



Abschlussbericht

Arbeitsgruppe Verantwortung Versorgungs- sicherheit Elektrizität

Zusammenfassung der Ergebnisse

19.08.2016 / 05.06.2019



1 Einleitung der EICom

Der nachfolgende Bericht der Arbeitsgruppe «Verantwortung Versorgungssicherheit Elektrizität» wurde 2016, im Nachgang zur kritischen Versorgungssituation im Winter 2015/16, erstellt.

Der Ursprung dieses Berichts war die Versorgungssituation im Winter 2015/16. Aufgrund der eingeschränkten Netzverfügbarkeit (Umbau am Knoten in Laufenburg), unterdurchschnittlicher Pegelstände und Wasserführung und der Nichtverfügbarkeit des Kernkraftwerks Beznau I hat Swissgrid auf eine potenziell angespannte Versorgungssituation hingewiesen.

In der Folge bestand das Bedürfnis, die Rollen und Verantwortlichkeiten insbesondere zwischen Swissgrid als Verantwortliche für den Systembetrieb und den Marktakteuren zu klären.

Da auch die Rolle von Swissgrid zum Thema wurde, hat die Arbeitsgruppe entschieden, dass die Arbeitsgruppe unter der Leitung der EICom tagen soll. Swissgrid redigierte den Bericht und publizierte diesen, nachdem er von der EICom im August 2016 verabschiedet wurde. Der Vollständigkeit halber wurde der Bericht auch auf der Homepage der EICom veröffentlicht.

2 Zusammenfassung der EICom

Die Frage der Verantwortlichkeiten wurde in der Arbeitsgruppe anhand eines Beispielszenarios aufgearbeitet. Dabei wurde Verbesserungspotenzial bei der Informationsbereitstellung zu Netzengpässen geortet: Informationen von Swissgrid zur Importverfügbarkeit aus netztechnischer Sicht sollten systematischer bereit gestellt werden. Konkret wurde der Zeithorizont für die Monatsplanung auf 6 Monate erweitert und ein Instrument zur Abschätzung der Netto-Importkapazität bei verschiedenen Lastflüssen zur Verfügung gestellt.

Bewusst nicht im Rahmen dieser Arbeitsgruppe vertieft wurden folgende Themen:

- Manueller Lastabwurf: Ob und durch wen manuelle Lastabwürfe vorgenommen werden können, ist Gegenstand einer VSE-Arbeitsgruppe. Die Marktakteure der Arbeitsgruppe waren sich einig, dass manuelle Lastabwürfe nicht von Bilanzgruppen wahrgenommen werden können.
- BG-Vertrag: Swissgrid überarbeitet die Bilanzgruppenverträge (unter Mitwirkung der Branche).
- Änderung der Auktionsregeln: Bei der Kürzung von bereits vergebenen Übertragungsrechten richtet sich die Entschädigung gegenüber den Marktteilnehmern nach den Harmonized Auction Rules (JAO, 2015). Rückerstattet werden demnach die für die gekürzten Rechte bezahlten Prämien. Dies war innerhalb der Arbeitsgruppe unbestritten. Die Marktteilnehmer würden jedoch eine Entschädigung nach der Preisdifferenz im Spot-Markt bevorzugen.
- Redispatch: Redispatchmassnahmen sind meist netztechnisch begründet, beeinflussen den KW-Einsatz aber ganz direkt. Offene Fragen (z.B. Anpassung der Redispatch-Verträge) werden von Swissgrid in einem separaten Prozess weiterbearbeitet.
- Transitprodukte: Markttechnisch sinnvoll wäre die Abbildung der Engpassrelevanz der Transite. Diese Option wird im Rahmen des Engpassmanagements weiter geprüft.



- Die privatrechtliche Ausgestaltung gewisser Haftungsfragen innerhalb der Bilanzgruppen und zwischen Bilanzgruppe und Subbilanzgruppe sowie Haftungsfragen bei Ausfällen. Diese Fragen sind jedoch Gegenstand privatrechtlicher Vereinbarungen.

Aus der Diskussion ergab sich, dass die Verantwortlichkeiten im aktuellen Marktdesign grundsätzlich klar sind. Für die EICom ergaben sich aus der AG Versorgungssicherheit in Bezug auf die Rollen und Verantwortlichkeiten keine Pendenzen.

Das Anliegen für langfristige Massnahmen zur Sicherung ausreichender Investitionen stand nicht im Fokus dieser Arbeitsgruppe und wurde deshalb von den Marktteilnehmern beim BFE deponiert.

Bericht

Arbeitsgruppe Verantwortung Versorgungssicherheit Elektrizität

Zusammenfassung der Ergebnisse

Erstelldatum: 20. Juni 2016

Version: 19. August 2016

Seite 1 von 16

Inhaltsverzeichnis

1. Ausgangslage und Aufgabenstellung	2
1.1. Veranlassung und Auftrag	2
1.2. Inhaltlicher Fokus der Arbeitsgruppe	2
2. Diskussion der Verantwortlichkeiten anhand eines Beispielszenarios	3
2.1. Szenariobeschreibung	4
2.2. Mittelfristige Perspektive	4
2.3. Kurzfristige Perspektive	7
3. Erweitertes Reporting zu Netzengpässen	11
3.1. Ausgangslage beim Reporting	11
3.2. Identifizierter zusätzlicher Informationsbedarf	13
3.3. Vorgeschlagene Ergänzungen	13
4. Weiteres Vorgehen	15

1. Ausgangslage und Aufgabenstellung

1.1. Veranlassung und Auftrag

Swissgrid hat im Dezember 2015 auf eine aus ihrer Sicht angespannte Energie- und Netzsituation hingewiesen. Im Rahmen der nachfolgend einberufenen „Arbeitsgruppe Winter 2015/16“ wurde deutlich, dass die Verantwortung für die Sicherheit der Stromversorgung je nach Auslegung der bestehenden Regelungen sowohl beim Übertragungsnetzbetreiber als auch bei den Marktakteuren in einer Bilanzgruppe oder bei den Verteilnetzbetreibern (VNBs) verortet werden könnte. Es war nicht hinreichend klar, in welchen Situationen und in welcher Reihenfolge die verschiedenen Akteure Massnahmen zur Wahrung der Versorgungssicherheit ergreifen sollten.

Um die Rollen und Aufgaben zur Vorbereitung auf den nächsten Winter eindeutig zu definieren, hat Swissgrid daher die Arbeitsgruppe „Verantwortung Versorgungssicherheit Elektrizität“ einberufen. Die Arbeitsgruppe hat zur Aufgabe kurzfristige sowie mittelfristige Massnahmen zu diskutieren und die Ergebnisse zu dokumentieren. Zu Beginn der ersten Sitzung wurde beschlossen, dass die Arbeitsgruppe durch die EICom zu leiten ist.

