



Schlussbericht

System Adequacy 2020

Studie zur Versorgungssicherheit der Schweiz im Jahr 2020

20. Dezember 2017



1. Einleitung der ElCom

Eine sichere Stromversorgung wird für die gesellschaftliche und wirtschaftliche Entwicklung vorausgesetzt. Bei der Beurteilung der Versorgungssicherheit kommt der ElCom eine wichtige Rolle zu: Das Stromversorgungsgesetz sieht vor, dass sie die Entwicklung der Elektrizitätsmärkte im Hinblick auf eine sichere und erschwingliche Versorgung beobachtet und überwacht. Der Zustand, dass in der Regelzone Schweiz die Ausgeglichenheit zwischen Produktion (inkl. Import) und Verbrauch (inkl. Export) zu jeder Zeit sichergestellt werden kann, wird als Systemadäquanz (engl. System Adequacy)¹ bezeichnet.

Während im Sommer in der Schweiz mehr Strom exportiert als importiert wird, zeigt sich die Situation im Winterhalbjahr umgekehrt: Seit vierzehn Jahren importiert die Schweiz im Winter netto Strom. Im Winter 16/17 waren es fast 10 Terawattstunden (TWh), was knapp ein Drittel des inländischen Winterverbrauchs ausmacht. Der Trend zu mehr Import dürfte mit den in den beiden nächsten Jahrzehnten geplanten Ausserbetriebnahmen der Kernkraftwerke und ohne substanziellen Zubau neuer Kapazitäten für die Winterproduktion weiter zunehmen. Grundsätzlich hat die Schweiz aber – im Vergleich zu anderen Ländern – aufgrund der zentralen Lage in Europa, der guten Einbindung in den europäischen Verbundbetrieb und den Speichermöglichkeiten in den Alpen gute Voraussetzungen, um die Stromversorgung auch mit substanziellem Import sicherzustellen.

Die Frage, inwiefern die Versorgungssicherheit mit Blick auf die weiteren energiepolitischen Entwicklungen in Europa und in der Schweiz als sicher und erschwinglich angesehen werden kann, hat sich in den vergangenen zwei Jahren akzentuiert. Die ElCom hat deshalb Swissgrid beauftragt, die Systemsicherheit im Rahmen einer analytischen Betrachtung zu ermitteln. Die nachfolgenden Seiten fassen die regulatorischen Rahmenbedingungen zu dieser Betrachtung sowie die Interpretation der Ergebnisse aus Sicht der ElCom zusammen. Der Bericht der Swissgrid zur Analyse der Systemsicherheit beginnt ab Seite 12.

¹ Die Systemadäquanz setzt sich zusammen aus Netz- und Produktionsadäquanz



2. Versorgungssituation im Winter

Winter 2015/16

Anfang Winter 2015/16 warnte Swissgrid vor einer angespannten Netz- und Versorgungssituation. Hintergrund dazu war die zu diesem Zeitpunkt teilweise durch die ungenügende 380/220 Kilovolt (kV) Transformierungskapazität eingeschränkte Importkapazität. Dies war insofern kritisch, als die Ausfälle der Kernkraftwerke Beznau 1 und 2 (KKB I und II) sowie die unterdurchschnittliche hydraulische Produktion (Einspeisung durchwegs auf der 220 kV-Ebene) durch Importe primär auf der 380 kV-Ebene kompensiert werden mussten. Aufgrund der nicht ausreichenden Kapazität zur Transformation der auf der 380 kV-Ebene importierten Elektrizität auf die 220 kV-Ebene bestand aufgrund der Ausfälle von KKB I und II insbesondere an den Knoten Beznau und Breite ein Engpass. In der Folge wurden diverse netztechnische Massnahmen getroffen:

- Provisorische Netztopologie für die Nutzung des Kuppeltransformators in Laufenburg
- Nutzung eines Nottransformators in Tierfehd
- Spezielle Netzanbindung verschiedener Pumpspeicherkraftwerke im In- und Ausland
- Erhöhung der Kontrollintervalle an kritischen Betriebsmitteln
- Gezielte Verschiebung von Ausserbetriebnahmen potenziell kritischer Infrastrukturelemente

Marktseitig wurden folgende Massnahmen umgesetzt:

- Maximierung der für den Markt verfügbaren Importkapazität
- Vorgezogene Beschaffung von Regelleistung
- Sensibilisierung der Bilanzgruppen für die Gewährleistung der Ausgeglichenheit durch die Aufhebung der Preisbegrenzung für Ausgleichsenergie
- Reservation von Redispatch-Energie an potenziell engpassbehafteten Netzknoten
- Temporäre Verschiebung von Exportkapazität von den Monats- in die Tagesauktionen

Diese Massnahmen wie auch die mildernden Temperaturen Anfang 2016 haben zur Entspannung der Situation beigetragen.

Da die Preise im Winter 2015/16 nur moderat anstiegen, stellte sich die Frage, inwiefern der Markt mögliche Engpässe im Inland überhaupt zu erkennen vermag und wer letztendlich für die Versorgungssicherheit verantwortlich ist, um auch in Krisensituationen ausreichende Reserven vorzuhalten. Deshalb wurden die Schnittstellen und Verantwortlichkeiten beim Netzbetrieb einerseits und der Versorgung andererseits im Rahmen einer Arbeitsgruppe geklärt. Eine der Schlussfolgerungen dieser Arbeitsgruppe war, dass Swissgrid erstens mehr Planungssicherheit bei der Systemdienstleistungsbereitstellung und zweitens bestmögliche Transparenz zur Importkapazität schafft, damit die Kraftwerksbetreiber und Versorger die Importrisiken besser einschätzen können.



Winter 2016/17

Die Netzverfügbarkeit war im Winter 2016/17 in Bezug auf die Importkapazität dank den von Swissgrid getroffenen Massnahmen (insbesondere nach der Inbetriebnahme des Transformators im Unterwerk Beznau) deutlich höher als im Winter zuvor. Allerdings fehlten durch den längeren Ausfall der Kernkraftwerke Leibstadt und Beznau I rund 18% der gesamtschweizerischen Stromproduktion. Da gleichzeitig der Kraftwerkspark in Frankreich und Belgien eine ungewöhnlich tiefe Verfügbarkeit aufwies, notierten die Grosshandelspreise teilweise auf hohem Niveau und widerspiegeln diesmal diese Knappheit. Die Folge war eine – preislich bedingte – reduzierte Ausnutzung der Exportkapazitäten nach Italien über das Winterhalbjahr, in einigen Stunden auch mit substanziellen Importen aus Italien. Mit Wiederinbetriebnahme des Kernkraftwerks Leibstadt, der höheren Verfügbarkeiten der Grundlastkraftwerke in Frankreich sowie deutlich milderen Temperaturen ab Februar 2017 entspannte sich die Situation und die Preise notierten wieder tiefer.

Versorgungssicherheit im Winter als politisches Thema

Wegen den angespannten Versorgungssituationen in den vergangenen Wintern bekam das Thema Versorgungssicherheit in der politischen Diskussion höhere Priorität. So wurden zur Anpassung des Marktdesigns diverse Modellvorschläge entwickelt und parlamentarische Vorstösse eingereicht, welche alle unter anderem auch mit der Stärkung der Versorgungssicherheit begründet wurden. Da die Festlegung des Marktdesigns grundsätzlich eine politische Aufgabe des Bundesrates und Gesetzgebers ist, hat die ElCom zu den vorgeschlagenen Modellen bewusst keine Position bezogen. Allerdings hat die ElCom im April 2017 angeregt, vor einer allfälligen Anpassung des Marktdesigns zunächst Klarheit über deren Ziele zu schaffen. Zu unterscheiden sei dabei insbesondere zwischen strukturellen Zielen (wie z.B. Erhöhung Eigenversorgungsgrad), Massnahmen im Rahmen der bestehenden Rechtsgrundlage (wie z.B. die Vorhaltung einer strategischen Reserve) sowie der finanziellen Stützung der bestehenden Kraftwerke, bzw. deren Eigentümern.

3. Studie 2017 zur Systemadäquanz im Jahr 2020

Aufgrund der beschriebenen Ausgangslage hat die ElCom Anfang 2017 beschlossen, eine Studie zur Systemadäquanz der Schweiz erstellen zu lassen. Ziel war dabei eine stundenscharfe Prognose von möglichen Versorgungssicherheitsengpässen in der mittelfristigen Zukunft. Als geeignete Methode wurde eine von ENTSO-E² und im Pentalateralen Energie-Forum (PLEF) angewandte probabilistische Methode gewählt. Da Swissgrid 2015 diese Methode mitentwickelt und im Hinblick auf die Schweizer Besonderheiten adaptiert hat, sowie über die nötigen Kompetenzen und Daten verfügt, wurde Swissgrid mit der Ausarbeitung der Studie beauftragt. Die Wahl des Zeithorizonts sowie die Definition des Basisszenarios und der Stressszenarien erfolgten durch die ElCom.

² European Network of Transmission System Operators for Electricity



Fokus auf 2020

Der Entscheid, die Versorgungssituation im Jahr 2020 genauer anzuschauen, ist aufgrund folgender Überlegungen erfolgt:

- das Kernkraftwerk Mühleberg ist voraussichtlich ab Ende 2019 ausser Betrieb
- der Status des innerschweizerischen Netzausbaus ist für 2020 mit geringen Unsicherheiten behaftet
- die Unsicherheiten zum deutschen Kraftwerkspark sind noch gering (KKW in Süddeutschland noch in Betrieb, vorhandene Reserven bekannt)
- die Unsicherheiten zu den Netzausbauvorhaben zur Beseitigung der innerdeutschen Engpässe sind ebenfalls gering (wesentliche Trassen 2020 noch nicht verfügbar)
- potentiell nötige Massnahmen gemäss StromVG sind bis 2020 noch umsetzbar (betriebliche Massnahmen, Priorisierung bei den Transformatoren, Antrag an Bundesrat gemäss Art. 9 StromVG)
- die politische Diskussion wird primär mit Fokus auf eine Anpassung im Gesetzesrahmen (Überprüfung Marktdesign im Rahmen der geplanten Revision StromVG – bis 2020 nicht realistisch) geführt

Wahl des Modells

Die Stromversorgung ist historisch mit Fokus auf die nationalen Märkte gewachsen. Entsprechend auf nationale Bedürfnisse ausgerichtet waren denn auch die Kennzahlen, welche im Rahmen der UCTE³ (später ENTSO-E) für die Messung der Versorgungssicherheit verwendet wurden: Üblich war eine Leistungsbetrachtung für die Stunden mit der höchsten Last einer Regelzone. Typischerweise wurde der verfügbare Kraftwerkspark im Winter im Verhältnis zur Höchstlast an einem Wochentag (3. Mittwoch im Monat) betrachtet. Die entsprechende Kapazitätsreserve wurde als „remaining capacity“ ausgewiesen.

Der grenzüberschreitende Austausch hatte insbesondere an den Nordgrenzen der Schweiz (Stern von Laufenburg) sowie an der italienischen Nordgrenze (Importbedarf Italiens) schon lange vor der Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes in der EU einen grossen Stellenwert. Die Liberalisierung in der EU und der zunehmende grenzüberschreitende Stromaustausch bedingten eine engere internationale Abstimmung für die Nutzung der Transportkapazität. Betrachtungen zur Systemadäquanz werden deshalb verstärkt unter Berücksichtigung der Importe und Exporte gemacht. Der massive Ausbau von Produktion mit erneuerbarer Energie (viel installierte Leistung mit eher kurzer Nutzungsdauer) ist ebenso ein Grund, weswegen die bisherigen Modelle für die Berechnung der Generation Adequacy („Produktionsadäquanz“) überarbeitet werden mussten. Die TSO⁴ haben daher in den letzten Jahren die Instrumente zur Berechnung der Systemadäquanz gezielt weiterentwickelt.

³ Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity

⁴ Transmission system operators (Übertragungsnetzbetreiber)



Die ElCom hat sich deshalb entschieden, auf die von den TSO im Rahmen des PLEF erarbeitete probabilistische Methode zur Bestimmung der Systemadäquanz abzustellen. Diese entspricht dem „State of the Art“. Zudem werden für die N-1-Rechnung, wie sie auch in der operativen Planung für den Echtzeitbetrieb verwendet werden, vergleichbare Modelle verwendet. Da die Schweiz weitestgehend die Preise der benachbarten Grosshandelsmärkte „importiert“, wurde der möglichst realistischen Abbildung der verfügbaren Kapazitäten für den Import und Export entsprechend hohe Beachtung geschenkt.

Bei den Annahmen zu den Marktparametern hat die ElCom zur Gewährleistung der Nachvollziehbarkeit und zur Reduktion der Komplexität auf öffentlich verfügbare Daten abgestellt. So wurden insbesondere die

- Verbrauchsprognosen⁵
- Annahmen zum Kraftwerkspark⁵
- Preisentwicklung für Kohle, Öl und Gas⁶
- Kosten für CO₂⁶

auf den von ENTSO-E oder der International Energy Agency erhobenen und verwendeten Fundamentaldaten abgestellt. Daneben wurden verschiedene Anpassungen des Modells zur besseren Abbildung der Schweizerischen Gegebenheiten durchgeführt. Diese sind im Bericht von Swissgrid dokumentiert.

Wahl der Szenarien

Im Unterschied zu den ersten Rechnungen, die im Rahmen des PLEF für die Schweiz gemacht wurden, wurde die Verfügbarkeit der Importkapazitäten auf Basis der realen NTC⁷-Festlegung durch die TSO angenommen. Weiter wurden die Basisdaten für das Klima von 12 auf 34 Jahre ausgedehnt. Dies hat zur Folge, dass z.B. die „strengen“ klimatischen Bedingungen des Winters 1985 mit berücksichtigt wurden.

Das wahrscheinliche Szenario (Basisszenario) für das Jahr 2020 beinhaltet folgende Annahmen:

- das Kernkraftwerk Mühleberg (KKM) ist ausser Betrieb
- die Kernkraftwerke Beznau I und II (KKB I+II), Gösgen (KKG) und Leibstadt (KKL) sowie die Pumpspeicherkraftwerke Linth-Limmern sind mit der üblichen Verfügbarkeit in Betrieb
- das Kraftwerk Nant de Drance ist (mit netztechnisch bedingten Einschränkungen) in Betrieb
- die Spannungserhöhung der Leitung zwischen Bassecourt und Mühleberg ist noch nicht erfolgt
- die Kuppeltransformatoren zwischen der 380kV und 220kV-Ebene wurden gemäss Mehrjahresplan 2016 verstärkt

⁵ ENTSO-E Midterm Adequacy Forecast (MAF)

⁶ International Energy Agency world energy outlook

⁷ Net transfer capacity



- die Verfügbarkeit der grenzüberschreitenden Kapazitäten entspricht den bereits heute zwischen den TSO vereinbarten Werten (welche aber im Hinblick auf 2020 angepasst werden)
- die Preiszonen Deutschlands und Österreichs sind getrennt

Daneben hat die ElCom, zur Berücksichtigung möglicher Unsicherheiten, drei Stressszenarien definiert:

1. die KKL und KKG sowie Grundlastkraftwerke in Frankreich im Umfang von 20 Gigawatt sind im Winterhalbjahr ausser Betrieb, kein Import aus Italien im Januar und/oder Februar.
2. Alle CH-KKW im Winterhalbjahr ausser Betrieb, kein Import aus Italien im Januar.
3. Alle CH-KKW im Winterhalbjahr sowie Grand Dixence ganzjährig ausser Betrieb, kein Import aus Italien im Januar.

Die Begründung für die Wahl der Szenarien: Erste Proberechnungen haben gezeigt, dass das Modell für Szenarien wie im letzten Winter 2016/17 auch für härtere Klimajahre keine Versorgungsengpässe feststellt. Aus diesem Grund wurde für das strengste Stressszenario 1 auf Basis der Situation im Winter 2016/17 die Nicht-Verfügbarkeiten von Grundlastkraftwerken erhöht und zeitlich verlängert. Zu beachten ist, dass die Eintretenswahrscheinlichkeiten der Stressszenarien nicht probabilistisch modelliert sind. Das heisst, dass keine quantitative Aussage gemacht werden kann, wie wahrscheinlich ein Stressszenario eintritt. Nur wenn ein Stressszenario tatsächlich eintritt, gelten die numerischen Aussagen zur Häufigkeit und zum Umfang der darin festgestellten Versorgungsengpässe.

Interpretation der Ergebnisse

Das verwendete Modell ist umfassend und komplex. Es werden in stündlicher Auflösung für zahlreiche Länder Eingangsgrössen kombiniert und Ergebnisse ausgegeben. Die hohe Komplexität des Modells darf aber nicht darüber hinwegtäuschen, dass es die Realität der Märkte dennoch nur vereinfacht abzubilden vermag. Das Modell berücksichtigt zum Beispiel nicht, dass die Marktinformationen nicht vollständig vorliegen (z.B. gibt es in der Realität unterschiedliche Preise je Markt – je nach Vorlauf/Fristigkeiten). Weiter sind politische Entscheidungen (z.B. Aufteilung von Preiszonen, Redispatcheinsatz zugunsten Export, CO₂-Politik) sowie die Preisentwicklung von Energie insgesamt (Öl, Gas, Kohle) als exogene Faktoren in den Eingangsgrössen der Szenarien abgebildet. Das heisst, dass grundsätzliche Markt(design)parameter nicht im Sinne von variablen Parametern bzw. Szenarien einfließen.

Diese Vereinfachungen bedeuten nicht zwangsläufig, dass das Modell die Situation systematisch über- oder unterschätzt. Folgende Annahmen im Modell sind mit Unsicherheiten behaftet und führen dazu, dass das Ergebnis eher zu optimistisch oder zu pessimistisch ausfällt:



	Ergebnis zu	
	optimistisch	pessimistisch
Exportbereitschaft der Nachbarländer*	x	
Fehlende institutionelle Einbindung in den EU-Binnenmarkt	x	
Landesübergreifend optimierter KW-Einsatz	x	
Zusätzliche** Ausserbetriebnahmen von Grundlast-KW	x	
Volle Informationsverfügbarkeit über den Zeitraum von einer Woche	x	
Keine Preissensitivität verbrauchsseitig in CH		x
Preissensitivität angebotsseitig (z.B. Notstromaggregate)		x

*Diese Annahme ist vielschichtig und beinhaltet u.a., dass

- wirtschaftspolitische Entscheidungen der Nachbarländer gravierende Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit der Schweiz haben können
- (auch importierte) Preisspitzen zugelassen werden
- die Bereitschaft von Seiten Politik, nationaler Regulator und TSO gegeben ist, z.B. notwendige Redispatchmassnahmen oder Abrufe für Reserven für die Aufrechterhaltung von Exporten, von denen andere Länder profitieren, national zu finanzieren.

** d.h. über den Rahmen der Nichtverfügbarkeiten von Grundlast-KW in den Stressszenarien hinaus

4. Schlussfolgerungen der ElCom

Die Ergebnisse aus den analytischen Betrachtungen sollten nicht als Prognose angesehen, sondern vielmehr als Indiz für die Beurteilung der Robustheit des Systems herangezogen werden.

Die numerischen Ergebnisse für 2020 zeigen, dass die Systemadäquanz der Schweizer Preis- bzw. Regelzone im Basisszenario gewährleistet sein dürfte: von einem Versorgungsausfall ist nicht auszugehen, die Werte für die „Energy Not Supplied“ (ENS) und „Loss Of Load Expectation“ (LOLE) für das wahrscheinliche Basisszenario betragen nahezu Null. Dies ist für „den Normalfall“ als plausibel zu betrachten, da der jährliche Stromverbrauch der Schweiz nur rund 4% des Gesamtstromverbrauchs in Europa ausmacht. Mit diesem Fokus drängen sich deshalb keine Massnahmen auf.

Das Eintreten von Stresssituationen (längere Kälteperiode bei eingeschränkter Kraftwerksverfügbarkeit in Frankreich) ist jedoch nicht unrealistisch, wenn auch die Eintrittswahrscheinlichkeit derartiger Szenarien eher gering ist. Auch wenn das System noch Reserven beinhaltet, sind operativ vorbereitete und situativ mögliche Abhilfemassnahmen für extreme Situationen eher beschränkt. Die in den Stressszenarien resultierenden Ergebnisse zeigen gewisse Probleme auf, die jedoch im Rahmen der zur Verfügung stehenden operativen Massnahmen der Swissgrid im Netzbetrieb aufgefangen werden können.



