

Zeitschrift: Bulletin Electrosuisse
Herausgeber: Electrosuisse, Verband für Elektro-, Energie- und Informationstechnik
Band: 103 (2012)
Heft: 5

Artikel: Das Konzept Netzregelverbund
Autor: Scherer, Marc / Geissler, Bernd
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-857295>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. [Siehe Rechtliche Hinweise.](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. [Voir Informations légales.](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. [See Legal notice.](#)

Download PDF: 30.03.2025

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>

Das Konzept Netzregelverbund

Hintergründe der Kooperation von Übertragungsnetzbetreibern

Spätestens seit der Liberalisierung der Strommärkte bestehen starke Bestrebungen, die hohen Kosten zu minimieren, die beim Ausgleichen von Leistungsungleichgewichten im Stromnetz anfallen. Der Netzregelverbund ist ein Ansatz, die Netzregelung verschiedener Länder zu koppeln. Die Schweiz ist nun der ersten Stufe dieser Kooperation beigetreten. Im Folgenden ein Überblick über Hintergründe und technische Grundlagen.

Marc Scherer, Bernd Geissler

Eine zentrale Aufgabe der Elektrizitätsversorgung ist die Sicherstellung eines nahezu permanenten Gleichgewichts zwischen Einspeisung und Bezug elektrischer Energie, um die elektrische Frequenz im Stromnetz in einer schmalen Bandbreite nahe 50 Hz zu halten. Die kontinuierliche Umsetzung dieser sogenannten Netzregelung gehört zu den zentralen Systemdienstleistungen, die in Europa in den Verantwortungsbereich der Übertragungsnetzbetreiber fallen. Ausgehend von der UCTE-Terminologie umfasst sie Primär-, Sekundär- sowie Tertiärregelung. [1]

■ Die Primärregelung dient der Stabilisierung der Frequenz nach einem Leistungsungleichgewicht und wirkt im Sekundenbereich.

■ Die Hauptaufgabe der Sekundärregelung ist es, Abweichungen vom Fahrplan einer Regelzone – meistens deckungsgleich mit dem geografischen Gebiet eines Landes – zu kompensieren. Dazu gleicht die Sekundärregelung die Differenz zwischen der geplanten Austauschleistung und der tatsächlichen Austauschleistung in Echtzeit aus.

■ Die Tertiärregelung ist keine Regelung im eigentlichen Sinne, sondern beschreibt den manuellen Abruf von zusätzlicher Leistung, um die Sekundärregelung zu entlasten beziehungsweise um ihren Arbeitspunkt zu korrigieren.

Infolgedessen setzen die Länder Sekundär- und Tertiärregelung jeweils unabhängig voneinander um. Systemimmanent bedingt kommt es dabei zu Situationen, in denen einige Regelzonen positive («Überdeckung») und andere negative («Unterdeckung») Leistungsungleichgewichte aufweisen. Energetisch

betrachtet liegt in einer solchen gegenläufigen Aktivierung von Regelleistung ein Einsparpotenzial. Das Konzept des Netzregelverbundes hat nun zum Ziel, dieses Potenzial auszuschöpfen. Zudem soll es den Einsatz der Sekundärregelleistung und indirekt der Tertiärregelleistung sowie die Vorhaltung der entsprechenden Reserven finanziell verbessern.

Die vier Module

Das Konzept Netzregelverbund gliedert sich in vier Module. [2] Jedes höhere Modul umfasst dabei die unterlagerten.

