

# RegelleLeistungsbedarf im Europäischen Übertragungsnetz

Jens D. SPREY, Annika KLETTKE, Albert MOSER

Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, RWTH Aachen,  
Schinkelstraße 6, 52062 Aachen, Deutschland  
Tel: +49 241 80 97883, sy@iaew.rwth-aachen.de, <http://www.iaew.rwth-aachen.de>

**Kurzfassung:** Die Einhaltung des Leistungsgleichgewichts zwischen Erzeugung und Nachfrage elektrischer Energie ist auch nach dem strukturellen Wandel des Erzeugungssystems, geprägt durch die erneuerbaren Energien, eine Kernaufgabe der Systemführung. Die Anforderungen an die Leistungsfrequenzregelung haben sich durch die Liberalisierung und die Integration der erneuerbaren Energien jedoch verändert. Um diesen Veränderungen zu begegnen, sollen die vormals nationalen Konzepte auf Bestreben der ENTSO-E und ACER harmonisiert werden [1]. Regelzonenübergreifende Maßnahmen im Bereich der Regelleistungsvorhaltung sowie des -abrufs bieten das Potential Kosten zu senken und die Sicherheit des Netzbetriebs zu erhöhen [2]. Konzepte, wie z.B. der Imbalance Netting Process, heben bereits jetzt vorhandene Synergien im Regelleistungsabruf. Dieser Beitrag stellt eine Möglichkeit vor, diese Synergien auch in der Regelleistungsbereitstellung zu berücksichtigen.

**Keywords:** Leistungsfrequenzregelung, Prognosefehler, Dargebotsabhängige Einspeisung, Regelleistungsdimensionierung, Imbalance Netting Process

## 1 Einleitung

Die Einhaltung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Nachfrage elektrischer Energie ist für einen stabilen Betrieb des Energieversorgungssystems zu jedem Zeitpunkt sicherzustellen [3]. Der strukturelle Wandel des Erzeugungssystems als auch die Schaffung europäischer Binnenmärkte für Elektrizität verändern dabei jedoch die Anforderungen an eine bedarfsgerechte und effiziente Systemführung des europäischen Übertragungsnetzes.

### 1.1 Motivation und Hintergrund

Zum einen führt der steigende Anteil an dargebotsabhängiger und somit volatiler Einspeisung bei der Planung der Last-/Einspeisesituation zu Abhängigkeiten von Prognosen und Wettermodellen. Jede Prognose unterliegt jedoch Unsicherheiten, welche in einer Abweichung der realen Einspeisung vom prognostizierten Wert resultiert. Für den Ausgleich dieser Abweichungen, sowohl seitens der Erzeugung als auch der Nachfrage muss durch die

Übertragungsnetzbetreiber Regelleistung vorgehalten werden, die bei Bedarf abgerufen wird. Zum anderen strebt ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) einen gemeinsamen Regelenergiemarkt in Europa an. Dieser soll historisch gewachsene, nationale Konzepte der Leistungsfrequenzregelung harmonisieren, um vorhandene Synergien zu nutzen. Regelzonenübergreifende Maßnahmen im Bereich der Regelleistungsvorhaltung sowie des -abrufs bieten das Potential Kosten zu senken und die Sicherheit des Netzbetriebs zu erhöhen. [1, 2]

Beide Entwicklungen führen zu neuen, innovativen Konzepten wie dem Imbalance Netting Process, welcher in der Lage ist, die Regelleistungsaktivierung zu reduzieren. Grundsätzlich muss jedoch auch zukünftig in jedem Zeitpunkt ausreichend Regelleistung zur Verfügung stehen.

## 1.2 Fragestellung

Obwohl der reelle Bedarf an Regelleistung in Europa, je Regelzone, je Stunde und je Situation stark verschieden ist und eine starke Volatilität aufweist, so ist die derzeitige Dimensionierung und Beschaffung der benötigten Menge an Regelleistung in vielen Teilen starr und unflexibel. Ziel des Beitrages ist es daher, die motivierten Veränderungen in einem Verfahren zur Regelleistungsdimensionierung zu berücksichtigen und die Bestimmung der benötigten Regelleistung bedarfsgerechter zu gestalten.

