



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und
Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Marktregulierung

Bericht vom 8. Dezember 2017

STROMWIRTSCHAFTLICHE ENTWICKLUNGEN IN DER EU UNTER BESONDERER BERÜCKSICHTIGUNG DER BEHANDLUNG STROMINTENSIVER UNTERNEHMEN



Datum: 8. Dezember 2017

Ort: Bern

Auftraggeberin:

Bundesamt für Energie BFE
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Auftragnehmer/in:

Frontier Economics Limited
Krankenhaus Süd Im Zollhafen 24 D-50678 Köln
www.frontier-economics.com

Autoren:

Dr. Jens Perner, Dr. Nadja Trhal, Christian Hopf

Begleitgruppe:

Dr. Wolfgang Elsenbast, Beat Goldstein, Walter Schlegel (Bundesamt für Energie)

BFE-Vertragsnummer:

SI/200276-1

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

Bundesamt für Energie BFE

Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen; Postadresse: CH-3003 Bern
Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.bfe.admin.ch

STROMWIRTSCHAFTLICHE ENTWICKLUNGEN IN DER EU UNTER BESONDERER BERÜCKSICHTIGUNG DER BEHANDLUNG STROMINTENSIVER UNTERNEHMEN

Bericht für das BFE

08 Dezember 2017



INHALT

Zusammenfassung	4
Resume	10
1 Einleitung	17
1.1 Hintergrund der Studie	17
1.2 Projektauftrag und Zielsetzung	17
1.3 Struktur der Studie	19
2 Entwicklung der Stromproduktion in der EU	20
2.1 Ausgangssituation in der EU und der Schweiz	20
2.2 Zukünftige stromwirtschaftliche Trends im europäischen Ausland	23
2.3 Einordnung der Trends hinsichtlich Stromhandel, Versorgungssicherheit und Strompreisen	43
3 Behandlung der stromintensiven Industrien	55
3.1 Ausnahmeregelungen für stromintensive Unternehmen in der EU	57
3.2 Ausnahmeregelungen für stromintensive Unternehmen in der Schweiz	80
3.3 Fazit – Vergleich der Regelungen der EU und der Schweiz	82

ZUSAMMENFASSUNG

Ausgangssituation

Das Bundesamt für Energie (BFE) hat den Auftrag, einen Bericht über die Auswirkungen der Energiepolitik der EU-Staaten auf den Stromhandel, die Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich und die Wettbewerbsfähigkeit der Strompreise der stromintensiven Industrien in der Schweiz zu erarbeiten. Vor diesem Hintergrund wird in der vorliegenden Studie die Entwicklung der Stromproduktion in der EU untersucht und die Behandlung von stromintensiven Industrien in ausgewählten Ländern verglichen:

- Die Untersuchung der Entwicklung der Stromproduktion erfolgt anhand einer Auswertung und Diskussion relevanter Treiber mithilfe ausgewählter öffentlich verfügbarer Szenarien. Schwerpunkt sind die Trends bis zum Jahr 2030. Für diesen Zeitraum liegen ausreichend detaillierte, belastbare und vergleichbare Szenarien für die analysierten Länder vor.
- Es folgt im zweiten Teil der Studie eine konzeptionelle Darstellung von Ausnahmeregelungen, die hinsichtlich einer möglichen Wettbewerbsverzerrung untersucht werden. Die Darstellung der Behandlung stromintensiver Industrien erfolgt anhand eines qualitativen Vergleichs der Strompreiskomponenten auf EU-Ebene, in ausgewählten Ländern und der Schweiz.

Entwicklung der Stromproduktion in der EU

Zukünftige stromwirtschaftliche Trends

Die stromwirtschaftlichen Trends im europäischen Ausland werden insbesondere durch die übergeordneten Ziele der Energie- und Klimapolitik auf Ebene der EU und in den einzelnen EU-Mitgliedstaaten determiniert. Diese treiben die Transformation der Energiesysteme in den einzelnen Mitgliedstaaten voran. Zu nennen sind hier insbesondere (Auswahl):

- **Anstieg der Erneuerbaren Energien:** Im europäischen Kraftwerkspark ist ein starker Ausbau von Erneuerbaren Energien (v.a. Wind und PV) innerhalb der EU und in den Nachbarländern der Schweiz zu erwarten. Wind-, Solar- und Biomassekapazitäten verzeichnen einen signifikanten Anstieg im Vergleich zu heute, Wasserkraftkapazitäten steigen aufgrund des bereits heute zum großen Teil ausgeschöpften Potentials nur leicht an.
- **Rückgang konventioneller Stromerzeugung:** Die konventionellen Kraftwerkskapazitäten im Ausland sinken moderat über alle Technologien hinweg. Betroffen sind hiervon die Stromerzeugung sowohl aus Kohle und Erdgas als auch aus Kernenergie.
- **Ausbau der Interkonnektorkapazitäten:** Die Interkonnektorkapazitäten der Schweiz mit dem Ausland werden weiter ausgebaut. So ist zu erwarten dass sich die Importkapazitäten im Vergleich zum Referenzjahr 2015 bis 2050 verdoppeln werden und bis 2030 um ca. 50% bis 60% ansteigen. Für die

Exportkapazitäten wird eine ähnliche Entwicklung erwartet. Die Konnektivität des Schweizer Strommarktes wird sich dementsprechend signifikant erhöhen.

- **In einigen Nachbarländern Einführung von Kapazitätsmärkten geplant oder in Umsetzung:** In Europa wird in verschiedenen (allerdings nicht allen) EU-Mitgliedstaaten die Anpassung des Marktdesigns für den Stromgroßhandelsmarkt diskutiert. In den Nachbarländern der Schweiz spielen Kapazitätsmärkte als Ergänzung zum Energiemarkt insbesondere in Frankreich und Italien eine Rolle:
 - **Frankreich:** In Frankreich ist seit 2017 ein von der EU Kommission genehmigter dezentraler Kapazitätsmarkt implementiert, in dem ab 2019 auch ausländische Kapazitäten benachbarter Staaten explizit teilnahmeberechtigt sein sollen.
 - **Italien:** Italien entwickelt aktuell einen zentralen Kapazitätsmarkt, in dem ausländische Kapazitäten perspektivisch ebenfalls teilnahmeberechtigt sein sollen. Die genauen Regeln zur Ausgestaltung befinden sich noch in der Konsultation und sind noch nicht von der EU Kommission genehmigt.

Trends bezüglich der zukünftigen Stromaustauschbeziehung der Schweiz

Es wird im Allgemeinen erwartet, dass die aufgezeigten Trends im Ausland bis 2030 keine wesentlichen Auswirkungen auf die zukünftigen Stromaustauschbeziehungen der Schweiz mit dem benachbarten Ausland haben werden:

Die Stromhandelsbilanz der Schweiz ist, über das Jahr gemittelt, heute relativ ausgeglichen. Es wird erwartet, dass das Muster der Stromaustauschbeziehungen mit dem Ausland bis zum Jahr 2030 stabil bleibt und die Stromhandelsbilanz über das Jahr relativ ausgeglichen bleibt. Grund hierfür ist, dass die Stromerzeugung in der Schweiz durch die Wasserkraft (Treiber der Erzeugung ist v.a. die Wasserverfügbarkeit) geprägt ist, und eine - wegen des Ausbaus der Erneuerbaren Energien im Ausland - möglicherweise geringere Stromerzeugung aus Kernenergie weitgehend durch den Ausbau der Erneuerbaren in der Schweiz kompensiert wird.

Sollte es vor 2030 zu einem deutlicheren Rückgang z.B. der Kernkrafterzeugung kommen, könnte dies zu wesentlichen Änderungen in der Stromhandelsbilanz führen. Diese Energiemengen müssten durch zusätzliche Mengen an Erneuerbaren Energien, anderweitige grundlastfähige Kraftwerke wie Gaskraftwerke, neue Wasserkraftwerke und/oder Stromimporte ersetzt werden. Die gängigen Szenarien gehen allerdings nicht von einem signifikanten Rückgang der Erzeugungskapazitäten in der Schweiz aus.

Trends bezüglich Versorgungssicherheit

Die stromwirtschaftlichen Trends im europäischen Ausland stellen nach unserer Auffassung keine grundsätzliche Bedrohung der Versorgungssicherheit in der Schweiz dar. Eine zunehmende Integration des Schweizer Marktes mit dem Ausland (z.B. über ein Stromabkommen) kann die Versorgungssicherheit sogar erhöhen. Damit würde aber gleichzeitig auch die Bedeutung des Auslands für die

Absicherung der Versorgung in der Schweiz zunehmen, da ein größerer Teil der Absicherung durch das Ausland erfolgen könnte. .

- **Ausbau der EE im Ausland mit ambivalenten Auswirkungen auf inländischen Kraftwerkspark** – Der Ausbau der Erneuerbaren Energien im angrenzenden europäischen Ausland weist gegenläufige Effekte für die Schweizer Kraftwerksbetreiber und damit die inländische Kapazitätsvorhaltung auf:
 - Einerseits nehmen die Erlöse auf den Stromgroßhandelsmärkten ab, da Erneuerbare Energien, die in den Markt gefördert werden, die Stromgroßhandelspreise absenken,
 - Andererseits ist davon auszugehen, dass mittel- bis langfristig die Schwankungen der Strompreise aufgrund der un stetigen Stromerzeugung der „neuen“ Erneuerbaren Energien (Wind, Sonne) zunehmen. Hiervon profitieren die Betreiber von Speicherwasserkraftwerken.
- **Außerbetriebnahmen konventioneller Kraftwerke und Einführung von Kapazitätsmechanismen im Ausland für die Versorgungssicherheit in der Schweiz ambivalent** – Die generellen Risiken für die Versorgungssicherheit in der Schweiz sind als moderat einzuschätzen.
 - Betrachtet man die stromwirtschaftlichen Entwicklungen in den Nachbarländern der Schweiz im Einzelnen, ist kurz- bis mittelfristig keine kritische Kapazitätsverknappung in den jeweiligen Ländern in Zentraleuropa zu erwarten. Weiterhin ist unwahrscheinlich, dass in allen Nachbarländern der Schweiz Knappheitssituationen gleichzeitig auftreten.
 - Zudem verfügt die Schweiz insgesamt über ausreichend inländische Stromerzeugungskapazitäten, um bei gleichzeitigen Knappheiten im Ausland die Stromversorgung aus heimischen Quellen sicherstellen zu können. Wesentlich ist hierbei, dass auch am Ende des Winters, wenn in der Schweiz am ehesten Knappheit auftreten kann, ausreichend Wasserreserven verfügbar sind, um die Stunden oder Tage mit Knappheit überbrücken zu können.
- **Ausbau der Interkonnektoren für die Versorgungssicherheit in der Schweiz insgesamt positiv** – Insgesamt ist der Ausbau der Interkonnektorkapazitäten für die Versorgungssicherheit in der Schweiz positiv zu bewerten, da der internationale Stromaustausch erleichtert wird. Dies bedeutet u.a. auch, dass im Knappheitsfall geringere Restriktionen für ein gegenseitiges „Beispringen“ der Länder bestehen.
- **Auch die Verbesserung der EU-Markteinbindung der Schweiz sowie ein Stromabkommen stärken tendenziell die Versorgungssicherheit** – Der Schweizer Strommarkt ist bereits heute relativ stark in den europäischen Strommarkt eingebunden. Dies ist insbesondere an den erheblichen Stromaustauschen der Schweiz und der Rolle der Schweiz als Stromdrehscheibe im zentraleuropäischen Stromverbund erkennbar.

Eine darüber hinausgehende verstärkte Integration der Schweiz in den europäischen Binnenmarkt – z.B. über ein Stromabkommen – würde sich positiv auf die Schweizer Versorgungssicherheit auswirken, da der Zugang

zum Binnenmarkt zum einen verbessert und zum anderen rechtlich abgesichert würde.

Trends bezüglich der Stromgroßhandelspreise in der Schweiz im Vergleich zum Ausland

Die Stromgroßhandelspreise in der Schweiz werden weiterhin in einem Korridor zwischen den Preisen im benachbarten Ausland liegen, aber die Strompreisschwankungen werden langfristig zunehmen:

- **Schweizer Strompreis auch zukünftig in einem Korridor zwischen den Nachbarländern** – Aufgrund der Funktion der Schweiz als „Stromhub“ in West- und Mitteleuropa lagen die Schweizer Stromgroßhandelspreise bisher in einem Korridor zwischen den Großhandelspreisen der Nachbarländer. Dies wird auch in Zukunft weiterhin Bestand haben. Zudem wird die Position der Schweiz als Stromhub durch den Ausbau der Interkonnektorkapazitäten zementiert.
- **Strompreisvolatilität wird zunehmen** – Es zeichnet sich ein klarer Trend zu höheren Preisschwankungen in den Nachbarländern der Schweiz ab. Dies liegt insbesondere an der Zunahme der fluktuierenden Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien.

Behandlung der stromintensiven Industrien

Strompreise sind ein wesentlicher Faktor für die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie, die im internationalen Wettbewerb steht und steigende Kosten daher nicht oder nur teilweise auf die Preise ihrer Produkte überwälzen kann. Dies gilt insbesondere für die energieintensive Industrie. Ein hoher Energiekostenanteil kann hier bereits bei geringen Energiekostensteigerungen im Vergleich zum Ausland dazu führen, dass die Profitabilität der Unternehmen und ihre Wettbewerbsfähigkeit eingeschränkt werden.

Um die Belastungen für die energieintensive Industrie zu mindern und ihre Wettbewerbsfähigkeit im internationalen Vergleich zu erhalten, können Ausnahmeregelungen an den verschiedenen Komponenten der Strompreise ansetzen: Strombeschaffungspreise, Netznutzungsentgelte und staatlich induzierte Komponenten (Abgaben, Umlagen und Steuern).

Beihilferecht und Ausnahmeregelungen auf EU-Ebene

Die EU setzt den Rahmen für mögliche Sonder- und Ausnahmeregelungen für die energieintensive Industrie, die von den Mitgliedsstaaten optional implementiert werden können, und beaufsichtigt mögliche Einschränkungen des Wettbewerbs im EU-Binnenmarkt über das Beihilferecht. Hierbei „wacht“ die EU-Kommission über grundsätzlich mögliche Wettbewerbsverzerrungen aufgrund von Sonder- oder Ausnahmeregelungen in den einzelnen EU-Mitgliedsstaaten.

Der Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union sieht grundsätzlich ein Verbot staatlicher Beihilfen vor (AEUV, Artikel 107 Abs. 1), da staatliche Begünstigungen von bestimmten Unternehmen oder heimischen Wirtschaftszweigen zu Wettbewerbsverzerrungen im europäischen Binnenmarkt

führen und somit den internationalen Handel beeinträchtigen können. Das EU-Beihilferecht lässt jedoch bestimmte Ausnahmen von dem Verbot zu, die in Art. 107, Abs. 2 und 3 geregelt sind. Diese umfassen Beihilfen, die mit dem Binnenmarkt als vereinbar angesehen werden, da diese Wachstum und politische Ziele fördern, ohne zu einer maßgeblichen Verfälschung des Wettbewerbs zu führen.

Um Wettbewerbsverzerrungen zu verhindern, müssen EU-Mitgliedsstaaten die Europäische Kommission als Wettbewerbsaufsicht grundsätzlich vor Gewährung von Vergünstigungen oder Ausnahmeregelungen informieren. Die Europäische Kommission bewilligt staatliche Beihilfen nur dann, wenn diese im Interesse der Öffentlichkeit liegen und somit der Gesellschaft oder der Wirtschaft als Ganzes dienen.

Ausnahmeregelungen auf nationaler Ebene

In der Studie werden Ausnahmeregelungen für die stromintensive Industrie in ausgewählten Ländern diskutiert. Hierbei betrachten wir die einzelnen Strompreiskomponenten und mögliche Ausnahmeregelungen der an die Schweiz angrenzenden Länder Deutschland, Österreich, Frankreich und Italien und zusätzlich die Niederlande und Großbritannien.

Zusammenfassend ist auf Basis der vorliegenden Daten keine systematische Wettbewerbsverzerrung in der Schweiz gegenüber den in der Studie betrachteten europäischen Ländern aufgrund unterschiedlicher Ausnahmeregelungen der stromintensiven Industrie zu erkennen. Die Regelungen in der Schweiz sind weitestgehend im Einklang mit den Regelungen in Ländern wie bspw. Österreich oder den Niederlanden, die von der Struktur der Strompreiskomponenten mit der Schweiz eher vergleichbar sind als Deutschland, Italien, Frankreich oder Großbritannien. Weitergehende Ausnahmeregelungen als in der Schweiz bestehen insbesondere in Deutschland, Italien und Frankreich, die jedoch generell zu den Ländern mit den höchsten staatlich induzierten Abgaben (d.h. Umlagen, Abgaben und Steuern) für Endverbraucher in der EU zählen.

Auch eine Betrachtung der einzelnen Strompreiskomponenten lässt nicht unmittelbar relevante Verzerrungen erkennen:

- Umlagen/Abgaben: Umlagen bzw. Abgaben auf den Stromverbrauch sind in der Schweiz vergleichsweise niedrig. Zudem besteht mit der Ausnahmeregel für stromintensive Abnehmer für die Ökostrom-Umlage bereits eine Regelung.
- Netznutzungsentgelte: Netztarife, die auf eine atypische Netznutzung eingehen, bei der es zu einer verbrauchsseitigen Entlastung der Netze durch Großverbraucher zu Spitzenlastzeiten kommt, sowie verbrauchsgruppenspezifische Netztarife sind bereits heute in der Schweiz möglich, soweit kostenseitig begründbar. Regelungen in anderen Ländern, die kostenseitig ggf. nicht begründbar sind, unterliegen teilweise Prüfungsverfahren.
- Strombeschaffungspreise: Die Option, indirekte Kosten für CO₂-Zertifikate, die im Strompreis enthalten sind, zu kompensieren, wird von einer überschaubaren Anzahl von EU-Mitgliedstaaten (Deutschland, Niederlande,

STROMWIRTSCHAFTLICHE ENTWICKLUNGEN IN DER EU UNTER BESONDERER BERÜCKSICHTIGUNG DER BEHANDLUNG STROMINTENSIVER UNTERNEHMEN

Belgien, analog in Grossbritannien (inkl. nationalem Carbon Price Floor)) genutzt. Zu bedenken ist allerdings, dass die Schweiz nicht Teil des EU ETS ist und derzeit die Stromerzeugung aus Kraftwerken mit CO₂-Emissionen in der Schweiz nur eine sehr geringe Rolle spielt.

Zudem unterscheiden sich die Ausnahmeregelungen sehr stark von Land zu Land und sind nicht unmittelbar miteinander vergleichbar:

- **Definition stromintensive Unternehmen** – Die nationalen Definitionen eines stromintensiven Unternehmens unterscheiden sich sehr stark und können u.a. abhängig definiert sein von dem Stromverbrauch, dem Anteil der Stromkosten im Vergleich zur Bruttowertschöpfung, der Handelsintensität, vorderdefinierter besonders stromintensiver Prozesse etc.
- **Höhe des Ausgangsniveaus und der Begünstigungen** – Auch die gewährten Begünstigungen unterscheiden sich stark hinsichtlich des Ausgangsniveaus und der Höhe der Begünstigungen. So hat bspw. das Ausgangsniveau der EEG-Umlage in Deutschland ebenso wie die Höhe der Befreiung von der EEG-Umlage für stromintensive Unternehmen einen verhältnismäßig großen Hebel (die EEG-Umlage in Deutschland ist bspw. um ein Zehnfaches höher als die SDE+-Umlage in den Niederlanden).
- **Ansatzpunkte für die Begünstigungen** – Begünstigungen können sich auf unterschiedliche Komponenten erstrecken. So können reduzierte Netznutzungsentgelte bzgl. des variablen Tarifs (Frankreich) oder des Transporttarifs (Niederlande) gewährt werden. In einigen Ländern werden energieeffiziente Unternehmen durch reduzierte Umlagen oder Steuern belohnt.

Da aus den vorliegenden Informationen bezüglich der bestehenden Ausnahmeregelungen für stromintensive Unternehmen keine unmittelbaren systematisch wettbewerbsverzerrenden Effekte abgeleitet werden können, wäre für eine genauere Analyse ein weitergehender detaillierter quantitativer Vergleich der Strompreise bzw. Strompreiskomponenten erforderlich. Aufgrund der Komplexität der verschiedenen Ausnahmeregelungen wäre ein solcher Vergleich auf Basis unternehmensspezifischer Daten (Strom- und Netzpreise, Verbrauchsmuster und –charakteristika etc.) durchzuführen. Hierfür liegen zumindest für die stromintensive Industrie allerdings keine öffentlich verfügbaren Daten vor. Da die Anzahl an stromintensiven Unternehmen überschaubar ist (in der Schweiz sind dies nach gängigen Definitionen vermutlich nur wenige Unternehmen), werden entsprechende Daten aus Wettbewerbsgründen streng vertraulich behandelt und sind auch nicht in den gängigen Statistiken (wie z.B. von Eurostat) erfasst. Dies schließt die Durchführung belastbarer Industriestrompreisvergleiche in diesem Segment aus.

RESUME

Situation initiale

L'office fédéral de l'énergie (OFEN) a pour mandat d'établir un rapport sur l'impact de la politique énergétique des Etats membres de l'UE sur le commerce de l'électricité, sur la sécurité d'approvisionnement dans le secteur de l'électricité et sur la compétitivité des prix de l'électricité pour les industries électro-intensives en Suisse. Dans ce contexte, la présente étude examine l'évolution de la production d'électricité dans l'UE et compare le traitement des industries électro-intensives dans plusieurs pays:

- L'analyse de l'évolution de la production d'électricité est effectuée en évaluant et en discutant ses facteurs déterminants à l'aide d'un choix de scénarios accessibles au public. L'accent est mis sur les évolutions à horizon 2030, pour lesquels il existe des scénarios suffisamment détaillés, robustes et comparables pour les pays analysés.
- La deuxième partie de l'étude contient une présentation des exemptions et examine l'éventuelle distorsion de concurrence entre les industriels suisses et étrangers du fait de ces exemptions. Une comparaison qualitative des régimes s'appliquant aux électro-intensifs est établie à partir de l'analyse des composantes des prix de l'électricité au niveau européen, dans un échantillon de pays et en Suisse.

Evolution de la production d'électricité dans l'UE

Tendances à venir dans le secteur de l'électricité

L'évolution du mix électrique dans les autres pays européens est déterminée en particulier par les objectifs de la politique énergétique et climatique au niveau de l'UE et dans les différents États membres. Ces objectifs stimulent la transformation des systèmes énergétiques dans les différents États membres. Notamment (sélection):

- **Part accrue des énergies renouvelables** - On peut s'attendre à ce que le parc européen de centrales électriques soit fortement élargi aux énergies renouvelables (principalement éoliennes et photovoltaïques) au sein de l'UE et dans les pays voisins de la Suisse. Par rapport à la situation d'aujourd'hui, les capacités éoliennes, solaires et de biomasse augmenteront considérablement. Les capacités hydroélectriques, dont le potentiel est déjà fortement épuisé, n'augmenteront que légèrement.
- **Diminution de la production d'électricité conventionnelle** - Les capacités des centrales électriques conventionnelles à l'étranger diminuent modérément pour toutes les technologies. Cela affecte la production d'électricité à partir du charbon et du gaz naturel ainsi que de l'énergie nucléaire.
- **Expansion des capacités d'interconnexion** - Les capacités d'interconnexion entre la Suisse et l'étranger augmenteront. On peut

s'attendre à ce que les capacités d'importation doublent à horizon 2050 par rapport à l'année de référence 2015 et augmentent d'environ 50 % à 60 % d'ici à 2030. Une évolution similaire est attendue pour les capacités d'exportation. En conséquence, la connectivité du marché suisse de l'électricité augmentera considérablement.

- **Dans quelques pays voisins, l'introduction de marchés de capacité est prévue ou en cours de mise en œuvre:** l'adaptation du *design* des marchés de gros de l'électricité est en discussion dans divers États membres de l'UE (mais pas dans tous). Dans les pays voisins de la Suisse, les marchés de capacité jouent un rôle de complément au marché de l'énergie, notamment en France et en Italie:
 - **France:** En France, un marché de capacités décentralisé a été approuvé par la Commission Européenne et mis en œuvre en 2017. Les capacités étrangères des États voisins pourront explicitement également prendre part à ce marché à partir de 2019.
 - **Italie:** Actuellement, l'Italie est en train de mettre en place un marché centralisé de capacités sur lequel les capacités étrangères seront également éligibles à l'avenir. Les modalités détaillées de fonctionnement du marché sont toujours en consultation et n'ont pas encore été approuvées par la Commission européenne.

Tendances concernant les échanges d'électricité entre la Suisse et ses voisins

Généralement, on s'attend à ce que les tendances observées à l'étranger n'aient pas d'impact significatif sur les relations futures de la Suisse avec ses voisins avant 2030:

- Aujourd'hui, la balance commerciale suisse de l'électricité est relativement équilibrée en moyenne sur l'année. On s'attend à ce que les relations commerciales en matière d'électricité avec les pays étrangers restent stables jusqu'en 2030 et que la balance commerciale de l'électricité reste relativement équilibrée au cours de l'année. Cela s'explique par le fait que la production d'électricité en Suisse est dominée par l'hydroélectricité (la production est principalement tirée par la disponibilité de l'eau), et que le développement des énergies renouvelables à l'étranger compensera en grande partie la baisse éventuelle de la production d'électricité d'origine nucléaire.
- En cas d'une baisse plus prononcée par exemple de la production d'énergie nucléaire avant 2030, cela pourrait mener à une modification significative de la balance commerciale de l'électricité. Ces volumes d'énergie devraient être remplacés par des quantités supplémentaires d'énergies renouvelables, d'autres centrales de base telles que les centrales à gaz, de nouvelles centrales hydroélectriques et/ou des importations d'électricité. Toutefois, les scénarios actuels ne prévoient pas de baisse significative des capacités de production en Suisse.

Tendances concernant la sécurité d'approvisionnement

D'après notre opinion, les tendances énergétiques à l'étranger en Europe ne représentent pas une menace pour la sécurité d'approvisionnement en Suisse. Une intégration progressive du marché suisse avec l'étranger (par exemple moyennant un accord bilatéral sur l'électricité) pourrait même renforcer la sécurité d'approvisionnement. En même temps, cela signifierait également que les pays étrangers deviendraient plus importants pour la sécurité d'approvisionnement en Suisse, car une plus grande partie de la couverture de la pointe pourrait être assurée par des pays étrangers.

- **Développement des énergies renouvelables à l'étranger avec des effets ambivalents sur les centrales électriques nationales** – Le développement des énergies renouvelables dans les pays européens voisins a eu un effet compensatoire sur les exploitants suisses de centrales électriques et, partant, sur les réserves de capacité nationales:
 - D'une part, le chiffre d'affaires des marchés de gros de l'électricité diminue parce que les énergies renouvelables promues sur le marché réduisent les prix de gros de l'électricité.
 - D'autre part, on peut supposer que les fluctuations des prix de l'électricité augmenteront à moyen et long terme en raison de la production discontinue d'électricité à partir des "nouvelles" énergies renouvelables (éolien, solaire). Les exploitants de centrales hydroélectriques à accumulation en bénéficient.
- **La mise hors service de centrales électriques conventionnelles et l'introduction de mécanismes de capacité à l'étranger pour assurer la sécurité d'approvisionnement en Suisse sont ambivalents** – Généralement, les risques pour la sécurité d'alimentation en Suisse ne sont pas significatifs.
 - L'évolution de l'industrie de l'électricité dans les pays voisins de la Suisse ne laisse entrevoir aucune pénurie critique de capacité dans les différents pays d'Europe centrale à court ou moyen terme. En outre, il est peu probable que des situations de pénurie se produisent simultanément dans tous les pays voisins de la Suisse.
 - De plus, la Suisse dans son ensemble dispose d'une capacité de production intérieure suffisante pour assurer l'approvisionnement en électricité à partir de sources domestiques en cas de crise à l'étranger. Dans ce contexte, il est essentiel que, même à la fin de l'hiver, lorsque la pénurie est la plus probable en Suisse, il y ait suffisamment de réserves d'eau disponibles pour combler les heures ou les jours de pénurie.
- **Développement des interconnexions pour la sécurité d'approvisionnement en Suisse généralement positif** – Dans l'ensemble, le développement des capacités d'interconnexion pour la sécurité de l'approvisionnement en Suisse peut être considéré comme positif, car il facilite les échanges internationaux d'électricité. Cela signifie aussi, entre autres, qu'en cas de pénurie, il y a moins de restrictions pour une assistance mutuelle des pays.

