



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössische Elektrizitätskommission EICom
Fachsekretariat

Stromversorgungssicherheit der Schweiz 2014

Inhaltsverzeichnis

Gesamtbeurteilung Stromversorgungssicherheit	4
1 Überwachung der Stromversorgungssicherheit der EICom.....	5
1.1 Gesetzliche Grundlage und Auftrag	5
1.2 Definition Stromversorgungssicherheit.....	5
1.3 Methodik zur Überwachung der Stromversorgungssicherheit	6
2 Bereich Netze	8
2.1 Dimension Systemführung	8
2.1.1 Netzbelastung N-1 im Übertragungsnetz	9
2.1.2 Regelqualität.....	10
2.1.3 Frequenz- und Spannungshaltung	11
2.2 Dimension Verfügbarkeit	12
2.2.1 Einschränkung Produktion	12
2.2.2 Einschränkung Grenzkapazität	13
2.2.3 Versorgungsunterbrechungen	14
2.3 Dimension Netzzustand.....	16
2.3.1 Betriebliche Ausfälle.....	16
3 Bereich Produktion	17
3.1 Dimension Kraftwerkskapazität	18
3.1.1 Entwicklung der Produktionsleistung.....	18
3.1.2 Leistungsreserven der Schweiz	21
3.1.3 Eigenproduktionsanteil der Schweiz	23
3.2 Dimension Stromimportmöglichkeit.....	24
3.2.1 Elektrizitätsbilanz der Schweiz	24
3.2.2 Grenzüberschreitende Importkapazität	25
3.2.3 Exportmöglichkeiten der Nachbarländer	26
3.3 Dimension Investitionen in zukünftige Kraftwerke.....	28
3.3.1 Zukünftige Leistungsreserven der Schweiz	29
3.3.2 Ausbau der erneuerbaren Energien.....	30
4 Bereich Kosten und Tarife	31
4.1 Dimension Netz- und Energietarif.....	31
4.1.1 Regionale Tarifunterschiede	31
4.1.2 Internationaler Strompreisvergleich der Industrien	34
4.2 Dimension Anteil Stromkosten am Haushaltsbudget	35
4.2.1 Regionale Unterschiede	35
5 Bereich Umfeld	36
5.1 Dimension Rechtliche Grundlagen	36
5.1.1 Erhöhung Weighted Average Cost of Capital	37
5.1.2 Kostendeckende Einspeisevergütungen.....	38
5.1.3 Integrität und Transparenz des Energiegrosshandelsmarktes	40
5.2 Dimension Effizienter Stromeinsatz.....	41
5.2.1 Stromnachfrage pro BIP-Einheit.....	41
5.2.2 Stromnachfrage pro Kopf	43
5.3 Dimension Netzgebietszuteilung	44
6 Fazit.....	45
6.1 Beurteilung Bereich Netze	45
6.2 Beurteilung Produktion	46
6.3 Beurteilung Bereich Umfeld.....	46
6.4 Massnahmen nach Artikel 9 StomVG	46
6.4.1 Verstärkung und Ausbau Elektrizitätsnetz	46
6.4.2 Beschaffung von Elektrizität	46
6.4.3 Steigerung der Energieeffizienz	46

6.5	Entscheid	46
7	Anhang	47
7.1	Glossar	47
7.2	Literaturverzeichnis	50
7.2.1	Publikationen	50
7.2.2	Internet	51

Gesamtbeurteilung Stromversorgungssicherheit

Die Eidgenössische Elektrizitätskommission ECom ist gemäss Artikel 22 Absätze 3 und 4 Stromversorgungsgesetz (StromVG) für die Überwachung der Versorgungssicherheit zuständig. Zeichnet sich mittel- oder langfristig eine erhebliche Gefährdung der inländischen Versorgungssicherheit ab, unterbreitet die ECom dem Bundesrat Massnahmen nach Artikel 9 StromVG (Effizienz der Elektrizitätsverwendung, Beschaffung von Elektrizität, Verstärkung und Ausbau von Elektrizitätsnetzen). Die Beurteilung der Versorgungssicherheit stützt die ECom auf ein umfassendes Monitoring mit zahlreichen Beobachtungsgrössen in verschiedenen Bereichen ab. Der Schwerpunkt der Beurteilung liegt dabei über einen mittelfristigen Zeitraum (3-5 Jahre).

Aufgrund der Auswertung der relevanten Beobachtungsgrössen kommt die ECom zum Schluss, dass die Stromversorgungssicherheit mittelfristig als sicher zu beurteilen ist.

Die wichtigsten Beobachtungsgrössen im Systembetrieb des Übertragungsnetzes haben sich über die letzten drei Jahre positiv entwickelt. Diese Beobachtungsgrössen lassen jedoch keine direkten Rückschlüsse auf den Zustand des Übertragungsnetzes zu. Im Verteilnetz erreichte die Netzverfügbarkeit in den vergangenen vier Jahren im internationalen Vergleich eine sehr hohe Qualität.

In der Zukunft ist davon auszugehen, dass durch die vermehrte dezentrale Einspeisung, aufgrund der Umsetzung der Energiestrategie 2050, die Anforderungen an den Systembetrieb sowie die Belastung des Übertragungs- und Verteilnetzes zunehmen. Zur Unterstützung der Stromversorgungssicherheit ist deshalb dem Netzausbau vermehrt Beachtung zu schenken.

Seitens der Produktion hält die ECom fest, dass der Nettoenergieimport im Winterhalbjahr von rund vier Terawattstunden (TWh) über die letzten fünf Jahre stabil verlief. Der Schweizer Kraftwerkspark weist gemäss international üblicher Betrachtungsweise im Winter 2015 eine Leistungsreserve von rund 500 Megawatt (MW) auf. Die Inbetriebnahme der beiden Pumpspeicherkraftwerken Linth-Limmern und Nant de Drance werden sich positiv auf die Leistungsreserven auswirken. Ab dem Jahr 2019 könnten die Leistungsreserven aufgrund zunehmender Last und der Stilllegung der Kernkraftwerken Mühleberg und Beznau I + II abnehmen, falls die Ziele der Energiestrategie 2050 bezüglich dem Ausbau der Kraftwerkskapazität nicht realisiert werden. In Bezug auf die Energie- und Leistungsbetrachtung erscheint die Versorgungssicherheit aus Produktionssicht bis 2020 als gewährleistet. Allerdings geht die ECom davon aus, dass aufgrund der erodierenden Marktpreise die Kapitalkostendeckung für die bestehenden Produktionsanlagen eine erhebliche Herausforderung darstellt.

Mit dem Ausstieg aus der Kernenergie fällt im Inland eine Produktionsmenge von etwa 25 TWh sowie Leistung von rund 3300 MW weg. Da sich aufgrund der aktuellen Grosshandelspreise neue fossile Kraftwerke auch in der Schweiz nicht rentabel betreiben lassen und die Realisierbarkeit von Fördermodellen im grossen Massstab fraglich ist, dürfte sich die Importabhängigkeit nach Einschätzung der ECom erhöhen. Eine erhöhte Importabhängigkeit ist aus Sicht der Versorgungssicherheit dann vertretbar, wenn die mit ihr verbundenen Risiken minimiert werden können. Dazu zählen zum Beispiel die Marktzugangsbedingungen und die Verfügbarkeit ausreichender Transportkapazität. Die ECom fokussiert sich in diesem Sinne auf Massnahmen zur Optimierung des grenzüberschreitenden Stromhandels als Voraussetzung zur Gewährleistung einer sicheren und effizienten Stromversorgung.

1 Überwachung der Stromversorgungssicherheit der ECom

1.1 Gesetzliche Grundlage und Auftrag

Gemäss Artikel 22 Absätze 3 und 4 StromVG ist die ECom für die Überwachung der Versorgungssicherheit zuständig. Das heisst, die ECom beobachtet und überwacht die Entwicklung der Elektrizitätsmärkte im Hinblick auf eine sichere und erschwingliche Versorgung in allen Landesteilen. Sie überprüft zu diesem Zweck insbesondere den Zustand, Unterhalt und Ausbau des Übertragungsnetzes sowie die regionale Ausgewogenheit der Investitionen der nationalen Netzgesellschaft (Art. 22 Abs. 3 StromVG). Zeichnet sich mittel- oder langfristig eine erhebliche Gefährdung der inländischen Versorgungssicherheit ab, unterbreitet die ECom dem Bundesrat Vorschläge für Massnahmen nach Artikel 9 StromVG (Art. 22 Abs. 4 StromVG). Die Kompetenzen der ECom liegen dabei in Massnahmen zur Steigerung der Effizienz bei der Elektrizitätsverwendung, der Beschaffung von Elektrizität und Ausbau der Erzeugungskapazitäten sowie zur Verstärkung und zum Ausbau von Elektrizitätsnetzen (Art. 9 Abs. 1 StromVG). Die ECom untersteht ausserdem nach Artikel 22 Absatz 6 StromVG einer öffentlichen Orientierungspflicht.

1.2 Definition Stromversorgungssicherheit

In der Botschaft vom 03.12.2004 zur Änderung des Elektrizitätsgesetzes und zum Stromversorgungsgesetz (BBl, 2005) ist Versorgungssicherheit folgendermassen definiert:

«Die Versorgungssicherheit ist dann gewährleistet, wenn jederzeit die gewünschte Menge an Energie mit der erforderlichen Qualität und zu angemessenen Tarifen im gesamten Stromnetz erhältlich ist.»

Trotz dieser vermeintlich klaren Definition lässt die Operationalisierung einen gewissen Interpretationsspielraum offen. Einerseits beinhaltet die Wahrnehmung jedes Einzelnen über Menge, Qualität und Tarife immer eine gewisse Subjektivität und andererseits kann die Auswirkung einer Strommangellage je nach Situation unterschiedlich gravierend sein.

Die für die ECom relevanten Systemgrenzen bei der Überwachung der Versorgungssicherheit ergeben sich aus den gesetzlichen Aufgaben nach Artikel 22 Absätzen 3 und 4 StromVG sowie der Definition über die Versorgungssicherheit. Der Fokus liegt somit nicht nur bei den eher technischen, physikalischen und ökonomischen Aspekten, sondern auch bei der zeitlichen Entwicklung der Beobachtungsgrössen. Die ECom setzt sich also mit systemischen, allmählichen und oft strukturellen Veränderungen auseinander, die sukzessive zu einer Gefährdung der Versorgungssicherheit führen können. Dies bedingt einerseits eine langfristige, kontinuierliche Arbeit und andererseits nicht nur die Beobachtung des gegenwärtigen Zustandes, sondern auch eine Prognose der Entwicklung der Beobachtungsgrössen. Deshalb wird auch nicht ein einmaliger Stromversorgungssicherheitsbericht erstellt, sondern ein langfristig ausgerichtetes Überwachungskonzept mit periodischer Berichterstattung aufgebaut. Bei der Auswertung der Beobachtungsgrössen steht ihre zeitliche Entwicklung im Vordergrund. Folglich werden eher kurzfristige, spontane Ereignisse wie Naturkatastrophen, Unfälle, Sabotage, etc. nicht oder nur am Rande beurteilt. Für diese Risiken sind primär die Infrastrukturbetreiber verantwortlich. Für die Behebung von langandauernden Strommangellagen, welche die Stromwirtschaft nicht mehr selber beheben kann, ist die wirtschaftliche Landesversorgung (WL) zuständig. Die Überprüfung des gesetzlichen Rahmens für die langfristige Versorgungssicherheit liegt in der Kompetenz des Bundesamtes für Energie. Die ECom ist bestrebt, sowohl Überschneidungen als auch Lücken bei der Überwachung der Stromversorgungssicherheit zu vermeiden und stimmt sich aus diesem Grund mit den zuständigen Amtsstellen bestmöglich ab.

1.3 Methodik zur Überwachung der Stromversorgungssicherheit

Das Konzept zur Überwachung der Stromversorgungssicherheit wurde auf der Basis des gesetzlichen Auftrags (Art. 22 Abs. 3 und 4 StromVG) und der Definition der Stromversorgungssicherheit erstellt. In einem ersten Schritt wurden daraus die für die ECom relevanten Beobachtungsbereiche Netze, Produktion, Kosten und Tarife sowie Umfeld abgeleitet.

Um die Beurteilung der Beobachtungsbereiche weiter zu operationalisieren, wurden in einem zweiten Schritt für jeden Beobachtungsbereich entsprechende Beobachtungsdimensionen erarbeitet. Als Resultat des zweiten Arbeitsschrittes ergaben sich 13 Beobachtungsdimensionen. Um die einzelnen Beobachtungsdimensionen beurteilen zu können, wurden in einem dritten Schritt dimensionsspezifische Beobachtungsgrössen. Diese sollen in der Regel quantitativ gemessen werden können. In Tabelle 1 sind die oben erwähnten Zusammenhänge der Beobachtungsfässer dargestellt.

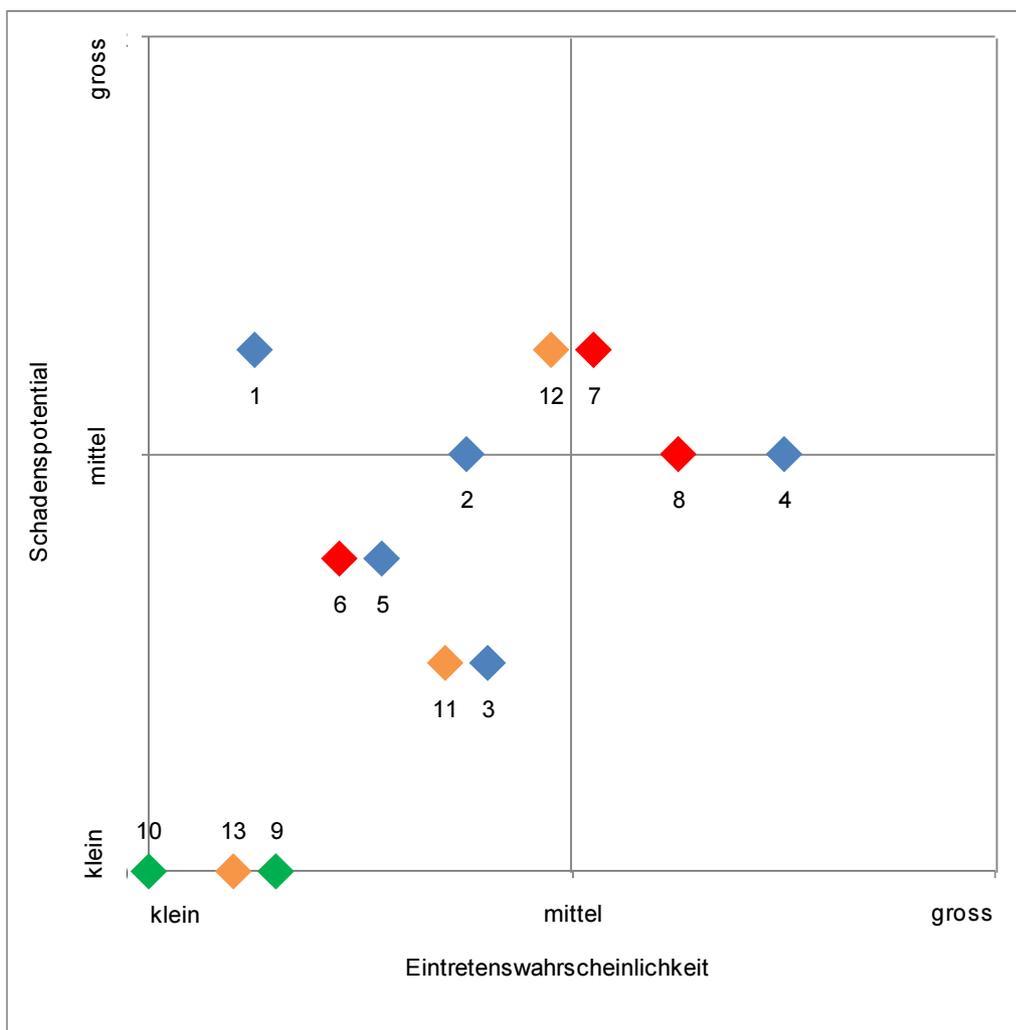
Tabelle 1: Übersicht über die Beobachtungsbereiche, Beobachtungsdimensionen und Beobachtungsgrössen.

Beobachtungsbereich	Beobachtungsdimension	Beobachtungsgrösse
Bereich Netze	Systemführung	Netzbelastung N-1
		Regelqualität
		Frequenz- und Spannungshaltung
	Verfügbarkeit	Einschränkung Produktion
		Einschränkung Grenzkapazität
		Versorgungsunterbrechungen
	Netzzustand	Betriebliche Ausfälle
		Netzengpässe ¹
	Netzentwicklung	Regionale Ausgewogenheit ¹
		Mehrjahresplanung ¹
Risikomanagement	Besondere Ereignisse ¹	
Bereich Produktion	Kraftwerkskapazität	Entwicklung der Produktionsleistung
		Leistungsreserven
		Eigenproduktionsanteil der Schweiz
	Stromimportmöglichkeiten	Elektrizitätsbilanz der Schweiz
		Grenzüberschreibende Importkapazität
		Exportmöglichkeiten Nachbarländern
	Investition zukünftige Kraftwerke	Zukünftige Produktionsleistung
		Zukünftige Leistungsreserven
Ausbau der erneuerbaren Energien		
Bereich Kosten und Tarife	Netz- und Energietarife	Regionale Tarifunterschiede
		Internationaler Strompreisvergleich
	Anteil Stromkosten an HH-Budget	Regionale Unterschiede
Bereich Umfeld	Rechtliche Grundlagen	WACC
		KEV
		REMIT
		Auswirkungen EU-Recht auf CH ¹
	Effizienter Stromeinsatz	Stromnachfrage pro BIP-Einheit
		Stromnachfrage pro Kopf
	Netzgebietszuteilung	Netzgebietszuteilung auf NE 7

¹wird 2014 eingeführt

Entwickeln sich einzelne oder mehrere Beobachtungsgrößen nachhaltig in eine der Stromversorgungssicherheit zuwiderlaufenden Richtung, stellt diese Beobachtungsgröße oder die entsprechende Beobachtungsdimension eine Gefährdung für die Stromversorgungssicherheit dar. Diese Gefährdung, respektive die Analyse dieser Beobachtungsgröße, wird dann von der EICom mit dem entsprechenden Partner diskutiert und möglicher Handlungsbedarf zu deren Behebung abgeleitet.

Um eine erste Auslegeordnung und Priorisierung der definierten Beobachtungsdimensionen und Beobachtungsbereiche zu erstellen, wurden die Beobachtungsdimensionen anhand der Eintretenswahrscheinlichkeit und des Schadenspotentials beurteilt. Diese Triage wurde im Februar 2012 aufgrund der Informationen aus der bisherigen Arbeit der EICom, der zur Verfügung stehenden Daten und den Erkenntnissen aus der nicht systematischen Beobachtung einzelner Beobachtungsdimensionen und Beobachtungsgrößen erstmals erstellt. Dabei wurde sowohl die Eintretenswahrscheinlichkeit als auch das Schadenspotential mit einer Skala von klein bis gross bewertet. Die erste Auslegeordnung der 13 definierten Beobachtungsdimensionen in den vier Bereichen ist in der Risikomatrix in Abbildung 1 dargestellt.



Bereich Netze	Bereich Produktion	Bereich Kosten und Tarife	Bereich Umfeld
1 Systemführung	6 KW-Kapazität	9 Netz-/Energietarife	11 Stromeffizienz
2 Verfügbarkeit	7 Importmöglichkeiten	10 Anteil an HH-Budget	12 Rechtliche Grundlagen
3 Netzzustand	8 Investitionen in KW		13 Netzgebietszuteilung
4 Entwicklung			
5 Risikomanagement			

Abbildung 1: Ausgangsbeurteilung der 13 Beobachtungsdimensionen nach Eintretenswahrscheinlichkeit und Schadenspotential (EICom Februar 2012).

Beobachtungsdimensionen, welche entweder bei der Eintretenswahrscheinlichkeit oder dem Schadenpotential einen Wert gleich oder grösser „Mittel“ erreichen, werden bei der Überwachung der Stromversorgungssicherheit besonders beachtet. Wie aus Abbildung 1 ersichtlich ist, handelt es sich dabei um die Beobachtungsdimensionen Systemführung, Verfügbarkeit sowie Entwicklung aus dem Bereich Netze, Importmöglichkeiten und Investitionen in Kraftwerke aus dem Bereich Produktion sowie rechtliche Grundlagen aus dem Bereich Umfeld. Aus Sicht der ElCom könnte von diesen Dimensionen aufgrund der erstellten Risikomatrix am ehesten eine Gefährdung der Versorgungssicherheit ausgehen. Die weiteren Dimensionen der Bereiche Netz, Produktion, Kosten und Tarife sowie Umfeld werden zwar beobachtet, haben jedoch im aktuellen Bericht nur eine untergeordnete Rolle. Um entsprechenden Veränderungen Rechnung zu tragen, wird die Situation alle drei bis vier Jahre neu beurteilt, somit wieder im Jahr 2015.

Das Konzept zur Überwachung der Stromversorgungssicherheit der ElCom basiert auf dem heutigen Stand der Gesetzgebung und energiepolitischer Planung des Bundesrates. Diese Parameter können sich über die Zeit verändern, was bei der Überwachung der Versorgungssicherheit ebenfalls mitberücksichtigt wird.

2 Bereich Netze

Das Schweizer Stromnetz besteht aus vier Netzebenen sowie drei Transformatorebenen. Die Netzebene 1, das Übertragungsnetz, mit einer Länge von 6700 km, 130 Schaltanlagen und rund 40 Verbindungen ins Ausland wird von Swissgrid betrieben (Swissgrid, 2014). Die Verteilnetzebenen 3, 5 und 7 mit einer Gesamtlänge von 250 000 km, davon rund 80 Prozent verkabelt, und die Transformationsebenen 2, 4 und 6 werden von rund 700 Verteilnetzbetreibern betrieben (ElCom, 2014). Ein weiterer Bestandteil der Netzinfrastruktur ist das 16,7 Hertz (Hz) Übertragungsnetz der SBB. Dieses besteht aus über 70 Unterwerken und 1800 km Übertragungsleitungen (SBB, 2014). Das StromVG gilt gemäss Artikel 2 Absatz 1 grundsätzlich nur für Elektrizitätsnetze, die mit 50 Hz Wechselstrom betrieben werden. Das Übertragungsnetz der SBB (16,7 Hz; 132 Kilovolt (kV)) untersteht aber gemäss Artikel 1 Absatz 2 Stromversorgungsverordnung (StromVV) ebenfalls dem StromVG, soweit dieses bezweckt, die Voraussetzung für eine sichere Stromversorgung zu schaffen. Ein sicheres, leistungsfähiges und effizientes Netz ist Grundvoraussetzung für eine hohe Stromversorgungssicherheit.

Nach Artikel 8 StromVG liegt die Verantwortung für einen diskriminierungsfreien, zuverlässigen und leistungsfähigen Betrieb bei den Netzbetreibern. Nach Artikel 20 StromVG liegt die Verantwortung für das Übertragungsnetzes bei der nationalen Netzgesellschaft Swissgrid.

Der Bereich Netze umfasst zurzeit die Dimensionen Systemführung, Verfügbarkeit und Netzzustand. Diese drei Dimensionen werden durch verschiedene Beobachtungsgrössen abgebildet. Die als kritisch erfasste Dimension Netzentwicklung des Übertragungsnetzes wird aktuell mit Swissgrid diskutiert und wird Gegenstand einer weiteren Publikation sein.

2.1 Dimension Systemführung

Die Dimension Systemführung umfasst zur Beurteilung die drei Beobachtungsgrössen Netzbelastung N-1 im Übertragungsnetz, Regelqualität und Frequenz- und Spannungshaltung. Die Erhebung wurde mit Swissgrid erarbeitet und die Interpretation diskutiert. Der zeitliche Verlauf der einzelnen Beobachtungsgrösse ist hier, wie in der Einleitung bereits erwähnt wurde, wichtiger einzustufen als deren absolute Grösse.

2.1.1 Netzbelastung N-1 im Übertragungsnetz

Eine wichtige Beurteilungsgrösse für den Betrieb des Übertragungsnetzes ist die Einhaltung des sogenannten N-1-Kriteriums. Das N-1-Kriterium sieht vor, dass bei einem Ausfall eines beliebigen Netzelementes die Belastungswerte der verbleibenden Netzelemente im N-1-Fall nicht über 100 Prozent steigen dürfen. Bei dieser Betrachtung handelt es sich nicht um die tatsächliche Netzbelastung, sondern um eine vorab durchgeführte Simulationsrechnung. Berechnet wird dabei, welche Netzbelastung sich bei einem simulierten Ausfall eines beliebigen Netzelementes für die verbleibenden Netzelemente einstellen würde. Diese Analyse dient Swissgrid dazu, Massnahmen für die Systemführung vorzubereiten und gegebenenfalls umzusetzen, falls sich bei der Simulation eine Überschreitung des N-1-Kriteriums abzeichnet.

Abbildung 2 zeigt die Anzahl der 15 Min-Intervalle, bei der die Netzbelastung bei einem simulierten Ausfall des am stärksten belasteten Netzelements zwischen 100-110 Prozent, 110-120 Prozent oder über 120 Prozent lag. In dieser Zahlenreihe mit berücksichtigt sind u.a. die operativen Eingriffsmöglichkeiten, um bei einem Ausfall eines Netzelementes die N-1-Sicherheit wieder herzustellen. In den von Swissgrid publizierten Zahlen sind diese Korrekturen nicht berücksichtigt und aus diesem Grund nicht vergleichbar. Die in Abbildung 1 dargestellte Belastung im N-1-Fall im Übertragungsnetz nahm über die letzten drei Jahre tendenziell ab. Die maximale Belastung eines verbleibenden Elementes bei simulierten potenziellen Ausfällen fiel mehrheitlich der Kategorie 100-110 Prozent zu. Die Zahl der simulierten N-1-Belastungen im Übertragungsnetz nahm nicht zuletzt aufgrund von Optimierungsmassnahmen in der Systemführung von Swissgrid über die letzten drei Jahre ab.

Bei einer saisonalen Betrachtung lagen die simulierten Belastungswerte im N-1-Fall in den Sommermonaten während den vergangenen zwei Jahren jeweils über denjenigen der Wintermonate. Dieser Anstieg ist unter anderem auf die Ausserbetriebnahme von Netzelementen zur Durchführung von Instandhaltungsarbeiten zurückzuführen. In dieser Zeit steht das Übertragungsnetz nicht vollumfänglich zur Verfügung. Dieser Aspekt wird bei der Simulation ebenfalls mit berücksichtigt. Im Allgemeinen ist jedoch auch saisonal ein abnehmender Trend festzustellen.

Die künftige Entwicklung der Netzbelastung N-1 hängt insbesondere von den künftigen Lastflüssen, der Realisierbarkeit der Ausbautvorhaben und den operativen Massnahmen ab, auf die Swissgrid zurückgreifen kann. Insbesondere für den Fall eines erhöhten Elektrizitätsimportes ist die Weiterentwicklung des Engpassmanagements von zentraler Bedeutung.

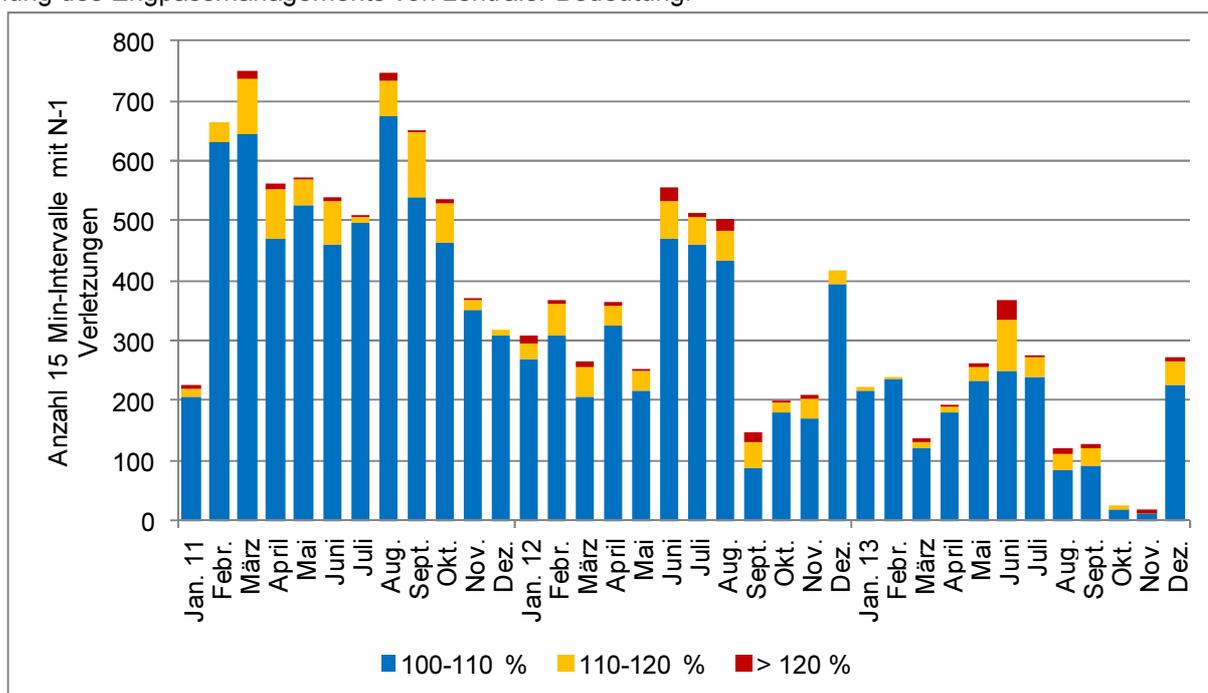


Abbildung 2: Netzbelastung im N-1-Fall aus Simulationsrechnung der Jahre 2011 bis 2013 (Datenquelle: Swissgrid).