Dieser Bericht dokumentiert die Ergebnisse der Arbeitsgruppe und spiegelt somit die Einschätzung ihrer Mitglieder wider. In der Arbeitsgruppe und am Bericht mitgearbeitet haben: Francois Emery (Alpiq), David Brunner (Axpo), Arnaldo Fava, Urs Meister, Othmar Schuler und Marco Clivio (BKW), Walter Müller (GGS), Yves Weisskopf (IWB), Samuel Bontadelli (Repower), Christian Frère (Romande Energie), Daniel Koch und Adrian Peter (SBB), Martin Michel, Mohamed Benahmed und Samuel Howald (BFE), Michael Bhend und Daniela Wyss (EICom) sowie Jörg Spicker, Arthur Janssen und Christian Winzer (Swissgrid).

1.2. Inhaltlicher Fokus der Arbeitsgruppe

Zu Beginn dieser Arbeitsgruppe wurde beschlossen, die unter 1.2.1 und 1.2.2 aufgeführten Themen vertieft zu behandeln. Wie in Tabelle 1 dargestellt gibt es einige verwandte und komplementäre Fragestellungen, die im Rahmen von anderen Arbeitsgruppen behandelt werden.

Fragestellung	Arbeitsgruppe
Manuelle Lastabwürfe	VSE Arbeitsgruppe UFLS (Under Frequency Load Shedding)
Notkonzept für Systemdienstleistungen	Meetings zwischen EICom, Swissenergy und Swissgrid
Verfügbarkeit von Messdaten der Bilanzgruppen	VSE Arbeitsgruppe SDAT

Tabelle 1: Übersicht der in anderen Arbeitsgruppen angesiedelten Fragestellungen (nicht abschliessend).

Darüber hinaus wurde zu Beginn der Arbeitsgruppe darauf hingewiesen, dass zusätzlich zu der Diskussion von kurz- und mittelfristigen Aspekten auch eine Diskussion der längerfristigen Investitionsanreize wünschenswert wäre. Dieser Bericht beschränkt sich aber auf die mittelfristige und kurzfristige Perspektive.

1.2.1. Diskussion der Verantwortung für Energieverfügbarkeit bei eingeschränkter Netzleistung

Im Rahmen der ersten Sitzung der Arbeitsgruppe wurde festgehalten, dass gemäss Artikel 8 StromVG die Netzbetreiber für die Bereitstellung eines „sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes“ verantwortlich sind, dies inklusive der „benötigten Reserveleitungskapazitäten“. Die Verantwortung für die Absicherung ausreichender Energiemengen liegt grundsätzlich bei der Stromwirtschaft. Als mögliche Probleme im Rahmen der derzeitigen Verantwortungsstruktur wurde erwähnt, dass Lieferanten in privatrechtlichen Verträgen bei Netzausfall von der Lieferpflicht ausgenommen sein könnten. Im Rahmen der Arbeitsgruppe sollte deshalb geklärt werden, wie die Verantwortlichkeiten liegen und welche Massnahmen es braucht, um eine möglichst hohe Versorgungssicherheit im Falle von vorübergehenden Energie-Engpässen und gleichzeitiger Einschränkung der grenzüberschreitenden Netzkapazität zu gewährleisten.

1.2.2. Verbesserung der Kommunikation von Übertragungsnetz-internen Engpässen

Die Schweiz ist für eine permanente Stromversorgung zeitweise auf Importe angewiesen. Swissgrid hatte daher während des Winters 2015/2016 die maximal verfügbare Importkapazität unter den aktuellen Lastflussbedingungen veröffentlicht und laufend aktualisiert. Dabei wurde deutlich, dass die physisch maximal importierbare Energiemenge aufgrund von Transformationsengpässen im Übertragungsnetz zeitweise deutlich niedriger liegt als die Summe der publizierten Import-NTCs.

Im Rahmen der Arbeitsgruppe wurde festgehalten, dass der Markt bezüglich der Übertragungsnetz-internen Engpässe auf Informationen durch Swissgrid angewiesen ist. Beispielsweise war das Ausbleiben einer Warnung durch Swissgrid nach der verlängerten Ausserbetriebnahme des Kernkraftwerks Beznau 1 als Hinweis dafür gedeutet worden, dass die Auswirkung des Ausfalls auf die Importkapazität grundsätzlich vernachlässigbar wäre. Marktteilnehmer sehen das Übertragungsnetz als Kupferplatte und haben keine Mittel, um Übertragungsnetz-interne Probleme selbständig zu identifizieren, die beispielweise zwischen dem 220- und dem 380 kV-Netz auftreten könnten.

2. Diskussion der Verantwortlichkeiten anhand eines Beispielszenarios

Im Rahmen der Arbeitsgruppe wurde die Aufteilung der Rollen und Aufgaben bezüglich Versorgungssicherheit anhand eines Beispielszenarios diskutiert. Dabei wurde auf die marktbasieren Beziehungen zwischen Swissgrid und den Marktteilnehmern fokussiert. Die Klärung darüber hinausgehender Verantwortlichkeiten stand in dem Szenario somit nicht im Vordergrund.¹

Im Folgenden werden zunächst das Ausgangsszenario sowie nachfolgend das Zusammenspiel zwischen den Massnahmen der verschiedenen Marktakteure beispielhaft dargestellt. Die Darstellung dient der Veranschaulichung der bestehenden gesetzlichen bzw. regulatorischen Situation und erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

¹ Z.B. Aufgaben von Swissgrid gegenüber BWL sind dabei nicht im Fokus.

2.1. Szenariobeschreibung

Nach dem Ausfall eines grösseren Kraftwerkes oder einer Leitung im Herbst ist die Versorgungslage in der Schweiz angespannt. Dem gestiegenen Importbedarf bzw. der gesunkenen Importmöglichkeit begegnen die Akteure im Schweizer Markt mit den aus **mittelfristiger Perspektive**² relevanten Massnahmen.

Wegen eines zusätzlichen Kälteeinbruches gegen Ende des Winters steigt der Importbedarf weiter an und die Lage droht zu eskalieren. Um den Schaden zu begrenzen und die Situation in den Griff zu bekommen reagieren die Marktteilnehmer mit den aus **kurzfristiger Perspektive**³ relevanten Massnahmen.