- **L'amélioration de l'intégration du marché suisse dans l'UE et la conclusion d'un accord sur l'électricité tendent également à renforcer la sécurité de l'approvisionnement** – Le marché suisse de l'électricité est déjà relativement fortement intégré au marché européen de l'électricité. La Suisse échange de grandes quantités d'électricité avec d'autres pays et joue le rôle d'une plaque tournante dans le Réseau électrique d'Europe centrale.
En outre, une intégration plus forte de la Suisse dans le marché intérieur européen, par exemple moyennant un accord sur l'électricité, aurait un effet positif sur la sécurité d'approvisionnement de la Suisse, en améliorant l'accès au marché intérieur d'une part, et en assurant la sécurité juridique d'autre part.

Evolution des prix de gros de l'électricité en Suisse par rapport aux autres pays

Les prix de gros de l'électricité en Suisse continueront à se situer dans un corridor des prix pratiqués dans les pays voisins, mais les fluctuations des prix de l'électricité augmenteront à long terme.

- **Le prix de l'électricité en Suisse continuera à se situer dans un corridor des prix pratiqués dans les pays voisins** – La Suisse jouant le rôle de "plaque tournante" en Europe occidentale et centrale, les prix de gros de l'électricité pratiqués en Suisse se situent jusqu'à présent dans un corridor entre les prix de gros des pays voisins. Cette tendance se poursuivra à l'avenir. En outre, la position de la Suisse comme plaque tournante de l'électricité sera renforcée par le développement des capacités d'interconnexion.
- **La volatilité des prix de l'électricité augmentera** – Dans les pays voisins de la Suisse, la tendance est clairement à l'amplification des fluctuations des prix. Cela est dû en particulier aux fluctuations croissantes de la production d'électricité à partir des énergies renouvelables.

Traitement des industries électro-intensives

Les prix de l'électricité sont un facteur essentiel pour la compétitivité du secteur de l'industrie faisant face à une forte concurrence internationale ; en effet les acteurs ne peuvent répercuter dans leurs prix les hausses de coût d'électricité que dans une mesure limitée. Cela concerne en particulier l'industrie grande consommatrice d'énergie. Une part élevée de coûts énergétiques peut conduire à une réduction de la rentabilité et de la compétitivité des entreprises, même en cas de faibles augmentations des coûts énergétiques par rapport aux pays étrangers.

Afin de réduire les pressions qui pèsent sur les industries grande consommatrice d'énergie et de maintenir leur compétitivité à l'international, il est possible d'appliquer des dérogations aux différentes composantes des prix de l'électricité: prix d'achat de l'électricité, redevances d'utilisation du réseau et composantes induites par l'État (frais, redevances et impôts).

Aides d'État et exemptions au niveau de l'UE

L'UE a élaboré un cadre pour de telles clauses spéciales et dérogations en faveur des industries à forte intensité énergétique, que les États membres ont la possibilité de mettre en place, et surveille les éventuelles restrictions à la concurrence dans le marché intérieur de l'UE au moyen de règles sur les aides d'État. Dans ce contexte, la Commission européenne "surveille" les éventuelles distorsions de concurrence résultant de réglementations spéciales ou exceptionnelles dans les différents États membres de l'UE.

En principe, le traité sur le fonctionnement de l'Union européenne prévoit une interdiction des aides d'État (article 107, paragraphe 1, du traité FUE), étant donné que les aides d'État accordées par certaines entreprises ou industries nationales peuvent entraîner des distorsions de concurrence dans le marché unique européen et affecter ainsi les échanges internationaux. Toutefois, les règles de l'UE relatives aux aides d'État autorisent certaines exceptions à l'interdiction (article 107, paragraphes 2 et 3). C'est le cas notamment des aides qui sont considérées comme compatibles avec le marché intérieur parce qu'elles favorisent la croissance et les objectifs politiques sans entraîner de distorsions significatives de la concurrence.

Afin d'éviter des distorsions de concurrence, les États membres de l'UE doivent en principe informer la Commission européenne en tant qu'autorité de régulation de la concurrence avant d'accorder des avantages ou des exemptions. La Commission européenne n'autorise les aides d'État que si elles sont d'intérêt public et servent donc les intérêts de la société ou de l'économie dans son ensemble.

Dérogations au niveau national

Notre étude examine les exemptions pour l'industrie électro-intensive dans certains pays. Dans ce contexte, nous examinons les différentes composantes du prix de l'électricité et les exemptions possibles dans les pays voisins de la Suisse - Allemagne, Autriche, France et Italie - ainsi qu'aux Pays-Bas et au Royaume-Uni.

En résumé, sur la base des données disponibles, il n'y a pas de distorsion systématique de la concurrence en Suisse par rapport aux pays européens étudiés dans l'étude en ce qui concerne les différentes dérogations accordées à l'industrie électro-intensive. Les réglementations en Suisse sont largement conformes à celles de pays tels que l'Autriche ou les Pays-Bas, qui sont plus susceptibles d'être comparables à la Suisse en termes de structure des composantes de prix de l'électricité que l'Allemagne, l'Italie, la France ou le Royaume-Uni. Des dérogations plus étendues qu'en Suisse existent notamment en Allemagne, en Italie et en France, qui sont généralement parmi les pays de l'UE où les prélèvements et taxes induits par l'État sont les plus élevés pour les consommateurs finals.

Un examen des différentes composantes du prix de l'électricité ne révèle également aucune distorsion directement pertinente:

- **Prélèvements/taxes:** Les prélèvements/taxes sur la consommation d'électricité sont relativement faibles en Suisse. En outre, il y a déjà un

règlement dans la règle d'exemption de la taxe sur l'électricité verte pour les clients gros consommateurs d'électricité.

- **Tarifs d'utilisation du réseau:** Des tarifs de réseau qui tiennent compte de l'utilisation atypique du réseau, c'est-à-dire une utilisation dans laquelle le réseau est libéré de la charge du côté de la consommation par les gros consommateurs aux heures de pointe, ainsi que des tarifs de réseau pour des groupes de consommateurs spécifiques sont déjà possibles en Suisse, dans la mesure où ils sont justifiés en termes de coûts. Certains règlements dans d'autres pays, qui ne se justifient pas en termes de coûts, sont partiellement soumis à des procédures de contrôle.
- **Prix d'achat de l'électricité:** L'option des coûts indirects pour les certificats de CO2 inclus dans le prix de l'électricité est utilisée par quelques États membres de l'UE (y compris l'Allemagne, les Pays-Bas, la Belgique, de manière similaire au Royaume-Uni (en incluant un prix national minimum pour le carbone)). Il faut toutefois garder à l'esprit que la Suisse ne fait pas partie de l'UE ETS et que la production d'électricité à partir de centrales électriques émettant du CO2 est actuellement d'une importance mineure en Suisse.

En outre, les dérogations varient considérablement d'un pays à l'autre et ne sont pas directement comparables:

- **Définition de l'électro-intensivité** – Les définitions nationales d'une entreprise électro-intensive varient considérablement. Par exemple, ils peuvent être définis selon la consommation d'électricité, la proportion des coûts de l'électricité par rapport à la valeur ajoutée brute, l'intensité des échanges commerciaux, les processus prédéfinis, en particulier des processus à forte intensité énergétique, etc.
- **Niveau initial et montant des bénéfices** – Les bénéfices accordés varient également de manière considérable en ce qui concerne le niveau initial et le montant des avantages. Ainsi, le niveau initial de la taxe EEG en Allemagne et le niveau des exemptions de la taxe EEG pour les entreprises électro-intensive constituent un levier relativement important (la taxe EEG en Allemagne, par exemple, est dix fois le montant de la taxe SDE+ aux Pays-Bas).
- **Points de référence pour les avantages** – Les réductions peuvent s'appliquer à différentes composantes. Par exemple, des tarifs réduits d'utilisation du réseau peuvent être accordés pour le tarif à l'énergie (en France) ou le tarif à la capacité (aux Pays-Bas). Dans certains pays, les entreprises efficaces énergétiquement sont récompensées au moyen de prélèvements ou d'impôts réduits.

Étant donné qu'il n'est pas possible de déduire directement des informations disponibles sur les dérogations existantes pour les entreprises à forte intensité d'électricité des effets de distorsion directs et systématiques sur la concurrence, une comparaison quantitative plus détaillée des prix de l'électricité ou de leurs composantes serait nécessaire pour une analyse plus détaillée. En raison de la complexité des différentes exceptions, une telle comparaison devrait être effectuée à partir de données spécifiques de l'entreprise (prix de l'électricité et du réseau, modèles et caractéristiques de consommation, etc.). Toutefois, il n'existe

STROMWIRTSCHAFTLICHE ENTWICKLUNGEN IN DER EU UNTER BESONDERER BERÜCKSICHTIGUNG DER BEHANDLUNG STROMINTENSIVER UNTERNEHMEN

pas de données publiques disponibles sur ce sujet, du moins en ce qui concerne l'industrie électro-intensive. Étant donné que le nombre d'entreprises électro-intensives est limité (en Suisse, selon les définitions actuelles, il ne s'agit probablement que d'un petit nombre d'entreprises), les données en question sont traitées de manière strictement confidentielle pour des raisons de concurrence et ne sont pas incluses dans les statistiques actuelles (comme celles d'Eurostat). Cela exclut l'exécution de comparaisons fiables des prix de l'électricité dans ce secteur.

1 EINLEITUNG

In diesem Kapitel skizzieren wir den Hintergrund, Projektauftrag sowie die Struktur der Studie. Wir gehen hierbei einleitend auf folgende Punkte ein:

- Hintergrund (Abschnitt 1.1);
- Projektauftrag und Zielsetzung (Abschnitt 1.2); gefolgt vom
- Aufbau der Studie (Abschnitt 1.3).

1.1 Hintergrund der Studie

Die Schweiz ist heute eng in den europäischen Strommarkt eingebunden. So exportiert die Schweiz in den Sommermonaten erhebliche Mengen an Strom in das europäische Ausland, und nimmt im Winter eine etwa gleich große Menge von Strom aus dem Ausland auf. Hinzu kommen große Mengen an kurzfristigen Stromaustauschen in allen Richtungen. Somit ist der regelmässige Stromhandel mit den EU-Ländern von zentraler Bedeutung für den Strommarkt in der Schweiz. Zukünftige Veränderungen im EU-Strommix, wie bspw. durch einen weiteren Anstieg von Erneuerbaren Energien (EE), können damit die Strompreise und die Versorgungssicherheit in der Schweiz erheblich beeinflussen.

Weiterhin wird die Wettbewerbsfähigkeit, insbesondere der stromintensiven Industrie, u.a. von den Strompreisen beeinflusst. Hierbei sind insbesondere die Preisunterschiede der Strompreise in der Schweiz zu denen im Ausland, insbesondere der EU, von Bedeutung. In einigen EU-Ländern bestehen derzeit (umfassende) Sonder- und Ausnahmeregelungen für verschiedene Preiskomponenten für stromintensive Industrien. Veränderungen in den Strompreisen (bspw. durch EE-Förderung) können zusammen mit den Sonderreglementierungen zu veränderten Wettbewerbssituationen führen.

Das Bundesamt für Energie (BFE) soll in diesem Zusammenhang einen Bericht über die Auswirkungen der Energiepolitik der EU-Staaten auf den Stromhandel, die Versorgungssicherheit im Elektrizitätsbereich und die Wettbewerbsfähigkeit der Strompreise der stromintensiven Industrien in der Schweiz erarbeiten. Hierbei sollen u.a. die wichtigsten Entwicklungen in der Stromproduktion der EU-Mitgliedsstaaten unter Berücksichtigung der Sonderreglementierungen dieser Staaten für stromintensive Unternehmen dargestellt und analysiert werden. Ferner geht es um die Auswirkungen dieser Entwicklungen auf die Schweiz, vor allem auf den Stromhandel (Import- und Exportmenge von Kilowattstunden) und die Strompreise, insbesondere im Vergleich zum europäischen Ausland.¹

1.2 Projektauftrag und Zielsetzung

Vor diesem Hintergrund wurde Frontier Economics mit einer Studie beauftragt, die fundierte Informationen zur weiteren Entwicklung der Stromproduktion und

¹ Siehe Postulat „Auswirkungen der Energiepolitik der EU-Staaten auf die Versorgungssicherheit mit Elektrizität und die Wettbewerbsfähigkeit der Schweiz“, <https://www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaefft?AffairId=20114088>

zur Behandlung der stromintensiven Industrien in der EU und ausgewählten Mitgliedstaaten liefern soll.

Die Studie ist dem Auftrag entsprechend in zwei Themenblöcke untergliedert:

- Teil 1: Einschätzung zur Entwicklung der Stromproduktion in der EU
- Teil 2: Behandlung stromintensiver Industrien

Einschätzungen zur Entwicklung der Stromproduktion in der EU

Der regelmässige Stromhandel der Schweiz mit der EU ist für die Strompreise und Versorgungssicherheit in der Schweiz von zentraler Bedeutung. Aufgrund der engen Verknüpfung der Schweiz mit dem europäischen Strommarkt haben stromwirtschaftliche und energiepolitische Entwicklungen im Ausland, v.a. in den Nachbarländern, auch für die Stromwirtschaft der Schweiz Auswirkungen. So ist z.B. die Schweizer Wasserkraft durch den Ausbau der erneuerbaren Energien im Energiemix der Nachbarstaaten unmittelbar betroffen.

Im Vordergrund des ersten Teils der Studie steht somit die Frage der Auswirkungen der stromwirtschaftlichen Entwicklungen im europäischen Ausland auf die Strompreise, den Stromhandel sowie die Versorgungssicherheit in der Schweiz. Wesentliche Fragen sind hier z.B.

- Erneuerbare Energien: Wirkt sich der (massive) Zubau an Erneuerbaren Energien im europäischen Ausland negativ auf die Versorgungssicherheit in der Schweiz aus?
- Schweizer Wasserkraft: Liegt im Ausbau der EE-Ausland im Gegenzug eine Chance für die Schweizer Wasserkraft?
- Stromhandel: Wird sich die Stromhandelsbilanz der Schweiz mit dem Ausland verändern?
- Strompreise: Werden sich Struktur der Strompreise (Strompreisvolatilität) sowie die Preisdifferenzen zum europäischen Ausland verändern?

Behandlung der stromintensiven Industrien

Zweitens stellen wir mögliche Sonderreglementierungen der stromintensiven Industrien in Bezug auf die Strompreise näher dar und analysieren diese. Dabei geht es um die grundlegende Regelungen in der EU (auch im Kontext der EU-Beihilferegulungen) und um die spezielle Förderung in den Nachbarstaaten der Schweiz (Deutschland, Frankreich, Italien und Österreich). Zudem betrachten wir Großbritannien und die Niederlande. Abschließend erfolgt eine ökonomische Bewertung der Politik in der EU unter Berücksichtigung von Wettbewerbsaspekten in Bezug auf die bisherigen Schweizer Regelungen.

Wir analysieren die folgenden konkretisierten Fragestellungen:

- Inwieweit sind Sonderregelungen für die stromintensiven Branchen im Ausland weitergehend respektive weniger weitgehend als in der Schweiz? Was sind die wichtigen Stellschrauben dieser Regelungen, und wer wird konkret begünstigt?
- Inwieweit belasten diese Sonderregelungen andere Endverbraucher?

- Gibt es aus diesen Regelungen relevante internationale Wettbewerbsverzerrungen?

1.3 Struktur der Studie

Die Studie ist folgendermaßen aufgebaut:

- Kapitel 2 behandelt das Thema „Entwicklung der Stromproduktion in der EU“. In diesem Kapitel wird zunächst die Ausgangssituation in der Schweiz und im Ausland beschrieben (Abschnitt 2.1). Im Abschnitt 2.2 folgt eine Beschreibung und Einordnung der zukünftigen stromwirtschaftlichen Trends in der EU-28 und den Nachbarländern der Schweiz. Diese erfolgt anhand einer Auswertung und Diskussion relevanter Treiber mithilfe ausgewählter öffentlich verfügbarer Szenarien. Schwerpunkt sind die Trends bis zum Jahr 2030. Hierauf aufbauend nehmen wir eine Einschätzung der Rückwirkung der prognostizierten stromwirtschaftlichen Entwicklungen in der EU auf Stromhandel, Versorgungssicherheit und Strompreise in der Schweiz vor (s. Abschnitt 2.3).
- In Kapitel 2 werden Ausnahmeregelungen für stromintensive Industrien analysiert. Zunächst werden in Abschnitt 3.1 Ausnahmeregelungen für stromintensive Unternehmen in der EU (auf EU-Ebene und für ausgewählte Länder) vorgestellt. In Abschnitt 3.2 erfassen wir Ausnahmeregelungen für stromintensive Unternehmen in der Schweiz, gefolgt von einem Fazit in Abschnitt 3.3.

2 ENTWICKLUNG DER STROMPRODUKTION IN DER EU

Im Vordergrund steht in diesem Kapitel die Frage der Auswirkungen der Energiepolitik der EU-Mitgliedstaaten auf

- den Stromhandel mit der Schweiz,
- die Versorgungssicherheit in der Schweiz², sowie
- die Relation der Schweizer Strompreise zum EU-Ausland.

Hierbei wird insbesondere die Entwicklung des Strommixes in der EU-28 sowie in benachbarten Ländern der Schweiz (Deutschland, Frankreich, Italien und Österreich) bis 2030 analysiert und die Auswirkungen dieser Entwicklungen auf die Schweiz (qualitativ) bewertet.

Wir gehen wie folgt vor:

- Beschreibung der Ausgangssituation im Strommarkt in der EU und der Schweiz (s. Abschnitt 2.1);
- Beschreibung relevanter stromwirtschaftlicher Trends in der EU und den Nachbarländern der Schweiz anhand einer Auswertung und Diskussion von Szenarien für die zukünftige Entwicklung kritischer Treiber mit Fokus auf das Jahr 2030 (s. Abschnitt 2.2);
- Einschätzung der Trends im Ausland im Hinblick auf Stromhandel, Versorgungssicherheit und Strompreise (Großhandel) in der Schweiz (s. Abschnitt 2.3).

2.1 Ausgangssituation in der EU und der Schweiz

Strommix und Nachfrage

Der europäische Strommarkt befindet sich zurzeit in einem fundamentalen Umbruch. Auf Basis von EU sowie nationalen Energie- und Klimazielen findet eine Transformation weg von konventionellen fossilen Technologien hin zu CO₂ neutralen Energiequellen statt. Allerdings wird heute der EU Strommix (noch) mehrheitlich von konventionellen Kraftwerken dominiert. Dies gilt insbesondere auch für das Gros der Schweizer Nachbarstaaten:

- **Frankreich:** Der Stromsektor in Frankreich wird traditionell von der Kernenergie dominiert. Des Weiteren sind signifikante Wasserkraftkapazitäten vorhanden. Andere Technologien wie Gaskraftwerke, und fluktuierende Erneuerbare Energien spielen aktuell nur eine untergeordnete Rolle.
- **Deutschland:** Der Kraftwerkspark besteht aus einem breiten Spektrum von Kern-, Gas-, und Kohlekapazitäten, wobei hier insbesondere die Kohlekapazitäten herausstechen. Ein kompletter Kernenergieausstieg bis

² Grundlage ist die Auswertung und Analyse von verfügbaren Strommarktszenarien, wobei öffentliche Quellen genutzt werden. Eigenständige Strommarktsimulationen sind im Rahmen des Projekts nicht geplant.

STROMWIRTSCHAFTLICHE ENTWICKLUNGEN IN DER EU UNTER BESONDERER BERÜCKSICHTIGUNG DER BEHANDLUNG STROMINTENSIVER UNTERNEHMEN

2022 ist beschlossen. Zudem sind bereits heute große Mengen an Wind- und PV-Kapazitäten installiert.

- **Italien:** Gaskraftwerke sind die dominierende konventionelle (und preissetzende) Technologie. Erneuerbare Energien stellen einen wesentlichen Teil des Kraftwerksparks dar, insbesondere Wasserkraft und PV-Anlagen.
- **Österreich:** Österreich ist das einzige Nachbarland, welches nicht von fossilen oder nuklearen Kapazitäten dominiert wird, sondern ähnlich wie die Schweiz ein Großteil des elektrischen Stroms über Wasserkraft generiert.

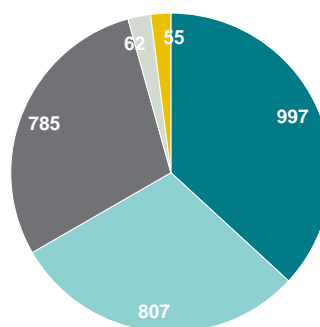
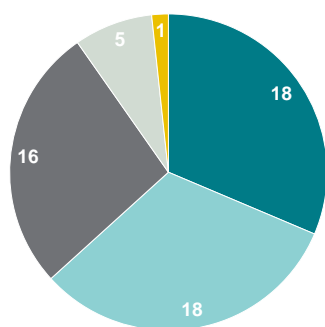
Der Schweizer Strommix wird primär aus Wasserkraftanlagen bereitgestellt, welche durch einen signifikanten Kernenergiekraftwerkspark komplementiert werden. Die Stromerzeugung der Schweiz ist mit 66 TWh in 2015 ggü. 1.579 TWh in den Nachbarstaaten bzw. 3.251 TWh in der gesamten EU in 2015 eher niedrig.

Bei der Stromnachfrage verhalten sich die Relationen zwischen der Schweiz, ihren Nachbarstaaten und der EU in gleicher Weise wie bei der Stromerzeugung. Des Weiteren liegt der Anteil der Sektoren Haushalte, Industrie und Dienstleistungen an der Stromnachfrage in der Schweiz ähnlich wie in der EU jeweils bei ca. einem Drittel (siehe Abbildung 1).

Abbildung 1 Stromnachfrage Schweiz und EU28

Stromnachfrage Schweiz 2014: 57 TWh

Stromnachfrage EU 28 2014: 2.706 TWh



■ Industrie ■ Haushalte ■ Dienstleistungen ■ Transport ■ Andere

Quelle: BFE, Eurostat

Interkonnektoren und Stromflüsse der Schweiz mit den Nachbarländern

Aufgrund der hohen physischen Verbindung des Schweizer Strommarktes mit den Nachbarländern und der zentralen Lage in Europa, nimmt die Schweiz eine wichtige Position als Stromhub bzw. Strom-Transitland im europäischen Stromnetz ein. Dies zeigt sich auch in den aktuellen Stromhandelszahlen: Im Jahr 2015 importierte die Schweiz 33,5 TWh und exportierte 33,8 TWh Strom. Ein Großteil dieser Stromflüsse, insgesamt 27,8 TWh, wurde dabei lediglich als Transitstrom weitergeleitet³. Der Stromfluss geht hierbei strukturell von den nördlichen Nachbarländern (AT, DE, FR) nach Italien.

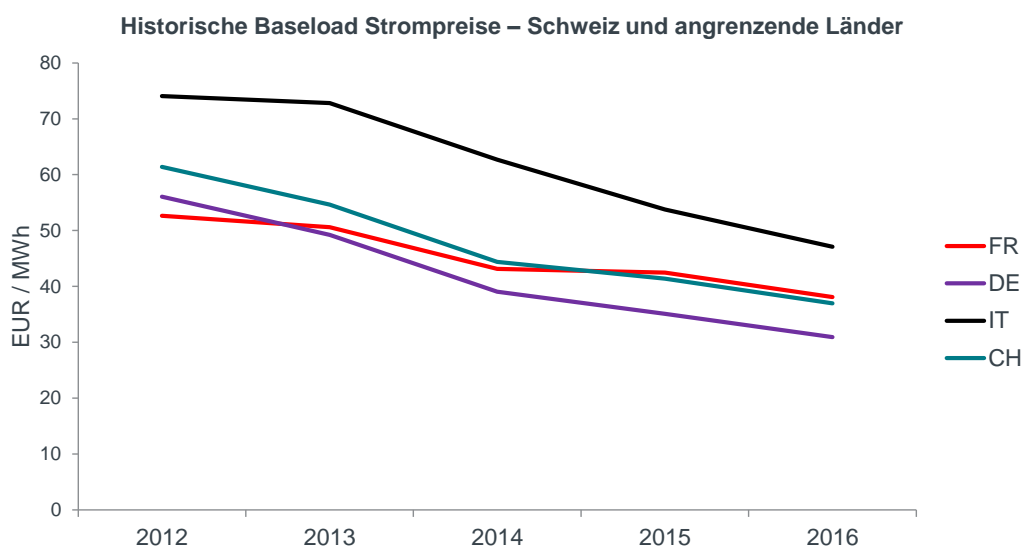
³ SwissGrid: Energieübersicht Schweiz 2016

Die Stromhandelsbilanz der Schweiz ist in Summe über das Jahr strukturell ausgeglichen. Im Jahresverlauf zeigt sich dagegen aufgrund des hohen Wasserkraftanteils ein saisonaler Trend: In den Sommermonaten, bei hoher Wasserverfügbarkeit, ist die Schweiz strukturell Nettoexporteur, während sie in den Wintermonaten aufgrund der niedrigen Wasserverfügbarkeit Nettoimporteur ist.

Relation der Großhandelspreise

Die Position der Schweiz als Stromtransitland zeigt sich auch in den Großhandelspreisen. Aktuell und historisch betrachtet befindet sich der durchschnittliche Schweizer Großhandelsstrompreis innerhalb des Preisbandes der anliegenden Strommärkte (siehe Abbildung 2): Traditionell bildet der italienische Großhandelspreis den oberen Rand des Preisbandes, während der deutsch-österreichische Strompreis die Untergrenze dieses Preisbandes determiniert. Grund sind die unterschiedlichen Strukturen in den Kraftwerksparks (siehe oben): Während Italien von Stromerzeugung aus Gas dominiert ist, deren (variable) Kosten der Herstellung von Strom (heute) vergleichsweise hoch sind, kommen in Frankreich, Deutschland und Österreich die im Vergleich günstigeren Technologien Kernkraft, Kohle und Laufwasser zum Zuge (geringere variable Kosten der Stromerzeugung).

Abbildung 2 Großhandelsstrompreise - Preisband der Schweiz und Nachbarstaaten



Quelle: Bloomberg, Frontier

Position der Schweiz im EU-Strommarkt

Der Schweizer Strommarkt ist bereits heute durch die hohen Interkonnektorkapazitäten relativ gut in den europäischen Strommarkt eingebunden. Stromhandel über die Ländergrenzen hinweg ist möglich und wird stark genutzt (siehe oben). Der Zugang zu den europäischen Strommärkten ist handelsrechtlich nicht beschränkt. Entsprechend erfüllt die Schweiz die Rolle eines Strom-Hubs bzw. einer Stromhandelsdrehscheibe in der Mitte Europas.

Dies wird auch dadurch unterstützt, dass Swissgrid Teil des Versorgungssicherheitssystems der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ist.

Allerdings ist die Einbindung der Schweiz in den europäischen Strommarkt (heute noch) nicht auf dem gleichen Niveau wie dies für die EU-Mitgliedstaaten gilt. Dies betrifft beispielsweise die folgenden Aspekte:

- **Keine Teilnahme an der „Marktkopplung“:** Trend innerhalb der EU ist, die kurzfristigen Strommärkte (am Vortag oder innerhalb eines Tages vor Lieferzeitpunkt) verstärkt miteinander zu koppeln. Der Schweizer Strommarkt ist allerdings aktuell nicht Teil dieses europäischen „(day ahead) market couplings“.
- **Langfristverträge für die Nutzung von Stromübertragungskapazitäten:** Schweizer Stromunternehmen verfügen über langfristige Verträge mit den Netzbetreibern zur Nutzung der Stromleitungskuppelkapazitäten nach Frankreich. Diese Verträge schränken die kurzfristige Vergabe der Leitungskapazitäten an andere Marktteilnehmer ein und sind nicht kompatibel mit geltendem EU-Recht.

Die Regelungen würden durch ein Strommarktabkommen, welches zurzeit die Schweiz mit der EU verhandelt, voraussichtlich angepasst. Hierdurch würden der Zugang der Schweiz zum europäischen Strommarkt sowie der Zugang ausländischer Unternehmen zum Schweizer Markt weiter verbessert.

2.2 Zukünftige stromwirtschaftliche Trends im europäischen Ausland

Im Folgenden beschreiben wir, ausgehend von der heutigen Situation, die wesentlichen, für die Schweiz potenziell relevanten Trends in der europäischen Stromwirtschaft bzw. den Nachbarländern der Schweiz. Fokus unseres Betrachtungshorizonts ist hierbei der Zeitraum bis zum Jahr 2030.

Nach einer kurzen Beschreibung unserer Methodik gehen wir sukzessive auf die einzelnen Trends ein, hierbei u.a. auf die weitere Entwicklung der Stromerzeugung in der EU und im benachbarten Ausland ein.

