



13. Oktober 2021

Netzseitige Massnahmen für die Sicherstellung der kurz- und mittelfristigen Versorgungssicherheit und der Netzstabilität

Bericht zuhanden UVEK / Bundesrat

Aktenzeichen: ECom-323-14

Inhaltsverzeichnis

1	Ausgangslage	3
2	Massnahmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit	3
2.1	Abgrenzung Netz - Versorgung.....	3
2.2	Massnahmen.....	4
2.3	Beurteilung neuer Massnahmen.....	5
3	Fazit	6

Änderungsverlauf

Version	Datum	Bemerkungen
01-01	31.08.2021	Vollversion für UVEK / Bundesrat
01-02	13.10.2021	Kurzversion für Veröffentlichung



Management Summary

Mit dem Entscheid zur Botschaft zum Mantelerlass¹ vom 18. Juni 2021 hat der Bundesrat die EICom aufgefordert, in Zusammenarbeit mit Swissgrid mögliche netzseitige Massnahmen zur Sicherstellung der kurz- und mittelfristigen Versorgungssicherheit sowie Netzstabilität zu erarbeiten und bis Ende August 2021 dem UVEK zu unterbreiten.

Im Rahmen dieser Arbeiten wurden folgende sechs Massnahmenpakete identifiziert, die mit Blick auf die potenziellen Probleme per 2025 weiter vertieft werden:

1. Internationale privatrechtliche Verträge zum Verbundbetrieb (SAFA)
2. Vorzeitiger Ersatz Kuppeltransformatoren
3. Optimierung Unterhaltsarbeiten
4. Spannungserhöhungen Übertragungsnetz
5. Koordination Übertragungsnetz mit Netzebene 3
6. Anpassung Betriebskonzept

Die Evaluierung der Massnahmen zeigt, dass die wichtigsten kurzfristigen Massnahmen bereits ergriffen wurden oder sich in der Umsetzung befinden. Bei diesen Massnahmen geht es vor allem darum, diese zu beschleunigen und wenn möglich noch vor 2025 zu realisieren. Die EICom wird die zusätzlich identifizierten und oben aufgeführten Massnahmen gemeinsam mit Swissgrid und weiteren Akteuren der Branche vertiefen.

Aus der Analyse der Massnahmen ist jedoch auch ersichtlich, dass den bis 2025 realisierbaren Verbesserungschancen aus diversen Gründen enge Grenzen gesetzt sind. Deshalb empfiehlt die EICom, die Vorbereitungsarbeiten für Massnahmen nach Artikel 9 StromVG (Effizienz, Gas-Reservekraftwerk, Hydro-Reserve) weiter fortzusetzen. Die entsprechenden Analysen und Vorschläge wird die EICom bis Ende November dem UVEK unterbreiten.

¹ Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (Änderung des Energiegesetzes und des Stromversorgungsgesetzes)

1 Ausgangslage

Die Eidgenössische Elektrizitätskommission ECom hat nach Artikel 22 Absatz 3 StromVG den Auftrag, die Entwicklung der Elektrizitätsmärkte im Hinblick auf eine sichere und erschwingliche Versorgung zu überwachen. Sollte sich mittel- oder langfristig eine erhebliche Gefährdung der inländischen Versorgungssicherheit abzeichnen, hat die ECom dem Bundesrat Vorschläge für Massnahmen nach Artikel 9 StromVG zu unterbreiten (Art. 22 Abs. 4 StromVG). Aufgrund des zunehmenden Importbedarfs und der gleichzeitig zunehmenden Importrisiken hat die ECom mit Schreiben vom 10. Juni 2021 dem Bundesrat einen Vorschlag zur Vorbereitung von Massnahmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit – insbesondere mit Blick auf die kritische Situation 2025 – unterbreitet.

Die nationale Netzgesellschaft Swissgrid sorgt gem. Art. 20 StromVG dauernd für den zuverlässigen und leistungsfähigen Betrieb des Übertragungsnetzes als wesentliche Grundlage für die sichere Versorgung der Schweiz. Bei Gefährdung des stabilen Netzbetriebs ordnet sie die notwendigen Massnahmen an. Sie regelt die Einzelheiten mit den Kraftwerksbetreibern, den Netzbetreibern und weiteren Beteiligten.

Im Rahmen des bundesrätlichen Entscheids zur Botschaft zum Mantelerlass am 18. Juni 2021 hat der Bundesrat die ECom aufgefordert, in Zusammenarbeit mit Swissgrid mögliche netzseitige Massnahmen zur Sicherstellung der kurz- und mittelfristigen Versorgungssicherheit sowie Netzstabilität zu erarbeiten und bis Ende August 2021 dem UVEK zu unterbreiten. Gestützt darauf sei der Bundesrat bis Ende September 2021 zu informieren.