2.2. Mittelfristige Perspektive

2.2.1. Effizienter Netzausbau und Betrieb sowie transparente Kommunikation der verbleibenden Engpässe durch Swissgrid

Regulatorischer Rahmen:

Hinsichtlich **Netzausbau und Betrieb** ist Swissgrid gemäss Artikel 8 StromVG für die Gewährleistung eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes, inklusive der Bereitstellung der benötigten Reserveleitungskapazität verantwortlich. Gemäss Artikel 20 StromVG sorgt sie für einen diskriminierungsfreien, zuverlässigen und leistungsfähigen Betrieb des Übertragungsnetzes. Insbesondere legt sie die grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten in Koordination mit den Netzbetreibern der Nachbarländer fest.

Hinsichtlich der **bereitgestellten Informationen** ist Artikel 26a Abs. 1 StromVV in Verbindung mit Art. 4 Abs. 1 REMIT relevant. Er verpflichtet die Marktteilnehmer zur effektiven und rechtzeitigen Bekanntgabe der ihnen vorliegenden Insiderinformationen in Bezug auf ihr Unternehmen oder auf Anlagen, die in ihrem Eigentum bzw. dem Eigentum eines mit ihnen verbundenen Unternehmens stehen oder für deren betriebliche Angelegenheiten sie ganz oder teilweise verantwortlich sind. Swissgrid meldet Situationen wie bspw. Einschränkungen in der Netznutzung über das ENTSO-E [Transparenzportal](#).

Zudem soll Swissgrid gemäss Transmission Code Abschnitt 2.7.2 unter anderem Angaben über aussergewöhnliche Situationen oder Netzengpässe zur Verfügung stellen. Darüber hinaus soll sie gemäss Abschnitt 3.4 des Transmission Codes die verfügbaren Netzkapazitäten sowie allfällige Einschränkungen des grenzüberschreitenden Stromaustauschs, separat für jede Grenze sowie pro Richtung, im Internet veröffentlichen.

² saisonal, bzw. weniger als ein Jahr vor Echtzeit

³ wenige Tage vor Echtzeit

Vorgehen:

Swissgrid nimmt den Auftrag zum Netzausbau wahr und beseitigt bestehende Netzengpässe durch entsprechende Ausbautvorhaben gemäss der jeweils gültigen Netzausbauplanung (z.B. „Strategisches Netz 2025“). Über die verbleibenden Engpässe wird der Markt transparent informiert.

Zusätzlich zu den bereits veröffentlichten Informationen werden dem Markt durch die Umsetzung des Informationskonzepts zu Engpässen (siehe Abschnitt 3.3) zunächst jährlich aktualisierte grobe Richtwerte für die Netto-Importkapazität bei verschiedenen Lastflüssen zur Verfügung gestellt.

Nach dem Ausfall eines grösseren Kraftwerkes bzw. einer Leitung im Herbst stellt Swissgrid im Rahmen des ebenfalls neu hinzukommenden Prozesses einer erweiterten, monatlichen NTC-Prognose für die nächsten 6 Monate (siehe Abschnitt 3.3.1) auf Basis verschiedener externer Faktoren einen deutlich reduzierten NTC aus Richtung Norden fest.

Entsprechend dieser Einschätzung veröffentlicht sie die abgestimmte NTC-Prognose für den Monat M+1 sowie die nicht mit den Nachbar-TSOs abgestimmten NTC-Prognosen für die Monate M+2 bis M+6 auf ihrer Website. Wie bisher veröffentlicht Swissgrid darüber hinaus die mit den Nachbar-TSOs abgestimmten NTC-Prognosen für den Monat M+1 sowie die Auswirkung des Ausfalls von Netzelementen auf den D+1 NTC über das ENTSO-E Transparenzportal.

Die Prognosen werden in den Folgemonaten bestätigt, weswegen Swissgrid bei der Vergabe von Monatsrechten sehr zurückhaltend ist. Da sich die Lage mit der Zeit weiter zuzuspitzen droht, warnt Swissgrid im Laufe des Winters wiederholt vor dem steigenden Risiko von NTC Kürzungen im Falle eines gleichzeitigen Abrufes der Import-Kapazitäten. Dank dieser Zusatzinformationen werden die Marktakteure in die Lage versetzt, situationsbezogene Preissignale im Markt zu setzen bzw. zu erkennen.

2.2.2. Portfolio Planung durch Marktparteien

Regulatorischer Rahmen:

Gemäss Artikel 6 StromVG müssen **Verteilnetzbetreiber** die erforderlichen Massnahmen treffen, damit sie in ihrem Netzgebiet den festen Endverbrauchern (<100MWh/Jahr) und den Endverbrauchern, die auf den Netzzugang verzichten, jederzeit die gewünschte Menge an Elektrizität mit der erforderlichen Qualität und zu angemessenen Tarifen liefern können.

Die Verantwortung von sonstigen **Lieferanten, Händlern und Erzeugern** ist in den privatrechtlichen Lieferverträgen begründet, aus welchen sich gegebenenfalls die Verpflichtung zur Verhütung von Lieferausfällen ergibt.

Aus Artikel 23 StromVV und dem VSE Marktmodell Elektrische Energie Schweiz Abschnitt 3.1 (VSE, 2015) ergibt sich, dass sämtliche Marktakteure verpflichtet sind, ihre Energiegeschäfte entweder über bestehende **Bilanzgruppen** abzuwickeln oder eine eigene Bilanzgruppe zu bilden. Somit sind sie über diese BG in den Planungsprozess eingebunden.

Laut StromVG Artikel 20 Abs. 2 Bst. b ist Swissgrid für das Bilanzmanagement verantwortlich. Darüber hinaus vereinbart Swissgrid gemäss Artikel 5 Abs. 2 StromVV „mit den Netzbetreibern, Erzeugern und den übrigen Beteiligten auf einheitliche Weise die für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit zu treffenden Massnahmen“. Gegenüber Swissgrid ist gemäss Abschnitt 5.2 Bilanzgruppenvertrag der **Bilanzgruppenverantwortliche** (BGV) dazu verpflichtet die Ausgeglichenheit seiner Bilanzgruppe auf Basis von Prognosen bestmöglich sicherzustellen. Entsprechend Abschnitt 3.2.3 des Marktmodells Elektrische Energie Schweiz (VSE, 2015) liegt es in der Verantwortung des BGV, entsprechende Regelungen mit Lieferanten, Händlern und Erzeugern innerhalb seiner Bilanzgruppe zu treffen.