Es erscheint einerseits plausibel, dass aufgrund der zentralen geographischen Lage der Schweiz und der starken elektrischen Anbindung zu Deutschland und Frankreich die Systemadäquanz trotz zunehmenden Importen gewährleistet werden kann. Andererseits haben insbesondere Frankreich aber auch Italien im Winter zunehmend ein strukturelles Problem mit zu wenig Grundlastkraftwerken. In Deutschland ist die zukünftige Exportbereitschaft in Richtung Süden aufgrund der fehlenden Transportkapazitäten innerhalb Deutschlands von der Verfügbarkeit von Reservekraftwerken im Süden Deutschlands abhängig.

Die Aussagekraft der numerischen Resultate per se ist aber aufgrund der Modell-inhärenten Vereinfachungen sowie der hohen Sensitivität der Ergebnisse auf die Annahmen zu relativieren. Die Modellrechnungen setzen voraus, dass der Markt spielt und die Exportbereitschaft und -fähigkeit der Nachbarländer auch in kritischen Situationen vorhanden ist. Die grundlegende Unsicherheit, ob die getroffenen Annahmen richtig sind, lässt sich zudem nicht ausschliessen. Die Ergebnisse sind daher auch mit eben diesen Unsicherheiten behaftet. Es ist daher zu betonen, dass ein Systembetrieb hart an den Grenzen, wie z.B. in den Stressszenarien, nicht ohne Risiko für eine sichere Versorgung ist.

Aus diesen Überlegungen heraus sollte, neben den numerischen Betrachtungen aus der Systemadäquanz, auch der Importbedarf im Winterhalbjahr als ebenso relevante wie auch aussagekräftige Kenngrösse für die Beurteilung der Verletzlichkeit der Versorgungssicherheit mit berücksichtigt werden. Die Fähigkeit, auf unvorhergesehene Entwicklungen reagieren zu können, hängt wesentlich von den im System vorhandenen und operativ beeinflussbaren Reserven ab. Dass für Extremszenarien eine zusätzliche (Energie-) Reserve für die kritischen Wochen gegen Ende des Winterhalbjahres vorgehalten wird, wäre aufgrund der Ergebnisse eine prüfbare Option. Allerdings bedingt diese Option Markteinschränkungen. Mögliche Marktverzerrungen und Fehlanreize sind deshalb zu berücksichtigen.

Gestützt auf diese Einschätzung kommt die ElCom zum Schluss, dass aktuell dem Bundesrat zwar keine Massnahmen nach Artikel 9 StromVG vorgeschlagen werden müssen, aber

- wegen der tendenziell zunehmenden Importrisiken die politische Diskussion zu den Rahmenbedingungen für eine angemessene Produktion im Inland (d.h. der Anteil der inländischen Jahres- (Winter-)produktion gemessen am inländischen Jahres- (Winter-)verbrauch) weitergeführt werden muss,
- die Bestrebungen zur Optimierung, bzw. Maximierung der (Netto-) Importverfügbarkeit weiterhin hohe Priorität haben müssen,
- die organisatorischen Vorbereitungen für die Durchführung manueller Lastabwürfe zu treffen sind,
- die Versorgungssituation in den kritischen Monaten weiter zu beobachten ist und
- als Option für eine zusätzliche Absicherung gegenüber Extremsituationen eventuell eine strategische Reserve und ggf. andere Alternativen zu prüfen wären.



Aufgrund der gegebenen langen Vorlaufzeit für die Ergreifung von politischen Massnahmen zur Behebung struktureller Engpässe (sowohl für Netzausbau als auch für Kraftwerkskapazität) wird die ElCom nächstes Jahr Swissgrid beauftragen, eine analytische Betrachtung zur Systemadäquanz für das Jahr 2025 zu erstellen. Dabei wird auch der aktuelle Stand der Implementierung der Energiestrategie 2050, insbesondere die zusätzliche Eigenproduktion auf Basis der erneuerbaren Energien, mit zu berücksichtigen sein. Aufgrund der Veränderungen im Umfeld (Netzkapazität, Kraftwerkskapazität,...) erscheint es zweckmässig, die Wahl der Szenarien alle zwei Jahre zu hinterfragen und die Modellrechnungen nachzuführen.



Datum: 20. Dezember 2017

Ort: Bern

Auftraggeber:

Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom
Effingerstrasse 39
CH-3003 Bern
www.elcom.admin.ch

Auftragnehmer:

Swissgrid AG
Werkstrasse 12
CH-5080 Laufenburg

Autor:

Swissgrid

«System Adequacy 2020»–

Studie zur Versorgungssicherheit der Schweiz im Jahr 2020

Im Auftrag der ElCom

Abschlussbericht

Autor: Swissgrid

Inhaltsverzeichnis

1. Executive Summary	13
2. Abkürzungsverzeichnis	17
3. Hintergrund, Motivation und Aufbau des Berichts	18
4. Methodik	21
4.1. Probabilistische Eingangsgrössen	21
4.1.1. Klimaabhängige probabilistische Eingangsgrössen	22
4.1.2. Klimaunabhängige probabilistische Eingangsgrössen	26
4.2. Konstante Eingangsgrössen	27
4.3. Simulation	27
4.4. Adequacy-Indikatoren	29
4.5. Abschätzung der Konvergenz und Anzahl der nötigen Iterationen	29
5. Annahmen in Basisszenario und Stressszenarien	31
5.1. Systemgrenze	31
5.2. Verbrauch und Kraftwerkspark im Jahr 2020	32
5.3. Annahmen zu Brennstoff- und CO ₂ -Preisen	34
5.4. Annahmen zu Grenzkapazitäten (NTC)	35
5.5. Regelreserven	36
6. Resultate und Interpretationen	38
6.1. Basisszenario (Base Case)	38
6.2. Stressszenario 1: Produktionsausfall in der Schweiz und im Ausland	40
6.3. Stressszenarien 2 und 3: Produktionsausfall in der Schweiz	42
7. Schlussfolgerungen	45

1. Executive Summary

Mit der Liberalisierung des Strommarkts und den technologischen Entwicklungen im Bereich der neuen erneuerbaren Energien ist es zu starken Veränderungen des europäischen Stromsystems gekommen. Internationaler Stromhandel und dargebotsabhängige Erzeugung aus Windkraft, Laufwasserkraft und Photovoltaik machen bereits heute einen signifikanten Anteil der Stromversorgung aus, der zukünftig noch weiter wachsen wird. Neben den daraus resultierenden positiven Effekten in Bezug auf die Nachhaltigkeit der Stromerzeugung entstehen neue Herausforderungen, z.B. hinsichtlich der Kosten dieses Systemumbaus. Auch können mögliche negative Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit entstehen, die für eine hochentwickelte Industrieregion wie Europa (und die Schweiz) von besonderer Bedeutung ist.

Obwohl Swissgrid nicht für die Energieversorgung der Endkunden verantwortlich ist, kommt ihr als Systemverantwortliche für den Unterhalt, Ausbau und den Betrieb des Schweizer Stromübertragungsnetzes eine wichtige Rolle bei der Versorgungssicherheit zu. Sie ist kurzfristig für die Systemsicherheit („System Security“) und mittel- und langfristig für die Verfügbarkeit des Übertragungsnetzes („Transmission Adequacy“) verantwortlich. Auch wenn Swissgrid nicht für den Bau und den Betrieb von Kraftwerken („Generation Adequacy“) zuständig ist, spielen die Verfügbarkeit und die Ausbaupläne von Kraftwerken eine wichtige Rolle, damit auch zukünftig ein sicherer Stromnetzbetrieb gewährleistet werden kann. Swissgrid verfügt aufgrund ihrer Aufgaben im Rahmen der strategischen Netzplanung sowie durch die Zusammenarbeit mit den europäischen Übertragungsnetzbetreibern über die methodischen Kenntnisse, um auch diese Fragen gemäss internationalem „state of the art“ der TSOs¹ zu analysieren.

Vor diesem Hintergrund hat die ElCom Swissgrid beauftragt, die von der ElCom vorgegebenen Szenarien der «System Adequacy» in der Schweiz für das Jahr 2020 zu berechnen. Mittels einer von Swissgrid durchgeführten Analyse soll die Frage: «Gibt es zukünftig in der Schweiz ausreichend Erzeugungs- und/oder Importkapazität, um die Versorgung auch in Stunden mit hoher Stromnachfrage zu gewährleisten?» adressiert werden. Dies beinhaltet auch die Berücksichtigung der entsprechenden Verfügbarkeit von grenzüberschreitenden Netzkapazitäten. Die Vorgaben für die Durchführung sowie die Definition der Szenarien hat die ElCom festgelegt.

Methodik und Szenarien

Die Methodik der vorliegenden Studie baut auf einer Adequacy-Analyse auf, die zum ersten Mal im Rahmen des Pentalateralen Energie-Forums (PLEF) in 2015 regional mit Beteiligung von Swissgrid durchgeführt wurde. Im Basisszenario stagniert die installierte Kapazität traditioneller thermischer Kraftwerke, z.B. wegen fehlenden wirtschaftlichen Wachstums oder fehlender Umsetzung der nötigen Energiestrategien. Die Annahmen zum Kraftwerkspark stammen aus der Studie im Rahmen des PLEF im Jahr 2015. Datenquelle für den prognostizierten Verbrauch im Jahr 2020 ist der MAF 2017. In der Analyse werden klimaabhängige Eingangsparameter wie die Stromproduktion aus neuen erneuerbaren Quellen, die Wasserverfügbarkeit, die Last und klimaunabhängige Parameter wie die ungeplanten KW-Ausfälle nach dem Zufallsprinzip in 1001 Iterationen miteinander kombiniert. Eine Iteration besteht jeweils aus einem Klimajahr für die klimaabhängigen Eingangsparameter und einer Ausfallkombination für die ungeplanten Kraftwerksausfälle. Das Klimajahr wird für jede der 1001 Kombinationen aus 34 historischen Jahren zufällig gezogen. Für dieselbe Iteration wird die jeweilige Ausfallkombination aus 10'000 möglichen Kombinationen zufällig gezogen. Das wichtigste Ergebnis einer solchen Analyse ist die Wahrscheinlichkeit (bzw. das Risiko), dass der Verbrauch nicht gedeckt werden kann. Die Weiterentwicklungen gegenüber der PLEF-Studie betreffen hauptsächlich folgende Aspekte:

¹ ENTSO-E, „Mid-term Adequacy Forecast 2017 edition“. Abrufbar unter https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/MAF/MAF_2017_report_for_consultation.pdf

- » Erweiterung der verwendeten Klimadaten von 12 auf 34 Jahre: Dadurch wird die Variation der Eingangsparameter und evtl. der extremen Situationen erhöht. Dies hat Auswirkungen auf die Einspeisung der Photovoltaik- und Windanlagen sowie auf den Verbrauch.
- » Einbezug vertikaler und horizontaler interner Engpässe: Um die Engpässe innerhalb der Schweiz entsprechend zu berücksichtigen, wurde die gleichzeitige Importkapazität der Schweiz aus allen Nachbarländern auf max. 6'000 MW eingeschränkt. Des Weiteren wurde die Grenzkapazität von Österreich in die Schweiz (AT>CH) und von Deutschland in die Schweiz (DE>CH) aufgrund der internen Engpässe in Deutschland reduziert. Gemäss aktueller Praxis wird die Net Transfer Capacity (zwischen TSOs koordinierte grenzüberschreitende Übertragungskapazität, im Folgenden „NTC“) in Richtung Schweiz bei hoher Windproduktion in Deutschland reduziert, um den Nord-Süd-Fluss innerhalb Deutschlands zu beschränken. Die resultierenden NTC-Werte liegen zwischen 800 und 2'000 MW (Grenze DE>CH) bzw. zwischen 400 und 1'200 MW (Grenze AT>CH) und hängen vom gewählten Klimajahr ab.
- » NTC-Erhöhung aus und nach Italien: Aktualisierungen der Kapazitätsberechnungen und der Betriebs- und Redispatch-Prozeduren führen bis 2020 zu einer NTC-Erhöhung um 500 MW von Italien in die Schweiz (IT>CH). Saisonale sowie Peak/Off-Peak-Variationen werden für beide Richtungen berücksichtigt. Die resultierenden Werte reichen für IT>CH von 1'940 MW (Sommer Peak) bis 2'410 MW (Winter Off-Peak) und für die Richtung CH>IT von 3'100 MW (Sommer Peak) bis 4'240 MW (Winter Peak).
- » Aufteilung der gemeinsamen Preiszone Deutschland – Österreich: Aktuell bilden Deutschland und Österreich ein Marktgebiet. Gemäss der Pressemitteilung der BNetzA² soll das Engpassmanagement zwischen diesen zwei Ländern am 1. Oktober 2018 beginnen, wobei dauerhaft mindestens 4.9 GW Grenzkapazität zur Verfügung stehen soll. Deswegen wird der NTC-Wert in beide Richtungen zwischen diesen Ländern auf 4'900 MW gesetzt.
- » Anpassung der Modellierung der Regelreserven in der Schweiz: Im Ausland wird in allen Stunden der maximal mögliche Regelenergieabruf zur Last addiert. Vor allem in den Ländern mit hohem Anteil an flexiblen Wasserkraftwerken wie der Schweiz würde dieser Ansatz dazu führen, dass viel mehr Speicherwasser als notwendig für die Regelreserven reserviert würde. Deswegen wird der Bedarf an Regelenergie in der Schweiz anhand der historischen Aktivierungen dimensioniert. Die 882 MW Regelleistung in der Schweiz werden als nicht verfügbare Produktionskapazität betrachtet, und die durchschnittliche historisch abgerufene positive Regelenergie in der Höhe von 0.4 TWh/a wird von der verfügbaren Speicherproduktion abgezogen.
- » Berücksichtigung der Nachfrageflexibilität (Demand Side Response): Analog dem Ansatz in der MAF-Studie³⁴ wird die Nachfrageflexibilität in Ländern mit vorhandenem Potenzial auch in der vorliegenden Analyse berücksichtigt. Für die Schweiz wird für das Jahr 2020 kein Potenzial für Demand Side Response angenommen.

Das der Analyse zugrundeliegende, von der EICom vorgegebene Basisszenario für das europäische Stromsystem 2020 orientiert sich an den Szenarien der Energiestrategie 2050 und ist konsistent mit der Netzplanung von Swissgrid. Zufällige Kraftwerksausfälle werden basierend auf statistisch ermittelten Wahrscheinlichkeiten modelliert. Drei unterschiedliche Stressszenarien berücksichtigen zusätzlich den gleichzeitigen Ausfall von Kernkraftwerken in Frankreich und in der Schweiz sowie den Ausfall von weiteren Erzeugungsanlagen in der Schweiz. Hinzu kommen Importeinschränkungen aus Italien während Januar und/oder

² https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2017/15052017_DE_AU.html

³ https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/MAF/MAF_2017_report_for_consultation.pdf

⁴ ENTSO-E, "Mid-term Adequacy Forecast 2017 edition".

Februar. Unterschiedliche Lastsituationen werden durch die verschiedenen Klimajahre im Basisszenario berücksichtigt.

Ergebnisse – Versorgungssicherheit in der Schweiz im Jahr 2020

Die Analyse der Adequacy-Situation der Schweiz lässt folgende Schlussfolgerungen zu:

- » Die Produktion im Basisszenario ist ausreichend. Die Versorgung der Schweiz mit in- und ausländischer Produktion ist im Jahr 2020 ausreichend, sofern in Europa der Stromhandel (unverfälscht) funktioniert und es zu gegenseitiger Stützung in nationalen Knappheitssituationen kommt.
- » Der Verbrauch in Frankreich ist wettersensitiv; dies jedoch mit geringem Risiko für die Schweiz. Kalte Winter belasten die Versorgungssicherheit in Frankreich, wo Stromheizungen eine grosse Rolle spielen. Dies wirkt sich im Verbund jedoch nur sehr geringfügig auf die Schweiz oder andere Länder aus. Insgesamt gilt für das Basisszenario, dass die Konsequenzen von Stress-Situationen in Frankreich für die Schweiz unter den getroffenen Annahmen vergleichsweise gering sind, da die Schweiz auf die Importe aus Deutschland und Italien ausweichen kann.
- » Im Stressszenario 1 wird angenommen, dass Kernkraftwerke mit einer installierten Leistung von 20 GW in Frankreich und 2 GW in der Schweiz für 6 Monate im Winter ausfallen. Fallen zusätzlich die Importe aus Italien im Januar und Februar weg, führt das zu einer Knappheitssituation mit entsprechend hohen Preisen. Es wird angenommen, dass die Betreiber der Wasserkraftwerke marktrational reagieren und in solchen kritischen Perioden aufgrund der hohen Marktpreise mehr produzieren würden, als bisher historisch beobachtet wurde. In den Folgeperioden würden sie aufgrund geringerer Speicherfüllstände entsprechend weniger produzieren. Die schnellere Entleerung der Speicherseen im Winter kann durch erhöhte Importe im Spätwinter/Frühling kompensiert werden. Einen ähnlichen Effekt konnte man im Winter 2016/2017 beobachten, als die überdurchschnittliche Produktion im Januar durch die Rekordimporte im Februar ausgeglichen wurde.
- » Ein ähnliches Bild zeigt sich, wenn nur die inländischen Kernkraftwerke und/oder ein wichtiger Jahresspeicher längerfristig ausfallen und die Importe aus Italien im Januar entfallen (Stressszenarien 2 & 3). In diesen Stressszenarien wird die Reduktion der inländischen Erzeugung teilweise durch erhöhte Importe ausgeglichen. Es wird auch hier angenommen, dass die fehlenden Importe aus Italien im Januar durch eine von der Marktreaktion getriebene veränderte Speicherbewirtschaftung kompensiert werden.
- » Die Einschätzungen der Adequacy-Situation in der Schweiz sind konsistent mit den Ergebnissen des MAF und der Studien im Rahmen des PLEF, welche ebenfalls ein hohes Niveau der Versorgungssicherheit in 2020 in der Schweiz ausweisen. Diesen Studien ist gemeinsam, dass sie auf einer gekoppelten Leistungs- und Energiebetrachtung in stündlicher Auflösung basieren. Dies im Unterschied z.B. zu den Seasonal Outlooks der ENTSO-E, welche ausschliesslich auf eine Leistungsbetrachtung in einigen definierten Referenzstunden abstellen.
- » In extremen Situationen, die in den betrachteten Stressszenarien vorkommen, könnten die von Swissgrid vorgehaltenen operativen Massnahmen Versorgungsengpässe im Echtzeitbetrieb zumindest teilweise kompensieren. Zusätzlich zu den Regelreserven von 882 MW stehen noch weitere betriebliche Massnahmen wie z.B. ein Bezug aus Energieaushilfeverträgen mit anderen Übertragungsnetzbetreibern⁵ oder eine Spannungsabsenkung zur Verfügung⁶. Deren Verfügbarkeit sowie Wirksamkeit muss im Einzelfall geprüft werden. Erst nachdem alle betrieblichen Massnahmen aus-

⁵ Beispiele: Mutual Emergency Assistance Service (MEAS) mit Frankreich und Italien sowie Notreserve mit Deutschland.

⁶ vgl. 5.2 der Mitteilung der EICOM vom 8. Juni 2017, abrufbar unter <http://www.elcom.admin.ch/> → Dokumentation → Mitteilungen

geschöpft sind, käme es zum manuellen Lastabwurf und damit potenziell zu den sogenannten „brown-outs“. Netzbetreiber müssten die Last an einzelnen Knoten abschalten, um einen unkontrollierten Blackout zu verhindern. Diese Massnahme wird als letztes Mittel genutzt, um die Netzsicherheit zu gewährleisten.