2.2.1 Methodik

Auswertung ausgewählter Studien bzw. Szenarien

Die zukünftigen Trends in der Stromwirtschaft bzw. Stromproduktion in der Schweiz, den Schweizer Nachbarländern sowie der EU28 erläutern wir anhand ausgewählter öffentlich zugänglicher Szenarien und Studien. Hierzu zählen das EU Referenzszenario 2016 der Europäischen Kommission, die 2030 Visionen des Ten Year Network Development Plans (TYNDP) der ENTSO-E sowie einige nationale Studien, die für die Nachbarländer der Schweiz veröffentlicht wurden. Aus diesen Betrachtungen werden relevante Entwicklungen für den europäischen Stromsektor bis 2030 abgeleitet und deren Auswirkung auf den Stromhandel, die Versorgungssicherheit und die Stromgroßhandelspreise analysiert.

Die verwendeten Studien lassen sich wie folgt einordnen:

- **EU Referenzszenario 2016⁴**: Das EU Referenzszenario 2016 ist das Leitszenario der Europäischen Kommission für den EU Energiesektor bis 2050. Basis für die abgebildeten Entwicklungen sind die Europäischen Energie- und Klimaziele bis 2050 sowie alle bis Ende 2014 umgesetzten relevanten Politikmaßnahmen auf europäischer wie auf nationaler Ebene. Bei dem Szenario handelt es sich demnach um ein „business-as-usual“ Szenario, welches als Benchmark für (zukünftige) energiepolitische Entscheidungen gedacht ist. Allerdings enthält das EU-Referenzszenario keine Angaben für die Schweiz und keine detaillierten Angaben zu internationalen Stromaustauschen, so dass wesentliche Daten für unsere Analyse aus diesem Szenario nicht entnommen werden können. Aus diesem Grund dient uns diese Quelle in erster Linie für Plausibilitätsprüfungen.
- **Szenarien des Ten-Year-Development-Plan (TYNDP)⁵**: Die 2030 Visionen des TYNDP werden von der ENTSO-E mit dem Ziel erstellt, eine Entscheidungsgrundlage bzw. einen Szenario-Rahmen für den zukünftigen europäischen Übertragungsnetzausbau zu schaffen. Dafür werden ein mittelfristiges Strommarktszenario für 2020 sowie vier verschiedene „Strommarkt-Visionen“ für das Stichjahr 2030 erstellt. Die hierzu veröffentlichten Daten zeichnen sich durch eine umfassende Abdeckung (sowohl bezüglich der Länder als auch der Parameter) sowie eine relativ hohe Detailtiefe aus. Die durchgeführte Analyse zu zukünftigen stromwirtschaftlichen Trends in den Nachbarländern der Schweiz baut daher primär (aber nicht ausschließlich) auf den Visionen des TYNDP 2016 auf. Entsprechend richten für uns auch bei der Auswahl des Stichjahrs (2030) nach dem TYNDP. Für weiter entfernt liegende Jahre liegen keine entsprechenden Daten mit der erforderlichen Detailtiefe aus öffentlich zugänglichen Quellen vor.

Die vier Visionen des TYNDP sind primär über zwei Dimensionen definiert:

- dem Grad der europäischen Strommarktintegration; sowie
- dem erwarteten Ausbau der erneuerbaren Energien.

Die Visionen stellen jeweils Eck- bzw. „Extrem“-punkte auf diesen Achsen dar. Sie bilden damit vier verschiedene Szenarios ab, welche sich jeweils signifikant in den Hauptdimensionen unterscheiden und somit unterschiedliche Entwicklungen bzw. zukünftige Handlungsfelder nach sich ziehen. Zudem sind sie so konzipiert, dass die erwartete tatsächliche Entwicklung innerhalb des von den vier Visionen aufgespannten Szenario-Raums hineinläuft.

Neben den Hauptdimensionen unterscheiden sich die Visionen zusätzlich in weiteren Annahmen. Hierzu zählen unter anderem Annahmen bezüglich der Brennstoffpreise sowie der Preise für CO₂-Zertifikate im europäischen Handelssystem ETS, die die relative Wirtschaftlichkeit der Stromerzeugung aus Erdgas und Kohlen beeinflussen. Daneben variieren die Annahmen

⁴ <http://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/energy-modelling>

⁵ <http://tyndp.entsoe.eu/reference/#downloads>

STROMWIRTSCHAFTLICHE ENTWICKLUNGEN IN DER EU UNTER BESONDERER BERÜCKSICHTIGUNG DER BEHANDLUNG STROMINTENSIVER UNTERNEHMEN

bezüglich der zukünftigen Stromnachfragen etc. Die wichtigsten Aspekte sind in Abbildung 3 zusammengefasst.

Abbildung 3 Annahmen des TYNDP 2016 Visionen

	Vision 1	Vision 2	Vision 3	Vision 4
EE-Ausbau	Niedrig/ Hinter Plan	Niedrig	Hoch	Hoch/ Im Plan
EU-Strommarkt Integration	Niedrig	Hoch	Niedrig	Hoch
Stromnachfrage	Leichter Anstieg	Rückgang	Stagnation	Anstieg
CO2 Preis	Niedrig (17€/t)	Niedrig (17€/t)	Hoch (71€/t)	Hoch (76€/t)
Gas/Kohle	Kohle vor Gas	Kohle vor Gas	Gas vor Kohle	Gas vor Kohle
DSM und elek. Anwendungen	Niedrig	Mittelmäßig	Mittelmäßig	Hoch

Quelle: TYNDP 2016, Frontier

Illustration der Trends anhand der Visionen des TYNDP

Um die Entwicklungstrends der Stromerzeugung, des Kraftwerksparks, der Stromnachfrage sowie der Stromflüsse zu illustrieren, werden im Rahmen dieses Berichts ausgewählte Szenarien aus den analysierten Studien genutzt.

Hierbei bieten sich insbesondere die Ergebnisse der Visionen des TYNDP 2016 an, da diese detaillierte und umfangreiche Zahlenangaben für das Jahr 2030 beinhalten. Im Vergleich zum EU Referenzszenario können hier neben der Stromerzeugung und -nachfrage auch Ergebnisse zu Stromaustauschen und auf Basis der verschiedenen Visionen unterschiedliche Grund-Annahmen analysiert werden. Zudem lassen sich direkte Rückschlüsse auf die Auswirkungen und Entwicklungen in der Schweiz ziehen, da diese im Gegensatz zum EU Referenzszenario im TYNDP mit inbegriffen ist.

Die Visionen 2 und 3 des TYNDP zeigen jeweils eine moderate Abweichung der Annahmen bezüglich des Ausbaus der Erneuerbaren Energien von den Zielen der EU (Vision 2 etwas geringerer EE-Ausbau, Vision 3 etwas höher). Sie eignen sich daher besonders, die identifizierten Trends bzgl. steigender EE-Kapazitäten und zurückgehender konventioneller Kapazitäten beispielhaft zu veranschaulichen.

Neben dem angenommenen EE-Ausbau unterscheiden sich die beiden Visionen zudem insbesondere hinsichtlich der Annahme bzgl. des zukünftigen CO₂-Zertifikatepreises. Dieser liegt in der Vision 3 für das Jahr 2030 mit 71 €/t wesentlich über der Annahme in der Vision 2 mit 17 €/t und dem aktuellen Preis von ca. 6 €/t. Da Vision 2 deutlich näher am heute zu beobachtenden CO₂-Zertifikatepreis liegt als Vision 3, ziehen wir vorwiegend Vision 2 als Referenz heran. Vision 3 geht von einem deutlich höheren CO₂-Zertifikatepreis aus. Sie wird als ergänzende Sensitivität dargestellt, welche näher an der zu erwartenden Entwicklung wäre, wenn sich das Preisverhältnis zwischen Kohle und Gas zukünftig umkehren sollte.

- **Nationale Szenarien:** Bei den betrachteten nationalen Szenarien liegt der Fokus auf die direkten Nachbarstaaten der Schweiz. Für Frankreich wurden die „Ademe“ Energy Transition Scenarios⁶ für 2030 und 2050 ausgewertet, welche die energiepolitischen Ziele Frankreichs skizzieren. Für den deutschen Strommarkt werden die vorläufigen Ergebnisse der

⁶ Ademe – Energy Transition Scenarios: <http://www.ademe.fr/en/ademe-energy-transition-scenarios-20302050>

Langfristszenarien des BMWi (Consentec, Fraunhofer ISI, ifeu⁷) herangezogen. Zudem gehen die Konsultationsergebnisse für die italienische Energiestrategie (Strategia Energetica Nazionale⁸) in die Analyse zukünftiger Strommarktentwicklungen ein. Für Österreich lagen keine relevanten Szenarios oder Studien vor.

Erfasste Kernparameter für die stromwirtschaftlichen Entwicklungen im Ausland

Die stromwirtschaftlichen Trends im europäischen Ausland werden insbesondere durch die übergeordneten Ziele der Energie- und Klimapolitik auf Ebene der EU und in den einzelnen EU-Mitgliedstaaten determiniert. Diese treiben die Transformation der Energiesysteme in den einzelnen Mitgliedstaaten voran. Im Folgenden skizzieren wir deshalb zunächst kurz die grundsätzlichen Ziele der Energie- und Klimapolitik auf Ebene der EU.

Die zukünftigen Stromhandelsbeziehungen, die Versorgungssicherheit sowie die Strompreise in der Schweiz werden weiterhin durch die zentrale Lage des Landes in Europa und die starke Konnektivität im europäischen Stromnetz beeinflusst. Damit haben die stromwirtschaftlichen Entwicklungen im Ausland eine hohe Relevanz für den Schweizer Strommarkt. Relevante Entwicklungen betreffen insbesondere:

- **Stromerzeugung und Kraftwerksparks im Ausland** (sowohl Größe als auch Zusammensetzung),
- die **Stromnachfrage im Ausland**;
- die **Grenzkuppelkapazitäten** (Interkonnektoren) innerhalb Europas und insbesondere zur Schweiz, sowie
- das zukünftige **Marktdesign** bzw. die Marktorganisation, einschließlich der marktlichen Einbindung der Schweiz in den europäischen Strommarkt.

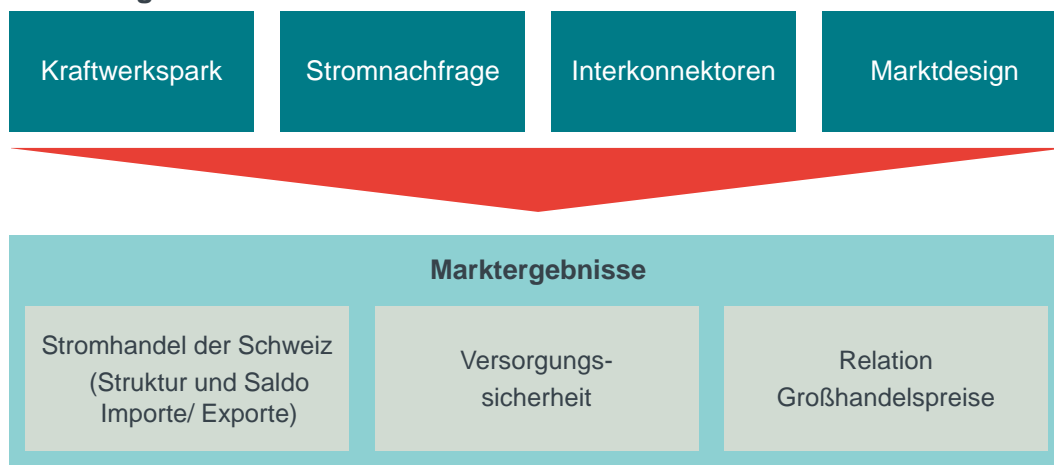
Im Folgenden gehen wir auf die wesentlichen Trends bezüglich dieser Parameter ein. Wir beschreiben mögliche Referenzentwicklungen sowie Treiber, die zu alternativen zukünftigen Entwicklungen führen können. Hierauf aufbauend leiten wir in Abschnitt 2.3 die Trends bezüglich der zukünftigen Stromhandelsbeziehungen, der Versorgungssicherheit sowie der Stromgroßhandelspreise in der Schweiz ab (vgl. Abbildung 4).

Geografisch fokussieren wir auf die EU-28 und ergänzend auf die Nachbarländer der Schweiz, also Deutschland, Italien, Frankreich und Österreich, da diese die höchste unmittelbare Relevanz für die Versorgungssicherheit und die Strompreise in der Schweiz besitzen. Die erfassten Entwicklungen erstrecken sich auf einen Zeitraum bis zum Jahr 2030.

⁷ BMWi – Langfrist- und Klimaszenarien: <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/langfrist-und-klimaszenarien.html> (Anm.: Zum Zeitpunkt der Erstellung des Berichts standen lediglich zusammengefasste vorläufige Ergebnisse des Basisszenarios zur Verfügung.)

⁸ SEN 2017 – Consultazione: http://dgsaie.mise.gov.it/sen/Strategia_Energetica_Nazionale_2017_-_documento_di_consultazione.pdf

Abbildung 4 Übersicht zu den Trends



Quelle: Frontier

2.2.2 Energie- und Klimapolitik als zentrale Treiber der Transformation der Energiesysteme in der EU

Die Energie- und Klimapolitik der Europäischen Union wird durch drei übergeordnete Zielvorgaben bestimmt:

- die Sicherung und Erhaltung der Versorgungssicherheit,
- wettbewerbliche und faire Energiemärkte; sowie
- eine nachhaltige Energieversorgung.

Insbesondere die Zielvorgabe der nachhaltigen Energieversorgung steht aktuell im Fokus der Politik, sowohl auf europäischer als auch auf nationaler Ebene. Die Europäische Union und deren Mitgliedsstaaten haben sich in diesem Bereich zu ambitionierten Zielen verpflichtet, welche wesentlich die aktuellen und zukünftigen Entwicklungen im Energiesektor determinieren. Basis dieser Ziele ist das *2020 Climate & Energy Package* sowie das *2030 Climate & Energy Framework*. Tabelle 1 fasst die wesentlichen Punkte zusammen.

Tabelle 1 Zusammenfassung europäischer Energie- und Klimaziele

	2020	2030	2050
THG Emissionsreduzierung	20% (ggü. 1990)	40% (ggü. 1990)	80%-95% (ggü. 1990)
Erneuerbare Energien	20% des Energieverbrauchs	27% des Energieverbrauchs	
Energieeffizienz	20% (ggü. Referenzpfad)	27%	

Quelle: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies_en

Eines der wesentlichen Instrumente auf europäischer Ebene zum Erreichen der klimapolitischen Ziele ist das Emissionshandelssystem der EU (EU ETS). Energieintensive Anlagen der Stromerzeugungs- und verarbeitenden Industrie sind verpflichtet, ihren CO₂-Emissionen entsprechend CO₂-Emissionszertifikate vorzulegen, die auf dem Markt für CO₂-Zertifikate erworben werden können. Zum einen ponalisiert das EU ETS damit den Ausstoß von CO₂, während es zum

anderen ökonomische Anreize setzt, in Vermeidungstechnologien zu investieren. Die Höhe des Zertifikate-Preises hat im Stromerzeugungssektor signifikante Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit bestimmter Energieträger. Insbesondere das Verhältnis der Stromerzeugungskosten (Grenzkosten) von CO₂ intensiven Kohlekraftwerken und relativ CO₂-armen Gaskraftwerken ist wesentlich vom CO₂ Preis abhängig.

Um die gesteckten Klimaziele zu erreichen, liegt der Fokus der Politik weiterhin auf der Förderung von Erneuerbaren Energien sowie Maßnahmen zur Energieeffizienz.

In dem Bereich der Erneuerbaren Energien gibt es vielfach separate nationale Ausbauziele von Erneuerbaren Energieträgern zur Stromerzeugung. Damit diese erreicht werden, wurden in den meisten betroffenen Ländern nationale Förderprogramme für den Ausbau von EE-Strom implementiert. Diese Fördermechanismen werden von der Europäischen Kommission im Rahmen des EU-Beihilferechts geprüft.

Der Bereich Energieeffizienz betrifft primär den Transport- und Wärmesektor. Hierbei ergeben sich allerdings Rückwirkungen auf den Stromsektor, da die Elektrifizierung von Endanwendungen im Transport- und Wärmesektor langfristig eine wesentliche Rolle für das Erreichen der Energieeffizienzziele spielen dürfte: Technologien auf Basis von konventionellen Energieträgern (bspw. Mineralöl oder Erdgas) sollen durch effizientere Technologien auf Basis von Strom (bspw. E-Autos oder Wärmepumpen) umgestellt werden.

2.2.3 Trends auf Seiten der Stromerzeugung

Im Folgenden zeigen wir Entwicklungstrends im Bereich der Stromerzeugung und dem Kraftwerkspark auf europäischer Ebene, in den Nachbarländern der Schweiz sowie – zum Vergleich - in der Schweiz selbst auf.

Trends auf Ebene der EU

Im europäischen Kraftwerkspark ist ein starker Ausbau von Erneuerbaren Energien (v.a. Wind und PV) innerhalb der EU und in den Nachbarländern der Schweiz zu erkennen. Dies lässt sich bspw. anhand der Vision 2 des Ten-Year-Development-Plans (TYNDP) der ENTSO-E illustrieren (siehe Abbildung 5):

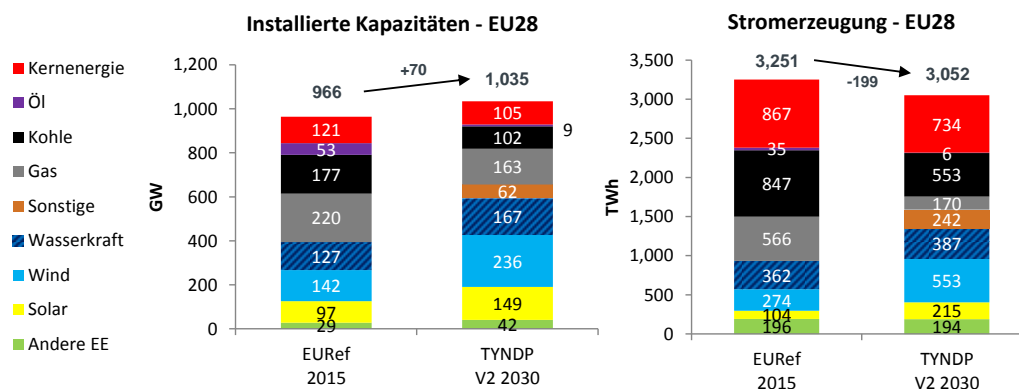
- **Anstieg der Erneuerbaren Energien:** Wind-, Solar- und Biomassekapazitäten verzeichnen einen signifikanten Anstieg im Vergleich zu 2015, Wasserkraftkapazitäten steigen aufgrund des bereits heute zum großen Teil ausgeschöpften Potentials nur leicht an. Insgesamt steigen die EE Kapazitäten in diesem Szenario von heute 396 GW auf 595 GW im Jahr 2030.
- **Rückgang konventioneller Stromerzeugung:** Die konventionellen Kraftwerkskapazitäten sinken moderat über alle Technologien hinweg von 570 GW heute auf 440 GW. Der gleiche Trend lässt sich bei der Stromerzeugung erkennen. Hier sinkt die Erzeugung von heute 2.315 TWh auf 1.705 TWh im Jahr 2030. Betroffen ist hiervon die Stromerzeugung sowohl aus Kohle und Erdgas als auch aus Kernenergie, wobei die

STROMWIRTSCHAFTLICHE ENTWICKLUNGEN IN DER EU UNTER BESONDERER BERÜCKSICHTIGUNG DER BEHANDLUNG STROMINTENSIVER UNTERNEHMEN

Stromerzeugung aus Gas wegen der in dem Szenario angenommenen Brennstoffpreisrelationen (Kohle günstiger als Gas) deutlicher abnimmt als die von Kohle.

- **Gesamteffekt:** In Summe überwiegt der Ausbau der Erneuerbaren Energien den Rückgang der konventionellen Kapazitäten, sodass die insgesamt installierten Kapazitäten ansteigen. Die Stromerzeugung nimmt dagegen vorrangig aufgrund der angenommenen Energieeffizienz und damit gesunkenen Stromnachfrage leicht ab.

Abbildung 5 Installierte Kapazitäten und Stromerzeugung in der EU28 (TYNDP, Vision 2)

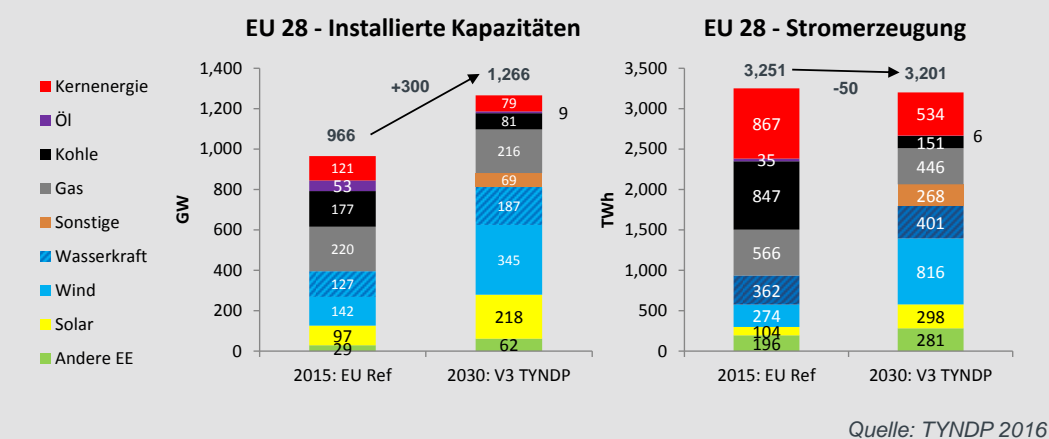


Quelle: EU Referenzszenario 2016, TYNDP 2016, Frontier

STROMERZEUGUNG BEI SEHR HOHEN CO2-PREISEN (TYNDP, VISION 3)

Bei hohen Preisen für CO₂-Zertifikate verteuert sich die Stromerzeugung aus Kohlen deutlich gegenüber der Erzeugung in Gaskraftwerken. Entsprechend wäre zu erwarten, dass bei einem Anziehen der CO₂-Zertifikatepreise im EU ETS marktgetrieben Kohlestrom durch gasbasierte Stromerzeugung und ggf. Erneuerbare Energien ergänzt würde.

Illustrieren lässt sich dieser Zusammenhang anhand von Vision 3 des TYNDP: Diesem Szenario liegt die Annahme eines CO₂-Preises von 71 €/t für das Jahr 2030 zugrunde (Vision 2: 17 €/t). Das Szenario bestätigt das zu erwartende Ergebnis. Die Kohlestromerzeugung beträgt in Vision 3 über die EU28 nur noch 151 TWh im Jahr 2030 (Vision 2: 553 TWh), während die Gaserzeugung auf 446 TWh zulegt (Vision 2: 170 TWh).



Installierte Kapazitäten EU28 in %			
EU28	EURef 2015	TYNDP V2 2030	TYNDP V3 2030
Kernenergie	13%	10%	5%
Öl	5%	1%	1%
Kohle	18%	10%	6%
Gas	23%	16%	15%
Sonstige	k.A.	6%	5%
Wasserkraft	13%	16%	13%
Wind	15%	23%	24%
Solar	10%	14%	15%
Andere EE	3%	4%	4%
Summe EE	41%	57%	64%
Summe KON	59%	43%	36%

Stromerzeugung EU28 in %			
EU28	EURef 2015	TYNDP V2 2030	TYNDP V3 2030
Kernenergie	27%	24%	17%
Öl	1%	0%	0%
Kohle	26%	18%	5%
Gas	17%	6%	14%
Sonstige	k.A.	8%	8%
Wasserkraft	11%	13%	13%
Wind	8%	18%	25%
Solar	3%	7%	9%
Andere EE	6%	6%	9%
Summe EE	29%	44%	56%
Summe KON	71%	56%	44%

Quelle: EU Referenzszenario 2016, TYNDP 2016, Frontier

Trends auf Ebene der Nachbarländer der Schweiz

Bei den installierten Kraftwerkskapazitäten in den Nachbarländern der Schweiz zeigt sich der deutliche Einfluss der jeweiligen nationalen Energiepolitiken. Grundsätzlich sind auch hier ein Rückgang konventioneller Stromerzeugungskapazitäten und ein deutlicher Anstieg an Erneuerbaren Energien zu erwarten, allerdings in unterschiedlichem Ausmaß. Die

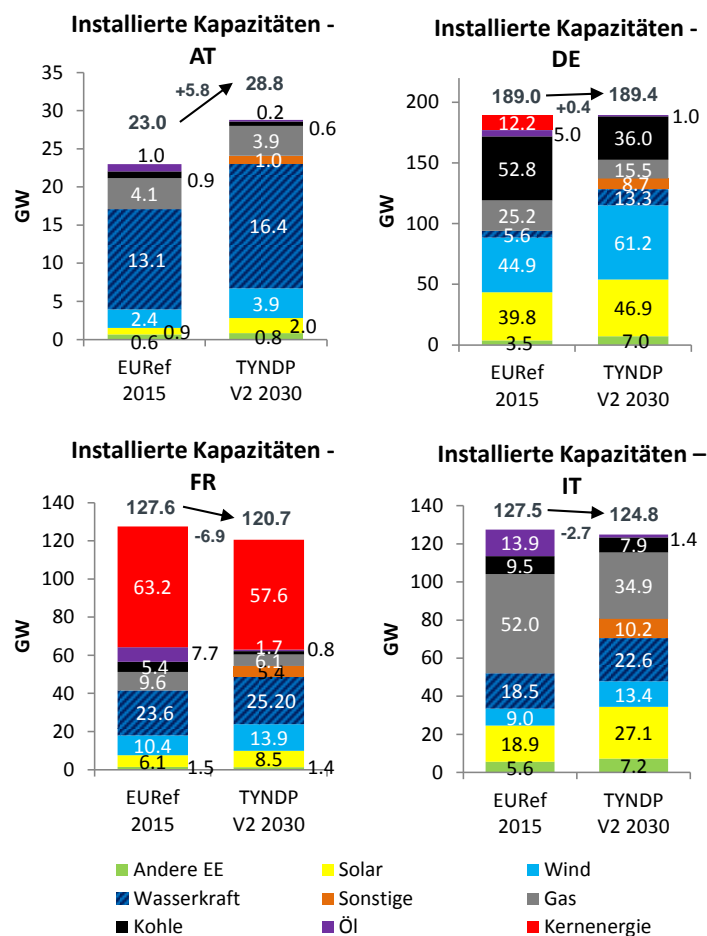
Gesamtkapazität über alle Schweizer Nachbarstaaten hinweg bleibt dabei relativ unverändert im Vergleich zur Situation im Jahr 2015 (467 GW in 2015 zu 464 GW in 2030), allerdings verändert sich die Zusammensetzung der Kraftwerksparks deutlich. Im Einzelnen sind hier folgende Trends zu erwarten:

- **Deutschland:** Der Anteil konventioneller Kapazitäten sinkt aufgrund des kompletten Ausstiegs aus der Kernenergie. Zudem gehen in Deutschland klimapolitisch und altersbedingt die Kohlekapazitäten zurück. Dieser Trend könnte verstärkt werden, wenn die deutsche Bundesregierung den Ausstieg aus der Kohleverstromung politisch forciert (derzeit in Deutschland debattiert, aber nicht entschieden).

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien schreitet weiter voran. Zu nennen sind hier insbesondere Windkraftkapazitäten.

- **Frankreich:** Die Kernenergiekapazitäten gehen moderat zurück. Kohlekraftwerke verschwinden fast vollständig aus dem Markt, haben in Frankreich aber auch in der Vergangenheit keine wesentliche Rolle gespielt. Gleichzeitig findet ein deutlicher Ausbau der Erneuerbaren Energien, allen voran der Windkapazitäten, statt.
- **Italien:** Die installierte Leistung der Gaskraftwerke geht aufgrund des in dem Szenario angenommenen Gas-Kohlepreisverhältnisses deutlich zurück, während die Kohlekapazitäten konstant bleiben. Zudem findet ein starker Ausbau der Erneuerbaren Energien statt, der insbesondere durch einen Anstieg der installierten Solar-Kapazitäten getrieben wird.
- **Österreich:** Die installierten Kapazitäten der traditionellen Technologien, Wasserkraft und Erdgas, bleiben weitestgehend stabil. Die Gesamtkapazitäten nehmen durch einen Anstieg der Erneuerbaren Energien, insbesondere durch Wind und Solar, zu. Kohlekraftwerke spielen in Österreich keine wesentliche Rolle, Kernkraftwerke sind dort nicht vorhanden.

