

# Netzauswirkungen von dezentraler und stochastischer Einspeisung sowie von Import

Basiswissen-Dokument, Stand Januar 2018

## 1. Zusammenfassung

Der Strom muss jederzeit für alle Endverbraucher an der Steckdose in ausreichender Menge und zu marktgerechten Preisen zur Verfügung stehen. Nach dem Entscheid des Bundesrats vom Mai 2011, die bestehenden Kernkraftwerke am Ende ihrer sicherheitstechnischen Betriebsdauer stillzulegen und nicht durch neue Kernkraftwerke zu ersetzen, ist in den nächsten Jahren mit einem verstärkten Zubau erneuerbarer Technologien wie Photovoltaik oder Windenergie zu rechnen. Gleichzeitig wird der Stromimport eine wichtigere Rolle einnehmen. Beides hat Auswirkungen auf die Schweizer Netzinfrastruktur.

Die unregelmässig anfallende Produktion sowie die dezentrale Einspeisung der erneuerbaren Technologien stellen Herausforderungen an die Verteilnetze, insbesondere der unteren Spannungsebenen und zu Spitzenzeiten.

Der Import wiederum stellt hohe Anforderungen an das Übertragungsnetz, da die heutigen Kapazitäten für den Stromaustausch mit dem Ausland an ihre Grenzen stossen. Weiter sind Kraftwerke für die Versorgung der Endverbraucher in Zeiten ungenügender Produktion durch Photovoltaik und Windkraftwerke bereit zu halten. Dies betrifft vor allem das Winterhalbjahr und die Nacht, aber auch im Sommer produzieren PV Anlagen bei schlechtem Wetter nur sehr wenig Energie.

## 2. Allgemeines

Elektrische Energie wird über ein Leitungsnetz transportiert und verteilt, welches über einen Zeitraum von über 100 Jahren kontinuierlich gewachsen ist. Die leistungsfähigeren Leitungen wurden anfänglich als Verbindung zwischen den standortgebundenen Produktionsstätten in den Alpen und den Verbrauchern in den Städten erstellt. Zu einem späteren Zeitpunkt kamen die grossen Produktionen der Kernkraftwerke in der näheren Umgebung der grossen Verbrauchsstätten hinzu.

Das Übertragungsnetz auf der Netzebene 1 (siehe Abbildung 1) entwickelte sich zwischen den grossen Kraftwerken und den Städten, indem die Verbindungen laufend verstärkt wurden. Es wird heute von der nationalen Netzgesellschaft Swissgrid betrieben. Über Kuppelleitungen ist es mit den Übertragungsnetzen der umliegenden Länder verbunden. Diese Leitungen wurden für den Energieaustausch mit den Nachbarländern sowie für den langfristig vertraglich gesicherten Import von Kernenergie aus Frankreich gebaut.

Das Übertragungsnetz hat folgende Aufgaben:

- Transport des Stroms vom Kraftwerk via regionale und lokale Verteiler zu den Endverbrauchern
- Grenzüberschreitender Transport der elektrischen Energie durch die Schweiz in die benachbarten Länder, auf der Nord-Süd-Achse zwischen Deutschland und Italien genauso wie auf der Ost-West-Achse von Österreich nach Frankreich. Damit stellt es die Rolle der Schweiz als wichtiges Transitland sicher.

Die Netzebene 3 dient der überregionalen Energieverteilung und, bei grösseren Konzentrationen von Kraftwerken vorwiegend im alpinen Raum, auch für den Abtransport der regional produzierten Energie. Die Netzebenen 4 bis 7 dienen mit wenigen Ausnahmen der Versorgung von Endverbrauchern.

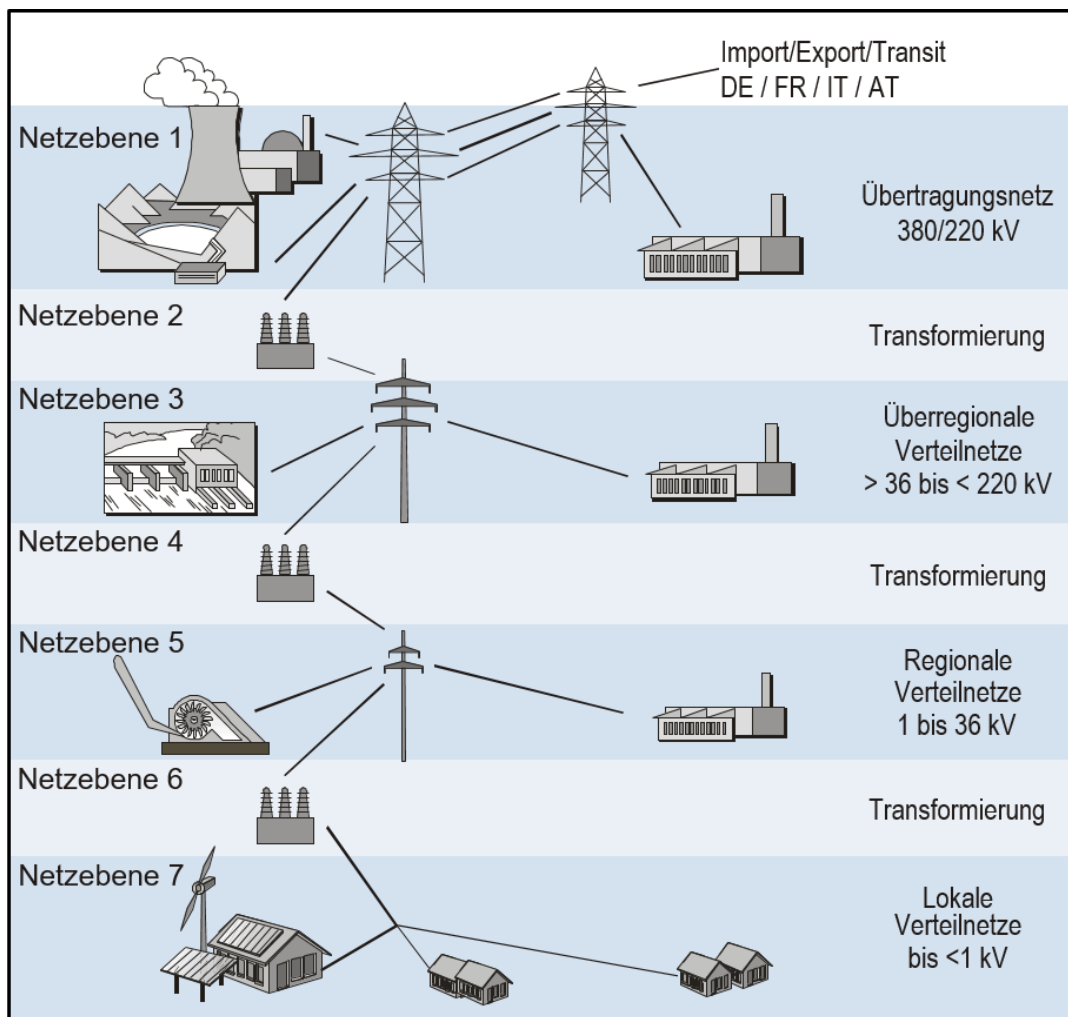


Abbildung 1: Gliederung des Elektrizitätsnetzes in sieben Netzebenen. Quelle: VSE.