## 2 Analyse

Das Gleichgewicht aus Einspeisungen und Entnahmen muss zum stabilen Betrieb des Elektrizitätsversorgungssystems zu jedem Zeitpunkt durch den Einsatz von Regelleistung gewährleistet werden. Im folgenden Kapitel werden dafür zunächst die unterschiedlichen Regelleistungsqualitäten eingeführt, bevor im Anschluss die für die Leistungsbilanzungleichgewichte verantwortlichen Ursachen beschrieben werden. Zum Ende des Kapitels werden bestehende Konzepte zur Reduktion des Regelleistungsbedarfs erläutert, um dann im Anschluss die Anforderungen an eine bedarfsgerechte Dimensionierung herzuleiten.

### 2.1 Regelleistungsqualitäten in Kontinentaleuropa

Die zur Leistungsfrequenzregelung eingesetzte Regelleistung unterteilt sich entsprechend des *Network Codes Load Frequency Control and Reserves (NC LFC&R)* [3] in verschiedene Regelleistungsqualitäten in positiver wie in negativer Richtung. Abbildung 1 veranschaulicht die Interaktion sowie die zeitliche Abfolge der eingesetzten Qualitäten.

Dabei nehmen die technischen Anforderungen an die regelreservestellenden technischen Einheiten im zeitlichen Verlauf ab. Im Folgenden soll kurz auf die entsprechenden Qualitäten eingegangen werden sowie der Fokus dieses Beitrages abgegrenzt werden.

Die *Frequency Containment Reserve (FCR)*, bekannt als Primärregelung, wird im gesamten Synchronverbund solidarisch bereitgestellt und mittels Proportionalregler frequenzgesteuert aktiviert. Die FCR hat aufgrund ihrer kurzen Aktivierungszeit die höchste technische Anforderung an die regelreservestellenden Anlagen und wird direkt nach Störungseintritt kurzfristig zur Frequenzstabilisierung eingesetzt.

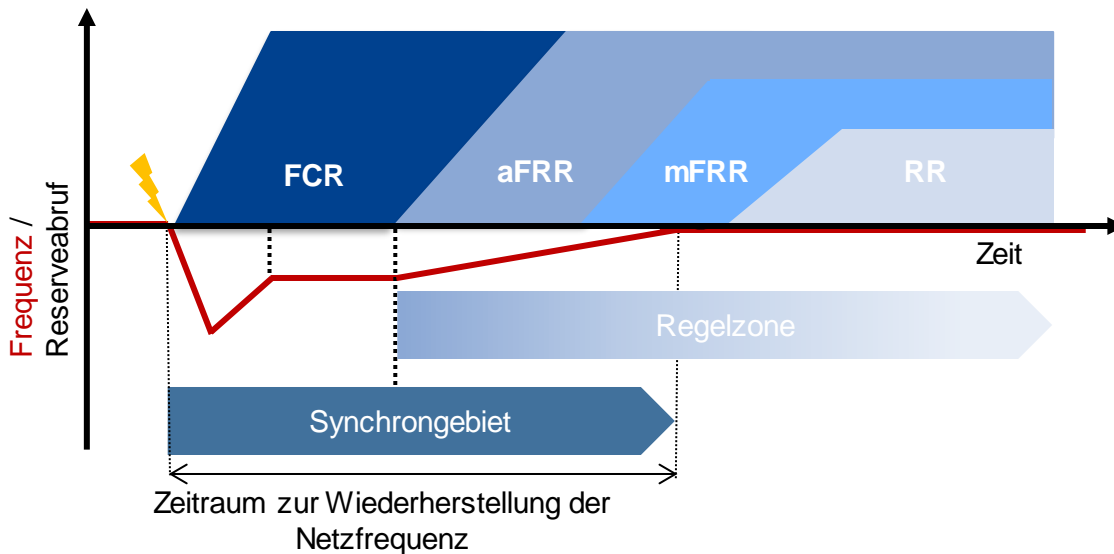


Abbildung 1: Ablauf und Interaktion der Regelleistungsqualitäten [3]

Die regelzonenübergreifende *FCR* wird von der *Frequency Restoration Reserve* abgelöst. Hierbei wird zwischen der *automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR)* und der *manual Frequency Restoration Reserve (mFRR)* unterschieden. Der Einsatz beider Regelreserven erfolgt dabei nur in der Regelzone, die für die Störung der Leistungsbilanz verantwortlich ist und dient der Frequenzrückführung. Die *FRR* teilt sich wie beschrieben auf, um langsameren dafür jedoch kostengünstigeren Anlagen die Teilnahme an der Regelreserve zu ermöglichen.