2.1.2 Regelqualität

Für die Gewährleistung der Netzstabilität im Verbundbetrieb muss die Netzfrequenz von 50 Hz innerhalb der Toleranz gehalten werden. Dies wird erreicht, indem im Synchronnetz Energieproduktion und –verbrauch im Gleichgewicht gehalten werden. Dieses Gleichgewicht wird durch den Abruf von Regelenergie erreicht. Als ausgeregelt gilt eine Regelzone dann, wenn die abgerufene Regelenergie ausreicht, um das Stromangebot und die Stromnachfrage im Gleichgewicht zu halten.

Abbildung 3 zeigt den Verlauf der Regelqualität über die vergangenen drei Jahre. Der prozentuale Anteil der Zeit, in der die Regelzone Schweiz nicht ausgeregelt war, hat sich über diesen Zeitraum positiv entwickelt. Positiv auf die Regelqualität wirkte sich u.a. der Beitritt der Regelzone Schweiz zum internationalen Netzregelverbund (DE, NL, BE, DK, CZ) sowie die Änderung im Ausgleichsenergiepreismechanismus Ende 2012 aus. Da die Vorhaltung von Regelenergie relativ teuer ist, ist ein Optimum zwischen Vorhaltungsmenge und Regelqualität anzustreben. Durch Optimierung bei der Gestaltung der Regelenergieprodukte konnten die Beschaffungskosten für die Vorhaltung von Regelleistung bei Swissgrid ebenfalls gesenkt werden.

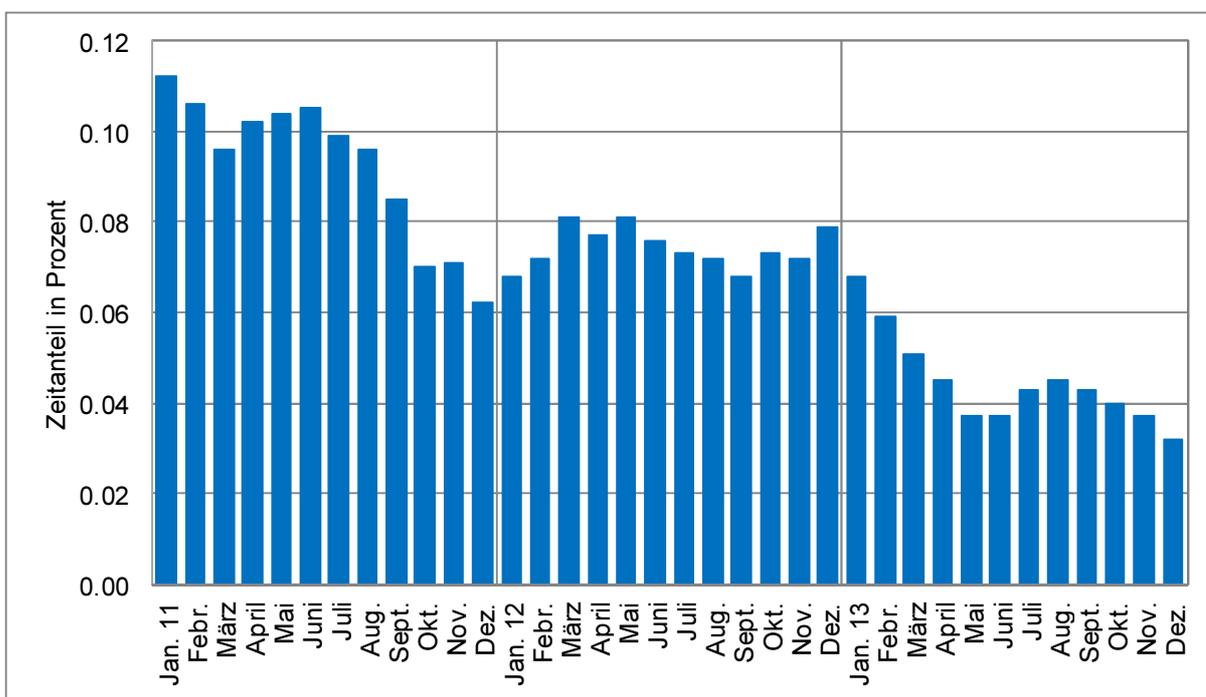


Abbildung 3: Zeitanteil pro Monat in Prozent, in der die Regelzone Schweiz zwischen Jahre 2011 bis 2013 nicht ausgeregelt war (Datenquelle: Swissgrid).

2.1.3 Frequenz- und Spannungshaltung

Die Frequenzhaltung ist ein wichtiger Indikator für die Beurteilung der Stabilität und Betriebssicherheit des gesamten Verbundnetzes. Die Soll-Frequenz im Verbundnetz liegt in ganz Europa bei 50 Hz. Die Frequenz schwankt dabei in Abhängigkeit des tatsächlichen Gleichgewichts zwischen Produktion und Verbrauch. Ist der Verbrauch elektrischer Leistung geringer als die Produktion, liegt die Frequenz über 50 Hz. Ist der Verbrauch grösser als die Produktion, liegt die Frequenz unter 50 Hz. Für die Beurteilung der Frequenzqualität werden alle Frequenzabweichungen erfasst, die während mindestens 15 Sekunden unter oder über 75 Millihertz (mHz) lagen.

Abbildung 4 zeigt die Dauer der Frequenzabweichungen in Sekunden (± 75 mHz während mehr als 15 Sek.), die in den vergangenen drei Jahren pro Monat aufgetreten sind. Bei der Auswertung ist zu berücksichtigen, dass die Regelzone Schweiz die Frequenz im kontinentaleuropäischen Verbundnetz nur geringfügig beeinflusst oder beeinflussen kann. Die Dauer der Frequenzabweichungen sind über die letzten drei Jahre in etwa konstant geblieben. In den Wintermonaten sind aufgrund der höheren Last mehr Frequenzabweichungen festzustellen als in den Sommermonaten. Der Extremwert im Februar 2012 ist auf ungenaue Last- und Erzeugungsprognosen sowie zwei fehlgeschlagene Inbetriebnahmen von Erzeugungseinheiten während einer Kältewelle in Europa zurückzuführen.

Neben der Frequenzhaltung ist die Spannungshaltung eine weitere wichtige Beobachtungsgrösse zur Beurteilung des Systembetriebs. Die Spannungshaltung im Übertragungsnetz wird durch Swissgrid koordiniert. Die Spannungshaltung ist, anders als die Frequenzhaltung, primär eine regionale Stell- und Messgrösse. Die von der EICom betrachteten Werte der geregelten Knoten zeigen über die vergangenen drei Jahre einen stabilen Verlauf. Es ist jedoch darauf hinzuweisen, dass die am Übertragungsnetz angeschlossenen Grundlastkraftwerke insbesondere in Schwachlastzeiten für die Spannungshaltung wichtig sind. Im Hinblick auf die geplante Stilllegung der Kernkraftwerke im Rahmen der Energiestrategie 2050 sind deshalb insbesondere auch die Auswirkungen auf die Spannungshaltung im Übertragungsnetz zu berücksichtigen.

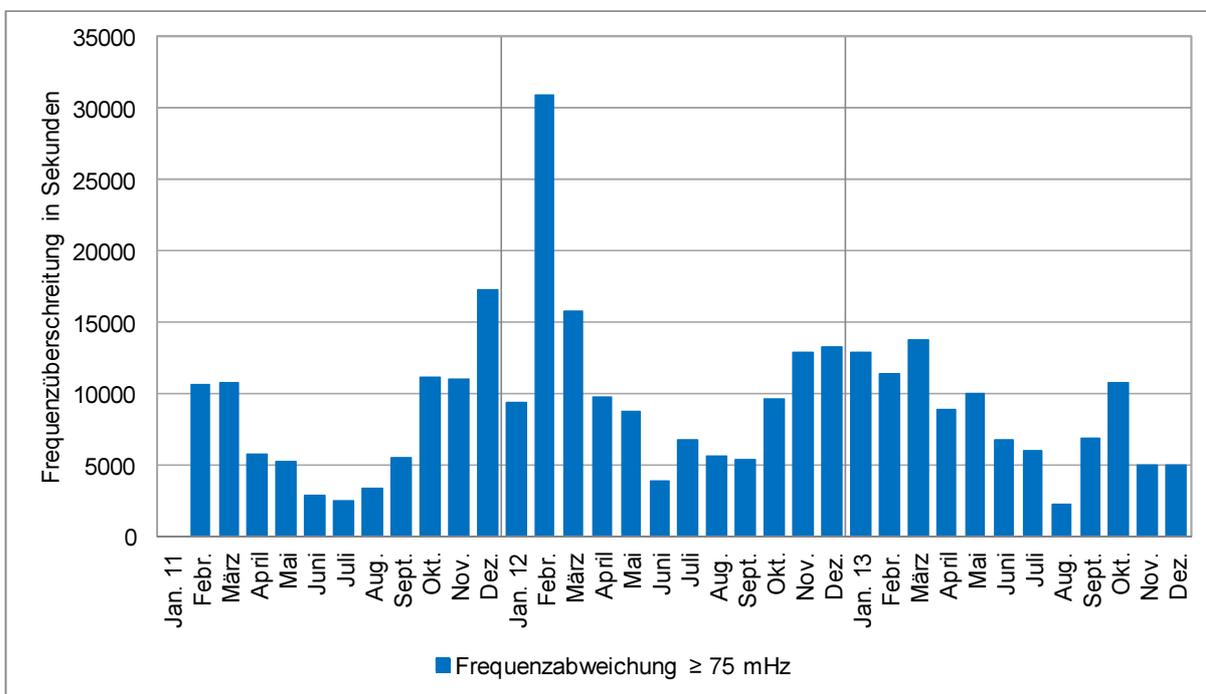


Abbildung 4: Monatliche Frequenzabweichung in Sekunden im Zeitraum zwischen 2011 bis 2013. Die monatlichen Sekunden wurden jeweils aufsummiert (Datenquelle: Swissgrid).

2.2 Dimension Verfügbarkeit

Die sichere Übertragung von Strom hängt wesentlich von ausreichenden und verfügbaren Netzkapazitäten ab. Die wichtigsten Beobachtungsgrößen diesbezüglich sind die Einschränkung der Produktion, die Einschränkung der Grenzkapazität und die Versorgungsunterbrechungen im Verteilnetz. Bei den Beobachtungsgrößen Einschränkung Produktion und Einschränkung Grenzkapazität wurde ebenfalls eng mit Swissgrid zusammengearbeitet.

2.2.1 Einschränkung Produktion

Werden aufgrund von Netzengpässen die zulässigen Belastungswerte im Übertragungsnetz überschritten, besteht die Möglichkeit im Echtzeitbetrieb durch Produktionseinschränkungen die lokale (potenzielle) Überlastung zu reduzieren. Diese Beobachtungsgrösse steht in einem engen Zusammenhang mit den N-1-Belastungswerten und stellt eine betriebliche Massnahme zur Gewährleistung der Netzsicherheit dar.

In der Planungsphase werden bereits Engpasswarnungen ausgesprochen, falls zum Zeitpunkt der Planung eine bekannte Produktionsmenge eines Kraftwerks die Netzstabilität gefährden könnte. Von eingeschränkter Produktion wird dann gesprochen, wenn ein Kraftwerksbetreiber ein Kraftwerk im Echtzeitbetrieb aus netztechnischer Sicht nur eingeschränkt betreiben kann. Bei dieser Betrachtung handelt es sich um eine Einschränkung aus Sicht einzelner Produzenten und nicht um eine gesamtschweizerische Produktionseinschränkung.

Abbildung 5 zeigt den Verlauf der reduzierten Energiemenge auf Monatsbasis, die aufgrund von Produktionseinschränkungen im Zeitraum von 2011 bis 2013 angeordnet wurden. Produktionseinschränkungen finden vorwiegend in den Monaten Juni bis Oktober statt. In diesen Monaten können die Wasserkraftwerke aufgrund des Wasserdargebots i.d.R. maximal produzieren. In dieser Zeit kann es vermehrt dazu kommen, dass das Übertragungsnetz den Abtransport der produzierten Energie nicht uneingeschränkt gewährleisten kann. Ein grosser Teil der Produktionseinschränkung im August 2013 ist auf ein Ausfall eines Unterwerks zurückzuführen.

Bei weiteren Verzögerungen von Ausbauvorhaben zum Anschluss der sich im Bau befindenden Pumpspeicherkraftwerke ist davon auszugehen, dass häufigere Engpasswarnungen zu erwarten sind und mehr Produktionseinschränkungen nötig sein werden.

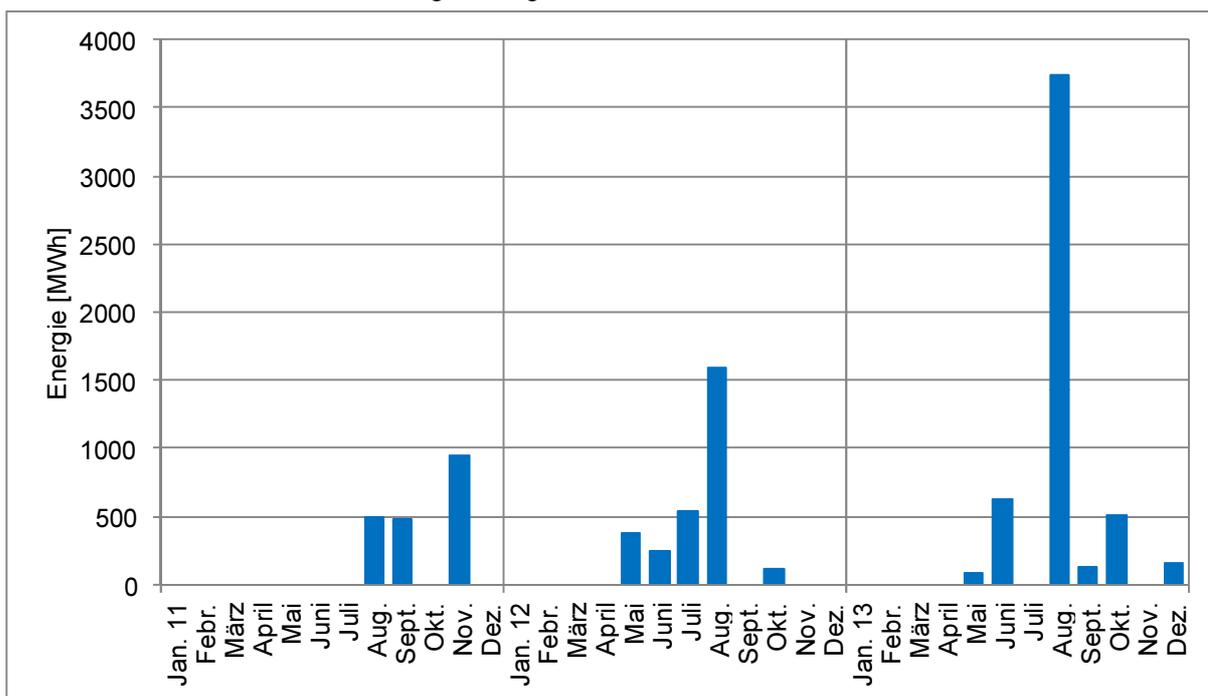


Abbildung 5: Einschränkung Produktion pro Monat über den Zeitraum von 2011 bis 2013 (Datenquelle: Swissgrid).

2.2.2 Einschränkung Grenzkapazität

Das Schweizer Übertragungsnetz ist über 38 Kuppelstellen mit dem kontinentaleuropäischen Stromnetz verbunden. Die Verfügbarkeit der grenzüberschreitenden Kapazität ist wichtig für die Versorgungssicherheit der Schweiz. Mit dem grenzüberschreitenden Austausch erwirtschaftet die Schweizer Elektrizitätsbranche jährlich einen beträchtlichen Gewinn im Aussenhandel. Der Schweizer Kraftwerkspark ist aufgrund des hohen Anteils an Spitzenlastleistung darauf angewiesen, diese gesamteuropäisch zu vermarkten. Zudem ist eine hohe Verfügbarkeit von grenzüberschreitender Kapazität notwendig, um Grund- und Mittellast günstig einzukaufen und die Speicher effizient bewirtschaften zu können.

Einschränkungen bei der Grenzkapazität reduzieren die Möglichkeit, diese technisch und energiewirtschaftlich wichtigen Optimierungen auszuschöpfen.

Abbildung 6 zeigt den Verlauf der Einschränkung der Grenzkapazität über den Zeitraum von 2011 bis 2013. Dabei handelt es sich um Einschränkungen der Net Transfer Capacity (NTC) sowie den Abruf von internationalen Prozeduren. Letztere werden allerdings nur selten aufgrund von Engpässen im Schweizer Übertragungsnetz abgerufen. In den Jahren 2012 und 2013 waren die Einschränkungen der Grenzkapazität sehr volatil und variierten zwischen 0 bis knapp 140 Gigawattstunden (GWh) pro Monat. Die Einschränkungen traten in diesen beiden Jahren hauptsächlich an der Schweizer Südgrenze auf. Grund hierzu war primär der starke Zubau von Kraftwerken mit erneuerbaren Energien im angrenzenden Ausland. Die daraus resultierenden Lastflüsse sowie ein Defizit an Blindleistung machten diese Restriktionen nötig.

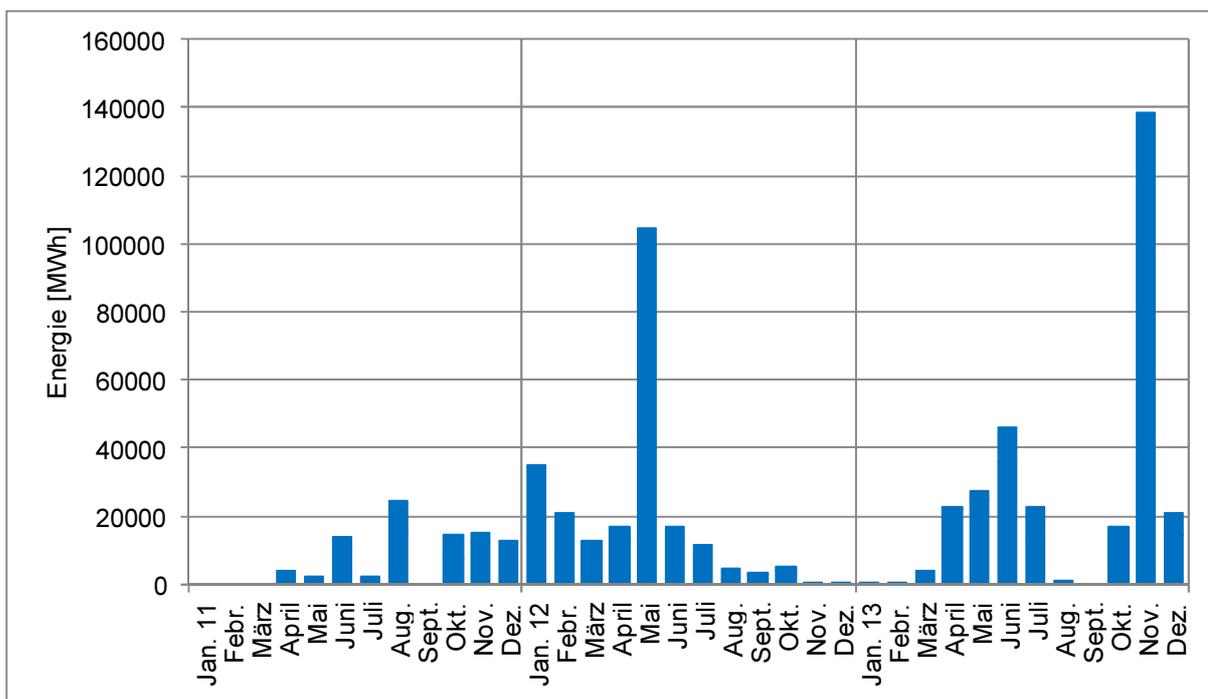


Abbildung 6: Einschränkung der Grenzkapazität pro Monat über den Zeitraum von 2011 bis 2013 (Datenquelle: Swissgrid).

2.2.3 Versorgungsunterbrechungen

Die ECom verfolgt und analysiert seit 2010 die Entwicklung der Versorgungsqualität der 85 grössten Verteilnetzbetreiber der Schweiz. Diese speisen 85 Prozent der von allen Schweizer Verteilnetzbetreibern ausgespeisten Energie aus und decken die Endverbraucher auf den Netzebenen 1 und 3 vollständig, diejenigen auf Netzebene 5 mehrheitlich und diejenigen auf Netzebene 7 zu 80 Prozent ab. Erfasst werden alle Unterbrechungen, die drei Minuten oder länger dauerten. Zur Analyse dient die international übliche Messgrösse «System Average Interruption Duration Index» (SAIDI), welche die durchschnittliche Zeitdauer angibt, in der ein Endverbraucher pro Jahr ohne Strom war.

Abbildung 6 zeigt die durchschnittliche Unterbrechungsdauer pro Endverbraucher (SAIDI) der Schweiz für die Jahre 2010 bis 2013. Die durchschnittliche Unterbrechungsdauer pro Endverbraucher nahm zwischen 2010 bis 2012 stetig zu und erreichte im Jahr 2012 einen Höchstwert von 34 Minuten. Diese Zunahme war auf den Anstieg bei den ungeplanten Unterbrechungen² zurückzuführen, welche seit dem Jahr 2010, verursacht durch ausserordentliche Naturereignisse wie starke Stürme («Joaquim» im Dezember 2011, «Andrea» im Januar 2012) von 14 Minuten im Jahr 2010, auf 16 Minuten im Jahr 2011 bzw. auf 22 Minuten im Jahr 2012 angestiegen ist.

Die durchschnittliche Unterbrechungsdauer pro Endverbraucher lag im Jahr 2013 bei 25 Minuten und erreicht somit den tiefsten Wert der vergangenen vier Jahre. Eine Verbesserung wurde sowohl bei der geplanten als auch bei der ungeplanten Unterbrechungsdauer erzielt.

Die Stromversorgung in der Schweiz zeichnet sich trotz vorübergehender Zunahme der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer pro Endverbraucher durch eine hohe Qualität aus und nimmt im internationalen Vergleich eine gute Position ein (siehe Exkurs «Versorgungsqualität im europäischen Vergleich»).

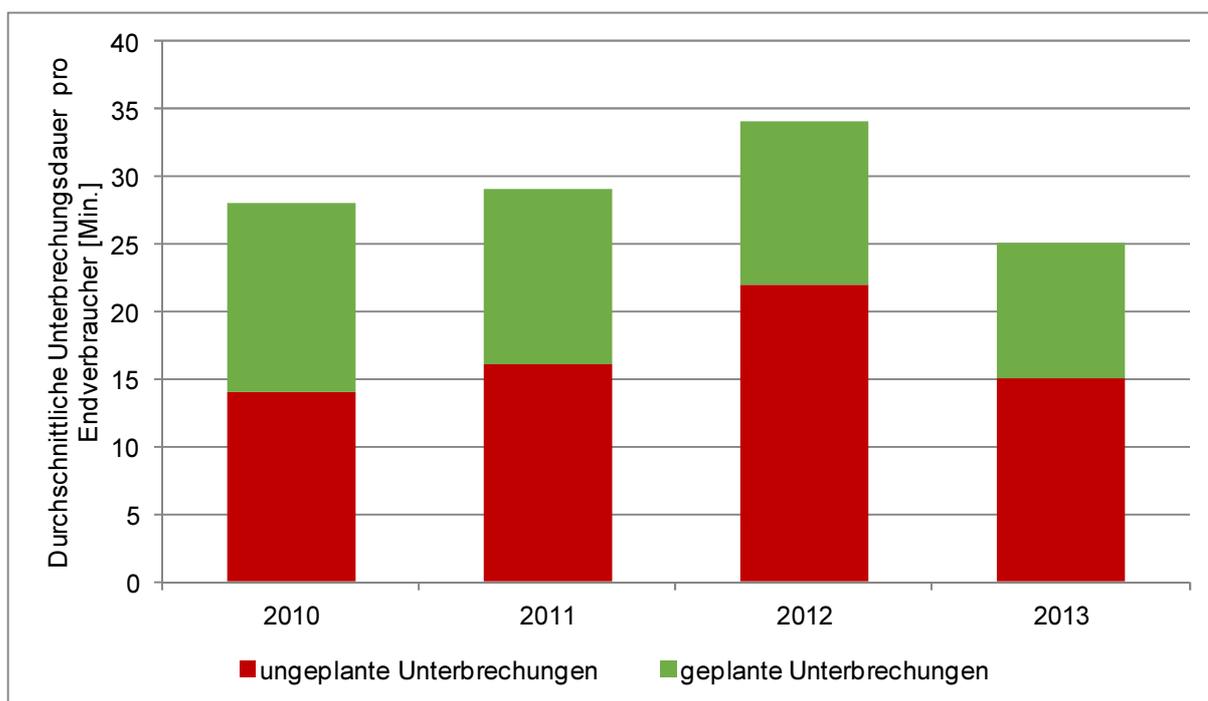


Abbildung 7: Entwicklung der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer pro Endverbraucher und Jahr über den Zeitraum von 2010 bis 2013. Die Unterbrechungsdauer ist in geplant und ungeplant unterteilt (Datenquelle: ECom).

² Zu den ungeplanten Unterbrechungen gehören Unterbrechungen aufgrund von Naturereignissen, menschlichem Versagen, betrieblichen Ursachen, Fremdeinwirkungen oder höherer Gewalt.

Exkurs: Versorgungsqualität der Schweiz im europäischen Vergleich

Abbildung 8 zeigt die Entwicklung der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer pro Endverbraucher in den vier Nachbarländern und der Schweiz über den Zeitraum von 2010 bis 2012. Dargestellt ist sowohl die durchschnittliche Unterbrechungsdauer der geplanten als auch der ungeplanten Unterbrechungen pro Endverbraucher. In den letzten drei Jahren verzeichnete nur Deutschland eine bessere Versorgungsqualität. Die durchschnittliche Unterbrechungsdauer der ungeplanten Unterbrechungen lag in Frankreich und Italien zwischen 40 bis 60 Minuten, in Deutschland, Österreich und der Schweiz etwa zwischen 15 bis 30 Minuten.