- » Falls eine weitere Erhöhung der Versorgungssicherheitsniveaus der Schweiz für Extremszenarien notwendig ist, müssen entsprechende Massnahmen betrachtet werden. Ihre Art und genaue Ausgestaltung sowie der Einfluss auf die Versorgungssicherheit sind nicht Bestandteil dieser Untersuchung.
- » Die Berechnungen zeigen, dass ein Versorgungsengpass in der Schweiz in einem Stressszenario häufig auf substanzielle Versorgungsprobleme in Frankreich zurückzuführen ist. Das deutet darauf hin, dass allfällige Lösungsansätze zum Sicherstellen der System Adequacy diese regionale Komponente berücksichtigen müssen.
- » Eine fristgerechte Realisierung der geplanten Netzausbauten bis 2020 gemäss dem Strategischen Netz 2025 ist eine wichtige Voraussetzung für die vorliegenden Ergebnisse zur Adequacy-Situation in der Schweiz. Eine Verzögerung des Netzausbaus könnte die Importkapazität reduzieren und somit die Energy Not Served (ENS) potentiell erhöhen.

Weitere wichtige Aspekte zur Einordnung der Ergebnisse:

- » Die vorliegende Einschätzung des Adequacy-Risikos ist eher konservativ, weil die Regelreserven der TSOs nicht zur Lastdeckung eingesetzt werden. Stattdessen wird, wie bei den Berechnungen der ENTSO-E, angenommen, dass die Regelreserven (Leistung und Energie) in allen Stunden bereits vollumfänglich ausgeschöpft sind. In der Realität würde bei einer drohenden Versorgungslücke zumindest ein Teil dieser reservierten Produktion in Knappheitssituationen verwendet, auch wenn diese Reserven nur für den Ausgleich der Frequenzschwankungen und der ungeplanten KW-Ausfälle bestimmt sind.
- » In den hier vorgestellten Analysen sind «nur» Situationen abgedeckt, die durch Annahmen zu Klimajahren sowie zu Wind-/Wasserjahren abgebildet werden. Nicht abgedeckt sind grossflächige Dürren, Katastrophenfälle/Terror oder eine Jahrhunderthitze/-kälte (sofern nicht bereits in den Klimadaten 1982–2015 enthalten). Ein entsprechender Aufbau von zusätzlichen Netz- und / oder Produktionskapazitäten, um diese Ereignisse abzudecken, wäre allerdings sehr teuer und ein vollständiger Schutz trotzdem nicht zu erreichen.
- » Nicht enthalten in den Analysen sind Versorgungsunterbrechungen aus anderen Gründen als einem (langfristigen) Kapazitäts- oder Energiemangel, z.B. Netzversagen auf Übertragungs- oder Verteilnetzebene (Lawine, Frequenzprobleme aufgrund von Windprognosefehlern, dauernder Ausfall von grossen Kraftwerken, die nicht in den Szenarien explizit berücksichtigt sind).
- » Kurzfristige Sondereffekte, die zu internen Netzengpässen führen können, wie z.B. der gleichzeitige Ausfall mehrerer Transformatoren, sind ebenfalls nicht enthalten.
- » Jedes Land ist als eine Zone modelliert mit Ausnahme von Italien, das in zwei Zonen aufgeteilt wurde. Da die Analysen auf NTC basieren, sind die jeweiligen landesinternen Engpässe implizit in den jeweiligen NTC-Werten berücksichtigt. Wie bereits erwähnt, geschieht dies für Deutschland und in die Schweiz durch die NTC-Reduktion bzw. durch die beschränkte gleichzeitige Importkapazität.
- » Die Versorgungssicherheit der Schweiz stellt sich in der durchgeführten Analyse aus folgenden Gründen als nicht gefährdet dar:

- » Die derzeit bereits realisierten und bis 2020 geplanten Infrastrukturausbauten stellen die Importkapazität sicher.
- » Die Importkapazität aus Italien erhöht sich bis 2020.
- » Der Kernenergieausstieg ist im Jahr 2020 in der Schweiz nur teilweise vollzogen. Einzig das KKW Mühleberg ist ausser Betrieb.
- » Der Ausbau der erneuerbaren Energien, v.a. im Ausland, schreitet weiter voran.

2. Abkürzungsverzeichnis

ATC	Available Transfer Capacity
BfE	Bundesamt für Energie
ENS	Energy Not Served
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
LOLE	Loss of Load Expectation
LOLP	Loss of Load Probability
MAF	Midterm Adequacy Forecast
NTC	Net Transfer Capacity
PECD	Pan European Climate Database
PLEF	Pentalateral Energy Forum
VOLL	Value Of Lost Load

3. Hintergrund, Motivation und Aufbau des Berichts

Hintergrund und Motivation des Berichts

Mit der Liberalisierung des Strommarkts und den technologischen Entwicklungen im Bereich der neuen erneuerbaren Energien ist es zu starken Veränderungen des europäischen Stromsystems gekommen. Internationaler Stromhandel und dargebotsabhängige Erzeugung aus Windkraft, Laufwasserkraft und Photovoltaik machen bereits heute einen signifikanten Anteil der Stromversorgung aus, der zukünftig noch weiter wachsen wird. Neben den daraus resultierenden positiven Effekten in Bezug auf die Nachhaltigkeit der Stromerzeugung entstehen neue Herausforderungen, z.B. hinsichtlich der Kosten dieses Systemumbaus. Auch können mögliche negative Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit entstehen, die angesichts der derzeitigen hohen Qualität der Stromversorgung für eine hochentwickelte Industrieregion wie Europa (und insbesondere die Schweiz) von besonderer Bedeutung ist.

Swissgrid kommt als Systemverantwortliche für den Ausbau und den Betrieb des Schweizer Stromübertragungsnetzes eine wichtige Rolle bei der Versorgungssicherheit zu. Sie ist kurzfristig für die gesamte Systemsicherheit („System Security“) und mittel- und langfristig für die Verfügbarkeit des Übertragungsnetzes („Transmission Adequacy“) verantwortlich (s. Abbildung 1). Auch wenn Swissgrid weder für die Energieversorgung der Endkunden noch für den Bau und den Betrieb von Kraftwerken („Generation Adequacy“) zuständig ist, spielen die Verfügbarkeit und die Ausbaupläne von Kraftwerken eine wichtige Rolle, damit auch zukünftig ein sicherer Stromnetzbetrieb gewährleistet werden kann. Swissgrid verfügt wegen ihrer Aufgaben im Rahmen der strategischen Netzplanung über die methodischen Kenntnisse, um auch diese Fragen zu analysieren.

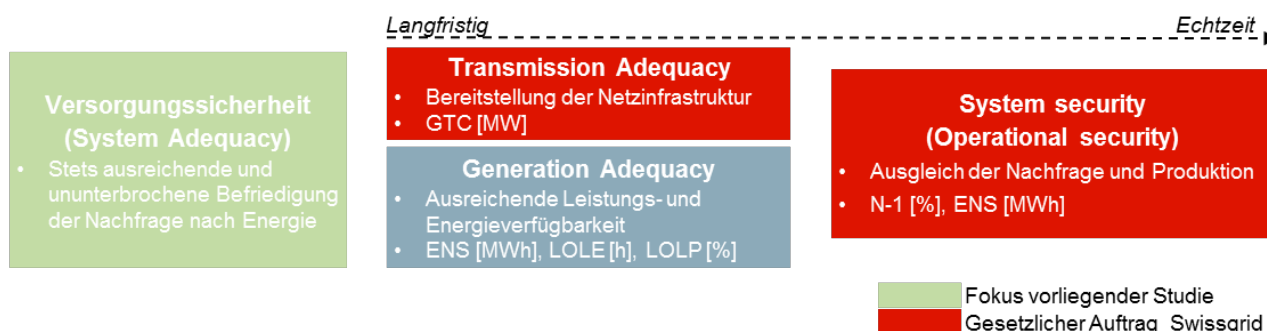


Abbildung 1: Übersicht über Aspekte der Adequacy.

Vor diesem Hintergrund hat die ElCom Swissgrid beauftragt, die von der ElCom definierten Szenarien der «System Adequacy» in der Schweiz für das Jahr 2020 zu berechnen. Mittels einer von Swissgrid durchgeführten Analyse soll die Frage: «Gibt es zukünftig in der Schweiz ausreichend Erzeugungs- und/oder Importkapazität, um die Versorgung auch in Stunden mit hoher Stromnachfrage zu gewährleisten?» adressiert werden. Dies beinhaltet auch die Berücksichtigung der entsprechenden Verfügbarkeit von grenzüberschreitenden Netzkapazitäten. Die Vorgaben für die Durchführung sowie die Definition der Rahmenbedingungen hat die ElCom festgelegt (siehe Übersicht in Abbildung 2).

Lead ECom	Lead Swissgrid
1. Vorgabe der Szenarien und Definition der Sensitivitäten	
3.b Prüfung der Ergebnisse	2. Berechnung der System Adequacy
4. Definition der Massnahmen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit	3.a Aufbereitung der Ergebnisse
5. Kommunikation der Ergebnisse	

Abbildung 2: Governance der vorliegenden Adequacy-Studie.

Der Analyseauftrag wird in dem vorliegenden Bericht für das Jahr 2020 adressiert. Zudem zeigen sogenannte Stressszenarien den Einfluss ausgewählter Treiber auf die Versorgungssicherheit in der Schweiz auf (z.B. ein längerfristiger Ausfall der Erzeugungskapazitäten im Ausland und/oder in der Schweiz in Kombination mit eingeschränkten Importen).

Methodisch orientiert sich die Analyse an der Studie des Pentalateralen Energieforums (PLEF) von 2015 und am Mid-term Adequacy Forecast (MAF) 2017 der ENTSO-E. Im Vergleich zur PLEF-Studie von 2015, aus welcher ein Grossteil der Daten in der vorliegenden Studie stammt, werden einige aktuelle Entwicklungen berücksichtigt. Dabei handelt es sich um politische Entscheidungen, um Erfahrungen aus der operativen Praxis oder um eine Aktualisierung von Daten:

- » Einbezug vertikaler und horizontaler interner Engpässe innerhalb der Schweiz und in Deutschland (Abschnitt 5.4)
- » NTC-Erhöhung aus und nach Italien aufgrund aktualisierter Kapazitätsberechnungen (Abschnitt 5.4)
- » Aufteilung der gemeinsamen Preiszone Deutschland – Österreich (Abschnitt 5.4)
- » Anpassung der Modellierung der Regelreserven in der Schweiz (Abschnitt 5.5)

Ein breites Spektrum an Klimabedingungen, Kraftwerksausfällen und Importverfügbarkeiten ist Teil dieser Studie. Dennoch sind hinsichtlich der Aussagekraft und Belastbarkeit der Ergebnisse die folgenden Einschränkungen zu machen:

- » In den hier vorgestellten Analysen sind «nur» Situationen abgedeckt, die durch Annahmen zu Klimajahren sowie zu Wind-/Wasserjahren abgebildet werden. Nicht abgedeckt sind grossflächige Dürren, Katastrophenfälle/Terror oder eine Jahrhunderthitze/-kälte (sofern nicht bereits in den Klimadaten 1982–2015 enthalten). Ein entsprechender Aufbau von zusätzlichen Kapazitäten, um diese Ereignisse abzudecken, wäre allerdings sehr teuer und ein vollständiger Schutz trotzdem nicht zu erreichen.
- » Nicht enthalten in den Analysen sind Versorgungsunterbrechungen aus anderen Gründen als einem (langfristigen) Kapazitäts- oder Energiemangel, z.B. Netzversagen auf Übertragungs- oder Verteilnetzebene (Lawine, Frequenzprobleme aufgrund von Windprognosefehlern, dauernder Ausfall von grossen Kraftwerken, die nicht in den Stressszenarien explizit berücksichtigt sind).
- » Jedes Land ist als eine Zone modelliert mit Ausnahme von Italien, das in zwei Zonen aufgeteilt wurde. Da die Analysen auf NTC basieren, sind die jeweiligen landesinternen Engpässe implizit in den jeweiligen NTC-Werten berücksichtigt. Für Deutschland und in die Schweiz geschieht dies durch die NTC-Reduktion bzw. durch die beschränkte gleichzeitige Importkapazität.

- » Kurzfristige Sondereffekte, die zu internen Netzeengpässen führen können, wie z.B. der gleichzeitige Ausfall mehrerer Transformatoren, sind ebenfalls nicht enthalten.

Aufbau des Berichts

Der Bericht ist wie folgt strukturiert:

- » **Methodik der Adequacy-Analyse (Abschnitt 4)** – Zunächst werden das Vorgehen sowie die verwendeten Analysetools und Kennzahlen der Adequacy-Analyse vorgestellt. Wichtigste Kennzahl ist die «Energy Not Served» (ENS) in GWh/a, d.h. diejenige Energiemenge, die in den jeweiligen Iterationen nicht bedient werden kann.
- » **Annahmen für die Adequacy-Analyse (Abschnitt 5)** – Die getroffenen Annahmen zum europäischen Stromsystem 2020 betreffen u.a. Annahmen zu Kraftwerken, Stromnachfrage, internationalem Netzausbau und Brennstoff- und CO₂ – Preisen.
- » **Ergebnisse der Analyse und Interpretation (Abschnitt 0)** – Die Interpretation zur zukünftigen Versorgungssicherheitssituation beinhaltet sowohl die Schweiz als auch die regionale Perspektive (Schweiz als Teil des europäischen Stromsystems).

4. Methodik

Ziel der Analysen ist die Bestimmung des «System Adequacy-Niveaus» in der Schweiz für das Jahr 2020. Es wird also ein Vergleich von Angebot und Nachfrage durchgeführt, der auch ungünstige Kombinationen aus hoher Nachfrage (z.B. Stunde an einem kalten Wintertag) und geringem Angebot (geringe Einspeisung aus Photovoltaik und/oder Wind bei zeitgleichem Kraftwerksausfall) beinhaltet. Hierbei werden Stresssituationen berücksichtigt, allerdings keine extremen Schocks (z.B. Terroranschlag oder Jahrhunderthitzewelle, die z.B. zum Ausfall von Kraftwerken mit Durchlaufkühlung führen könnte). Es werden gemäss Vorgaben der ElCom ein Basisszenario und drei Stressszenarien für das Jahr 2020 untersucht (s. Kapitel 5). Sie werden jeweils nach dem Monte-Carlo-Prinzip simuliert, d.h. dass einige Eingangsgrössen zufällig aus Wahrscheinlichkeitsverteilungen ausgewählt werden. Abbildung 3 zeigt das Vorgehen im Überblick. Die Eingangsgrössen, die Simulationen und die Art der Ergebnisse werden in den folgenden Abschnitten näher beschrieben. Die Ziffern bezeichnen die jeweiligen Abschnitte.

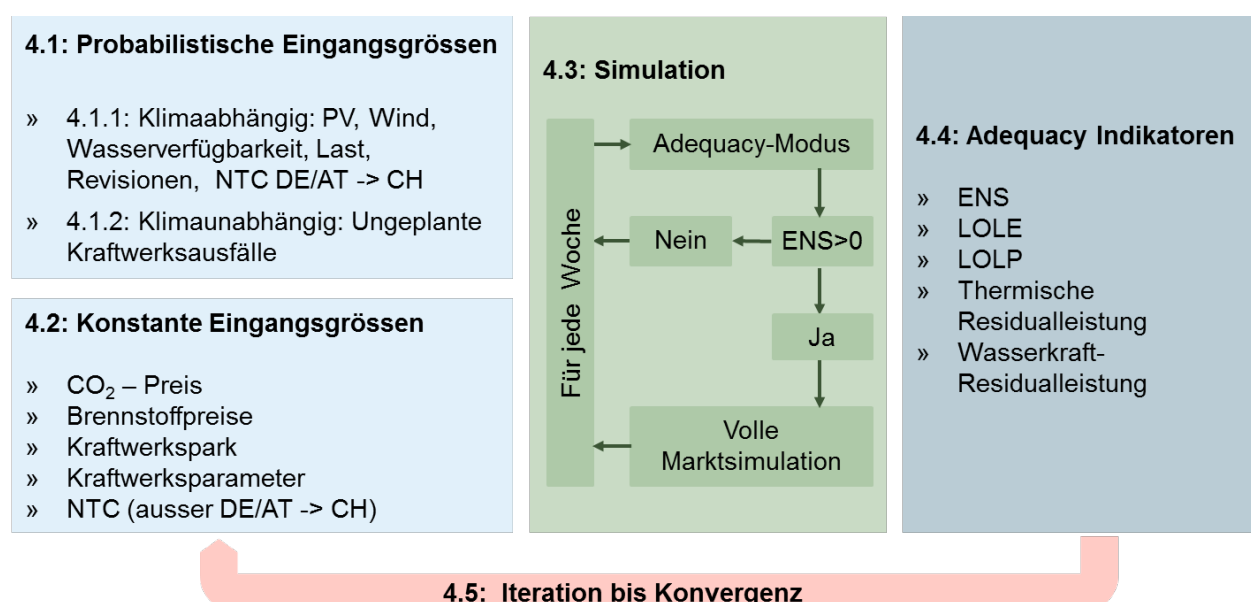


Abbildung 3: Die Adequacy-Berechnung im Überblick. Die Ziffern bezeichnen den Abschnitt, in dem die einzelnen Schritte näher beschrieben werden.

4.1. Probabilistische Eingangsgrössen

Der in der Analyse verwendete Ansatz der Monte-Carlo-Simulationen basiert auf probabilistischen Eingangsgrössen, die jeweils in einer gewissen Verteilung vorliegen. Die Eingangsgrössen werden so oft zufällig „gezogen“, bis man davon ausgehen kann, dass man genügend Situationen betrachtet hat, um ein Phänomen belastbar beschreiben zu können. Ist das der Fall, spricht man von Konvergenz (s. Kapitel 4.5). Die beiden wesentlichen probabilistischen Eingangsgrössen für die System Adequacy sind das Klimajahr und die vom Klima unabhängigen ungeplanten Kraftwerksausfälle. Abbildung 4 zeigt die Zusammenhänge zwischen den vom Klima abhängigen und den vom Klima unabhängigen probabilistischen Eingangsgrössen.

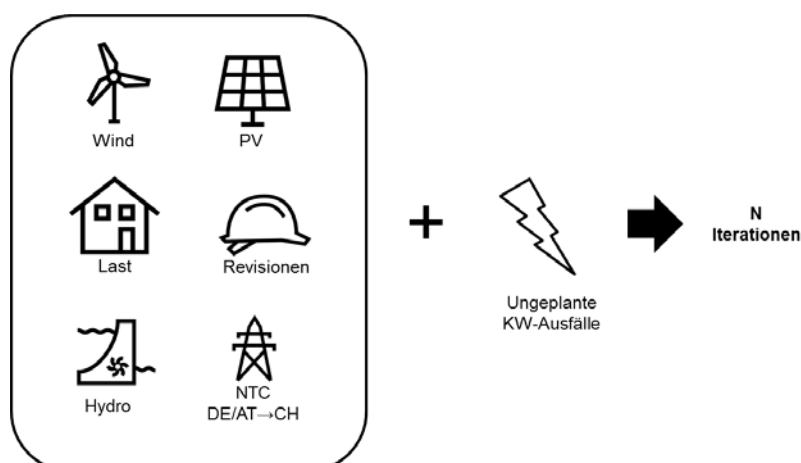


Abbildung 4: Zusammenhang zwischen klimaabhängigen (Last, Wind- und Photovoltaikproduktion, Wasserverfügbarkeit, Revisionen, NTC DE>CH und NTC AT>CH) und klimaunabhängigen (ungeplante Kraftwerksausfälle) Eingangsgrößen.

Für jede Iteration wird eines von 34 Klimajahren zufällig ausgewählt, wobei jedes der 34 Klimajahre gleich wahrscheinlich ist (Gleichverteilung). Das gewählte Klimajahr definiert für jede Zone die Einspeisung aus Photovoltaik und Wind, die Last und die Wasserverfügbarkeit für die jeweilige Iteration. Das Lastprofil beeinflusst zudem die Revisionsplanung, weil Revisionen jeweils für Schwachlastzeiten anberaumt werden.

Im täglichen Betrieb wird zudem der NTC aus Deutschland und Österreich in die Schweiz bei hoher Wind-einspeisung reduziert. Dies geschieht aufgrund interner Engpässe in Deutschland. Diese Variation der Import-NTCs aus Deutschland und Österreich wird auch in der Simulation berücksichtigt.