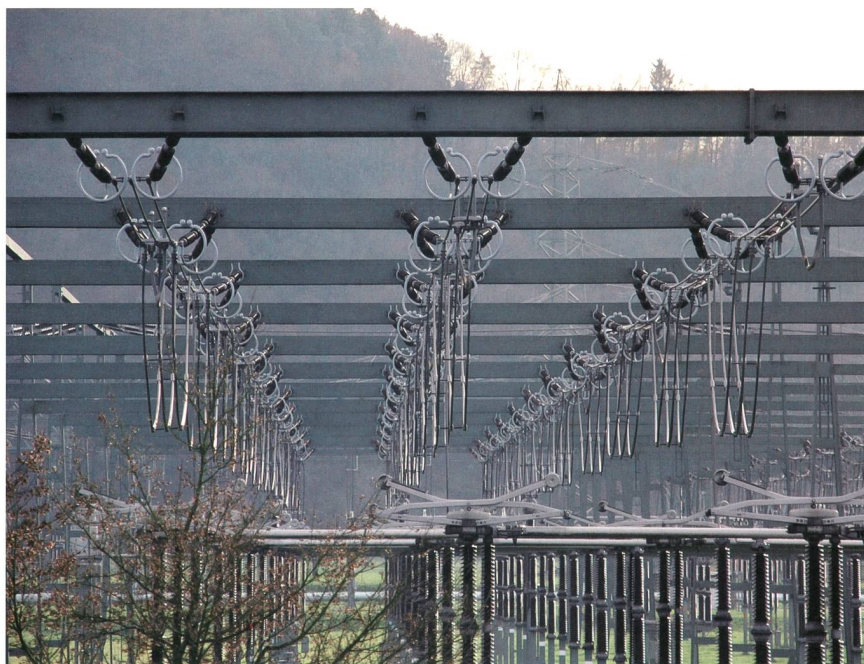
■ Modul 1 hat zum Ziel, die gegenläufige Aktivierung der Sekundärregelung zu unterbinden. Dazu werden die Leistungsungleichgewichte addiert und die

verbleibende Abweichung anteilmässig ausgeglichen. Dadurch reduziert sich der Abruf von Regelleistung.

■ Modul 2 erlaubt zusätzlich eine gemeinsame Nutzung der Regelreserve. Hat eine Regelzone ihre eigene Sekundärregelreserve ausgeschöpft (das heisst die vollständige positive oder negative Sekundärregelleistung aktiviert), wird automatisch die Sekundärregelreserve einer anderen Regelzone abgerufen. Der Bündelungseffekt stellt eine Reduktion der Regelreserve in Aussicht.

■ Modul 3 geht über die koordinierte Aktivierung der Regelreserve hinaus. Alle beteiligten Regelzonen legen die Ausschreibungen zur Beschaffung der benötigten Regelleistung zusammen und erteilen der in Summe günstigsten Regelreserve den Zuschlag für die Vorhaltung. Naturgemäss ist dieses Modul nur umsetzbar, wenn die Produkte der Sekundär- und Tertiärregelung – wie beispielsweise zurzeit in der Schweiz [3] – eine Entschädigung für die Vorhaltung der Leistung vorsehen («Leistungspreis»).

■ Modul 4 gestaltet sich analog Modul 3, wobei auch im Falle einer Aktivierung von Regelleistung zuerst das günstigste Angebot aller Regelzonen abgerufen wird. Dies setzt voraus, dass die Angebote bei Bedarf sequenziell abgerufen



Swissgrid

Bei der Netzregelung geht die Schweiz neue Kooperationen ein (im Bild: Schaltanlage Laufenburg).

werden und zudem die Energie individuell vergütet wird («Energiepreis»). Beides ist nicht der Fall beim Produkt der Sekundärregelung in der Schweiz. [3]

Anforderungen bei den Modulen

Modul 1 und Modul 2 basieren auf einer physikalischen Kopplung der Sekundärregler mehrerer Regelzonen (für technische Details siehe **Kasten**).

