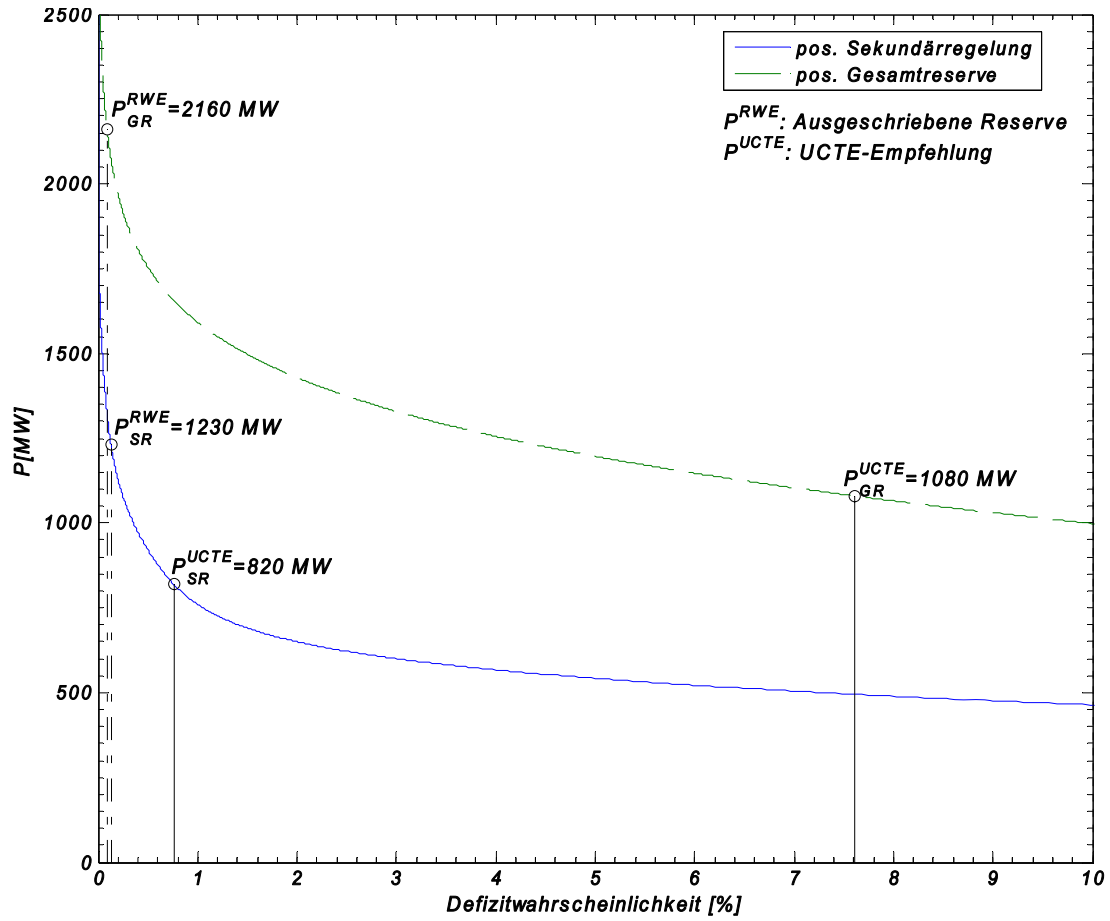
positive Regelreserve in Abhängigkeit der Defizitwahrscheinlichkeit: kurzfristiger Inselnetzbetrieb, RZ VET



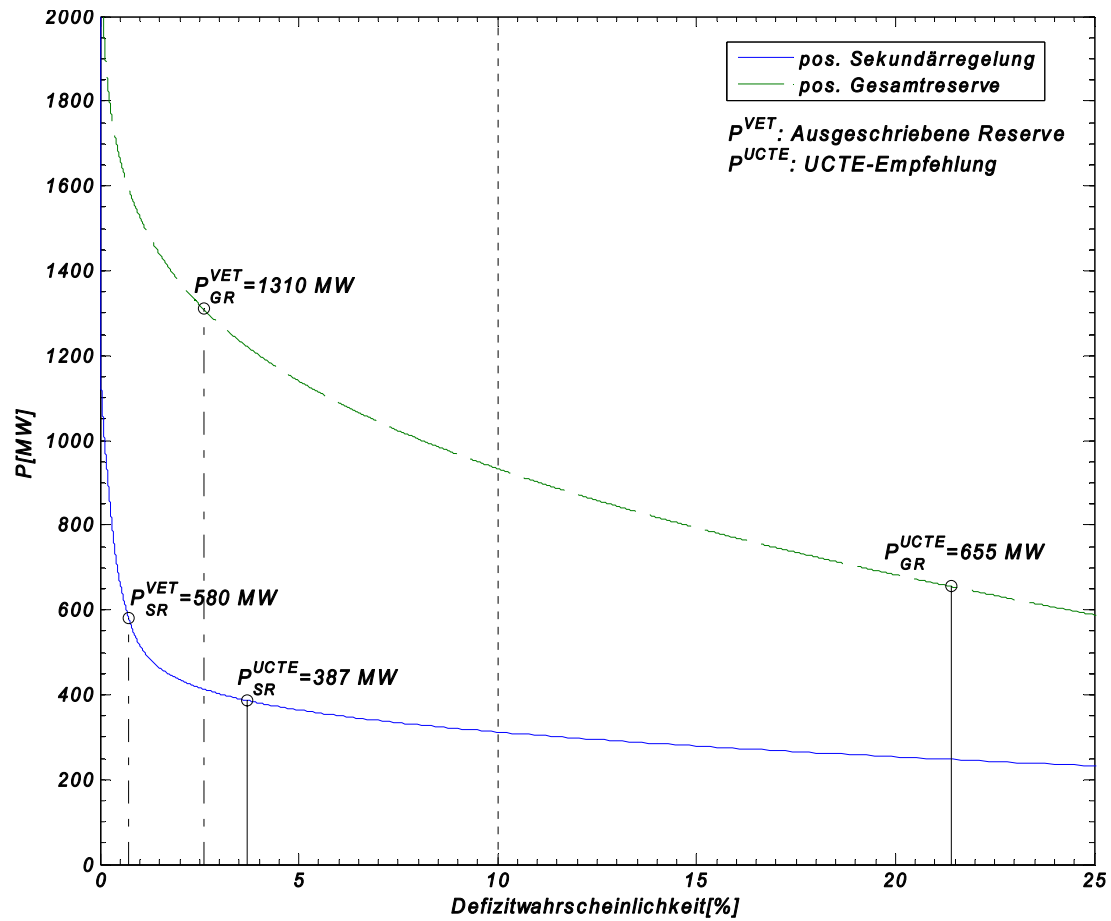
positive Regelreserve in Abhängigkeit der Defizitwahrscheinlichkeit: langfristiger Inselnetzbetrieb, RZ EnBW



positive Regelreserve in Abhängigkeit der Defizitwahrscheinlichkeit: langfristiger Inselnetzbetrieb, RZ E.ON



positive Regelreserve in Abhängigkeit der Defizitwahrscheinlichkeit: langfristiger Inselnetzbetrieb, RZ RWE



positive Regelreserve in Abhängigkeit der Defizitwahrscheinlichkeit: langfristiger Inselnetzbetrieb, RZ VET