4.1.1. Klimaabhängige probabilistische Eingangsgrößen

Die Temperatur beeinflusst die Stromnachfrage in Europa (z.B. Stromverbrauch für Heizung und Kühlung). Zudem spielen insbesondere in Deutschland und anderen Nachbarländern das Dargebot aus Wind und Photovoltaik eine grosse Rolle für die Versorgungssicherheit. Eine kritische Versorgungssituation kann sich beispielsweise ergeben, wenn bei hoher Stromnachfrage (z.B. kalter Wintertag) die (nationale oder europaweite) Einspeisung aus Wind und Photovoltaik sehr gering ist.

Einspeisung aus Photovoltaik und Windkraft

Die Daten für die Einspeisung aus Photovoltaik und Windkraft stammen aus der Klimadatenbank der ENTSO-E, der PECD (Pan European Climate Database). Diese enthält stündliche Zeitreihen, die aus historischen Temperatur- und Windgeschwindigkeitsdaten der Jahre 1982 bis 2014 erstellt wurden. Aus den Temperaturdaten wird über eine Beziehung zur Globalstrahlung die Einspeisung aus Photovoltaik abgeleitet. Aus den Winddaten ergibt sich die Einspeisung aus der Windkraft. Eine etwas detailliertere Beschreibung der Daten in der PECD findet sich im MAF 2017⁷ auf Seite 41.

Abbildung 5 und Abbildung 6 zeigen beispielhaft die normalisierte Produktion aus Windkraft und Photovoltaik (pro MW installierte Leistung) für ein normales hydrologisches Klimajahr (hier Oktober 2010 – September 2011) jeweils im Jahresverlauf und für einen Tag. Demnach steigt der Kapazitätsfaktor der PV Produktion nie über 50%. Das liegt daran, dass in der Modellierung ein durchschnittlicher Faktor für die gesamte Schweiz verwendet wurde. Bei einer regionalen Betrachtung könnten die Kapazitätsfaktoren zum Teil höher ausfallen.

⁷ https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/MAF/MAF_2017_report_for_consultation.pdf

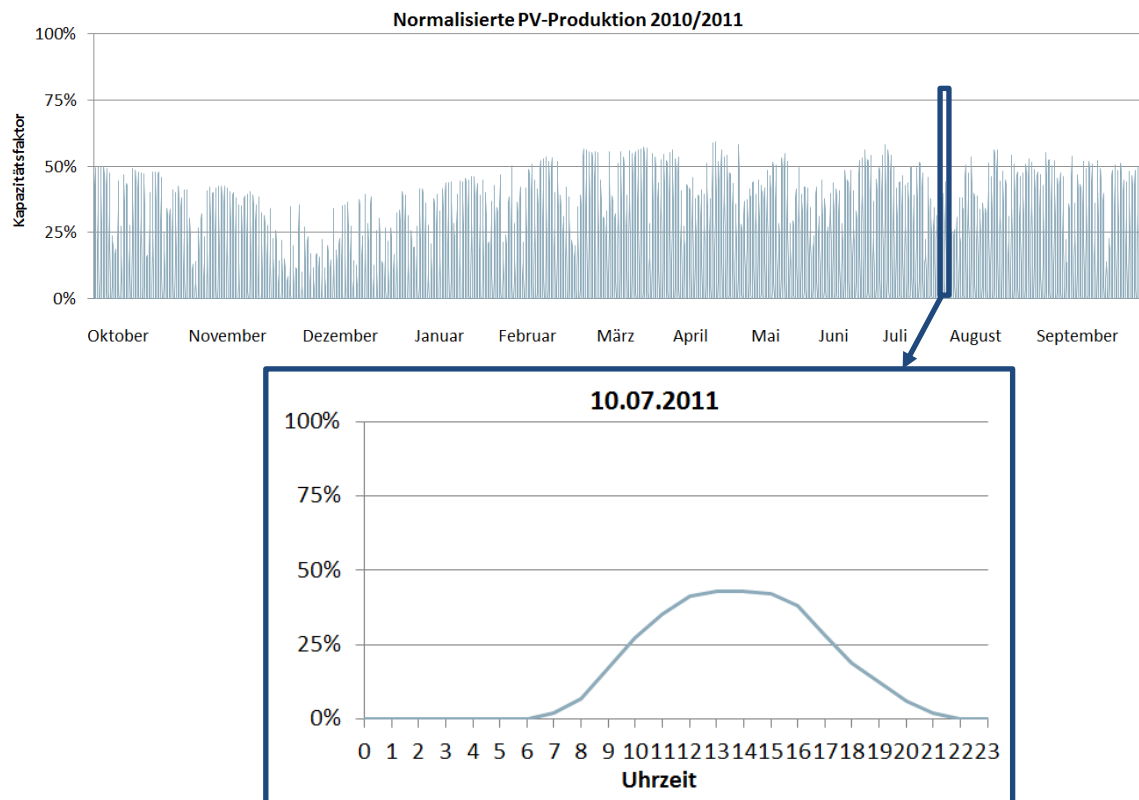


Abbildung 5: Beispiele der normalisierten täglichen Photovoltaik Produktion im Jahresverlauf und an einem Sommertag (Okt. 2010 – Sept. 2011)

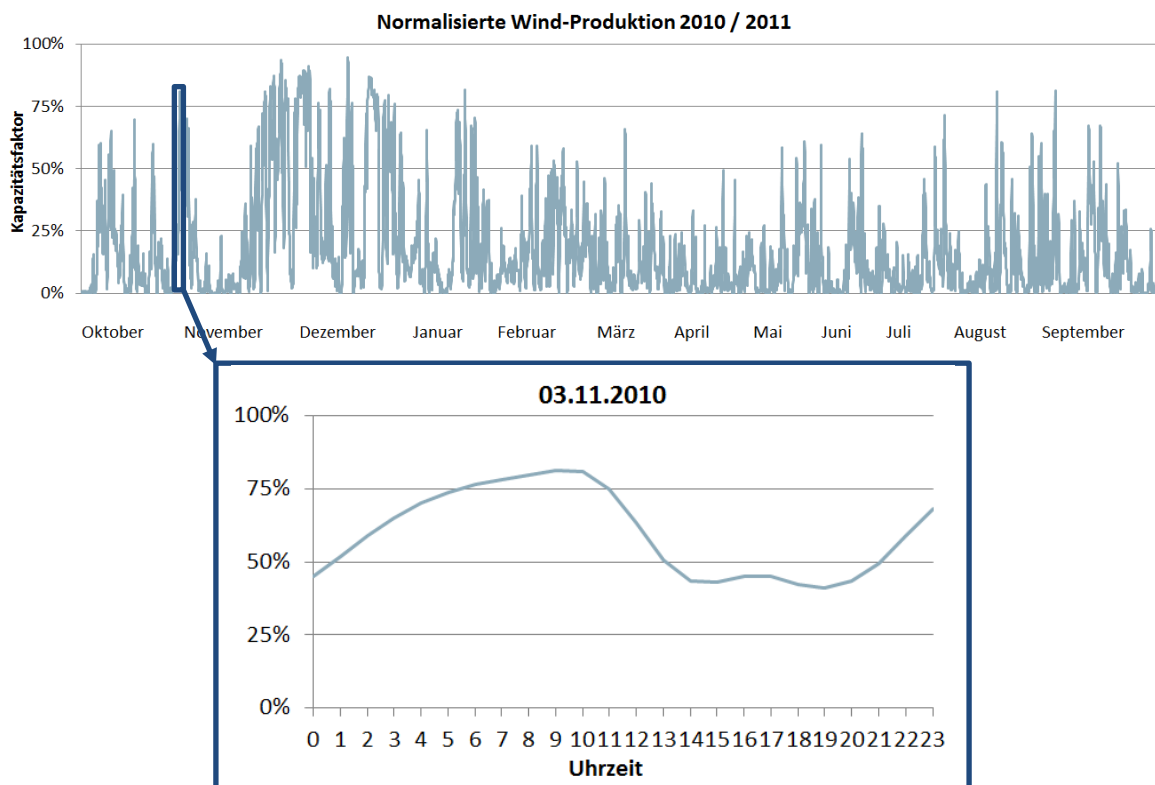


Abbildung 6: Beispielhafte Darstellung für die Einspeisung aus Windkraft im Jahresverlauf und an einem Wintertag (Okt. 2010 – Sept. 2011).

Wasserverfügbarkeit

Neben der Stromnachfrage und der Windkraft- und Photovoltaik-Produktion beeinflusst das Klimajahr auch die Wasserverfügbarkeit, die für die Versorgungssicherheit insbesondere in der Schweiz wichtig ist. Auch wenn die installierte Leistung von Wasserkraftwerken auskömmlich erscheint und deutlich über der Schweizer Spitzenlast liegt, ist nicht notwendigerweise gesichert, dass die Kraftwerke in Zeiten hoher Stromnachfrage über einen ausreichend langen Zeitraum hinweg produzieren können – es muss genügend Wasser (also Energie) zum Betrieb der Anlagen zur Verfügung stehen. Die Klassifizierung der Wasserverfügbarkeit basiert auf einer Analyse der historischen Daten aus den Jahren 1991 bis 2012.

Abbildung 7 zeigt den Rheinabfluss und die Zuflüsse zu Schweizer Speicherkraftwerken in den Jahren 1991 bis 2012. Die Grunddaten liegen im Fall des Rheinabflusses in m^3/s und im Fall des Speicherzuflusses in GWh vor. Für den dimensionslosen Vergleich sind diese beiden Werte jeweils auf das als „normal“ geltende Jahr 2008 normalisiert. Die rote Linie zeigt den Durchschnitt aus Rheinabfluss und Speicherzufluss.



Abbildung 7: Historischer Speicherzufluss und Rheinabfluss, jeweils normalisiert auf das Jahr 2008, sowie der Durchschnitt aus beiden. 100% entspricht 2008. Quelle: BfE.

In der Modellierung repräsentiert das Jahr 2008 die normalen, 2011 die trockenen und 1999 die feuchten Jahre. Das führt dazu, dass in trockenen Jahren (z.B. 2011 und 2003) der Zufluss um ca. 2 TWh (6% der gesamten mittleren Produktionserwartung aus Wasserkraft) niedriger und in feuchten Jahren (z.B. 1999 und 2001) um ca. 2.5 TWh (7% der gesamten mittleren Produktionserwartung aus Wasserkraft) höher ist als in normalen Jahren.

Auf Basis der Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA⁸⁹) und der historischen Produktion gemäss Elektrizitätsstatistik des BfE werden die Wasserkraftwerke in der Schweiz in vier geographische Zonen aufgeteilt: Wallis, Graubünden, Tessin und übrige Schweiz.

Abbildung 8 zeigt ein Beispiel dieser Aufteilung für das normale Wasserjahr 2008. Der Zufluss in Graubünden, im Wallis und der restlichen Schweiz ist deutlich höher und saisonaler als der Zufluss im Tessin.

⁸ http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_880983817.zip

⁹ Basis für die Aufteilung ist die Ausgabe 2013 der WASTA.

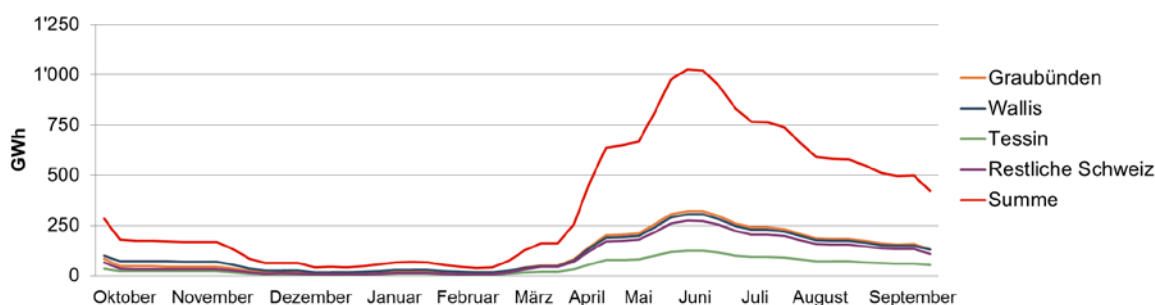


Abbildung 8: Die Aufteilung des wöchentlichen Zuflusses in der Schweiz auf vier Regionen.

Verbrauch

Quelle für die Annahmen zur Last ist der MAF 2017 der ENTSO-E (MAF, 2017). Die dort verwendete Methode für die Erstellung von Temperatur-sensitiven Lastprofilen für das Jahr 2020 ist im MAF 2017 der ENTSO-E (MAF, 2017) in Abschnitt 3.2.2 detailliert beschrieben. Abbildung 9 zeigt die verwendeten Eingangsdaten.



Abbildung 9: Eingangsdaten für die Lastmodellierung.

Die einzelnen Schritte sind wie folgt:

1. **Sensitivität der Tageslast auf die Temperatur** – Aus 34 Klimajahren wird die durchschnittliche mittlere Tagestemperatur für jeden Tag des Jahres ermittelt. Ebenso wird für jeden Tag des Jahres die gemessene minimale und maximale Tageslast für das als typisch eingestufte Jahr 2015 ermittelt. Aus diesen drei Datensätzen leitet man eine Abhängigkeit der minimalen und maximalen Tageslast von der mittleren Tagestemperatur ab.
2. **Ein klimabereinigtes Lastprofil** – Die für die durchschnittliche mittlere Tagestemperatur gültigen täglichen Minima und Maxima werden auf das gemessene Lastprofil aus dem Jahr 2015 angewendet. Dadurch korrigiert man das Lastprofil um Klimaeffekte.
3. **Skalierung auf prognostizierten Verbrauch** – Das klimabereinigte Lastprofil skaliert man auf den für das Jahr 2020 prognostizierten Verbrauch.
4. **Klimaspezifische Lastprofile** – Die in Schritt 1 ermittelte Sensitivität wendet man jeweils auf die mittlere Tagestemperatur eines Klimajahres an. Das führt zu synthetischen klimaspezifischen Lastprofilen für 34 Jahre.

5. **Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen** – Zu den so erhaltenen Lastprofilen aus Schritt 4 wird der prognostizierte Zuwachs an Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen gemäss den Annahmen in MAF mit Hilfe von vordefinierten Lastgängen addiert.

Der Einfluss von Demand Side Management wird ebenfalls berücksichtigt. Die entsprechenden Annahmen zum Potenzial und die Preisannahmen stammen aus dem MAF 2017. Basierend darauf werden flexible Generatoren modelliert, die im Effekt die Last reduzieren. Details zur Modellierung der Nachfrageflexibilität finden sich im MAF 2017 in Abschnitt 3.2.7

Geplante Nichtverfügbarkeiten (Kraftwerksrevisionen)

Das für die Analyse verwendete Simulationstool erstellt für jedes Jahr unter Berücksichtigung der Residuallast in einer Region einen Revisionsplan, um geplante Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken zu berücksichtigen. Das bedeutet, dass während Perioden mit hohem Stromverbrauch keine oder wenige Revisionen geplant werden. Es resultieren somit in der Regel keine Revisionen bei grossen Kraftwerken in den Wintermonaten. Dies entspricht der aktuellen Praxis in der Schweiz, keine Revisionen für Kernkraftwerke im Winter anzuberaumen. In Frankreich dagegen fliessen in die Revisionsplanung für die Kernkraftwerke auch die sogenannten Crew Constraints ein. Diese Einschränkung bedeutet, dass die Revisionen wegen der vielen Einheiten über das ganze Jahr verteilt werden müssen, ein Vorgehen, das z.B. auch im MAF und in den Studien im Rahmen des PLEF angewendet wird.

Bezüglich der Nichtverfügbarkeiten wird zwischen Wasserkraftwerken und thermischen Kraftwerken unterschieden:

- » Wasserkraftwerke sind im Modell zu grösseren Einheiten aggregiert, deshalb werden ihre geplanten Ausserbetriebnahmen nicht explizit modelliert. Die Revisionen werden implizit jedoch berücksichtigt, indem man die historischen Produktionswerte als Basis für die Wasserverfügbarkeit annimmt (s. oben). Darin sind die historischen Ausserbetriebnahmen enthalten. Ausserdem ist nicht die Leistung der Wasserkraftwerke, sondern die für sie verfügbare Wasser- (und damit Energiemenge) ein limitierender Faktor für die mögliche Produktion. Dies gilt sowohl für Laufwasser- wie auch Speicherkraftwerke.
- » Die thermischen Kraftwerke werden individuell modelliert, weshalb ihre geplanten Ausserbetriebnahmen präziser modelliert werden können. Die Revisionen einzelner Blöcke werden auf Basis des Lastprofils und der eingegebenen Nichtverfügbarkeitsrate optimiert. Letztere stammen aus den Nichtverfügbarkeits-Meldungen der Kraftwerksbetreiber¹⁰. Auf Basis der Daten für die Jahre 2016 bis 2019 beträgt sie für die Schweizer Kernkraftwerke ca. 14 % der Zeit im Sommer (April bis September).

4.1.2. Klimaunabhängige probabilistische Eingangsgrössen

Die Modellierung ungeplanter Ausfälle der thermischen Kraftwerke ist unabhängig vom Klima und erfolgt zufällig auf Basis der eingegebenen Rate für ungeplante Ausfälle (ca. 5% für thermische Kraftwerke in CH). Eine Rate von 5% bezogen auf ein Jahr bedeutet z.B. für ein grosses Braunkohlekraftwerk, bestehend aus 20 Erzeugungsblöcken zu je 200 MW, dass immer nur 19 Einheiten zu Verfügung stehen. Aus einer Gleichverteilung von 10'000 möglichen Kraftwerksausfallkombinationen wird eine Kombination zufällig ausgewählt, die die vorgegebenen Raten für alle modellierten Kraftwerke erfüllt. Ausfälle sind unabhängig von der Revisionsplanung und vom Verbrauch. Daher sind, wie in der Realität, Ausfälle grosser Kraftwerke auch zu Hochlastzeiten und während der geplanten Revision anderer Kraftwerke möglich.

¹⁰ Die Kraftwerksbetreiber senden diese Daten der European Power Exchange (EEX), welche sie an das Transparenz-Portal der ENTSO-E weiterleitet: <https://transparency.entsoe.eu/>

Die ungeplanten Ausserbetriebnahmen der Wasserkraftwerke werden nicht probabilistisch modelliert. Sie sind indirekt über die historischen Produktionswerte enthalten (s. Kapitel 4.1.1).

4.2. Konstante Eingangsgrössen

Während die in Abschnitt 4.1 beschriebenen Eingangsgrössen von Iteration zu Iteration variieren, definieren die folgenden Grössen den jeweiligen Szenariorahmen und bleiben jeweils für alle Iterationen des Basisszenarios und der drei Stressszenarien konstant:

- » Installierte Kraftwerksleistung und technische Parameter
- » Annahmen zu den Brennstoff- und CO₂-Preisen
- » NTC-Annahmen (ausser denen für Deutschland und Österreich, die windabhängig modelliert werden)

Die konkreten Datenannahmen für diese konstanten Eingangsgrössen finden sich in Abschnitt 5.