Abbildung 6 Vision 2 - Installierte Kapazitäten in den Nachbarländern der Schweiz

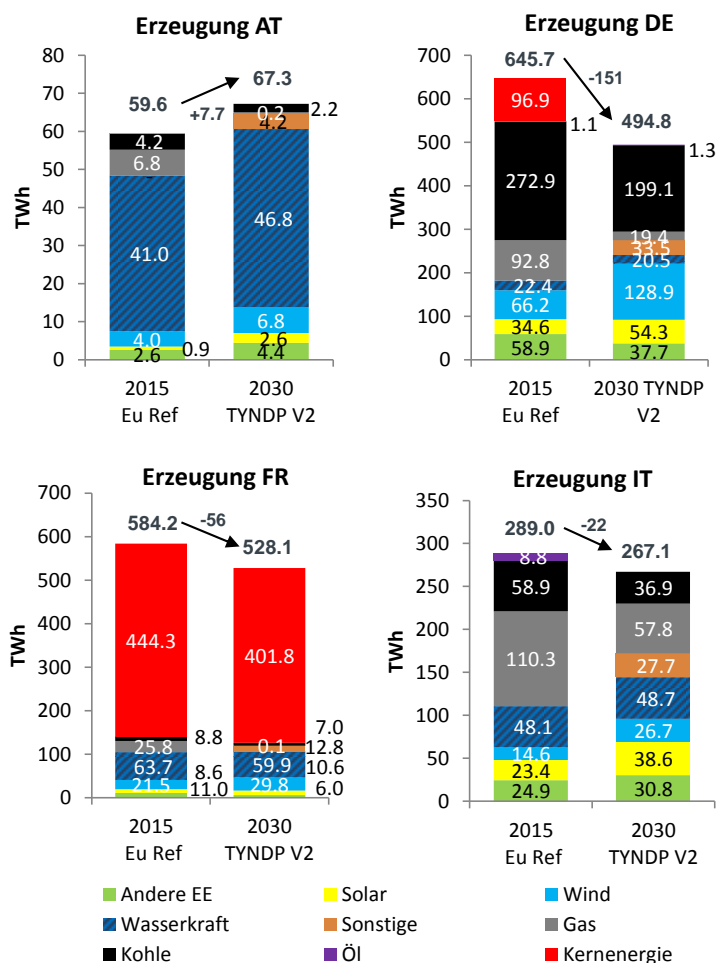


Quelle: EU Referenzszenario, TYNDP 2016, Frontier

Auch die Zusammensetzung der Stromerzeugung wird sich deutlich verändern (siehe Abbildung 7):

- **Erneuerbare Energien:** Der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung wird deutlich ansteigen, in der Vision 2 von heute 28% auf ca. 40 % im Jahr 2030.
- **Rückgang der Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken:** Der Rückgang der Erzeugung folgt den rückläufigen konventionellen Kapazitäten. Daneben nimmt die Auslastung der konventionellen Kraftwerke ab.

Abbildung 7 **Stromerzeugung in der Nachbarländern der Schweiz (TYNDP, Vision 2)**



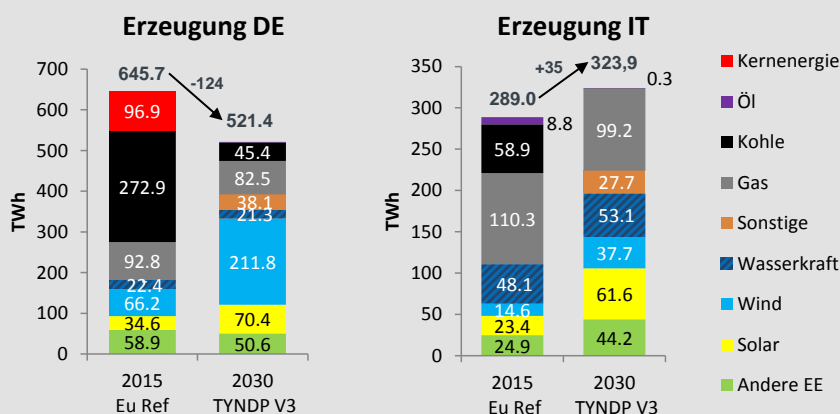
Quelle: EU Referenzszenario 2016, TYNDP 2016, Frontier

STROMERZEUGUNG BEI SEHR HOHEN CO2-PREISEN (TYNDP, VISION 3)

Bei sehr hohen Preisen für CO₂-Zertifikate wird - wie dargestellt - die Stromerzeugung aus Kohlen zurückgedrängt, während Gaskraftwerke (und auch Erneuerbare Energien) profitieren können. Hiervon sind beispielsweise Deutschland und Italien in sehr unterschiedlicher Weise betroffen:

- **Deutschland:** Die Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohlekraftwerken nimmt signifikant ab, ebenso wie die gesamte Stromerzeugung. Der Rückgang der Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohlekraftwerken wird vornehmlich durch einen Zuwachs an Erneuerbaren Energien kompensiert.
- **Italien:** Die Stromerzeugung der italienischen Gaskraftwerke würde deutlich zunehmen, wie auch die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Letzteres steht im Einklang mit aktuellen Erwartungen in der nationalen Energiestrategie (Strategia Energetica Nazionale 2017). Italien könnte in diesem Fall Nettoexporteur von Strom werden.

Insgesamt würde also die Erdgasverstromung (sowie Erneuerbare) auf Kosten der Kohleverstromung in den Ländern in sehr unterschiedlicher Weise profitieren. Dabei steigt die Gesamtkapazität in den Nachbarstaaten aufgrund des zusätzlichen Ausbaus an Erneuerbaren Energien leicht an (von 467 GW 2015 auf 598 GW 2030).

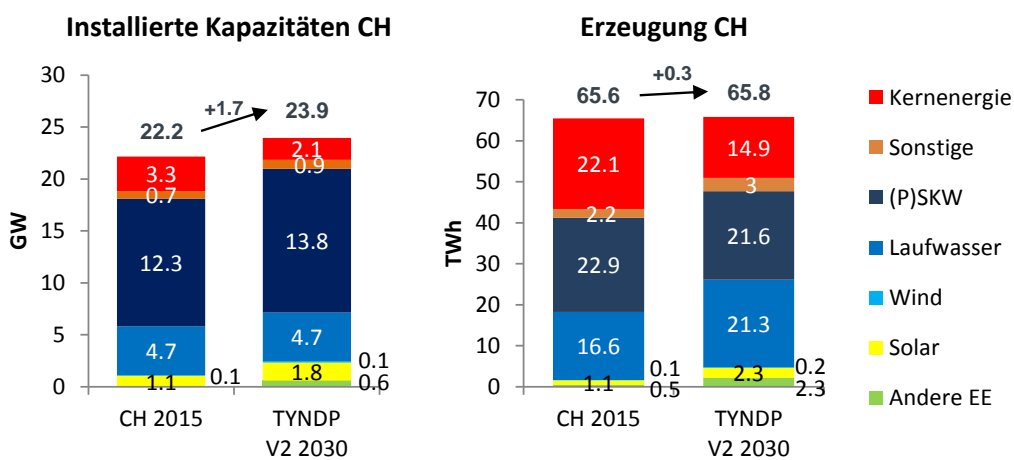


Quelle: EU Referenzszenario 2016, TYNDP 2016

Trends in der Schweiz

Die Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten und Stromerzeugung in der Schweiz wird in den meisten Szenarien bis 2030 als relativ stabil eingeschätzt, insbesondere da ein politisch forciertes Kernenergieausstieg nach derzeitiger Entscheidungslage auf absehbare Zeit nicht umgesetzt wird. Beispielhaft sei auch hier Vision 2 der ENTSO-E angeführt. So beschränken sich die Veränderungen ggü. heute v.a. auf eine wirtschaftlich bedingte leichte Verringerung der Nuklearkapazitäten bei einem gleichzeitigen Anstieg der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Insgesamt steigt die installierte Kapazität an, die Stromerzeugung bleibt in etwa stabil (siehe Abbildung 8).

Abbildung 8 Installierte Kapazitäten und Erzeugung in der Schweiz (TYNDP, Vision 2)

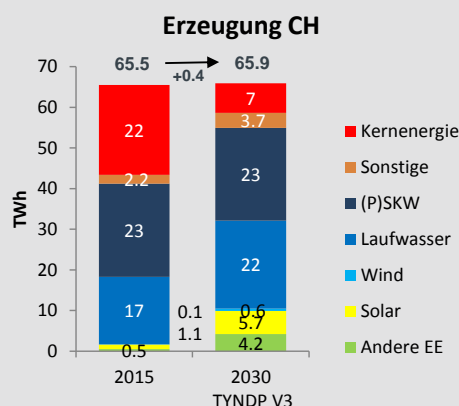


Quelle: BFE, TYNDP 2016, Frontier

STROMERZEUGUNG BEI SEHR HOHEN CO₂-PREISEN (TYNDP, VISION 3)

Die CO₂-Preise des EU ETS haben nur einen geringen Einfluss auf die Stromerzeugungskosten in der Schweiz, da sie aktuell noch nicht Teil des EU ETS ist. Ein Beitritt zum EU ETS (wie er zurzeit geplant ist) würde sich kaum auf diese Kosten auswirken, da der installierte Kraftwerkspark weitgehend CO₂-frei ist, sofern keine zusätzlichen Gaskraftwerke in der Schweiz gebaut werden. Allerdings hat die Höhe der CO₂-Preise einen gewissen Einfluss auf die internationale Merit Order der Kraftwerke. Zu erwarten wäre deshalb bei steigenden CO₂-Preisen tendenziell eine Ausweitung der Stromproduktion und damit der Stromexporte in die EU, da die Erzeugung in der Schweiz vergleichsweise profitabler würde. Zu bedenken ist allerdings, dass die Stromerzeugung in Kernkraftwerken bereits heute in der Grundlast erfolgt und die Erzeugung aus Wasserkraftwerken insgesamt weniger von den Strompreisen als vielmehr von der Wasserverfügbarkeit abhängt.

Entsprechend stabil ist die Stromerzeugung der Schweiz in Vision 3 des TYNDP gegenüber der Vision 2. Die Erzeugung aus Wasserkraftwerken und somit der Großteil der Gesamterzeugung bleibt konstant. Die Erzeugung aus Kernkraftwerken fällt dagegen im Vergleich zu Vision 2 etwas niedriger aus, was durch höhere Erzeugung aus Erneuerbaren Energien ausgeglichen wird. Die Gesamterzeugung ist unverändert.



2.2.4 Trends auf Seiten der Stromnachfrage

In Bezug auf die zukünftige Stromnachfrage ergeben sich aus den analysierten Szenarien im Wesentlichen zwei gegenläufige Entwicklungen: Zum einen das Bestreben nach steigender Energieeffizienz und zum anderen die Elektrifizierung von Endanwendungen, also die sog. „Sektorkopplung“:

- **Energieeffizienz:** Die Steigerung der Energieeffizienz ist ein Kernbestandteil der europäischen Klimaziele bis 2050. Für dieses Ziel wird signifikant in Forschung und Entwicklung investiert, um Innovationen in diesem Bereich voranzutreiben. Beispiele sind u.a. eine verbesserte Gebäudedämmung, Wärmepumpen statt elektrische Direktheizung, Smart Grids, etc. Eine Steigerung der Energieeffizienz zieht ein Sinken der Stromnachfrage nach sich.

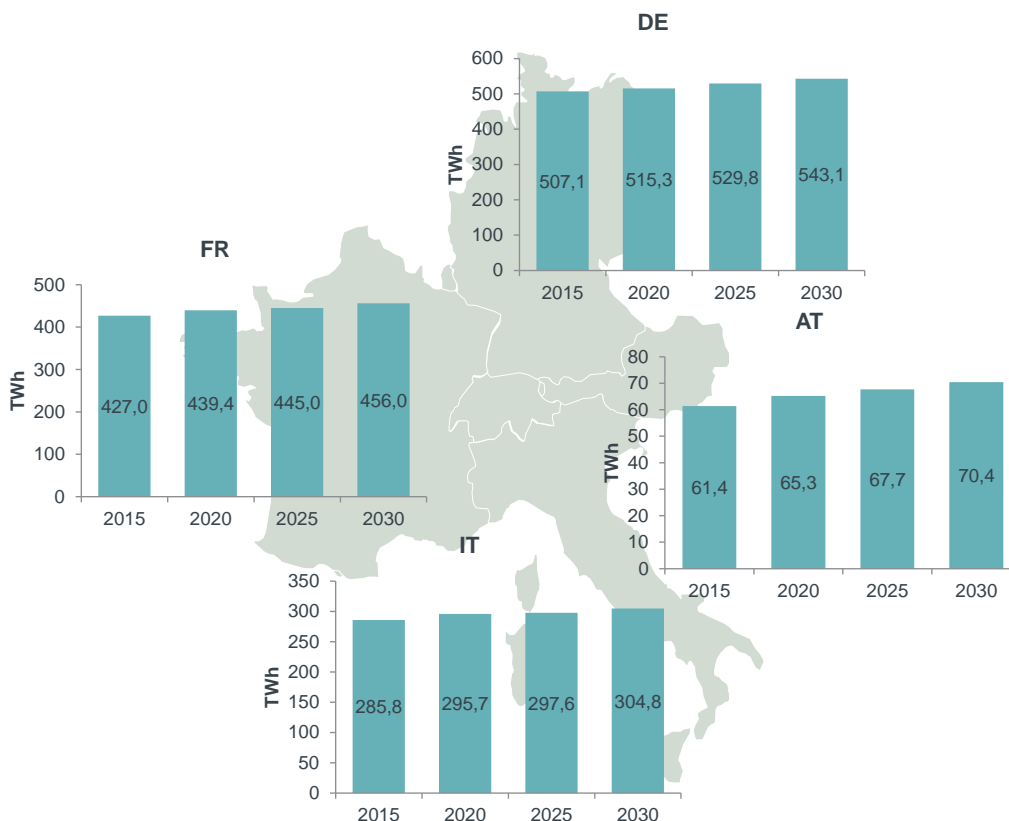
- **Sektorkopplung:** Ein weiterer Bestandteil der europäischen Klimaziele ist die Elektrifizierung von Endanwendungen bspw. im Wärme- oder Verkehrssektor, die sog. „Sektorkopplung“. Hierbei sollen langfristig fossile Brennstoffe in Endanwendungen durch Erneuerbare Energien einschließlich CO₂-neutralem Strom ersetzt werden. Beispiele sind das Ersetzen von Verbrennungsmotoren in Autos durch e-Motoren oder das Installieren von Wärmepumpen statt Gas- oder Ölheizungen. Die Sektorkopplung wird einen Anstieg der Stromnachfrage nach sich ziehen.

Unabhängig von diesen Trends ist die Stromnachfrage von der wirtschaftlichen Entwicklung abhängig: Eine positive wirtschaftliche Entwicklung mit steigender Wirtschaftsleistung geht in der Regel mit einer zunehmenden Stromnachfrage einher und vice versa.

Grundsätzlich gehen die meisten Szenarien von einem moderaten Wachstum der europäischen Stromnachfrage bis 2030 aus. In Hinblick auf die Energieeffizienz und die Sektorkopplung gleichen sich die Effekte in den meisten Szenarien in diesem Zeitraum weitgehend aus bzw. lässt sich jeweils nur ein moderater Trend in die eine oder andere Richtung erkennen.

Abbildung 9 veranschaulicht die Entwicklung der Stromnachfrage im EU Referenzszenario für die Nachbarstaaten der Schweiz. Hier wird von einem konsistenten, moderaten Anstieg der Stromnachfrage in den Nachbarländern der Schweiz ausgegangen.

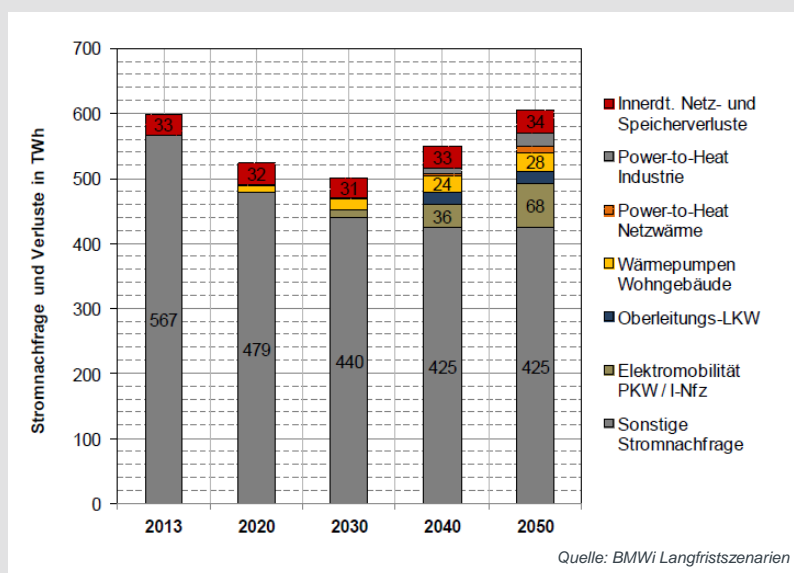
Abbildung 9 EU Referenzszenario 2016: Stromnachfrage in den Nachbarstaaten der Schweiz



Quelle: EU Referenzszenario 2016, Frontier

LANGFRISTIG (NACH DEM JAHR 2030) WIRD Z.B. IN DEUTSCHLAND MIT DEUTLICHEM ANSTIEG DER STROMNACHFRAGE GERECHNET

Der Effekt aus der Sektorkopplung mit einem deutlichen Anstieg der Stromnachfrage wird erst für den Zeitraum nach 2030 erwartet. Die folgende Abbildung veranschaulicht dies für Deutschland in einem Beispiel aus den Langfristszenarien des BMWi. Bis 2030 dominieren die Maßnahmen der Energieeffizienz-Strategie (bei optimistischen Annahmen) deutlich die Entwicklung der Stromnachfrage. Ab 2040 kommt es zu einem „Durchbruch“ der Elektrifizierung. Trotz weiterer Energieeffizienzmaßnahmen nimmt die Stromnachfrage zwischen 2030 und 2050 signifikant zu.



Dieser Effekt könnte auch in anderen zu beobachten sein. Allerdings ist dies nicht für alle Länder gleichermaßen relevant (so ist die Stromnachfrage in Frankreich bereits heute u.a. vom Wärmesektor geprägt), und die Diskussion zur Sektorkopplung ist außerhalb Deutschlands noch weniger fortgeschritten.

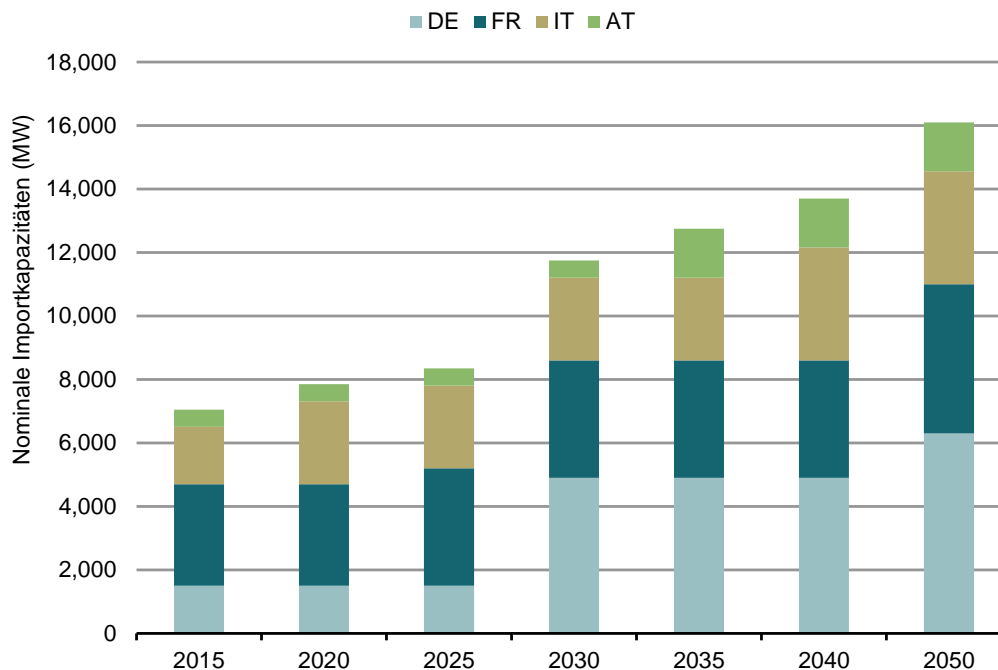
2.2.5 Trends bei Interkonnektoren / Netzanbindung mit dem Ausland

Die dem Handel zur Verfügung stehenden Interkonnektorkapazitäten determinieren wesentlich den Stromaustausch mit den benachbarten Ländern der Schweiz. Umso höher die Interkonnektorkapazitäten (NTC-Werte), desto größer ist die Integration der Schweiz in den europäischen Strommarkt und desto ausgeprägter sind die grenzüberschreitenden Stromflüsse.

Abbildung 10 illustriert die erwartete Entwicklung der Schweizer Interkonnektorenkapazität für Stromimporte von 2015 bis 2050 auf Basis des TYNDP 2014, des TYNDP 2016 sowie des NEP 2016. Es kann erwartet werden,

dass sich die Importkapazitäten im Vergleich zum Referenzjahr 2015 bis 2050 verdoppeln werden und bis 2030 um ca. 50% bis 60% ansteigen. Für die Exportkapazitäten wird eine ähnliche Entwicklung erwartet. Die Konnektivität des Schweizer Strommarktes wird sich dementsprechend signifikant erhöhen.

Abbildung 10 Schweizer Import Interkonnektorenkapazität



Quelle: TYNDP 2014, TYNDP 2016, NEP 2016, Frontier

2.2.6 Trends beim europäischen Marktdesign bzw. -organisation

Für die Einbindung der Schweiz in den Stromhandel relevante aktuelle Entwicklungen im Marktdesign betreffen im Wesentlichen:

- die Einführung von Kapazitätsmärkten zur Ergänzung des Energy-Only-Marktes in einigen Nachbarländern,
- das Aufspalten von Preiszonen im europäischen Strommarkt aufgrund von regionalen Netzengpässen im Übertragungsnetz; sowie
- das Hinarbeiten in Richtung eines integrierten europäischen Strommarkts auf Ebene der EU.

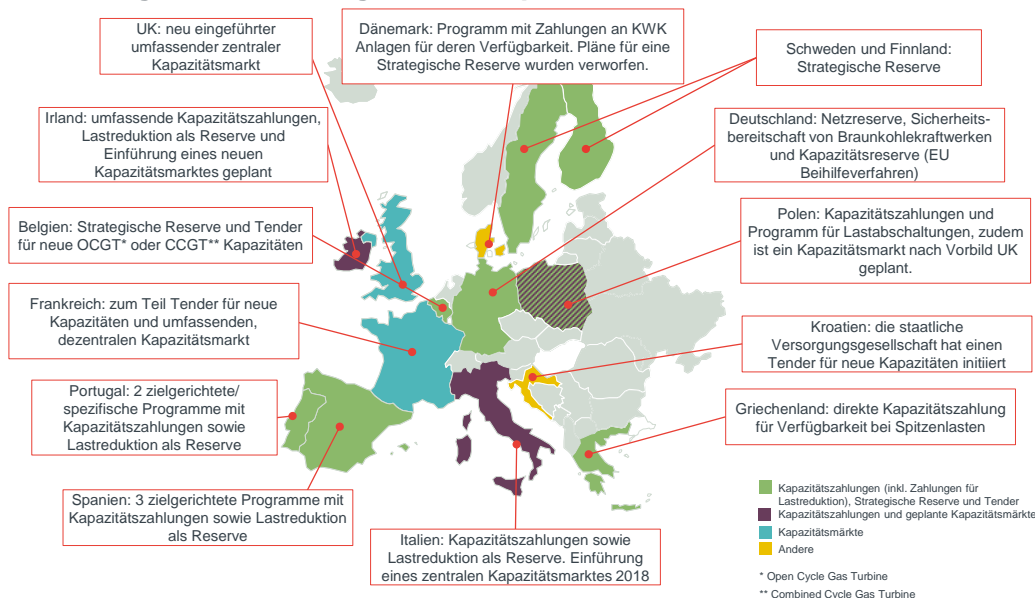
Im Folgenden gehen wir auf diese Trends im Einzelnen ein.

Kapazitätsmärkte in den Nachbarstaaten der Schweiz

In Europa wird in verschiedenen (allerdings nicht allen) EU-Mitgliedstaaten die Anpassung des Marktdesigns für den Stromgroßhandelsmarkt diskutiert. Im Zentrum steht hierbei die Frage, inwieweit der Ausbau fluktuierend erzeugender Erneuerbarer Energien mit steuerbaren „Back-up“ Kapazitäten ergänzt werden muss/sollte und inwieweit dies zentral gesteuert bzw. geplant werden muss. Hierbei ist das Vorgehen in den Mitgliedstaaten nicht einheitlich:

- **Kapazitätsvorhaltung durch den Energy-Only-Markt:** Einige Mitgliedstaaten verzichten auf die Einführung neuer Mechanismen für die Vorhaltung von Kraftwerkskapazitäten und vertrauen den etablierten Märkten, für entsprechende Kapazitäten zu sorgen. Dieser Ansatz wird z.B. in Österreich oder Dänemark verfolgt.
- **Strategische Reserven:** Eine Reihe von Ländern haben sich dafür entschieden, sich grundsätzlich auf die etablierten Stromgroßhandelsmärkte bei der Vorhaltung ausreichender Kraftwerkskapazität zu stützen, aber für den „Notfall“ „strategische Kapazitätsreserven“ vorzuhalten. Diese werden nur dann eingesetzt, wenn die Kraftwerkskapazität physisch nicht mehr ausreicht, die Nachfrage zu decken. Der Einsatz erfolgt im Prinzip außerhalb des Marktes. Diesen Ansatz verfolgen z.B. Schweden, Deutschland und Belgien.
- **Umfassende Kapazitätsmärkte:** Einige EU-Mitgliedstaaten haben darüber hinaus entschieden, die Kapazitätsbereitstellung zentral zu planen und hierfür umfassende Märkte zu schaffen, für die alle Anbieter von „gesicherten“ Kapazitäten bieten können. Die Stromerzeugungskapazitäten bieten dann gleichzeitig auf den Kapazitätsmärkten wie auf den Energiemärkten an. Diesen Ansatz verfolgen z.B. Großbritannien, Frankreich und Italien.

Abbildung 11 Marktdesigns im europäischen Ausland



Quelle: Frontier

In den Nachbarländern der Schweiz spielen Kapazitätsmärkte als Ergänzung zum Energiemarkt insbesondere in Frankreich und Italien eine Rolle:

- **Frankreich:** In Frankreich ist seit 2017 ein von der EU Kommission genehmigter dezentraler Kapazitätsmarkt implementiert, in dem ab 2019 auch ausländische Kapazitäten benachbarter Staaten explizit teilnahmeberechtigt sein sollen⁹.
- **Italien:** Italien entwickelt aktuell einen zentralen Kapazitätsmarkt, in dem ausländische Kapazitäten perspektivisch ebenfalls teilnahmeberechtigt sein

⁹ COM (2016)

sollen¹⁰. Die genauen Regeln zur Ausgestaltung befinden sich noch in der Konsultation und sind noch nicht von der EU Kommission genehmigt.

- **Deutschland:** Neben der Netzreserve und der sog. „Sicherheitsbereitschaft von Braunkohlekraftwerken“ soll in Deutschland ab dem Winterhalbjahr 2018/19 eine Kapazitätsreserve (entspricht einer strategischen Reserve) eingeführt werden. Hierzu hat die EU Kommission ein Beihilfeverfahren eingeleitet, welches noch nicht abgeschlossen ist.

In Österreich gibt es keinerlei Pläne, einen Kapazitätsmechanismus einzuführen.

Aufspaltung von Preiszonen

Die Aufspaltung bestimmter Strompreiszonen innerhalb der EU ist in letzter Zeit vermehrt in den Fokus von europäischen Regulierern und Übertragungsnetzbetreibern gerückt. Beispielhaft hierfür steht die quasi beschlossene Aufteilung der deutsch-österreichischen Preiszone ab 2018. Hauptursache sind sich zum Teil stark veränderte Stromflüsse im europäischen Stromübertragungsnetz. Diese resultieren größtenteils aus dem Ausbau Erneuerbarer Energien, welcher sich an Standorten mit günstigen Wind- und Sonnenverhältnissen orientiert und nur eingeschränkt die Nähe von Verbrauchszentren oder das Vorhandensein von Übertragungsnetzkapazitäten berücksichtigen kann. Daraus können vorher nicht vorhandene regionale bzw. strukturelle Netzengpässe entstehen, denen (heute noch) kein entsprechender Netzausbau gegenübersteht und denen durch die heute definierten Preiszonen nicht Rechnung getragen wird.