2 Massnahmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit

2.1 Abgrenzung Netz - Versorgung

Mit Blick auf den kurzen Zeithorizont bis 2025 stehen Massnahmen im Vordergrund, welche gestützt auf das geltende Recht durchgesetzt werden können. Netzseitige Massnahmen können primär durch Swissgrid umgesetzt werden. Der Handlungsspielraum von Swissgrid wird dabei begrenzt durch das Produktions- und Handelsverbot. Allerdings sieht Artikel 20 StromVG explizit vor, dass Swissgrid das Übertragungsnetz *als wesentliche Grundlage für die sichere Versorgung der Schweiz zu betreiben hat*. Netzseitige Massnahmen haben an der Schnittstelle zum Markt Auswirkungen auf die Verfügbarkeit von Versorgungsenergie (z.B. durch höhere Importkapazitäten).

Die Sicherstellung des stabilen Netzbetriebs wie auch die Optimierung der Leistungsfähigkeit des Übertragungsnetzes gehört zu den gesetzlichen Aufgaben von Swissgrid. Bereits seit mindestens 2015 werden die operativen Massnahmen zur Optimierung des Imports mit hohem Aufwand vorangetrieben. Mit den Weiterentwicklungen im EU-Raum (Ausdehnung der flussbasierten Marktkopplung, Einführung MinRam-Kriterium, Einführung der Balancing-Plattformen, Ausserbetriebnahme von steuerbarer Erzeugungskapazität und Trend hin zu kurzfristigen Märkten bis kurz vor Lieferung) und mit Blick auf den zunehmenden Importbedarf der Schweiz wurde der Aufwand für netzseitige Massnahmen sukzessive erhöht.

Denkbare Massnahmen können unterschieden werden anhand der zur Umsetzung notwendigen Zeitdauer (kurz-, mittel- oder langfristig) sowie gemäss dem Ansatzbereich (Netz, Verbrauch oder Produktion). Der Fokus dieses Berichts liegt gemäss BRB auf den kurz- und mittelfristigen² netzseitigen Massnahmen (N1-N3).

	kurzfristig (Art. 20)	mittelfristig (Art. 9)	langfristig (Rev. StromVG/EnG)	
Netz	N1	N2	N3	N4, N5
Verbrauch	V1	V2	V3	V4, V5
Produktion	P1	P2	P3	P4, P5

Das Gros der betrachteten Massnahmen wurde denn auch von Swissgrid identifiziert. Allerdings sind mittelfristig auch weitergehende Massnahmen denkbar, welche mittelfristig durch den Bundesrat angeordnete oder durch das Parlament gesetzlich vorgegeben werden müssten.

2.2 Massnahmen

Im Rahmen dieser Erhebung wurde ein breites Set an Massnahmen erfasst. Zahlreiche davon sind bereits bestehende und geplante Massnahmen, die in den zum Teil seit Jahren laufenden Arbeitsgruppen bei Swissgrid und ECom (z.B. für SAFA) oder in der Branche (z.B. AG Engpassmanagement) erarbeitet wurden. Im Rahmen dieser Erhebung wurden folgende sechs Massnahmenpakete identifiziert, die mit Blick auf die potenziellen Probleme per 2025 weiter vertieft werden.

Nr.	Massnahmenpakete
1	Internationale privatrechtliche Verträge zum Verbundbetrieb (SAFA)
2	Vorzeitiger Ersatz Kuppeltransformatoren
3	Optimierung Unterhaltsarbeiten
4	Spannungserhöhungen Übertragungsnetz
5	Koordination Übertragungsnetz mit Netzebene 3
6	Anpassung Betriebskonzept

² Als kurzfristig wird hier von einem Zeitbereich von 0 bis 3 Jahren, als mittelfristig einem Zeitbereich von 2 bis 6 und als langfristig einem Zeitbereich grösser 5 bis 10 Jahre ausgegangen. Dies bezieht sich jeweils auf das Wirksamwerden resp. das Inkrafttreten einer Massnahme.