4.3. Simulation

Das verwendete Marktmodell ist so konfiguriert, dass es für jede Kombination aus Klima-, Wasser- und Ausfallsituation den kostenoptimalen stündlichen Kraftwerksabruf im betrachteten Gesamtsystem und die stündlichen Handelsflüsse zwischen den Märkten ermittelt. Dabei gelten die technischen und ökonomischen Randbedingungen¹¹ für Kraftwerke, Speicher und den internationalen Stromhandel (Netze). Der Optimierungshorizont ist eine Woche. Um Aspekten einer langfristigeren Speicherbewirtschaftung Rechnung zu tragen, wurden auch Füllstände ausserhalb der historisch beobachteten Spannweite erlaubt (s. Kapitel 6.2). Das verwendete Simulationstool PowrSym funktioniert wie folgt:

- » **Zielfunktion und Optimierungslogik** – Zielfunktion der Berechnungen ist die Minimierung der systemweiten Erzeugungskosten im abgebildeten System. Das angewendete Fundamentalmarktmodell unterstellt somit einen perfekten Markt, d.h. das Vorhandensein von Informationssymmetrie bei gleichzeitiger Abwesenheit von Missbrauch oder Marktmacht sowie anderen marktverzerrenden Faktoren. Das Optimierungsmodell entspricht somit am ehesten einer ATC-basierten impliziten Intraday-Auktion ohne Vorlaufzeit.
- » **Optimierungshorizont** – Es wird jeweils ein Jahr in stündlicher Auflösung simuliert, wobei der Optimierungshorizont eine Woche ist. Das bedeutet, dass das Modell bei der Bestimmung des Kraftwerkseinsatzes maximal eine Woche in die Zukunft schauen kann. Ungeplante Kraftwerksausfälle, Einspeisung der Erneuerbaren Energien sowie die Lastprofile innerhalb dieser Woche sind somit beim Start der Optimierung für die jeweilige Woche bekannt, weiter in der Zukunft liegende Ereignisse jedoch nicht. Vor der wöchentlichen Optimierung erfolgt eine Revisionsplanung (geplante Nichtverfügbarkeiten) basierend auf dem Lastprofil gemäss den angenommenen Wahrscheinlichkeiten für die Kraftwerksausfälle.
- » **Optimierungsablauf** – Abbildung 10 zeigt den Schritt 4.3 «Simulation» aus Abbildung 3 im Detail.

¹¹ Wirkungsgrad, Anfahrtsrampen, minimale Stillstands- und Laufzeiten, Ausfallraten, Revisionsraten und Einschränkungen von Revisionen, Emissionsraten, Leistungsbeschränkungen, Must run-Bedingungen, Startkosten, Zufluss und Füllstände der Seen.

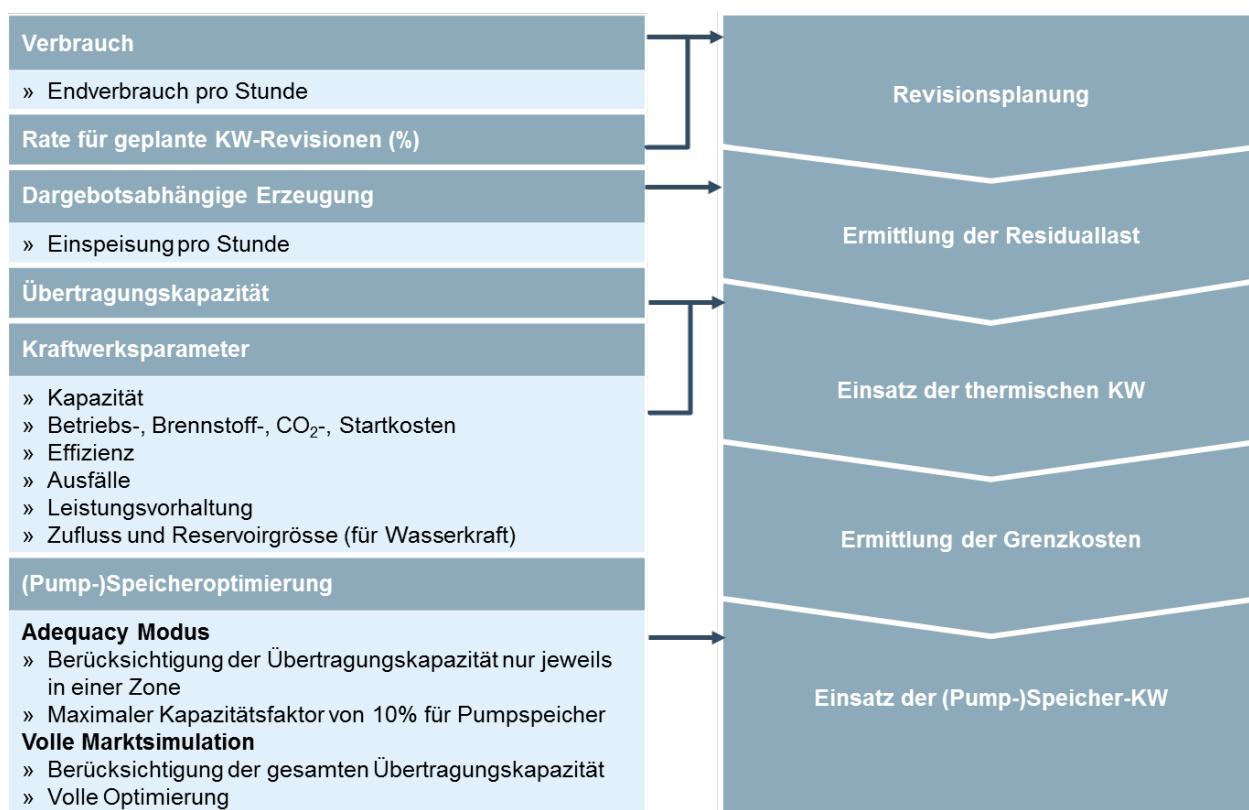


Abbildung 10: Eingangsgrößen und Optimierungsablauf von PowrSym. Die dargebotsabhängige Erzeugung umfasst Laufwasser, Photovoltaik, Windkraft, andere erneuerbare Erzeugung (Biomassen etc.) sowie andere nicht erneuerbare Erzeugung (Kraft-Wärme-Kopplung etc.).

Die Optimierung erfolgt auf Basis der kurzfristigen variablen Erzeugungskosten:

- Optimierung und Berechnung der Revisionsplanung** – Die angenommenen Raten für geplante Revisionen werden optimal auf den zur Verfügung stehenden Zeitraum verteilt. Das führt dazu, dass die Revisionen hauptsächlich auf Schwachlastzeiten gelegt werden, was die Wahrscheinlichkeit eines Lastabwurfs minimiert.
- Ermittlung der Residuallast** – Die Residuallast wird ermittelt, indem die Produktionsprofile der Erneuerbaren Energien (inkl. Laufwasser) vom Stundenlastprofil des Stromverbrauchs abgezogen werden.
- Einsatz der thermischen Erzeugungseinheiten** – Dieser folgt dem Prinzip der minimalen variablen Erzeugungskosten und resultiert in Grenzkosten für jedes Land/Marktzone.
- Einsatz der (Pump-)Speicherkraftwerke** – Auf Basis des Ergebnisses aus Schritt 3 wird der Einsatz der (Pump-)Speicherkraftwerke optimiert. Grundlage für die Entscheidung zum Pumpen oder Turbinieren sind die in Schritt 3 ermittelten zonalen Grenzkosten. Dies bedeutet, dass Pumpspeicher zu Zeiten niedrigerer Grenzkosten pumpen und zu Zeiten höherer Grenzkosten turbinieren¹². Die Pumpspeicheroptimierung für alle betrachteten Zonen ist sehr rechenintensiv, daher verwendet das Tool neben einem Modus „Volle Marktsimulation“ einen deutlich schnelleren „Adequacy-Modus“. Im

¹² Zu Schritt 3 und 4 ist anzumerken, dass nicht nur die thermischen Einheiten einem grenzkostenbasierten Abruf unterliegen, sondern prinzipiell auch die Wasserkraftwerke. Als kostengünstigste Variante der Stromproduktion würden sie aber ohnehin als erste Kraftwerke (d.h. nach den vorrangig eingespeisten Erneuerbaren Energien) abgerufen werden. Somit beschleunigt die implementierte fixe Reihenfolge die Berechnung, ohne das Ergebnis zu verfälschen.

Adequacy-Modus optimiert PowrSym den Einsatz der Pumpspeicher nur bis zu einem maximalen Wert von 10%, bezogen auf die Pumpvolllaststunden. Bei der vollen Marktsimulation sucht das Tool dagegen den gesamten zur Verfügung stehenden Lösungsraum ab. Ausserdem berechnet die volle Marktsimulation die durch den Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke benötigte Übertragungskapazität systemweit neu. Im Adequacy-Modus berücksichtigt PowrSym nur die jeweilige Zone, in der sich die Pumpspeicher befinden. Durch den Einbezug des grösseren Lösungsraums in der vollen Marktsimulation sinkt die ENS gegenüber dem Adequacy-Modus. Der Adequacy-Modus kann daher als konservativere Simulationsmethode bezeichnet werden und erfasst alle ENS-Ereignisse. Der Grund für die Verwendung des Adequacy-Modus ist die deutlich verkürzte Rechenzeit gegenüber der vollen Marktsimulation.

4.4. Adequacy-Indikatoren

Die Ergebnisse der Simulationen werden in den folgenden Adequacy-Indikatoren zusammengefasst:

- » **Energy Not Served, auch Energy Not Supplied genannt, (ENS)** ist der absolute Wert des erwarteten Lastabwurfs in der betrachteten Periode. Alle Ergebnisse basieren auf der Gesamtbetrachtung aller Iterationen. Für jede Stunde resultiert ein Minimum, Maximum und Durchschnitt. Für die Jahreswerte weisen wir die folgenden Kennzahlen aus:
 - o Durchschnittswert: Durchschnitt aus allen Iterationen
 - o Median: In der Hälfte aller Iterationen ist die ENS-Summe kleiner oder grösser
 - o P95-Wert: In 95% aller Iterationen ist die ENS-Summe kleiner, und in 5% ist sie grösser als der P95-Wert.
- » **Loss of Load Expectation (LOLE)** bezeichnet die erwartete Anzahl Stunden pro Jahr, in denen nicht die gesamte Last bedient werden kann (unabhängig von ihrer Menge). D.h. LOLE quantifiziert die Häufigkeit eines Lastabwurfs, nicht dessen Tiefe. Der Logik der Monte-Carlo-Simulationen folgend, resultieren für die Jahreswerte der Median, der P95-Wert und der Durchschnittswert.
- » **Loss of Load Probability (LOLP)** in Prozent ist ein Mass für die Wahrscheinlichkeit eines Lastabwurfs, ohne dessen Tiefe zu berücksichtigen. Es zeigt die Wahrscheinlichkeit eines Lastabwurfs in einer gewissen Stunde basierend auf den Ergebnissen aller Iterationen.
- » **Thermische Residualleistung** (in MW) ist diejenige thermische Kraftwerksleistung, die in einer gewissen Stunde verfügbar, aber nicht abgerufen ist. Für jede Stunde resultieren aus allen Iterationen ein Minimum, ein Maximum und der Durchschnitt.

Die Verwendung der vier Indikatoren erlaubt eine Abschätzung der Versorgungssicherheit.

4.5. Abschätzung der Konvergenz und Anzahl der nötigen Iterationen¹³

Eine zentrale Frage bei Monte-Carlo-Simulationen ist die Anzahl an Iterationen, die nötig sind, um eine ausreichende statistische Belastbarkeit zu erreichen. Abbildung 11 zeigt die jährliche systemweite ENS für das Stressszenario 1. Der Durchschnitt der systemweiten (d.h. alle modellierten Länder betreffenden) ENS liegt mit einer Wahrscheinlichkeit von 95% innerhalb des hellroten Vertrauensintervalls. Ab etwa 1000 Iterationen ist der gleitende Durchschnitt der ENS (rote Linie) über alle 1000 Iterationen auch gegen Ausreisser genügend stabil, sodass man von Konvergenz sprechen kann. Eine weitere Erhöhung der Anzahl Iterationen verbessert die Konvergenz nicht wesentlich. Die für die Simulationen gewählten 1001 Iterationen garantieren

¹³ Die Herleitung des Fehlerbereichs folgt der Argumentation im MAF 2017 auf Seite 31.

neben der statistisch genügend guten Belastbarkeit zudem die Existenz eines Median-Wertes¹⁴. Da das Stressszenario 1 die extremsten Annahmen beinhaltet und dementsprechend die höchsten ENS-Summen auftreten, ist ein Konvergenztest für dieses Stressszenario am sinnvollsten.¹⁵

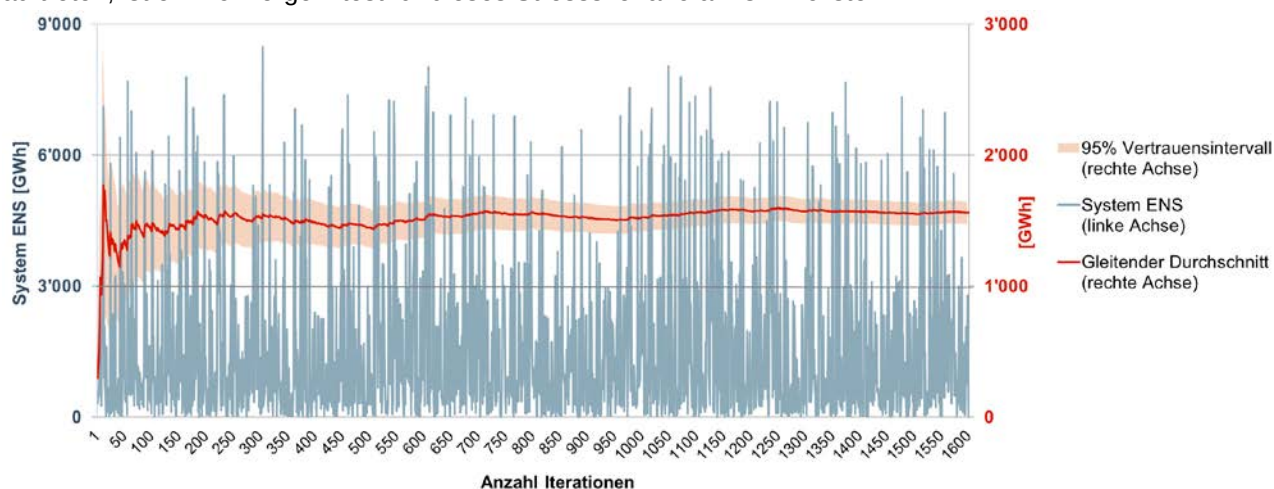


Abbildung 11: Konvergenz der jährlichen ENS für alle modellierten Länder im Stressszenario 1.

Die statistischen Annahmen zum Vertrauensintervall von 95% beruhen auf dem *Starken Gesetz der grossen Zahlen* und auf dem *Zentralen Grenzwertsatz*. Sind beide erfüllt, gilt der Fehler zwischen dem beobachteten Durchschnitt der systemweiten ENS und ihrem Erwartungswert als normalverteilt. In diesem Fall ist der Fehler ε_n mit der Standardabweichung σ_n in der Iteration n

$$|\varepsilon_n| \leq 1.96 \frac{\sigma_n}{\sqrt{n}}$$

Das Vertrauensintervall mit μ_n als gleitendem Durchschnitt nach n Iterationen ist

$$\left[\mu_n - 1.96 \frac{\sigma_n}{\sqrt{n}}, \quad \mu_n + 1.96 \frac{\sigma_n}{\sqrt{n}} \right]$$

Bei 1001 Iterationen beträgt der auf die systemweite ENS normierte einseitige Fehler, also die einseitige Weite des Vertrauensintervalls, ca. 7%.

¹⁴ Der Median der Zahlenfolge (1, 1000) existiert nicht. Somit müsste man bei 1000 Iterationen einen oberen und einen unteren Median ausweisen. Für die Zahlenfolge (1,1001) dagegen ist der (eindeutige) Median-Wert 501. Der Median ist Teil der Ergebnisdarstellung.

¹⁵ Prinzipiell ist Konvergenz jeweils vom betrachteten Datensatz abhängig. Da die ENS-Werte für den Referenzfall und die Sensitivitäten 2 und 3 sehr klein sind, spielt die Weite des Vertrauensintervalls (d.h. der Fehlerbereich) eine untergeordnete Rolle.

5. Annahmen in Basisszenario und Stressszenarien

Das Basisszenario (Base Case) ist aus Sicht der verfügbaren Kraftwerksleistung ein eher pessimistisches Szenario, d.h. die installierte Kapazität traditioneller thermischer Kraftwerke stagniert annahmegemäss, z.B. wegen fehlenden wirtschaftlichen Wachstums oder fehlender Umsetzung der nötigen Energiestrategien. Zusätzlich zum Basisszenario werden drei von der EICOM definierte Stressszenarien analysiert, die einen Stresstest für das Versorgungssicherheitsniveau der Schweiz im Jahr 2020 darstellen. Tabelle 1 fasst die wichtigsten Annahmen zum Basisszenario und zu den Stressszenarien zusammen:

Szenario	Einschränkung Kraftwerkspark	Einschränkung NTC IT ► CH	Kommentar
Basisszenario	Referenzszenario gemäss PLEF 2015	-	
Stressszenario 1	-20 GW KKW in FR -2 GW KKW in CH	Jan/Feb = 0	KKW-Ausfall für 6 Monate ab Oktober
Stressszenario 2 (nur CH)	-3 GW KKW	Jan = 0	KKW-Ausfall für 6 Monate ab Oktober
Stressszenario 3 (nur CH)	-3 GW KKW -2 GW Turbinierleistung -0.2 GW Pumpleistung -2 TWh Speicherwasser	Jan = 0	KKW-Ausfall für 6 Monate ab Oktober, Ausfall Grande Dixence ganzjährig

Tabelle 1: Zusammenfassung der Szenarien.

5.1. Systemgrenze

Neben der Versorgungssituation (Nachfrage und Erzeugungskapazitäten) in der Schweiz spielt die Situation im europäischen Stromsystem eine sehr wichtige Rolle für die «System Adequacy» in der Schweiz.

Im Modell wird deshalb die gesamte sogenannte „PLEF⁺⁺“-Region im Detail modelliert (dunkelblau in Abbildung 12). Diese besteht aus den fünf PLEF-Ländern Belgien (BE), Deutschland (DE), Frankreich (FR), Luxemburg (LU) und Niederlande (NL) zuzüglich Österreich (AT) und der Schweiz (CH). Für diese Länder wurden anlässlich der PLEF-Studie 2015 eigens Daten gesammelt. Relevante grosse Nachbarn der PLEF⁺⁺ - Region werden ebenfalls berücksichtigt und auf Basis vorhandener ENTSO-E - Daten detailliert modelliert (hellblau in Abbildung 12): Spanien (ES), Grossbritannien (GB) und Italien (IT). Alle dort vorhandenen zusammengefassten Kraftwerksblöcke sowie wöchentliche Zuflüsse und Speicherinhalte werden explizit modelliert.

Kraftwerke und Nachfrage anderer, von der Kernregion weiter entfernter Länder werden vereinfacht modelliert, indem die stündlichen Exporte und Importe in die modellierten Regionen vorgegeben werden (helleres und dunkleres Grün in Abbildung 12).

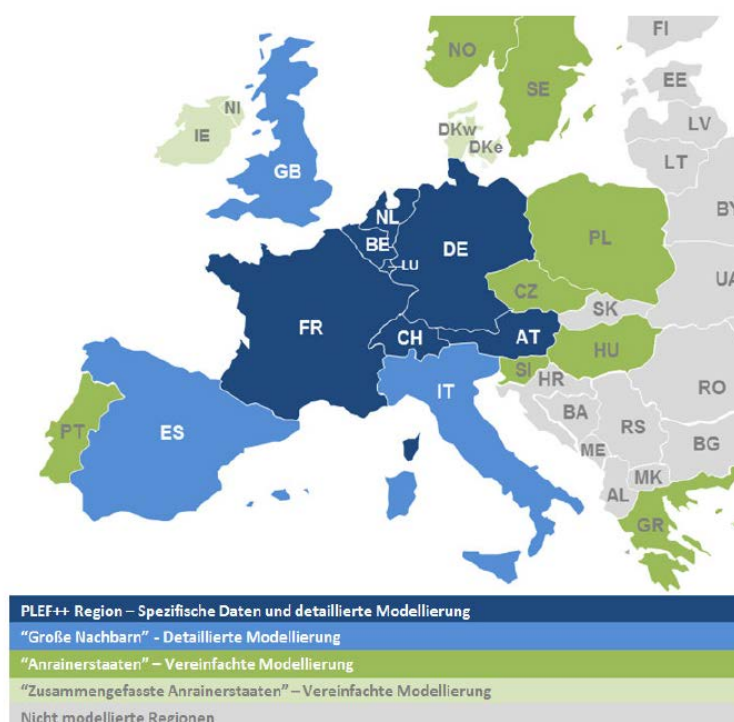


Abbildung 12: PLEF-Region und Anrainerstaaten

Die Herleitung der stündlichen Import- und Exportprofile erfolgt analog zum Vorgehen in der PLEF-Studie basierend auf der Analyse der Remaining Capacity und des Adequacy Reference Margin basierend auf dem System Adequacy Outlook 2015 der ENTSO-E:

- » Die Analyse des Imports und des Exports aus und in die Anrainerstaaten erfolgt auf Basis von saisonalen Betrachtungen (Sommer/Winterprofil). Je nach der innerhalb einer Saison vorherrschenden Flussrichtung werden die Anrainerstaaten während der Saison als exportierende oder importierende Anrainerstaaten modelliert.
- » Exporte aus der blauen Modellregion in importierende Anrainerstaaten erfolgen auf Basis stündlicher Lastprofile. Importierende Anrainerstaaten werden dabei vereinfacht als ein Nachfrageknoten ohne Erzeugungskapazität dargestellt. Im Falle einer Knappheitssituation wird davon ausgegangen, dass die blaue Modellregion zunächst ihren eigenen Bedarf deckt und lediglich die allfällige überschüssige Energie in die Anrainerstaaten exportiert. Innerhalb der Simulation wird dies durch die Annahme eines niedrigeren VOLL von 1'000 EUR/MWh für importierende Anrainerstaaten im Vergleich zu 3'000 EUR/MWh in der Modellregion erreicht.
- » Importe in die Modellregion aus exportierenden Anrainerstaaten erfolgen, indem die zusätzliche Strombezugsoption als ein sehr teures Kraftwerk modelliert wird (Abrufkosten 1'000 EUR/MWh). Importe erfolgen daher nur im Falle einer Knappheit zur Vermeidung von Stromausfällen in der detailliert modellierten Region (hell- und dunkelblau in Abbildung 12).