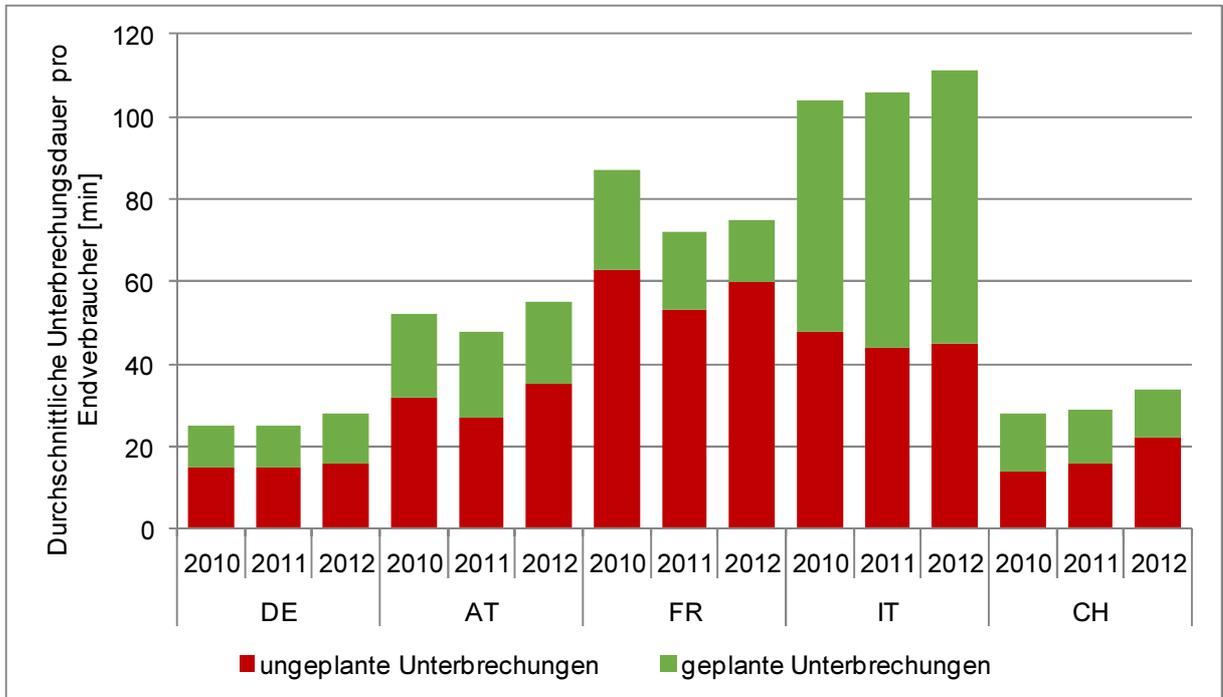


Abbildung 8: Die durchschnittliche Dauer der Versorgungsunterbrechung pro Endverbraucher in der Schweiz sowie ihrer Nachbarländer in den Jahren 2010 bis 2012 (Datenquellen: EICOM; CEER, 2013).

2.3 Dimension Netzzustand

Neben einem sicheren Systembetrieb und einer ausreichenden Verfügbarkeit der Netzkapazität ist der Zustand des Netzes für eine sichere Übertragung von Strom entscheidend. Die Erhebung und Auswertung des Netzzustands des Übertragungsnetzes werden aktuell mit Swissgrid im Rahmen der Mehrjahresplanung diskutiert. Für die Beurteilung des Netzzustandes der Verteilnetze werden als Annäherung die betrieblichen Ausfälle verwendet.

2.3.1 Betriebliche Ausfälle

Der Netzzustand der Verteilnetze kann anhand der Unterbrechungsdauer unter Berücksichtigung der Ursachen abgeschätzt werden. Als betriebliche Ursachen gelten gemäss Erhebungsschema die Unterbrechungen aufgrund Versagens einer Anlage oder eines Betriebsmittels, z.B. bei Überlastungen, Fehlfunktionen des Netzschutzes oder des Leitsystems. Eine Zunahme der betrieblichen Ausfälle könnte darauf hindeuten, dass ein Defizit beim Unterhalt oder der Erneuerung der Netzinfrastruktur vorliegt.

Als Datengrundlage für die Auswertung dienten die Erhebungen über die Versorgungsunterbrechungen der 85 grössten Schweizer Netzbetreiber (siehe auch 2.2.3 Versorgungsunterbrechungen). Die spezifische Unterteilung der ungeplanten Unterbrechungen (in betriebliche Ursachen, Naturereignisse, Fremdeinwirkung etc.) erfolgte erstmals im Jahr 2011. Aus diesem Grund liegen für das Jahr 2010 keine Daten vor.

Die durchschnittliche Unterbrechungsdauer pro Endverbraucher aufgrund von betrieblichen Ausfällen im Jahr 2013 betrug in der Schweiz vier Minuten (Abbildung 9). Das bedeutet im Vergleich zum Vorjahr eine Abnahme um drei Minuten. Der Wert von 2013 liegt somit auch unter dem Wert von 2011 (5 Minuten).

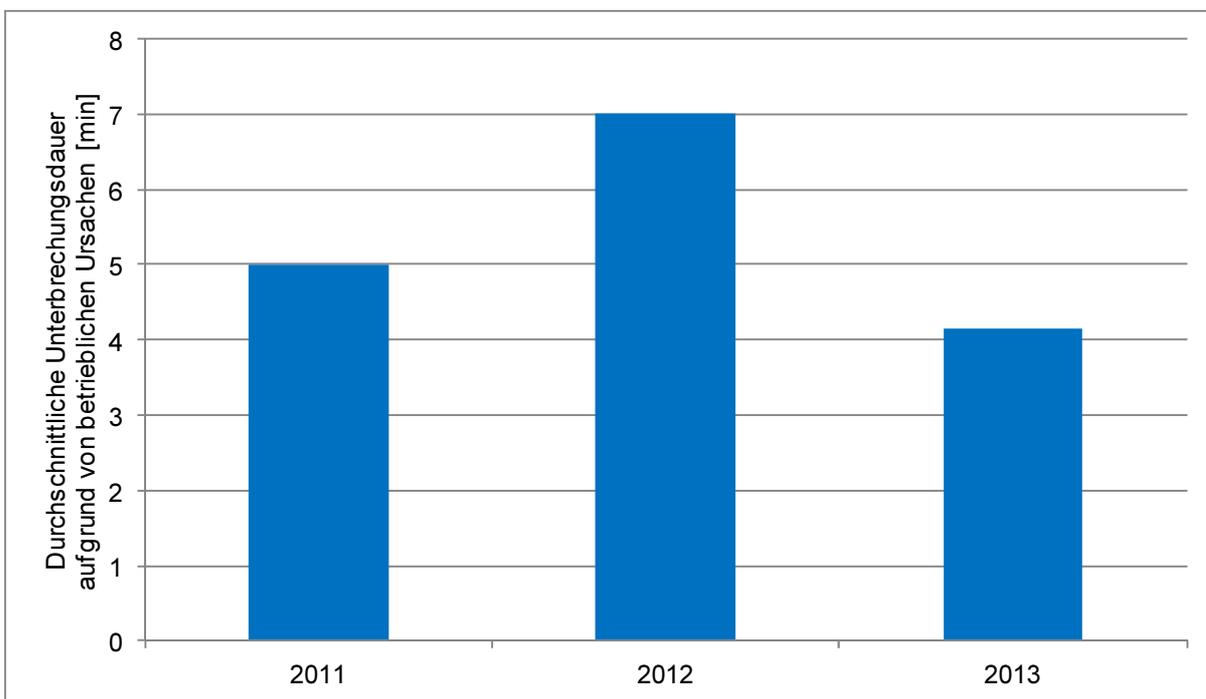


Abbildung 9: Entwicklung der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer pro Endverbraucher aufgrund von Unterbrechungen mit betrieblichen Ursachen (Datenquelle: EICom).

3 Bereich Produktion

Neben der Netzinfrastruktur ist insbesondere die Verfügbarkeit von Produktionskapazitäten eine zentrale Voraussetzung für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit.

Der Bereich Produktion dieses Berichts umfasst zurzeit die Dimensionen Kraftwerkskapazität, Stromimportmöglichkeit und Investitionen in zukünftige Kraftwerke.

Bei der Beurteilung der Produktionskapazitäten ist die besondere Konstellation der Schweizer Elektrizitätsinfrastruktur zu beachten: im Verhältnis zum Landesverbrauch sind die installierten Transportkapazitäten zum benachbarten Ausland sehr gut ausgebaut. Dies führt dazu, dass das Preisniveau für den Grosshandel in der Schweiz wesentlich durch die umliegenden, ungleich grösseren, Märkte beeinflusst wird. Aus diesem Grund wird die Schweiz als «Preisnehmer» bezeichnet. Mögliche Produktionsengpässe sind deshalb stets im Kontext der Marktverhältnisse in Italien, Frankreich, Österreich und Deutschland sowie der Verfügbarkeit der Transportinfrastruktur zu beurteilen. Für die Schweiz gibt es keinen liquiden Markt für Termingeschäfte. Daher ist eine Beurteilung der Produktionskapazität in der Schweiz auf Basis von Preissignalen im Sinne dieses Berichtes nicht zweckmässig.

Für die Beurteilung des Bereichs Produktion wird deshalb in erster Linie auf der bestehenden Produktionsinfrastruktur in der Schweiz abgestellt. Da aber, wie oben beschrieben, der grenzüberschreitende Stromaustausch aus wirtschaftlichen und technischen Gründen die Verfügbarkeit von Produktionskapazität und damit die Versorgungssicherheit wesentlich beeinflusst, wird die Dimension «Importmöglichkeit» ebenso betrachtet. Bislang werden rund 20 TWh Strom aus langfristigen Bezugsrechten aus Frankreich zur Optimierung der Schweizer Elektrizitätswirtschaft eingesetzt. Die Grössenordnung von rund einem Drittel des Landesverbrauchs zeigt, dass die so für die Schweiz verfügbare Importkapazität eine substantielle Grössenordnung aufweist.

3.1 Dimension Kraftwerkskapazität

Die Dimension Kraftwerkskapazität wird anhand der Beobachtungsgrößen Entwicklung von Produktionsleistung, Leistungsreserven und Eigenproduktionsanteil beurteilt.

3.1.1 Entwicklung der Produktionsleistung

Abbildung 10 zeigt die Zusammensetzung des Schweizer Kraftwerksparks basierend auf der installierten Leistung. Die Produktionskapazität setzt sich hauptsächlich aus den Pump- und Speicherkraftwerken (9921 MW), der Leistung der Laufwasserkraftwerke (3840 MW) sowie den Kernkraftwerken (3278 MW) zusammen. Die installierten Leistungen der konventionell-thermischen Kraftwerke und der erneuerbaren Energien sind im Verhältnis zur total installierten Produktionskapazität bislang kaum relevant. Insgesamt nahm die installierte Leistung des Kraftwerksparks über die vergangenen vier Jahre um knapp 700 MW zu und betrug im 2012 total 18 200 MW. Der grösste Zubau fand mit 280 MW bei der Wasserkraft statt, gefolgt von den erneuerbaren Energien mit 185 MW.

Die Kernkraftwerke besitzen im Normalfall mit über 7500 Volllaststunden pro Jahr die grösste Einsatzdauer. Die Einsatzdauer der Laufwasserkraftwerke liegt bei etwa 4000 bis 6000 Volllaststunden pro Jahr. Die Pump- und Speicherkraftwerke können aufgrund ihrer Wasserreserven während rund 1000 bis 2000 Volllaststunden pro Jahr eingesetzt werden. Der Einsatz von Kraftwerksleistungen an einem Wintertag ist im Exkurs «Einsatz von Kraftwerksleistungen am Höchstlasttag im Jahr 2012» (7. Februar 2012) dargestellt.

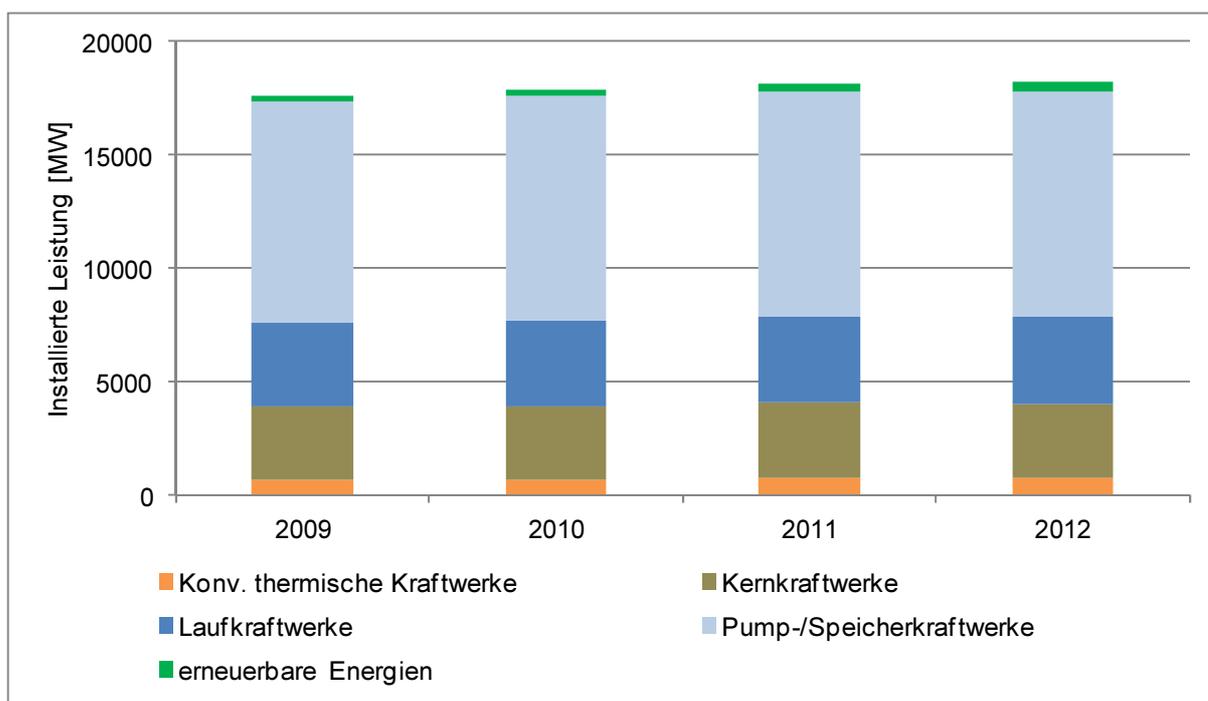


Abbildung 10: Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung über den Zeitraum von 2009 bis 2012 (Datenquelle: BFE, 2013b; BFE 2013c; BFE 2013d).

Exkurs Einsatz von Kraftwerksleistung am Höchstlasttag im Jahr 2012 (7. Februar 2012)

Abbildung 11 zeigt den Lastgangverlauf des 7. Februars 2012 und die eingesetzten Kraftwerksleistungen. An diesem Tag wurde mit 10 810 MW die höchste Last des Jahres 2012 erreicht. Insgesamt lag die benötigte Last an diesem Tag immer über 9000 MW. In diesen 24 Stunden hat die Schweiz nur während einigen Stunden netto nicht importiert. Die höchste Importkapazität lag etwa bei 3000 MW. Am Abend zwischen 18 bis 20 Uhr wurde kurzzeitig Leistung ins Ausland netto exportiert.

Unter der Annahme, dass die Kernkraftwerke und die konventionell-thermischen Kraftwerke an diesem Tag unter Volllast gelaufen sind, haben die Pump-/Speicherkraftwerke an diesem Tag sowohl die Mittellast als auch die Spitzenlast abgedeckt. Auch wenn die Zusammensetzung der Produktionsinfrastruktur nicht aufgrund bestimmter Tage beurteilt werden kann, ist doch festzustellen, dass der Schweizer Kraftwerkspark tendenziell zu wenig Produktionskapazität zur Abdeckung der Mittellast hat.

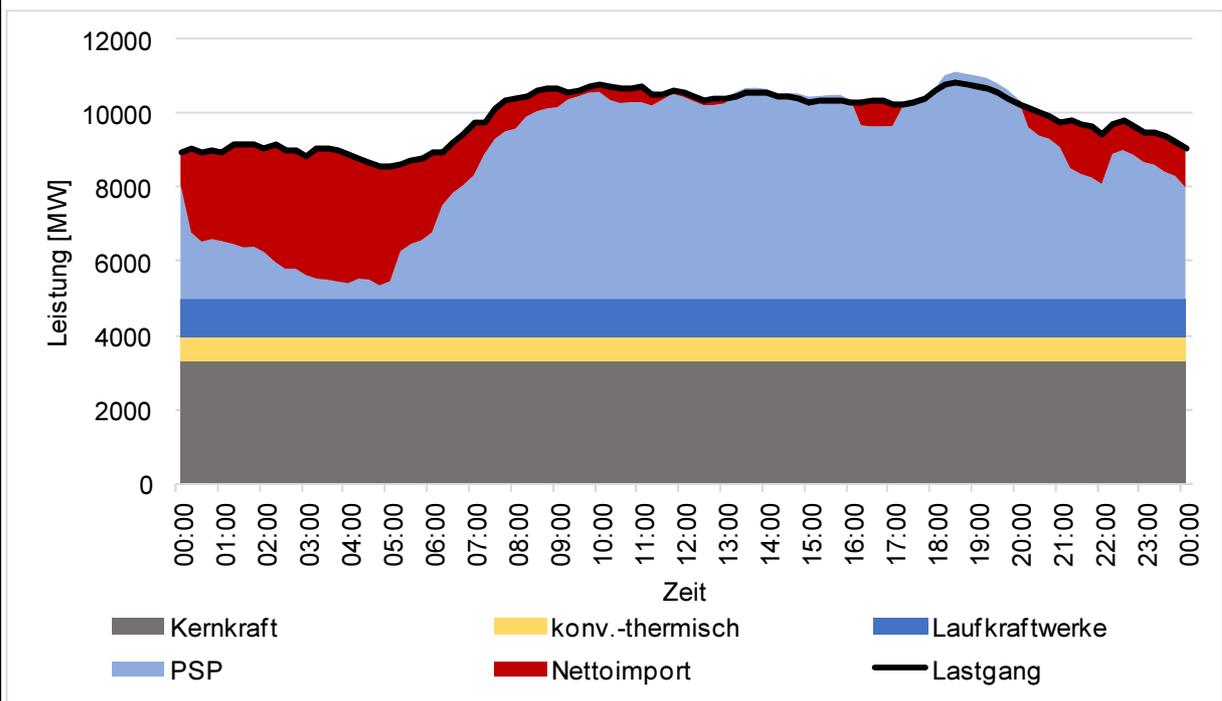


Abbildung 11: Lastprofil des 7. Februar 2012 (Datenquelle: Swissgrid).

In Abbildung 12 sind die installierten Leistungen sowie deren produzierte Energiemengen sämtlicher Grosswasserkraftwerke und Kernkraftwerke der Schweiz für das Jahr 2012 dargestellt. Die erneuerbaren Energien sowie die konventionell-thermischen Anlagen sind aufgrund der geringen Produktionsmenge pro Anlage in Abbildung 12 nicht enthalten. Die fünf Kernkraftwerke besitzen einerseits eine grosse installierte Leistung und produzieren andererseits aufgrund der Betriebsdauer über zehnmal mehr Strom als die meisten Laufwasser- und Pump-/Speicherkraftwerke. Neben der Verfügbarkeit der Kraftwerke und der Menge der installierten Leistung hat für die Versorgungssicherheit auch die Zusammensetzung der Kraftwerksblöcke eine zentrale Bedeutung. Einzelne grosse Kraftwerksblöcke sind in einer kleinen Regelzone (wie der Schweiz) ungünstig, da für einen ungeplanten Kraftwerksausfall permanent eine grosse Reserve vorgehalten werden muss (Krahl et al., 2008). Diese würde kleiner ausfallen, falls anstelle eines grossen Kraftwerksblocks mehrere kleine Kraftwerksblöcke eingesetzt würden. Die fünf Kernkraftwerke besitzen Blockgrössen zwischen 365 und 1190 MW, während die Wasserkraft aus über 550 Anlagen bestehen (ohne Kleinwasserkraftanlagen). Der grösste Kraftwerksblock eines Laufwasserkraftwerks beträgt dabei 135 MW. Ein Ausreisser in dieser Darstellung bildet das Pumpspeicherkraftwerk Cleuson-Dixence, wobei die angegebenen 1270 MW im eigentlichen auf drei Kraftwerksblöcke verteilt sind (siehe Exkurs «Pumpspeicherkraftwerk Cleuson-Dixence»).

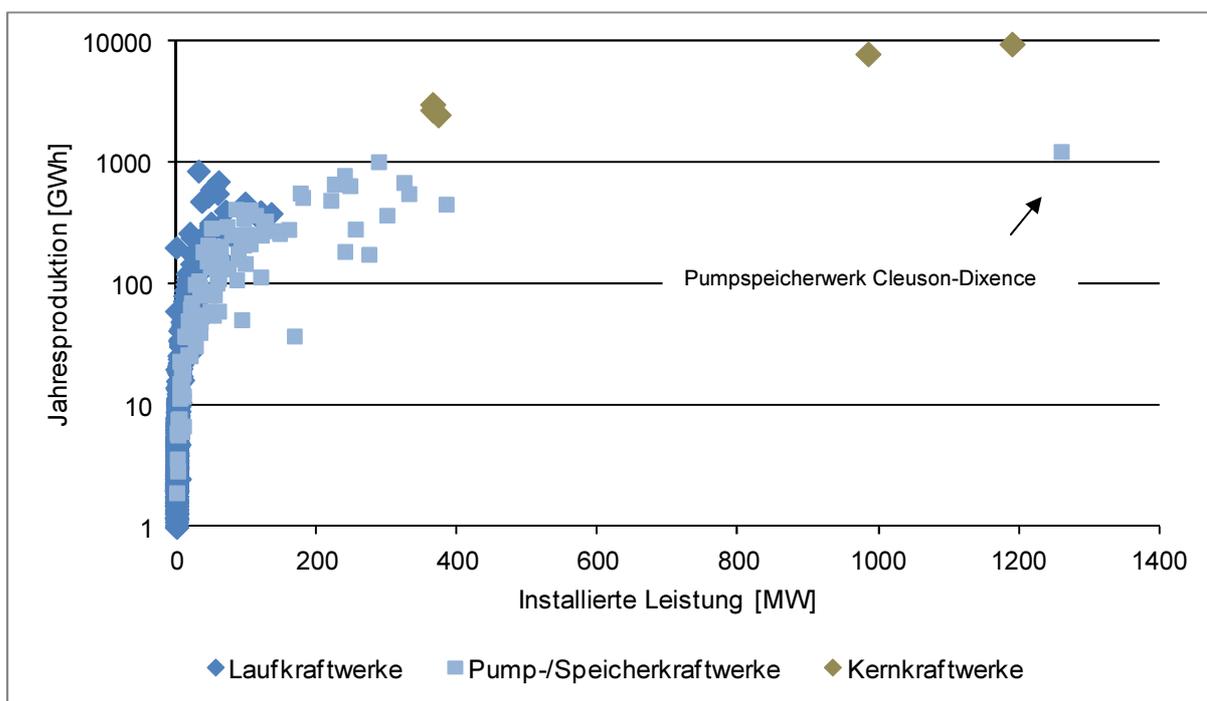


Abbildung 12: Übersicht über die installierten Leistungen der Kraftwerke / der Kraftwerkszentralen und deren produzierte Energie im Jahr 2012 (Datenquelle: BFE, 2013d).

Exkurs Pumpspeicherkraftwerk Cleuson-Dixence:

Das Pumpspeicherkraftwerk Cleuson-Dixence (installierte Leistung 3x423 MW) ist in der Lage, zusammen mit den anderen Kraftwerkszentralen von Grande Dixence (800 MW), Spitzenlast im Umfang von insgesamt 2000 MW bereitzustellen. Die in der Anlage Cleuson-Dixence (Kraftwerk Bieudron) installierten 1270 MW reichen aus, einen Kraftwerksausfall in der Leistungsklasse des Kernkraftwerks Leibstadt zu kompensieren (Grande Dixence, 2014).

3.1.2 Leistungsreserven der Schweiz

Die Leistungsreserven eines Versorgungssystems bezeichnen die Kraftwerksleistungen, die ausgehend von der installierten Kraftwerksleistung abzüglich der Last, Kraftwerksrevisionen, Systemdienstleistungen sowie Nichtverfügbarkeit des Primärenergieträgers noch für die Stromproduktion eingesetzt werden können. Dieses Beurteilungskriterium basiert auf der international entwickelten Methode der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E, 2012). Positive Leistungsreserven bedeuten, dass die in der Schweiz verfügbaren Produktionseinheiten leistungsmässig den tatsächlichen Bedarf übersteigen. Negative Leistungsreserven bedeuten, dass nicht genügend Leistung abgerufen werden könnte, um die Last zu decken.

Abbildung 13 zeigt die mittleren Leistungsreserven der Schweiz während dem Winter- und dem Sommerhalbjahr (für den dritten Mittwoch des Monats zwischen 11:00 und 12:00) über den Zeitraum von 2009 bis 2012. Die Leistungsreserven werden bei gegebener Last hauptsächlich durch die „nichtverfügbaren Kraftwerksleistungen“ bestimmt. Die Leistungsreserven der Sommermonate (April-September) sind grösser als die Leistungsreserven der Wintermonate (Oktober-März). Einerseits ist die Last im Sommer mit etwa durchschnittlich 8500 MW um 1000 MW geringer als im Winter, andererseits fallen im Sommer aufgrund der erhöhten Wasserverfügbarkeit auch die «nicht einsetzbaren Kraftwerksleistungen» kleiner aus. Das führt zu einer Zunahme der Leistungsreserven im Sommer gegenüber dem Winter von 2000 bis 3000 MW. Die Leistungsreserven in den Wintermonaten blieben seit 2009 mehrheitlich stabil.

Positive Leistungsreserven sind jedoch kein Indiz dafür, dass eine Stromversorgung ohne Importe auskommt. Manchmal ist es aus wirtschaftlicher Sicht sinnvoller, die Stromversorgung mit Importen sicherzustellen, als das eigene Kraftwerk zu betreiben. In diesem Fall sind die Leistungsreserven positiv, die Elektrizitätsbilanz eines Energieversorgungssystems jedoch negativ. Der Exkurs «Leistungsreserven der Nachbarländer» zeigt neben den jährlichen Leistungsreserven der Schweiz und auch diejenige der Nachbarländer Deutschland, Frankreich, Italien und Österreich.

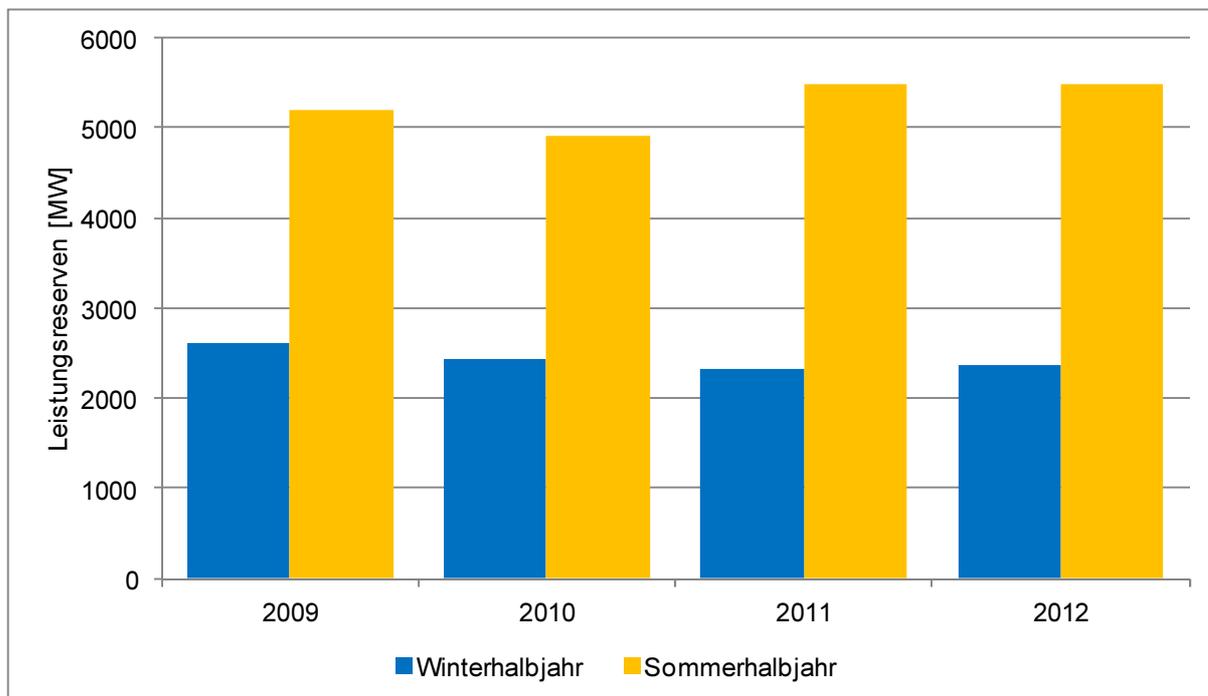


Abbildung 13: Entwicklung der mittleren sommerlichen und winterlichen Leistungsreserven der Schweiz über den Zeitraum von 2009 bis 2012 (Datenquelle: ENTSO-E, 2013a).