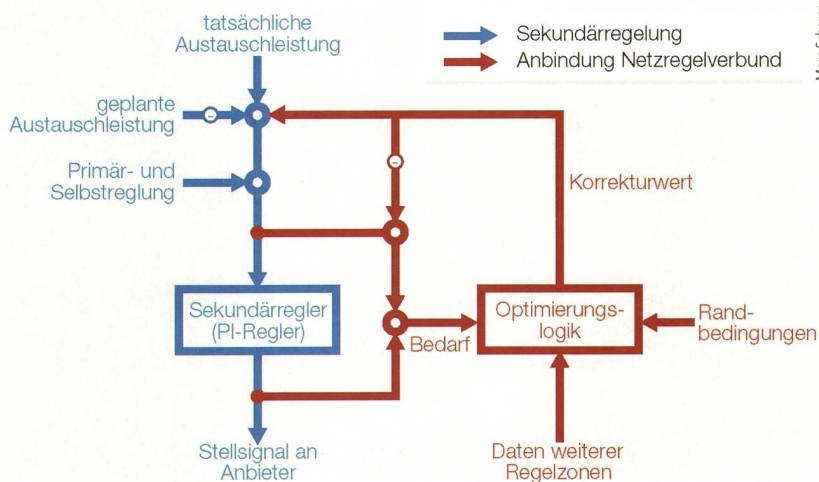
Für Module 3 und 4 müssen zusätzlich die Berechnungs- und Abruflogik erweitert werden. Beide Module setzen allerdings eine harmonisierte Produktstruktur voraus, was in Europa derzeit nicht gegeben ist. Heute wird der Netzregelverbund mit Modul 4 nur zwischen den vier Regelzonen innerhalb des Regelblocks Deutschland betrieben. Die Betriebsweise ist in diesem faktisch identisch mit der einer Regelzone. Die Verteilung sowie Aktivierung der Regelleistung wird gänzlich durch das Marktgeschehen bestimmt, wodurch die beteiligten Regelzonen nicht mehr ohne Weiteres unabhängig voneinander betrieben werden können und einen gemeinsamen Systemdienstleistungsmarkt bilden.

Anordnung der Sekundärregelung

Technische Details zur Integration in die Regelstruktur

Das Blockschaltbild zeigt schematisch die Erweiterung der klassischen Anordnung der Sekundärregelung auf, wie sie beispielsweise in der Regelzone Schweiz zur Teilnahme am deutschen Netzregelverbund durchgeführt wurde. Auf Grundlage der vorzeichengerechten Summe aus Gesamtregelabweichung und bereits aktivierter Sekundärregelreserve berechnet die Optimierungslogik einen Korrekturwert für die Abweichung der Austauschleistung. Dieser Korrekturwert ergibt sich anhand des jeweiligen Bedarfs der am Netzregelverbund teilnehmenden Regelzonen und der einzuhaltenden Randbedingungen. Letztere sind vorab der freie NTC an den engpassbehafteten Grenzen sowie der Teilnahmestatus der Regelzonen. Falls vorhanden und benötigt, kann für den Wert der aktivierten Reserve anstelle des Stellsignals auch die effektiv erbrachte Sekundärregelleistung eingesetzt werden.

Mit dieser Erweiterung wird der herkömmliche Ansatz, nach dem die Sekundärregelung unabhängig je Regelzone eingesetzt wird (Prinzip des Interventionsverzichtes), aufgehoben.



Marc Scherer

Ursprung und Entwicklung

Die Module des Netzregelverbundes entstanden in Deutschland. Die ursprüngliche Initiative ging dabei aus der Frage hervor, ob es in Deutschland vier Regelzonen oder nur eine Regelzone geben soll. [2] Im Versuch, die Vorteile beider Ansätze zu vereinen, wurde der Netzregelverbund entwickelt. Dieser wurde zuerst nur mit drei Regelzonen in Deutschland betrieben, 2010 verfügte die Bundesnetzagentur dann den Netzregelverbund für alle vier Regelzonen Deutschlands. [4]

Dieser historische Hintergrund erklärt die heutige organisatorische Struktur: der Netzregelverbund wird vom deutschen Übertragungsnetzbetreiber TransnetBW GmbH koordiniert und betrieben, wohingegen der deutsche Regelblock – im Wesentlichen die Fahrplanabstimmung und das Auftreten gegenüber anderen europäischen Ländern – von Ampriion GmbH geführt wird.