5.2. Verbrauch und Kraftwerkspark im Jahr 2020

Datenquelle für den prognostizierten Verbrauch im Jahr 2020 ist der MAF 2017. Abbildung 13 zeigt den klimabereinigten Jahresverbrauch für das Jahr 2020. Für die Schweiz beträgt er 60 TWh. Die Pumpenergie ist dabei noch nicht enthalten, da sie ein Modellergebnis ist. Ebenfalls hinzu kommen noch Verbrauchseffekte aufgrund von Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen und dem jährlichen Temperaturverlauf. Der Nettoeffekt fällt

je nach Klimajahr unterschiedlich hoch aus. Besonders die Temperatur wirkt sich in den verschiedenen Ländern unterschiedlich stark aus.

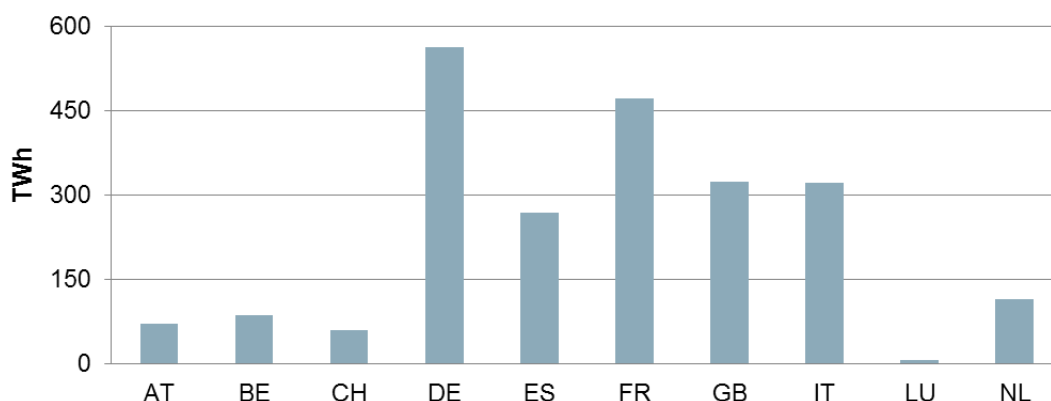


Abbildung 13: Klimabereinigter Verbrauch im Jahr 2020 für die modellierten Länder ohne Effekte aus Wärmepumpen, Elektrofahrzeugen und Temperatur und ohne Pumpenergie.

Abbildung 14 zeigt die relative Spannweite zwischen den minimalen und maximalen Werten, die sich ergeben, wenn man die Effekte aus Temperatur, Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen mit einbezieht. Die relativen Verbrauchsschwankungen sind erwartungsgemäss für Frankreich aufgrund der grossen Verbreitung von elektrischen Heizungen am grössten.

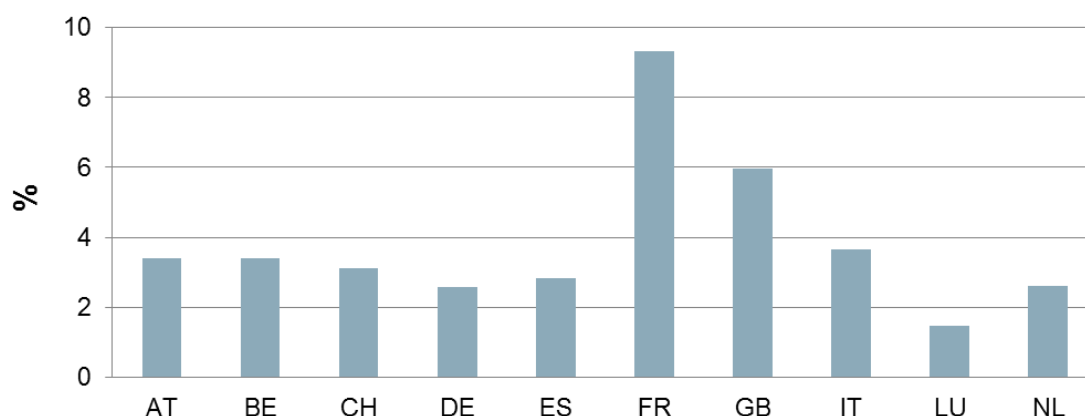


Abbildung 14: Relative Spanne zwischen minimalem und maximalem Jahresverbrauch pro Land.

Die Annahmen zur installierten Kapazität sowie zu den Ausserbetriebnahmen der Kraftwerke im Ausland im Basisszenario ist gegenüber dem PLEF 2015-Datensatz unverändert. Abbildung 15 zeigt die angenommene installierte Nettogleistung in den einzelnen Ländern im Jahr 2020, unterteilt nach Brennstoff.

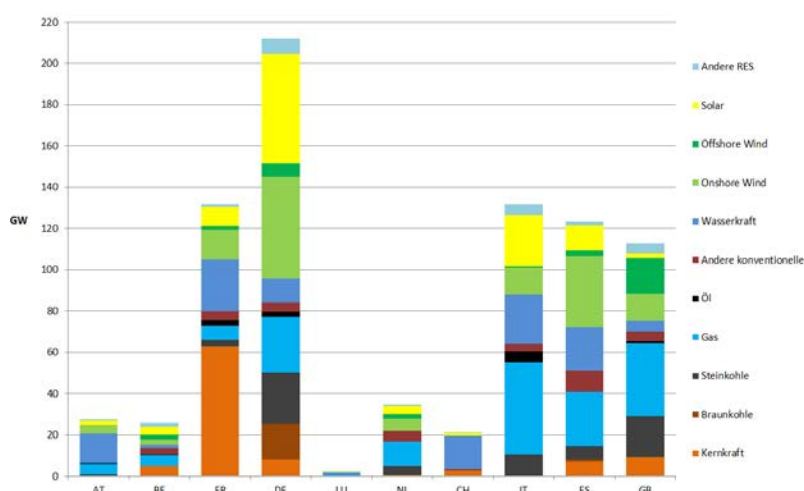


Abbildung 15: Installierte Leistung im Jahr 2020. Quelle: PLEF-Studie 2015.

Die installierte Erzeugungskapazität in der Schweiz beträgt im Jahr 2020 ca. 22 GW. Um Konsistenz zwischen Netzplanung und Adequacy-Analyse zu wahren, orientiert sich das Basisszenario weitgehend am Szenario „Slow Progress“ der Netzplanung¹⁶ von Swissgrid für das Jahr 2025, bezogen auf den Ausbaustand 2020. Im Vergleich zum Kraftwerkspark des Jahres 2017 gibt es im Wesentlichen folgende Änderungen:

- » Abschalten des Kernkraftwerks Mühleberg (-373 MW)
- » Installation der zwei grossen Pumpspeicher Linth-Limmern (+/-1'000 MW) und Nant de Drance (+/-900 MW)
- » Aktualisierung des Ausbaustandes von neuen erneuerbaren Energien im Jahr 2020: 120 MW Wind und 2'600 MW Photovoltaik gemäss MAF 2017.

In den drei Stressszenarien wird die Kraftwerksleistung gemäss den Vorgaben der ElCom reduziert. Stressszenario 1 beinhaltet Ausfälle im französischen Kernkraftwerkspark in Höhe von 20 GW sowie den Ausfall von Gösgen und Leibstadt in der Schweiz. Diese extreme Annahme erlaubt es, den Einfluss der eingeschränkten Importverfügbarkeit auf die Schweizer Versorgungssicherheit zu untersuchen. Die Stressszenarien 2 und 3 umfassen den Ausfall aller Kernkraftwerke in der Schweiz, sowie in Stressszenario 3 zusätzlich den Ausfall eines wichtigen Jahresspeichers. Die Werte, um welche die Kraftwerksleistung jeweils reduziert wird, stehen in Tabelle 1.

5.3. Annahmen zu Brennstoff- und CO₂-Preisen

Eine wichtige Rolle für die Marktpreisbildung und die daraus resultierenden internationalen Stromflüsse spielen die (variablen) Erzeugungskosten der installierten Kraftwerke. Diese wiederum werden getrieben durch die Annahmen zu Brennstoffpreisen und CO₂-Preisen. Die Brennstoff- und CO₂-Preise, die als Grundlage für die Marktsimulation dienen, sind dieselben wie in der PLEF-Studie 2015, nämlich die Annahmen aus dem Szenario „Current Policies“ des World Energy Outlook (s. Tabelle 2).

¹⁶ Strategisches Netz 2025, Swissgrid

Brennstoff/CO ₂	Einheit	Preis
IEA Rohöl Import	\$ / Barrel	120
Gas Europa Import	\$ / Mbtu	12
OECD Kohle Import	\$ / Tonne	112
CO ₂	\$ / Tonne	20

Tabelle 2: Annahmen zu Brennstoff- und CO₂-Preisen. Quelle: PLEF-Studie 2015.

Diese Annahmen resultieren in der in Abbildung 16 symbolisch dargestellten Abrufreihenfolge. Zuerst kommt die dargebotsabhängige Einspeisung aus Windkraft, Photovoltaik, Laufwasser, anderen erneuerbaren Energien (z.B. Biomasse) sowie anderen nicht erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien (z.B. Kraft-Wärme-Kopplung) zum Einsatz. Diese werden mit Erzeugungskosten von 0 €/MWh modelliert. Der im Vergleich zu anderen Energieszenarien relativ niedrige CO₂-Preis von 20 \$ pro Tonne sorgt dafür, dass nach der Kernkraft erst die Braun- und Steinkohlekraftwerke und anschliessend die Gaskraftwerke abgerufen werden, gefolgt von ölasierten Technologien. Für den in Abschnitt 5.1 beschriebenen Import aus nicht modellierten Regionen in die Modellregion kommen Kraftwerke mit sehr hohen Gestehungskosten von 1'000 €/MWh zum Einsatz, die erst nach allen anderen Erzeugungstechnologien abgerufen werden.

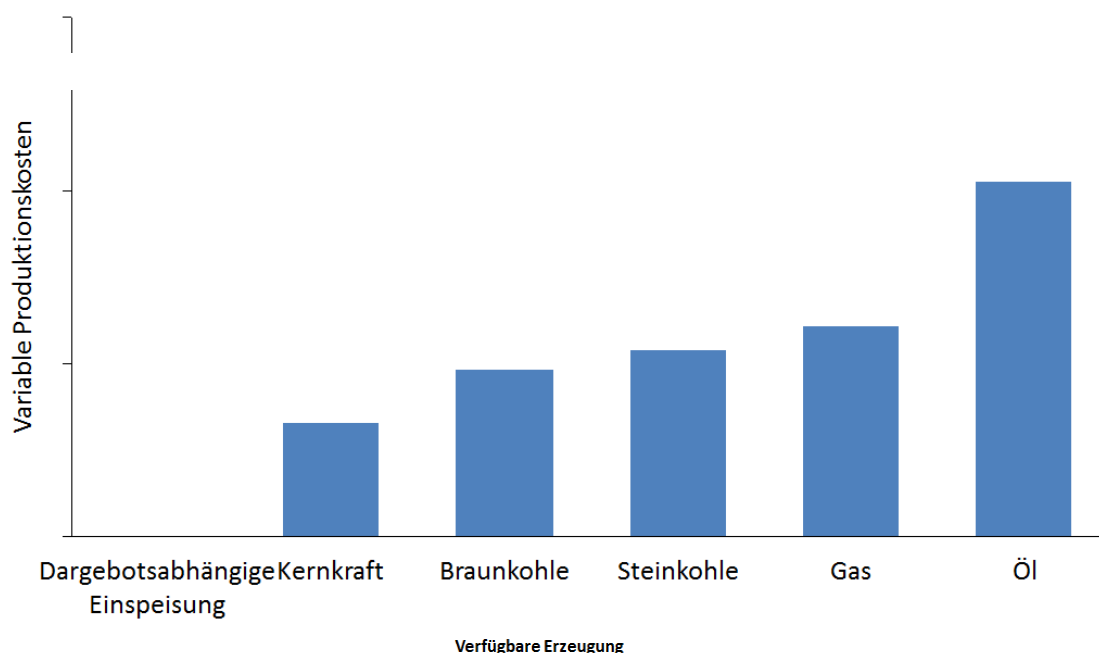


Abbildung 16: Abrufreihenfolge der verfügbaren Erzeugung ohne Importe von ausserhalb der Modellregion. Letztere werden mit 1'000 €/MWh eingesetzt. Symbolische Darstellung.

5.4. Annahmen zu Grenzkapazitäten (NTC)

Die Annahmen zum internationalen Netzausbau stammen aus dem Ten Year Network Development Plan (TYNDP) 2014 der ENTSO-E und bleiben gegenüber der PLEF Studie 2015 unverändert. Die Netzengpässe werden durch die saisonalen NTC-Werte an den Grenzen jedes Knotens (Landes) implizit berücksichtigt.

Die einzelnen Länder werden jeweils als eine Marktzone abgebildet mit Ausnahme von Italien, das in zwei Marktzone aufgeteilt wurde. Die aktuelle gemeinsame Preiszone Deutschland und Österreich wurde eben-

falls aufgeteilt. Gemäss der Pressemitteilung der BNetzA¹⁷ soll das Engpassmanagement zwischen diesen zwei Ländern am 1. Oktober 2018 beginnen, wobei dauerhaft mindestens 4.9 GW Grenzkapazität zur Verfügung stehen soll.

Für Schweizer Grenzen wird eine fristgerechte Umsetzung der Netzprojekte aus dem Strategischen Netz 2025, bezogen auf das Jahr 2020, zugrunde gelegt. Die geplanten Projekte wirken sich positiv auf die Sicherstellung der Importkapazitäten aus.

Einbezug vertikaler und horizontaler interner Engpässe im Übertragungsnetz

An den Schweizer Grenzen wurden die Grenzkapazitäten teilweise angepasst, um die internen Netzengpässe besser abbilden zu können. Im Winterhalbjahr erfolgen 75-85% der Importe sowie 80-90% der Exporte über die 380-kV-Spannungsebene¹⁸. Die Kapazität der Transformatoren, die die Energie von 380 kV auf 220 kV transformieren, bestimmt weitgehend, wieviel Import zur Versorgung der Schweizer Verbraucher genutzt werden kann. Diese Kapazität ist kleiner als die Summe der einzelnen Import-NTCs der Schweizer Grenzen. Für die aktuelle Studie wurde die gleichzeitige Importkapazität der Schweiz daher auf max. 6'000 MW beschränkt.

Zusätzlich wurden die Import-NTCs aus Deutschland und Österreich in die Schweiz abhängig von der Wind einspeisung in Deutschland modelliert. Windproduktion in Deutschland ist hauptsächlich im Norden konzentriert. Die grossen Verbrauchszentren liegen jedoch im Süden, und die Energie kann aufgrund interner Engpässe innerhalb Deutschlands nicht nach Süden transportiert werden. In der aktuellen Praxis wird daher der NTC in Richtung Schweiz zur Steuerung des Flusses Nord-Süd reduziert. Daraus resultieren NTC-Werte im Bereich von 800 – 2'000 MW für die Grenze Deutschland → Schweiz und 400 – 1'200 MW für die Grenze Österreich → Schweiz. Wie die Windproduktion hängen die resultierenden NTCs somit vom gewählten Klimajahr ab (s. Kapitel 4.1.1).

Tabelle 3 zeigt die verwendeten saisonalen Übertragungskapazitäten für das Jahr 2020 zwischen der Schweiz und ihren Nachbarländern

Richtung		Winter 2017	Sommer 2017	Winter 2020	Sommer 2020
Import CH	DE->CH	2'000	2'000	800 - 2'000	
	FR->CH	3'200	3'000	3'200	3'000
	AT->CH	1'200	1'200	400 - 1'200	
	IT->CH	1'810	1'440	2'410	1'940
Export CH	CH->DE	4'000	4'000	4'000	4'000
	CH->FR	1'100	1'100	1'100	1'100
	CH->AT	1'200	1'200	1'200	1'200
	CH->IT	4'240	3'420	4'240	3'420

Tabelle 3: Grenzkapazitäten zwischen der Schweiz und ihren Nachbarn.

Aufgrund aktualisierter Kapazitätsberechnungen und Prozeduren an der italienischen Nordgrenze bis 2020 kann der NTC IT->CH um 500 MW erhöht werden. Saisonale sowie Peak/Off-Peak-Variationen werden für beide Richtungen berücksichtigt. Die resultierenden Werte reichen für IT->CH von 1'940 MW (Sommer Peak) bis 2'410 MW (Winter Off-Peak) und für die Richtung CH->IT von 3'420 MW (Sommer Peak) bis 4'240 MW (Winter Peak).

5.5. Regelreserven

In den Ländern existieren unterschiedliche Praktiken und Regelungen bei der Anwendung von Regelleistung für Adequacy-Zwecke. In manchen Ländern (z.B. Frankreich, Belgien, Schweiz) dürfen für Regelernergie re-

¹⁷ https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2017/15052017_DE_AU.html

¹⁸ https://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/reliability/winter_planning.html

servierte Mengen nicht zur Verbesserung der Adequacy-Situation herangezogen/eingeplant werden. Der primäre Zweck der Regelreserven ist der Ausgleich der unvermeidbaren Schwankungen zwischen Produktion und Last. Im Sinne eines konservativen Ansatzes wird im Rahmen der Modellierung angenommen, dass Kraftwerke, die positive Regelleistung (durch den TSO reserviert zum Ausgleich kurzfristiger Frequenzschwankungen) anbieten, nicht als zusätzlicher Beitrag in der Adequacy-Bilanz angesehen werden.

Modelltechnisch wird dies für alle Länder ausser der Schweiz umgesetzt, indem der Regelleistungsvorhalbedarf als zusätzliche Last in allen Stunden vorgegeben wird. Für Länder mit Speicherkraftwerken als Anbieter von Regelleistung ist diese Methode weniger geeignet, da die Speicherkraftwerke Spitzenlastkraftwerke sind und das verfügbare Wasser in den teuersten Stunden einsetzen. Die durchgehende Erhöhung der Last „reserviert“ zu viel Wasser als Bandproduktion, und ist deswegen eine unrealistische Annahme.

Aus diesem Grund unterscheidet sich die Modellierung der Regelreserven für die Schweiz von den anderen Ländern: Die verfügbare Speicherproduktion der Schweiz wird um die durchschnittliche abgerufene positive Regelenenergie in der Höhe von 0.4 TWh/a reduziert (s. Abbildung 17). Auf diese Weise lässt sich der Energiebedarf für die Regelreserven realistischer abbilden. Zusätzlich zur Energie wurde auch die Leistung von der verfügbaren Kapazität der Speicherkraftwerke abgezogen. Diese beträgt aktuell 882 MW.