Exkurs Leistungsreserven der Nachbarländer

In Deutschland hatten die Abschaltungen der acht Kernkraftwerke nach dem Reaktorunfall im japanischen Fukushima im März 2011 einen wesentlichen Einfluss auf die Leistungsreserven (Abbildung 14). Durch den grossen Zubau von Photovoltaik- und Windkraftanlagen konnte der Abnahme der Leistungsreserven jedoch entgegengewirkt werden. Dieser Trend setzte sich anschliessend im Jahr 2012 weiter fort. Gemäss den Zahlen von ENTSO-E nahmen die installierten Leistungen der Photovoltaik-Anlagen in Deutschland im Jahr 2012 um über 10 000 MW und diejenigen der Windkraftanlagen um über 2500 MW zu.

Frankreich erlebte im Jahr 2010 das kälteste Jahr seit 1987, wodurch die benötigten Leistungen zur Abdeckung der Grundlast stark anstiegen und es zu negativen Leistungsreserven kam. Im Jahr 2012 wirkte sich vor allem der extrem kalte Februar negativ auf die Leistungsreserven aus. Das Beispiel Frankreich zeigt zudem, dass die Leistungsreserven nicht unbedingt in einem Zusammenhang mit der Landesgrösse oder dem Landesverbrauch stehen müssen.

In Italien wirkte sich im Jahr 2011 der starke Zubau an Photovoltaik-Anlagen positiv auf die Leistungsreserven aus. In diesem Jahr nahmen die installierten Leistungen der Photovoltaik-Anlagen gemäss den Angaben von ENTSO-E von 1400 MW auf 12 700 MW zu. Im Jahr 2012 wurden die installierten Leistungen weiter auf 16 500 MW ausgebaut. Ebenso fanden noch weitere Investitionen in Windkraft- und Wasserkraftanlagen sowie fossile Kraftwerke statt.

In Österreich blieben die Leistungsreserven über die letzten vier Jahre mehrheitlich konstant. Die installierten Leistungen nahmen in Österreich von 2011 auf 2012 um rund 2000 MW zu. Der Ausbau erfolgte bei den erneuerbaren Energien, in der Wasserkraft und bei den fossilen Kraftwerksanlagen.

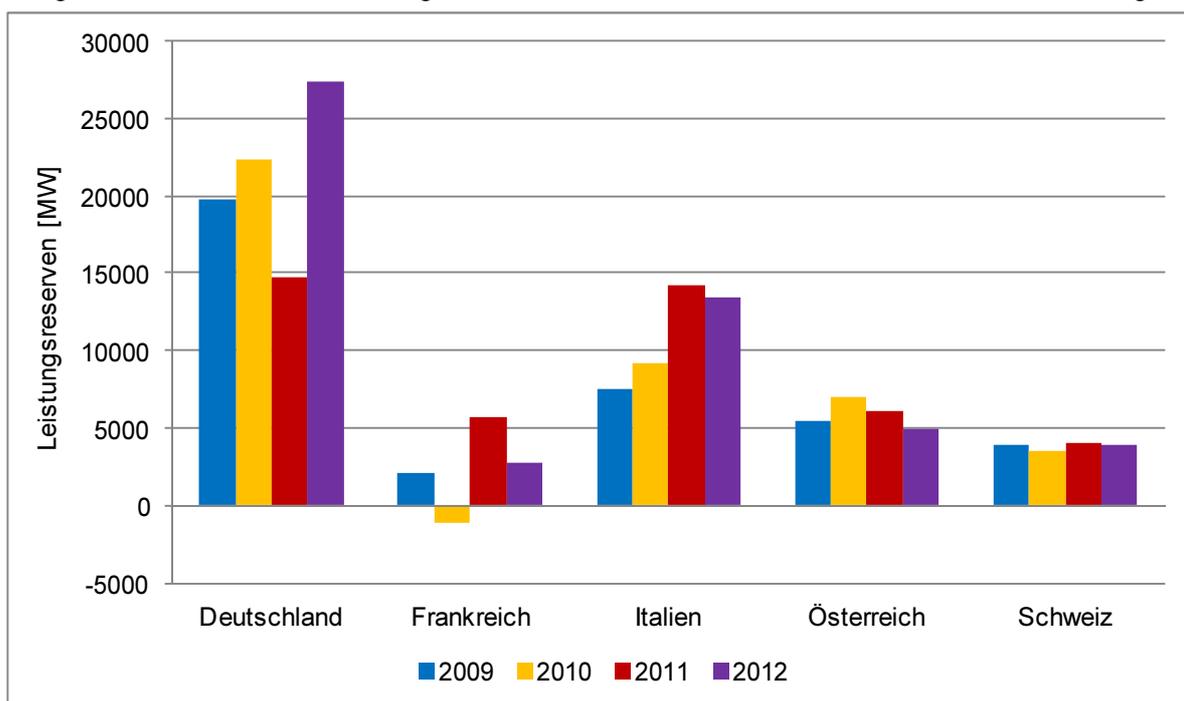


Abbildung 14: Entwicklung der Leistungsreserven der Nachbarländer Deutschland, Frankreich, Italien und Österreich über den Zeitraum von 2009 bis 2012 (Datenquelle: ENTSO-E, 2013a).

3.1.3 Eigenproduktionsanteil der Schweiz

Zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit muss Stromproduktion und Stromverbrauch immer im Gleichgewicht sein. In der Schweiz unterscheidet sich die Produktionsmenge der Laufkraftwerke aufgrund der Wasserführung der Flüsse zwischen Sommer- und Winterhalbjahr erheblich. Auf der anderen Seite ist der Landesverbrauch im Winterhalbjahr deutlich grösser als im Sommerhalbjahr. Da die Importmöglichkeiten (siehe Indikator 3.2.2 Grenzüberschreitende Importkapazität) mengenmässig begrenzt sind, muss der Eigenproduktionsanteil der Schweiz einen gewissen Anteil erreichen, damit die Versorgungssicherheit gewährleistet werden kann.

In Abbildung 15 sind die halbjährlichen Eigenproduktionsanteile der Schweiz der letzten vier Jahre dargestellt. Es ist ersichtlich, dass grosse Unterschiede bezüglich des Eigenproduktionsanteils zwischen den Sommer- (April-September) und Winterhalbjahren (Oktober-März) bestehen. Diese Unterschiede sind vor allem auf die Produktion der Laufwasserkraftwerke zurückzuführen, welche in den Wintermonaten um etwa 1500 GWh pro Monat geringer ausfällt als in den Sommermonaten. Der geringere Landesverbrauch in den Sommermonaten erhöht den Eigenproduktionsanteil zusätzlich. Die Kernkraftwerksrevisionen in den Sommermonaten haben auf den Eigenproduktionsanteil nur einen geringen Einfluss, sofern die Revisionen der Kernkraftwerke in der dafür eingeplanten Zeit ausgeführt werden. Der Eigenproduktionsanteil im Sommerhalbjahr lag trotz der Revisionen in den Jahren 2009 bis 2012 über 100 Prozent. Der Eigenproduktionsanteil der Winterhalbjahre lag über den Zeitraum von 2009 bis 2012 konstant bei 90 Prozent.

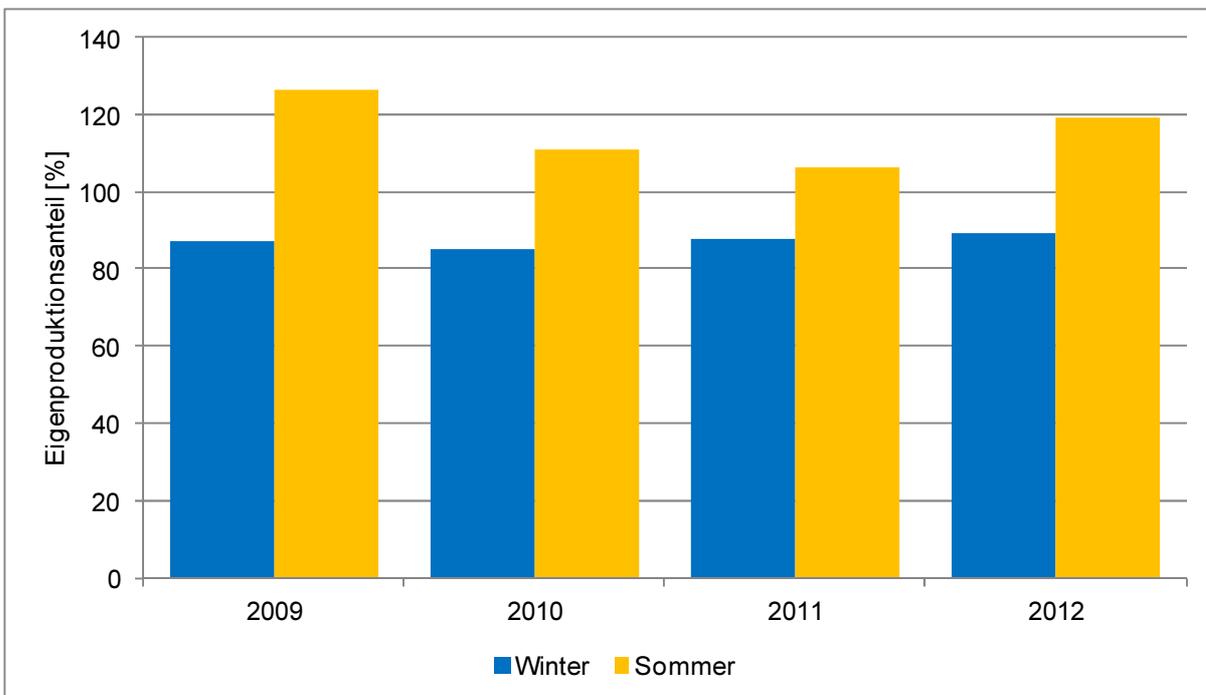


Abbildung 15: Entwicklung der monatlichen Eigenversorgungsgrade der Schweiz über den Zeitraum von 2009 bis 2012 (Datenquelle: BFE, 2013b).

3.2 Dimension Stromimportmöglichkeit

Aus wirtschaftlichen Gründen importiert und exportiert die Schweiz Strom im Rahmen der technischen Möglichkeiten. In der Dimension Stromimportmöglichkeit werden die Beobachtungsgrössen Elektrizitätsbilanz der Schweiz, grenzüberschreitende Importkapazität sowie Exportmöglichkeiten der Nachbarländer beurteilt.

3.2.1 Elektrizitätsbilanz der Schweiz

Für die Deckung des Strombedarfs benötigte die Schweiz in den vergangenen Winterhalbjahren jeweils Stromimporte in der Höhe von 3000 bis 5000 GWh. In den hydrologischen Jahren 2009/2010 sowie 2010/2011 resultierte über das ganze Jahr gesehen gar ein Nettoimport. Mit dem Beschluss schrittweise aus der Kernenergie auszusteigen, gehen in den nächsten 20 Jahren eine inländische Produktionsmenge von etwa 25 TWh vom Netz. Als Ersatz stehen gemäss Energiestrategie 2050 hauptsächlich erneuerbare Energien, Gaskombikraftwerke und Importe zur Verfügung. Die Stromversorgung verstärkt mit Importen sicherzustellen ist mit dem Risiko verbunden, dass die benötigte und verfügbare Importkapazität nicht zur Verfügung stehen könnte.

Abbildung 16 zeigt die Entwicklung der Nettoimport- und Nettoexportmenge der Winter- und Sommerhalbjahre der Schweiz über den Zeitraum von 2009 bis 2013 auf. Die Schweiz deckt ihren Strombedarf im Winterhalbjahr mit Stromimporten, während in den Sommermonaten ein Exportüberschuss resultiert. Ersteres ist hauptsächlich auf den höheren Verbrauch und auf die deutlich tiefere Produktion der Wasserkraftwerke im Winterhalbjahr zurückzuführen. Die winterlichen Importmengen nahmen seit dem Winter 2009/2010 von 5000 GWh auf 3000 GWh ab. Die sommerlichen Produktionsüberschüsse sind aufgrund des Wasserdargebots wesentlich volatiler. Über die vergangenen fünf Sommerhalbjahre nahmen die Exportüberschüsse leicht ab.

Der Verlauf der Nettoexport- und Nettoimportmengen dürfte sich mit den geplanten Ausserbetriebnahmen der Kernkraftwerke substantiell verändern. Aus versorgungstechnischer Sicht ist auf das Risiko hinzuweisen, dass die wegfallenden Energiemengen aus wirtschaftlichen Gründen zu einem grossen Anteil durch Importe substituiert werden. Bei der Ausgestaltung der Rahmenbedingungen zur Umsetzung der Energiestrategie 2050 sind deshalb die damit einhergehenden Risiken (z.B. Netzengpässe, höhere Preisvolatilität sowie Leistungsbetrachtung) zu berücksichtigen.

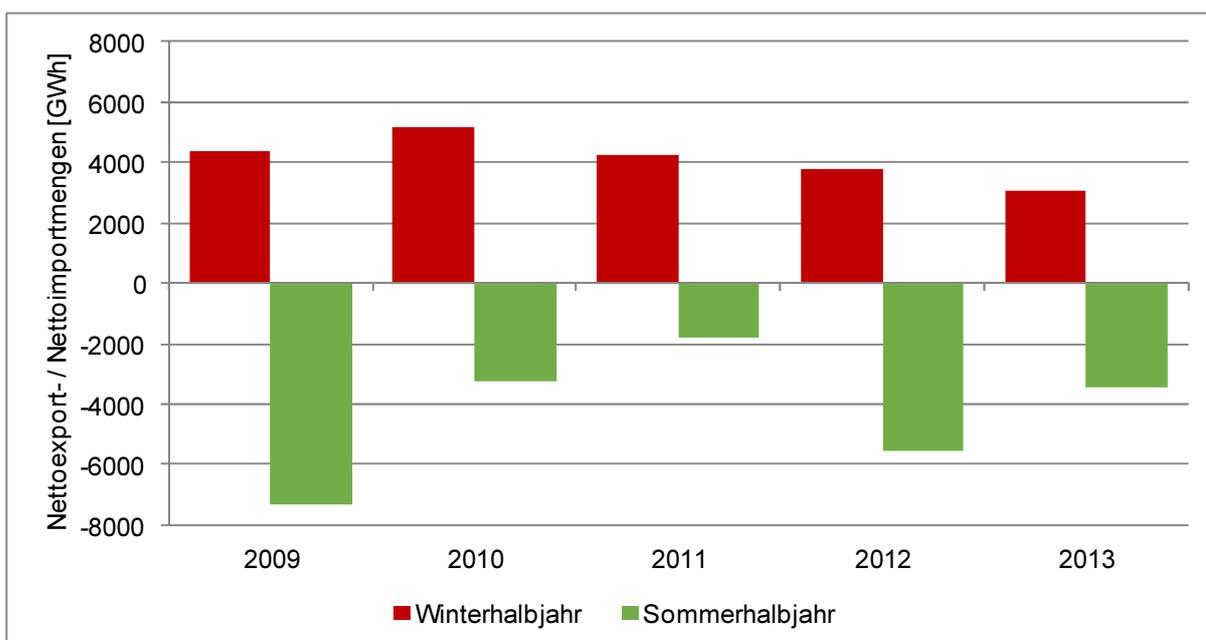


Abbildung 16: Nettoimport- /exportmengen der Schweiz über den Zeitraum von 2009 bis 2013; rot: Nettostromimporte; grün: Nettostromexporte; (Datenquelle: BFE, 2013b).

3.2.2 Grenzüberschreitende Importkapazität

Die NTC entspricht der erwarteten, maximalen Transportkapazität, welche dem Stromhandel zur Verfügung gestellt werden kann, ohne die Netzstabilität zu gefährden. Die NTC-Werte sind aus Sicht der Stromversorgungssicherheit deshalb relevant, weil sie erstens die Bewirtschaftung der Speicher (und damit die Verfügbarkeit der Spitzenlastkraftwerke) und zweitens die Liquidität des Grosshandelsmarktes der Schweiz begünstigen.

Aufgrund des Preisniveaus in Italien sind Stromimporte aus Italien zurzeit wirtschaftlich uninteressant, weshalb für die Beurteilung der Versorgungssicherheit in erster Linie der NTC-Verlauf des sogenannten Schweizer Norddachs (NTC-Werte von Frankreich, Deutschland und Österreich) betrachtet wird. Gesamthaft lagen die verfügbaren Importkapazitäten der Schweiz im Jahr 2013 im Mittel bei rund 6250 MW, diejenige des Schweizer Norddachs bei knapp 4550 MW. Beide Werte blieben über die vergangenen fünf Jahre sehr konstant (Abbildung 17).

Die grenzüberschreitende Importkapazität an den einzelnen Grenzen ist jedoch sehr unterschiedlich. Die verfügbare Transportkapazität aus Frankreich beläuft sich auf rund 3060 MW. Die verfügbare Importkapazität aus Österreich betrug im Jahr 2013 rund 510 MW und die zulässige Importkapazität an der Grenze Deutschland/Schweiz lag im Jahr 2013 bei 960 MW. Im Rahmen einer Neubestimmung der NTC-Werte verschoben sich die Verhältnisse an der Grenze Deutschland/Schweiz und Österreich/Schweiz leicht zu Gunsten von Österreich/Schweiz. Die Importkapazität aus Italien liegt zurzeit bei rund 1750 MW.

Die verfügbare Importkapazität der Schweiz steht in einem sehr hohen Verhältnis zum Landesverbrauch (5000-10 000 MW) und zur inländischen Produktion (18 200 MW installierte Kraftwerksleistung im Jahr 2013). Da jedoch die Importkapazitäten aus den Ländern mit einem vergleichsweise tiefen Strompreisniveau in Hochlastzeiten (z.B. Wintertag) ausgeschöpft sind, ist der Optimierung des Engpassmanagements – z.B. mit der Einführung eines Market Couplings – sowie einem bedarfsge rechten Ausbau des Übertragungsnetzes weiterhin grosse Beachtung zu schenken.

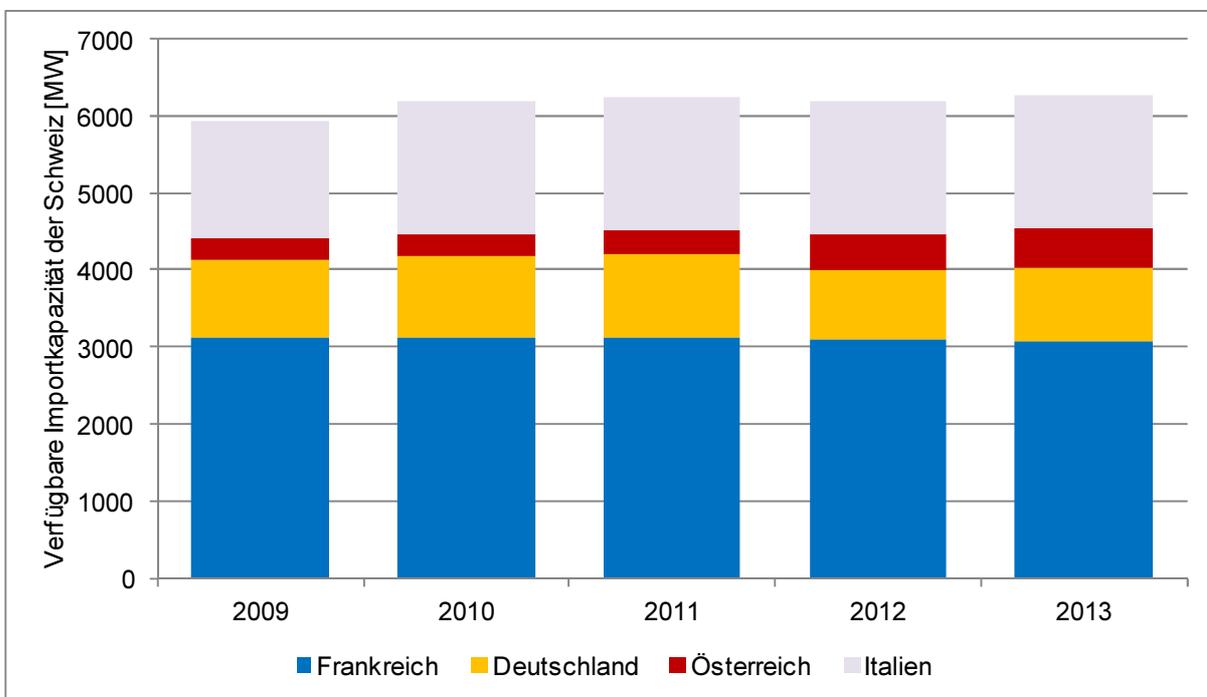


Abbildung 17: Entwicklung der mittleren, jährlichen Importkapazität der Schweizer über den Zeitraum von 2009 bis 2013 (Datenquelle: Swissgrid).

3.2.3 Exportmöglichkeiten der Nachbarländer

Mit Deutschland und Belgien haben neben der Schweiz noch zwei weitere Länder beschlossen, während den nächsten 20 Jahren aus der Kernenergie auszusteigen. Frankreich beabsichtigt im Weiteren, den Anteil der Kernenergie bis 2025 von 75 auf 50 Prozent zu reduzieren. Dazu kommt, dass viele fossil befeuerte Kraftwerke aufgrund des Strompreiserfalls nicht mehr rentabel betrieben werden können. Der Kraftwerkspark ist in zahlreichen europäischen Ländern im Wandel. Die eigene Stromversorgungssicherheit durch Stromimporte sicherzustellen ist dahingehend zu prüfen, ob und zu welchen Bedingungen die exportierenden Länder in der Lage sein werden, entsprechende Energiemengen zu liefern.

Abbildung 18 zeigt die Entwicklung der Summe der Exportbilanz der Nachbarländer Frankreich, Deutschland, Österreich und Italien über den Zeitraum von 2009 bis 2013 auf. 2009 benötigten die vier Länder in der Summe Stromimporte. Seit 2010 liegt in der Summe jedoch ein Nettoexport vor, der in den vergangenen vier Jahren laufend zunahm. Deutschland und Frankreich sind grundsätzlich über das ganze Jahr gesehen Exportländer und steuerten die Höhe des zu exportierenden Stroms, während Österreich und Italien ihre Stromversorgungsdefizite mehrheitlich mit Importen deckten (siehe auch Exkurs «Elektrizitätsbilanz der Nachbarländer»).

Im Jahr 2009 sorgten ungünstige Produktionsbedingungen sowie ein besonders kalter Winter im Jahr 2010 dazu, dass die Exportmenge von Frankreich deutlich kleiner ausfiel als üblich. Im Jahr 2011 nahmen infolge der sofortigen Stilllegung von acht Kernreaktoren die Exportmengen von Deutschland ebenfalls deutlich ab. Der starke Ausbau der erneuerbaren Energien sowie die Substitution der Kernkraft mit fossil-thermischen Kraftwerken wirkten sich seither jedoch positiv auf die Exportmengen unseres nördlichen Nachbarn aus.

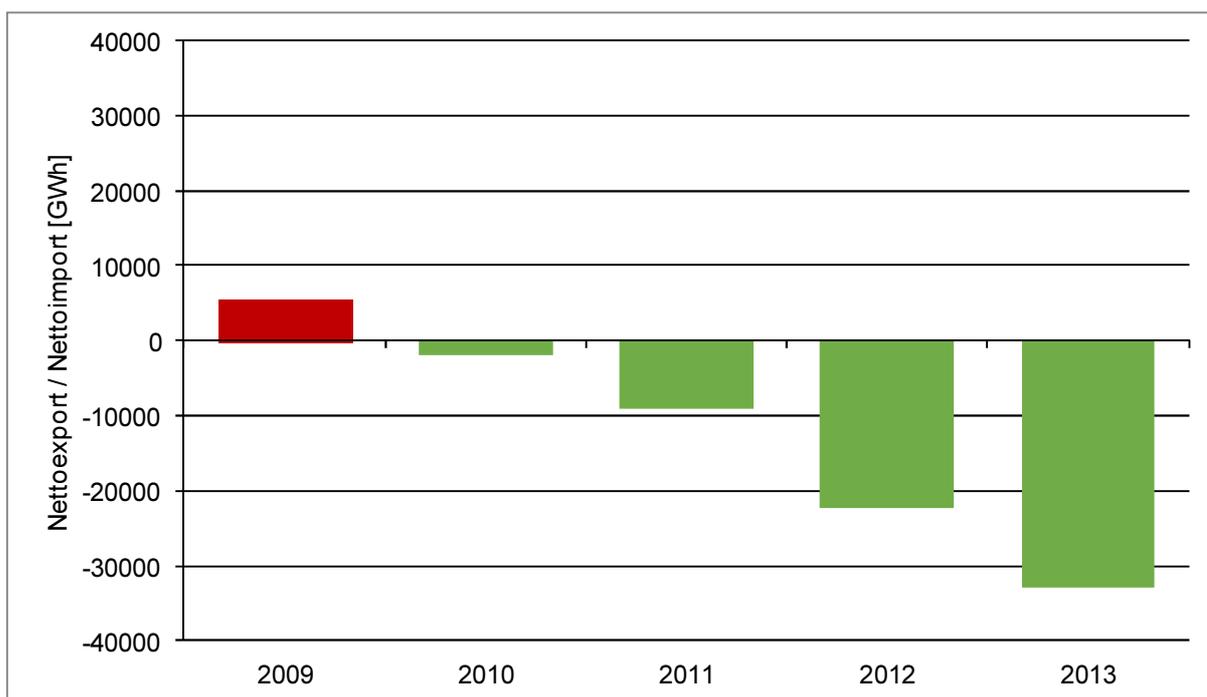


Abbildung 18: Entwicklung der Summe von Nettoexport/Nettoimport der Nachbarländer Frankreich, Deutschland, Österreich und Italien über den Zeitraum von 2009 bis 2013; rot Nettostromimport; grün Nettostromexport; (Datenquelle: ENTSO-E, 2013b).

Exkurs Elektrizitätsbilanz der Nachbarländer

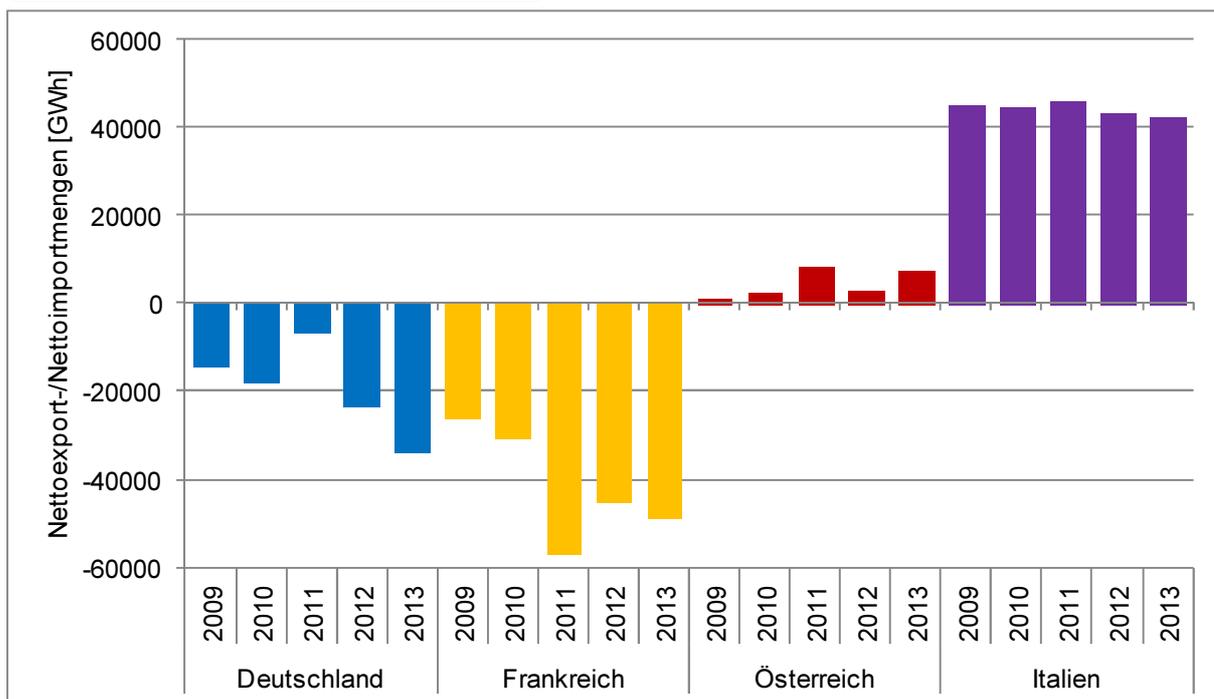


Abbildung 19: Entwicklung der Elektrizitätsbilanz von Deutschland, Frankreich, Italien, Österreich über den Zeitraum 2009 bis 2013 (Datenquelle: ENTSO-E, 2013b).