Der *NC LFC&R* sieht zusätzlich die *Replacement Reserve (RR)* als weitere, nicht obligatorische Reservequalität vor. In vielen Ländern, wie zum Beispiel in Deutschland, erfolgt keine explizite Vorhaltung, sondern die Verantwortung wird an den zuständigen Bilanzkreis übertragen, der die Störung der Leistungsbilanz verursacht hat. Die *RR* soll daher im Folgenden nicht näher betrachtet werden. [3]

## 2.2 Regelleistungsbedarf und -dimensionierung

Um ausreichend Regelreserven zum Ausgleich von Störungen der Leistungsbilanz vorzuhalten, müssen diese entsprechend bedarfsgerecht dimensioniert werden.

In Kontinentaleuropa erfolgt eine einheitliche Dimensionierung der *FCR*. Das Ziel ist es, nach dem gleichzeitigen Ausfall der zwei größten Kraftwerksblöcke die Frequenzstabilisierung weiterhin gewährleisten zu können. Da der Betrieb von Kernkraftwerken auch in naher Zukunft absehbar ist, wird weder für die Höhe von 3.000 MW noch für das Dimensionierungsverfahren von einer Veränderung ausgegangen. [3]

Da die *FRR* die *FCR* ablöst, gilt auch hier grundsätzlich, dass die größte anzunehmende Störung im eigenen Regelblock, durch den Einsatz von Regelreserve ausgeglichen werden muss. Darüber hinaus muss eine probabilistische Dimensionierung je Regelblock durchgeführt werden. Es gilt, dass mindestens 99 % der historischen Abweichungen (mindestens der vergangenen 12 Monate) vom Leistungsbilanzgleichgewicht ausgeglichen werden müssen. Der Maximalwert beider Verfahren zur Höhe der benötigten Regelreserve ist zur sicheren Systemführung des Gesamtsystems durch den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber vorzuhalten. [3]

## 2.3 Leistungsbilanzabweichungen

Aufgrund der fehlenden Möglichkeiten elektrische Energie nennenswert zu speichern, müssen die elektrische Erzeugerleistung und die elektrische Verbraucherleistung jederzeit ein Leistungsgleichgewicht bilden. Eine Störung der Leistungsbilanz kann durch Stromerzeuger als auch -verbraucher verursacht werden. Als Maß für die Einhaltung dieses Gleichgewichtes dient die Frequenz des gekoppelten Synchronverbunds.

(Teil-)Ausfälle von Generatoren, Lasten oder Hochspannungs-Gleichspannungs-Übertragungstrecken führen zu der Entstehung eines hohen Ungleichgewichtes in sehr kurzer Zeit. Prognosefehler für die Einspeisung aus EE oder für die Last weisen hingegen eine stochastische Abweichung über einen längeren Zeitraum auf. Dem stehen kontinuierliche kurzfristige Abweichungen, wie z. B. das Lastrauschen, entgegen. Des Weiteren kann eine Störung des Gleichgewichtes durch deterministische Ereignisse wie bspw. eine Fahrplanänderung auftreten. [3]

Im Rahmen dieses Beitrages soll der Fokus jedoch zunächst auf den Auswirkungen von Prognosefehlern der Einspeisung aus EE liegen. Aus der direkten Wetterabhängigkeit lassen sich hierbei neben geografischen auch zeitliche Abhängigkeiten der Einflussfaktoren auf die Leistungsbilanz vermuten und nachweisen. Die Untersuchung der geografischen Abhängigkeiten [4] zeigt insbesondere, dass die resultierenden Leistungsbilanzabweichungen lokal konzentriert auftreten. Eine weiterhin isolierte Betrachtung einzelner Regelzonen in der Regelreservedimensionierung, -stellung und -abruf der Regelreserve ist daher fraglich.