Schon früh wurde die internationale Erweiterung dieses deutschen Netzregelverbundes diskutiert. Vorweg bieten sich hierfür Modul 1 und 2 an, da diese auch zwischen Regelzonen mit unterschiedli-

chen Produktstrukturen umgesetzt werden können. Die (Sub-)Regelzone Dänemark West – betrieben von Energinet.dk – sowie die niederländische Regelzone – betrieben durch TenneT B.V. – sind mit Modul 1 angebunden.

Die Schweizer Übertragungsnetzbetreiberin Swissgrid bekundete bereits 2009 ihr Interesse zum Beitritt in Modul 2. Da aber die Implikationen der regelblocküberschreitenden Vorhaltung von Sekundärleistung mittels Netzregelverbund innerhalb des Verbands europäischer Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E umstritten sind, wurde das Projekt sistiert [5] und erst später mit reduziertem Umfang im Rahmen von Modul 1 wieder aufgegriffen. Der Beitritt erfolgte nun am 1. März 2012. Weitere zentraleuropäische Länder planen den Beitritt mit Modul 1.

Chancen und Risiken

Die Hauptmotivation des Netzregelverbundes ist wirtschaftlicher Natur. Der Zusammenschluss in Deutschland brachte geschätzte jährliche Ersparnisse im dreistelligen Millionenbereich [2], wobei der Grossteil durch die Reduktion der vorgehaltenen Regelleistung erzielt wurde. Zudem legt der Zusammenschluss den Grundstein zu einer stark gekoppelten Netzregelung, die mit den höheren Modulen entscheidend zur Harmonisierung der Marktmodalitäten beitragen kann. Damit können Systemdienstleistungen grenzüberschreitend beschafft werden, was zu mehr Wettbewerb sowie weiteren Kostensenkungen bei den Übertragungsnetzbetreibern und somit bei den Endkunden führen kann.

Für den operativen Betrieb und die Netzsicherheit ist zu berücksichtigen, dass durch die in Echtzeit durchgeführten Anpassungen der geplanten Austauschleistung über längere Zeit Lastflüsse entstehen können, die heute in den vorgängig durchgeführten Sicherheitsrechnungen nicht einbezogen wurden. Diese zusätzlichen ungeplanten Stromflüsse können Länder und deren engpassbehaftete Regionen beeinflussen, die nicht am Netzregelverbund beteiligt sind. Um diese Effekte möglichst gering zu halten, wird in der heutigen Optimierungslogik bei engpassbehafteten Grenzen der maximal zulässige Leistungsaustausch auf die nach Handelsschluss noch verfügbare Netzkapazität, das heisst freie NTC («Net Transmission Capacity»), begrenzt.

Résumé**Le concept du pool de réglage de réseau****Les dessous de la coopération des gestionnaires de réseaux de transport**

Le 1^{er} mars 2012, Swissgrid a adhéré au module 1 du pool international de réglage. Ce module a pour but de mettre un terme aux activités opposées du réglage secondaire de l'énergie des pays. Jusqu'à présent, les gestionnaires de réseau de transport utilisaient l'énergie de réglage secondaire indépendamment de l'énergie de réglage tertiaire. Ce qui donne lieu à des situations dans lesquelles certaines zones de réglage présentent des déséquilibres de puissance positifs (excédent) et d'autres négatifs (déficit). Le module 1 du pool international de réglage fait la somme des déséquilibres de puissance et compense l'écart restant, ce qui réduit le recours à la puissance de réglage.

Font partie du pool international de réglage de réseau les quatre zones de réglages d'Allemagne, la zone de réglage de la partie ouest du Danemark, celle des Pays-Bas et dorénavant la zone de réglage suisse. D'autres pays d'Europe centrale planifient l'adhésion. La principale motivation du pool international de réglage est de nature économique. Il faut cependant encore réunir des expériences quant aux répercussions du nouveau procédé sur les processus d'exploitation connus et éprouvés.