Vorgehen:

Lieferanten, Händler, Verteilnetzbetreiber und Erzeuger berücksichtigen den gesteigerten Importbedarf bzw. die reduzierte Importkapazität bei der Bewirtschaftung ihres Stromportfolios im Rahmen ihres Risikokonzeptes. Insbesondere stellen sie grundsätzlich sicher, dass sie ihrer vertraglichen Lieferpflicht und der gesetzlichen Grundversorgungspflicht so wie der Verpflichtung zur (bestmöglichen) Ausgeglichenheit gegenüber ihrem BGV auch in angespannten Situationen nachkommen können. Entsprechend den jeweiligen Risikoüberlegungen werden die Marktakteure mittelfristig beispielweise das Portfolio ausgleichen, oder die Ausserbetriebnahme- und Wartungsplanung mit den Kraftwerksbetreibern überarbeiten

Die Entscheidung darüber, welche Situation, bzw. Lage im Strommarkt, noch abzudecken ist, liegt in der Verantwortung der einzelnen Marktteilnehmer.⁴ Für die Sicherstellung der Ausgeglichenheit der Bilanzgruppe gibt es in erster Linie einen finanziellen Anreiz, über den Ausgleichsenergiepreis-

⁴ Andererseits ist Swissgrid beispielweise für die Stabilität des Übertragungsnetzes in solchen Situationen zuständig.

mechanismus⁵. Darüber hinaus sind Einschätzungen zu Extremszenarien eng mit der Auslegung des „Force Majeure“ Begriffs verbunden (siehe Abschnitt 2.3.2).

Entsprechend liegt auch die Entscheidung darüber auf welche Weise die Ausgeglichenheit in extremen Situationen sichergestellt wird, in der Verantwortung der Marktparteien. Ein Markt mit entsprechenden Spezialprodukten hat sich jedoch bisher nicht gebildet. Dafür wurden verschiedene mögliche Gründe genannt, wie Schwierigkeiten bei der Kostenweitergabe (siehe Abschnitt 2.3.2), nicht abschliessend geklärte finanzielle Konsequenzen im Falle eines tatsächlichen Lieferausfalls (siehe Abschnitt 2.3.3) sowie grundsätzliche Bedenken zur volkswirtschaftlichen Effizienz einer dezentralen Absicherung.

2.3. Kurzfristige Perspektive

2.3.1. Kürzung grenzüberschreitender Kapazität durch Swissgrid

Regulatorischer Rahmen:

Gemäss Artikel 20 StromVG trägt Swissgrid die **Verantwortung für den sicheren Übertragungsnetz-Betrieb**, und vereinbart gemäss Artikel 5 Abs. 2 StromVV mit den Netzbetreibern, Erzeugern und den übrigen Beteiligten auf einheitliche Weise die für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit zu treffenden Massnahmen.

Wie in Artikel 17 StromVG sowie in Artikel 56 der Harmonized Auction Rules (JAO, 2015) präzisiert wird, beinhaltet dies die Möglichkeit bereits vergebene **Übertragungsrechte zu kürzen um** die Sicherheit des Stromnetzes nicht zu gefährden. Gemäss Artikel 17 StromVG darf die bereits zugeteilte grenzüberschreitende Kapazität jedoch nur dann eingeschränkt werden, „wenn die Sicherheit des Übertragungsnetzes gefährdet ist und die nationale Netzgesellschaft keine anderen zumutbaren und wirtschaftlich vertretbaren Massnahmen zum Ausgleich der Netzbelastung ergreifen kann.“ Marktteilnehmer deren Rechte gekürzt werden, werden hierfür gemäss den im Annex der Harmonized Auction Rules (JAO, 2015) beschriebenen Regelungen entschädigt.

Vorgehen:

Aufgrund des sprunghaft gestiegenen Importbedarfs der Schweiz sowie ggf. weiterer Rahmenbedingungen ist der sichere Netzbetrieb in Gefahr. Sowohl Swissgrid als auch die Nachbar-TSOs erwarten auf Grundlage ihrer Netzsicherheitsrechnungen eine zeitweise Überlastung einzelner Netzelemente. Nachdem sich die Situation trotz der Implementierung der verfügbaren „topologischen Massnahmen“ (z.B. Netzschaltungen) nicht entspannt, kürzen die TSOs zur Wahrung der Netzstabilität die für den Folgetag verfügbare Importkapazität der Schweiz.

⁵ Im Fall von Grundversorgern wird das Mass der Vorsorge laut einiger Marktteilnehmer massgeblich dadurch bestimmt, in wieweit die hierfür anfallenden Kosten in den Tarifen abgebildet werden können. Dies erscheint gegenwärtig unklar.

Die Einschränkungen erfolgen zunächst durch eine geringere Vergabe von Day-Ahead Rechten. Falls dies nicht ausreicht, erfolgt zusätzlich die Kürzung von Monats- und Jahresrechten. Swissgrid führt diese Kürzungen vor dem Day-Ahead Prozess (vor D-1, 08:30) durch. Die Marktteilnehmer werden hierfür durch die Rückerstattung der für die gekürzten Rechte bezahlten Prämien – je nach Grenze inklusive einer zusätzlichen Vergütung von 10% – entschädigt.⁶

2.3.2. Wiederherstellung der Ausgeglichenheit durch Bilanzgruppen

Regulatorischer Rahmen:

Laut Artikel 20 Abs. 2 Bst. b StromVG ist Swissgrid für das **Bilanzmanagement** verantwortlich. Darüber hinaus vereinbart Swissgrid gemäss Artikel 5 Abs. 2 StromVV „mit den Netzbetreibern, Erzeugern und den übrigen Beteiligten auf einheitliche Weise die für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit zu treffenden Massnahmen.“

Gemäss Abschnitt 5.2 in den allgemeinen Bilanzgruppenvorschriften ist der **Bilanzgruppenverantwortliche** (BGV) „gegenüber Swissgrid dafür verantwortlich, die Leistungsbilanz seiner Abrechnungseinheit jederzeit möglichst ausgeglichen zu halten.“ Ähnliche Erläuterungen finden sich auch in Abschnitt 3.3.3 des Balancing Concept Schweiz (VSE, 2012) und in Abschnitt 3.2.3 des Marktmodells Elektrische Energie Schweiz (VSE, 2015). Im Abschnitt 5.2 der Allgemeinen Bilanzgruppen Regelung wird präzisiert: „Um dies erreichen zu können, muss der BGV eine Prognose für seine Last und Produktion erstellen.“

Sollte es den Bilanzgruppen nicht gelingen, ihre Position vor der Erfüllung auszugleichen, sind sie gemäss Abschnitt 5.2 in dem ab 01.11.2016 gültigen **neuen Bilanzgruppenvertrag** (Swissgrid, 2016) dazu verpflichtet, **Swissgrid hierüber unverzüglich in Kenntnis zu setzen**. Darüber hinaus liegen die „**Regelungen innerhalb einer Bilanzgruppe**“ gemäss Abschnitt 3.2.3 des Marktmodells Schweiz (VSE, 2015) in der „Verantwortung des Bilanzgruppenverantwortlichen“. Gemäss Abschnitt 3.3.3 Punkt 5 des Balancing Concept Schweiz (VSE, 2012) unterliegt dieser Bereich dem freien Markt. Im Balancing Concept ist Folgendes geregelt: „Branchendokumente legen keine Bilanzgruppen-internen Regelungen fest.“ Der BGV bleibt aber gegenüber Swissgrid weiterhin verantwortlich für die Einhaltung der vertraglichen Bedingungen, unabhängig der Regelungen innerhalb einer Bilanzgruppe, und trägt entsprechend die allfälligen finanziellen Konsequenzen.