Soll die dimensionierte Regelleistung bedarfsgerecht für mehrere Regelzonen bestimmt werden, sind diese stochastischen Abhängigkeiten regelzonenübergreifend und situativ abzubilden.

## 2.4 Ausgleich von Leistungsbilanzabweichungen

Bevor die resultierende Leistungsbilanzabweichung je Regelzone durch den Einsatz von Regelreserven ausgeglichen werden muss, können durch das zugrundeliegende Übertragungsnetz vorhandene Ausgleichseffekte genutzt werden. So kann trotz des Ausfalls eines Kraftwerksblockes bei gleichzeitiger signifikanter Unterschätzung der Einspeisung aus EE ein positives Regelzonensaldo vorherrschen, welches durch negative Regelreserven ausgeglichen werden muss. Weiterhin ist durch die Nutzung von freien Übertragungskapazitäten zwischen Regelzonen die Vermeidung von gegenläufigen Regelleistungsabrufen möglich. Dies führt zu einer reduzierten Aktivierung und somit zu einer Verringerung der eingesetzten Regelenergie. Im Folgenden sollen kurz zwei Konzepte eingeführt werden, welche diese Ausgleichsmechanismen nutzen.

### 2.4.1 Netzregelverbund

Um Synergien zu heben wurden die vier deutschen Regelzonen 2008 in einem Netzregelverbund (NRV) zusammengeschlossen. Dieses Konstrukt umfasst vier Ausbaustufen mit dem Ziel die Leistungsfrequenzregelung effizienter zu gestalten.

In dem ersten Modul erfolgt zunächst eine Saldierung des regelzoneninternen Bedarfs an Regelleistung unter Berücksichtigung der vorhandenen Übertragungskapazitäten. Hierdurch

wird ein Gegeneinanderregeln der einzelnen Regelzonen bei vorzeichenverschiedenen Salden verhindert und somit der Einsatz von Regelleistung reduziert. Das Konzept wird im folgenden Abschnitt genauer erläutert.

Im zweiten Modul ist eine automatische Bereitstellung von Regelleistungsaushilfe zwischen den Übertragungsnetzbetreibern vorgesehen. Diese schließt eine gemeinsame Dimensionierung der Regelleistung ein.

Als drittes Modul ist die Organisation eines gemeinsamen Marktes definiert, was im Zuge des vierten Moduls zu einer gemeinsamen Merit-Order-List führt und die Regelleistung somit kostenoptimal über alle deutschen Regelzonen hinweg abgerufen werden kann. [5]

#### **2.4.2 Imbalance Netting Process**

Seit 2011 erfolgt eine stetige Erweiterung der deutschen *Grid Control Cooperation*, d.h. dem NRV zu einem Internationalen Netzregelverbund, der *International Grid Control Cooperation (IGCC)*. Nach dem Beitritt des dänischen Netzbetreibers Energinet.DK im Jahr 2011, traten im Jahr 2012 mit TENNET B.V., elia, swissgrid und ceps die Übertragungsnetzbetreiber der Regelzonen der Niederlande, Belgiens, Schweiz und Tschechiens bei. Anfang 2014 erfolgte der Beitritt des österreichischen Übertragungsnetzbetreiber APG. Im Rahmen des IGCC erfolgt die Umsetzung bzw. Weiterführung des ersten Moduls des NRV mit dem sogenannten Imbalance Netting Process (INP). [5, 6]

Ziel des INP ist die Reduzierung des gegenläufigen FRR-Abrufes in den einzelnen Regelzonen. Dabei bedeutet ein gegenläufiger Abruf die gleichzeitige Aktivierung von positiver als auch negativer Regelreserve in unterschiedlichen Regelzonen. Der INP sieht vor, dass jede teilnehmende Regelzone den eigenen Bedarf an FRR, um das Leistungsgleichgewicht wiederherzustellen, innerhalb der Regelzone in Echtzeit berechnet. Die Werte der einzelnen Regelzonen werden im Rahmen der *Imbalance Netting Power Interchange Calculation* bilanziert und ein ermittelter Korrekturwert, der *Imbalance Netting Power Interchange (INPI)*, bestimmt. Die optimierte, tatsächlich abzurufende FRR-Menge je Regelzone ergibt sich dann aus dem tatsächlichen *Frequency Restoration Control Error (FRCE)* korrigiert um den *INPI*, welcher die vorhandenen Übertragungskapazitäten zwischen den Regelzonen berücksichtigt. [5, 6]

Grundsätzlich lässt sich die aktivierte Regelleistung somit durch die Vergrößerung des Bilanzierungsraumes weiter reduzieren.