In Abbildung 19 sind die absoluten Nettoimport- und Nettoexportmengen der Nachbarländer Deutschland, Frankreich, Italien und Österreich dargestellt. Deutschland und Frankreich waren in den letzten vier Jahren Stromexporteure, während Italien und Österreich Stromimporteure waren.

Die Nettoexportmengen von Deutschland gingen im Jahr 2011 aufgrund der Abschaltung von acht Kernkraftwerken nach dem Reaktorunfall im japanischen Fukushima zurück. Seither sorgte der Ausbau der erneuerbaren Energien dafür, dass die Nettoexportmengen wieder zunahmen. In Deutschland sind zurzeit noch acht Kernkraftwerke mit neun Reaktorblöcken in Betrieb, die pro Jahr etwa 100 TWh Strom produzierten. Diese Kernreaktoren werden in den nächsten zehn Jahren jedoch ebenfalls abgeschaltet. Schon im Jahr 2015 soll das Kernkraftwerk Grafenrheinfeld (1345 MW) still gelegt werden (E.ON, 2014). Deutschland plant weiter in Solar- und Windkraftanlagen zu investieren. Bis 2022 sollen die installierten Leistungen der Photovoltaik-Anlagen von aktuell 33 409 MW (2013) auf 54 100 MW zunehmen und die Windkraftanlagen sollen bis dahin eine Produktionsleistung von 58 700 MW (2013: 30 284 MW) aufweisen (BMW, 2014).

In Frankreich lagen die Nettoexportüberschüsse der Jahre 2009 und 2010 bei etwa 25 TWh. In den darauffolgenden beiden Jahren stieg die Nettoexportmenge auf das Doppelte an. Das Jahr 2010 war das kälteste Jahr seit 1987, weshalb der Stromverbrauch in Frankreich in diesem Jahr besonders gross war und dementsprechend auch weniger Strom exportiert werden konnte (ENTSO-E, 2011). In Frankreich sind aktuell 58 Kernreaktoren in Betrieb und produzieren über 430 TWh Strom. Diese Kraftwerke arbeiten nicht nur im Grundlastbetrieb, sondern werden ebenfalls auch als Mittellastkraftwerke eingesetzt. Im Jahr 2016 werden die beiden Reaktorblöcke in Fessenheim (2x 800 MW) durch einen neuen Reaktorblock (1600 MW) in Flamanville ersetzt. Im Allgemeinen beabsichtigt Frankreich den Anteil der Kernenergie bis 2025 von 75 auf 50 Prozent zu reduzieren. Die Umsetzung dieses Ziels ist jedoch noch nicht weit fortgeschritten.

Italien und Österreich benötigten in den vergangenen vier Jahren Nettostromimporte für den Ausgleich der Versorgungsunterdeckung. Während in Italien gemäss den Daten von ENTSO-E ein leicht abnehmender Trend der Nettoimportmenge festzustellen ist, verzeichnete Österreich über die letzten vier Jahren eher eine leichte Zunahme an Stromimporten.

3.3 Dimension Investitionen in zukünftige Kraftwerke

Die Dimension Investitionen in zukünftige Kraftwerke gibt einerseits einen Überblick über die Entwicklung der zukünftigen Produktionsleistungen basierend auf den Annahmen der Energiestrategie 2050. Andererseits werden in dieser Dimension auch die zukünftigen Leistungsreserven und die Umsetzung des Ausbauplans der erneuerbaren Energien beurteilt.

Infolge der Nuklearkatastrophe in Fukushima hat der Bundesrat am 25. Mai 2011 gestützt auf die aktuellen Energieperspektiven und die weiteren energiepolitischen Entscheidungsgrundlagen einen Richtungsentscheid für einen schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie gefällt. Die bestehenden Kernkraftwerke sollen am Ende ihrer sicherheitstechnischen Betriebsdauer stillgelegt und nicht durch neue Kernkraftwerke ersetzt werden. Der Bundesrat rechnet mit einer sicherheitstechnischen, alleine von den Sicherheitsüberprüfungen des Eidgenössischen Nuklearsicherheitsinspektorats (ENSI) und nicht von der Politik abhängigen Laufzeit von voraussichtlich 50 Jahren. Damit müssten die Kernkraftwerke Beznau I 2019, Beznau II und Mühleberg 2022, Gösgen 2029 und Leibstadt 2034 vom Netz genommen werden (BBI, 2013). Am 30. Oktober 2013 hat die Betreiberin des Kernkraftwerks Mühleberg, die BKW Energie AG, jedoch entschieden, das Kernkraftwerk Mühleberg bereits 2019 vom Netz zu nehmen. Im Jahr 2019 reduziert sich demnach die Grundlastleistung der Schweiz um 738 MW (Mühleberg 373 MW, Beznau I 365 MW³).

Die Abbildung 20 zeigt die Entwicklung der Kraftwerkleistungen bis zum Jahr 2050. Nach der geplanten Abschaltungen der Kernkraftwerke in den Jahren 2019, 2022, 2029 und 2034 besteht die zukünftige Produktionskapazität aus Laufkraftwerken (4900 MW), Pump-/Speicherkraftwerken (13 700 MW), Photovoltaik-Anlagen (9700 MW), Windkraftanlagen (2200 MW), Gaskombikraftwerken (2200 MW), Wärmekraftkopplungsanlagen (1300 MW) und Biomasse-, Geothermie- und Kehrlichtverbrennungsanlagen (gesamthaft 1500 MW). Die installierten Kraftwerkleistungen werden damit gegenüber heute etwa auf 35 500 MW verdoppelt. Die Volllaststunden der neuen Kraftwerkanlagen liegen jedoch deutlich unter denjenigen der Kernkraftwerke.

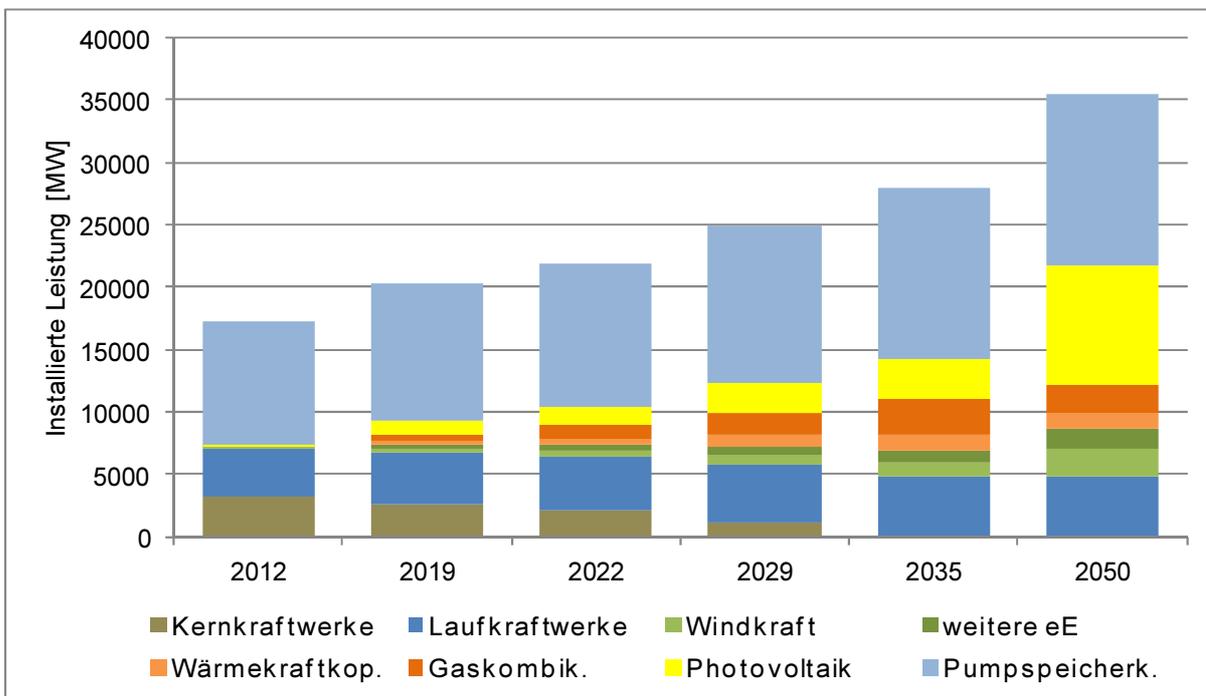


Abbildung 20: Ausbau der zukünftigen Produktionsleistung im Rahmen der Energiestrategie 2050 (BBI, 2013).

³ Beznau I gemäss Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050, Ausstieg Mühleberg ist gesichert.

3.3.1 Zukünftige Leistungsreserven der Schweiz

Die Leistungsreserven eines Versorgungssystems bezeichnen die Kraftwerksleistungen, die ausgehend von der installierten Kraftwerksleistung abzüglich der Last, Kraftwerksrevisionen, Systemdienstleistungen sowie Nichtverfügbarkeit des Primärenergieträgers noch für die Stromproduktion eingesetzt werden können. Dieses Beurteilungskriterium basiert auf der international entwickelten Methode der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E, 2010). Positive Leistungsreserven bedeuten, dass die in der Schweiz verfügbaren Produktionseinheiten leistungsmässig den tatsächlichen Bedarf übersteigen. Negative Leistungsreserven bedeuten, dass nicht genügend Leistung abgerufen werden könnte, um die Last zu decken. Positive bzw. negative Leistungsreserven schliessen Stromimporte bzw. Stromexporte nicht aus. Die Wirtschaftlichkeit der Kraftwerke spielt bei der Planung des Kraftwerkseinsatzes ebenfalls eine wichtige Rolle.

Die Abbildung 21 zeigt die Entwicklung der Leistungsreserven für einen Sommer- bzw. einen Wintertag gemäss dem ENTSO-E System Adequacy Forecast Report (konservatives Szenario). Die dargestellten Leistungsreserven des Jahres 2012 entsprechen den tatsächlich gemessenen Werten, diejenigen der Jahre 2015, 2016, 2020 und 2025 sind prognostizierte Werte. Die Leistungsreserven bleiben im Sommer in den nächsten Jahren auf einem hohen Niveau. Die Leistungsreserven im Winter betragen im Jahr 2015 rund 500 MW und bleiben u.a. aufgrund der neuen Pumpspeicherkraftwerke Linth-Limmern und Nant de Drance, trotz prognostizierter Lastzunahme, bis zum Jahr 2020 stabil. Im Jahr 2025 erwartet die ENTSO-E für die Schweiz im Winter jedoch negative Leistungsreserven, falls bis dann die beiden geplanten Gaskombikraftwerke (Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050) nicht realisiert werden.

Bei der Berechnung der Leistungsreserven ist zu berücksichtigen, dass die installierten Leistungen der erneuerbaren Energien (Photovoltaik und Windenergie) vollständig als «nicht verfügbar» klassiert werden. Ebenso wird neben der Leistung für Systemdienstleistungen (1000 MW) noch eine Leistung von 1200 MW für ausserordentliche Kraftwerksausfälle in Abzug gebracht.

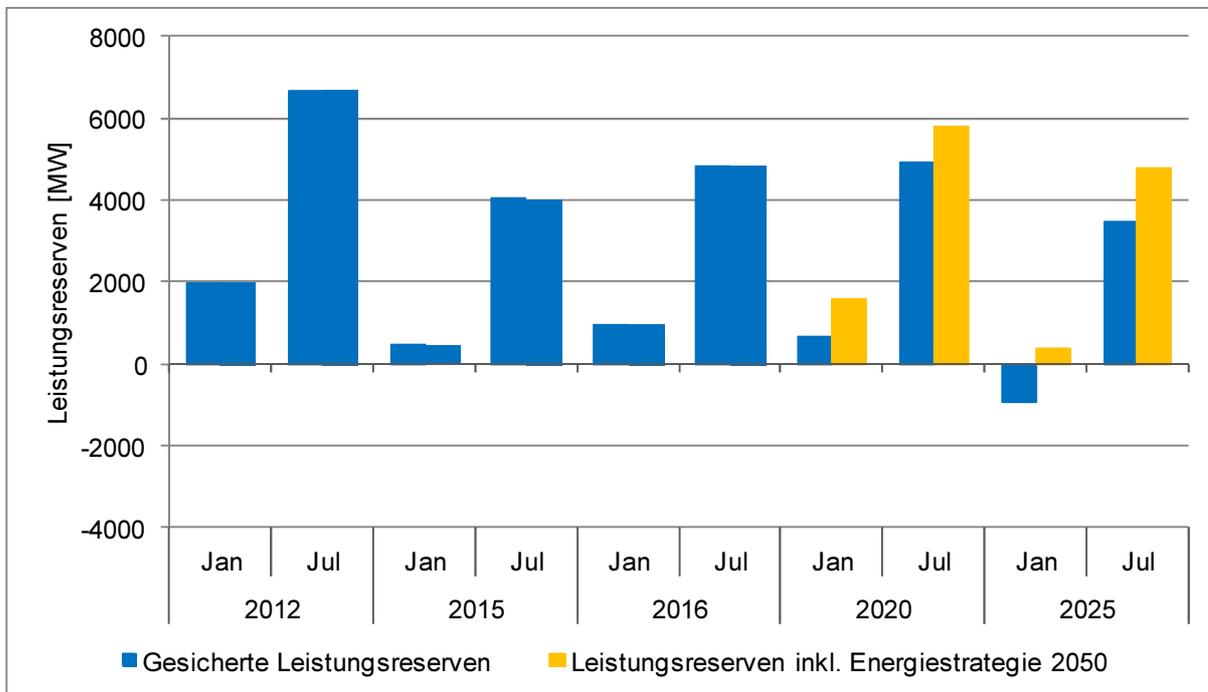


Abbildung 21: Zukünftige Leistungsreserven der Schweiz gemäss Berechnungslogik der ENTSO-E (Datenquelle: ENTSO-E, 2010).

3.3.2 Ausbau der erneuerbaren Energien

Die erneuerbaren Energien leisten in der zukünftigen Stromversorgung der Schweiz einen wichtigen Beitrag. Insbesondere der Photovoltaik, der Windenergie und der Geothermie werden grosse technische Potenziale vorausgesagt (Akademien der Wissenschaft, 2012). Sie bilden deshalb in der Energiestrategie des Bundesrats wichtige Eckpfeiler. Die erneuerbaren Energien sollen gesamthaft bis zum Jahr 2050 eine Energiemenge von über 24 000 GWh liefern.

Abbildung 22 zeigt die bisher realisierten Produktionsmengen der Jahre 2010 bis 2012 sowie die Ausbauziele der Energiestrategie 2050. Die Produktionsmengen der erneuerbaren Energien konnte in den vergangenen drei Jahren stets gesteigert werden und lagen im Jahr 2012 bei knapp 2000 GWh (BFE, 2013c). Am deutlichsten nahm in den vergangenen drei Jahren die Produktion bei der Photovoltaik zu, die in dieser Zeit mehr als verdreifacht wurde. Die Produktionsmenge von Biomasse- und Windkraftanlagen wurden über denselben Zeitraum verdoppelt. Geothermieanlagen, die zur Stromproduktion eingesetzt werden, sind hingegen zurzeit noch keine in Betrieb. Es sind allerdings in näherer Zukunft 23 Anlagen in Planung, wovon sich drei in Bau befinden (Geothermie Schweiz, 2014)

Der Ausbau der erneuerbaren Energien gemäss Energiestrategie hat erst begonnen. Zurzeit liegt man im Ausbauplan der Energiestrategie 2050, so dass das erste Zwischenziel im Jahr 2020 voraussichtlich erfüllt werden könnte. Ob in der Zukunft die Ausbaumenge pro Jahr, so wie es vorgesehen ist, gesteigert werden kann, bleibt abzuwarten. Der weitere Ausbau der Produktion aus erneuerbarer Energie ist primär abhängig von den im Rahmen der Energiestrategie festgelegten Finanzierungsbedingungen. Aktuell erscheint es eher unwahrscheinlich, dass auch die rund zehnfache Energiemenge auf Basis der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) realisiert werden kann. Dieses in Bezug auf den Zubaupfad sehr effektive Instrument hat den gewichtigen Nachteil, dass den nicht subventionierten Kraftwerkskapazitäten Deckungsbeiträge abhandenkommen und der Anreiz für den Zubau von nicht subventionierten Kraftwerkskapazitäten geschmälert wird. Die damit einhergehenden Risiken für die Versorgungssicherheit sind bei der Ausgestaltung der Rahmenbedingungen für den Zubau der erneuerbaren Energien mit zu berücksichtigen.

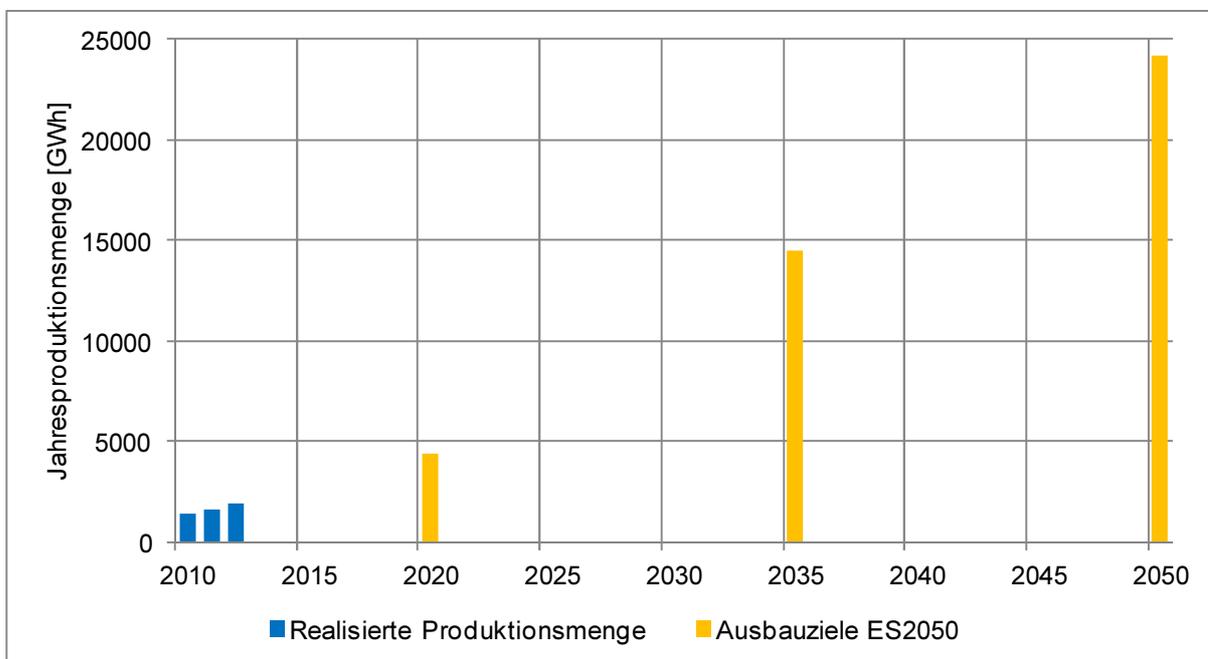


Abbildung 22: Entwicklung der Produktionsmengen der erneuerbaren Energien über den Zeitraum von 2010 bis 2012 sowie der Ausbauziele bis 2050 (Datenquelle: BFE, 2013c).

4 Bereich Kosten und Tarife

In der Schweiz existieren rund 700 Netzbetreiber, welche die Endverbraucher mit Strom beliefern. Der Strom muss dabei für Endverbraucher (Haushalte und Industrien) in allen Landesteilen der Schweiz zu angemessenen Tarifen erhältlich sein. Um die finanzielle Belastung der Endverbraucher zwischen den verschiedenen Landesregionen (Grossregionen⁴) der Schweiz abzubilden, werden im Bereich Kosten und Tarife die Netz- und Energietarife näher betrachtet. Der Bereich Kosten und Tarife umfasst die beiden Dimensionen Netz- und Energietarife und Anteil der Stromkosten am verfügbaren Haushaltseinkommen.

4.1 Dimension Netz- und Energietarif

Die Analyse der Netz- und Energietarife basiert bei den Haushalten auf den Tarifen der Verbraucherkategorie H4. Der jährliche Stromverbrauch liegt in dieser Kategorie etwa bei 4500 Kilowattstunde (kWh). Dies entspricht ungefähr einem Stromverbrauch einer 5-Zimmerwohnung mit Elektroherd und Tumbler. Der durchschnittliche Haushaltsverbrauch im Jahr 2011 lag gemäss der Elektrizitätsstatistik des BFE als Vergleich bei 5167 kWh (BFE, 2013b).

Bei den Industrien wurden als Vergleichskategorie die Tarife der Verbraucherkategorie C3 gewählt – hierbei handelt es sich um einen mittleren Betrieb mit einem jährlichen Stromverbrauch von 150 000 kWh und einer maximal beanspruchten Leistung von 50 Kilowatt (kW). Da seit der Marktöffnung vor allem die «grossen» Grossverbraucher von der freien Wahl des Stromlieferanten Gebrauch gemacht haben, könnten die Tarife einer grösseren Kategorie für die Beurteilung der finanziellen Belastung der Industrie nicht mehr repräsentativ sein.

4.1.1 Regionale Tarifunterschiede

Gemäss Artikel 22 Absatz 2 Buchstabe b des StromVG überprüft die EICom die Netznutzungstarife und -entgelte sowie die Elektrizitätstarife von Amtes wegen. Vorbehalten bleiben Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen. Ausserdem beobachtet und überwacht die EICom die Entwicklung der Elektrizitätsmärkte im Hinblick auf eine sichere und erschwingliche Versorgung in allen Landesteilen (StromVG Art. 22 Abs. 3). Wesentliche Treiber der Tarife sind die Kapitalkosten auf dem regulierten Anlagevermögen (Abschreibungen und Kapitalverzinsung) und die Betriebskosten (vgl. dazu auch hinten, Abschnitt 5.1). Im Folgenden wird die zeitliche Entwicklung der Netz- und Energietarife (H4/C3) sowie die preisliche Differenz zwischen den sieben Grossregionen betrachtet, um mögliche regionale Unterschiede festzustellen.

Die Abbildung 23 zeigt die Entwicklung der Streuung der durchschnittlichen mengengewichteten Netztarife der sieben Grossregionen der Schweiz in der Verbrauchskategorie H4. Die Netztarife stiegen zwischen 2009 und 2011 tendenziell leicht an, nahmen anschliessend im Jahr 2013 jedoch um bis zu 1 Rp./kWh ab. Im Jahr 2014 stiegen die durchschnittlichen mengengewichteten Netztarife allerdings wieder an. Gründe dafür sind auf Grund von Gerichtsentscheiden gestiegene Netzwerte, höhere Kosten für Systemdienstleistungen, der erhöhte kalkulatorische Zinssatz sowie der Wegfall des reduzierten Zinssatzes aufgrund einer Übergangsregelung in der Stromversorgungsverordnung. Die preisliche Differenz (Minimum zu Maximum) zwischen den sieben Grossregionen nahm über die sechs Jahre leicht ab. Die Angleichung erfolgte sowohl von oben als auch von unten.

⁴ Die 7 Grossregionen der Schweiz (Bundesamt für Statistik BFS):

- Genferseeregion (VD, VS, GE)
- Espace Mittelland (BE, FR, SO, NE, JU)
- Nordwestschweiz (BS, BL, AG), Zürich (ZH)
- Ostschweiz (GL, SH, AR, AI, SG, GR, TG)
- Zentralschweiz (LU, UR, SZ, OW, NW, ZG)
- Tessin (TI)

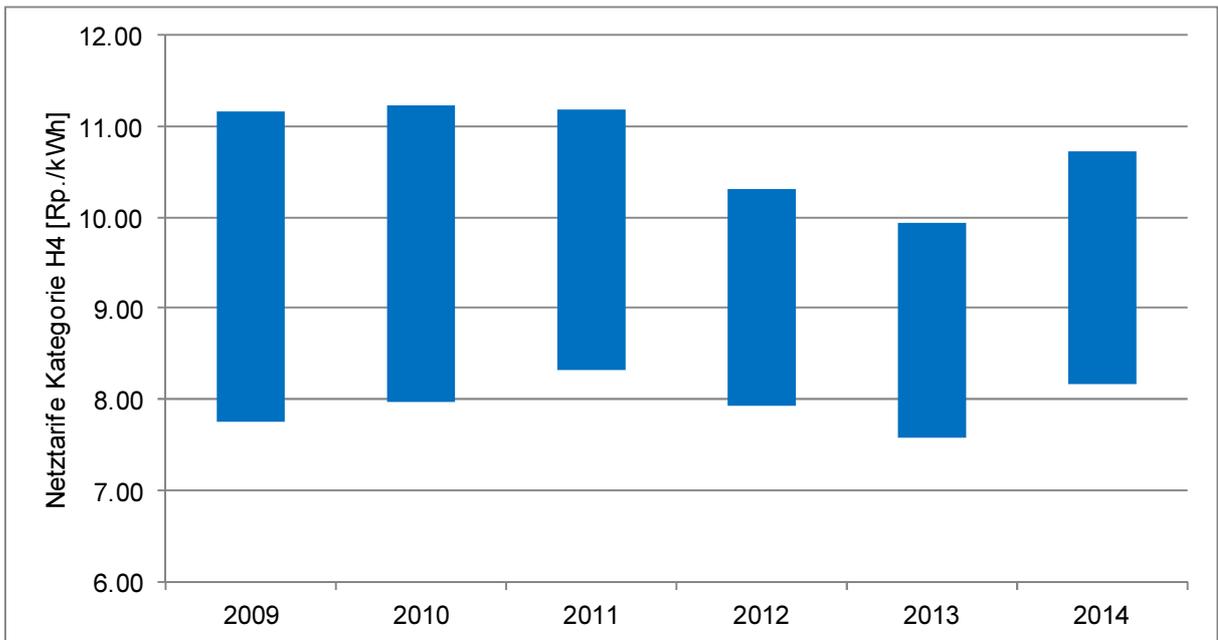


Abbildung 23: Entwicklung der Netztarife der Kategorie H4 der Grossregionen der Schweiz über den Zeitraum von 2009 bis 2014 (Datenquelle: EICom).

Die Abbildung 24 zeigt die Entwicklung der Streuung der durchschnittlichen mengengewichteten Netztarife der sieben Grossregionen der Schweiz in der Verbraucherkategorie C3. Die Entwicklung der Netztarife in den sieben Grossregionen gleicht dem Verlauf der Netztarife der Verbraucherkategorie H4. Von 2009 bis 2011 erfolgte ein leichter Anstieg, anschliessend nahmen die Netztarife bis zum Jahr 2013 wieder leicht ab, bevor sie zum Jahr 2014 wieder anstiegen. Der Anstieg ist ebenfalls auf die gestiegenen Netzwerte als Verzinsungsbasis, höhere Kosten für Systemdienstleistungen, den erhöhten kalkulatorischen Zinssatz sowie den Wegfall des reduzierten Zinssatzes zurückzuführen. Die preisliche Differenz nahm zwischen den Grossregionen zwischen 2009 und 2014 auch in dieser Kategorie grundsätzlich ab. Dazwischen gab es jedoch eine Periode, in denen sie angestiegen ist.