### 3. Fakten heute

#### 3.1 Auswirkung der dezentralen Einspeisung

Die heutige Netzstruktur ist für eine zentrale Produktion in Grosskraftwerken ausgelegt. Dezentral erzeugte Energie, wie sie von kleinen Anlagen mit einer Leistung von einigen Kilowatt bis zu einigen Megawatt produziert und in die Verteilnetze eingespeist wird, ist eine neue Herausforderung und kann die Verteilnetze sowohl entlasten als auch zusätzlich belasten.

Dezentrale Einspeisung trägt dann zu einer Entlastung bei, wenn die erzeugte Energie sofort lokal konsumiert wird. Weil damit weniger Energie aus dem Verteilnetz gezogen werden muss und bei der Dimensionierung des Netzes die maximal mögliche Belastung durch die angeschlossenen Energieverbraucher entscheidend ist, könnte das Netz für geringere Leistungen ausgelegt werden, als die Last verlangen würde. Voraussetzung ist allerdings, dass die dezentrale Einspeisung stets vorhanden ist, wenn sie benötigt wird. Da dies in aller Regel nicht der Fall ist, muss die Leitung dennoch auf die maximal mögliche Belastung ausgelegt werden. Abbildung 2 stellt den Sachverhalt grafisch dar, wobei  $P_{dim}$  der Dimensionierungsleistung, „50“ der dezentralen Einspeisung und „100“ der Last entspricht.

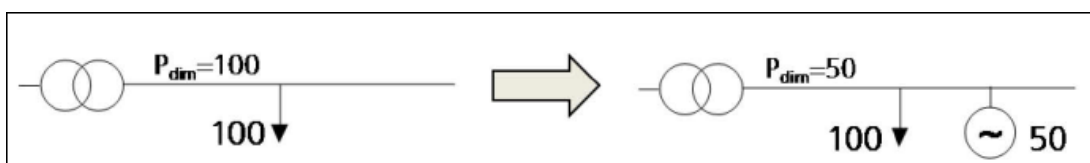


Abbildung 2: Entlastung des Verteilnetzes durch dezentrale Einspeisung. Quelle: BFE 2010<sup>1</sup>.

Übersteigt die Einspeisung jedoch den momentanen Verbrauch, kann es zu einer zusätzlichen Belastung des Verteilnetzes kommen. Die Leistung, die das Netz in diesem Fall aufnehmen muss, kann eine Verstärkung des Netzes erforderlich machen.

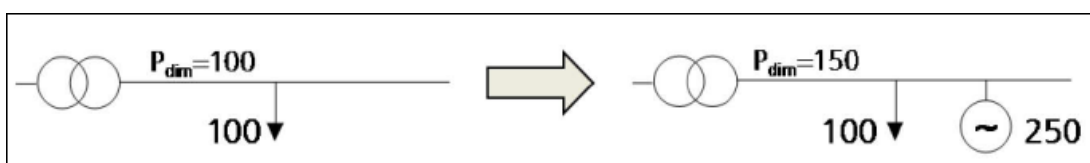


Abbildung 3: Belastung des Verteilnetzes durch dezentrale Einspeisung. Quelle: BFE 2010.

Neben der zu übertragenden Leistung muss bei der Dimensionierung der Netze auch der Spannungsabfall auf der Leitung berücksichtigt werden, der durch Verluste in der Leitung entsteht. Abbildung 4 zeigt, wie die Spannung zwischen der Transformatorenstation und dem Verbraucher abfällt. Je mehr Strom fließt, desto stärker ist der Rückgang der Spannung. Wird nun Strom durch Photovoltaik- oder Windanlagen eingespeist, hebt sich die Spannung an. Dezentrale Anlagen wirken sich also auf die Spannungsqualität aus und können sogar zu problematischen Rückspeisungen auf die nächsthöhere Netzebene führen. Grössere Mengen an dezentral erzeugter Energie aufzunehmen und an die höhere Netzebene weiterzuleiten, ist eine neue Herausforderung für das Verteilnetz. Das Problem der ungenügenden Spannungsqualität kann vor allem bei langen Leitungen auftreten, wie sie in ländlichen Gebieten anzutreffen sind.

<sup>1</sup> Quelle: BFE 2010

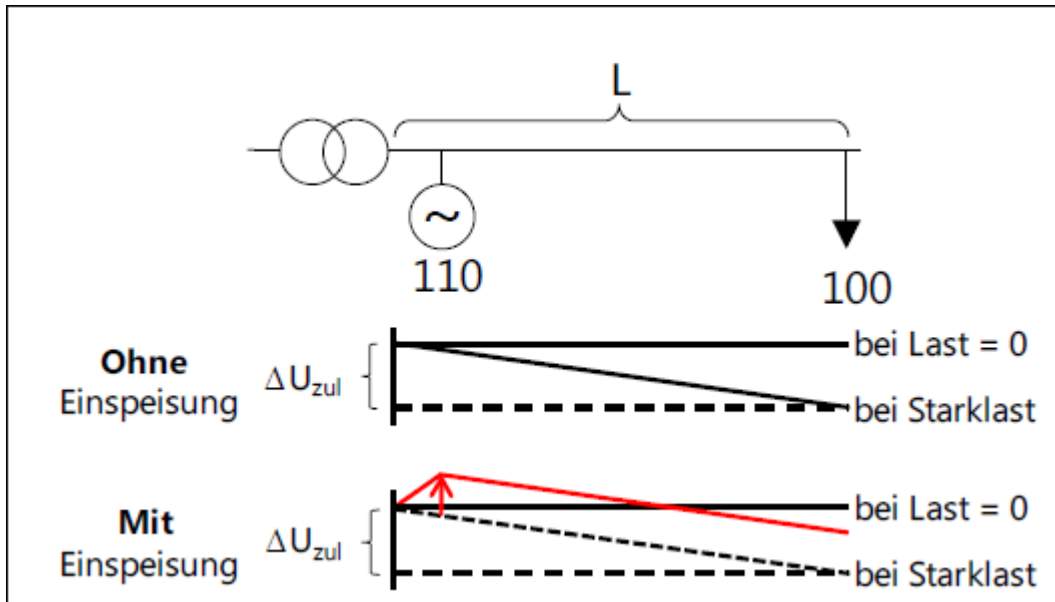


Abbildung 4. Auswirkung von Rückspeisungen auf das Spannungsprofil bei Leitungen. Quelle: BFE 2010.