### **3 Modellierung und Verfahren**

Die Integration der zuvor analysierten und beschriebenen Veränderungen der Einflussfaktoren sowie die Effekte auf die Regelleistungsdimensionierung führen zu einer situativen Betrachtung einzelner Situationen. Mittels einer Monte-Carlo-Simulation werden Szenarien möglicher Leistungsbilanzabweichungen generiert. Die Ziehung der Szenarien  $s$  je Region geschieht dabei für jeden betrachteten Zeitpunkt  $t$  und berücksichtigt die geografischen Abhängigkeiten zwischen den einzelnen Regionen. Für eine genauere Ausführung sei an dieser Stelle auf [4] verwiesen.

Die generierten Szenarien werden anschließend in einer Netzbetriebssimulation genutzt, um die optimierte regionale Vorhaltung zu bestimmen. Für weitere Ausführungen sei an dieser Stelle auf [7] und [8] verwiesen.

Die optimierte Regelleistungsvorhaltung stellt dabei sicher, dass die benötigte Regelleistung zu jedem Zeitpunkt vorgehalten wird und auch aktiviert werden kann. Darüber hinaus lassen sich regionale Mindestvorhaltungsmengen bestimmen. Das zur Lösung aufgestellte Optimierungsproblem basiert dabei auf einem Security-Constrained Optimal Power Flow. Dadurch werden kritische Netzzustände berücksichtigt sowie alle technischen Randbedingungen des Übertragungsnetzes eingehalten.

Eine schematische Darstellung ist in Abbildung 2 gegeben.