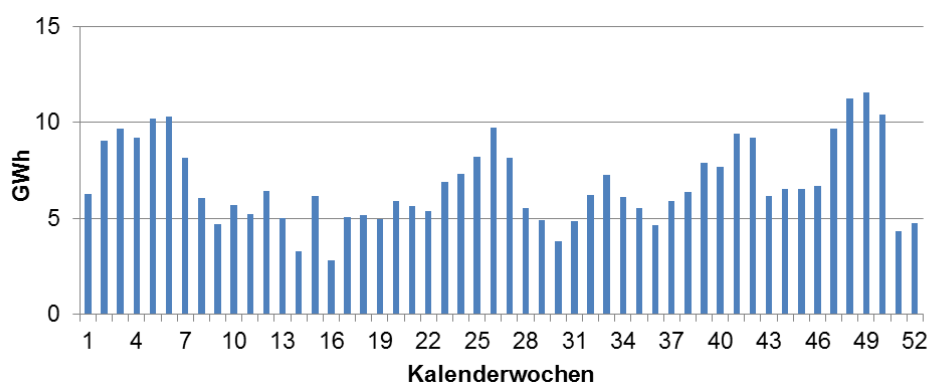


Abbildung 17. Durchschnittliche Aktivierung der positiven Regelenenergie in der Schweiz, 2009 - 2016

6. Resultate und Interpretationen

Abbildung 18 zeigt jeweils den Durchschnitt, den Median-Wert und den P95-Wert (s. Abschnitt 4.4) der ENS-Jahressumme aus allen Simulationen. Die Ergebnisse werden nur für die Länder mit einem gewissen Adequacy-Risiko dargestellt, d.h. nur für Länder mit LOLE > 3 Stunden im Referenzfall oder in einer der drei Stressszenarien. Basierend auf der oben vorgestellten Methodik und den Annahmen weisen nur die Schweiz und Frankreich LOLE über 3 Stunden auf.

Neben dem Basisszenario liefern vor allem die Sensitivitätsanalysen Erkenntnisse über die Robustheit der Ergebnisse und über wichtige Treiber der Adequacy-Situation in der Schweiz. Im Folgenden stellen wir die Ergebnisse dieser Rechnungen im Detail dar.

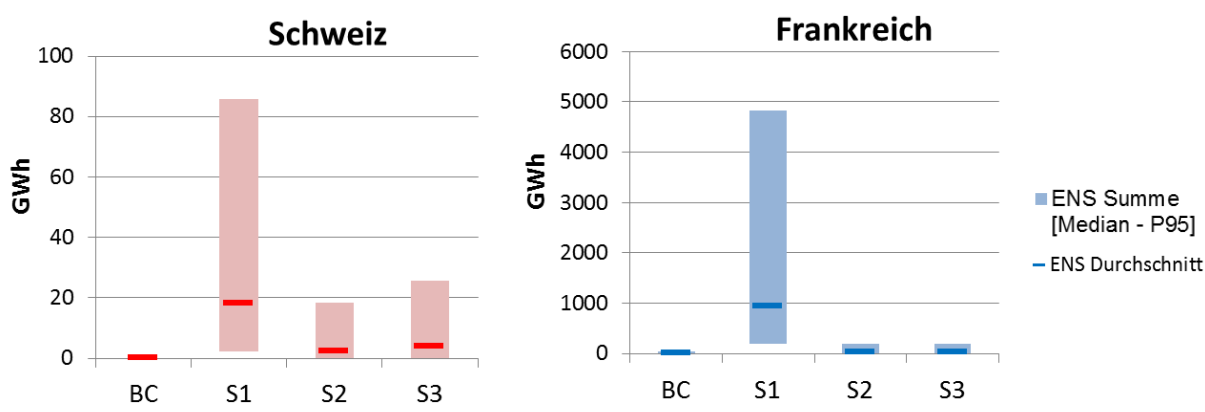


Abbildung 18. Energy Not Supplied in den analysierten Szenarien. BC = Base Case, S = Stressszenario. Zur Definition der P50 und der P95 Werte s. Abschnitt 4.4.

6.1. Basisszenario (Base Case)

Für das Basisszenario ergeben sich folgende Ergebnisse für ENS und LOLE:

Szenario	Land	ENS Durchschnitt	ENS Median	ENS P95	LOLE Durchschnitt	LOLE Median	LOLE P95
		GWh	GWh	GWh	Stunden	Stunden	Stunden
Basisszenario	FR	8.8	0.0	30.7	5.4	0.0	48.0
	CH	0.2	0.0	0.0	0.3	0.0	0.0

Tabelle 4: ENS und LOLE im Basisszenario.

Es lassen sich folgende Erkenntnisse festhalten:

- » In allen modellierten Ländern ausser Frankreich weisen alle Kennzahlen auf eine auskömmliche Versorgungssituation im Jahr 2020 hin.
- » Frankreich ist die Region mit der angespanntesten Adequacy-Situation im Jahr 2020. Aber in Frankreich beträgt die ENS-Summe mit 8.8 GWh/a weniger als ein Fünftel eines durchschnittlichen Stundenverbrauchs an einem Wintertag. Auch die LOLE ist sehr niedrig: In durchschnittlich etwa 5 von 8736 Stunden eines Jahres käme es zu einem Versorgungsengpass.
- » Für die Schweiz ist die Versorgungssituation im Jahr 2020 im Basisszenario ebenfalls unkritisch.
- » Eine fristgerechte Realisierung der geplanten Netzausbauten bis 2020 gemäss dem Strategischen Netz 2025 ist eine wichtige Voraussetzung für die vorliegenden Ergebnisse zur Adequacy-Situation

in der Schweiz. Eine Verzögerung des Netzausbaus könnte die Importkapazität reduzieren und somit die ENS potentiell erhöhen.

Abbildung 19 oben zeigt für jede Stunde den Durchschnitt und die Minimal- und Maximalwerte der thermischen Residualleistung aus allen Iterationen. Das untere Bild zeigt die stündliche LOLP in Frankreich, ebenfalls auf Basis aller Iterationen. Die Wintermonate, insbesondere Januar und Februar, sind die kritischen Zeiten. In dieser Zeit liegt das Minimum der thermischen Residualleistung bei Null, d.h. alle verfügbaren thermischen Kraftwerke produzieren maximal. In dieser Zeit kommt es zu hoher Stromnachfrage (insbesondere aufgrund des Heizbedarfs), der Beitrag aus Photovoltaik ist gering und die Einspeisung aus Windenergieanlagen ist nicht konstant und daher nicht gesichert vorhanden. Zudem sind Wasserspeicher, die sich erst im Frühjahr wieder füllen, schon deutlich geleert. Laufwasserkraftwerke werden kaum durch Zuflüsse gespeist, da der grösste Teil des Wassers in den Bergen als Schnee gebunden ist, bevor dieser im Frühjahr schmilzt und die Speicher auffüllt bzw. in die Laufwassieranlagen im Tal fliesst.

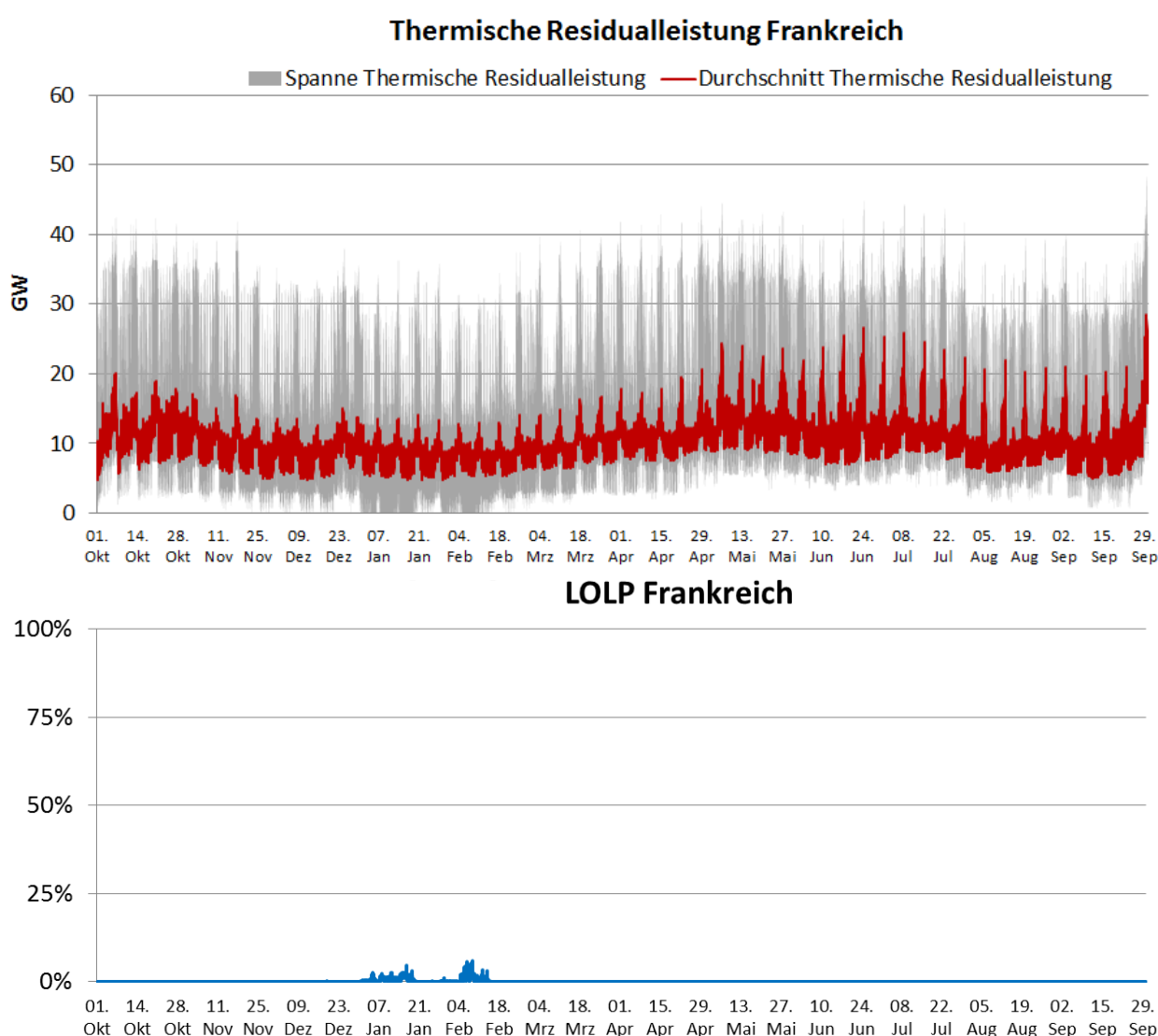


Abbildung 19: Stündliche Werte auf Basis aller Iterationen für Frankreich im Basisszenario. Oben: Durchschnitt, Minima und Maxima der thermischen Residualleistung. Unten: LOLP.

6.2. Stressszenario 1: Produktionsausfall in der Schweiz und im Ausland

Die Schweiz ist im Winterhalbjahr stark auf Stromimporte angewiesen, weil die Wasserverfügbarkeit v.a. in den Speicherseen niedrig ist. In der Vergangenheit war die Importverfügbarkeit immer ausreichend, und die Schweiz importierte Strom vor allem aus Frankreich und Deutschland. Mit dem geplanten Ausstieg aus der Kernenergie steigt zukünftig der Importbedarf im Winter. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, wie die Versorgungssicherheit der Schweiz gewährleistet werden kann, wenn ein Teil der Produktionskapazitäten im Ausland längerfristig nicht verfügbar ist. Daher werden in dem Stressszenario 1 gemäss den Vorgaben der ElCom rund 20 GW in Frankreich und 2 GW in der Schweiz von der installierten Kapazität der Kernkraft abgezogen. Zusätzlich wird in diesem Stressszenario angenommen, dass die Importmöglichkeit aus Italien im Januar und Februar nicht vorhanden ist. Tabelle 5 fasst die Ergebnisse des Stressszenarios 1 zusammen.

Szenario	Land	ENS Durchschnitt	ENS Median	ENS P95	LOLE Durchschnitt	LOLE Median	LOLE P95
		GWh	GWh	GWh	Stunden	Stunden	Stunden
Stressszenario 1	FR	937.0	196.4	4'819.1	198.8	123.0	718.0
	CH	18.2	2.2	85.7	30.7	7.0	142.0

Tabelle 5: ENS und LOLE pro Jahr für das Stressszenario 1.

Der längerfristige Ausfall von 20 GW der Kernkraft in Frankreich hat einen sehr grossen Einfluss auf das französische Versorgungssicherheitsniveau. Die durchschnittliche ENS-Summe im Stressszenario 1 in Frankreich beträgt 937.0 GWh in fast 200 Stunden; der P95-Wert der ENS liegt sogar bei 4.8 TWh in 718 Stunden. Diese sehr hohen Werte sind das Ergebnis der extremen Annahme, dass ein Drittel der französischen Kernkraftwerke für einen längeren Zeitraum ausfällt. Da Frankreich bereits im Basisszenario ein erhöhtes Adequacy-Risiko aufweist, sind alle möglichen Produktions- und Grenzkapazitäten bereits ausgelastet, sodass zusätzliche Kraftwerksausfälle direkt zur Erhöhung der ENS führen.

In der Schweiz kommt es ebenfalls zu Versorgungsengpässen, jedoch in einem viel kleineren Ausmass. Die durchschnittliche ENS von 18.2 GWh und der P95-Wert von 85.7 GWh entsprechen dem Schweizer Verbrauch während ca. 3 Stunden bzw. ca. 12 Stunden an einem Wintertag.

Wenn die Importverfügbarkeit beschränkt ist, kann die Nachfrage nur aus der inländischen Produktion gedeckt werden, d.h. die Speicherkraftwerke müssen ihre Produktion erhöhen. Es wird unterstellt, dass die Speicherkraftwerke marktrational handeln und in den Perioden mit hohen Preisen – also wenn die Energie knapp ist – mehr produzieren würden als bisher historisch beobachtet. Auf diese Weise können die Speicherkraftwerke helfen, Knappheitssituationen zu verhindern. Um diese Marktreaktion abzubilden, wird in der Modellierung in Perioden mit ENS die Füllstandskurve schneller abgesenkt als in solchen ohne ENS. Die historische Entwicklung der Füllstände der Schweizer Seen und der entsprechenden Speicherproduktion ist ein Ergebnis der historischen Marktpreise. Daher ist es realistisch anzunehmen, dass die aggregierte Füllstandskurve der Schweiz in einer extremen Marktsituation ausserhalb der historisch beobachteten Bandbreite liegen kann.

Abbildung 20 zeigt die Bandbreite der Füllstandskurven der Schweizer Speicherseen: links die historischen und rechts diejenigen, die sich in extremen Marktsituationen ergeben. Das Minimum der Füllstände wird in extremen Marktsituationen in einigen modellierten Jahren bereits im März erreicht, also ca. 2 Monate früher als in der Vergangenheit beobachtet. Aus Sicht der Versorgungssicherheit sind die Monate März und April jedoch weniger kritisch, da die Nachfrage in Europa mit steigenden Temperaturen sinkt und es dadurch mehr verfügbare Produktion für den Import in die Schweiz gibt.

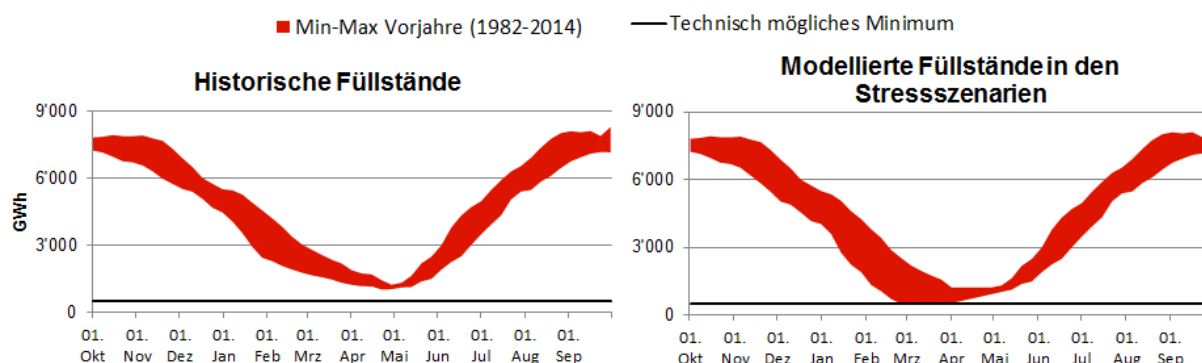


Abbildung 20. Historisch beobachtete Füllstände und modellierte Füllstände in den Stressszenarien für die Schweiz¹⁹.

Da die verfügbare Wassermenge eine fixe Grösse ist, bedeutet eine solche Speicherbewirtschaftung eine Erhöhung der Importe in den nachfolgenden Perioden im Vergleich zu den historischen Werten.

Abbildung 21 zeigt den wöchentlichen Verlauf der Nettoimporte in der Vergangenheit und in ausgewählten modellierten Jahren im Stressszenario 1. Die im Modell resultierenden Importe im März sind am höchsten und ca. doppelt so hoch wie die maximalen Vergangenheitswerte. Dieser Effekt ist die Folge der erhöhten Speicherproduktion vor allem im Januar und Februar und der damit verbundenen niedrigeren Speicherproduktion im März. Der generell erhöhte Importbedarf der Schweiz in diesem Szenario wird durch den angenommenen Ausfall der Schweizer Kernkraftwerke im Winterhalbjahr verursacht. Modellerte Importe liegen innerhalb der angenommenen Importkapazitäten für das Jahr 2020 und sind somit netztechnisch machbar (s. Kapitel 5.4).

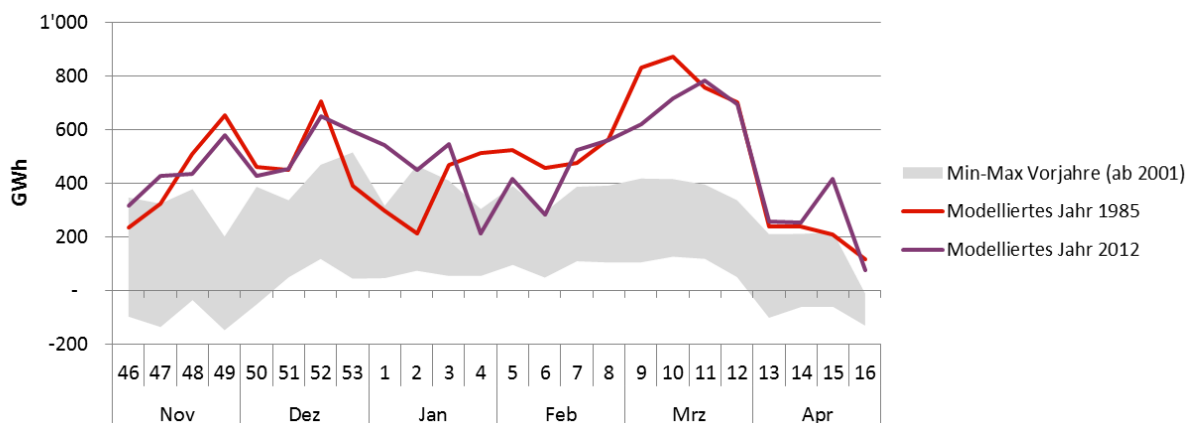


Abbildung 21. Nettoaustausch der Schweiz, Winterhalbjahr (positiv = Import).