Die **überregionalen Verteilnetzebene 2** dient der groben Energieverteilung und bei grösseren Konzentrationen von Kraftwerken, beispielsweise in den Gebirgskantonen, auch als Zubringer für die Netzebene 1, um die regional produzierte Energie abzutransportieren. In den Gebirgskantonen sind diese Netze daher bezüglich ihrer Funktion teilweise wie ein Übertragungsnetz zu betrachten. Netze, die bereits mit hohen Produktionsanteilen belastet sind, stossen bei zusätzlicher Einspeisung von dezentralen Energien wesentlich früher an die Transportgrenzen als Netze, die vorwiegend der Versorgung dienen.

Die **regionalen und lokalen Netzebenen 4 bis 7** dienen mit wenigen Ausnahmen der Versorgung. Die heutige Netzstruktur ist nicht darauf ausgelegt, dezentral erzeugte Energie in grösseren Leistungen aufzunehmen und weiterzuleiten, wenn sie nicht durch die lokalen Verbraucher aufgenommen werden kann. Für die angeschlossenen Endverbraucher sind die Netzqualitätsvorgaben wie die maximale Spannung einzuhalten.

Ob die Netzkapazitäten bei der Einspeisung zusätzlicher erneuerbarer Energien ausreichen, hängt somit weitgehend vom Verbrauchs- und Erzeugungsverhalten in den kleinen Versorgungszellen ab. Werden im grösseren Stil Photovoltaikanlagen erstellt, ergeben sich im regionalen und lokalen Verteilnetz auf den Netzebenen 4 bis 7 grosse und durchaus rasche Lastwechsel, die bei den Verbrauchern zu merklichen Spannungsschwankungen führen können, falls keine technischen Massnahmen zur Stabilisierung ergriffen werden. In ländlichen Gebieten wird die Stabilitätsgrenze bei grossen Ausdehnungen mit langen Leitungen schneller erreicht als in städtischen Gebieten.

### 3.2 Auswirkung der stochastischen Einspeisung

Die Produktionstechnologien unterscheiden sich durch Merkmale wie Planbarkeit, Flexibilität und Steuerbarkeit.<sup>2</sup> Photovoltaik- und Windkraftwerke produzieren wetterabhängig, ihre Produktion ist nicht steuerbar, und auch die Planbarkeit ist bei Photovoltaik-Anlagen mässig, bei Windkraftanlagen sehr gering. Steigt die

<sup>2</sup> siehe Basiswissen-Dokument „Beiträge der Erzeugungstechnologien“

schwankende Stromeinspeisung durch Zubau der Stromerzeugung aus Wind und Sonne, bringt dies neue Herausforderungen:

- Mehr steuerbare, flexible und prognostizierbare Versorgungskapazitäten sind erforderlich: für Perioden mit geringer Sonnen- und Windstromeinspeisung bei dem Einsatz innerhalb von einem Tag, als flexible Backup-Kapazitäten oder als „day-ahead / intra-day“<sup>3</sup> verfügbare Kapazitäten für den Ausgleich von Prognosefehlern.
- Es werden zudem mehr Kraftwerkskapazitäten benötigt, um Systemdienstleistungen<sup>4</sup> zu erbringen, da – im Vergleich zu anderen Technologien – bei der Erzeugung von Solar- und Windkraft mehr Prognosefehler auftreten. Das ist insbesondere der Fall bei Windanlagen, denn die Stromproduktion ist hier proportional zur dritten Potenz („hoch drei“) der Windgeschwindigkeit. Bei einer Verdoppelung der Windgeschwindigkeit wird demnach 8-Mal mehr Energie produziert. Geringe Abweichungen in der Vorhersage entfalten hier eine grosse Wirkung.

Grundsätzlich gilt, dass ein kurzer Prognosehorizont den Bedarf an Systemdienstleistungen zum Ausgleich der Energiebalance des Systems mindert. Abbildung 5 veranschaulicht, dass der Sonnenschein einen erheblichen Einfluss auf die Stromversorgung hat. Betrachtet man die Unterschiede von einem Tag zum nächsten, wird erstens klar, in welchem Umfang die Produktion schwankt und nicht steuerbar ist. Zweitens werden die saisonalen Unterschiede deutlich (relativ wenig Solarstrom im Winter, relativ viel Solarstrom im Sommer).

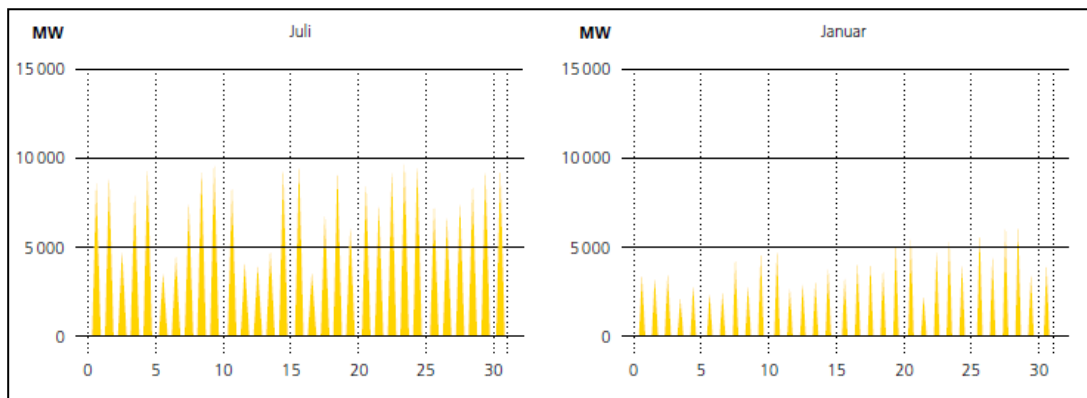


Abbildung 5: Produktion aus Photovoltaik-Anlagen bei einer künftigen installierten Leistung von 14 000 MW in der Schweiz auf der Basis von echten Wetterdaten von 2008. Die rechte Grafik zeigt den Monat Juli, rechts ist der Monat Januar abgebildet.  
Quelle: VSE 2012.