Neben der Trennung der deutsch-österreichischen Preiszone werden weitere Aufspaltungen diskutiert. Hierbei ist vor allem die Debatte um die weitere Aufspaltung der deutschen Preiszone für den Schweizer Strommarkt und damit u.a. auch die Profitabilität der Schweizer Kraftwerke relevant. Im Detail geht es um die Aufteilung in eine norddeutsche und eine süddeutsche Preiszone. Würde dieses Szenario umgesetzt, wäre zu erwarten, dass

- sich die norddeutsche Preiszone aufgrund des hohen Anteils von On- und Offshore Windkapazitäten sowie des relativ niedrigen Stromverbrauchs durch niedrigere durchschnittliche Strompreise und (wegen fluktuierende Windkraftenerzeugung getrieben) durch höhere Preisschwankungen im Großhandelsmarkt im Vergleich zum gesamtdeutschen Status-quo auszeichnen würde; und
- die süddeutsche Preiszone, die für die Schweiz als Nachbarzone unmittelbar relevant wäre, sich durch große Nachfragezentren, geringere fluktuierender Windkapazitäten und einen Rückgang an konventioneller Kraftwerkskapazität in Folge des Kernenergieausstiegs auszeichnen würde. Der durchschnittliche Strompreis wäre damit tendenziell höher und die Strompreisvolatilität niedriger als im gesamtdeutschen Status-quo.

Relevant für die Schweiz wären hauptsächlich die Merkmale der süddeutschen Preiszone, da diese die „neue“ angrenzende deutsche Preiszone zur Schweiz markieren würde.

¹⁰ AEEGSI (2016)

Markteinbindung der Schweiz und Strommarktabkommen

Der Schweizer Strommarkt ist bereits heute relativ stark in den europäischen Strommarkt eingebunden. Dies ist an den erheblichen Stromaustauschen der Schweiz und der Rolle der Schweiz als Stromdrehscheibe im zentraleuropäischen Stromverbund erkennbar.

Allerdings ist die Markteinbindung und –integration des Schweizer Strommarktes mit den europäischen Nachbarländern zurzeit nicht auf dem gleichen Niveau wie das der Nachbarstrommärkte untereinander. Um die Schweiz in Zukunft noch stärker in den europäischen Strommarkt zu integrieren, wird seit einiger Zeit ein Strommarktabkommen mit der EU verhandelt. Bei einem Abschluss würde sich die Schweiz mit hoher Wahrscheinlichkeit den europäischen Marktregeln weitestgehend anschließen und im Gegenzug einen rechtlich abgesicherten Zugang zum europäischen Strommarkt erhalten. Dies würde voraussichtlich v.a. folgende Bereiche betreffen:

- Rechtliche Absicherung des Marktzugangs der Schweiz zu den EU-Strommärkten; dies betrifft u.a.
 - Verstärkte Marktintegration, u.a. durch Einbeziehung der Schweiz in die sog. Marktkopplung („Market Coupling“);
 - Verbesserte Beschaffung von Systemdienstleistungen über die Ländergrenzen hinweg bzw. verbesserte Vermarktungsmöglichkeiten von Kraftwerken bei Systemdienstleistungen im Ausland;
 - Anspruch auf Zugang zu Kapazitätsmärkten im Ausland, sofern dort Kapazitätsmärkte implementiert werden (z.B. Frankreich, Italien);
- Wettbewerbliche Öffnung des Schweizer Strommarkts für alle Stromverbraucher; sowie
- Lösung der Langfristverträge für die Nutzung der Grenzkuppelkapazitäten zwischen Frankreich und der Schweiz.

Die verstärkte Marktintegration lässt sich am Beispiel des „Market Coupling“ erläutern: Bei der Marktkopplung werden die kurzfristigen Stromgroßhandelsmärkte (Day-Ahead Spotmarkt Auktionen) der EU-Ländern miteinander gekoppelt, d.h. das „Clearing“ der Strommärkte in den verschiedenen Ländern findet am Vortag der Lieferung simultan unter Berücksichtigung der verfügbaren Grenzkuppelkapazitäten statt. Die Schweiz ist hierbei nicht Teil des Prozesses, d.h. auch, dass Schweizer Anbieter beim Market-Clearing der Strombörsen zu diesem Zeitpunkt keine Berücksichtigung finden. Eine Teilnahme der Schweiz am „Market Coupling“ würde dies ändern.

Zudem müssen Marktteilnehmer, die Strom aus der Schweiz exportieren oder in die Schweiz importieren wollen, Nutzungsrechte an den vorhandenen Grenzkuppelkapazitäten explizit ersteigern. Grenzkuppelkapazitäten nach Frankreich sind zum Teil durch langfristige Verträge belegt und stehen dem Markt kurzfristig nur begrenzt zur Verfügung. Auch dies würde sich voraussichtlich nach Abschluss eines Stromabkommens ändern, ggf. mit entsprechenden Übergangsfristen.

2.3 Einordnung der Trends hinsichtlich Stromhandel, Versorgungssicherheit und Strompreisen

Im Folgenden ordnen wir die skizzierten stromwirtschaftlichen Trends im (benachbarten) europäischen Ausland anhand der folgenden Marktergebnisse bzw. Charakteristika des Stromsystems der Schweiz ein:

- Zukünftige Stromaustauschbeziehungen der Schweiz mit dem benachbarten Ausland;
- Chancen und Risiken für die Versorgungssicherheit in der Schweiz; sowie
- Stromgroßhandelspreise in der Schweiz, insbesondere im Verhältnis zum (benachbarten) Ausland.

2.3.1 Trends bezüglich der zukünftigen Stromaustauschbeziehungen der Schweiz

Die zu erwartenden Trends bezüglich der zukünftigen Stromaustauschbeziehungen der Schweiz mit dem benachbarten Ausland können wie folgt zusammengefasst werden:

Weiterhin relativ ausgeglichene Stromhandelsbilanz erwartet

Die Stromhandelsbilanz der Schweiz ist, über das Jahr gemittelt, heute relativ ausgeglichen. Hierbei ist die Schweiz in den Sommermonaten aufgrund der Wasserverfügbarkeit im Sommer Nettoexporteur von Strom, im Winter Nettoimporteur.

Es wird erwartet, dass das Muster der Stromaustauschbeziehungen mit dem Ausland bis zum Jahr 2030 stabil bleibt und die Stromhandelsbilanz über das Jahr relativ ausgeglichen bleibt. Abbildung 12 illustriert dies anhand der Vision 2 des TYNDP.

Abbildung 12 Grenzüberschreitende Stromflüsse der Schweiz (TYNDP, Vision 2) im Jahr 2030



Quelle: TYNDP 2016, Frontier

Insgesamt hat die Schweiz in diesem Szenario ein minimales Exportdefizit von -0,7 TWh und damit eine de facto ausgeglichene Stromhandelsbilanz. Bei der grenzscharfen Betrachtung lässt sich erkennen, dass die Stromhandelsbilanz vor allem mit Deutschland und Österreich ausgeglichen ist, während mit Frankreich ein hoher Importüberschuss (-14 TWh) und mit Italien ein hoher Exportüberschuss (+16,7 TWh) zu verzeichnen ist. Die Schweiz bleibt also Transitland für Stromflüsse von Westeuropa nach Italien.

Die hohen Stromimporte aus Frankreich erklären sich aus den Annahmen des relativ hohen Kernenergieanteils und der leicht gesunkenen Stromnachfrage, wodurch französische Kernkraftwerke vermehrt Strom in die Schweiz exportieren können. Die hohen Stromexporte nach Italien resultieren vor allem aus dem angenommenen Gas-zu-Kohle-Brennstoffpreisverhältnis, welches Gas benachteiligt. Da Gas einen hohen Anteil an den installierten Kapazitäten in Italien ausmacht, führt dies zu hohen Stromflüssen in den italienischen Markt.

Auch in Szenarien mit alternativen Annahmen für das Ausland zeigt sich ähnliches Muster

Auch in Alternativszenarien bleibt die Stromhandelsbilanz der Schweiz weitgehend ausgeglichen. Dies kann beispielhaft an der Vision 3 des TYNDP illustriert werden, in der wesentliche Annahmen bezüglich der Rahmenbedingungen für die Stromerzeugung verändert sind. Wesentliche Änderungen in den Annahmen zu Vision 2 betreffen v.a. (siehe hierzu auch Abschnitt 2.2.1):

- **Höherer CO₂-Zertifikatepreis:** In Vision 3 wird für den CO₂ Preis ein Wert von 71 €/t angenommen, während in Vision 2 lediglich 17 €/t angesetzt werden. Das Gas-Kohlepreis-Verhältnis ist im Vergleich zur Vision 2

umgekehrt, d.h. der Einsatz von Kohle im Kraftwerksbereich ist teurer als der Einsatz von Gas.

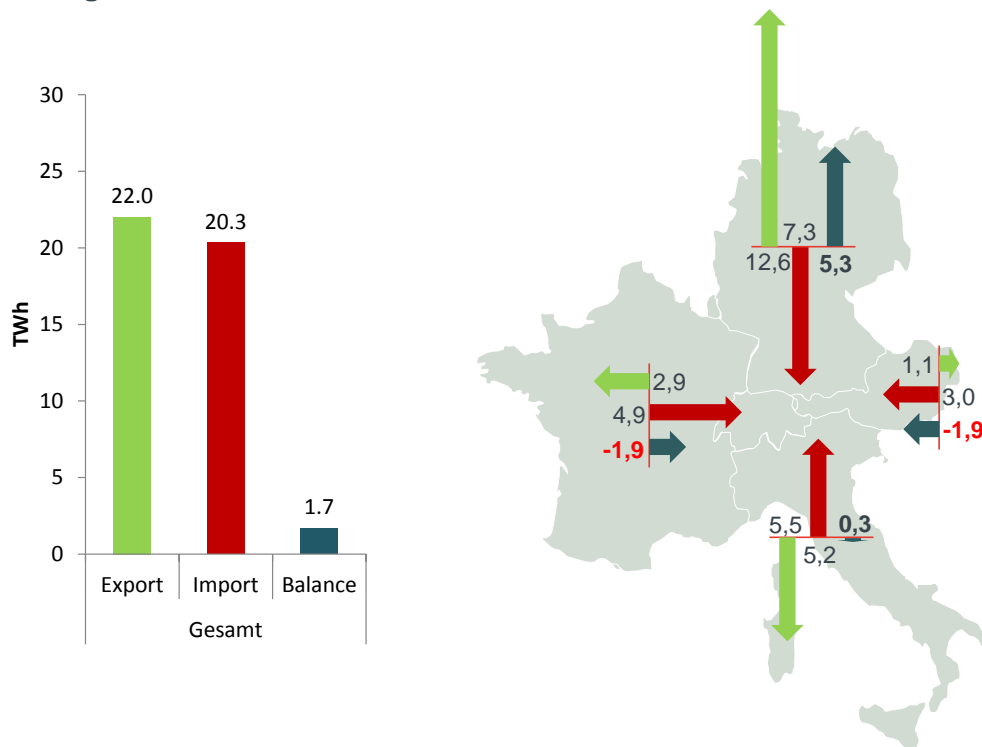
- **Leicht höheres Tempo beim EE-Ausbau**, bei gleichzeitiger geringer Integration der Förderung der Erneuerbaren Energien.

In dem Szenario ergibt sich für die Schweiz ein leichter Stromexportüberschuss von 1,7 TWh, was ca. 2,5 % der Schweizer Gesamterzeugung entspricht. Dies kann als eine weitgehend ausgeglichene Bilanz interpretiert werden.

Bezüglich der einzelnen Nachbarländer stellt sich das Bild wie folgt dar:

- **Deutschland:** Mit dem deutschen Strommarkt ergibt sich für die Schweiz ein Handelsüberschuss von 5,3 TWh, was aus dem Kernenergieausstieg und dem Gas-Kohlepreis-Verhältnis im Zusammenhang mit dem (immer noch) hohen Anteil an Kohlekapazitäten in Deutschland resultiert. Generell ist der Stromaustausch mit Deutschland sehr hoch, was aus den fluktuierenden Erneuerbaren Energien in Deutschland resultiert.
- **Österreich/Frankreich:** Die Bilanz mit Österreich und Frankreich ist leicht negativ. Der starke Rückgang des Importüberschusses aus Frankreich im Vergleich zur Vision 2 entspringt der geringeren Kernenergieerzeugung in Frankreich.
- **Italien:** Die Handelsbilanz mit Italien ist in der Vision 3 quasi ausgeglichen. Dies ist auf den hohen Anteil der Erdgaserzeugung in Italien und den vorteilhaften Gaserzeugungskosten von Erdgas ggü. Kohle zurückzuführen.

Abbildung 13 Vision 3 - Grenzüberschreitende Stromflüsse der Schweiz



Quelle: TYNDP 2016, Frontier

Mögliche Änderungen könnten sich durch Schweiz-interne Faktoren ergeben

In den analysierten Szenarien wird von einem aus der Wirtschaftlichkeit bedingten konstanten oder moderat sinkenden konventionellen Kraftwerkspark in der Schweiz ausgegangen. Sollte es vor 2030 z.B. zu einem deutlicheren Rückgang der Kernkrafterzeugung kommen oder zu einer (unwahrscheinlichen) umfänglichen Schließung von Wasserkraftwerken), könnte dies zu wesentlichen Änderungen in der Stromhandelsbilanz führen. Diese Energiemengen müssten ersetzt werden durch

- zusätzliche Mengen an Erneuerbaren Energien;
- anderweitige grundlastfähige Kraftwerke wie Gaskraftwerke;
- neue Wasserkraftwerke, v.a. mit natürlichem Wasserzulauf, oder
- Stromimporte.

Da die ersten drei Optionen zumindest mittelfristig voraussichtlich die Erzeugungslücke (Energiemengen) kaum schließen können, würde dies mit hoher Wahrscheinlichkeit zu einem signifikanten Nettoimportüberschuss von Strom über das Jahr führen. Wie beschrieben gehen die gängigen Szenarien allerdings nicht von einem signifikanten Rückgang der Erzeugungskapazitäten in der Schweiz aus, so dass eher eine weiterhin ausgeglichene Handelsbilanz der Schweiz bis 2030 zu erwarten ist.

2.3.2 Trends bezüglich Versorgungssicherheit

Die beschriebenen stromwirtschaftlichen Trends im europäischen Ausland stellen nach unserer Auffassung keine grundsätzliche Bedrohung der Versorgungssicherheit in der Schweiz dar. Eine zunehmende Integration des Schweizer Marktes mit dem Ausland (z.B. über ein Stromabkommen) kann die Versorgungssicherheit sogar erhöhen. Allerdings ist nicht auszuschließen, dass die Bedeutung des Auslands für die Absicherung in der Schweiz in Zukunft zunehmen wird.

Im Folgenden gehen wir auf die wesentlichen Einschätzungen bezüglich der Rückwirkungen der stromwirtschaftlichen Trends im Ausland auf die Versorgungssicherheit ein.

Ausbau der EE im Ausland mit ambivalenten Auswirkungen auf inländischen Kraftwerkspark

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien im angrenzenden europäischen Ausland weist gegenläufige Effekte für die Schweizer Kraftwerksbetreiber und damit die inländische Kapazitätsbereitstellung auf:

- Einerseits nehmen die Erlöse auf den Stromgroßhandelsmärkten ab, da Erneuerbare Energien, die in den Markt gefördert werden, die Stromgroßhandelspreise absenken,
- Andererseits ist davon auszugehen, dass mittel- bis langfristig durch die Schwankungen der Strompreise aufgrund der un stetigen Stromerzeugung der

„neuen“ Erneuerbaren Energien (Wind, Sonne) zunehmen. Hiervon profitieren die Betreiber von (Pump-)Speicherwasserkraftwerken.

Inwieweit sich diese Entwicklungen auf die Vorhaltung von Kraftwerkskapazität innerhalb der Schweiz auswirken, ist langfristig uneindeutig. Im Folgenden gehen wir auf diese Aspekte näher ein:

Wirtschaftlicher Druck aufgrund sinkender Stromgroßhandelspreise

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien im angrenzenden europäischen Ausland könnte die Schweizer Kraftwerksbetreiber wirtschaftlich weiter unter Druck setzen und – zumindest theoretisch - zu Minderinvestitionen oder sogar Außerbetriebnahmen im Schweizer Kraftwerkspark führen. Grund hierfür ist, dass der verstärkte Ausbau der Erneuerbaren Energien in der EU und insbesondere auch in den Nachbarstaaten der Schweiz in der kurzen Frist mit niedrigen Großhandelsstrompreisen einhergeht.

Diese Herausforderung ist allerdings in Perspektive zu setzen:

- Kraftwerks-Stilllegungen würden nur dann durchgeführt, wenn die laufenden Betriebskosten der Kraftwerke durch die laufenden Erlöse nicht gedeckt werden. Dies ist jedoch bei Wasserkraftwerken aufgrund der relativ niedrigen laufenden Betriebskosten eher unwahrscheinlich und damit nicht in einem Ausmaß zu erwarten, dass es für die Versorgungssicherheit unmittelbar kritisch wäre. Es ist allerdings nicht auszuschließen, dass ein Marktumfeld mit niedrigen Strompreisen zu geringeren Instandhaltungsinvestitionen führen kann. Der Strompreis kann mittelfristig ansteigen, z.B. durch die Außerbetriebnahme von konventionellen Kraftwerken (siehe unten) oder ansteigende CO₂-Zertifikatepreise im EU ETS. Der Weiterbetrieb von Kraftwerken beinhaltet also eine Option auf zukünftig höhere Strompreise. Diese würde verloren gehen, wenn die Kraftwerke dauerhaft außer Betrieb genommen werden.
- Resultierende Außerbetriebnahmen können durch den ausländischen Kraftwerkspark abgefangen werden, sodass kurz- und mittelfristig keine Risiken für die Versorgungssicherheit in der Schweiz bestehen. Allerdings würde dann die Abhängigkeit der Schweiz vom Ausland bei Versorgungsengpässen zunehmen.

Volkswirtschaftlich ist zudem darauf hinzuweisen, dass die Stromverbraucher von den durch den EE-Ausbau getriebenen niedrigen Strompreisen profitieren.

Chancen durch volatilerer Stromgroßhandelspreise

Langfristig wird der Ausbau der Erneuerbaren Energien volatilere, d.h. kurzfristig deutlich stärker schwankende Stromgroßhandelspreise bedingen. Daraus ergeben sich vor allem für Schweizer Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke zusätzliche Chancen, da sie von häufigeren und größeren Preisspitzen bzw. „Spreads“ profitieren können. Dies würde die Wirtschaftlichkeit dieser Kapazitäten stärken und somit einen positiven Einfluss auf die inländische Versorgungssicherheit haben.¹¹

¹¹ Es ist darauf hinzuweisen, dass Endverbraucher von den kurzfristigen Strompreisschwankungen idR nicht betroffen sind. Auch in einem geöffneten Marktumfeld bieten Stromhändler den Verbrauchern idR auch

Inwieweit die Strompreisschwankungen im Schweizer Strommarkt zunehmen werden, ist allerdings - neben der Ausbaugeschwindigkeit der Erneuerbaren Energien - auch von anderen Faktoren abhängig. Hierzu zählt bspw. eine mögliche Preiszonenaufteilung innerhalb Deutschlands. Auch dieser wäre für die Schweizer Kraftwerksbetreiber „zweischneidig“:

- Mit der Etablierung einer süddeutschen Preiszone würde der Einfluss der ausländischen EE-Kapazitäten auf die Preisvolatilität geringer ausfallen, da sich ein Großteil der deutschen Wind-Kapazitäten in der norddeutschen Preiszone befinden würde. Der Volatilitätseffekt des Ausbaus der Erneuerbaren Energien würde für die Schweizer Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke damit tendenziell geringer ausfallen.
- Andererseits würde die Etablierung einer süddeutschen Preiszone dort aber auch mit höheren Durchschnittspreisen als in einer gesamtdeutschen Preiszone einhergehen, was die wirtschaftliche Basis Schweizer Kraftwerke tendenziell verbessern würde.

Außerbetriebnahmen konventioneller Kraftwerke und Einführung von Kapazitätsmechanismen im Ausland für die VS in der Schweiz ambivalent

Ähnlich wie der Ausbau der Erneuerbaren Energien ist der Trend zur Außerbetriebnahme konventioneller Kraftwerkskapazität im Ausland ambivalent, allerdings mit „umgekehrten“ Vorzeichen:

- Eine Außerbetriebnahme von „steuerbaren“ konventionellen Kraftwerken senkt die Versorgungssicherheit in der gesamten Stromregion, da für Knappheitszeiten insgesamt weniger Erzeugungskapazitäten zur Verfügung stehen. Dies ist für die Versorgungssicherheit negativ zu bewerten.
- Andererseits steigen durch eine Verknappung des Kapazitätsangebots die Strompreise in der Region an, so dass Kraftwerkskapazitäten innerhalb der Schweiz profitieren können. Dies ist für die inländische Absicherung der Stromversorgung positiv zu bewerten.

Betrachtet man die stromwirtschaftlichen Entwicklungen in den Nachbarländern der Schweiz im Einzelnen, ist kurz- bis mittelfristig keine kritische Kapazitätsverknappung in Zentraleuropa zu erwarten:

- **Österreich:** stellt sich unkritisch dar, da keine Außerbetriebnahmen von Kraftwerkskapazitäten in kritischem Umfang erwartet werden.
- **Deutschland:** Die absehbaren Außerbetriebnahmen sind im Zusammenhang mit dem Abbau von Überkapazitäten im Kraftwerkspark zu sehen. Dies ist zunächst unkritisch. Eine wesentliche Verknappung würde v.a. dann resultieren, wenn die deutsche Politik den Ausstieg aus der Kohleverstromung stark forcieren würde.
- **Frankreich/Italien:** Frankreich und Italien weisen bereits kurzfristig eine relativ knappe Kapazitätsbilanz in der Stromerzeugung auf. Allerdings haben sich sowohl Frankreich als auch Italien dazu entschlossen, die

Produkte mit fixen oder im Vergleich zum Großhandelsmarkt stark gedämpfter Strompreisschwankungen an. Sehr große Verbraucher wählen hingegen häufig stark am Großhandelsmarkt orientierte Strombeschaffungspreise – entsprechende Schwankungen lassen sich allerdings z.B. über Terminprodukte absichern.

STROMWIRTSCHAFTLICHE ENTWICKLUNGEN IN DER EU UNTER BESONDERER BERÜCKSICHTIGUNG DER BEHANDLUNG STROMINTENSIVER UNTERNEHMEN

Kapazitätsbilanz über die Einführung von umfassenden Kapazitätsmärkten administrativ zu steuern und so Knappheitssituationen zentral gesteuert vorzubeugen.

Zudem verfügt die Schweiz insgesamt über ausreichend inländische Stromerzeugungskapazitäten, um bei gleichzeitigen Knappheiten im Ausland die Stromversorgung aus heimischen Quellen sicherstellen zu können. Wesentlich ist hierbei, dass auch am Ende des Winters, wenn in der Schweiz am ehesten Knappheit auftreten kann, ausreichend Wasserreserven verfügbar sind, um die Stunden oder Tage mit Knappheit überbrücken zu können. Grundsätzlich kann dies über Marktmechanismen und ein ausreichend starkes Anreizsystem zur Reservevorhaltung (betrifft v.a. Bilanzierungsmechanismus) sichergestellt werden.

Weiterhin ist unwahrscheinlich, dass in allen Nachbarländern der Schweiz Knappheitssituationen gleichzeitig auftreten. Hierfür weisen Italien einerseits und Frankreich/Deutschland andererseits zu unterschiedliche Kraftwerksparks, Nachfragecharakteristika sowie meteorologische Verhältnisse aus. Ein gegenseitiges „Aushelfen“ der verschiedenen Regionen in Knappheitssituationen ist somit sehr wahrscheinlich.

ROLLE AUSLÄNDISCHER KAPAZITÄTSMECHANISMEN FÜR DIE VERSORGUNGSSICHERHEIT IN DER SCHWEIZ

Die Auswirkung „umfassender“ ausländischer Kapazitätsmärkte auf die Versorgungssicherheit des Schweizer Strommarktes ist ambivalent.

- Prinzipiell sorgen sie (c.p.) für ein höheres Kapazitätsniveau in den betroffenen Ländern, was auch dem Schweizer Strommarkt in Form potentieller importierter Versorgungssicherheit zugutekommt.
- Allerdings könnten bei sehr hohen Kapazitätszielen im Ausland ausländische Kraftwerke mittelfristig inländische Kraftwerke in der Schweiz vom Markt verdrängen. Versorgungssicherheit würde dann verstärkt aus dem Ausland „importiert“.

Letzteres würde korrigiert, wenn Schweizer Kraftwerke erfolgreich in ausländischen Kapazitätsmärkten bieten dürfen. Dies würde sich insofern positiv auf die Versorgungssicherheit in der Schweiz auswirken, als dass das Kapazitätsniveau durch die Einnahmen aus dem Kapazitätsmärkten (c.p.) höher wäre als ohne die Option. Schweizer Kraftwerksbetreiber können also die Kapazitätzahlungen nutzen, um in neue Kapazitäten zu investieren oder um die Wirtschaftlichkeit von Bestandsanlagen zu sichern.

Dementsprechend wäre aus Schweizer Sicht wesentlich, dass

- durch ausländische Kapazitätsmechanismen keine substantiellen Überkapazitäten am europäischen Strommarkt geschaffen werden; sowie
- Schweizer Kraftwerksbetreiber an ausländischen Kapazitätsmärkten teilnehmen können (nicht nur nominell, sondern auch faktisch).

Ein Stromabkommen der Schweiz mit der EU könnte dies befördern. (s.u.)

Keine wesentlichen Einflüsse aus der Stromnachfrageentwicklung auf die Versorgungssicherheit in der Schweiz

Im betrachteten Zeitraum bis 2030 wird erwartet, dass sich die Stromnachfrage in Europa lediglich moderat verändert und somit keine Rückwirkungen auf die Versorgungssicherheit in der Schweiz bestehen.

Die Auswirkungen der zusätzlichen Elektrifizierung in den Sektoren Wärme und Verkehr („Sektorkopplung“) setzen eher langfristig ein. Es handelt sich hierbei um einen langfristigen Trend, der für die Marktakteure antizipierbar ist und damit kein absehbares Risiko für die Versorgungssicherheit in der Schweiz darstellt.

Ausbau der Interkonnektoren für die Versorgungssicherheit in der Schweiz insgesamt positiv

Der Ausbau der Interkonnektorkapazitäten geht mit folgenden Auswirkungen auf die Schweiz einher:

- Die Marktposition der Schweizer Kraftwerksbetreiber, z.B. durch Erweiterung der Exportpotenziale, wird verbessert. Dies betrifft z.B. die Vermarktung von

Kapazitäten auf den Day-ahead Märkten, Intraday-Märkten, Systemdienstleistungsmärkten oder auch etwaigen Kapazitätsmärkten. Allerdings steigt gleichzeitig ggf. auch die Konkurrenz durch Importe.

Letzteres bedeutet, dass die Abhängigkeit vom Ausland bezüglich Versorgungssicherheit ansteigen könnte.

- Der internationale Stromaustausch wird erleichtert. Dies bedeutet u.a. auch, dass im Knappheitsfall geringere Restriktionen für ein gegenseitiges „Beispringen“ der Länder bestehen.

Insgesamt ist der Ausbau der Interkonnektorkapazitäten für die Versorgungssicherheit in der Schweiz positiv zu bewerten.

Weitere Marktöffnung mit ambivalenten Wirkungen

Ein wettbewerblich geöffneter Strommarkt kann die Versorgungssicherheit erhöhen, indem Nachfrager deutlich stärker in die Mechanismen des Strommarktes eingebunden werden. So zeigen Erfahrungen aus dem Ausland (z.B. Norwegen), dass in geöffneten Strommärkten mit volatilen Stromgroßhandelspreisen u.a. verstärkt Produkte angeboten werden, die sich an aktuellen Strompreisen bzw. Strompreisschwankungen orientieren. Die Stromkunden, die solche Tarife wählen, erhalten dann unmittelbar Preissignale inklusive Knappheitssignale. Auf diese Weise werden für die Endverbraucher Anreize geschaffen, ihre Nachfrage zu flexibilisieren und damit zur Stabilisierung des Stromsystems beizutragen. Die Flexibilisierung der Nachfrage gewinnt gerade im Hinblick auf die zunehmende Integration der neuen Erneuerbaren Energien in der Schweiz und den umliegenden Ländern (v.a. PV und Wind) an Bedeutung. Es ist davon auszugehen, dass dies in einem wettbewerblichen (und damit dynamischen) Marktumfeld deutlich besser gelingt als in einem System mit einer (relativ statischen) Grundversorgung.

Nach einer Marktöffnung werden zugleich jene Kraftwerke, die heute Strom in dem regulierten Markt im Rahmen der Grundversorgung liefern, in die Mechanismen des freien Energy-Only-Marktes (EOM) überführt. Dabei kann sich die Erlössituation von Kraftwerken, die von vertikal integrierten Versorgungsunternehmen mit Tarifkunden betrieben werden, aufgrund des Wettbewerbsdrucks verschlechtern, weil die Margen unter wirtschaftlichen Druck geraten.