2.3 Beurteilung neuer Massnahmen

i. Internationale privatrechtliche Verträge zum Verbundbetrieb

Die Schweiz ist im Verbundbetrieb das in Kontinentaleuropa grenzüberschreitend wie national am stärksten vermaschte Land. Die installierte Übertragungskapazität an den Schweizer Grenzen übersteigt den Bedarf der Schweiz um das Zwei- bis Dreifache. Deshalb ist potenziell auch viel Import möglich. Allerdings bedingt der hohe Vermaschungsgrad eine gute Abstimmung zwischen den Netzbetreibern. Die historisch getroffenen privatrechtlichen Vereinbarungen werden sukzessive durch das so genannte Synchronous Area Framework Agreement (SAFA) ergänzt bzw. abgelöst. Die Arbeiten am SAFA haben mit Blick auf die Sicherstellung der Netzstabilität, der Importkapazität und der Versorgungssicherheit deshalb weiter Priorität. Diese Arbeiten können neben übergeordneten Grundsätzen aufgegliedert werden in die Regelwerke in Zentraleuropa (CORE), an der norditalienischen Grenze wie auch in den weiteren bilateralen Kooperationen für die Bereitstellung von Redispatchenergie. Ebenfalls in den Bereich der Verbundregeln fallen weitere Massnahmen wie die Klärung von Governancefragen und Verantwortlichkeiten bei den internationalen Handelsplattformen. Unsicher bleibt in jedem Fall, ob in den Nachbarländern auch entsprechende Energiemengen verfügbar sein werden.

Zwischenfazit: Die Wirkung der Massnahmen zur Regelung des Verbundbetriebs ist hoch. Allerdings kann aufgrund der Komplexität der Märkte und der politischen Lage nicht davon ausgegangen werden, dass sich die entsprechenden privatrechtlichen Regelungen (SAFA) rechtzeitig und im gewünschten Umfang realisieren lassen.

Als weitere Komplikation kommt hinzu, dass unter dem Clean Energy Package (Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt) das SAFA erweitert werden muss mit unter anderem sg. System Operation Regions (SOR) und Regional Coordination Centers (RCC). Die europäische Regulierungsbehörde ACER hat die Schweiz explizit von der Teilnahme an der SOR Central ausgeschlossen, und somit implizit ebenfalls die Teilnahme an den RCCs untersagt, da SOR und RCC im Clean Energy Package regulatorisch gekoppelt sind. Die Zusammenarbeit zwischen den SOR Central soll ebenfalls auf Basis eines privatrechtlichen Vertrags geregelt werden. Über diesen Vertrag wird im Augenblick verhandelt, ein Abschluss ist bis Ende 2021 vorgesehen. Die RCCs sollen per 1. Juli 2022 operativ werden.

ii. Massnahmen im Übertragungsnetz

Mit Blick auf mögliche Netzverstärkungen wurden insbesondere drei Massnahmen identifiziert, welche weiter vertieft werden:

- Erstens wird ein vorzeitiger Ersatz einzelner Kuppeltransformatoren 380/220kV geprüft. Der Ersatz durch separat längs- und quergeregelte Transformatoren hilft, kritische Netzbelastungen zu vermeiden. Diese Transformatoren können im Vergleich zu Massnahmen an Leitungen relativ einfach ersetzt werden. Weitere Untersuchungen zu dieser aufwändigen und teuren Massnahme erscheinen sinnvoll.
- Zweitens werden die Unterhaltsarbeiten optimiert. Dies beinhaltet einerseits die Durchführung von Wartungsarbeiten unter Spannung, die bereits in Pilotprojekten erprobt wurden. Dabei werden z.B. Isolatorenketten unter Spannung ausgetauscht. Andererseits können die Wartungsintervalle durch statistische Analysen weiter optimiert werden.
- Drittens sind die Möglichkeiten für Spannungserhöhungen auszuschöpfen. Ein systematischer Ersatz von 220-kV-Leitungen durch 380-kV-Leitungen, wie in der Massnahme beschrieben, ist für 2025 nicht realistisch. Wenn jedoch die Leitungen zwischen Bassecourt und Mühleberg sowie zwischen Chamoson und Chippis bis 2025 mit höherer Spannung betrieben werden können, wäre dies ein erster Schritt. Weiter ist das Verfahren für die Umspannung der Gemmi-Leitung (Verbindung zwischen Chippis und Bickigen) mit höherer Priorität als heute voran zu treiben. Diese Leitung ist zentral für die Bewirtschaftung der Kraftwerke im Wallis, insbesondere auch für die Bewirtschaftung des Kraftwerks Nant de Drance.

Zwischenfazit: Diese Massnahmen haben einiges Potenzial, um die Verfügbarkeit und die Leistungsfähigkeit im Übertragungsnetz zu verbessern. Da die Belastung der Netzelemente zunehmend vom Marktdesign im EU-Raum abhängt, stellt sich die Frage, inwiefern die zusätzlich gewonnene Kapazität tatsächlich der Schweizer Versorgungssicherheit helfen wird.

iii. Organisatorische Massnahmen

Aus organisatorischer Sicht drängen sich vor allem zwei Massnahmen auf, welche mit hoher Priorität weiterbearbeitet werden müssen:

Mit Artikel 8 StromVG sind die Schweizer Netzbetreiber schon heute verpflichtet, den Netzbetrieb untereinander und mit den Kraftwerken zu koordinieren. Diverse Situationen in den vergangenen Jahren haben gezeigt, dass insbesondere die Koordination zwischen Swissgrid und den Betreibern der Netzebene 3 sowie den Kraftwerken optimiert werden kann. Neben abgestimmten Planungsprozessen und dem automatisierten Datenaustausch wären insbesondere auch die verbesserte Koordination bei topologischen Massnahmen zur Optimierung der Lastflüsse zu erwähnen. Die diesbezüglichen Arbeiten (z.B. Umsetzung der technischen Kodizes) sind schon länger aufgegleist, erweisen sich aber aufgrund der heterogenen Struktur als langwierig.