In einer Studie kommt das BFE zum Schluss, dass in Abhängigkeit vom konkreten Szenario mit Mehrkosten nicht nur für den Ausbau der Netze, sondern auch für Systemdienstleistungen zu rechnen ist.<sup>5</sup> Die Untersuchung ergab, dass der wichtigste Faktor bei der Erhöhung der stochastisch eingespeisten Leistung der Prognosefehler ist, also die Abweichung zwischen der im Voraus (Vortag = Day-ahead oder 1-2h = intraday) prognostizierten und der tatsächlich produzierten Energie pro Viertelstunde.

<sup>3</sup> Kapazitäten, deren Leistung mit einem Tag Vorlauf bzw. im Laufe des Tages der Beanspruchung bestellt wird.

<sup>4</sup> Reserveleistung und Regelleistung zur Stabilisierung des Netzes, siehe auch Basiswissen-Dokument „Beiträge der Erzeugungstechnologien“

<sup>5</sup> Quelle: BFE 2010

Die stochastische Einspeisung hat auch eine Komponente, die für die Auslegung der Verteilnetze relevant ist. Wie in Kapitel 3.1 erläutert wurde, kann die Einspeisung das Verteilnetz vor allem bei geringem Verbrauch und zentral angeschlossenen Erzeugungsanlagen rasch zusätzlich belasten. Um die Zuleitung zu dimensionieren, ist daher die maximal mögliche Produktionsleistung ausschlaggebend, auch wenn sie nur sehr selten erreicht wird.

### 3.3 Auswirkung von Importen

Am Übertragungsnetz sind Grosskraftwerke wie Kernkraftanlagen und Grosswasserkraftwerke in den Alpen sowie Verteilnetze angeschlossen. Damit ist sichergestellt, dass die Kraftwerke jederzeit ihre Energie abgeben und die Verbraucher jederzeit genügend Energie beziehen können.

In Europa und besonders in der Schweiz wird bereits heute mit den Nachbarländern intensiv Energie getauscht und gehandelt. Obwohl die Schweiz nur 2 bis 3 % des europäischen Stroms verbraucht, fließen 10 % des Stromes, der international ausgetauscht wird, über eine Schweizer Grenze. Die Schweiz ist damit schon seit vielen Jahren eine wichtige Stromdrehscheibe. Die europäischen Übertragungsnetze wurden ursprünglich jedoch für den Stromaustausch bei kurzfristigen Kraftwerksausfällen und anderen Notsituationen dimensioniert. Der Handel, der seither gewachsen ist, und der rege Stromaustausch sind eine Herausforderung sowohl für die Kuppelleitungen wie auch für die Netzbetreiber.

Eine wichtige Voraussetzung, damit der Handel zur Versorgungssicherheit beiträgt, ist die Verfügbarkeit der grenzüberschreitenden Kuppelleitungen. Die Übertragungsnetzbetreiber definieren die verfügbare Transportkapazität und vergeben bei Engpässen, mittels marktbasierter Versteigerungsverfahren, Durchleitungsrechte an den Meistbietenden. Für den Händler, der im Ausland Strom eingekauft hat, beinhaltet dies im Falle von expliziten Auktionen ein gewisses Risiko, denn er erhält keine Garantie, dass er seinen im Ausland eingekauften Strom auch importieren kann. Sein Angebot für die Kapazitätsauktion muss hoch genug sein, dass er den Zuschlag erhält, oder er muss den Import der Konkurrenz überlassen.

Wenn die inländischen Produktionskapazitäten den Bedarf nicht alleine decken können, gerät die Versorgungssicherheit in Gefahr, sobald die Importkapazität für den Landesbedarf insgesamt nicht mehr ausreicht. Während Kältewellen kann es beispielsweise zu Engpässen kommen, weil der Import- oder auch der Transitbedarf zu anderen Ländern die physikalischen Leitungskapazitäten erreicht. Obwohl die Fahrpläne an Durchleitungsrechte geknüpft sind, können Engpässe ebenfalls aus physikalischen Gründen auftreten, weil der physische vom geplanten Stromfluss abweicht (sogenannter Ringfluss) oder eine Leitung ausfällt. In Situationen von Engpässen haben die Übertragungsnetzbetreiber deshalb die Möglichkeit, den grenzüberschreitenden Handel einzuschränken. Strommengen, die nicht importiert werden können, müssen dann im Inland produziert oder der Verbrauch entsprechend eingeschränkt werden.

Der internationale Stromhandel leistet einen wichtigen Beitrag zur Versorgung vieler europäischer Länder, so auch für die Schweiz. Seit dem Jahr 2002 hat die Schweiz in den Wintermonaten einen Importüberschuss, im Jahr 2005 das erste Mal sogar über das ganze Jahr betrachtet (Abbildung 6).