In Bezug auf die Definition von „**Force Majeure**“ orientieren sich (laut Einschätzung der Arbeitsgruppe) die meisten Lieferverträge an dem EFET Rahmenvertrag. Entsprechend diesem Rahmenvertrag ist höhere Gewalt jedes Ereignis, „das diejenige Partei, die sich auf Höhere Gewalt beruft (die „Betroffene Partei“) auch durch äusserste billigerweise zu erwartende Sorgfalt nicht voraussehen und verhüten konnte, und das es der betroffenen Partei unmöglich macht, ihre Pflichten aus einem Einzelvertrag zu erfüllen.“

⁶ Die Vergütung ist in den jeweiligen Auktionsregeln geregelt, abrufbar auf der Website des Joint Auction Office JAO S.A.

Vorgehen:

Falls durch die Kürzung von Übertragungsrechten vor dem *Day-Ahead* Prozess (d.h. vor D-1, 08:30) innerhalb einer Bilanzgruppe eine Unausgeglichenheit zu erwarten ist, muss die Bilanzgruppe den Ausfall vor Anmeldeschluss der *Intraday*-Fahrpläne kompensieren. Basis für diese Ausgeglichenheit ist eine (möglichst genaue) Lastprognose.

Üblicherweise wird die Verantwortung zur Ausgeglichenheit innerhalb von Bilanzgruppen gemäss der durch den BGV bestimmten internen Regelungen an die Parteien innerhalb der Bilanzgruppe weitergegeben, beispielsweise mit der Erstellung von Teil-Lastprognosen. Der BGV bleibt aber gegenüber Swissgrid weiterhin verantwortlich für die Einhaltung der vertraglichen Bedingungen, unabhängig der Regelungen innerhalb der Bilanzgruppe. Die entsprechenden finanziellen Anreize für den BGV sind durch den Ausgleichsenergiepreismechanismus gegeben.

Bei der Kompensierung der Unausgeglichenheit im *Day-Ahead* bzw. *Intraday* Zeitbereich dürften in erster Linie marktübliche Massnahmen wie die Beschaffung über Markt oder Einsatz von eigenen Kraftwerken bzw. Endkundenflexibilität zum Einsatz kommen. Aufgrund der Vorkehrungen der Marktteilnehmer (siehe Abschnitt 2.2.2) ist davon auszugehen, dass sich die Unausgeglichenheiten auf diese Weise in den meisten Fällen ausgleichen lassen.

Die Zumutbarkeit der hierdurch entstehenden möglicherweise erheblichen Mehrkosten für die BGV ist Gegenstand derzeitiger Diskussionen. Die allfällige Weiterverrechnung dieser Mehrkosten der BGV an ihre Subbilanzgruppen ist Teil der privatrechtlichen bilanzgruppen-internen Vereinbarungen aber scheint teilweise nicht geregelt zu sein. Dabei wird seitens einiger Marktteilnehmer insbesondere eine Weiterverrechnung an freie Endverbraucher als problematisch empfunden. Schliesslich bestehen im Markt derzeit keine Produkte, um ein entsprechendes Risiko abzusichern.

Falls diese Massnahmen nicht ausreichen, muss die absehbare Unausgeglichenheit Swissgrid gemäss dem neuen Bilanzgruppenvertrag gemeldet werden. Die Bilanzgruppen versuchen weiterhin, ihre Prognose bestmöglich auszugleichen. Manuelle Lastabwürfe durch die Bilanzgruppen vor dem Echtzeitbetrieb sind laut Marktteilnehmern nicht möglich, da eine Bilanzgruppe als „virtuelle Abrechnungseinheit“ über keine Möglichkeiten dieser Art verfügt. Sie kann lediglich am Folgetag anhand der unplausibilisierten Zählerwerte die Unausgeglichenheit feststellen.

2.3.3. Lieferung Ausgleichsenergie und Anordnung von Notmassnahmen durch Swissgrid

Regulatorischer Rahmen:

Gemäss Artikel 20 StromVG trägt Swissgrid die **Verantwortung für den sicheren Übertragungsnetz-Betrieb**, das Bilanzmanagement und die Bereitstellung von Regelenergie. Gemäss Artikel 5 Abs. 2 StromVV vereinbart sie mit den Netzbetreibern, Erzeugern und den übrigen Beteiligten auf einheitliche Weise die für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit zu treffenden Massnahmen, insbesondere eine Regelung des automatischen Lastabwurfs sowie der Produktionsanpassung bei Kraftwerken. Darüber hinaus hat sie bei Gefährdung des stabilen Netzbetriebes alle Massnahmen zu treffen oder anzuordnen, die für die Gewährleistung der Netzsicherheit notwendig sind.

Bezüglich der **Bereitstellung von Regelenergie**, wird im Rahmen des Balancing Concept Schweiz (VSE, 2012) präzisiert, dass dies die Verantwortung bedeutet „unvermeidliche Abweichungen“ der Bilanzgruppen durch Regelenergie auszugleichen.

Vorgehen:

Aufgrund von Meldungen von absehbar unausgeglichenen Bilanzgruppen, oder anderen Indikatoren, intensiviert Swissgrid in ihrer Koordinationsfunktion die Vorbereitung allfälliger Echtzeitmassnahmen zur Aufrechterhaltung der Netzsicherheit.

Falls die prognostizierte Unausgeglichenheit der Bilanzgruppen in Echtzeit zu einer Unausgeglichenheit der Schweiz führt (bzw. dazu beiträgt), wird Swissgrid zunächst versuchen, dies durch sekundäre und tertiäre Regelenergie zu kompensieren. Für den Ausgleich von „unvermeidlichen Abweichungen“ hält Swissgrid derzeit rund 1.3 GW Regelleistung bereit. Die für den Abruf anfallenden Kosten werden den Bilanzgruppen über die Ausgleichsenergiepreise weiterverrechnet.