Inwiefern dieser Fall eintritt und Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit hat, hängt allerdings von einer Reihe von Faktoren ab. So ist unklar, wie viele der heute gebundenen Kunden zu einem anderen Versorger mit niedrigeren Strompreisen wechseln würden (Erfahrungswerte aus dem Ausland zeigten zumindest bei kleineren Kunden zu Beginn der Marktöffnung eher wenig Wechselbewegungen), inwieweit die Strompreise auf den Großhandelsmärkten in Zukunft ansteigen und ob Kraftwerke, die wirtschaftlich unter Druck geraten, tatsächlich vom Markt genommen würden. Erst dann ergäben sich potenzielle Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit. Grundsätzlich halten wir den EOM für geeignet, Versorgungssicherheit in adäquatem Maß sicherzustellen.

Auch die Verbesserung der EU-Markteinbindung der Schweiz sowie ein Stromabkommen stärken tendenziell die Versorgungssicherheit

Der Schweizer Strommarkt ist bereits heute relativ stark in den europäischen Strommarkt eingebunden. Wie dargestellt, ist dies an den erheblichen Stromaustauschen der Schweiz und der Rolle der Schweiz als Stromdrehscheibe im zentraleuropäischen Stromverbund erkennbar.

Eine darüber hinausgehende verstärkte Integration der Schweiz in den europäischen Binnenmarkt – z.B. über ein Stromabkommen – hätte hierüber hinausgehende Wirkungen:

- Die Marktposition der Schweizer Kraftwerksbetreiber würde z.B. durch die Teilnahme an der Marktkopplung verbessert - allerdings steigt wie beim physischen Ausbau der Stromnetze ggf. auch die Konkurrenz durch Importe, d.h. die Abhängigkeit vom Ausland bezüglich Versorgungssicherheit könnte ansteigen;
- Ein Stromabkommen würde den Marktzugang der Schweiz zu den EU-Strommärkten rechtlich absichern und damit verbessern. Damit würde auch vorrausichtlich der Zugang zu ausländischer Back-up Kapazität im „Ernstfall“ besser abgesichert werden.

Ein Strommarktabkommen würde sich also insofern positiv auf die Schweizer Versorgungssicherheit auswirken, als dass es für einen rechtlich abgesicherten Zugang zum Binnenmarkt, auch in Knappheitssituationen, führt. Dies bedeutet, dass je nach Ausgestaltung des Abkommens die Schweizer EU-Nachbarn in Krisensituationen nicht ohne weiteres die Stromexporte in die Schweiz einschränken könnten, ohne gegen geltendes Recht zu verstoßen.

2.3.3 Trends bezüglich der Stromgroßhandelspreise in der Schweiz im Vgl. zum Ausland

Schweizer Strompreis auch zukünftig in einem Korridor zwischen den Nachbarländern

Aufgrund der Funktion der Schweiz als „Stromhub“ in West- und Mitteleuropa lagen die Schweizer Stromgroßhandelspreise bisher in einem Korridor zwischen den Großhandelspreisen der Nachbarländer (siehe Abbildung 2). Die Analyse der Zukunftsszenarien des europäischen Stromsektors lassen darauf schließen, dass diese Aussage auch in Zukunft weiterhin Bestand haben wird. Dies resultiert u.a. aus den weiterhin zu erwartenden strukturellen Preisunterschieden zwischen den Schweizer Nachbarstaaten sowie aus der Notwendigkeit, die ansteigende fluktuierende EE-Einspeisung europäisch bzw. international auszugleichen. Die relative Position der Schweizer Stromgroßhandelspreise im Vergleich zu den Nachbarländern wird sich also mit hoher Wahrscheinlichkeit in der Zukunft nicht ändern.

Zudem wird die Position der Schweiz als Stromhub durch den Ausbau der Interkonnektorkapazitäten zementiert. Es kann hierbei erwartet werden, dass der Strom zunächst einmal weiterhin strukturell von Norden, also Deutschland, Österreich und Frankreich, nach Italien weitertransportiert wird. Das heißt, dass

die Schweizer Großhandelsstrompreise mit großer Wahrscheinlichkeit im Durchschnitt weiterhin über denen von Deutschland/ Österreich und unter denen von Italien liegen werden.

Anzumerken ist, dass sich unter bestimmten Umständen die Richtung der Stromflüsse strukturell drehen kann. Dies kann bspw. bei einem starken EE-Ausbau in Italien oder bei geänderten Brennstoffpreisrelationen (unter Berücksichtigung der Kosten für CO₂-Zertifikate) von Gas zu Kohle (vgl. z.B. Vision 3 des TYNDP). Unter diesen Umständen könnte sich Italien zum Stromexporteur nach Deutschland entwickeln. In solch einem Szenario würde sich aber nur die Richtung der Stromflüsse, nicht aber die Position der Schweiz als wichtiges Transitland ändern. Die Stromgroßhandelspreise lägen weiterhin im Durchschnitt zwischen denen in Deutschland und Italien, in diesem Fall allerdings oberhalb der Durchschnittspreise in Italien und unterhalb der entsprechenden Preise in Deutschland.

Strompreiskorridor wird tendenziell „enger“

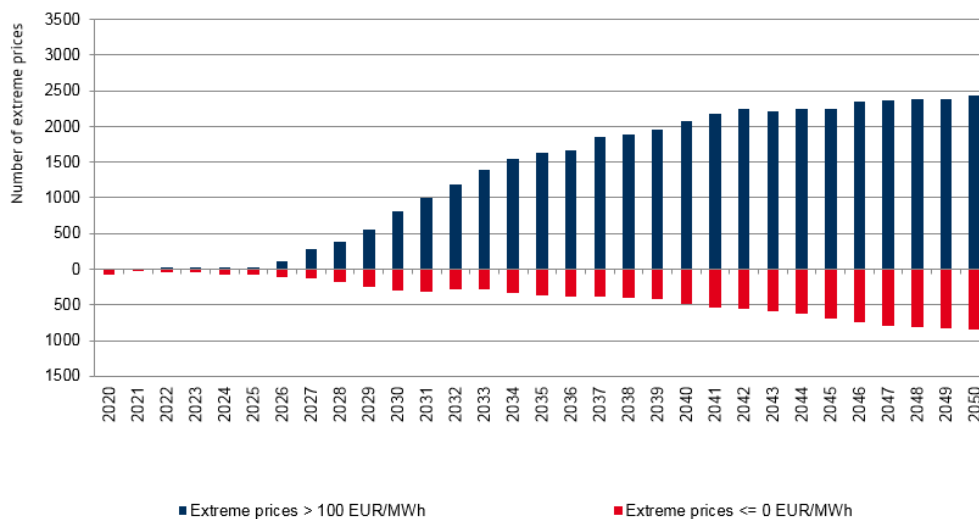
Weiterhin ist zu erwarten, dass das Band, in dem sich die durchschnittlichen Stromgroßhandelspreise in der Schweiz und den Nachbarländern bewegen, eher schmaler wird, d.h. dass sich die durchschnittlichen Strompreise der Schweizer Nachbarstaaten eher aufeinander zubewegen werden. Diese Erwartung ist insbesondere durch die steigenden Interkonnektorkapazitäten der Schweiz mit dem benachbarten Ausland begründet. Weitere Parameter, welche die Breite des für die Schweiz relevanten Preiskorridors beeinflussen können, sind u.a.

- **Gas-Kohlepreisverhältnis:** In den Szenarien, in denen die Kohlepreise (inklusive der Kosten für CO₂-Zertifikate) ggü. den Gaspreisen ansteigen (z.B. durch steigende CO₂-Preise), ist zu erwarten, dass die Strompreise in Italien (mit hohen Gaskapazitäten) sich den Strompreisen in Deutschland (mit hohen Kohlekapazitäten) angleichen. Die Strompreise würden sich unabhängig von den Interkonnektorenkapazitäten aufeinander zubewegen.
- **Marketsplitting der deutschen Preiszone:** Da zu erwarten ist, dass die Strompreise in der süddeutschen Preiszone in diesem Fall höher wären als in einer gesamtdeutschen Preiszone, würde der Preiskorridor ebenfalls kleiner werden.
- **Angleichen der EE-Anteile:** Ein Angleichen der Anteile der EE-Erzeugung an der Gesamtstromerzeugung würde tendenziell zu einem Angleichen der Stromgroßhandelspreise in diesen Ländern führen, d.h. der Preiskorridor zwischen den Ländern würde geringer.

Strompreisvolatilität wird zunehmen

In Bezug auf die Volatilität der Strompreise zeichnet sich ein klarer Trend zu höheren Preisschwankungen in den Nachbarländern der Schweiz ab. Dies liegt insbesondere an der Zunahme der fluktuierenden Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. So ist in **Abbildung 14** die Erwartung erkennbar, dass die Häufigkeit extremer Preisspitzen im Zeitablauf zunimmt.

Abbildung 14 Häufigkeit "extremer" Preisspitzen in der EU-28



Quelle: Energy Brainpool

Die Konsequenzen, die sich daraus für die Schweiz ergeben, sind zum einen, dass die Stromaustausche insgesamt zunehmen werden, und zum anderen, dass hierdurch die Preise in der Schweiz selbst stärker schwanken werden. Diese zunehmende Volatilität der Schweizer Strompreise bietet insbesondere der Schweizer Wasserkraft zusätzliche Chancen und Erlösmöglichkeiten, was einen positiven Effekt auf die Versorgungssicherheit der Schweiz haben sollte.

3 BEHANDLUNG DER STROMINTENSIVEN INDUSTRIEN

Der Bericht des Bundesrates soll einen Überblick über die wichtigsten Entwicklungen in der Stromwirtschaft der EU-Mitgliedsstaaten unter Berücksichtigung der Sonderreglementierungen dieser Staaten für stromintensive Unternehmen geben. Vor diesem Hintergrund wird in diesem Kapitel die Frage nach den Sonder- und Ausnahmeregelungen der energieintensiven Industrie in der Schweiz im Vergleich zu wichtigen Ländern analysiert.

Strompreise sind ein wesentlicher Faktor für die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie, die im internationalen Wettbewerb steht und steigende Kosten daher nicht oder nur teilweise auf die Preise ihrer Produkte überwälzen kann. Dies gilt insbesondere für die energieintensive Industrie. Ein hoher Energiekostenanteil kann hier bereits bei geringen Energiekostensteigerungen im Vergleich zum Ausland dazu führen, dass die Profitabilität der Unternehmen und ihre Wettbewerbsfähigkeit eingeschränkt werden.

Um die Belastungen für die energieintensive Industrie zu mindern und ihre Wettbewerbsfähigkeit im internationalen Vergleich zu erhalten, können Ausnahmeregelungen an den verschiedenen Komponenten der Strompreise ansetzen, wobei Ausnahmeregelungen sowohl implizit (z.B. nach Verbrauch gestaffelte Tarife) oder explizit (z.B. prozentuale Abschläge, absolute Abschläge, Fixierungen) sein und für bestimmte Adressaten (z.B. bestimmte Branchen, ab gewissen Stromverbräuchen, ab bestimmten Energiekostenanteilen, Exportbranchen, usw.) gelten können:¹²

- **Strombeschaffungspreise** – Die Strombeschaffungspreise der stromintensiven Industrie können i.d.R. mit den Großhandelspreisen gleichgesetzt werden, da Vertriebskosten/-margen hier keine Rolle spielen. Auf der Ebene der Strombeschaffungspreise sind bereits Ausnahmeregelungen für energieintensive Unternehmen möglich, wie bspw. eine Kompensation für indirekte CO₂-Kosten im Strompreis. Es existieren in einzelnen Ländern auch Sondertarife beim Strombezugspreis (vgl. bspw. in Frankreich den regulierten Strompreistarif ARENH („Accès régulé à l'électricité nucléaire historique“), zu dem EdF einen Teil seines Kernenergiestroms an andere Versorger verkauft).¹³
- **Netznutzungsentgelte** – Die Netznutzungsentgelte sind die Kosten, die für den Transport und die Verteilung des Stroms anfallen. Da es sich bei

¹² Die Ausnahmeregelungen werden von der Europäischen Kommission überwacht (s. auch Abschnitt 3.1.1), da sie zwar einerseits zu einer Entlastung der begünstigten Unternehmen führen, andererseits dadurch i.d.R. andere Energieabnehmer (einschließlich der privaten Haushalte) höher belasten und zu Wettbewerbsverzerrungen innerhalb des EU-Binnenmarktes führen können.

¹³ EdF ist verpflichtet, ca. ein Viertel seiner Stromproduktion (max. ca. 100 TWh/a) zu einem regulierten Preis anderen Stromlieferanten anzubieten. Der ARENH-Preis ist so kalkuliert, dass der Tarif die Betriebskosten deckt. Zusätzlich hat ein Konsortium (Exeltium) aus 27 großen stromintensiven Unternehmen mit EdF 2010 einen langfristigen Liefervertrag über 24 Jahre abgeschlossen, mit einem garantierten Preis von 50 €/MWh. Nach einem Verfall des Großhandelspreises wurde der Tarif neuverhandelt, der 2012 auf ca. 42€/MWh reduziert wurde.

energieintensiven Unternehmen meist um große Industriekunden handelt, beziehen diese i.d.R. ihren Strom von einer höheren Spannungsebene. Dadurch fallen für sie geringere Kosten und Entgelte an als für kleinere Kunden, auf die Netznutzungsentgelte für den Stromtransport im Übertragungs-, Mittelspannungs- und ggfs. Niederspannungsnetz überwältigt werden.¹⁴ Ausnahmeregelungen können sowohl eine industriefreundliche Strukturierung der Netznutzungsentgelte als solche umfassen (d.h., dass für einen höheren Verbrauch niedrigere Tarife auf der gleichen Spannungsebene anfallen)¹⁵, als auch einen expliziten Abschlag auf „Standard“-Netznutzungsentgelte. Auch bilaterale Verhandlungen zwischen Netzbetreibern und –nutzern über Netznutzungsentgelte können Sonderkonditionen beinhalten.

- **Staatlich induzierte Komponenten (Abgaben, Umlagen und Steuern)** – Staatlich induzierte Abgaben, Umlagen und Steuern bilden die dritte Komponente bei den Strompreisen. Zu diesen Belastungen gehören bspw. Stromsteuern oder Konzessionsabgaben, die auf den Energieträger Strom erhoben werden. Auch Abgaben und Kosten für die Förderung und Einbindung Erneuerbarer Energien und KWK¹⁶-Anlagen gehören zu den staatlich induzierten Preisbestandteilen. Ausnahmeregelungen können bspw. auf die Refinanzierung von geförderten Erneuerbaren Energien oder KWK-Anlagen gewährt werden oder reduzierte Steuersätze umfassen.

Die Endkundenpreise für die stromintensive Industrie setzen sich somit als Summe aus den Beschaffungskosten für Strom, den Netznutzungsentgelten und den staatlich induzierten Preisbestandteilen (Steuern, Abgaben und Umlagen) zusammen. Generell fällt der Anteil an Steuern und Abgaben sowie an Netznutzungsentgelten bei großen Industriekunden u.a. aufgrund von Ausnahmeregelungen i.d.R. relativ gering aus, so dass internationale Preisunterschiede zum größten Teil aus Unterschieden in der Höhe des Großhandelspreises getrieben werden. Weil Netznutzungsentgelte und Umlagen die jeweils relevanten Kosten decken sollen, steigen durch eine (anteilige) Befreiung von energieintensiven Unternehmen die Netznutzungsentgelte und Umlagen für die übrigen Verbraucher.

In den folgenden Kapiteln erfassen wir die Ausnahmeregelungen für die einzelnen Preisbestandteile in der EU und einzelnen EU Mitgliedstaaten (Abschnitt 3.1) sowie in der Schweiz (Abschnitt 3.2), jeweils für die jeweiligen Preiskomponenten. Ein systematischer Preisvergleich und eine quantitative Analyse der einzelnen Preisbestandteile ist hierbei nicht möglich und nicht Gegenstand der Untersuchung,¹⁷ da die detaillierten Preisdaten wie auch die tatsächlich gewährten Preisnachlässe für die einzelnen Unternehmen der stromintensiven Industrie vielfach aus Vertraulichkeitsgründen nicht transparent sind. Insofern fokussieren wir in weiten Teilen auf eine konzeptionelle Darstellung

¹⁴ Gerade auf der Verteilnetzebene steigen die Netzentgelte durch die steigende Stromerzeugung in dezentralen Anlagen zur Nutzung von Erneuerbarer Energien.

¹⁵ Dies ist durch unsere Analyse nur schwer erfassbar, da Netzkosten teilweise Gemeinkosten darstellen, für deren Schlüsselung es keine allgemeingültigen ökonomischen Regeln gibt.

¹⁶ Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) wird in der Schweiz meist als Wärme-Kraft-Kopplung (WKK) bezeichnet.

¹⁷ Insbesondere ist eine solche quantitative Analyse aufgrund der Intransparenz bzgl. der Zahlenwerte bei Preisbestandteilen für stromintensive Industrie limitiert. Zu bestimmten Bestandteilen sind keine öffentlichen Informationen verfügbar (z.B., wenn reduzierte Netzentgelte bilateral verhandelt werden).

von Ausnahmeregelungen, die hinsichtlich einer möglichen Wettbewerbsverzerrung untersucht werden.

3.1 Ausnahmeregelungen für stromintensive Unternehmen in der EU

Im folgenden Abschnitt werden die Ausnahmeregelungen für die stromintensive Industrie in der EU erfasst. Im Abschnitt 3.1.1 werden zunächst Regelungen auf EU-Ebene und das Beihilferecht diskutiert und auf aktuelle Entscheidungen und Untersuchungen der Europäischen Kommission eingegangen. Im Abschnitt 3.1.2 werden die Ausnahmeregelungen in den an die Schweiz angrenzenden Staaten, ergänzt um Großbritannien und die Niederlande, genauer analysiert.

3.1.1 Beihilferecht und Ausnahmeregelungen auf EU-Ebene

Die EU setzt den Rahmen für mögliche Sonder- und Ausnahmeregelungen für die energieintensive Industrie, die von den Mitgliedsstaaten optional implementiert werden können, und beaufsichtigt mögliche Einschränkungen des Wettbewerbs im EU-Binnenmarkt über das Beihilferecht. Hierbei „wacht“ die EU-Kommission über grundsätzlich mögliche Wettbewerbsverzerrungen aufgrund von Sonder- oder Ausnahmeregelungen in den einzelnen EU-Mitgliedsstaaten.

Beihilferecht der Europäischen Kommission

Der Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) sieht grundsätzlich ein Verbot staatlicher Beihilfen vor (AEUV, Artikel 107 Abs. 1), da staatliche Begünstigungen von bestimmten Unternehmen oder heimischen Wirtschaftszweigen zu Wettbewerbsverzerrungen im europäischen Binnenmarkt führen und somit den internationalen Handel beeinträchtigen können. Das EU-Beihilferecht lässt jedoch bestimmte Ausnahmen von dem Verbot zu, die in Art. 107, Abs. 2 und 3 geregelt sind. Diese umfassen Beihilfen, die mit dem Binnenmarkt als vereinbar angesehen werden, da diese Wachstum und politische Ziele fördern, ohne zu einer maßgeblichen Verfälschung des Wettbewerbs zu führen. Hierbei handelt es sich bspw. um Unterstützungsmaßnahmen in den Bereichen Regionalförderung, Energie- und Umweltpolitik¹⁸ oder Forschung und Entwicklung.

Staatliche Beihilfe kann dabei verschiedene Formen annehmen, wie z.B. Zuschüsse, Zinsvergünstigungen oder Steuerbefreiungen. So können Unternehmen oder Wirtschaftszweige durch einen Zuschlag zum Marktpreis gefördert werden oder von bestimmten Umlagen, Steuern oder Fixkosten (teilweise) freigestellt werden.¹⁹

¹⁸ Staatliche Beihilfen, die die Energie- und Umweltpolitik betreffen, machen in der EU insgesamt den größten Teil staatlicher Beihilfen aus (45% aller Beihilfen wurden im Bereich Umweltschutz und Energieeinsparungen gewährt) (http://ec.europa.eu/eurostat/tgm_comp/mapToolClosed.do?tab=map&init=1&plugin=1&language=en&pcod_e=comp_sa_02&toolbox=types).

¹⁹ 2016 genehmigte die Europäische Kommission einen Aufschlag auf den Marktpreis (1,5 ct/kWh) für vier hocheffiziente KWK-Anlagen in Deutschland, da diese Anlagen die energie- und klimapolitischen Ziele der EU fördern, ohne den Wettbewerb maßgeblich zu beeinträchtigen. Energieintensive Sektoren werden in

Die Europäische Kommission hat rechtliche Vorschriften im Rahmen der Ausübung ihrer Befugnisse entwickelt. So erfolgen Regelungen in fachspezifischen Direktiven, die Grundsätze und Rahmenregelungen für mögliche Sonder- und Ausnahmeregelungen festlegen. Diese Regeln können von EU-Mitgliedsstaaten optional implementiert werden.

Um Wettbewerbsverzerrungen zu verhindern, müssen EU-Mitgliedsstaaten die Europäische Kommission als Wettbewerbsaufsicht grundsätzlich vor Gewährung von Vergünstigungen oder Ausnahmeregelungen informieren. Die Europäische Kommission bewilligt staatliche Beihilfen nur dann, wenn diese im Interesse der Öffentlichkeit liegen und somit der Gesellschaft oder der Wirtschaft als Ganzes dienen.²⁰ Bei der Entscheidung über zulässige Beihilfen prüft die Europäische Kommission folgende Kriterien:

- Wurde eine Beihilfe durch staatliche Behörden oder aus staatlichen Mitteln gewährt?
- Ist die Beihilfe selektiv, d.h. begünstigt sie bestimmte Unternehmen, Sektoren, Regionen?
- Sind Wettbewerbsverzerrungen abzusehen?
- Hat die Beihilfe Auswirkungen auf den Handel zwischen den EU-Mitgliedsstaaten?

Mögliche Formen der Begünstigungen für die stromintensive Industrie

Die Ausnahmeregelungen für die energieintensive Industrie setzen auf EU-Ebene bei den verschiedenen Bestandteilen des Strompreises an und müssen im Anwendungsfall beihilferechtlich geprüft werden.

- **Strombeschaffungspreise** – hier ist ein Ausgleich für höhere Kosten, die durch indirekte Effekte von CO₂-Preisen auf den Strompreis entstehen können, möglich. Indirekte Effekte von CO₂-Preisen auf den Strompreis können entweder durch das EU ETS (geregelt seit dem 1.1.2013 in der „Leitlinie für bestimmte Beihilfemaßnahmen im Zusammenhang mit dem System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten“) verursacht sein oder durch nationale CO₂-Steuern (geregelt in der „Leitlinie für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen“, § 179-180).
- **Netznutzungsentgelte** – reduzierte Netznutzungsentgelte sind für energieintensive Unternehmen in einigen Mitgliedsstaaten eine übliche Form der Begünstigung. Hierzu besteht keine spezifische EU-Gesetzgebung.
- **Abgaben, Umlagen und Steuern** – als Form der Begünstigungen sind z.B. reduzierte Steuersätze (z.B. Stromsteuern, s. „Richtlinie zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom“, Art. 17 und Annex I),

Deutschland von der EEG-Umlage teilweise freigestellt, wenn alternativ ein Wegfall der Steuern droht (bspw. durch Auslagerung der Produktion oder Insolvenz des Unternehmens).

²⁰ Eine solche Prüfung beihilferechtlicher Maßnahmen ist allerdings nicht notwendig, wenn Mitgliedsstaaten die Förderung von EE bspw. durch allgemeine Steuern finanzieren, da hier keine selektive Begünstigung stattfindet. Dänemark wird bspw. die Public Service Obligations zur Finanzierung von EE graduell bis 2022 aufheben, um die Energiekosten der Endverbraucher zu senken (aufgrund der Abgabenhöhe kam es zu Akzeptanzproblemen in der Bevölkerung) und Investitionen in EE zu beanreizen. Die Förderung von EE wird stattdessen durch den dänischen Bundeshaushalt über Steuern finanziert. Durch die Umstellung von einer speziellen Stromverbrauchsabgabe auf Steuerfinanzierung werden implizit stromintensive Nutzer relativ entlastet.

reduzierte Abgaben oder Umlagen für Erneuerbare Energieträger (s. „Leitlinie für staatliche Umwelt- und Energiebeihilfen“, § 181 bis 192) oder reduzierte Abgaben oder Umlagen für KWK („Leitlinie für staatliche Umwelt- und Energiebeihilfen“, § 139-140, 150-151) denkbar.

Ausgewählte aktuelle Entscheidungen der Europäischen Kommission

Die Europäische Kommission entscheidet üblicherweise anhand von drei Hauptkriterien, ob eine Begünstigung erlaubt werden kann:

- **Die Begünstigung dient einem europäischen Ziel** auf direkte oder indirekte Weise. Ein Beispiel ist die Umsetzung und Erreichung der Klimaschutzziele, für die finanzielle Mittel benötigt werden. Auf direkte Weise können diese Ziele durch entsprechende Umlagen durch alle Endverbraucher finanziert werden. Indirekt wird das Ziel auch durch Ausnahmeregelungen unterstützt: Bei einer angenommenen Ermäßigung für energieintensive Unternehmen von 50% verringert sich zwar zunächst der gezahlte Umlagenbetrag des Unternehmens um die Hälfte. Ohne die Begünstigung würde die Industrie jedoch an internationaler Wettbewerbsfähigkeit einbüßen und ggfs. gezwungen sein, abzuwandern. Dadurch würde die von der Industrie gezahlte Umlage völlig entfallen.
- **Die Begünstigung verzerrt den Wettbewerb nicht (unverhältnismäßig).** Es wird geprüft, welche Marktteilnehmer von der Begünstigung profitieren und welche benachteiligt sind. Nur wenn dabei der volkswirtschaftliche Nutzen überwiegt, wird die Begünstigung erlaubt. So können bspw. bei einer Umlage zur Förderung von Erneuerbaren Energien zur Erreichung der Klimaschutzziele einzelne Marktteilnehmer unverhältnismäßig durch die Umlage belastet werden. Diesen Marktteilnehmern werden dann mögliche Ausnahmeregelungen gewährt, wenn diese Regelungen den Wettbewerb nicht unverhältnismäßig verzerren.
- **Die Begünstigung ist verhältnismäßig.** Das Kriterium der Verhältnismäßigkeit hängt unmittelbar mit dem vorherigen Punkt zusammen. Die Kommission prüft, ob die Höhe einer Begünstigung verhältnismäßig ist. Dies bedeutet, dass ein größtmöglicher volkswirtschaftlicher Nutzen durch Förderung einzelner Marktteilnehmer bei einer minimalen Belastung der anderen Marktteilnehmer erreicht wird.

Sind alle drei Kriterien erfüllt, wird eine Begünstigung als sinnvoll erachtet und erlaubt.

Aktuell laufen u.a. folgende Untersuchungen bzw. hat die Europäische Kommission folgende Entscheidungen getroffen:

Strombeschaffungspreise

In Deutschland wurde 2013 eine Beihilfe für die energieintensiven Industriezweige eingeführt, bei denen im Zusammenhang mit den durch die ETS-Zertifikate entstehenden indirekten Kosten von einem erheblichen Carbon Leakage²¹ Risiko auszugehen ist. Diese Beihilfe für indirekte CO₂-Kosten hat die

²¹ Der Begriff „Carbon Leakage“ bezeichnet laut der Europäischen Kommission eine Situation, die eintreten kann, wenn Unternehmen aufgrund der mit Klimamaßnahmen verbundenen Kosten ihre Produktion in andere Länder mit weniger strengen Emissionsauflagen verlagern. Das Carbon Leakage Risiko kann in

Europäische Kommission geprüft und im Juli 2013 für vereinbar mit dem europäischen Binnenmarkt erklärt. Dabei begründete die Europäische Kommission ihre Entscheidung damit, dass erstens die Wettbewerbsfähigkeit der stromintensiven Industriezweige durch die Regelung erhalten bliebe, auf diese Weise zweitens die Auslagerung von CO₂-Emissionen verhindert würde, und drittens die Beihilfeintensität angemessen sei, da sie keinen vollen Ausgleich gewährt²², sondern durch stufenweise Abschwächung der Beihilfe den Anreiz der Industrie aufrecht erhalte, ihren Stromverbrauch zu verringern. Basierend auf derselben Argumentation ließ die Europäische Kommission die staatliche Beihilfe für energieintensive Sektoren bzgl. indirekter CO₂-Kosten im Mai 2013 in Großbritannien²³, im Oktober 2013 in den Niederlanden²⁴ sowie im November 2013 in Belgien²⁵ zu.

Ein Gegenbeispiel ist eine von Deutschland 2009 angestrebte Ausnahmeregelung für Nichteisen(NE)-Metall-Industrien (Aluminium, Kupfer und Zink) zur Kompensation von indirekten CO₂-Kosten²⁶. Die Europäische Kommission entschied in diesem Fall, dass die Beihilfe nicht vereinbar mit dem europäischen Binnenmarkt sei, da die Regelung sehr selektiv elf Begünstigte gegenüber Wettbewerbern im Binnenmarkt bevorteile. Zudem konnte Deutschland kein erhöhtes Carbon Leakage Risiko nachweisen.