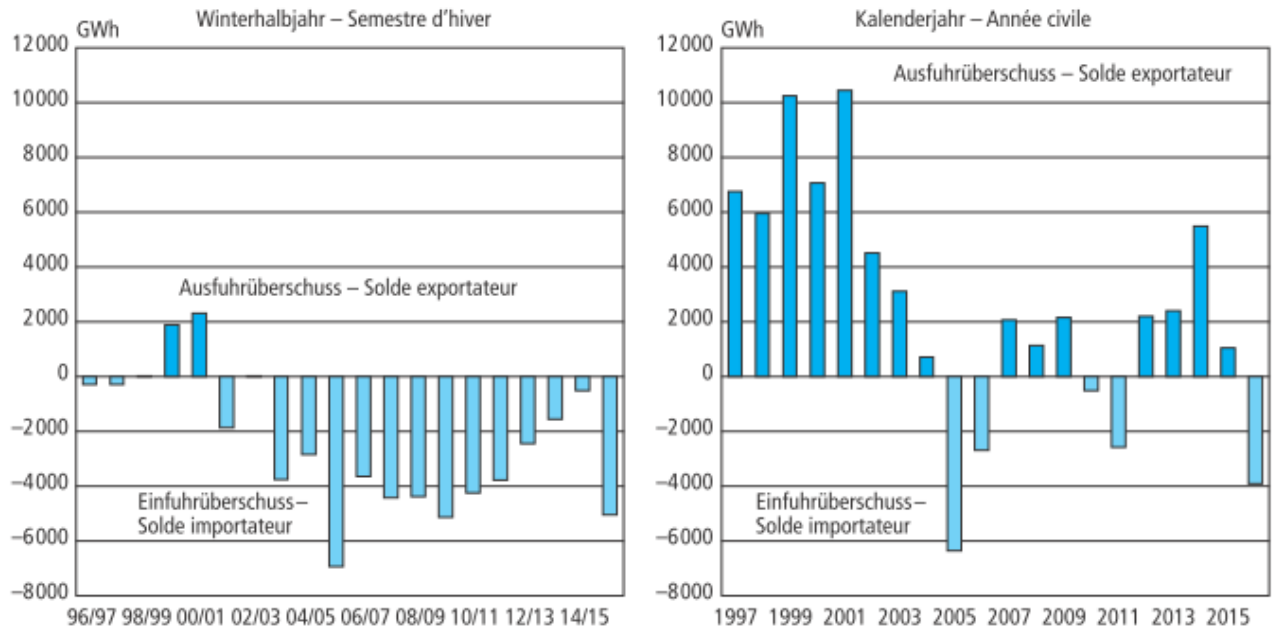


Abbildung 6: Ausfuhr- und Einfuhrüberschuss der Schweiz. Quelle: BFE 2010

## 4. Zukünftige Entwicklungen

Die Unternehmen Pöyry<sup>6</sup> und Consentec<sup>7</sup> haben in je einer Studie die künftigen Entwicklungen abgeschätzt. Sie untersuchten die Auswirkungen von zunehmender dezentraler und stochastischer Einspeisung auf die elektrischen Netze. Bei mittlerer und gleichmässig verteilter Einspeisung werden voraussichtlich kaum grössere Massnahmen im Netz notwendig sein, hingegen könnte bei einer Einspeisung mit einzelnen grösseren Anlagen eine Vielzahl von Massnahmen im ganzen Netz notwendig werden.

### 4.1 Entwicklung der dezentralen Einspeisung

Die ursprünglich für die Versorgung von Verbrauchern ausgelegten Verteilnetze der unteren Spannungsebenen (Netzebenen 4 bis 7) stehen vor der Herausforderung, zukünftig kleinere und mittlere Erzeugungsanlagen aufzunehmen. Dabei müssen die Verteilnetzbetreiber vermeiden, dass die Gesamtleistung der angeschlossenen Erzeugungsanlagen die Aufnahmekapazität des Netzes überschreitet, nur so können sie die Spannungsqualität und Netzstabilität jederzeit gewährleisten.

Die Aufnahmekapazität eines Netzes wird im Wesentlichen begrenzt durch das Überschreiten von Spannungsgrenzen und/oder Stromgrenzwerten. Gemäss den Untersuchungen in realen Netzen ist die Auslastung der Netze heute moderat.<sup>7</sup> Eine Einspeisung aus erneuerbaren Energien gibt es häufig nicht. Für die Berechnungen wurde Folgendes angenommen:

<sup>6</sup> Quelle: VSE 2012

<sup>7</sup> Quelle: VSE 2012 a

- Dezentrale Anlagen mit einer kleineren Leistung als 400 kW werden an das Verteilnetz, Anlagen zwischen ungefähr 400 kW bis 10 MW an das Mittelspannungsnetz und Anlagen über 10 MW an das Hochspannungsnetz angeschlossen.
- Hinsichtlich der grossräumigen Verteilung der Erzeugungsanlagen wird, ausgehend von Erfahrungen in anderen Ländern, davon ausgegangen, dass im Durchschnitt an jedem vierten Leitungsabgang vom ÜN, VN NE 5, VN NE 3 Erzeugungsanlagen in grösserer Zahl angeschlossen werden, da im Einzugsgebiet dieser Leitungsabgänge aufgrund der guten Bedingungen (Sonneneinstrahlung, Wind etc.) die ertragreichsten Anlagen gebaut werden können. Das heisst also, dass 25 % der heutigen Netze vom Ausbau dezentraler Energien betroffen sind. In den verbleibenden Netzgebieten werden weniger Erzeugungsanlagen und nur solche mit geringer Leistung angeschlossen, was keinen Ausbaubedarf mit sich bringt.

Detaillierte Analysen von realen Netzausschnitten zeigen, dass in den heutigen Mittel- und Niederspannungsnetzen im Durchschnitt durchaus Reserven für den Anschluss dezentraler Erzeugungsanlagen vorhanden sind. Trotzdem ist schon heute in Einzelfällen ein Netzausbau wegen dezentraler Einspeisung erforderlich<sup>8</sup>. In ländlichen Netzen wird die Aufnahmefähigkeit für Erzeugungsanlagen überwiegend durch die Spannungshaltung begrenzt (lange Leitungen). In städtischen Netzen ist auch die zulässige Strombelastbarkeit ein begrenzender Faktor.

Darüber hinaus wurde untersucht, welchen Einfluss die Grösse der dezentralen Einspeisungen auf die Netzauslastung hat. Erzeugungsanlagen erhöhen die Spannung am Einspeiseort und die Verbraucher senken die Spannung am Verbrauchsanschluss. Bei gleichmässiger Verteilung der einspeisenden Anlagen funktioniert das Zusammenspiel sehr gut. Die Spannung kann durch die im Netz nachfolgenden Verbraucher wieder abgebaut werden, so dass sie erst relativ spät kritische Werte erreicht. Wird hingegen nur mit einer grossen Anlage eingespeist, muss je nach Last die Summe der Einspeisungen eingeschränkt werden, damit auf der ganzen Länge der Leitung die maximale Spannung nicht überschritten wird.

Vergleicht man diese Summe der verteilten Einspeisungen mit der Einspeiseleistung einer einzigen Anlage, so stellt sich heraus, dass bei gleichmässiger Verteilung ungefähr doppelt so viel Leistung in den jeweiligen Verteilnetzen eingespeist werden kann. Je gleichmässiger die Verteilung ist, umso mehr Produktion kann angeschlossen werden. Werden einzelne grosse Anlagen angeschlossen, so wird ein Netzausbau früher nötig. Sehr grosse Anlagen mit Leistungen ähnlich denjenigen von grösseren Kraftwerken (über 10 MW auf Netzebene 3) könnten jedoch in höhere Spannungsebenen einspeisen.