Falls die Unausgeglichenheit die zu diesem Zeitpunkt vorgehaltene Menge an Regelleistung übersteigt, kommt es zunächst zu einem „ungewollten Austausch“ mit dem Ausland. Dies bedeutet, dass die Summe der Ein- und Ausspeisungen gegenüber den fahrplanmässig nominierten Importen und Exporten in der Schweiz ein Defizit aufweist, welches von Swissgrid nicht mehr ausgeglichen werden kann. Auf europäischer Ebene könnte dieses Defizit durch Reserveleistung (Primärregelleistung) ausländischer TSOs kompensiert werden. Die Unausgeglichenheiten der Bilanzgruppen werden in diesem Fall weiterhin zum Ausgleichsenergiepreis verrechnet. Die Wahrscheinlichkeit, dass ein ungewollter Austausch ausschliesslich auf Basis der durch NTC-Kürzungen verursachten Unausgeglichenheiten zustande kommt, kann als sehr gering eingeschätzt werden. Der ungewollte Austausch müsste durch weitere Vorkommnisse mitverursacht werden.

Die mit dem ungewollten Austausch verbundene Erhöhung der Importflüsse kann zu einer Überlastung von Netzelementen führen. In diesem Fall wird der Rahmen der derzeit definierten „marktbasierten“ Verfahren verlassen, in dem Sinne, dass die Schweiz physisch nicht länger mit genügend Strom versorgt werden kann. Insbesondere kann es zu automatischen Lastabschaltungen bzw. zu kaskadenartigen Ausfällen kommen,

die auch die Endverbraucher von ausgeglichenen Bilanzgruppen betreffen können⁷. Unausgeglichheiten von Bilanzgruppen werden in diesem Fall grundsätzlich weiterhin mit dem Ausgleichsenergiepreis verrechnet. Allfällige Schadensersatzforderungen Dritter wären in einem solchen Fall nach den jeweils einschlägigen gesetzlichen Bestimmungen sowie nach den privatrechtlichen Vereinbarungen im Einzelfall zu beurteilen, wobei allfällige durch automatischen Lastabwurf verursachte Abweichungen berücksichtigt werden.

3. Erweitertes Reporting zu Netzengpässen

Wie in Abschnitt 1.2.2 dargestellt hat die Arbeitsgruppe ein Konzept für die Bereitstellung von zusätzlichen Informationen zu Netzengpässen sowie zur Import-Kapazität ausgearbeitet. Nachfolgend werden die vorgeschlagenen Erweiterungen beschrieben.

3.1. Ausgangslage beim Reporting

Swissgrid veröffentlicht bereits heute in regelmässigen Abständen eine Reihe von **Prognosen** zur im D-1 verfügbaren grenzüberschreitenden Netzkapazität.

Angefangen bei den Prognosen im Rahmen des Netzentwicklungsplanes bis hin zu den deutlich genaueren, zwei Tage vor Echtzeit berechneten Werten (D-2 Planung) veröffentlicht Swissgrid **NTC-Prognosen** für verschiedene Zeithorizonte. Mit zunehmender Nähe an Echtzeit werden die Prognosen immer genauer. Zusätzlich nimmt die Granularität der Prognosen von zwei Werten pro Jahr (Netzentwicklungsplan) auf einen Wert pro Stunde (ab der Monatsplanung) zu, während der Zeithorizont der Prognose schrittweise von 10 Jahren (Netzentwicklungsplan) auf einen Tag (D-2 Planung) verkürzt wird. Gemäss dem derzeitigen Ansatz wird bei den Berechnungen die Auswirkung von ca. 500 Ausfällen einzelner oder mehrerer Netzelemente im In- und Ausland überprüft. Mit Ausnahme der Netzentwicklungsplanung erfolgt die Prüfung allerdings lediglich auf der Grundlage eines Lastflussszenarios. Je nach Abweichung der tatsächlichen Lastflüsse vom überprüften Szenario müssen die Prognosen näher an Echtzeit somit korrigiert werden. Eine Übersicht der derzeit veröffentlichten NTC-Prognosen ist in Abbildung 1 dargestellt.

⁷ Im Rahmen der VSE Arbeitsgruppe UFLS (Under Frequency Load Shedding) wird derzeit untersucht, ob und durch wen in einer solchen Situation manuelle Lastabwürfe zur Vermeidung kaskadenartiger Ausfälle eingesetzt werden könnten.

Planungsschritt	Zeithorizont	Berechnungen		Publikationen	
		Ausfälle	Szenarien	Öffentlich	Eingeschränkt
Netzentwicklungsplan	10 – 20 Jahre	ca. 500	4	Bericht	
Jahresplan ¹	1 Jahr	ca. 500	1	NTCs	Engpasswarnung Ausserbetriebnahme
Monatsplan	1 Monat	ca. 500	1	NTCs	Engpasswarnung Ausserbetriebnahme
Wochenplan	1 Woche	ca. 500	1		Engpasswarnung Ausserbetriebnahme
D-2 Plan	1 Tag	ca. 500	1	NTCs	Engpasswarnung
D-1 Plan	1 Tag	ca. 500	1		Netzzustandsprognose

1) Enthält lediglich Prognosen der NTCs für CH-IT

Abbildung 1: Übersicht der wichtigsten Prognosen zur Netzkapazität.

Zusätzlich zu den öffentlich verfügbaren NTC-Prognosen stellt Swissgrid derzeit eine Reihe weiterer Prognosen bezüglich des Netzzustandes im Rahmen von Facharbeitsgruppen mit Branchenvertretern einem eingeschränkten Empfängerkreis zur Verfügung.

Swissgrid informiert die Betreiber von Kraftwerken im Rahmen von **Engpasswarnungen** zu verschiedenen Zeitpunkten über die für die jeweilige Engpassregion zu erwartenden Produktionseinschränkungen.

Darüber hinaus lässt Swissgrid den Betreibern von Übertragungsnetzanlagen in regelmässigen Abständen aktualisierte **Ausserbetriebnahmelisten** zukommen, in welchen die Ausserbetriebnahmeplanung für das Übertragungsnetz der Schweiz beschrieben ist. Die Betreiber von Übertragungsnetzanlagen erhalten am Vortag eine detailliertere **Netzzustandsprognose**, in der neben der Verfügbarkeit der Netzelemente auch eine Übersicht voraussichtlicher Übertragungsnetz-interner Engpässe und der bei Ausfällen geplanten Schaltmassnahmen dargestellt ist.

Neben diesen Prognosen, veröffentlicht Swissgrid im Rahmen der REMIT-Berichterstattung auch tagesaktuell **Ausfälle und Ausserbetriebnahmen von Netzelementen**, inklusive der voraussichtlichen Dauer und Auswirkung auf die NTCs der verschiedenen Grenzen. Hierzu wird das Transparenzportal der ENTSO-E genutzt.