Swissgrid sieht einiges Potenzial durch die Anpassung des Betriebskonzepts. Durch innovative Verfahren liesse sich das Netz zeitweise auch in einem n-sicheren Zustand (und nicht n-1-sicher) betreiben, ohne dabei die Netzsicherheit zu gefährden. Dies würde sich potenziell positiv auf die Leistungsfähigkeit des Transportnetzes auswirken und es wäre weniger Energie für Redispatch notwendig. Die Verfahren werden bei einigen anderen TSO bereits angewendet. Die verschiedenen Ansätze können einzeln umgesetzt werden, lassen sich aber auch kombinieren. Die konkrete Implementierung hat jedoch direkten Einfluss auf die Netzstabilität und betrifft u.U. auch die Betreiber der unterliegenden Netzebenen – eine allzu zeitnahe Umsetzung erscheint deshalb wenig wahrscheinlich. Relativ einfach umsetzbar erscheint die Option, dass Importe differenziert nach Spannungsebene 220 kV und 380 kV erfolgen: da die Importe meist durch die Kuppeltransformatoren 380/220kV oder 220 kV-Leitungen begrenzt werden, könnten Importe, welche verbindlich auf 380kV «verpumpt» werden, die Importvolumina insgesamt erhöhen und dabei die Energie in der Schweiz speichern – was just in Krisenzeiten ein entscheidender Faktor sein könnte. Damit verbunden wäre auch die Vertiefung der Massnahme, dass die (betroffenen) Kraftwerke ihre Fahrpläne mit einer höheren Verbindlichkeit anmelden müssen, so dass die Auswirkungen auf den Netzbetrieb besser abgeschätzt werden können und somit einen optimierten Netzbetrieb ermöglichen. Eine weitere organisatorische Massnahme betrifft die manuellen Lastabwürfe, die sich bereits in Umsetzung befindet.

Zwischenfazit: die Optimierung der organisatorischen Abläufe kann weitgehend ohne langwierige Verfahren und unabhängig von ausländischen Entscheidungen realisiert werden. Herausforderungen sind eher in der Komplexität der Abläufe und in der Heterogenität der involvierten Akteure zu vermuten.

3 Fazit

Die Evaluierung der Massnahmen zeigt, dass die wichtigsten kurzfristigen Massnahmen bereits ergriffen wurden oder sich in der Umsetzung befinden. Bei diesen Massnahmen geht es vor allem darum, diese zu beschleunigen und wenn möglich noch vor 2025 zu realisieren. Die ECom wird die zusätzlich identifizierten und oben aufgeführten Massnahmen gemeinsam mit Swissgrid und weiteren Akteuren der Branche vertiefen.

Aus der Analyse der Massnahmen ist jedoch auch ersichtlich, dass den bis 2025 realisierbaren Verbesserungschancen aus diversen Gründen enge Grenzen gesetzt sind:

- die effektivsten Verbesserungsmöglichkeiten bei der Optimierung des internationalen Verbundbetriebs hängen zunehmend von (sachfremden und politischen) Entscheidungen im Ausland ab;

- neben den Übertragungsnetzkapazitäten ist auch die Energieverfügbarkeit in den umliegenden Ländern in die Betrachtungen miteinzubeziehen. Die Reduktion der gesicherten Produktionsleistung führt zu einer Abnahme der Planbarkeit und damit der Liefersicherheit;
- die Massnahmen zur physischen Verstärkung des Übertragungsnetzes sind entweder abhängig von sehr langen Verfahren für die Bewilligung oder werden potenziell für die weitere Optimierung der Märkte im EU-Raum genutzt;
- die betrieblichen Optimierungen sind z.T. sehr komplex, bedürfen der Zustimmung der beteiligten Akteure und allenfalls auch gesetzlicher und regulatorische Anpassungen.

Aus diesem Grund empfiehlt die ECom, die Vorbereitungsarbeiten für Massnahmen nach Artikel 9 StromVG (Effizienz, Gas-Reservekraftwerk, Hydro-Reserve) weiter fortzusetzen. Die entsprechenden Analysen und Vorschläge wird die ECom bis Ende November dem UVEK unterbreiten.