Zusammenfassend ergeben die Studienberechnungen, dass dezentrale Erzeugungsanlagen mit einer Leistung von insgesamt rund 5 000 MW an heutige Mittel- und Niederspannungsnetze angeschlossen werden können, ohne dass umfangreiche Netzausbauten erforderlich sind. Diese Schwelle, ab der ein massiver Netzausbau und -ausbau erforderlich wird, hängt von der Zahl, der Verteilung und der Leistung der Erzeugungsanlagen ab. Diese Aspekte sind in jedem Netz spezifisch zu betrachten. In den Modellrechnungen wird von einer gleichmässigen Verteilung der Einspeisestellen ausgegangen.

Durch Netzverstärkungsmassnahmen kann die Aufnahmefähigkeit gesteigert werden auf:

- bis zu rund 7 000 MW Erzeugungsleistung an Niederspannung (Netzebenen 6 und 7), und

<sup>8</sup> Die EICom hat zwischen 2009 und 2016 Total 532 Verfügungen zur Sozialisierung von Kosten in der Höhe von 57 Mio. CHF Kosten für Netzverstärkungen über den SDL Tarif der Swissgrid erlassen.



- zusätzlich bis zu rund 7 500 MW Erzeugungsleistung an Mittelspannung (Netzebenen 4 und 5).

Voraussetzung ist, dass an jedem vierten Leitungsabgang Erzeugungsanlagen in grösserer Zahl angeschlossen werden. Nun kann es vorkommen, dass in einer Region mehr als 25 % der heutigen Netze vom Ausbau dezentraler Energien betroffen sind – beispielsweise, weil dort gute Voraussetzungen für erneuerbare Energien herrschen. In solchen Einzelfällen würde dann früher und schneller eine Netzverstärkung erforderlich.

Auch muss berücksichtigt werden, dass bei energiemässig geringerer Auslastung der Verteilnetze (infolge Eigennutzung der Einspeiser) die Kosten, die auf die übrigen Netzanschlussnehmer umgewälzt werden, steigen.

Zur Erhöhung der Aufnahmekapazität der Netze können entweder **konventionelle** oder **innovative** Massnahmen ergriffen werden. Unter konventionellem Netzausbau wird der Ersatz vorhandener Leitungen und Transformatoren verstanden. Innovative Massnahmen sind erst seit kurzer Zeit am Markt erhältlich oder werden noch in Pilotprojekten getestet. Hierzu gehören zum Beispiel spannungsgeregelte Transformatoren. Die maximal anschliessbare Erzeugungsleistung kann durch innovative Massnahmen durchwegs, und zwar in einer Bandbreite zwischen 10 und 90 %, erhöht werden. Zu den Einflussfaktoren gehören unter anderem die räumliche Verteilung der Erzeugungsanlagen entlang des jeweiligen Netzabgangs und die zeitliche Übereinstimmung des Erzeugungs- und Lastprofils.

Je nach Netzsituation und Art der Erzeugungsanlagen sind Massnahmen auszuwählen oder fallweise zu kombinieren. Die Verbreitung und die Förderung innovativer Netzausbaumassnahmen unterstützen also die Integration erneuerbarer Energien und wirken langfristig kostendämpfend. Dabei zeigt sich, dass die innovativen Massnahmen im Mittelspannungsnetz die Aufnahmekapazität effektiver und stärker erhöhen als bei einem Einsatz im Niederspannungsnetz. Entsprechend kann auch der Investitionsbedarf durch den Einsatz innovativer Massnahmen gegenüber dem klassischen Netzausbau deutlich reduziert werden, und zwar im Durchschnitt um 40 bis 50 %. Investitionssenkend wirken insbesondere Massnahmen, mit denen das Spannungsniveau in den Mittel- und Niederspannungsnetzen durch Spannungsregelung bei den Transformatoren und Erzeugungsanlagen aktiv beeinflusst werden kann.

Stehen in einem potenziellen Erzeugungsgebiet Netzerneuerungen an, sollte daher geprüft werden, ob nicht ebenfalls Massnahmen für künftig einspeisende Erzeuger getroffen werden sollten. In der Regel ist die Investitionssumme für die jeweilige Einzelmassnahme höher als bei einer konventionellen Lösung: Die im ersten Moment teurere Investition rechnet sich jedoch, weil die Leistungsgrenze erst später erreicht wird als bei einer konventionellen Massnahme.

#### 4.2 Entwicklung der stochastischen Einspeisung

Ausser an schönen Tagen wird es für Photovoltaikanlagen kaum möglich sein, die Einspeisung zeitlich und mengenmässig genau vorauszusagen. Die vielen über die ganze Schweiz verteilten Anlagen werden sich teilweise gegenseitig ausgleichen, lokal aber kaum zur Stabilität des Netzes beitragen. Bei guter Sonneneinstrahlung werden alle installierten Anlagen annähernd mit dem installierten Spitzenwert einspeisen. Je nach Ausrichtung (Ost, Süd, West, Fassade) werden die Spitzenwerte sowohl über die Jahres- als auch über die Tageszeit kaum gleichzeitig erreicht werden.

Der Bedarf an Systemdienstleistung wird proportional mit dem Zubau von Anlagen anwachsen. Anfänglich wird die Tagesproduktion die Tagesverbrauchsspitzen abdecken können. Wächst die erneuerbare Stromproduktion weiter, muss die überschüssige Tagesproduktion gespeichert werden. Im Durchschnitt kann bei Photovoltaikanlagen je nach Standort und Ausrichtung mit ca. 800 bis 1000 Volllaststunden pro Jahr gerechnet werden. Bei einer grossen Zahl von stochastischen Anlagen wird es für die Stabilität des Netzes nötig sein, dezentrale Anlagen kurzzeitig auszuschalten, da das Netz ansonsten überlastet wäre. Es kann durchaus wirtschaftlicher sein, Anlagen während einigen Stunden im Monat vom Netz zu nehmen, als grosse Investitionen für den Ausbau der Netze oder in dezentrale Speicher zu tätigen.

Die Einspeisung von Windkraft unterliegt ebenfalls grossen Schwankungen. Es ist jedoch im Verhältnis zum Verbrauch und gegenüber den PV-Anlagen in der Schweiz kaum mit grossen Energiemengen zu rechnen. 2016 waren in der Schweiz 37 Anlagen mit einer Leistung von 74.9 MW angeschlossen. <sup>9</sup>Windparkanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW speisen vorwiegend in die Netzebene 3 ein.