Netznutzungsentgelte

Im März 2013 lief eine Untersuchung der in Deutschland seit 2011 gewährten ermäßigten Netznutzungsentgelte für große Stromkonsumenten an.²⁷ Seit 2011 waren große Stromverbraucher in Deutschland gemäß Stromnetzentgeltverordnung §19 Abs. 2 von Netznutzungsentgelten vollständig befreit, wenn ihr jährlicher Stromverbrauch die Benutzungsstundenzahl von mindestens 7000 Stunden erreichte und 10 Gigawattstunden überstieg. Im Jahr 2012 wurden die aufgrund der Netzentgeltbefreiung für stromintensive Unternehmen entgangenen Erlöse auf rund 300 Mio. Euro geschätzt.

Die vorläufige Meinung der Kommission war, dass die Ausnahmeregelung den Begünstigten einen selektiven Vorteil im Vergleich zu den Mitgliedsstaaten verschaffe und so den europäischen Wettbewerb schädige. Allerdings sollte weiterhin untersucht werden, ob die Begünstigung einem Ziel von gemeinsamem Interesse dient und dadurch antiwettbewerbliche Auswirkungen rechtfertigt. Dies ist der erste Fall, in dem die Europäische Kommission Ausnahmeregelungen bei Netznutzungsentgelten prüft.

bestimmten energieintensiven Branchen höher ausfallen (s. Liste der betroffenen Sektoren der Kommission).

²² In den Jahren 2013-15 beträgt die Beihilfe höchstens 85% der beihilfefähigen Kosten, von 2016 bis 2018 höchstens 80% und in den Jahren 2019 und 2020 75%, vgl. Absatz 13 und Absatz 32, http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/248967/248967_1482144_86_2.pdf

²³ http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/247931/247931_1434660_45_2.pdf

²⁴ Vgl. http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/249979/249979_1486235_103_2.pdf

²⁵ Vgl. http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/249319/249319_1486785_70_2.pdf

²⁶ Vgl. http://europa.eu/rapid/press-release_IP-13-704_en.htm

²⁷ Vgl. Europäische Kommission, abgerufen unter http://europa.eu/rapid/press-release_IP-13-191_en.htm. Die Prüfung wurde eingeleitet, nachdem mehrere Beschwerden von Verbraucherverbänden, Energieunternehmen und Bürgern eingegangen waren. Zuvor hatte bereits das Oberlandesgericht Düsseldorf im März 2013 die vollständige Netzentgeltbefreiung für rechtswidrig erklärt.

Im Mai 2013 hat das Bundeskabinett nach den Bedenken der Europäischen Kommission hinsichtlich der vollständigen Netzentgeltbefreiung die Artikelverordnung zur Novelle der Strom- und Gasnetzentgeltverordnung beschlossen. Wichtigste Änderung der neuen Regelung ist, dass die vollständige Netzentgeltbefreiung stromintensiver Unternehmen aufgehoben wird und stattdessen ein gestaffeltes reduziertes Netznutzungsentgelt eingeführt wurde. Eine Reduktion der Netznutzungsentgelte gibt es für stromintensive Unternehmen ab einem Jahresverbrauch von 10 GWh und 7000 Jahresbenutzungsstunden (zur Staffelung der Netznutzungsentgelte siehe auch Länderstudie Deutschland in Kapitel 3.1.2). Mit der Novelle wird ab 1. Januar 2014 darüber hinaus eine sogenannte „physikalische Komponente“ bei der Bemessung der Höhe des reduzierten Netznutzungsentgeltes eingeführt, wodurch der tatsächliche Entlastungsbeitrag der jeweiligen stromintensiven Verbraucher berücksichtigt wird. Durch diese Novellierung reduziert sich die Anzahl der begünstigten Unternehmen.

Abgaben, Umlagen, Steuern

Im Mai 2017 erlaubte die Kommission Ausnahmeregelungen für energieintensive Unternehmen bzgl. des Stromzuschlags zur Förderung hocheffizienter KWK-Anlagen in Deutschland und Italien.²⁸ Hierbei wurde entschieden, dass eine Ermäßigung von höchstens 85% auf die KWK-Umlage für energieintensive Unternehmen den europäischen Klimaschutzziele diene und dabei globale Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen gewähre, ohne innereuropäischem Wettbewerb zu schaden.

Im Mai 2015 gab die Europäische Kommission dem Antrag Deutschlands statt, die ursprüngliche Liste (Liste 2 Anhang 4) an Branchen nachträglich zu erweitern, die sich für Ausnahmeregelungen der EEG-Umlage 2014 qualifizieren.²⁹ Die Höhe der zu zahlenden Umlage wird für die gelisteten Unternehmen auf bis zu 0,5% der Bruttowertschöpfung begrenzt, wenn diese eine Stromkostenintensität von mindestens 20% aufweisen.³⁰

In Dänemark wurde im Dezember 2016 die Ausweitung der Kompensation für die Abgabe für gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen auf den Verbrauch von Strom (Public Service Obligations (PSO)), deren Einnahmen zu 60-70% für die Förderung von Erneuerbaren Energien auf mehr energieintensive Verbrauchergruppen als bislang beschlossen.³¹ Nun sollen nicht mehr alleine die Branchen, die im Anhang 3 der Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020 (2014/C 200/01)³² gelistet sind, für die Ausnahmen qualifiziert sein, sondern auch generell Unternehmen, die § 186 erfüllen, d.h. eine Handelsintensität von mind. 4% haben sowie eine Stromintensität von mindestens 20%. Die Kompensation betrifft ebenfalls höchstens 85% der Umlage zur Förderung von erneuerbaren Energien³³.

²⁸ Vgl. Europäische Kommission, http://europa.eu/rapid/press-release_IP-17-1440_en.htm

²⁹ Vgl. Entscheidung http://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/case_details.cfm?proc_code=3_SA_41381 und EEG 2014 – Dritte Änderung, <https://www.clearingstelle-eeq.de/eeq2014/aenderung3/material>

³⁰ Vgl. § 64 EEG 2014, http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/257808/257808_1665665_101_2.pdf

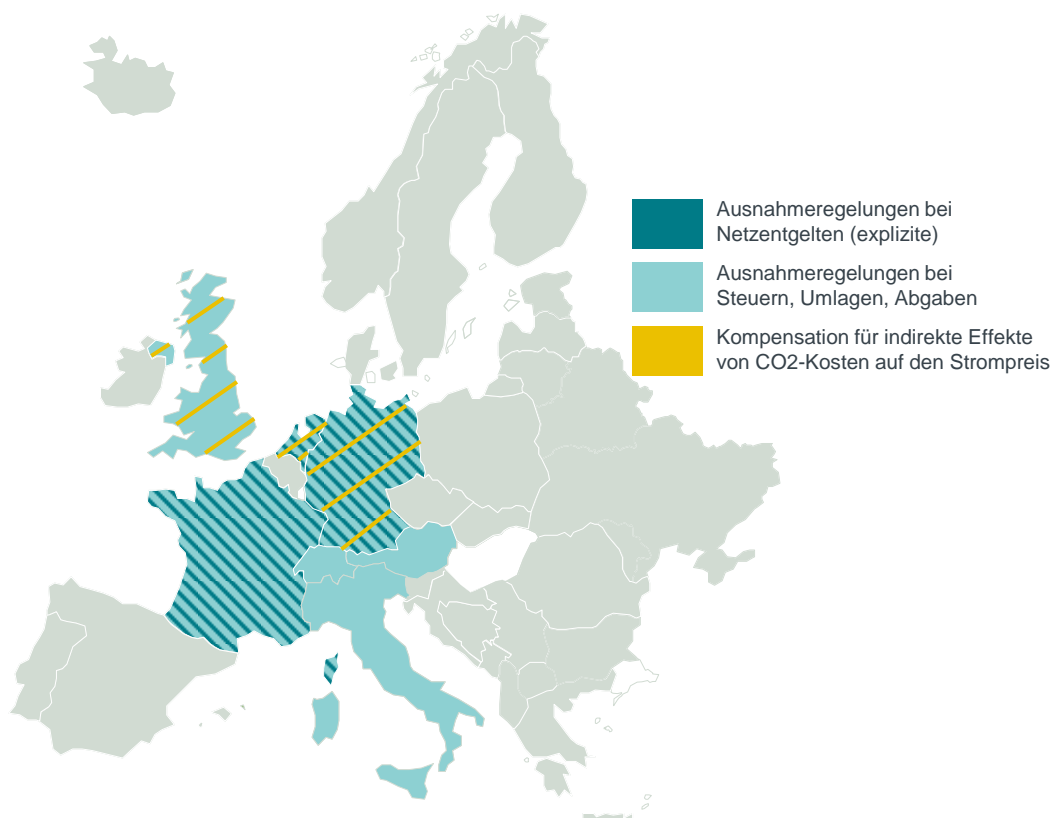
³¹ Vgl. http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/259362/259362_1691772_143_2.pdf

³² Vgl. [http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:52014XC0628\(01\)&from=EN](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:52014XC0628(01)&from=EN)

3.1.2 Ausnahmeregelungen in ausgewählten Ländern

In den folgenden Abschnitten diskutieren wir Ausnahmeregelungen für die stromintensive Industrie in ausgewählten Ländern. Hierbei betrachten wir die an die Schweiz angrenzenden Länder Deutschland, Österreich, Frankreich und Italien und zusätzlich die Niederlande und Großbritannien.

Abbildung 15 Ausnahmeregelungen für stromintensive Unternehmen – betrachtete Länder



Quelle: Frontier Economics







Hinweis: Bei den Ausnahmeregelungen für die Netznutzungsentgelte werden nur die expliziten Reduzierungen betrachtet. Es gibt grundsätzlich jedoch auch industriefreundliche Ausgestaltungen (z.B. sind in Italien die Netznutzungsentgelte stark nach Verbrauch gestaffelt).

Abbildung 15 gibt eine erste Indikation, auf welche Preiskomponenten die einzelnen Länder generell explizite Ausnahmeregelungen für die stromintensive Industrie gewähren. Die Abbildung trifft allerdings keine Aussage zu der Höhe und der Anzahl der Ausnahmeregelungen und somit zum effektiven Strompreis, den ein stromintensives Unternehmen zahlt.

Generell gibt es Länder, in denen weitreichende Ausnahmeregelungen für die stromintensive Industrie zum Tragen kommen. Hierzu zählen Deutschland, Italien und Frankreich. Hierbei handelt es sich insbesondere um Länder mit generell sehr vielen (z.B. existieren in Italien derzeit sehr viele unterschiedliche Abgaben) bzw. sehr hohen (z.B. Deutschland) zusätzlichen Preiskomponenten. Auf der anderen Seite gibt es Länder wie Österreich, Niederlande oder Großbritannien, die weniger Ausnahmeregelungen für die stromintensive Industrie implementiert

haben und eher vergleichbar mit der Schweiz sind (vgl. Abbildung 16 für eine Übersicht der Ausnahmeregelungen).

Abbildung 16 Übersicht der Ausnahmeregelungen

Ausnahmeregelungen für stromintensive Industrie			
	Netzentgelte	Abgaben, Umlagen und Steuern	Kompensation ind. CO ₂ -Effekte
 Deutschland	✓ ▪ Stromintensive Netznutzung bis 90% ▪ Atypische Netznutzung bis 80%	✓ ▪ Stromsteuer, Konzessionsabg. bis 100% ▪ EEG-, KWKG-, Offshore-Umlage	✓ ▪ Von der EC genehmigte Beihilfe
 Österreich	✗	✓ ▪ Stromsteuer	✗
 Frankreich	✓ ▪ Sowohl für konstante als auch für antizyklische Verbrauchsprofile von 45% bis 90%	✓ ▪ Stromsteuer (inkl. Förderung EE) ▪ Verbrauchssteuer in Kommunen/Departements	✗
 Italien	✗	✓ ▪ Stromsteuer gestaffelte Tarife (Verbrauch) ▪ Umlagen (z.B. bis zu 100% EE und KWKG-Förderung)	✗
 Niederlande	✓ ▪ Atypische Netznutzung Transporttarif bis zu 90%	✓ ▪ Stromsteuer und EE-Umlage bis zu 100% für besondere Prozesse (z.B. chemische Reduktion, Elektrolyse, Metallurgie)	✓ ▪ Von der EC genehmigte Beihilfe
 Großbritannien	✗	✓ ▪ Klimaschutzabgabe bis zu 90%	✓ ▪ Von der EC genehmigte Beihilfe
 Schweiz	✗	✓ ▪ KEV (EE-Förderung) bis zu 100%	✗

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Die Erfassung der Ausnahmeregelungen in Bezug auf die einzelnen Strompreiskomponenten liefert noch keinen Hinweis auf die absolute Höhe der von der stromintensiven Industrie zu zahlenden Strompreise und somit auf die Wettbewerbsfähigkeit der einzelnen Länder und soll zunächst lediglich eine erste Übersicht der bestehenden Ausnahmeregelungen liefern.

Deutschland

Deutschland gehört zu den Ländern mit den höchsten Steuern und Abgaben bei den Strompreisen. Im Jahr 2015 summierten sich die regulierten bzw. staatlich veranlassten Strompreisbestandteile (Netznutzungsentgelte, Abgaben, Umlagen und Steuern) auf über 55 Milliarden Euro.³⁴ Die meisten Endverbraucher zahlen 75 bis 80% ihres Strompreises für Netznutzungsentgelte, Abgaben und Umlagen. Bei stromintensiven Industriekunden fällt dieser Anteil jedoch durch spezielle gesetzliche Regelungen zur Reduzierung bestimmter Preisbestandteile deutlich niedriger aus.³⁵ So bestehen in Deutschland Ausnahmeregelungen für stromintensive Industrien bei

- den Netznutzungsentgelten (bis zu 90% Befreiung),
- bei der Stromsteuer und den Konzessionsabgaben (bis zu 100% Befreiung),
- bei der EEG-Umlage (Reduzierung des Regelsatzes von 6,354 ct/kWh auf bis zu 0,05 ct/kWh),

³⁴ Agora (April 2017), Neue Preismodelle für Energie, Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger, S. 27.

³⁵ Vgl. BNetzA (2016), Monitoringbericht, S. 26. So betrug der Strompreis zum 1. April 2016 bei einem Kunden mit Jahresverbrauch von 24 GWh, der keine gesetzlichen Vergünstigungsmöglichkeiten in Anspruch nehmen kann, rund 14,21 ct/kWh (ohne USt), wovon 10,72 ct/kWh auf Netzentgelte, Umlagen, Steuern und Abgaben entfielen. Im Einzelfall können die staatlich determinierten Netzentgelte, Umlagen, Steuern und Abgaben von 10,72 ct/kWh auf unter 1 ct/kWh fallen.

STROMWIRTSCHAFTLICHE ENTWICKLUNGEN IN DER EU UNTER BESONDERER BERÜCKSICHTIGUNG DER BEHANDLUNG STROMINTENSIVER UNTERNEHMEN

- bei der KWKG-Umlage (Reduzierung des Regelsatzes von 0,445 ct/kWh auf bis zu 0,03 ct/kWh),
- bei der Offshore-Umlage (verbrauchsabhängige Reduzierung des Regelsatzes ab 1 GWh von 0,04 ct/kWh auf 0,025 ct/kWh).

Allerdings besteht keine einheitliche Definition eines stromintensiven Unternehmens, sondern die oftmals sehr komplexen und uneinheitlichen Ausnahmeregelungen richten sich nach unterschiedlichen Parametern und Schwellenwerten. So können u.a. der Stromverbrauch, die Stromkosten, vordefinierte Prozesse oder eine Unterschreitung eines jährlich festgelegten Grenzstrompreises ausschlaggebend für eine Ausnahmeregelung sein.

Die EEG-Umlage hat, gemessen am Volumen, den größten Anteil von allen staatlich induzierten Umlagen am Strompreis. Dementsprechend stehen Ausnahmeregelungen für die stromintensive Industrie bei dieser Komponente im Fokus der energiepolitischen Debatte in Deutschland. Ausnahmeregelungen bei anderen Strompreiskomponenten werden weniger rege diskutiert.

Strombeschaffungspreis

Im Juli 2013 genehmigte die Europäische Kommission in Deutschland eine Beihilfe für die energieintensiven Industriezweige, bei denen im Zusammenhang mit den durch die ETS-Zertifikate entstehenden indirekten Kosten von einem erheblichen Carbon Leakage Risiko auszugehen ist. Die Beihilfeintensitäten im Rahmen der deutschen Regelung entsprechen dabei den Beihilfehöchstintensitäten der ETS-Leitlinien. In den Jahren 2013-15 betrug die Beihilfe höchstens 85% der beihilfefähigen Kosten, von 2016 bis 2018 höchstens 80%, und in den Jahren 2019 und 2020 höchstens 75%.

Netzentgelte

Die Netzentgelte in Deutschland machen einen großen Teil der Stromrechnung aus. Von dem Aufkommen der Netzentgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen im Stromsektor in Höhe von 55 Milliarden Euro im Jahr 2015 entfielen 25,8 Milliarden Euro auf die Netzkosten.³⁶ Die stromintensive Industrie kann bei bestimmten Voraussetzungen ihre Netzentgelte bis zu 90% reduzieren.

Die Höhe der Netzentgelte in Deutschland ist abhängig von der Höchstlast und dem Stromverbrauch. Individuelle Netzentgelte können gemäß der Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (StromNEV), § 19(2), beantragt werden, wenn Letztverbraucher aufgrund ihres besonderen Verbrauchsverhaltens einen individuellen Beitrag zur Senkung bzw. Vermeidung von Netzkosten erbringen:

- **Stromintensive Netznutzung:** Für große Industriekunden mit einem Verbrauch von mindestens 10 GWh pro Jahr kann der Tarif bis zu einem Mindestsatz von 10% des veröffentlichten Netzentgeltes reduziert werden

³⁶ Einschließlich u.a. Konzessionsabgaben, §19.2-StromNEV-, Offshore-Haftungs-Umlage, Einspeisemanagement, Redispatch und Netzreserve, vermiedene Netzentgelte, s. Agora (2017), S. 39. Die Netzvorhaltung und der Netzbetrieb sind die größte Kostenposition (vgl. S. 48).

(Mindestsatz gilt bei mehr als 8000 Benutzungsstunden im Jahr), (StromNEV, § 19, Absatz 2, Satz 2).³⁷

- **Atypische Netznutzung:** Für atypische Netznutzung³⁸, bei der Endverbraucher ihre Spitzenlast in die lastschwachen Nebenzeiten des Netzes verlagern, können nach StromNEV, § 19(2) reduzierte individuelle Netzentgelte bis zu 20% des veröffentlichten Netzentgeltes beantragt werden (StromNEV, § 19, Absatz 2, Satz 1), da sie zur Netzentlastung beitragen.

Die entgangenen Erlöse der Netzbetreiber durch eine Reduktion der Netzentgelte bei Gewährung individueller Netzentgelte nach StromNEV, § 19 Absatz 2, Satz 1 und Satz 2, werden über die § 19 StromNEV-Umlage refinanziert und von allen anderen Verbrauchern getragen.³⁹ Bei einem Stromverbrauch von mehr als 1 GWh fallen allerdings ebenfalls reduzierte Umlagen für die über 1 GWh hinausgehenden Strombezüge von 0,05 ct/kWh an bzw. von 0,025 ct/kWh für Unternehmen des produzierenden Gewerbes, wenn die Stromkosten mehr als 4% des Umsatzes ausmachen. Durch die Reduzierung der Netzentgelte für die stromintensive Industrie kommt es somit nominell insbesondere zu einer Mehrbelastung der anderen Netznutzer.⁴⁰

Stromsteuer

Bei der Stromsteuer handelt es sich um eine Verbrauchssteuer mit einem Regelsatz in Höhe von 2,05 ct/kWh. Allerdings können stromintensive Unternehmen eine Reduktion der Stromsteuer bis zu 100% erhalten:

- **100% Befreiung** für stromintensive Unternehmen, die Strom für bestimmte Prozesse und Verfahren verwenden (z.B. Elektrolyse, Herstellung von Glas oder Zement oder Metallerzeugung und –bearbeitung). Die Stromsteuer wird auf Antrag für Unternehmen des Produzierenden Gewerbes, die bestimmte Prozesse und Verfahren anwenden (s. Stromsteuergesetz (StromStG), § 9a), erlassen, erstattet oder vergütet.
- **Bis zu 90% Reduktion** für Unternehmen des Produzierenden Gewerbes, die nicht unter § 9a fallen. Diese Unternehmen zahlen eine reduzierte Stromsteuer in Höhe von 1,537 ct/kWh (s. StromStG, § 9b). Zusätzlich können diese noch den Spitzenausgleich nutzen und ihre Stromsteuer auf max. 90% reduzieren, abhängig von Rentenversicherungszahlungen des Unternehmens und seiner Energieeffizienz (StromStG, § 10).

³⁷ Die Staffelung der Netzentgelte bei der Ausnahmeregelung ist wie folgt: das individuelle Netzentgelt für große Industriekunden mit einem Verbrauch von mindestens 10 GWh pro Jahr beträgt nicht weniger als 20% des veröffentlichten Netzentgeltes bei einer Benutzungsstundenzahl von mindestens 7000 Stunden im Jahr, 15% des veröffentlichten Netzentgeltes bei einer Benutzungsstundenzahl von mindestens 7500 Stunden und 10% des veröffentlichten Netzentgeltes bei einer Benutzungsstundenzahl von mindestens 8000 Stunden.

³⁸ Bei atypischer Netznutzung liegt der maximale Strombezug des Kunden außerhalb der Hochlastzeitfenster der Netzbetreiber und die Höchstlast des Kunden innerhalb der Hochlastzeitfenster muss einen ausreichenden Abstand zu seiner Höchstlast außerhalb der Hochlastzeitfenster aufweisen. Hierbei gelten entsprechende prozentuale Mindestabstände der Lastreduktion für die betroffenen Netzebenen: 30% (NS, MS/NS), 20% (MS, HS/MS), 10% (HS, HöS/HS), 5% (HöS).

³⁹ Die § 19 StromNEV-Umlage betrug im Jahr 2016 0,378 ct/kWh (s. www.netztransparenz.de/EnWG/-19-StromNEV-Umlage/-19-StromNEV-Umlagen-Uebersicht). Die entgangenen Netzentgeltzahlungen industrieller Verbraucher, die ausgeglichen werden müssen, beliefen sich 2016 auf knapp 1,2 Milliarden Euro (s. Agora (2017, S. 47).

⁴⁰ Ob es sich um eine tatsächliche Mehrbelastung handelt, hängt von der betrachteten Referenz ab: Wenn z.B. die Industrie aufgrund der hohen Belastung in das Ausland abwandert, entfallen diese Einnahmen gänzlich und die anderen Netznutzer werden noch höher belastet.

Das Stromsteueraufkommen liegt bei ca. 6,6 Mrd. Euro. Die Begünstigungen bei der Stromsteuer belaufen sich laut der Bundesregierung auf insgesamt knapp 3,6 Mrd. Euro im Jahr 2016, die somit zu Lasten der Steuerzahler gehen.⁴¹

Konzessionsabgaben

Netzbetreiber von Strom- oder Gasnetzen zahlen sog. Konzessionsabgaben an Kommunen für das Recht, öffentlichen Raum für Bau und Betrieb ihres Leitungsnetzes in Anspruch zu nehmen (Gewährung von Wegerecht). Die Höhe der Konzessionsabgabe richtet sich nach der Größe der jeweiligen Gemeinde (Einwohnerzahl). Höchstzulässige Sätze sind in der Konzessionsabgabenverordnung für Strom und Gas (KAV) festgelegt.

- Es gilt eine **reduzierte Konzessionsabgabe** in Höhe von 0,11 ct/kWh bei der Belieferung von Sondervertragskunden mit einem Verbrauch von mehr als 30 MWh/a.
- Sondervertragskunden, deren Abnahmepreis (inkl. aller Steuern und Netzentgelte) unterhalb eines jährlichen Schwellenwertes liegt (2016: 13,27 ct/kWh⁴²), sind von der Konzessionsabgabe **vollständig befreit**.

EEG-Umlage

Die EEG-Umlage macht gemessen an ihrem Umfang einen großen Anteil an der Stromrechnung der Letztverbraucher aus und ist mit Abstand die teuerste Umlage für den Letztverbraucher. Von den 55 Milliarden Euro, die regulierte sowie staatlich induzierte Strombestandteile im Jahr 2015 ausmachten, entfielen 22,8 Milliarden Euro alleine auf die EEG-Umlage (Erneuerbare-Energien-Gesetz, §60).⁴³ Allerdings profitieren stromintensive Industriekunden von teilweise massiven Reduzierungen der EEG-Umlage.

Das Gesetz für den Ausbau Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) regelt seit 2000 die Vergütung und die Einspeisung Erneuerbarer Energien sowie den bundesweiten Ausgleich des vergüteten Stroms. Das EEG trat im Jahr 2000 in Kraft und wurde seither mehrmals novelliert und weiterentwickelt – das letzte Mal zum Jahr 2017.⁴⁴

Die Vergütung des Stroms erfolgt durch die Netzbetreiber, in deren Netz der erneuerbare Strom eingespeist wird. Die Kosten der Vergütung werden durch einen Umlage- und Ausgleichsmechanismus bundesweit verteilt und auf die Letztverbraucher umgewälzt. Die Höhe der EEG-Umlage, die der Letztverbraucher trägt, hängt von der Höhe der sog. Differenzkosten ab. Hierbei handelt es sich um die Differenz zwischen den EEG-Vergütungen (d.h. den Vergütungszahlen nach EEG an die Anlagenbetreiber) und den Erlösen der

⁴¹ Hierbei wurden 1,9 Mrd. Euro Begünstigungen gemäß StromStG § 10 Strom für produzierendes Gewerbe (Spitzenausgleich), 1 Mrd. Euro gemäß § 9b (Strom für Produzierendes Gewerbe und Land- und Forstwirtschaft) und 0,72 Mrd. Euro gemäß § 9a (Strom für bestimmte Prozesse und Verfahren) gewährt (Quelle: Bericht der Bundesregierung über die Entwicklung der Finanzhilfen des Bundes und der Steuervergünstigungen für die Jahre 2013 bis 2016, 25. Subventionsbericht).

⁴² Maßgeblich ist der vom Statistischen Bundesamt veröffentlichte Wert vom vorletzten Jahr.

⁴³ Dies entspricht einem Anteil von über 90% aller Umlagen in 2015. In 2016 betrug der Umfang der EEG-Umlage 22,9 Mrd. Euro.

⁴⁴ Wichtige Regelungsbereiche sind u.a. Zielgrößen und Korridore für den Zubau Erneuerbarer Energien, Vergütung der Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien in das Netz entweder als feste Vergütung pro eingespeister kWh oder als (variable) Marktprämie, die Vermarktung des Erneuerbaren Stroms, Ausschreibungsverfahren für den Zubau von Erneuerbaren Kapazitäten, Zahlung der EEG-Umlage auf selbst verbrauchte Strommengen.

vermarkteten Strommengen an der Börse. Die EEG-Umlage hängt also sowohl vom durchschnittlichen Vergütungssatz und von der eingespeisten Menge aus Erneuerbaren Energiequellen, als auch von den Großhandelspreisen für Strom im jeweiligen Abrechnungszeitraum ab.

Die Förderung bzw. die Vergütung der Erneuerbaren Energien wird auf den gesamten Stromverbrauch (d.h. auf jede verbrauchte kWh) umgelegt. Der Regelsatz der EEG-Umlage für Letztverbraucher betrug im Jahr 2016 6,354 ct/kWh.⁴⁵

Allerdings gelten für sogenannte stromkostenintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes besondere Ausgleichsregelungen (s. Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG 2017), § 60a). Ziel dieser Regelungen ist, die internationale Wettbewerbsfähigkeit dieser Unternehmen zu stärken und Abwanderung in das Ausland zu verhindern.⁴⁶ Mehrkosten durch die EEG-Umlage für alle verbrauchten Mengen über 1 GWh können hierbei verschiedenen Ausnahmen unterliegen, für den Stromverbrauch bis 1 GWh muss allerdings der Regelsatz gezahlt werden.

So kann der Regelsatz der EEG-Umlage je nach Fallgruppe für im EEG definierte stromkostenintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes auf bis zu 15%⁴⁷ oder 20% je nach Branche und Stromkostenintensität bis zum festgelegten Mindestsatz von 0,05 ct/kWh (für Unternehmen, die in der Erzeugung und Bearbeitung von Aluminium, Blei, Zink, Zinn und Kupfer tätig sind) bzw. 0,1 ct/kWh abgesenkt werden (vgl. EEG 2017 §64 (2) und (4)). Die Ausnahmeregelungen gelten für stromkostenintensive Unternehmen, deren Stromverbrauch im letzten Geschäftsjahr mindestens 1 GWh betrug und die zusätzlich je nach definierter Branchenzuordnung gemäß Anlage 4 des EEG mindestens 14% bzw. mindestens 20% Stromkostenintensität (EEG, § 64 (1) und (2)) nachweisen können. Zusätzlich müssen die Unternehmen ab einem Verbrauch von 5 GWh ein zertifiziertes Energie- und Umweltmanagementsystem nachweisen.