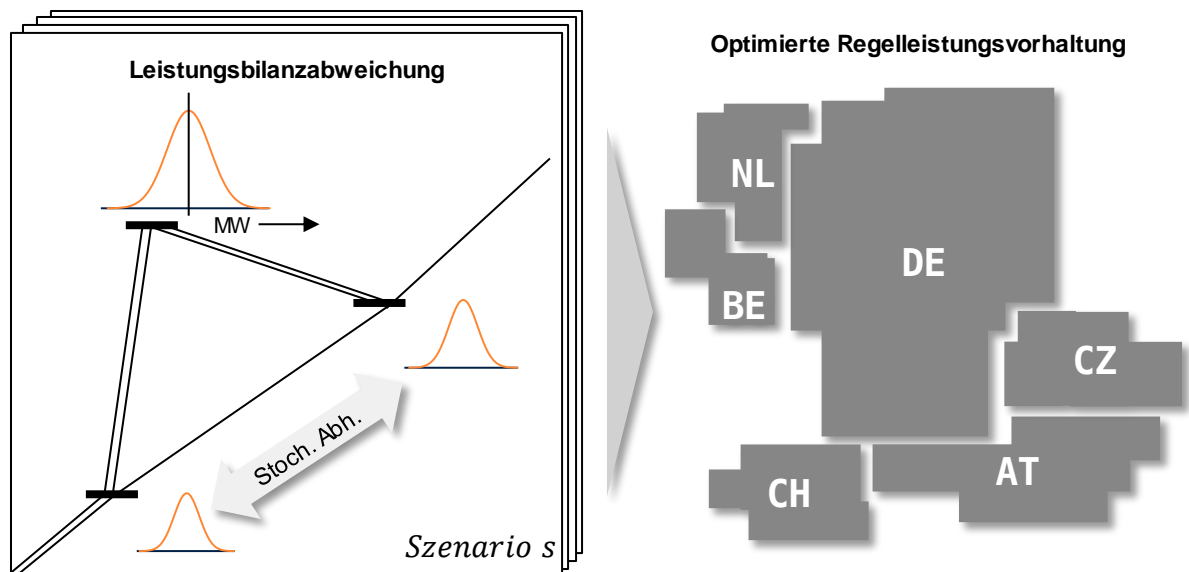


Abbildung 2: Schematischer Verfahrensablauf

Weiterhin kann gezeigt werden welche Regelreserven zukünftig wo vorgehalten werden müssen sowie Fragestellungen bezüglich der Kapazitätsreservierung bzw. -berücksichtigung für Regelenergie im Übertragungsnetz beantwortet werden. So ergibt sich für jede Regelzone individuell zeitlich abhängig ein Regelleistungsbedarf, welcher jedoch bei Vorhandensein freier Übertragungskapazitäten durch eine andere Regelzone gedeckt werden kann (vgl. Abb. 3). Die geschlossene Optimierung über alle Szenarien erlaubt eine regionale Bestimmung der Regelleistungsvorhaltung.

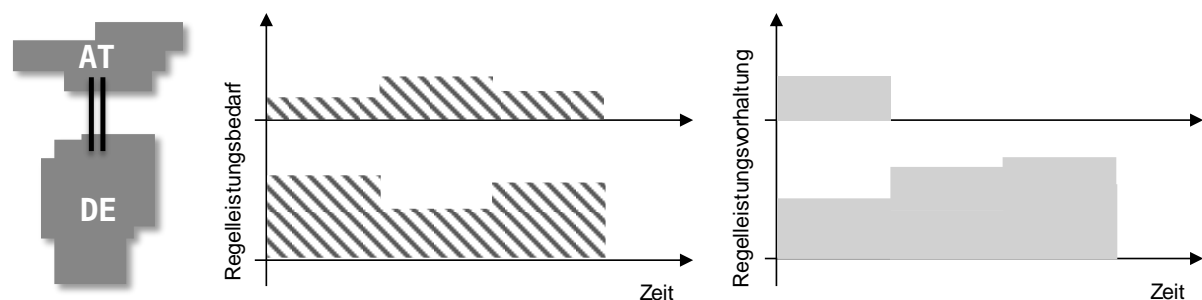


Abbildung 3: Exemplarische Ergebnisdarstellung der Verteilung der Regelleistungsvorhaltung

## 4 Exemplarische Ergebnisse

Das Untersuchungsszenario basiert auf dem Jahr 2024. Die installierten Kapazitäten sowie die Nachfrage orientieren sich dabei eng an den veröffentlichten Zahlen des Netzentwicklungsplanes 2014 [10]. Für die europäischen Nachbarländer werden die Entwicklungen gemäß des TYNP 2012 [11] angenommen. Das Modell des europäischen Übertragungsnetzes basiert auf öffentlich verfügbaren Daten und wurde gemäß des NEP 2014 und des TYNP 2012 für das Jahr 2024 angepasst. Für die exemplarischen Untersuchungen werden die Regelzonen Deutschland, Belgien und Niederlande betrachtet. Der exemplarische Betrachtungszeitraum entspricht dem Sommer des Jahres 2024.

Für die folgende Untersuchung werden drei verschiedene Varianten betrachtet, um die Auswirkungen der einzelnen Effekte auf den Regelleistungsbedarf zu untersuchen. Diese Varianten beinhalten verschiedene Kombinationen der folgenden Punkte:

- Stochastisch abhängig erzeugte Prognosefehler
- Integration des Imbalance Netting Process

Zur Darstellung der Auswirkungen bei Berücksichtigung des Imbalance Netting Process ist in Abbildung 4 der Regelleistungsabruf des Referenzszenarios mit und ohne Berücksichtigung des INP beispielhaft für Belgien für ausgewählte Situationen dargestellt.