Künftig wird der flexible Kraftwerkpark, beispielsweise Wasserkraftwerke mit Staudämmen oder künftig vielleicht auch Gaskraftwerke, für die Deckung der Nachfrage, der sogenannten Residuallast<sup>10</sup>, eingesetzt werden. Dabei werden die dynamischen Anforderungen an die Systemdienstleistungen mit dem Zubau von stochastischer Erzeugung ansteigen. Zu den heutigen Verbrauchsschwankungen kommen in Zukunft nämlich die Produktionsschwankungen hinzu, welche die Laständerungen des Netzes merklich erhöhen und beschleunigen. Dezentrale Produktionsanlagen werden künftig einen Teil der Nachfrage auf den unteren Netzebenen decken. Das führt dazu, dass sich die von höheren Netzebenen und von zentralen Kraftwerken ausgleichende Last verändert. Im Hinblick darauf, dass die neuen erneuerbaren Energien dereinst die Kernkraftwerke ersetzen sollen, werden sich über die verschiedenen Jahreszeiten hinweg Deckungslücken bilden. Der Residuallast steht dann ein zu geringes Angebot gegenüber.

Zwischen einem Hoch und einem Tief der Energieproduktion können einige Stunden bis Wochen liegen, kurzfristige Wettereffekte können aber unter Umständen nur Minuten dauern. Weitaus grössere Schwankungen gibt es zwischen Sommer und Winter. Dazu kommen die Verbrauchsschwankungen, die zur saisonalen Produktion gegenläufig sind. Damit wird die Residuallast im Spektrum von Sekunden und Minuten bis hin zu mehreren Monaten beeinflusst, wenn neue Energien stärker ausgebaut werden. Flexible Kapazitäten bereitzuhalten wird nicht zu unterschätzende Kosten verursachen.

Mit den Systemdienstleistungen kann Swissgrid die Balance nur für einige Stunden gewährleisten. Sobald sich Veränderungen beim Verbrauch oder bei der Produktion abzeichnen, reagieren die Marktteilnehmer innerhalb kurzer Zeit mit Anpassungen bei der flexiblen Produktion (Intraday-Handel). Scheint die Sonne stärker oder bläst mehr Wind als geplant, steht kurzfristig mehr Energie zur Verfügung. Die Energiepreise fallen und so werden Speicherwerke abgeschaltet oder in Pumpspeicherwerken die Pumpen angefahren. Tritt das Gegenteil ein, steigen die Energiepreise und es muss unerwartet zusätzlich Energie erzeugt werden.

### 4.3 Entwicklung von Importen

Im Hinblick auf die multinationalen Ausbaupläne, insbesondere aufgrund der Richtlinie 2009/28/EG, und die Intention zur Wahrung der Versorgungssicherheit, steht das 6700 km lange Übertragungsnetz der Schweiz

<sup>9</sup> Vgl. BFE 2017 a

<sup>10</sup> Residuallast = Landesverbrauch minus nicht beeinflussbare Produktion: Wind- und Sonnenenergie, Laufwasserkraft sowie Laufwasseranteil der Speicherwasserkraft, siehe Basiswissen-Dokument „Beiträge der Erzeugungstechnologien“

vor grossen Herausforderungen: Die neuen Kraftwerke müssen angeschlossen, die Produktion an den zunehmenden Energieverbrauch angepasst und mögliche regionale Verschiebungen von Lastzentren ausgeglichen werden. Zudem erreichen die bestehenden Leitungen, die hauptsächlich in der Phase des Ausbaus des schweizerischen Kraftwerkparcs in den Jahren 1950 bis 1970 aufgebaut wurden, bald ihre ursprünglich vorgesehene Nutzungsdauer.

Daher ist es notwendig, die schweizerischen Netze auszubauen und zu erneuern. Der Ausbaubedarf ist im Ausbauplan „Strategisches Netz 2020“ definiert.<sup>11</sup> Können die geplanten Projekte umgesetzt werden, so verfügt die Schweiz über eines der leistungsfähigsten Übertragungsnetze Europas. Für das „Strategische Netz“ fallen gemäss Swissgrid bis 2035 Zusatzinvestitionen von rund 2 Milliarden und bis 2050 weitere 0,6 Milliarden Franken an. Bis 2020 würden damit rund 1 000 km Leitungen erneuert und ausgebaut. Dies ist im Verhältnis zum Zubau der letzten zehn Jahre, als nur 150 km neue Netze gebaut wurden, ein massiver Ausbau.

Die Frage, wie Strom künftig von der Schweiz importiert oder exportiert wird, hängt davon ab, wie sich Einspeisung und Nachfrage sowie die Preise entwickeln. Sofern es in einem der Nachbarländer zu einem (zeitweisen, physikalischen) Mangel an Produktionskapazitäten kommt, werden kurzfristig Exporte dorthin stattfinden, da das Preisniveau hoch ist. Langfristig können diese Exporte aber wieder durch neue Erzeugungskapazität obsolet werden. Überschüsse können beispielsweise entstehen, wenn neue erneuerbare Energien durch Fördermechanismen massiv ausgebaut werden. Neben dieser eher finanziellen Betrachtung gilt aber auch, dass der Strom seinen physikalischen Weg finden muss – und dieser kann vom "finanziellen Fluss" abweichen. Das kann künftig umso mehr geschehen, weil physikalische Netzrestriktionen (Engpässe) sich nicht mit der Produktion und dem Verbrauch decken.

Importe und Exporte sowie Transitflüsse werden sich in Abhängigkeit der regulatorischen Rahmenbedingungen sichtlich verändern – dies insbesondere, weil Wind und Sonnenenergie in den Nachbarländern Deutschland und Italien deutlich zunehmen. Die Zunahme in diesem Bereich wird in der Schweiz voraussichtlich erst zwischen 2035 und 2050 erfolgen.<sup>12</sup>

Wird ein wichtiger Anteil des Stroms für den Verbrauch in der Schweiz im Ausland produziert, erhöht sich der Bedarf an Importkapazitäten. Dies sowie vor allem der europaweite Ausbau von erneuerbaren Energien an verbrauchsfernen Standorten steigert den Bedarf an Transportkapazität. Wegen der grossen Distanzen wird beispielsweise der Bau kontinentaleuropäischer Punkt-zu-Punkt-Verbindungen notwendig, die ein Baustein auf dem Weg zu zukünftigen «Supergrids» sein können. Diese Verbindungen bestehen aus Hochspannungs-Gleichstromleitungen, die sehr leistungsfähig sind. Damit werden nicht nur die länderübergreifenden Engpässe aufgehoben, sondern auch die weiteren nationalen Engpässe im Ausland. Der Ausbau des Übertragungs- aber auch des Verteilnetzes kann durch die Entwicklung von neuen Technologien im Energiespeicherbereich wie Power-to-Gas oder lokale Batteriespeicher merklich beeinflusst werden.