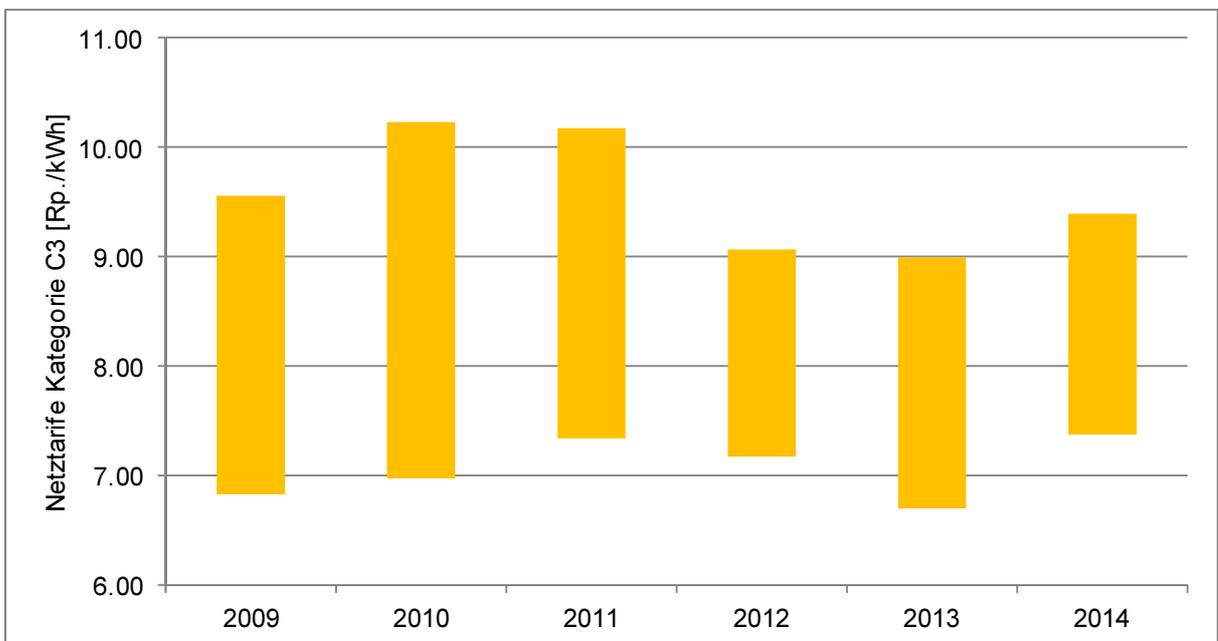


Abbildung 24: Entwicklung der Netztarife der Kategorie C3 der Grossregionen der Schweiz über den Zeitraum von 2009 bis 2014 (Datenquelle: EICom).

Die Abbildung 25 zeigt die Entwicklung der Streuung der durchschnittlichen mengengewichteten Energietarife der sieben Grossregionen in der Verbraucherkategorie H4. Das Preisgefälle zwischen den Energietarifen der Grossregionen nahm über den Zeitraum von 2009 bis 2013 deutlich ab. Auf das Jahr 2014 verschoben sich die Preise zusätzlich um 0.5-1.0 Rp./kWh nach unten. Die Abnahme der Tarife ist u.a. auf die tiefen Strompreise an der internationalen Strombörse zurückzuführen.

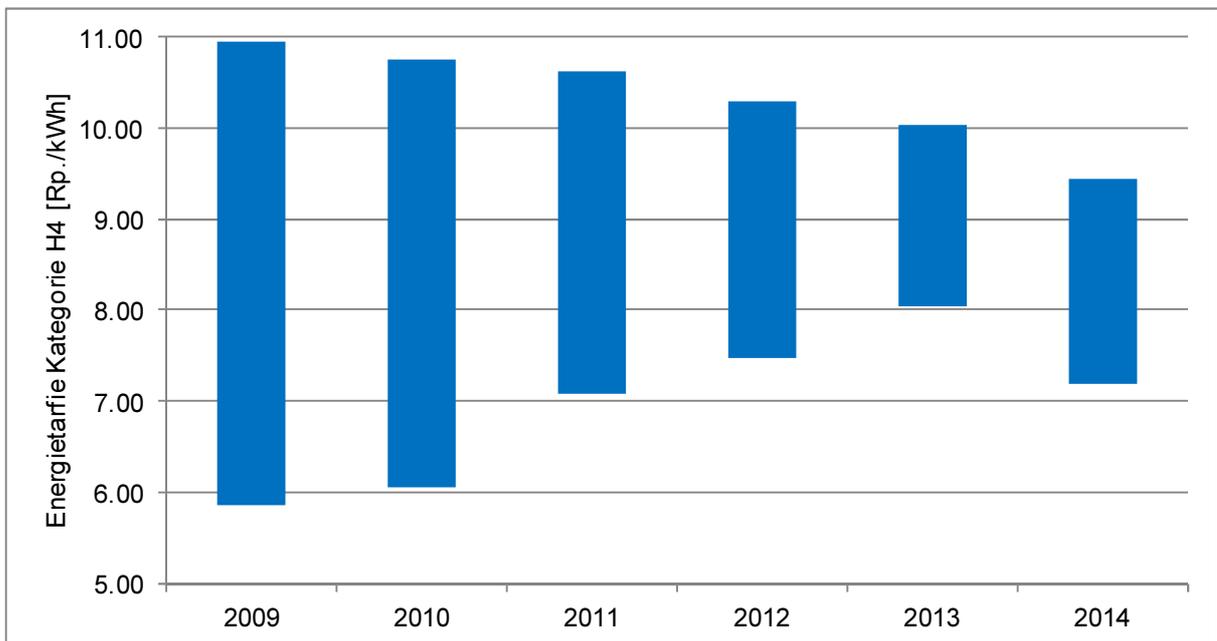


Abbildung 25: Entwicklung der Energietarife der Kategorie H4 der Grossregionen der Schweiz über den Zeitraum von 2009 bis 2014 (Datenquelle: EICom).

Die Abbildung 26 zeigt die Entwicklung der Streuung der durchschnittlichen mengengewichteten Energietarife der sieben Grossregionen in der Verbraucherkategorie C3. Das Preisgefälle zwischen den Energietarifen der Grossregionen nahm über den Zeitraum von 2009 bis 2013 ebenfalls deutlich ab. Auf das Jahr 2014 hat ebenfalls nochmals eine deutliche Abnahme der Preise stattgefunden. Im Jahr 2014 nahmen die preislichen Differenzen zwischen den Grossregionen jedoch wieder leicht zu.

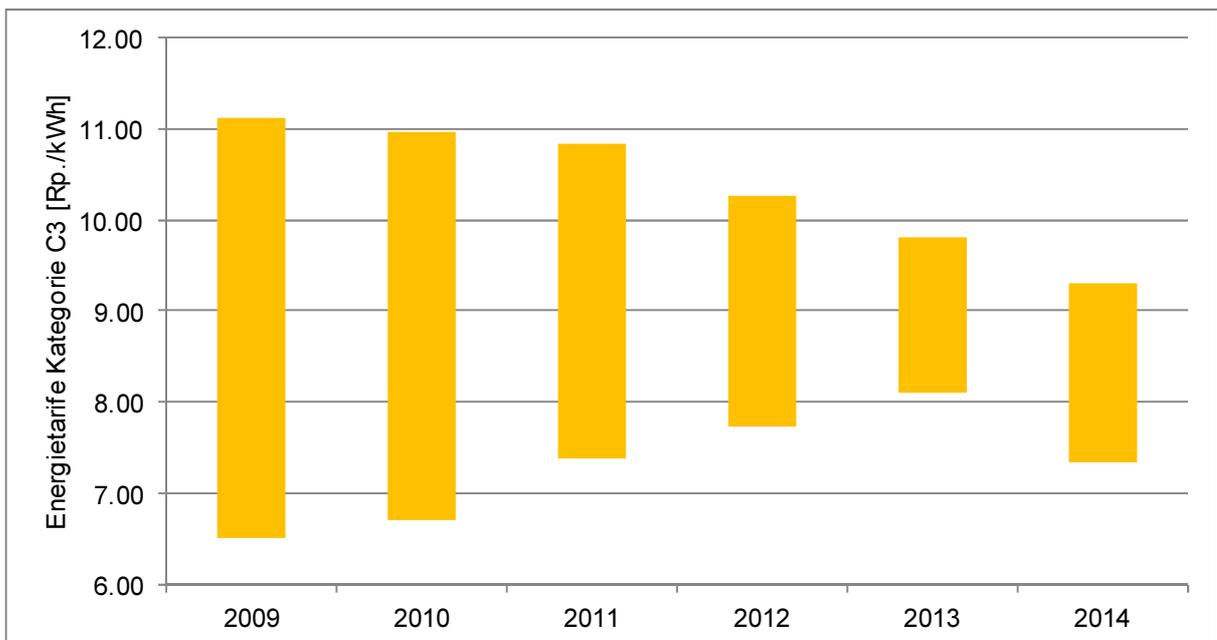


Abbildung 26: Entwicklung der Energietarife der Kategorie C3 der Grossregionen der Schweiz über den Zeitraum von 2009 bis 2014 (Datenquelle: EICom).

4.1.2 Internationaler Strompreisvergleich der Industrien

Schweizer Endverbraucher sollen Strom zu angemessenen Preisen beziehen können. Grosse Strompreisunterschiede zwischen Ländern können die Wettbewerbsfähigkeit eines Wirtschaftsstandorts negativ beeinflussen. Besonders stark benachteiligt von den Preisunterschieden wären Industrien, die einen grossen Stromverbrauch haben und im internationalen Wettbewerb stehen, da die ausländische Konkurrenz aufgrund der niedrigeren Stromkosten wirtschaftliche Vorteile besitzt. Die Folgen könnten Abwanderungen bzw. Verlagerungen von Grossindustrien ins Ausland sein. Auf nationaler Ebene können daher Kunden mit einem Stromverbrauch über 100 MWh pro Jahr seit dem 1. Januar 2009 den Stromlieferanten frei wählen und somit kostengünstiger Strom beziehen.

Für den internationalen Strompreisvergleich der Industrien wurde die Verbraucherkategorie Ib von Eurostat verwendet. Diese Verbraucherkategorie hat einen Jahresverbrauch zwischen 20-500 MWh. Die verwendeten Strompreise von Eurostat stellen den durchschnittlichen Strompreis in Euro pro kWh (exklusiv Steuern und Abgaben) dar. Für die Umrechnung von Euro in Schweizer Franken wurde der mittlere jährliche Wechselkurs der betrachteten Jahre verwendet.

Der Preis für ein Kilowattstunde Strom betrug in den betrachteten europäischen Ländern (DE, AT, FR, IT, NL, BE, SE, NO, ES) im Jahr 2012 zwischen 7.80-14.45 ct/kWh. Am teuersten war der Strom in der Verbraucherkategorie Ib in Spanien, am billigsten in Norwegen (alle Preise exkl. Steuern und Abgaben). Für die europäischen Länder ergab dies im Jahr 2013 einen Durchschnittspreis von 10.75 ct/kWh. Dieser nahm über den Zeitraum von 2009 bis 2013 leicht zu (siehe Abbildung 27). Der mittlere Strompreis der Schweiz in der Verbraucherkategorie C3 schwankte über den Zeitraum von 2009 bis 2013 zwischen 16.20-17.00 Rp./kWh, erreicht jedoch im Jahr 2013 den tiefsten Wert der vergangenen fünf Jahre.

Das Preisniveau der Schweiz und der europäischen Länder blieb im Durchschnitt sehr konstant. Die Umrechnung des europäischen Strompreises von Cent in Rappen zeigt hingegen, dass die Preisunterschiede für eine Kilowattstunde Strom zwischen der Schweiz und Europa in den vergangenen fünf Jahren grösser wurde. Dies ist hauptsächlich auf die Wechselkursveränderungen zurückzuführen. Der durchschnittliche Wechselkurs zwischen den beiden Währungen Euro und Franken sank zwischen 2009 und 2014 im Jahresmittel von 1.51 Franken auf 1.20 Franken.

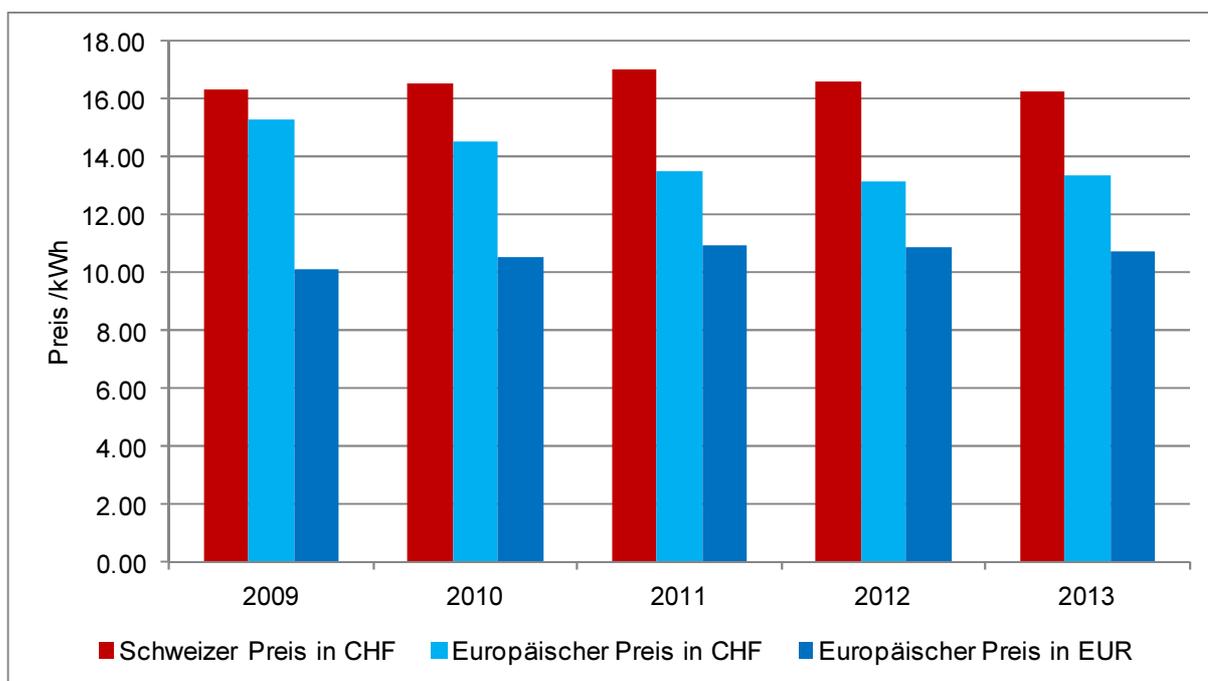


Abbildung 27: Entwicklung des Strompreises der Schweiz und in Europa bei den Industrien mit einem Stromverbrauch zwischen 20-500 MWh über den Zeitraum von 2009 bis 2013 (Datenquelle: Eurostat, 2014).

4.2 Dimension Anteil Stromkosten am Haushaltsbudget

4.2.1 Regionale Unterschiede

Gemäss Artikel 22 Absatz 3 beobachtet und überwacht die EICom die Entwicklung der Elektrizitätsmärkte im Hinblick auf eine sichere und erschwingliche Versorgung in allen Landesteilen. Um die finanzielle Belastung der Endverbraucher zu beurteilen, spielen neben den Netz- und Energietarifen sowie den Abgaben an das Gemeinwesen auch das Einkommen eine wichtige Rolle. Die Entwicklung der regionalen Netz- und Energietarife wurden in der Dimension 4.1. bereits analysiert. In der Dimension Stromkosten wird nun die Entwicklung der Ausgaben für Stromkosten am verfügbaren Haushaltseinkommen betrachtet.

Die Datengrundlage für die Beurteilung der Stromkosten am verfügbaren Haushaltseinkommen bilden die Haushaltsbudgeterhebungen (Habe) der Jahre 2009 bis 2011 der Grossregionen des Bundesamts für Statistik BFS sowie die mittleren, mengengewichteten Strompreise (inkl. Abgaben und Steuern) der Verbraucherkategorie H4 (Jahresverbrauch von 4500 kWh) der einzelnen Grossregionen. Das verfügbare Haushaltseinkommen ergibt sich aus dem Bruttoeinkommen abzüglich den Sozialversicherungsbeiträge, den Steuern und den Krankenkassenprämien für die Grundversicherung.

Die Abbildung 28 zeigt den durchschnittlichen prozentualen Anteil der Stromkosten am verfügbaren Haushaltseinkommen für die sieben Grossregionen für die Jahre 2009 bis 2014. Im Jahr 2009 lag der prozentuale Anteil der Stromkosten am verfügbaren Haushaltsbudget zwischen 0,75 und knapp 1,50 Prozent. Die Streuung zwischen den Grossregionen nahm grundsätzlich zwischen 2009 und 2014 ab. Werden allerdings nur die beiden Jahre 2013 und 2014 betrachtet, kann eine leichte Zunahme beobachtet werden. Die Gründe für die Unterschiede zwischen den Grossregionen liegen neben den Netz- und Energietarifen auch bei den unterschiedlichen Haushaltseinkommen.

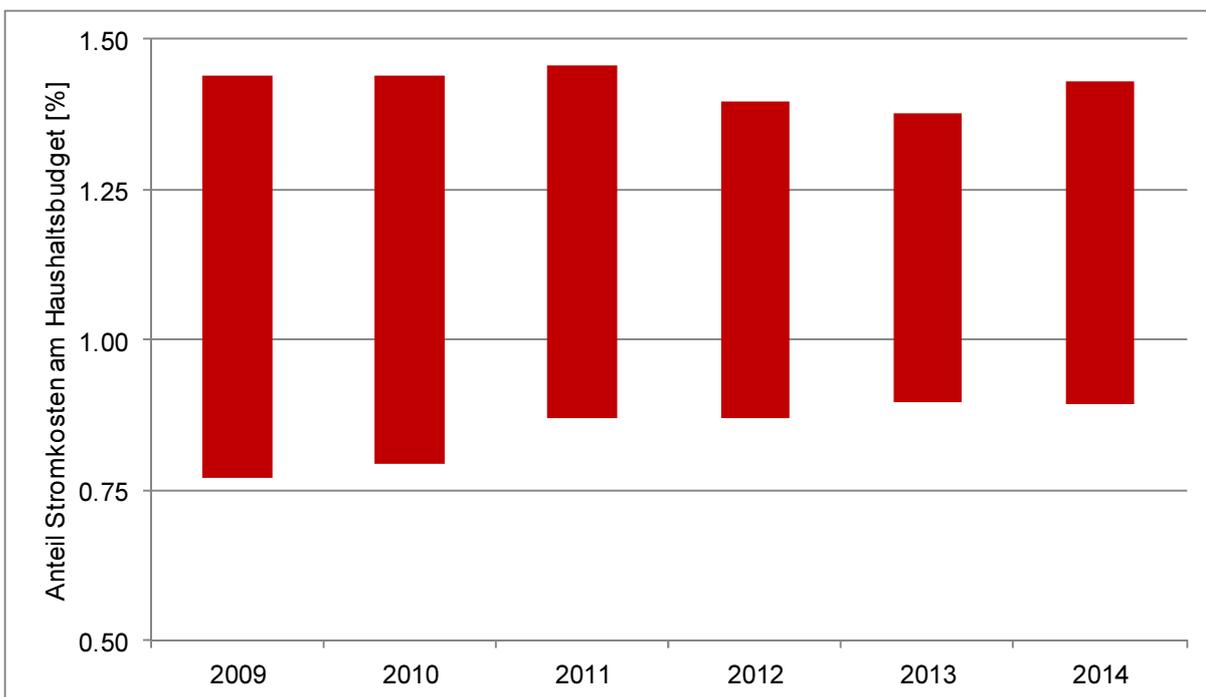


Abbildung 28: Entwicklung des prozentualen, monatlichen Anteils der Stromkosten am mittleren Haushaltsbudget der sieben Grossregionen der Schweiz über den Zeitraum von 2009 bis 2014 (Datenquelle: EICom; BFS, 2014).

5 Bereich Umfeld

Der Bereich Umfeld befasst sich mit externen Faktoren und Vorgaben in denen sich die Schweizer Energieversorgungsunternehmen bewegen. Diese Einflussfaktoren können für die Versorgungssicherheit genauso entscheidend sein wie genügend Netz- und Produktionskapazität. Zu diesem Bereich gehören die Rechtlichen Grundlagen, die die Strombranche in den letzten Jahren betroffen haben, die Entwicklung der Stromeffizienz sowie der Stand der Netzgebietszuteilung in der Schweiz.

5.1 Dimension Rechtliche Grundlagen

In der Dimension Rechtliche Grundlagen werden Gesetzesänderungen im StromVG, in der StromVV, im Energiegesetz und in der Energieverordnung behandelt. In den folgenden Tabelle 2, Tabelle 3, Tabelle 4 und Tabelle 5 sind die Gesetzesänderungen aufgeführt, die seit dem 1. Januar 2009 im StromVG, in der StromVV, im Energiegesetz (EnG) oder in der Energieverordnung (EnV) in Kraft getreten sind und einen Einfluss auf die Strombranche hatten:

Tabelle 2: Änderungen im Stromversorgungsgesetz zwischen 2009 und 2014.

Artikel	Betreff	in Kraft seit
Art. 3a	Kantonale und kommunale Konzessionen	1. Jul. 2012
Art. 5 ¹	Netzgebiet und Anschlussgarantie	1. Jul. 2012

Tabelle 3: Änderungen in der Stromversorgungsverordnung zwischen 2009 und 2014.

Artikel	Betreff	in Kraft seit
Art. 1 ^{3b}	Gegenstand und Geltungsbereich	1. Mär. 2013
Art. 4 ¹	Elektrizität und Kostenträgerrechnung für Energielieferung	1. Mär. 2013
Art. 4 ³	Elektrizität und Kostenträgerrechnung für Energielieferung	1. Jan. 2009
Art. 5 ^{1b}	Gewährleistung des sicheren, leistungsfähigen, effizienten Netzbetriebs	1. Mär. 2013
Art. 5 ⁶	Gewährleistung des sicheren, leistungsfähigen, effizienten Netzbetriebs	1. Mär. 2013
Art. 7 ⁷	Jahres- und Kostenrechnung	1. Jan. 2009
Art. 13	Anrechenbare Kapitalkosten	1. Mär. 2013
Art. 15 ^{2a}	Anlastung von Kosten des Übertragungsnetzes	1. Jan. 2009
Art. 23 ⁵	Bilanzgruppen	1. Okt. 2011
Kap. 4a	Informationen zum Elektrizitätsgrosshandelsmarkt	1. Jul. 2013
Art. 31a	Zinssatz für die betriebsnotwendigen Vermögenswerte und Korrekturfaktoren	Entfällt 2014

Tabelle 4: Änderungen im Energiegesetz zwischen 2009 und 2014 mit Bezug zur Elektrizität.

Artikel	Betreff	in Kraft seit
Art. 6a	Versorgungssicherheit	1. Jan. 2009
Art. 7a	Anschlussbedingungen für Elektrizität aus erneuerbaren Energien, wettbewerbliche Ausschreibungen für Effizienzmassnahmen	1. Jan. 2009
Art. 7b	Lieferung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien	1. Jan. 2009
Art. 15b ³	Zuschläge auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze	1. Jan. 2014

Tabelle 5: Änderungen in der Energieverordnung zwischen 2009 und 2014 mit Bezug zur Elektrizität.

Artikel	Betreff	in Kraft seit
Kap. 1a	Kennzeichnung sowie Nachweis der Produktionsart und Herkunft von Elektrizität	1. Okt. 2011
Art. 3	Allgemein Bestimmungen (Art 7a. EnG)	1. Okt. 2011
Art. 7a	Anschlussbedingungen für Elektrizität aus erneuerbaren Energien, wettbewerbliche Ausschreibungen für Effizienzmassnahmen	1. Jan. 2009

Da für die Versorgungssicherheit nicht alle Gesetzesänderungen von gleicher Bedeutung sind, werden im Folgenden nur die Gesetzesänderungen erläutert, die für die Versorgungssicherheit eine gewisse Relevanz haben (grün markiert in den Tabellen 2-5). Beschrieben sind dabei die Gesetzesänderungen sowie deren Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit.

5.1.1 Erhöhung Weighted Average Cost of Capital

Die Netzkosten sind eine wesentliche Komponente des Strompreises und beinhalten die Kapital- und Betriebskosten inklusiv der Kosten für Systemdienstleistungen sowie Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen. Gemäss Artikel 15 Absatz 1 StromVG können die Betriebs- und Kapitalkosten eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes für die Ermittlung der Netzkosten eingesetzt werden. Sie beinhalten einen angemessenen Betriebsgewinn, der nach Artikel 13 Absatz 3 Buchstabe b StromVV definiert ist und dem kalkulatorischen Zinssatz, dem Weighted Average Cost of Capital (WACC), entspricht.

Auf das Jahr 2014 wurde der WACC anhand einer neuen Berechnungsmethode festgelegt (BFE, 2013a). Gemäss Artikel 31a StromVV lag der Zinssatz für die betriebsnotwendigen Vermögenswerte für Anlagen, die vor dem 1. Januar 2004 in Betrieb genommen wurden, in den Jahren 2009 bis 2013 um einen Prozentpunkt tiefer als der Zinssatz nach Artikel 13 Absatz 3 Buchstabe b StromVV. Der Grund lag darin, dass es sich hiermit um Altanlagen handelt, die teilweise abgeschrieben sind. Für Investitionen, die nach dem 31. Dezember 2003 getätigt wurden, gilt der Zinssatz nach Artikel 13 Absatz 3 Buchstabe b StromVV. Der Abzug von einem Prozentpunkt nach Artikel 31a der Stromversorgungsverordnung entfällt ab dem Tarifjahr 2014. Damit steigen die Erlöse für die Netzbetreiber und die Kosten für die Verbraucher um geschätzte 100 Millionen Franken pro Jahr. Der WACC wird gemäss Punkt 2.4 im Anhang 1 StromVV durch das UVEK basierend auf der Berechnung des Bundesamtes für Energie BFE und nach Konsultation der ECom jährlich festgelegt und veröffentlicht. Die Festlegung erfolgt jeweils bis Ende März, erstmals am 31. März 2013 für das Jahr 2014.

In Abbildung 29 ist die Entwicklung des WACC über den Zeitraum von 2009 bis 2014 dargestellt. Gemäss der alten Berechnungsmethode hätte der WACC über diesen Zeitraum von 4,55 Prozent (2009) auf 3,50 Prozent (2014) abgenommen (der Abzug von 1 Prozentpunkt gemäss Artikel 31a StromVV in den Jahren 2009 bis 2013 wird in Abbildung 29 nicht berücksichtigt). Durch die neue Berechnungsmethode resultiert für das Jahr 2014 ein WACC von 4,70 Prozent. Im Vergleich zur alten Berechnungsmethode steigt der WACC im Jahr 2014 um 1,20 Prozentpunkte. Gesamtschweizerisch gesehen impliziert ein um 0,1 Prozentpunkte höherer WACC eine Gesamterhöhung der Netznutzungsentgelte um rund 19 Millionen Franken. Eine Erhöhung des durchschnittlichen Kapitalkostensatzes um 1,20 Prozentpunkte entspricht somit einer jährlichen Gesamterhöhung der Netznutzungsentgelte von rund 230 Millionen Franken.

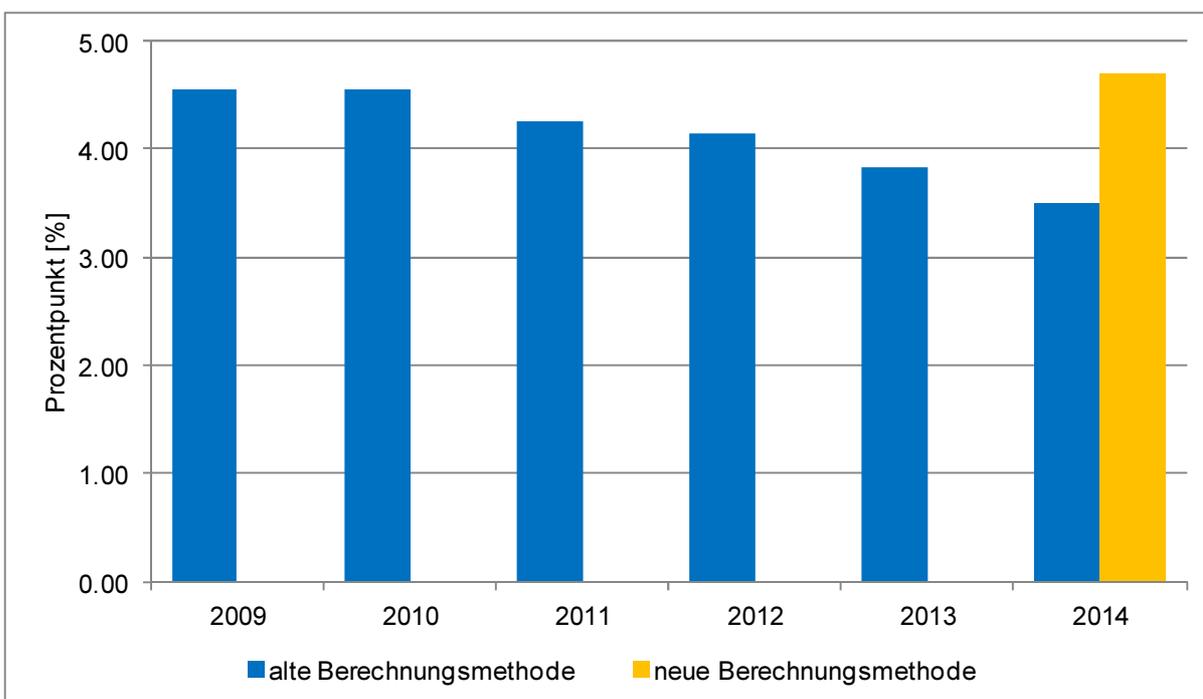


Abbildung 29: Entwicklung des WACC über den Zeitraum von 2009 bis 2014 (nur Art. 13 Abs. 3b StromVV) (Datenquelle: ECom).