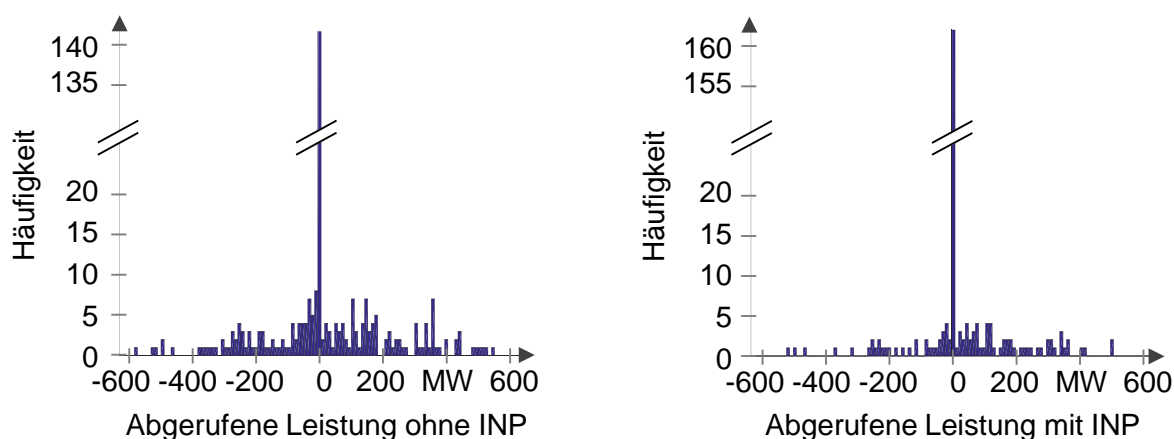


Abbildung 4: Darstellung des Einflusses des INP auf den Regelleistungsbedarf

Aufgetragen auf der x-Achse ist jeweils die Höhe des Regelleistungsabrufes sowie auf der y-Achse die Häufigkeit des Abrufes. Durch die möglichen Ausgleichseffekte, die sich durch den INP ergeben, nimmt der Bedarf an Regelleistung wie zu erwarten ab. Durch die integrierte Betrachtung der Ausgleichsvorgänge über das Übertragungsnetz kann jetzt jedoch in weiteren Untersuchungen gezeigt werden, ob dieses Potential grundsätzlich über längere Betrachtungszeiträume vorhanden ist und in welcher Höhe. Das bedeutet, dass für einen Zeitraum von zum Beispiel einer Woche oder einem Monat genügend Kapazitäten auf den betroffenen Übertragungsleitungen in jeder Situation zur Verfügung stehen.

Ist dies gewährleistet, ließe die integrierte Betrachtung des INP eine Verringerung der Regelreservebereitstellung zu, denn die Auswertungen zeigen, dass sich die Minimal- und Maximalwerte des Regelleistungsabrufes verringern. Diese beträgt für das Minimum 7,5 % und für das Maximum der Abrufe 8,9 %.

Analog zu den Auswirkungen des INP auf den Regelleistungsbedarf sind in Abbildung 5 die Häufigkeiten der abgerufenen Leistungsmengen mit und ohne Berücksichtigung stochastischer Abhängigkeiten aufgetragen.

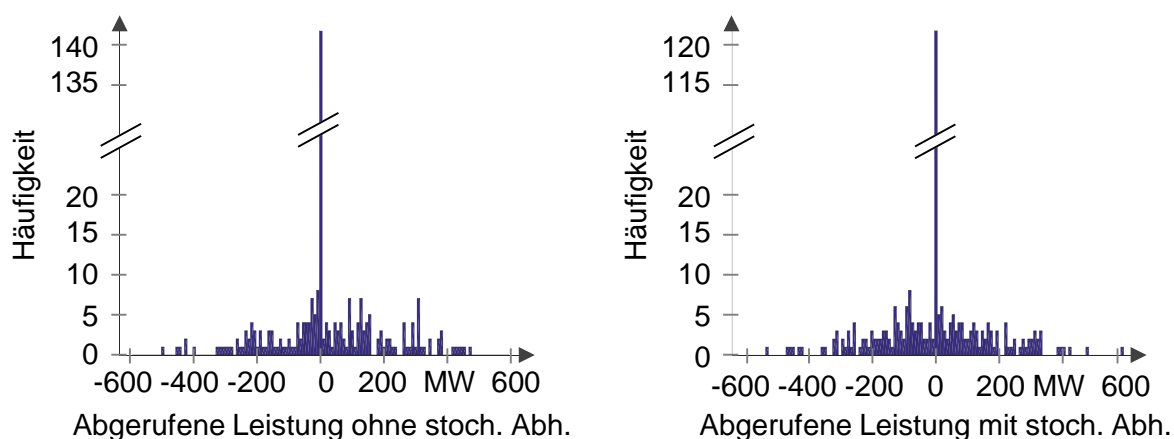


Abbildung 5: Darstellung des Einflusses der stochastischen Abhängigkeiten auf den Regelleistungsbedarf