Mn

des Verbands der europäischen Regulatorien ACER und der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E rund um die «Framework Guidelines» und die «Network Codes» Antworten zu betrieblichen Spielregeln und zur bereits angedachten Erweiterbarkeit eines Netzregelverbundes liefern.

Referenzen

- [1] OpHB-Team: UCTE Operation Handbook Policy 1 – Load-Frequency Control and Performance, Version 3.0, März 2009.
Die UCTE (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity) – bis Juli 1999: UCPTÉ (Union pour la coordination de la production et du transport de l'électricité) – wurde am 1. Juli 2009 in den Verbands Europäischer Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E eingebunden und besteht als «Regional Group Continental Europe» weiter.
- [2] Technische Universität Dortmund, E-Bridge Consulting GmbH: Optimierung der Ausregelung von Leistungsungleichgewichten, Wissenschaftliches Gutachten, August 2009.
- [3] Swissgrid AG: Grundlagen Systemdienstleistungsprodukte, Version 6.3, Februar 2012.
- [4] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: Beschluss BK6-08-111, März 2010.
- [5] Martin Beck: Netzregelung in der Schweiz – Von sieben zu einer Regelzone mit grenzüberschreitender Leistungsvorhaltung, ETG-Fachbericht 127, 2011.

Angaben zu den Autoren

Marc Scherer, MSc ETH, ist Fachspezialist für Netzregelung und Produktentwicklung in der Abteilung Systemdienstleistungen von Swissgrid.

Swissgrid AG, 5080 Laufenburg
marc.scherer@swissgrid.ch

Bernd Geissler, Dipl.-Ing. FH, ist Gruppenleiter SDL-Einsatz in der Abteilung Systemdienstleistungen von Swissgrid.

bernd.geissler@swissgrid.ch

Ausblick

Nach der Umsetzung von Projekten zur grenzüberschreitenden Beschaffung von Primärregelleistung, wurde mit dem Beitritt der Schweiz zum deutschen Netzregelverbund nun auch bei der Sekundärregelung eine grenzüberschreitende Kooperation eingegangen.

Es wird sich zeigen, welche Herausforderungen sich im operativen Betrieb ergeben und wie gross die finanziellen Einsparungen mit Modul 1 sind. Es müssen Erfahrungen gesammelt werden, inwiefern sich diese neue Betriebsweise auf die bekannten und erprobten Betriebs-schemata auswirkt.

Die offenen Fragen rund um das Konzept Netzregelverbund gaben bereits Anlass zu internationaler Debatte.

Es wurde kritisiert, dass die bestehenden Regelwerke diese Betriebsweise nicht abdecken und dadurch die Umsetzung des Netzregelverbunds keinen klaren Spielregeln unterliegt, was auch darin begründet ist, dass bei der Erarbeitung der Regelwerke diese Entwicklung nicht antizipiert wurde. Damit verbunden ist die Frage nach dem Verantwortungsbereich. Bis anhin war keine länderübergreifende, für die Netzregelung verantwortliche Instanz vorgesehen. Die Tatsache, dass die Internationalisierung des Netzregelverbunds sich zurzeit auf Modul 1 beschränkt, kann als Ergebnis dieser Diskussion angesehen werden.

Indes muss sich auf dem internationalen Parkett zeigen, wieweit die Arbeiten

Anzeige



**Besuchen Sie uns
an den Powertagen
Stand F12, Halle 6**

**Setzen Sie sich mit uns zusammen –
wir unterstützen Sie ganzheitlich**

Energiebeschaffung, Energieverkauf, Produktion und Netz – die BKW deckt alle Stufen der Energieversorgung ab und verfügt über bewährte Lösungen und Systeme sowie über jahrelange Erfahrung mit dem Endkunden. Das entsprechende Know-how und die Infrastrukturen bietet die BKW auch Ihrem Energieversorgungsunternehmen zur Unterstützung auf dem liberalisierten Markt.

BKW®

www.bkw-fmb.ch

Ihr partner für
1to1 energy