5.1.2 Kostendeckende Einspeisevergütungen

Seit dem 1. Januar 2009 wird in der Schweiz die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien mit der Kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) gefördert. Die KEV wird über einen Zuschlag auf die Übertragungskosten der Hochspannungsnetze finanziert, womit jeder Endverbraucher zur Förderung der erneuerbaren Energien beiträgt.

Die KEV deckt die preisliche Differenz zwischen Marktpreis und den Vollkosten der Produktion. Dadurch wird den Produzenten eine feste, kostendeckende Vergütung garantiert, die ihren Produktionskosten entspricht (Stiftung KEV, 2014). Von der Einspeisevergütung profitieren Anlagen, die nach dem 1. Januar 2006 in Betrieb genommen, erheblich erweitert oder erneuert wurden. Unterstützt werden dabei folgende Technologien: Wasserkraft (bis 10 MW), Photovoltaik, Windenergie, Geothermie, Biomasse und Abfälle aus Biomasse (EnG). Für jede dieser Technologien gibt es eigene Vergütungssätze, die anhand von Referenzanlagen pro Technologie und Leistungsklasse festgelegt sind. Die Dauer der Vergütung beträgt je nach Technologie 20 bis 25 Jahre (Stiftung KEV, 2014). Die Wasserkraft darf dabei maximal 50 Prozent, die Photovoltaik, Windenergie, Geothermie und Biomasse maximal 30 Prozent der Fördervolumen in Anspruch nehmen. Damit soll gewährleistet werden, dass eine Technologie nicht das gesamte Fördervolumen ausschöpfen kann.

Die für die KEV vorgesehenen Fördermittel sind gesetzlich begrenzt und die Nachfrage nach der KEV ist um ein Vielfaches grösser als die zur Verfügung stehenden Fördermittel, weshalb Neuanmeldungen auf eine Warteliste gelangen. Diese Warteliste umfasst zurzeit etwa 30 000 Projekte (Stand Dezember 2013). Die maximal zur Verfügung stehende Fördersumme lag im Jahr 2013 bei 520 Millionen Franken pro Jahr (Stiftung KEV, 2014).

Die Tabelle 6 zeigt die Entwicklung der KEV-Abgabe über den Zeitraum von 2009 bis 2014. Von 2009 bis 2013 lag die KEV bei 0.45 Rp./kWh. Im Jahr 2014 wurde die KEV auf 0.6 Rp./kWh angehoben (inkl. Abgabe an Fisch- und Gewässerschutz). Durch diese Erhöhung stehen pro Jahr beim aktuellen Stromverbrauch etwa 85-90 Millionen mehr Fördergelder für die erneuerbaren Energien zur Verfügung. Der Maximalzuschlag der KEV ist gesetzlich vorgeschrieben und wurde auf das Jahr 2014 auf 1.5 Rp./kWh festgelegt. Bereits in den letzten Jahren wurde dieser Wert laufend erhöht. In den Jahren 2009 bis 2012 lag er bei maximal 0.6 Rp./kWh, im Jahr 2013 hätte er maximal 1.0 Rp./kWh betragen.

Betreiber von kleinen Photovoltaik-Anlagen (2-10 kW) erhalten ab dem 1. Juli 2014 eine Einmalvergütung ausbezahlt. Anlagen mit Leistungen zwischen 10 und 30 kW können entweder von der KEV oder der Einmalvergütung profitieren. Die Einmalvergütung beträgt dabei höchstens 30 Prozent der bei der Inbetriebnahme massgeblichen Investitionskosten von Referenzanlagen (Swissgrid). Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von unter 2 kW erhalten weder KEV noch eine Einmalvergütung.

Tabelle 6: Entwicklung der KEV-Abgabe und des gesetzlich maximal festgelegten KEV-Betrag über den Zeitraum von 2009 bis 2014.

Zeitraum	KEV-Abgabe	Gesetzlicher Maximalbetrag
2009-2012	0.45 Rp./kWh	0.60 Rp./kWh
2013	0.45 Rp./kWh	1.00 Rp./kWh
2014	0.60 Rp./kWh	1.50 Rp./kWh

Die Abbildung 30 und 31 zeigen, wie sich die installierte Leistung und die daraus resultierende Stromproduktion aus den Anlagen, die durch den KEV-Fond geförderten wurden, über die vergangenen fünf Jahren, entwickelt haben. Besonders stark nahm seit 2009 vor allem die installierte Leistung der Biomasse-, Photovoltaik- und der Wasserkraftanlagen zu. Dies wirkte sich auch positiv auf die Produktionsmenge der PV-, Biomasse- und Wasserkraftanlagen aus.

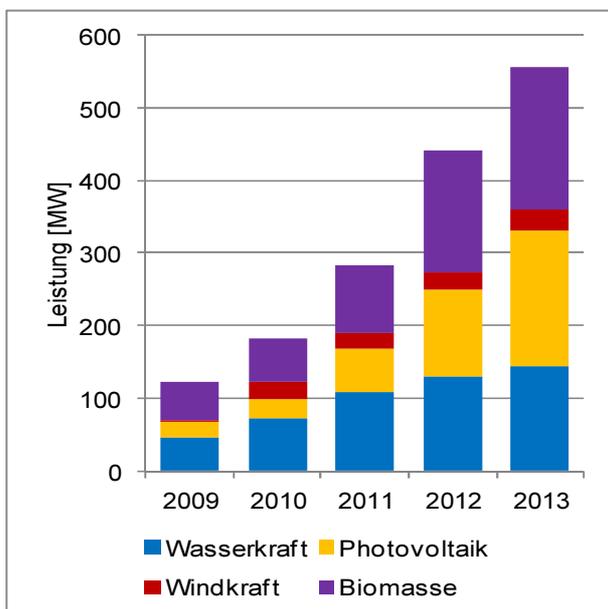


Abbildung 30: Entwicklung der installierten Leistung der Anlagen, die durch den KEV-Fond gefördert werden (Datenquelle: Stiftung KEV, 2014).

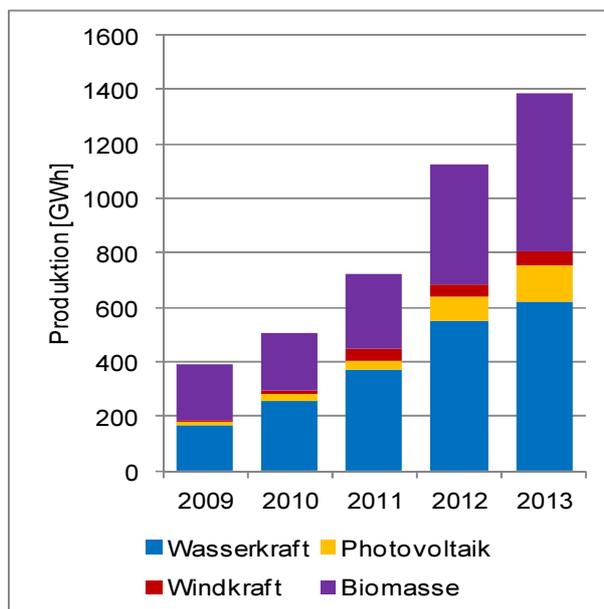


Abbildung 31: Entwicklung der Stromproduktion der Anlagen, die durch den KEV-Fond gefördert werden (Datenquelle: Stiftung KEV, 2014).

In Abbildung 32 ist die Entwicklung der Förderbeiträge, die pro Kilowattstunde für die verschiedenen Technologien ausbezahlt wurden, dargestellt. Dabei kann festgestellt werden, dass eine Kilowattstunde Strom aus Wasserkraftanlagen mit dem kleinsten Förderbeitrag unterstützt wird. Der Förderbetrag der Windkraftanlagen und der Biomasseanlagen liegt leicht darüber. Der Förderbetrag für eine Kilowattstunde aus PV-Anlagen war über die vergangenen fünf Jahre mit Abstand am teuersten, zeigte jedoch in den letzten beiden Jahre eine positive Entwicklung.

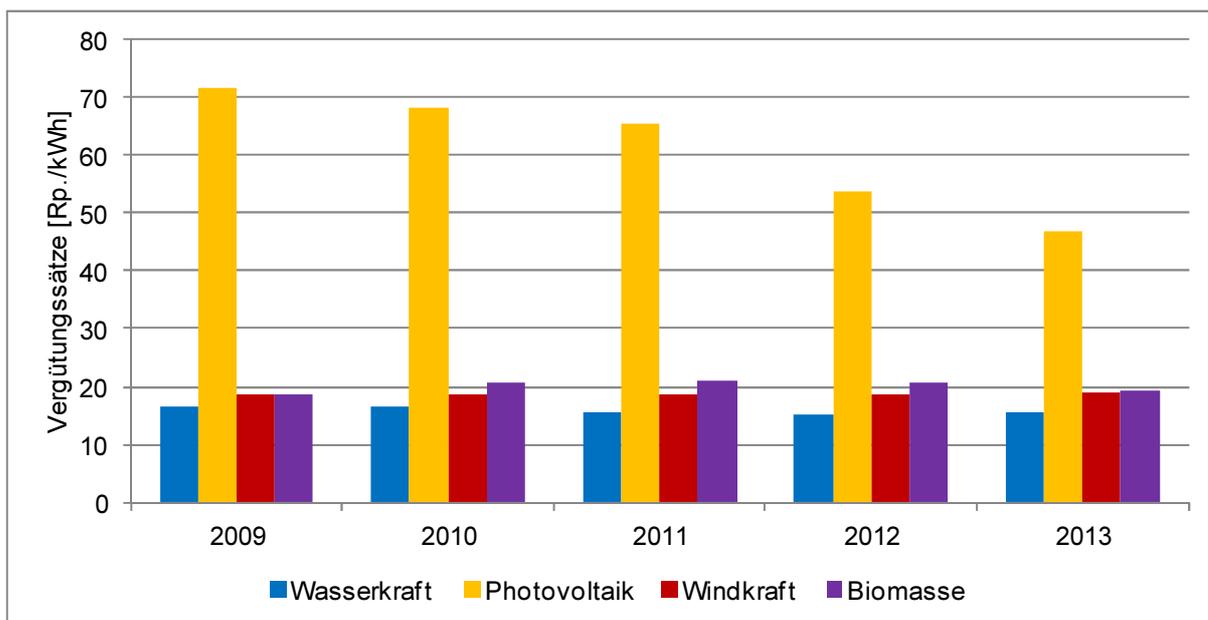


Abbildung 32: Ausbezahlte Förderbeiträge pro Kilowattstunde bei den vier Produktionstechnologien Wasserkraft, Biomasse, Windkraft und Photovoltaik (Datenquelle: Stiftung KEV, 2014).

5.1.3 Integrität und Transparenz des Energiegrosshandelsmarktes

Die Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegrosshandelsmarktes (Regulation on wholesale Energy Market Integrity and Transparency, REMIT) ist eine im Jahr 2011 vom Europäischen Parlament und dem Europäischen Rat erlassene Verordnung mit unmittelbarer Rechtswirkung für die EU-Mitgliedsländer. Ziel von REMIT ist die Erhöhung von Transparenz und Stabilität der europäischen Energiemärkte. Insbesondere soll damit Insiderhandel und Marktmanipulation untersagt werden. Für die Überwachung und die Regulierung der Energiemärkte sind die EU-Behörde Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) und die nationalen Regulierungsbehörden zuständig. REMIT betrifft auch Schweizer Marktteilnehmer, sofern sie Handelsgeschäfte mit Lieferort EU tätigen.

Im Hinblick auf die EU-REMIT-Verordnung ist seit dem 1. Juli 2013 in der StromVV das Kapitel 4a (Informationen zum Elektrizitätsgrosshandelsmarkt) in Kraft. Die Artikel 26a-c des Kapitels 4a sehen vor, dass ein Akteur mit Sitz/Wohnsitz in der Schweiz bei einer Teilnahme am europäischen Elektrizitätsgrosshandelsmarkt seine Informationen zu den Handelsgeschäften und Insiderinformationen der EICom melden muss.

Durch diese Verordnungsänderungen liegen genaue Daten zu den Stromhandelsgeschäften zwischen der Schweiz und europäischen Ländern vor. Eine Anbindung an den europäischen Strommarkt ist aus Sicht der Stromversorgungssicherheit deshalb wichtig, da im Winterhalbjahr die zu geringe Stromproduktion in der Schweiz mit Importen aus dem Ausland gedeckt wird. Andererseits spielen aber auch finanzielle Aspekte bei den Energiehandelsgeschäften eine wichtige Rolle. Durch die zahlreichen Pumpspeicherkraftwerke in der Schweiz kann Energie zwischengelagert werden und bei hoher Nachfrage gewinnbringend dem Markt angeboten werden.

Das Kapitel 4a betrifft nur Informationen über Handelsgeschäften zwischen der Schweiz und der EU. Bei Handelsgeschäften innerhalb der Schweiz besteht gegenüber der EICom derzeit noch keine Informationspflicht. Der Start der Datenlieferung von Handelsgeschäften an europäische Behörden beginnt wahrscheinlich Ende 2014. Insiderhandel und Marktmanipulation ist jedoch bereits jetzt untersagt.

5.2 Dimension Effizienter Stromeinsatz

5.2.1 Stromnachfrage pro BIP-Einheit

Wirtschaftliche Stromeffizienzpotenziale sind sowohl im Industrie- als auch im Dienstleistungssektor vorhanden. Diese liegen gemäss Abschätzung einer Arbeitsgruppe des BFE in den Bereichen industrielle Prozesse, Elektromotoren, Beleuchtung und Haustechnik und werden auf etwa 6-7 TWh geschätzt. Die jährliche Stromnachfrage in diesen beiden Sektoren lag in den letzten vier Jahren bei 34-35 TWh (BFE, 2011c). Die wirtschaftliche Stromeffizienz kann mit der Stromnachfrage pro Bruttoinlandprodukt (BIP) gemessen werden.

Das BIP ist die Summe der Marktwerte aller in einem Land hergestellten Güter und Dienstleistungen abzüglich der erbrachten Vorleistungen. Das BIP wird während eines bestimmten Zeitraumes gemessen und stellt die wichtigste Kennzahl der volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung dar (BFS, 2014). Das Verhältnis zwischen Stromnachfrage und BIP soll aufzeigen, wie stromintensiv in der Schweiz Güter hergestellt werden und wie sich die Effizienz in den letzten Jahren entwickelte.

In Abbildung 33 ist die zeitliche Entwicklung der Stromnachfrage in den drei Wirtschaftssektoren und des Verkehrs sowie die zeitliche Entwicklung des realen BIP dargestellt. Zu sehen ist, dass die Stromnachfrage in der Vergangenheit während zwei Perioden stagnierte: einmal von 1992 bis 1994 und ein zweites Mal zwischen 2008 und 2012. Das BIP nahm hingegen von 1990 bis 2012 immer zu und erlitt nur im Jahr 2009 einen kleinen Einbruch.

Besonders zugenommen hat die Stromnachfrage im Dienstleistungssektor (3. Sektor). Dort nahm der Stromverbrauch über die 23 Jahre um 4500 GWh auf rund 15 900 GWh zu. Im industriellen Sektor (2. Sektor) lag über die 23 Jahre eine Zunahme von knapp 2000 GWh vor und im landwirtschaftlichen Sektor (1. Sektor) blieb die Stromnachfrage über den betrachteten Zeitverbraucher ungefähr konstant. Beim Verkehr konnte über den betrachteten Zeitraum eine Verbrauchszunahme von 700 GWh beobachtet werden.

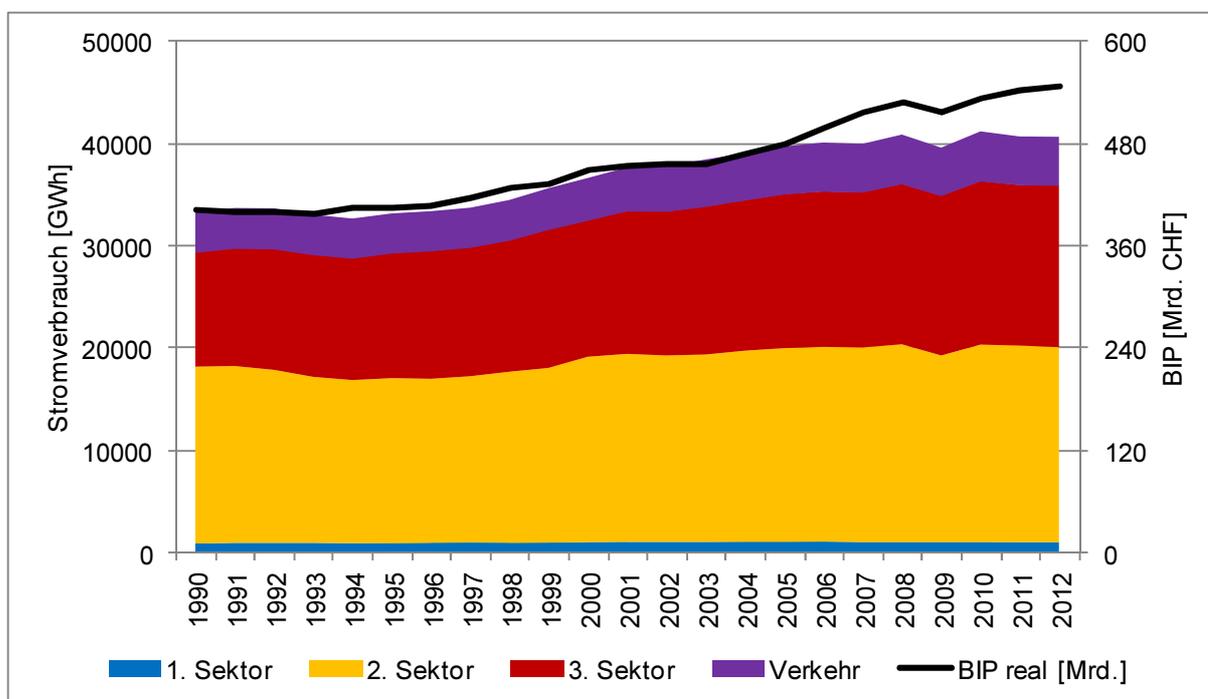


Abbildung 33: Entwicklung der Stromnachfrage und des Bruttoinlandproduktes in der Schweiz über den Zeitraum von 1990 bis 2012 (Datenquellen: BFE, 2013b; BFS, 2014).

Die Abbildung 34 zeigt das Verhältnis aus der Stromnachfrage der drei Wirtschaftssektoren und dem realen BIP über den Zeitraum von 1990 bis 2012. Über die letzten 20 Jahre sind grundsätzlich zwei Zeiträume auszumachen, in denen der Stromverbrauch pro BIP-Einheit abnahm. Die erste Periode fand zwischen 1990 und 1994, die zweite zwischen 2003 und 2012 statt. Gemäss dem Magazin «Die Volkswirtschaft» ist der Sprung zwischen 1990 und 1994 mit der Tertiarisierung der Wirtschaft zu erklären (Brändle/Gachet, 2012). So nahm die Zahl der Beschäftigten im industriellen Sektor zwischen 1991 und 1999 um 20 Prozent ab. Der zweite Sprung zwischen 2003 und 2012 ist mit der deutlichen Zunahme des BIPs im Dienstleistungssektor zu begründen. In diesem Zeitraum nahm das BIP des tertiären Sektors jährlich um 20 Milliarden Franken zu.

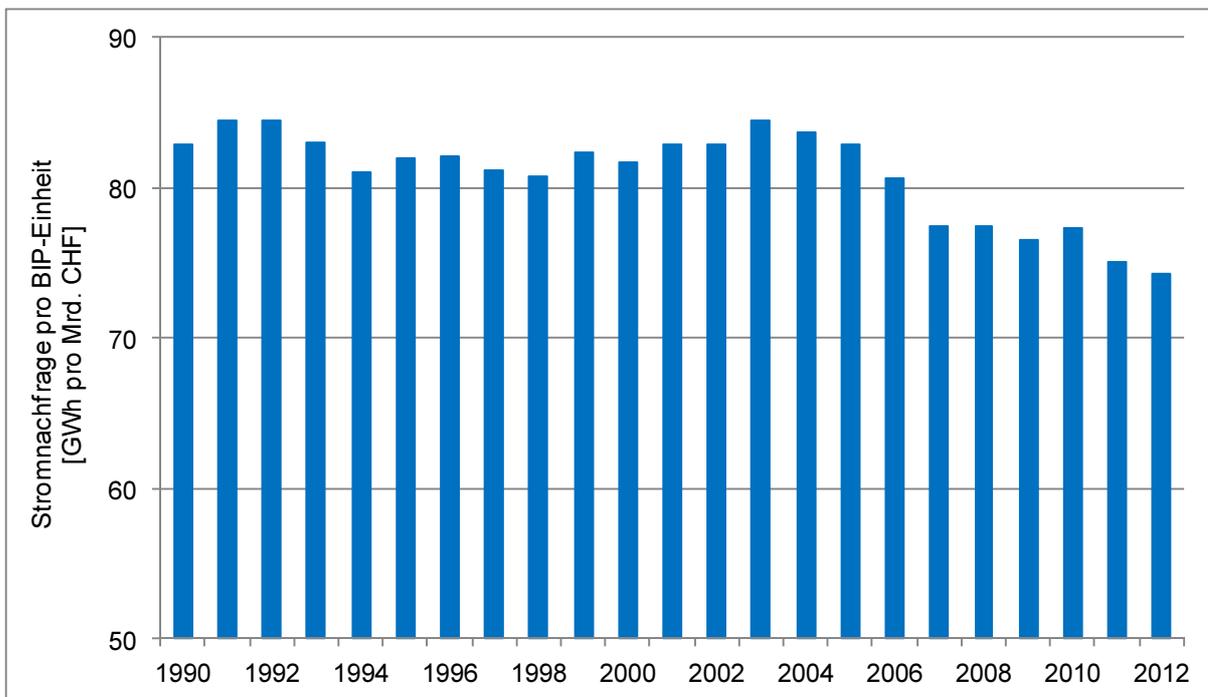


Abbildung 34: Entwicklung der Stromeffizienz für die Produktion von Wirtschaftsgütern in der Schweiz über den Zeitraum von 1990 bis 2012 (Datenquellen: BFE, 2013b; BFS, 2014).

5.2.2 Stromnachfrage pro Kopf

Neben dem Stromsparpotential in den wirtschaftlichen Sektoren können im Haushalt ebenfalls an verschiedensten Orten die Stromnachfrage reduziert und damit die Stromnachfrage pro Kopf gesenkt werden. Stromsparmöglichkeiten im Haushalt sind in den verschiedensten Bereichen möglich, sei es in der Küche mit dem Verwenden von Haushaltsgeräten mit einem hohen Energielabel oder im Arbeits- und Wohnzimmer mit dem korrekten Umgang von verschiedensten Unterhaltungsgeräten. Dem stehen jedoch gegenläufige Tendenzen wie weniger Personen pro Wohnfläche, neue elektrische Geräte oder Ersatz von fossilen Heizungen durch Wärmepumpen etc. gegenüber.

Abbildung 35 zeigt die Entwicklung der Stromnachfrage der Haushalte der Schweiz sowie die Entwicklung der Einwohnerzahlen über den Zeitraum von 1990 bis 2012. Laut dem Bundesamt für Statistik ist die Bevölkerungszahl der Schweiz zwischen 1990 und 2012 von 6,8 Millionen Einwohner auf 8,0 Millionen Einwohner gestiegen. Über denselben Zeitraum stieg auch die Stromnachfrage der Schweizer Haushalte, welche ungefähr 30 Prozent des gesamten Endverbrauchs ausmachen, um etwa 5000 GWh von 13 300 GWh auf 18 300 GWh an.

Die Bevölkerungszunahme pro Jahr war im Schnitt seit 2006 deutlich grösser als davor (1990-2006: +50 000 Einwohner pro Jahr; 2006-2012: +90 000 Einwohner pro Jahr), die Zunahme des Stromverbrauchs stieg allerdings zwischen 1990 und 2006 (+275 GWh pro Jahr) wesentlich deutlicher an als zwischen 2006 und 2012 (+100 GWh pro Jahr). Ein Grund für die massive Zunahme könnten die zahlreichen Elektroheizungen sein, die zwischen 1980 und 2000 in den Schweizer Haushalten verwendet wurden.

Der Peak in der Stromnachfrage im Jahr 2010 könnte durch die kalten Wintermonate verursacht worden sein. Der Winter 2010 war in höheren Lagen (oberhalb 1000 m ü. M) so kalt wie letztmals im Jahr 1981 oder gar 1970 (MeteoSchweiz, 2010).

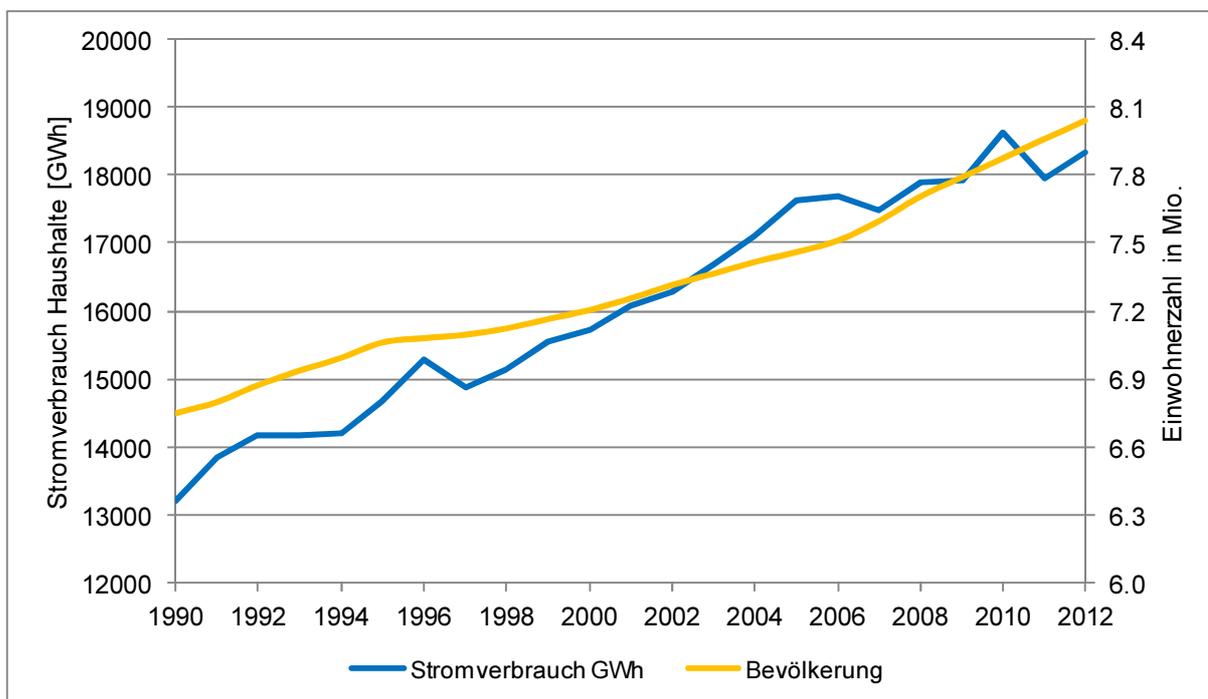


Abbildung 35: Entwicklung der Stromnachfrage der Schweizer Haushalte und der Einwohnerzahl der Schweiz über den Zeitraum von 1990 bis 2012 (Datenquellen: BFE, 2013b; BFS, 2014).

Abbildung 36 zeigt die durchschnittliche Stromnachfrage pro Kopf zwischen 1990 und 2012. Hier wird ersichtlich, dass bis ins Jahr 2005 die durchschnittliche Stromnachfrage pro Kopf zunahm, seither konnte jedoch eine Abnahme (Ausnahme Jahr 2010) beobachtet werden.