Der Abbildung ist zu entnehmen, dass die Berücksichtigung der stochastischen Abhängigkeiten zu einem häufigeren Abruf von Regelleistung führt. Darüber hinaus erhöht sich auch der maximale Regelleistungsabruf für die negative Regelleistung um 8,5 % und für die positive um 23 % in den betrachteten Situationen. Die Erhöhung des Abrufes resultiert aus der lokalen Konzentration vorzeichengleicher Abweichungen, da sich diese nicht gegenseitig ausgleichen.

Aus den ersten exemplarischen Ergebnissen folgt, dass stochastische Abhängigkeiten dargebotsabhängiger Prognosefehler im Regelleistungsdimensionierungsprozess abzubilden sind, wenn die integrierte Betrachtung für Europa angedacht ist. Eine regelzonenübergreifende Dimensionierung kann grundsätzlich den Regelleistungsbedarf senken, jedoch müssen dann auch regelzonenübergreifende Effekte wie geografisch abhängige Prognosefehler abgebildet werden. Anderenfalls würde dies zur Unterschätzung des Regelleistungsbedarfs in Extremsituationen führen und die Sicherheit des Gesamtsystems gefährden.

## 5 Zusammenfassung

Der Einsatz von Regelreserven zur Wahrung des Leistungsgleichgewichts zwischen Erzeugung und Nachfrage elektrischer Energie ist eine Kernaufgabe der Systemführung. Regelzonenübergreifende Maßnahmen im Bereich der Regelleistungsvorhaltung sowie des -abrufs bieten das Potential den Bedarf an Regelleistung und Regelenergie und somit Kosten zu senken. Konzepte, wie z.B. der Imbalance Netting Process, heben bereits jetzt vorhandene Synergien im Regelleistungsabruf. Es kann gezeigt werden, dass die Berücksichtigung dieser Effekte auch in der Regelleistungsdimensionierung zu einer Reduktion der vorgehaltenen Regelreserven führt. Grundsätzlich dürfen dann jedoch Auswirkungen regelzonenübergreifender Effekte wie geografisch abhängige Prognosefehler nicht vernachlässigt werden. Anderenfalls würde dies zu einer Unterschätzung des Regelleistungsbedarfs in Extremsituationen führen und die Sicherheit des Gesamtsystems gefährden.



## 6 Literaturverzeichnis

- [1] ACER, "Framework Guidelines on Electricity Balancing," 2012.
- [2] Press Release 4TSO Germany, "IGCC bewirkt Einsparungen durch optimierten Einsatz von Sekundärregelleistung," 2014.
- [3] ENTSO-E, "NC on Load-Frequency Control and Reserves," 2013.
- [4] J. Sprey, A. Klettke, A. Moser, „Stochastische Abhängigkeiten von Prognosefehlern der dargebotsabhängigen Einspeisung“, 2016, Graz
- [5] J. Sprey, T. Drees, D. vom Stein, A. Moser, "Potential einer Harmonisierung der europäischen Regelleistungsmärkte," Wien, 2015
- [6] 4 ÜNB, [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net)
- [7] Research Project UMBRELLA, "Report on EOPF considering uncertainties," 2014.
- [8] J. D. Sprey, T. Drees, D. vom Stein and A. Moser , "Impact of balancing energy on network congestions", Lissabon, 2015
- [9] A. Maaz, T. Drees, J. Sprey und A. Moser, "Simulation von Leistungsungleichgewichten resultierend aus Prognoseabweichungen erneuerbarer Energien," Wien, 2015
- [10] 4 ÜNB, "Netzentwicklungsplan 2014," 2014
- [11] ENTSO-E, "Ten-Year Network Development Plan 2012".