Im Gegensatz zu früher, wird die Ausserbetriebnahmeplanung der Kraftwerke nicht mehr durch eine Branchenarbeitsgruppe koordiniert und abgestimmt, sondern durch Swissgrid zusammen mit der Revisionsplanung des Netzes koordiniert. Abgesehen von den REMIT-Meldungen der Kraftwerksbetreiber werden die entsprechenden Ergebnisse nicht öffentlich publiziert. Marktteilnehmer haben den Wunsch geäussert, eine solche Koordination wieder einzuführen und die resultierenden Ergebnisse im Vorjahr zu veröffentlichen.

Insbesondere bezüglich der öffentlich zur Verfügung gestellten NTC-Prognosen entspricht die dargestellte Ausgangslage des Reportings weitestgehend den durch Nachbar-TSOs bereitgestellten Informationen.

3.2. Identifizierter zusätzlicher Informationsbedarf

Bezüglich der folgenden Themen, wurde im Rahmen der Arbeitsgruppe „Verantwortung Versorgungssicherheit Elektrizität“ ein zusätzlicher Informationsbedarf identifiziert.

3.2.1. Informationsbedarf zur Auswirkung von Kraftwerksausfällen auf NTCs

Zunächst wird die gesamthafte Auswirkung aller Ausfälle auf die verschiedenen NTCs aufgrund des **eingeschränkten Prognosezeitraumes derzeit** lediglich für den Folgetag (D-2 Plan) bzw. den Folgemonat (Monatsplan) berechnet. Während die über das ENTSO-E [Transparenzportal](#) veröffentlichten Meldungen über den Ausfall einzelner Netzelemente bereits eine Abschätzung der Auswirkung der einzelnen Ausfälle auf die NTCs enthalten, ist letztere Information bei den Meldungen zu Kraftwerksausfällen nicht enthalten. Für die gesamthafte Auswirkung aller Ausfälle, und insbesondere für die Auswirkung der Kraftwerksverfügbarkeit auf die NTCs existieren derzeit keine längerfristigen Prognosen.

3.2.2. Informationsbedarf zur Netto-Importkapazität

Wie die Situation im Winter 2015/16 gezeigt hat, ist die physisch maximal importierbare Energiemenge aufgrund von Übertragungsnetz-internen Engpässen wie z.B. Transformationsengpässen deutlich niedriger als die Summe der publizierten Import-NTCs. Im Fall eines vorübergehenden Energie-Engpasses müssten die NTCs daher gegebenenfalls auf die gleichzeitig importierbare Menge eingeschränkt werden. Um das diesbezügliche Kürzungsrisiko besser einzuschätzen benötigt der Markt daher zusätzliche Informationen über die **Netto-Importkapazität** des Schweizer Stromnetzes.

3.3. Vorgeschlagene Ergänzungen

Um den in 3.2 dargestellten Informationsbedarf zu adressieren, könnte das Reporting bezüglich der Netzengpässe wie folgt erweitert werden:

1. Erweiterung des Zeithorizontes für die Monatsplanung auf 6 Monate
2. Veröffentlichung eines Tools zur Abschätzung der Netto-Importkapazität bei verschiedenen Lastflüssen

Da es sich hierbei um eine Zusatzleistung handelt, die von den Nachbar-TSOs derzeit nicht unterstützt wird, wäre zu beachten, dass die erweiterten Prognosen in beiden Fällen einseitig durch Swissgrid vorgenommen würden. Allfällige Anpassungen der NTCs durch die entsprechenden Nachbar-TSOs wären bei den Prognosen für die Monate M-2 bis M-6 daher nicht enthalten. Zur Beurteilung der Informationsgüte wäre es aus Marktsicht daher relevant, abzuschätzen wie häufig es im Rahmen der Abstimmungsprozesse zu Korrekturen der von Swissgrid erstellten Prognosen kommt. Im Laufe der Zeit könnten Marktteilnehmer diese Beurteilung anhand eines Vergleiches der einseitig von Swissgrid erstellten Prognosen mit den tatsächlich zur Verfügung gestellten NTC-Werten durchführen. Swissgrid könnte diesen Zusammenhang in einem ersten Schritt auch auf Basis einer historischen Analyse darstellen.

Die vorgeschlagenen Ergänzungen zum Reporting werden im Folgenden näher beschrieben.

3.3.1. Erweiterung des Zeithorizontes für die Monatsplanung auf 6 Monate

In Bezug auf den in 3.2.1 dargestellten Informationsbedarf schlägt Swissgrid vor den Zeithorizont der NTC-Prognosen im Rahmen der Monatsplanung auf 6 Monate zu erhöhen. Wie in Abbildung 2 dargestellt würde dies beispielsweise bedeuten, dass die im Januar veröffentlichten, stundenscharfen NTC-Prognosen nicht wie bisher nur für den Monat Februar veröffentlicht würden, sondern neu auch bis einschliesslich Juli.

Durch die Bereitstellung dieser zusätzlichen Prognosen, könnten Marktteilnehmer besser abschätzen, wie sich die Gesamtheit der geplanten und aktuell bekannten ausserplanmässigen Ausserbetriebnahmen auf die NTCs an den verschiedenen Grenzen auswirkt. Dies könnte insbesondere im Hinblick auf die unterjährige Bewirtschaftungsplanung hilfreich sein.

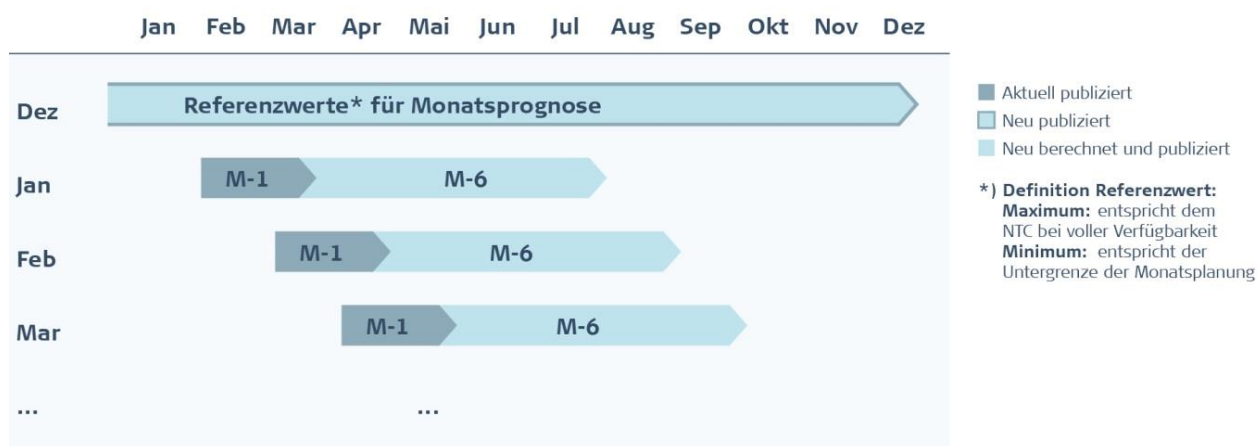


Abbildung 2 : Erweiterung des Prognosezeitraumes auf 6 Monate.