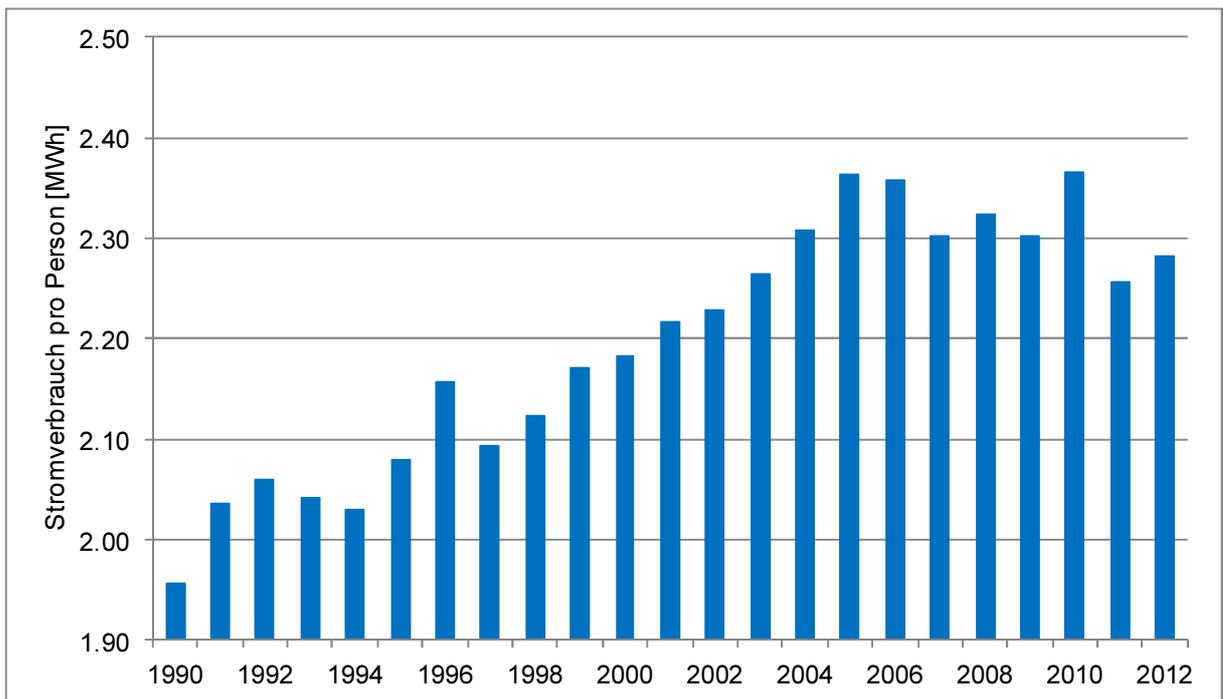


Abbildung 36: Entwicklung des mittleren Stromverbrauchs pro Person in der Schweiz über den Zeitraum von 1990 bis 2012 (Datenquellen: BFE, 2013b; BFS, 2014).

5.3 Dimension Netzgebietszuteilung

Gemäss Artikel 5 Absatz 1 StromVG bezeichnen Kantone die Netzgebiete der auf ihrem Gebiet tätigen Netzbetreiber. Die Zuteilung eines Netzgebietes muss diskriminierungsfrei und transparent erfolgen. Des Weiteren schreibt Artikel 5 Absatz 2 StromVG vor, dass Netzbetreiber verpflichtet sind, in ihrem Netzgebiet alle Endverbraucher innerhalb der Bauzone und ganzjährig bewohnte Liegenschaften und Siedlungen ausserhalb der Bauzone sowie alle Elektrizitätserzeuger an das Elektrizitätsnetz anzuschliessen. Ausserdem können Kantone nach Artikel 5 Absatz 4 StromVG auch Bestimmungen über Anschlüsse ausserhalb der Bauzone sowie über deren Bedingungen und Kosten erlassen. Die ECom führte im Jahr 2013 zum Stand dieser Umsetzung eine Umfrage durch, welche in diesem Fall als Datengrundlage diente.

Die Netzgebietszuteilung ist bei den kantonalen Ämtern bei 19 der 26 Kantone auf Netzebene 7 abgeschlossen. Bei vier Kantonen ist eine vollständige Netzgebietszuteilung auf Netzebene 7 in diesem oder im nächsten Jahr abgeschlossen. Ein Kanton hat diesbezüglich keinen fixen Zeitplan. Von zwei Kantonen lagen keine Antworten vor.

6 Fazit

Ziel des Berichtes Stromversorgungssicherheit der Schweiz und des dahinterliegenden Monitorings ist das Erkennen von mittel- oder langfristigen Gefährdungen der Stromversorgungssicherheit. Es geht also nicht um das Erkennen von kurzfristigen Versorgungssicherheitsgefährdungen. Die kurzfristige Versorgungssicherheit wird durch die Strombranche oder, sollte es sich um eine Strommangellage handeln, durch die WL, sichergestellt. Die Beurteilung basiert vorwiegend auf den Daten des Jahres 2013 und wenn noch nicht verfügbar, auf den Daten des Jahres 2012. Das Fazit bezieht sich nur auf Dimensionen, welche in Kapitel 1 aufgrund der Eintretenswahrscheinlichkeit und des Schadenpotentials als besonders relevant beurteilt wurden (Wert \geq mittel). Dabei handelt es sich im Bereich Netze um die Dimensionen Systemführung und Verfügbarkeit des Übertragungsnetzes, im Bereich Produktion auf die Dimensionen Importmöglichkeiten und Investitionen in Kraftwerke sowie im Bereich Umfeld auf die Dimension Rechtliche Grundlagen. Die rechtlichen Grundlagen wurden bisher allerdings nur anhand von qualitativen Kriterien beurteilt.

6.1 Beurteilung Bereich Netze

Die EICom ist bestrebt, die Beurteilung der Versorgungssicherheit so weit wie möglich zu objektivieren. Im Bereich Netze wird deshalb auf bestehende, für die Praxis relevante Beobachtungsgrössen abgestellt. Grundsätzlich ist zwischen Übertragungs- und Verteilnetz zu unterscheiden. Ersteres ist im internationalen Kontext zu betreiben und auch zu beurteilen. Der Betrieb des Übertragungsnetzes wird deshalb auf Basis der internationalen Vorgaben zum Betrieb des Verbundnetzes überwacht. Diese in den internationalen Gremien der kontinentaleuropäischen Übertragungsnetzbetreiber UCTE und ETSO definierten Regeln bilden bis heute den Standard für den Verbundbetrieb. Mit der europäischen Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte wurden diese Organisationen als ENTSO-E konstituiert und die Normen werden europaweit gesetzlich verankert: Die Inkraftsetzung der entsprechenden Kodizes ist in den nächsten Monaten und Jahren zu erwarten. Aufgrund der engen Einbindung des Schweizer Übertragungsnetzes in den kontinentalen Verbundbetrieb ist die Umsetzung der internationalen Normen für den (technischen) Verbundbetrieb zwingend.

In Bezug auf den Systembetrieb des Übertragungsnetzes kommt die EICom zum Schluss, dass die Versorgungsqualität über die letzten drei Jahre insgesamt als gut bezeichnet werden kann. So kann festgestellt werden, dass sich der Verlauf der wesentlichen Kriterien zur Beurteilung der Qualität des Verbundbetriebs (Netzbelastung im N-1-Fall, Regel-, Frequenz- und Spannungsqualität) in den vergangenen drei Jahren positiv entwickelt hat. Es ist allerdings davon auszugehen, dass die Anforderungen an den Systembetrieb aufgrund der sich verändernden Lastflüsse tendenziell zunehmen. Insbesondere bei einem Szenario, bei dem die Importabhängigkeit zunimmt, akzentuieren sich die Herausforderungen bezüglich Engpassmanagement, Spannungshaltung und Ausbau der Infrastruktur.

Weiter ist darauf hinzuweisen, dass mit den Feststellungen zum Systembetrieb höchstens indirekt eine Aussage zum Netzzustand gemacht werden kann. Auswirkungen von Investitionen und Unterhalt der Infrastruktur sind im Systembetrieb nur über einen längeren Zeitraum messbar.

Beim Verteilnetz kann primär auf die ausgezeichnete Netzverfügbarkeit verwiesen werden. Diese im internationalen Vergleich hervorragende Qualität ist primär auf die in der Vergangenheit geschaffenen Strukturen (grosser Anteil von ringförmig angeschlossen Endkunden sowie gut etablierte Pikettdienste) zurückzuführen. In Bezug auf die Investitionstätigkeit geht die EICom davon aus, dass die Werterhaltung des Verteilnetzes als gegeben zu betrachten ist.

6.2 Beurteilung Produktion

Auf Basis des aktuellen Kraftwerksparks ist die Versorgungssicherheit im Bereich der Produktion als gut zu beurteilen. Mit den Kernkraftwerken, den Laufkraftwerken und den Pumpspeicherkraftwerken besitzt die Schweiz eine grosse Menge an Grund- und Spitzenlastleistung. Im Winterhalbjahr liegt jedoch aufgrund von eingeschränkter Wasserverfügbarkeit der Schweizer Flüsse, fehlender Mittellastleistung oder der Wirtschaftlichkeit der Kraftwerke (Planung des Kraftwerkseinsatzes) eine Importabhängigkeit vom Ausland vor. Dieses Manko relativiert sich jedoch aufgrund der starken Anbindung der Schweiz ans europäische Übertragungsnetz und dem Zugang zu substantiellen Produktionskapazitäten im Ausland.

Je nach Ausgestaltung der Energiestrategie 2050 könnte der geplante Ausstieg aus der Kernenergie dazu führen, dass das Verhältnis zwischen inländischer Erzeugung und Import mittel- bis langfristig weiter abnimmt und dadurch die Versorgungssicherheit zunehmend von exogenen Faktoren, so z.B. von der Kraftwerks- und Netzverfügbarkeit im Ausland, abhängig gemacht wird.

In Bezug auf die preislichen Anreize der Bilanzgruppen, ihren Bedarf verlässlich zu prognostizieren, hat die ECom aufgrund der aktuellen Gerichtspraxis bereits beantragt, die Rechtsgrundlage für die Anlastung der Ausgleichsenergie zu präzisieren. Eine entsprechende Gesetzesrevision ist aktuell in Beratung.

Im Hinblick auf die Sicherstellung der Versorgung in ausserordentlichen Lagen hat die ECom ange-regt, die dafür notwendigen Strukturen und Prozesse zu überprüfen. Das Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) und das Departement für Wirtschaft, Bildung und For-schung (WBF) haben eine entsprechende Arbeitsgruppe dazu eingesetzt.

6.3 Beurteilung Bereich Umfeld

Zur Beurteilung der Dimension Rechtliche Grundlagen wurden die versorgungssicherheitsrelevanten Beobachtungsgrössen WACC, KEV und REMIT untersucht. Die Erhöhung des WACC sollte zu mehr Investitionen in das Stromnetz führen. Ob dies tatsächlich so ist, kann jedoch noch nicht beurteilt wer-den. Mit der Erhöhung der KEV wird der Ausbau der erneuerbaren Energien weiter gefördert. Der Ausbau der dezentralen Einspeisung kann einerseits die Versorgungssicherheit erhöhen (Bereitstel-lung von Leistung) und andererseits zu Versorgungssicherheitsproblemen führen, da sie die Investiti-onanreize von nicht subventionierten Kraftwerken negativ beeinflussen.

6.4 Massnahmen nach Artikel 9 StromVG

6.4.1 Verstärkung und Ausbau Elektrizitätsnetz

Keine

6.4.2 Beschaffung von Elektrizität

Keine

6.4.3 Steigerung der Energieeffizienz

Keine

6.5 Entscheid

Aufgrund des ersten Berichtes zur Stromversorgungssicherheit werden dem Bundesrat keine Mass-nahmen nach Artikel 9 StromVG vorgeschlagen.

7 Anhang

7.1 Glossar

Berechnung Leistungsreserven

Die Abbildung 37 zeigt das Berechnungsschema der Leistungsreserve gemäss ENTSO-E. Die «installierte Leistung» teilt sich demnach in die «nichtverfügbare Leistung» und in die «verfügbare Leistung» auf. Zu der «nichtverfügbaren Leistung» gehören die «nichteinsetzbare Leistung, die Kraftwerksausfälle, die Kraftwerksrevisionen und Reserve für Systemdienstleistungen». Die verfügbare Leistung beschreibt diesen Anteil, der zur Produktion eingesetzt wird (Grundlast, Spitzenlast) oder für die Produktion im Bedarfsfall noch eingesetzt werden könnte (Leistungsreserve).

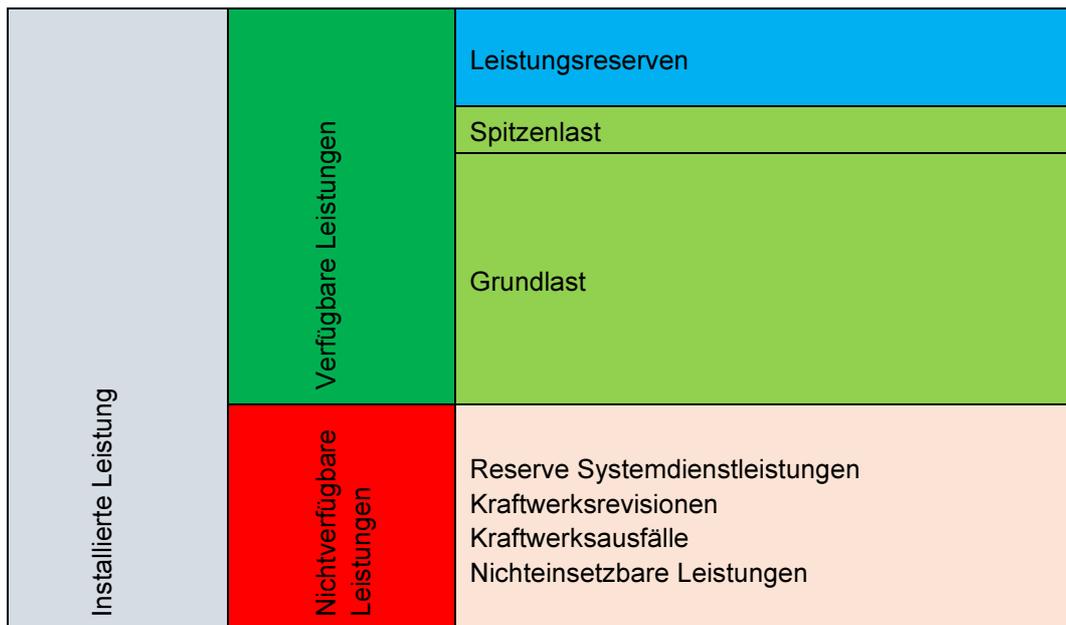


Abbildung 37: Berechnungsschema der Leistungsreserven (Datenquelle ENTSO-E, 2012).

Legende

Installierte Kraftwerksnettleistungen

- Kraftwerksleistungen, die von den Erzeugungseinheiten ans Netz abgegeben werden könnten

Nichtverfügbare Kraftwerksleistungen

- Nichteinsetzbare Leistungen: Begrenzung der Verfügbarkeit von Primärenergieträger (Wasser, Wind, Sonne) oder betriebliche Einschränkungen (Netzanschluss, Umweltbedingung etc.)
- Revisionen: geplante Revisionen von Kraftwerken
- Ausfälle: ungeplante Ausfälle von Kraftwerken
- Reserve Systemdienstleistungen

Verfügbare Kraftwerksleistung

- Last: Berechnet sich anhand des Stundenmittelwert des dritten Mittwoch des Monats
- Spitzenlast: Reserven für die Abdeckung der Spitzenlast
- Leistungsreserven: Reserven, die dem System noch zur Verfügung stehen

Berechnung Net Transfer Capacity

Gemäss Artikel 17 Absatz 1 StromVG sollen die Kapazitäten aus grenzüberschreitenden Übertragungsnetzverbindungen nach marktorientierten Verfahren vergeben werden, ohne den sicheren Netzbetrieb zu beeinträchtigen. Dafür wird anhand von Lastflusssimulationen für grenzüberschreitende Leitungen der Base Case Exchange (BCE) berechnet (Abbildung 38). Mit diesem Wert wird anschliessend durch das Verändern von verschiedenen Parametern die zusätzliche maximale Fahrplanänderung zwischen zwei Regelzonen bestimmt, ohne das Risiko einer N-1-Verletzung einzugehen (ΔE^C). Die Summe des BCE und ΔE^C entspricht der Total Transfer Capacity (TTC) und beschreibt die maximale Transportkapazität zwischen zwei Regelzonen. Für die Bestimmung des Net Transfer Capacity (NTC) wird vom TTC die Transmission Reliability Margin (TRM) abgezogen. Die TRM deckt Unsicherheiten von Primärenergieaustausch bei Kraftwerksausfällen, Sekundärregelenergieaustausch, Ringflüsse oder Kapazitätsreservierung für mögliche Primärregelenergieeinsätze ab.

Der NTC entspricht der erwarteten, maximalen Kapazität, welche dem Stromhandel zur Verfügung gestellt werden kann, ohne dass die Netzstabilität gefährdet ist. Der NTC besteht im Eigentlichen aus der Available Transfer Capacity (ATC) und der Already Allocated Capacity (AAC). Die ATC beschreibt die Übertragungskapazität zwischen zwei Regelzonen, die nach vereinbarten Energiegeschäften (AAC, z.B. Long Term Contract) zum Berechnungszeitpunkt noch für weitere kommerzielle Aktivitäten zur Verfügung steht. Die NTC-Werte sind aus Sicht der Stromversorgungssicherheit deshalb wichtig, da sie bei einer Versorgungsunterdeckung die Leistung angeben, die aus den Nachbarstaaten maximal importiert werden könnte. Limitiert wird der NTC durch Netzengpässe im Inland sowie im angrenzenden Ausland.

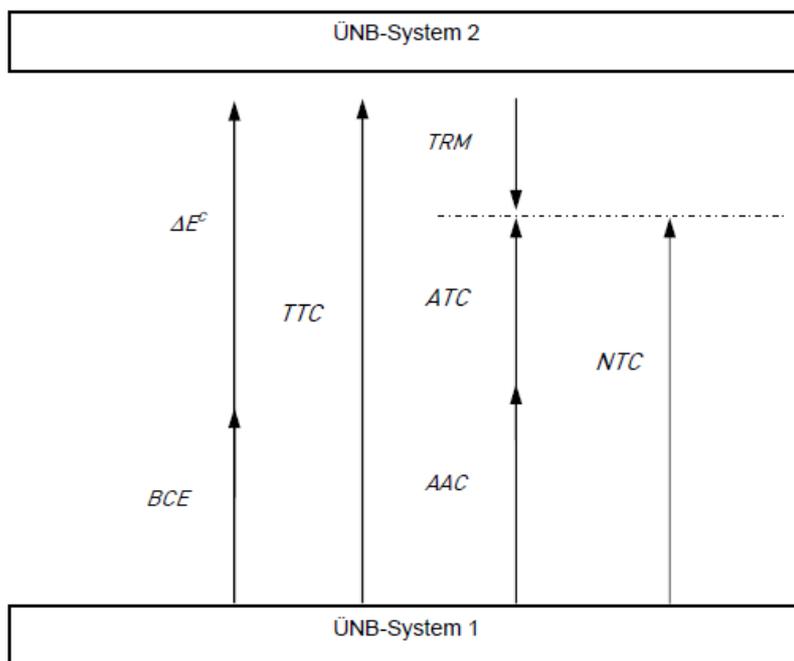


Abbildung 38: Schema für die Berechnung der Net Transfer Capacity (Quelle: EnBW, 2009).

Berechnung SAIDI

Der System Average Interruption Duration Index (SAIDI) entspricht der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer eines Endverbrauchers in einem Stromversorgungssystem und wird wie folgt berechnet:

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Anzahl unterbrochener Endverbraucher} \times \text{Unterbrechungsdauer (pro Unterbrechung)}}{\text{Gesamtzahl der versorgten Endverbraucher}}$$

Berechnung SAIFI

Der System Average Interruption Frequency Index (SAIFI) entspricht der durchschnittlichen Unterbrechungshäufigkeit eines Endverbrauchers in einem Stromversorgungssystem und wird wie folgt berechnet:

$$SAIFI = \frac{\sum \text{Anzahl unterbrochener Endverbraucher pro Unterbrechung}}{\text{Gesamtzahl der versorgten Endverbraucher}}$$

Schweizer Norddach

Das Norddach umfasst die Grenzen der Schweiz zu den Ländern Frankreich, Deutschland und Österreich (Abbildung 39).

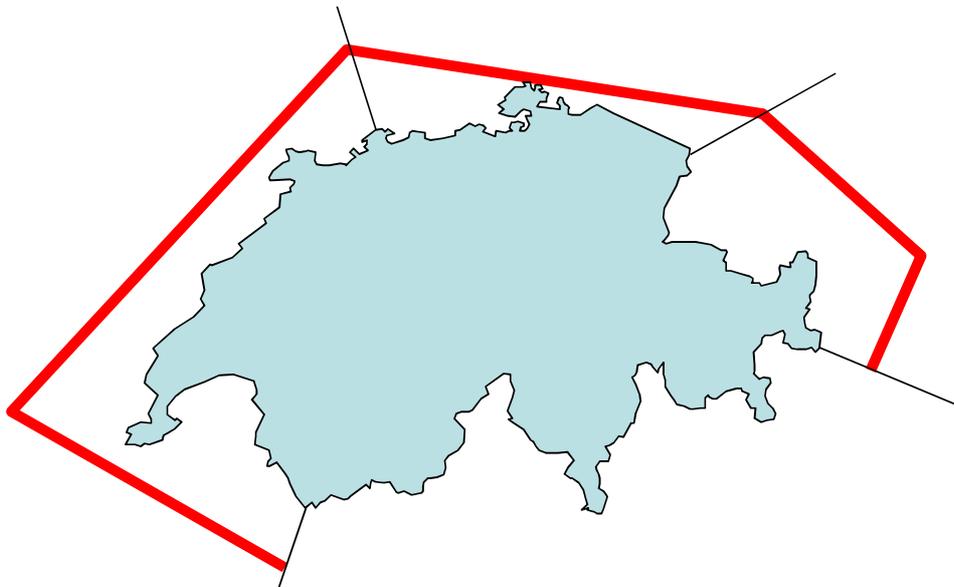


Abbildung 39: Das Schweizer Norddach umfasst die Grenze zu Frankreich, Deutschland und Österreich.

7.2 Literaturverzeichnis

7.2.1 Publikationen

- Akademien der Wissenschaft Schweiz (2012): «Zukunft Stromversorgung Schweiz»
- BBI (2005): «Botschaft zur Änderung des Elektrizitätsgesetzes und zum Stromversorgungsgesetz»
- BBI (2013): Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 und zur Volksinitiative «Für den geordneten Ausstieg aus der Atomenergie (Atomausstiegsinitiative)»
- BFE (2010): Bundesamt für Energie, «Statistik der Wasserkraftanlagen 2009»
- BFE (2011a): Bundesamt für Energie, «Grundlagen für die Energiestrategie des Bundesrates»
- BFE (2011b): Bundesamt für Energie, «Statistik der Wasserkraftanlagen 2010»
- BFE (2011c): Bundesamt für Energie, «Stromeffizienz im Industrie- und Dienstleistungssektor», Schlussbericht der Arbeitsgruppe
- BFE (2012a): Bundesamt für Energie, «Statistik der Wasserkraftanlagen 2011»
- BFE (2012b): Bundesamt für Energie, «Stärkung der Stromdrehscheibe Schweiz und der Versorgungssicherheit»
- BFE (2013a): Bundesamt für Energie, Medienmitteilung «WACC – Kalkulatorischer Zinssatz gemäss Art 13 Abs. Bst b der Stromversorgungsverordnung (StromVV)»
- BFE (2013b): Bundesamt für Energie, «Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2012»
- BFE (2013c): Bundesamt für Energie, «Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien 2012»
- BFE (2013d): Bundesamt für Energie, «Statistik der Wasserkraftanlagen 2012»
- BFE (2013e): Bundesamt für Energie, «Strategie Stromnetze; Detailkonzept im Rahmen der Energiestrategie 2050»
- Brändle, N. / Gachet, E. (2012): «Die Wachstumstreiber der Schweizer Industrie», In: Die Volkswirtschaft 5/2012.
- CEER (2013): «Benchmarking Report 5.1 on the Continuity of Electricity Supply»
- Consentec (2012): «Einfluss verschiedener Stromangebotsvariante auf das Übertragungsnetz der Schweiz», Abschlussbericht im Auftrag des Bundesamts für Energie BFE
- EnBW (2009): «Allgemeines Modell zur Berechnung der Gesamtübertragungskapazität und der Sicherheitsmarge der EnBW Transportnetze AG»
- ENTSO-E (2010a): «System Adequacy Retrospect 2009 (Report, Data)»
- ENTSO-E (2010b): «System Adequacy Forecasts 2010-2025»
- ENTSO-E (2011): «System Adequacy Retrospect 2010 (Report, Data)»
- ENTSO-E (2012): «System Adequacy Retrospect 2011 (Report, Data)»
- ENTSO-E (2013a): «Yearly Statistics & Adequacy Retrospect 2012 (Report, Data)»
- ENTSO-E (2013b): «Data Portal Production 2009-2013»
- Krahl, S. / Maurer, Ch. / Tarnowski, Th (2008): «Bestimmung des Bedarfs an Regelreserve für die Regelzone Schweiz Jahresbericht der Forschungsgesellschaft Energie an der RWTH Aachen», Klinkenberg Verlag, Aachen
- Swissgrid (2013): «Netzdaten 2012»

7.2.2 Internet

Alstom, Birr – International führendes Zentrum der Stromerzeugungstechnologie, 3. Februar 2014
<http://www.alstom.com/switzerland/gsw/standorte/power-generation/birr/>

Bundesamt für Energie BFE, Kleinwasseranlagen, 3. Februar 2014,
<http://www.bfe.admin.ch/themen/00490/00491/00493/index.html?lang=de>

Bundesamt für Statistik, 10 Juni 2014,
<http://www.bfs.admin.ch/bfs/portal/de/index/themen/04/02/01.html>
<http://www.bfs.admin.ch/bfs/portal/de/index/themen/01/02/blank/key/bevoelkerungsstand/02.html>

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie BMWi, Erneuerbare Energien, 3. Februar 2014,
<http://www.bmw.de/DE/Themen/Energie/erneuerbare-energien.html>

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft BDEW, BDEW Statement zur Eiszeit beim Neubau von Kraftwerken, 3. Februar 2014
<http://www.bdew.de/internet.nsf/id/20130716-pi-bdew-statement-zur-eiszeit-beim-neubau-von-kraftwerken-de?open&ccm=900010020010>

E.ON, Kernkraftwerk Grafenrheinhof, 3. Februar 2014
<http://www.eon.com/content/eon-com/de/about-us/structure/asset-finder/grafenrheinhof.html>

EUROSTAT, 11.06 2014
http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/statistics/search_database

Geothermie Schweiz, Projektlandkarte Tiefengeothermie, 3. Februar 2014
http://www.geothermie.ch/index.php?p=deep_geothermal_projects

Grande Dixence, Grande Dixence und die Wasserkraft, 3. Februar 2014
<http://www.grande-dixence.ch/energie/wasserkraft/wallis/grande-dixence-wasserkraft.html>

Ingenieur.de, Investitionsbedingungen für GuD-Anlagen derzeit ungünstig, 3. Februar 2014
<http://www.ingenieur.de/Branchen/Energiewirtschaft/Investitionsbedingungen-fuer-GuD-Anlagen-derzeit-unguenstig>

SBB, Bahn- und Haushaltsstrom, 3. Februar 2014
<http://www.sbb.ch/sbb-konzern/sbb-als-geschaeftpartnerin/angebote-fuer-evus/energie/bahn-haushaltsstrom.html>

Stiftung KEV, Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV), 3. Februar 2014
<http://www.stiftung-kev.ch/foerdermittel/kev.html>
http://www.stiftung-kev.ch/fileadmin/media/kev/kev_download/de/D130712_Geschaeftsbericht_2012.pdf

Suisse-eole, Günstige Winde in der Schweiz, 3. Februar 2014,
<http://www.suisse-eole.ch/de/alles-ueber-windenergie.html>

Swissgrid, Das Schweizer Übertragungsnetz, 3. Februar 2014,
http://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/grid/transmission_system.html

Swissolar, Entwicklung des Speicherbedarfs im Laufe des Ausstiegs aus der Kernenergie unter der Annahme, dass die PV 70 % des Atomstroms ersetzt, 3. Februar 2014
http://www.roger-nordmann.ch/articles/2012.10.21_Swissolar_Rapport_Remund-Nordmann_PV_D.pdf

Swissolar, Fakten und Zahlen, Markterhebung, 18. Februar 2014,
<http://www.swissolar.ch/de/unsere-themen/fakten-und-zahlen/>