Trotz der höheren Importe und der geänderten Speicherbewirtschaftung lässt sich die ENS in der Schweiz nicht komplett vermeiden. In Abbildung 22 sind die durchschnittlichen ENS-Summen sowie die maximalen ENS-Werte aus allen durchgeführten Iterationen pro Stunde abgebildet. Es ist ersichtlich, dass die Versorgungsengpässe in der Schweiz vor allem in den Wintermonaten auftreten können. Jedoch ist die durchschnittliche Menge der nicht gedeckten Last gering und liegt unter 100 MWh. Es wird davon ausgegangen, dass die vorgehaltenen Regelreserven diese Menge im Echtzeitbetrieb kompensieren können. Zusätzlich zu den Regelreserven von 882 MW stehen noch weitere betriebliche Massnahmen wie z.B. Bezug von Mengen

¹⁹ Das technisch mögliche Minimum ist definiert als die Summe der nicht zeitgleichen regionalen Füllstandsminima.

aus Energieaushilfeverträgen mit anderen Übertragungsnetzbetreibern²⁰ oder eine Spannungsabsenkung zur Verfügung²¹. Deren Verfügbarkeit sowie Wirksamkeit muss im Einzelfall geprüft werden. Erst nachdem alle betrieblichen Massnahmen ausgeschöpft sind, käme es zum manuellen Lastabwurf – oder potenziell zu den sogenannten „brown-outs“ – wenn die Netzbetreiber die Last an einzelnen Knoten abschalten, um einen unkontrollierten Blackout zu verhindern. Diese Massnahme wird als letztes Mittel genutzt, um die Netzsicherheit zu gewährleisten.

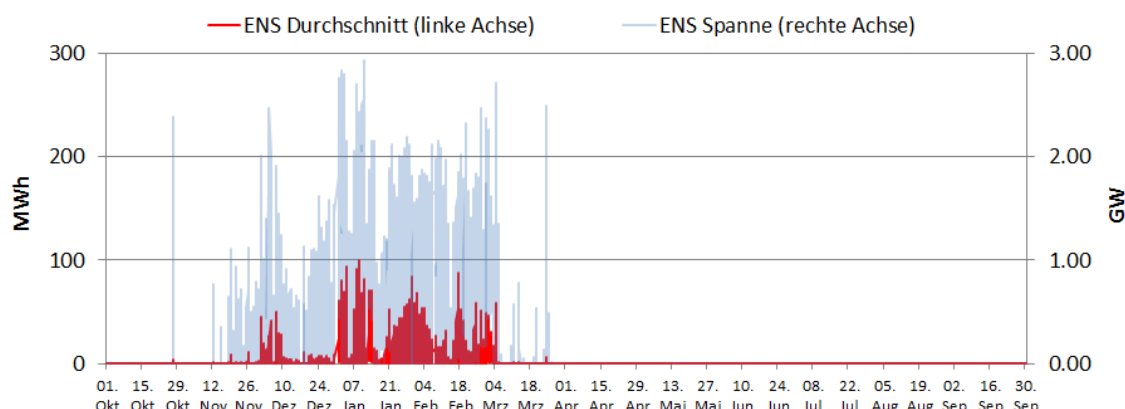


Abbildung 22: Stündliche ENS in der Schweiz.

6.3. Stressszenarien 2 und 3: Produktionsausfall in der Schweiz

Mithilfe dieser Stressszenarien wird analysiert, inwiefern Änderungen im Kraftwerkspark in der Schweiz die Versorgungssicherheit beeinflussen, während die Situation im Ausland unverändert bleibt. In dem Stressszenario 2 wird angenommen, dass alle Kernkraftwerke in der Schweiz (-3 GW) ab Oktober bis einschliesslich März nicht verfügbar sind. Hinzu kommt der ganzjährige Ausfall von Grand Dixence (-2 GW und -2 TWh) in dem Stressszenario 3. In beiden Stressszenarien fällt die Importmöglichkeit aus Italien im Januar komplett weg. Bezüglich der installierten Kapazitäten in der ganzen modellierten Region sind die Stressszenarien 2 und 3 weniger extrem als das Stressszenario 1. Aus nationaler Perspektive stellen die Annahmen in den Stressszenarien 2 und 3 jedoch einen grösseren Stresstest für die Schweizer Versorgungssicherheit dar.

Szenario	Land	ENS Durchschnitt	ENS Median	ENS P95	LOLE Durchschnitt	LOLE Median	LOLE P95
		GWh	GWh	GWh	Stunden	Stunden	Stunden
Stressszenario 2	FR	24.8	0.0	194.4	11.8	0.0	155.0
	CH	2.5	0.0	18.5	9.2	1.0	40.0
Stressszenario 3	FR	28.0	0.0	182.4	11.5	0.0	114.0
	CH	3.9	0.0	25.5	11.0	0.0	107.0

Tabelle 6: Ergebnisse für die Stressszenarien 2 und 3.

Im Ergebnis ist das Risiko für die Versorgungssicherheit der Schweiz zwar grösser als im Basisszenario, jedoch viel kleiner als in dem Stressszenario 1. Die durchschnittlichen ENS-Summen liegen bei 2.5 GWh in dem Stressszenario 2 und bei 3.9 GWh in dem Stressszenario 3, was ca. 1 – 2 Stunden des Schweizer Verbrauchs an einem Wintertag entspricht (s. Tabelle 6). Die Importe können den Ausfall der inländischen Pro-

²⁰ Beispiele: Mutual Emergency Assistance Service (MEAS) mit Frankreich und Italien sowie Notreserve mit Deutschland.

²¹ Vgl. 5.2 der Mitteilung der EICOM vom 8. Juni 2017, abrufbar unter <http://www.elcom.admin.ch/> → Dokumentation → Mitteilungen.

duktion fast vollständig kompensieren. Unter diesen Bedingungen ist der Einfluss des Ausfalls von Grand Dixence auf die Versorgungssicherheit der Schweiz relativ gering: Im Durchschnitt beträgt die ENS-Summe beträgt 1.4 GWh und die LOLE 1.8 Stunden.

Die Versorgungseingänge in der Schweiz fallen in den Stressszenarien 2 und 3 auf die gleichen Perioden, wobei die Höhe der möglichen ENS in dem Stressszenario 3 höher ist. Aufgrund der geringen Unterschiede werden nachfolgend nur die Ergebnisse für das Stressszenario 3 dargestellt. Abbildung 23 zeigt, dass sich die Knappheitssituationen hauptsächlich auf die Monate Januar und Februar konzentrieren. Allerdings sind die Durchschnitts- und die Maximalwerte der ENS sehr gering und liegen unter 22.5 MWh bzw. unter 1.8 GW. Dementsprechend ist auch die Wahrscheinlichkeit des Lastabwurfes (LOLP) niedrig und bewegt sich unter 5%. Aus Sicht der Versorgungssicherheit der Schweiz lässt sich zusammenfassend festhalten, dass der Ausfall aller Schweizer Kernkraftwerke, eines grossen Jahresspeichers sowie der Importkapazität aus Italien keine signifikanten Risiken darstellen, sofern genügend Importkapazität an anderen Grenzen vorhanden ist.

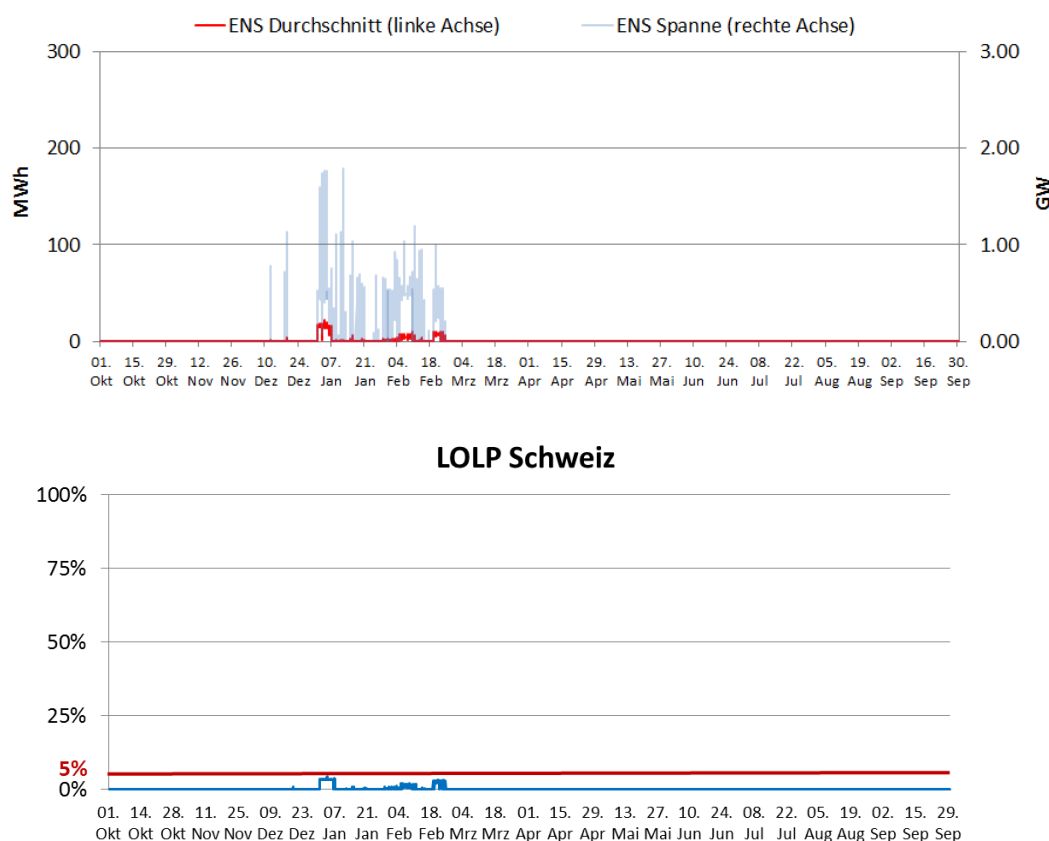


Abbildung 23. ENS und LOLP in der Schweiz in dem Stressszenario 3.

Interessanterweise beeinflusst der Ausfall der Schweizer Erzeugung das Versorgungssicherheitsniveau in Frankreich mehr als jenes in der Schweiz. Im Vergleich zum Basisszenario steigt die durchschnittliche ENS-Summe in Frankreich von 8.8 GWh auf 24.8 GWh in dem Stressszenario 2 bzw. auf 28.0 GWh in dem Stressszenario 3. Daraus lässt sich schliessen, dass die Schweiz Frankreich in kritischen Perioden unterstützen kann. Entgegen einer „normalen“ Situation, in der die Schweiz Strom aus Frankreich importiert, ändert sich die Flussrichtung unter extremen Wetterbedingungen aufgrund der hohen Nachfrage in Frankreich. Abbildung 24 zeigt diese Situation für das Klimajahr 1985 mit einem sehr kalten Winter in Europa:

- » Die Schweiz fungiert als Transitregion. Entgegen der normalen Nord-Süd-Stromflüsse aus Nordeuropa nach Italien fliesst im Knappheitsfall Strom über alle möglichen Wege nach Frankreich. Das Schweizer Stromnetz leitet Importe aus Deutschland nach Frankreich weiter. Dank guter Anbindung kann die Schweiz über andere Grenzen importieren, selbst wenn Frankreich Versorgungsengpässe hat.
- » Zusätzlich exportieren Deutschland, Spanien und Italien in erheblichem Umfang auch direkt nach Frankreich.

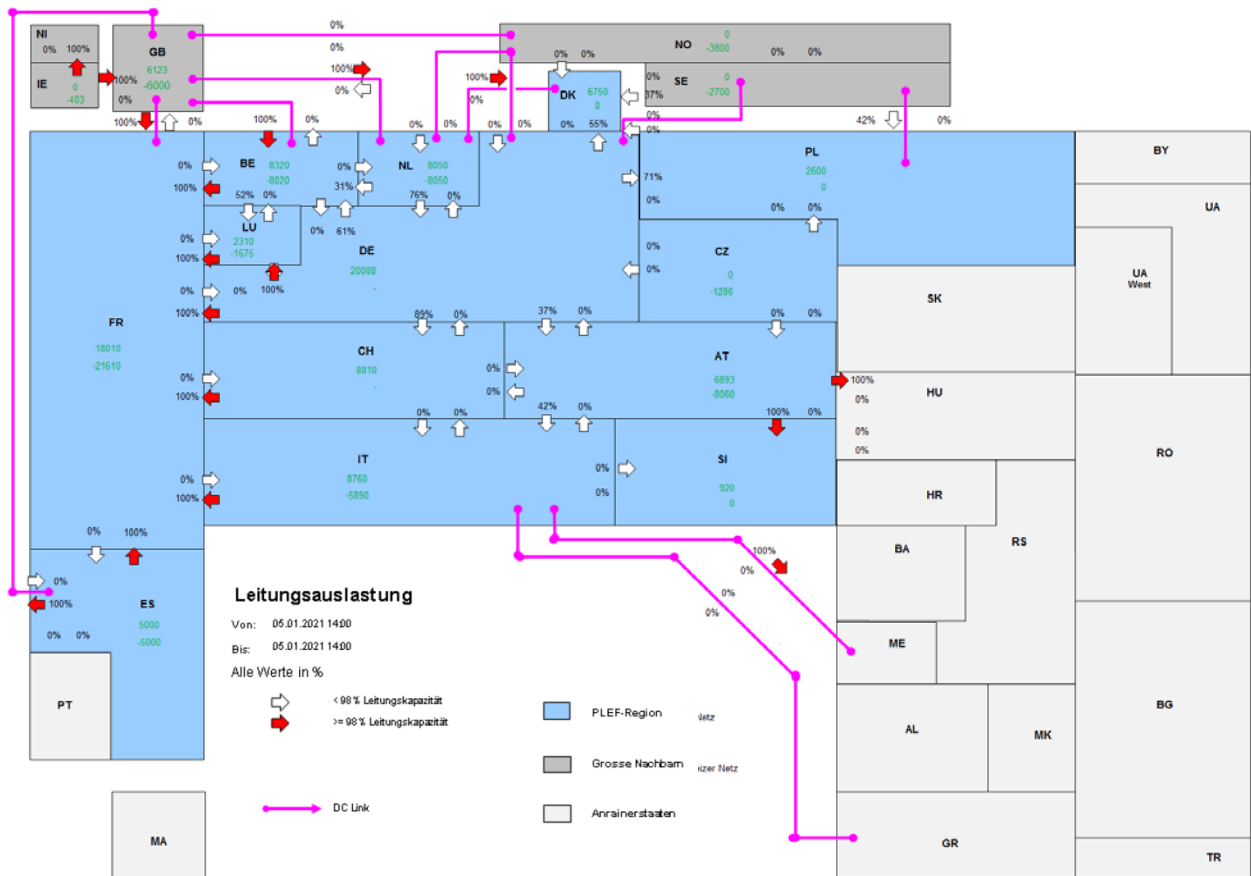


Abbildung 24: Beispiel für die Leitungsauslastung in einer Knappheitssituation in Frankreich, Klimajahr 1985

7. Schlussfolgerungen

Die im Auftrag der ElCom erstellten Berechnungen zur Adequacy-Situation der Schweiz lassen folgende Schlussfolgerungen zu:

- » Die Produktion im Basisszenario ist ausreichend. Die Versorgung der Schweiz mit in- und ausländischer Produktion ist im Jahr 2020 ausreichend, sofern in Europa der Stromhandel (unverfälscht) funktioniert und es zu gegenseitiger Stützung in nationalen Knappheitssituationen kommt.
- » Der Verbrauch in Frankreich ist wettersensitiv; dies jedoch mit geringem Risiko für die Schweiz. Kalte Winter belasten die Versorgungssicherheit in Frankreich, wo Stromheizungen eine grosse Rolle spielen. Dies wirkt sich im Verbund jedoch nur sehr geringfügig auf die Schweiz oder andere Länder aus. Insgesamt gilt für das Basisszenario, dass die Konsequenzen von Stress-Situationen in Frankreich für die Schweiz unter den getroffenen Annahmen vergleichsweise gering sind, da die Schweiz auf die Importe aus Deutschland und Italien ausweichen kann.
- » Im Stressszenario 1 wird angenommen, dass Kernkraftwerke mit einer installierten Leistung von 20 GW in Frankreich und 2 GW in der Schweiz für 6 Monate im Winter ausfallen. Fallen zusätzlich die Importe aus Italien im Januar und Februar weg, führt das zu einer Knappheitssituation mit entsprechend hohen Preisen. Es wird angenommen, dass die Betreiber der Wasserkraftwerke marktrational reagieren und in solchen kritischen Perioden aufgrund der hohen Marktpreise mehr produzieren würden, als bisher historisch beobachtet wurde. In den Folgeperioden würden sie aufgrund geringerer Speicherfüllstände entsprechend weniger produzieren. Die schnellere Entleerung der Speicherseen im Winter kann durch erhöhte Importe im Spätwinter/Frühling kompensiert werden. Einen ähnlichen Effekt konnte man im Winter 2016/2017 beobachten, als die überdurchschnittliche Produktion im Januar durch die Rekordimporte im Februar ausgeglichen wurde.
- » Ein ähnliches Bild zeigt sich, wenn nur die inländischen Kernkraftwerke und/oder ein wichtiger Jahresspeicher längerfristig ausfallen und die Importe aus Italien im Januar entfallen (Stressszenarien 2 & 3). In diesen Stressszenarien wird die Reduktion der inländischen Erzeugung teilweise durch erhöhte Importe ausgeglichen. Es wird auch hier angenommen, dass die fehlenden Importe aus Italien im Januar durch eine von der Marktreaktion getriebene veränderte Speicherbewirtschaftung kompensiert werden.
- » Die Einschätzungen der Adequacy-Situation in der Schweiz sind konsistent mit den Ergebnissen des MAF und der Studien im Rahmen des PLEF, welche ebenfalls ein hohes Niveau der Versorgungssicherheit in 2020 in der Schweiz ausweisen. Diesen Studien ist gemeinsam, dass sie auf einer gekoppelten Leistungs- und Energiebetrachtung in stündlicher Auflösung basieren. Dies im Unterschied z.B. zu den Seasonal Outlooks der ENTSO-E, welche ausschliesslich auf eine Leistungsbetrachtung in einigen definierten Referenzstunden abstellen.
- » In extremen Situationen, die in den betrachteten Stressszenarien vorkommen, könnten die von Swissgrid vorgehaltenen operativen Massnahmen Versorgungsengpässe im Echtzeitbetrieb zumindest teilweise kompensieren. Zusätzlich zu den Regelreserven von 882 MW stehen noch weitere betriebliche Massnahmen wie z.B. ein Bezug aus Energieaushilfeverträgen mit anderen Übertragungsnetzbetreibern²² oder eine Spannungsabsenkung zur Verfügung²³. Deren Verfügbarkeit sowie Wirksamkeit muss im Einzelfall geprüft werden. Erst nachdem alle betrieblichen Massnahmen aus-

²² Beispiele: Mutual Emergency Assistance Service (MEAS) mit Frankreich und Italien sowie Notreserve mit Deutschland.

²³ vgl. 5.2 der Mitteilung der ElCom vom 8. Juni 2017, abrufbar unter <http://www.elcom.admin.ch/> → Dokumentation → Mitteilungen

geschöpft sind, käme es zum manuellen Lastabwurf und damit potenziell zu den sogenannten „brown-outs“. Netzbetreiber müssten die Last an einzelnen Knoten abschalten, um einen unkontrollierten Blackout zu verhindern. Diese Massnahme wird als letztes Mittel genutzt, um die Netzsicherheit zu gewährleisten.

- » Falls eine weitere Erhöhung der Versorgungssicherheitsniveaus der Schweiz für Extremszenarien notwendig ist, müssen entsprechende Massnahmen betrachtet werden. Ihre Art und genaue Ausgestaltung sowie der Einfluss auf die Versorgungssicherheit sind nicht Bestandteil dieser Untersuchung.
- » Die Berechnungen zeigen, dass ein Versorgungssengpass in der Schweiz in einem Stressszenario häufig auf substanzielle Versorgungsprobleme in Frankreich zurückzuführen ist. Das deutet darauf hin, dass allfällige Lösungsansätze zum Sicherstellen der System Adequacy diese regionale Komponente berücksichtigen müssen.
- » Eine fristgerechte Realisierung der geplanten Netzausbauten bis 2020 gemäss dem Strategischen Netz 2025 ist eine wichtige Voraussetzung für die vorliegenden Ergebnisse zur Adequacy-Situation in der Schweiz. Eine Verzögerung des Netzausbaus könnte die Importkapazität reduzieren und somit die Energy Not Served (ENS) potentiell erhöhen.