Der aktuelle Prozess für die Berechnung der Monatsprognose würde dabei grundsätzlich erhalten bleiben. Neu wäre abgesehen von dem längeren Zeithorizont jedoch auch der Vorschlag, die Referenzwerte, die als Ausgangswert bzw. Untergrenze für die Monatsprognose dienen, bereits ein Jahr im Voraus zu veröffentlichen.

Die Bereitstellung der Prognosen könnte im gleichen Format erfolgen, wie die derzeitigen Monatsprognosen, d.h. als PDF-Dokument mit stündlichen NTC-Werten auf der Swissgrid Homepage. Die mit den Nachbar-TSOs abgestimmten Referenzwerte für die Planung jeden Jahres würden jeweils im Dezember des vorangehenden Jahres an derselben Stelle als vereinfachte Tabelle veröffentlicht. Bis zu diesem Zeitpunkt würden bei den Prognosen für das Folgejahr zunächst die Referenzwerte des vergangenen Jahres unterstellt. Anhand dieser mittelfristigen NTC-Prognose werden die Marktakteure in die Lage versetzt, den mittelfristigen Einfluss relevanter Ereignisse zu erkennen und entsprechend zu reagieren.

3.3.2. Tool zur Abschätzung der Netto-Importkapazität

Bezüglich des in 3.2.2 dargestellten Informationsbedarfs schlägt Swissgrid vor, ein Tool zur Abschätzung des Zusammenhangs zwischen den Lastflüssen und der Netto-Importkapazität der Schweiz zu erstellen.

Die Bereitstellung dieses Tools würde es den Teilnehmern ermöglichen, die gleichzeitig importierbare Kapazität in der Schweiz bei verschiedenen Lastflusssituationen abzuschätzen. Hierdurch könnten sie das

Kürzungsrisiko im Fall eines gestiegenen Importbedarfes, beispielsweise aufgrund eines Energie-Engpasses (vgl. Abschnitt 2.3.1) besser einschätzen.

Marktteilnehmer könnten die aus ihrer Sicht interessanten Lastflussszenarien untersuchen, ohne ihre diesbezüglichen Prognosen mit anderen Marktteilnehmern teilen zu müssen. Wie in Abbildung 3 dargestellt, könnten die Marktteilnehmer ihre Prognosen bezüglich der Netto-Importe der Nachbarländer als „Input“ in das Tool eingeben. Auf Basis dieser Daten würde das Tool als „Output“ den maximalen Netto-Import berechnen, der sich im Rahmen der entsprechenden Lastflusssituation erzielen liesse.

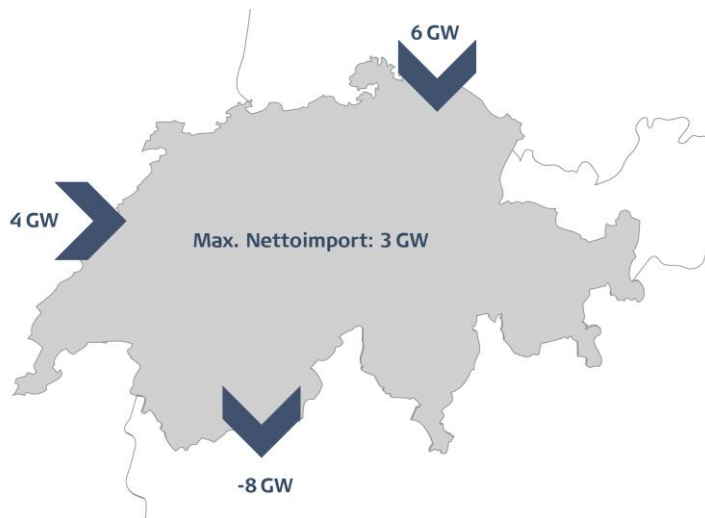


Abbildung 3: Beispielhafte Darstellung des Tools zur Abschätzung der Netto-Importkapazität.

Um den Wartungs- und Rechenaufwand für diese zusätzliche Leistung zu minimieren, müssten die Berechnungen vereinfacht werden. Zunächst würden die Ergebnisse nicht bei jeder Eingabe neu berechnet, sondern auf Basis einer Reihe von hinterlegten, statischen Szenarien linear interpoliert. Die hinterlegten Szenarien würden jeweils einmal pro Jahr unter Annahme der vollen Verfügbarkeit aller Netzelemente berechnet. Topologische Massnahmen würden dabei automatisiert anhand einer vordefinierten Liste möglicher Massnahmen berechnet. Hierdurch entstünden Ungenauigkeiten.

Darüber hinaus würde das Tool keine Angaben dazu machen, an welcher Grenze im Fall einer Überschreitung der maximalen Importkapazität zuerst gekürzt werden müsste. Für die mittelfristige Erhöhung der Genauigkeit wäre es aus Sicht der Marktteilnehmer daher wünschenswert, das Tool für verschiedene Zeitperioden (z.B. Sommer/ Winter, peak/ off-peak) zu kalibrieren und auf lange Sicht – soweit dies möglich ist – unter Berücksichtigung der prognostizierten tatsächlichen Netz- und Kraftwerksverfügbarkeiten mit einer höheren zeitlichen Granularität unterjährig zu aktualisieren.

4. Weiteres Vorgehen

Die Ergebnisse der Arbeitsgruppe „Verantwortung Versorgungssicherheit Elektrizität“ werden in Form des vorliegenden Berichtes an den VSE und Swisselectric als Input zur breiteren Diskussion weitergeleitet.

Swissgrid wird das in Abschnitt 3 vorgestellte Informationskonzept breiter konsultieren, und anschliessend, unter Berücksichtigung des Konsultationsfeedbacks implementieren.

Die Schnittstelle zwischen StromVG und LVG (OSTRAL) wird durch die EICom mit dem BWL geklärt.

Seitens der Marktteilnehmer besteht Bedarf an langfristigen Massnahmen zur Sicherung ausreichender Investitionen. Vorgeschlagen wurde eine neue Arbeitsgruppe unter Leitung des BFE. Das BFE hat diesen Vorschlag zur Kenntnis genommen und klärt entsprechende Möglichkeiten intern ab.