Der Netzausbau in der Schweiz sowie der EU ist mit heftiger Opposition konfrontiert. Diese kann Projekte deutlich verzögern und letztlich die Versorgungssicherheit gefährden. Wichtig ist daher, in der Bevölkerung das Bewusstsein zu verankern, dass der Bau von neuen bzw. der Umbau von bestehenden Leitungen dringend nötig ist, und hierfür die gesellschaftliche Akzeptanz zu erhöhen.

---

<sup>11</sup> Quelle: Swissgrid 2012

<sup>12</sup> Quelle: VSE 2012

## 5. Fazit

Die dezentralen Einspeisungen führen durch die stark stochastisch geprägte Produktion zu einem deutlich veränderten Netzbetrieb, sowohl auf tiefer Netzebene als auch auf höher gelagerten Netzebenen.

Heute beträgt die dezentral installierte Einspeiseleistung etwa 1'358 MW<sup>13</sup>. In den nächsten Jahren werden weitere KEV-Anlagen mit positivem Bescheid und einer Leistung 1'314 MW zugebaut werden. Daher werden in den nächsten Jahren bis zum Erreichen von ca. 7 000 MW Einspeiseleistung kaum Netzausbauten nötig sein, sofern die Anlagen gleichmässig verteilt sind. Hingegen wird sich die Bereitstellung von Systemdienstleistung je nach Prognosegenauigkeit kontinuierlich erhöhen. Bis zur Aufnahmeleistung von ca. 7000 MW können die Kosten aber relativ gering gehalten werden. Übersteigt die dezentrale Einspeisung die Grenze von 7000 MW, werden die Netzausbaukosten ohne dezentrale Batteriespeicherung oder den Einsatz von Power-to-Gas-Technologie überproportional ansteigen. Ob der Netzausbau oder die lokale Energiespeicherung volkswirtschaftlich günstiger ist, kann heute nicht vorausgesagt werden.

Aus volkswirtschaftlichen Gründen sollten die verschiedenen Produktionstechnologien in denjenigen Regionen genutzt werden, in denen sie am wirtschaftlichsten sind – Photovoltaik zum Beispiel in sonnenreichen und einstrahlungsintensiven Regionen wie im Tessin oder in Bergregionen. Die Grenze für den zwingenden Ausbau des Netzes kann also je nach Region früher erreicht werden.

Unabhängig vom Ausbau der erneuerbaren Energien sind Produktionskapazitäten im In- oder Ausland bereitzuhalten. Die Bereithaltung im Ausland führt zu Importen und damit zu entsprechenden zusätzlichen Transportkosten (Grenzauktion), die durch den Transit resp. die Marktpreise in den Nachbarländern bestimmt werden.

Wird künftig für die Versorgung vermehrt erneuerbare, stochastisch anfallende Energie importiert, sind im In- oder Ausland die nötigen Ersatzkapazitäten bereitzuhalten.<sup>14</sup> Sollen die Übertragungsnetze möglichst wirtschaftlich genutzt werden, braucht es auf beiden Seiten der Auktionsgrenzen genügend Ersatzkapazitäten.

Wird die heutige Netzkapazität gleichmässig mit innovativen Massnahmen wie der aktiven Spannungsregelung an Transformatoren und Erzeugungsanlagen ausgebaut, kann die stochastische, dezentral eingespeiste Energie zu den Verbrauchern resp. zu den Pumpspeicherkraftwerken übertragen werden. Es wird jedoch zwingend nötig sein, die Systemdienstleistungen sowie die Kapazitäten für selten eintretende Knappheitssituationen zu erhöhen. Falls nötig, müssen die Leistungen (Energie, Systemdienstleistungen, Kapazitäten) importiert werden. Voraussetzung hierfür ist, dass die Übertragungsnetze und die Produktionsanlagen in den Nachbarländern dies zulassen. Bei geringem bis mittlerem Zubau dezentraler Einspeisung wird es kaum nötig sein, Netze auszubauen oder zusätzliche Ersatzkapazitäten und Systemdienstleistungen bereitzustellen. Tangiert die Einspeisung in Netzgebieten die Versorgungssicherheit, wird es für einen wirtschaftlichen Netzbetrieb unumgänglich sein, stochastische Produktionsanlagen während einigen Stunden pro Jahr auszuschalten.

<sup>13</sup> Vgl. KEV-Cockpit

<sup>14</sup> siehe auch Basiswissen-Dokumente zu den Themen Kapazitätsmarkt, Beiträge der Erzeugungstechnologien, Ausbau und Betrieb von Übertragungsnetzen in der EU

## 6. Quellenverzeichnis

BFE 2010	Consentec, Polynomics, Wirtschaftlichkeit dezentraler Einspeisung auf die elektrischen Netze der Schweiz, Bundesamt für Energie BFE, Bern, 2010
BFE 2017	Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2016, Bundesamt für Energie BFE, Bern, 2017
BFE 2017a	Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2016, Bundesamt für Energie BFE, Bern, 2017
KEV-Cockpit	KEV-Cockpit, 3. Quartal 2015, Stand 02.01.2018, <a href="http://www.pronovo.ch">www.pronovo.ch</a> (ehemals Stiftung KEV)
Swissgrid	<a href="http://www.swissgrid.ch">www.swissgrid.ch</a> (nationale Netzgesellschaft)
Swissgrid 2012	Energiewende – Übertragungsnetz mit Schlüsselrolle. Swissgrid, Frick, 2012
VSE	<a href="http://www.strom.ch">www.strom.ch</a> (Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE/AES)
VSE 2012	Pöyry Management Consulting. Angebot und Nachfrage nach flexibler Erzeugungskapazität in der Schweiz. Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE/AES), Aarau, 2012
VSE 2012a	Consentec GmbH, Bestimmung von und Umgang mit Verteilnetzenpässen, Umbau und Anpassung der Netze, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE/AES), Aarau, 2012