Da die EEG-Differenzkosten bundesweit ausgeglichen und an alle Letztverbraucher weitergewälzt werden, müssen die Haushalts-, Gewerbe- und nicht-stromintensiven Industriekunden die Begünstigungen der stromintensiven Industrie ausgleichen.

KWKG-Umlage

Die KWKG-Umlage basiert auf dem Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG, s. § 26ff) mit dem Ziel, zum Klimaschutz und zur Energieeinsparung durch kombinierte Strom- und Wärmeerzeugung beizutragen. Die Umlage wird wie die EEG-Umlage jedes Jahr neu ermittelt. Der Regelsatz betrug im Jahr 2016 0,445 ct/kWh.⁴⁸

⁴⁵ Vgl. www.netztransparenz.de/EEG/EEG-Umlage.

⁴⁶ Vgl. EEG 2017, § 63.

⁴⁷ Zusätzlich wird die zu zahlende EEG-Umlage auf höchstens 0,5% bis 4% der Bruttowertschöpfung begrenzt. Die Höhe der EEG-Umlage wird auf höchstens 0,5% der Bruttowertschöpfung begrenzt, wenn die Stromkostenintensität des stromintensiven Unternehmens mindestens 20% betragen hat und auf höchstens 4,0% der Bruttowertschöpfung, wenn die Stromkostenintensität des stromintensiven Unternehmens weniger als 20% betragen hat (vgl. EEG 2017, § 64 (3)).

⁴⁸ Quelle: <https://www.netztransparenz.de/KWKG/KWKG-Umlagen-Uebersicht>.

Die zusätzlichen finanziellen Belastungen, die dem Netzbetreiber durch die Abnahme von KWK-Strom entstehen, werden wie die EEG-Differenzkosten bundesweit ausgeglichen und an die Letztverbraucher weitergereicht. Auch hier gibt es Ausnahmeregelungen für die stromintensive Industrie. So gilt für stromkostenintensive Unternehmen laut KWKG, § 27, dass die zu zahlende KWKG-Umlage für den Stromanteil, der über 1 GWh hinausgeht, bis auf 0,03 ct/kWh reduziert werden kann.

Insgesamt entfielen im Jahr 2015 1,1 Milliarden Euro der 55 Milliarden Euro, die regulierte sowie staatlich induzierte Strombestandteile ausmachten, auf die KWKG-Umlage. Die Kosten werden auf alle Endverbraucher überwältzt, d.h. Haushalts-, Gewerbe- und nicht-stromintensive Industriekunden müssen die reduzierten Umlagen für die stromintensive Industrie ausgleichen.

Offshore Umlage

Netzbetreiber können die Kosten, die für geleistete Entschädigungszahlungen aufgrund von Störungen oder Verzögerungen der Anbindung von Offshore-Anlagen entstehen, auf den Stromverbrauch umlegen (EnWG, § 17e) und somit an die Netznutzer weitergeben. Der Regelsatz dieser Offshore-Haftungsumlage betrug im Jahr 2016 0,04 ct/kWh für maximal 1 GWh Stromverbrauch eines Letztverbrauchers, darüber hinaus sind die Sätze gestaffelt.⁴⁹ Für stromintensive Industrie, deren Jahresverbrauch 1 GWh übersteigt und deren Stromkosten im vorangegangenen Kalenderjahr 4% des Umsatzes überstiegen, gilt eine reduzierte Offshore-Haftungsumlage von 0,025 ct/kWh für die Strombezüge, die über 1 GWh hinausgehen.⁵⁰

Österreich

Österreich zeichnet sich im Vergleich zu Deutschland durch deutlich weniger staatlich induzierte Umlagen und Abgaben aus, was sich dementsprechend an limitierten Ausnahmeregelungen für die stromintensive Industrie zeigt. So besteht die einzige explizite Ausnahmeregelung für stromintensive Industrien bei der Stromsteuer.

Der Strompreis in Österreich besteht für die stromintensive Industrie aus dem Strombezugspreis (2016 ca. 3,8 ct/kWh⁵¹), den Netznutzungsentgelten, der Umlage für Ökostromförderkosten, der KWK-Umlage und der Stromsteuer (der sogenannten Energieabgabe).⁵² Die Höhe des Großteils dieser Komponenten ist abhängig von der Netzebene, von der der Endkonsument den Strom bezieht. Darunter fallen die Netznutzungsentgelte (auf Netzebene 3 ca. 0,73 ct/kWh⁵³) sowie die Ökostromförderkosten (bestehend aus der Ökostrompauschale von

⁴⁹ Quelle siehe <https://www.netztransparenz.de/EnWG/Offshore-Haftungsumlage/Offshore-Haftungsumlagen-Uebersicht>. Generell ist die Höhe der Umlage auf maximal 0,25 ct/kWh begrenzt (s. EnWG, § 17 f(5)). Die Regelsätze schwanken von Jahr zu Jahr deutlich.

⁵⁰ Letztverbraucher, deren Jahresverbrauch 1 GWh übersteigt, zahlen zusätzlich für die über 1 GWh hinausgehenden Strombezüge eine maximale Haftungsumlage von 0,05 ct/kWh.

⁵¹ Vgl. E-Control, abgerufen unter https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/strommarkt/preise/industriepreise#p_p_id_56_INSTANCE_MskYcRGbbkDy_-.

⁵² Einige Gemeinden schreiben auch eine Gebrauchsabgabe (d.h. Abgabe für die Benutzung von öffentlichem Grund und Boden für Stromnetze) vor.

⁵³ Vgl. E-Control, NE-VO 2012 idF Novelle 2017 S.3; wir betrachten Netzebene 3, weil die großen Verbraucher auf dieser Netzebene mit Strom versorgt werden. Ein Beispiel ist das Stahlwerk Voest.

104.44 Euro/Jahr/Zählerpunkt sowie dem Ökostromförderbeitrag von 0,221 ct/kWh je auf NE 3)⁵⁴ und KWK-Umlage⁵⁵. Zusätzlich wird eine Stromsteuer, die sogenannte „Energieabgabe“⁵⁶, von 1,5 ct/kWh in Rechnung gestellt.

Mögliche Anpassungen von geltenden Regelungen sind auch in Österreich Gegenstand von Diskussionen. So plädiert die Zementindustrie bspw. für Ausnahmeregelungen für stromkostenintensive Unternehmen ähnlich der EEG-Umlage, um die Kosten der energieintensiven Unternehmen einzugrenzen.⁵⁷ Derzeit gibt es allerdings noch keine Ausnahmeregelung für die Industrie.

Energieabgabe

Bei der Energieabgabe handelt es sich um eine Stromsteuer, die auf die Menge an verbrauchter elektrischer Energie gezahlt werden muss. Der Regelsatz beträgt 1,5 ct/kWh. Allerdings gibt es eine Energieabgabenvergütung auf Antragstellung für Betriebe, die durch die Energieabgaben stärker belastet werden. Berechtigt sind energieintensive Betriebe, deren Schwerpunkt in der Herstellung körperlicher Wirtschaftsgüter besteht. Energieabgaben werden teilweise vergütet, sobald die Selbstbehalte (d.h. die Mindeststeuersätze) 0,5% des Nettoproduktionswertes übersteigen und die Mindeststeuersätze von 0,05 ct/kWh der Energiesteuerrichtlinie der EU erfüllen. Dabei wird der höhere der beiden Werte von der Vergütung abgezogen bzw. die niedrigere Vergütung ausgezahlt. Von dieser wird zusätzlich ein allgemeiner Selbstbehalt von 400 Euro abgezogen.⁵⁸ Die Steuerbefreiung erfolgt durch Rückvergütung zuvor bezahlter Abgaben nach Antragstellung rückwirkend bis zu 5 Jahre nachdem die Voraussetzungen für die Vergütung vorhanden sind.

Frankreich

In Frankreich gibt es einige Ausnahmeregelungen für die stromintensive Industrie auf die einzelnen Strompreiskomponenten. Dies betrifft insbesondere reduzierte Netznutzungsentgelte (45 bis 90% Reduzierung) und (teilweise) Befreiungen von diversen Steuern.

Die Stromerzeugungskapazität in Frankreich basiert zum überwiegenden Teil auf Kernkraftwerken, in denen Frankreich günstigen Grundlaststrom generiert. Der Strombezugspreis entwickelt sich in Frankreich relativ konstant im Vergleich zu anderen europäischen Ländern, wie insbesondere Großbritannien. Darüber hinaus existieren in Frankreich politisch gewollte Sondertarife beim Strombezugspreis. So gibt es den regulierten Strompreistarif ARENH („Accès régulé à l'électricité nucléaire historique“), zu dem EdF seinen Kernenergiestrom an andere Versorger anbietet, die keinen Zugang zu Kernenergiestrom haben

⁵⁴ Vgl. Bundeskanzleramt, abgerufen unter <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007386>
https://www.e-control.at/documents/20903/388512/Oekostromfoerderbeitragsverordnung-2016-BGBLA_2015_II_458.pdf/b4f034ea-a822-4d3a-9aaf-1881d958c045

⁵⁵ Vgl. Bundeskanzleramt, abgerufen unter <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20005916>

⁵⁶ Vgl. Bundesfinanzamt, abgerufen unter <https://www.bmf.gv.at/steuern/Energieabgabenverguetung.html>

⁵⁷ Vgl. bspw. https://www.ots.at/presseaussendung/OTS_20170531_OTS0190/zementindustrie-grosse-oekostromreform-statt-auslaufmodell

⁵⁸ Vgl. Bundesfinanzamt, abgerufen unter https://www.bmf.gv.at/steuern/Energieabgabenverguetung.html#heading_Wie_hoch_ist_die_Vorausverg_tu
[ng](#). Siehe auch Anhang **Error! Reference source not found.** für eine Beispielrechnung.

und der an Industriekunden weitergegeben werden kann. Zusätzlich hat ein Konsortium (Exeltium) aus 27 großen stromintensiven Unternehmen mit EdF 2010 einen langfristigen Liefervertrag über 24 Jahre abgeschlossen, mit einem garantierten Preis von 50 €/MWh. Nach einem Verfall des Großhandelspreises wurde der Tarif neuverhandelt. Dieser wurde 2012 auf ca. 42 €/MWh reduziert.

Generell haben die stromintensiven Industrien in Frankreich eine bedeutende Position. So wurden bspw. reduzierte Netznutzungsentgelte für stromintensive Unternehmen im Jahr 2014 als vorübergehende Maßnahme implementiert. Im Sommer 2015 wurde diese Maßnahme dauerhaft im Rahmen des Energiewendegesetzes eingeführt, ohne dass dies zu einer großen energiepolitischen Debatte in Frankreich geführt hätte.

Netzkosten (TURPE)

Alle Netznutzer zahlen die Netznutzungsentgelte „Tarifs d'utilisation du réseau public d'électricité“ (TURPE). Diese umfassen die Kosten für das Übertragungs- und das Verteilnetz und werden so berechnet, dass die Einnahmen des Netzbetreibers sämtliche Kosten für den Betrieb, die Entwicklung und die Instandhaltung des Übertragungsnetzes abdecken. TURPE ermöglicht einen transparenten und diskriminierungsfreien Zugang zu öffentlichen Netzen und einen unverfälschten Wettbewerb zwischen den Energieversorgungsunternehmen. Es gelten einheitliche Tarife im gesamten französischen Territorium. Der Arbeitspreis für einen Anschluss von über 350 kV beträgt 0,31 ct/kWh.⁵⁹

Die stromintensive Industrie kann jedoch je nach Verbrauch (dies umfasst sowohl die Höhe als auch das Verbrauchsprofil) durch Ausnahmeregelungen von 45% bis 90% Reduzierung der Netznutzungsentgelte profitieren⁶⁰, wenn sie sich entweder durch einen vorhersehbaren und stabilen Stromverbrauch oder einen antizyklischen Verbrauch auszeichnen. Reduzierte Tarife gelten gemäß Tabelle 2 für Grundlastkonsumenten, antizyklische sowie sehr große Konsumenten, die sich durch einen hyperstromintensiven Verbrauch bzw. stromintensiven Verbrauch auszeichnen. Andere Netznutzer werden dementsprechend stärker belastet.

⁵⁹ Zusätzlich gibt es in Frankreich noch einen Aufschlag „Contribution tarifaire d'acheminement“ (CTA) zur Finanzierung von Pensionsplänen für Arbeitnehmer im Energiesektor. Dieser Aufschlag ist gestaffelt, je nachdem, ob der Abnehmer am Übertragungs- oder Verteilnetz angeschlossen ist.

⁶⁰ Dies entspricht einer Reduktion des Arbeitspreises um 0,14 bis 0,28 ct/kWh.

Tabelle 2 **Reduzierte** **Netznutzungsentgelte** **für** **stromintensive**
Industrie

Verbrauchsprofil			Prozentuale Reduzierung	
Konstantes Verbrauchsprofil	Antizyklisches Verbrauchsprofil	Großer Konsument	Hyperstromintensiver Verbrauch*	Stromintensiver Verbrauch**
> 10 GWh/a und ≥ 7000 Stunden	> 20 GWh/a und ≥ 44% Netznutzung in Schwachlastzeiten	> 500 GWh/a und ≥ 40% und ≤ 44% Netznutzung in Schwachlastzeiten	80%	45%
> 10 GWh/a und ≥ 7500 Stunden	> 20 GWh/a und ≥ 48% Netznutzung in Schwachlastzeiten		85%	50%
> 10 GWh/a und ≥ 8000 Stunden	> 20 GWh/a und ≥ 53% Netznutzung in Schwachlastzeiten		90%	60%

Quelle: Frontier Economics basierend auf Artikel L. 341-4-2 im Code de l'énergie, Artikel D. 341-9 im Code de l'énergie, Artikel 157 des Gesetzes Nr 2015-992 vom 17. August 2015.

Hinweis: Darüber hinaus gibt es in der Höhe von 5% bis 50% reduzierte Netznutzungsentgelte für ans Netz angeschlossene Speicher und andere Verbraucher, die nicht unter den stromintensiven bzw. hyperstromintensiven Verbrauch fallen. S. Liste der begünstigten Parteien im Annex von Art. 341-9 im Code de l'énergie.

* Anspruchsberechtigt sind gemäß Art. D 351-3 hyperstromintensive Verbraucher mit einem minimalen Verbrauch in Höhe von > 6 kWh pro Euro Wertschöpfung, einer Handelsintensität von mindestens 4% und einem jährlichen Stromverbrauch von mind. 50 GWh/a.

** Anspruchsberechtigt sind gemäß Art. D. 351-2, Art. D 351-1 stromintensive Verbraucher mit einem minimalen Verbrauch in Höhe von 2,5 kWh pro Euro Wertschöpfung

Kapazitätspreis

In Frankreich wird zudem ein Kapazitätspreis gezahlt. Dieser beträgt für Haushaltskunden 0,14 ct/kWh. Endverbraucher, die eine Unterbrechbarkeit zu Spitzenlastzeiten akzeptieren, sind von der Verpflichtung, den Kapazitätspreis zu zahlen, ausgenommen. In der Regel handelt es sich hierbei um stromintensive Verbraucher.

Stromsteuer (TICFE) und Steuer zur Finanzierung der öffentlichen Elektrizitätsversorgung (CSPE)

Im Januar 2016 wurden die Stromsteuer „Taxe intérieure sur les consommations finales de l'électricité“ (TICFE) und die Steuer zur Finanzierung der öffentlichen Elektrizitätsversorgung „Contribution au Service Public de l'Électricité“ (CSPE) zusammengeschlossen. Bei der Stromsteuer TICFE handelt es sich um eine Steuer auf den Endverbrauch, die Steuer zur Finanzierung der öffentlichen Elektrizitätsversorgung umfasst hauptsächlich die Kosten für die Förderung von Erneuerbaren Energien und die Stromversorgung der nicht ans Netz angeschlossenen überseeischen Gebiete. Der Regelsatz der Steuer beträgt 2,25 ct/kWh.

Für die stromintensive Industrie bestehen allerdings Ausnahmeregelungen, die eine teilweise Befreiung von der Steuer vorsehen. Die Befreiungen richten sich nach verschiedenen Kriterien. So reduziert sich die Steuer je nach Verbrauch im Verhältnis zur Wertschöpfung auf bis zu 0,2 ct/kWh für stromintensive

Verbraucher⁶¹, deren Verbrauch über 3 kWh pro Euro Wertschöpfung liegt bzw. auf bis zu 0,1 ct/kWh, wenn diese Unternehmen zusätzlich einem hohen Risiko von Carbon Leakage unterliegen (dies betrifft u.a. Metallurgie- und Elektrolyseverfahren). Für sehr stromintensive Verbraucher⁶² reduziert sich der Steuersatz weiter auf 0,05 ct/kWh.

Kommunale Verbrauchssteuer und Verbrauchssteuern in den Departements – Taxe communale sur la consommation finale d'électricité (TCCFE)

Der Regelsatz der kommunalen Verbrauchssteuer liegt zwischen 0 und 0,9 ct/kWh und der Regelsatz der departementalen Verbrauchssteuer schwankt zwischen 0,1 und 0,32 ct/kWh je nach Departement. Verbraucher mit einem Anschluss von mindestens 250 kVA können eine vollständige Befreiung erhalten. Anschlüsse von mindestens 250 kVA entsprechen ca. 40% der Nachfrage. Das heißt, dass ca. 180 TWh pro Jahr von der Ausnahmeregelung erfasst werden.

Italien

In Italien gibt es derzeit eine Vielzahl an diversen staatlich induzierten Abgaben und Steuern, die zusätzlich zum vergleichsweise hohen Strombeschaffungspreis⁶³ anfallen. So besteht der effektive Strompreis neben dem Beschaffungspreis und den Netznutzungsentgelten aus der Stromsteuer und zahlreichen Abgaben und Umlagen für bspw. den Rückbau der Kernkraftwerke, die Finanzierung Erneuerbarer Energien (EE) und KWK, sowie den Energie-Sozial-Bonus. Diese zusätzlichen Abgaben und Umlagen stellen zudem einen immer größeren Teil der Rechnung der Endverbraucher dar. Insbesondere die Umlage zur Förderung Erneuerbarer Energieträger ist seit 2011 mit dem Ausbau der Erneuerbaren signifikant gestiegen. Im Jahr 2015 betragen die Umlagen zur Förderung Erneuerbarer 13,8 Milliarden Euro.⁶⁴ Die Umlage zur Förderung Erneuerbarer Energien entspricht damit ca. 85% aller anfallenden Umlagen.

Die Abgaben und Steuern in Italien sind meist abhängig von der Spannungsebene und der Anschlusskapazität, sind aber auch bei vielen Umlagen nach Verbrauchsblöcken gestaffelt. Hinzu kommen zahlreiche Ausnahmeregelungen (bspw. reduzierte Umlagen ab einem bestimmten Anteil der Stromkosten an dem Umsatz eines Unternehmens). Im Jahr 2015 hat alleine die Umlage zur Finanzierung der Ausnahmeregelungen für stromintensive Nutzer 689 Millionen Euro betragen. Somit weichen die Belastungen durch Umlagen, Abgaben und Steuern von stromintensiven Unternehmen in Italien erheblich von den Belastungen der Haushaltskunden ab. Insgesamt liegen die Begünstigungen der stromintensiven Verbraucher, die an das Hoch- oder Höchstspannungsnetz

⁶¹ Dies gilt für stromintensive Verbraucher, bei denen die Steuer mindestens 0,5% der Wertschöpfung ausmacht.

⁶² Hierbei müssen die folgenden zwei Bedingungen erfüllt sein: der Energieverbrauch muss mindestens 6 kWh pro Euro Wertschöpfung betragen und der Sektor muss sich durch eine große Handelsintensität von mindestens 25% auszeichnen.

⁶³ Die vergleichsweise hohen Preise, zu denen Strom in Italien gehandelt wird, kommen insbesondere aufgrund des hohen Anteils an Gaskraftwerken bei der Stromerzeugung zustande und sind auch durch die starke Importabhängigkeit getrieben.

⁶⁴ S. http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/255078/255078_1905070_207_2.pdf, S. 3.

angeschlossen sind, bei 50% bis 100% der Umlagen, die von Endverbrauchern gezahlt werden, die an Nieder- bis Mittelspannung angeschlossen sind.

Derzeit werden neben dem Tarifsystem auch die Kriterien und Ausnahmeregelungen bei den Umlagen für stromintensive Unternehmen umgestaltet.⁶⁵ Das hochkomplexe System an zahlreichen Strompreiskomponenten und diversen Ausnahmeregelungen wird ab Januar 2018 zu einem vereinfachten Tarifsystem zusammengefasst. Das neue System soll im Wesentlichen aus zwei Umlagen bestehen – einer EEG- und KWK-Komponente (der sogenannten Asos-Komponente) und einer Umlage (der sogenannten Arim-Komponente), die alle anderen bestehenden Umlagen zusammenfasst. Für stromintensive Unternehmen sollen dann nur Ausnahmen für die EEG- und KWK-Umlage zur Anwendung kommen.

Im Mai 2017 hat die Europäische Kommission das italienische System der Ausnahmeregelungen bei den Abgaben für Erneuerbare Energieförderung und KWK für energieintensive Unternehmen genehmigt. Die Genehmigung war an zwei zentrale Bedingungen geknüpft: Die Ermäßigungen bei der Umlage zur Finanzierung der Unterstützung für erneuerbare Energien und der KWK sind zum einen auf max. 85% der Erneuerbaren- und KWK-Umlage beschränkt und gelten zum anderen nur für energieintensive Unternehmen, die in mit dem internationalen Handel stehenden Sektoren tätig sind.⁶⁶ Für nicht in diese Kategorie fallende Unternehmen laufen die bestehenden Beihilfen aus.

Netz- und Messentgelte

In Italien werden von allen Verbrauchern Netzkosten für die Finanzierung der Übertragungs- und Verteilnetze sowie der Messtechnik erhoben. Die Höhe der Netznutzungsentgelte hängt von der Spannungsebene, der Anschlusskapazität und dem Verbrauch ab. So sind die Arbeitspreise nach Spannungsebene gestaffelt. Je höher die Anschlussebene ist, desto niedriger ist der zu zahlende Arbeitspreis. Die Staffelung der Arbeitspreistarife enthält somit bis zu 90% (Entgelte für das Übertragungsnetz) bzw. bis 100% (Entgelte für das Verteilnetz) Reduzierung der Arbeitspreise je nach Spannungsebene.⁶⁷ Explizite Ausnahmeregelungen für die stromintensive Industrie bestehen jedoch nicht.

Stromsteuer

Der Stromsteuerregelsatz beträgt 1,25 ct/kWh für die ersten verbrauchten 200 MWh/Monat. Über diesen Verbrauch hinausgehend ist der Regelsatz gestaffelt:

- Bei einem monatlichen Gesamtverbrauch von weniger als 1,2 GWh/Monat wird eine Stromsteuer in Höhe von 0,75 ct/kWh für den 200 MWh/Monat überschreitenden Verbrauch fällig.

⁶⁵ S. Gesetzesdekret No. 244/2016, Artikel 6, Paragraph 9.

⁶⁶ Siehe auch http://europa.eu/rapid/press-release_IP-17-1440_en.htm und http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/255078/255078_1905070_207_2.pdf. Bei den beihilfefähigen Unternehmen wird auf die Leitlinien für staatlichen Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020 verwiesen, die in den Anhängen 3 und 5 die beihilfefähigen Wirtschaftszweige listen und in Anhang 4 die Berechnungen der Bruttowertschöpfung und der Stromintensität definieren.

⁶⁷ Beim Entgelt für das Verteilnetz wird darüber hinaus noch bis zu 100% Reduzierung des Leistungspreises für Entnahme auf Höchstspannung gewährt; allerdings werden bis zu 50-mal höhere Fixgebühren im Vergleich zu niedrigeren Spannungsebenen fällig.

- Bei einem monatlichen Gesamtverbrauch von über 1,2 GWh/Monat wird eine fixe Monatsgebühr in Höhe von 4.820 Euro fällig.

Eine gesonderte über die Staffelung im Tarifsystem (d.h. reduzierte Tarife für höheren Verbrauch) hinausgehende Ausnahmeregelung für stromintensive Unternehmen existiert jedoch nicht, durch die Staffelung der Tarife zahlen Unternehmen mit hohem Verbrauch jedoch ab den ersten 200 MWh mindestens 35% weniger.

Umlagen

In Italien bestehen derzeit noch zahlreiche Umlagen, die jedoch ab Januar 2018 unter zwei Umlagen zusammengefasst werden: einer EEG- und KWK-Komponente und einer Umlage, die alle anderen Umlagen zusammenfasst.

Derzeit gibt es folgende Umlagen für Nichthaushaltskunden in Italien, bei denen stromintensive Unternehmen implizit durch eine Staffelung der Tarife nach Verbrauch oder zusätzlich explizit durch Begünstigungen privilegiert sind⁶⁸:

1. Umlage zur Finanzierung der Förderung von Erneuerbaren Energien (EE) und KWK,
2. Umlage zur Finanzierung des KKW-Rückbaus,
3. Umlage zur Finanzierung vom Energie-Sozial-Bonus
4. Umlage zur Finanzierung von Forschung in der Stromindustrie
5. Umlage zur Finanzierung der Förderung der staatlichen Bahngesellschaft
6. Umlage zur Finanzierung der Unterstützung für energieintensive Nutzer (EIU)
7. Umlage zur Finanzierung von Ungleichgewichten im System
8. Umlage zur Finanzierung von Gewährleistung der Versorgungskontinuität
9. Umlage zur Unterstützung kleiner Energieversorgungsunternehmen (EVUs)

Die Umlagen unterscheiden sich alle nach Spannungsebene und können sich in verschiedene Bestandteilen untergliedern: So gibt es teilweise fixe Bestandteile pro Zähler pro Jahr, Leistungspreise pro kW und Arbeitspreise pro kWh.

Tabelle 3 gibt eine Übersicht der Umlagen, die für Verbraucher anfallen, die auf der Hoch- oder Höchstspannungsebene angeschlossen sind.

⁶⁸ Darüber hinaus gibt es noch die Umlage zur Förderung der Energieeffizienz und die Umlage zur Kompensation von lokalen Behörden, die AKW verwalten. Diese beiden Umlagen sind für alle Endverbraucher gleich.

Tabelle 3 Umlagen auf Hoch- und Höchstspannungsebene

	Umlage	Fixer Bestandteil (ct/Zähler/a)	Variabler Bestandteil (ct/kWh)	Begünstigungen für EIU
1	Förderung von EE und KWK	13.384,27	4,787	Variabler Bestandteil: ■ 100% Befreiung für >12 GWh/Monat, ■ 50% Befreiung für >4 und <12 GWh/Monat ■ Zusätzliche Abzüge zwischen 15% und 60% für EIU unter 12 GWh/Monat abh. von Stromkosten/Umsatz
2	KKW-Rückbau	371,85	0,059	
3	Energie-Sozial-Bonus	0	0,04	
4	Forschung in der Stromindustrie	366,68	0,014	
5	Förderung der staatlichen Bahngesellschaft	0	0,08	
6	Unterstützung für energieintensive Nutzer	0	0,301	
7	Ungleichgewichten im System		0,024	50 – 80% Abzug ggü. MS und NS
8	Gewährleistung der Versorgungskontinuität			100% Befreiung für HS und HöS
9	Unterstützung kleiner EVUs		0,01	50-84% Abzug ggü. MS und NS

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Die in der Tabelle ausgewiesenen Tarife beziehen sich auf Hoch- und Höchstspannung und unterscheiden sich von Mittel- und Niederspannungstarifen. D.h., wenn es Umlagen gibt, bei denen keine Gebühren beim Hoch- oder Höchstspannungsnetz anfallen, können durchaus auf anderen Spannungsebenen Gebühren anfallen (z.B. bei Umlage 8).

Die Umlagen 1 bis 6 haben alle dieselbe Struktur: Es gibt einen festen Bestandteil (in ct/Zähler pro Jahr) zuzüglich eines variablen Bestandteils (ct/kWh) abhängig vom monatlichen Verbrauch. Bei den Umlagen 1 bis 6 wird im Tarifsystem nach vorab definierten Verbrauchsblöcken unterschieden: Verbraucher mit höherem Stromverbrauch zahlen nach Verbrauchsblöcken gestaffelt niedrigere variable Tarife (bis hin zu 0 ct/kWh bei einem Verbrauch von über 12 GWh).⁶⁹ Verbraucher mit Anschluss an Hoch- oder Höchstspannung zahlen den vollen Regeltarif für die variablen Komponenten, wenn sie weniger als 4 GWh pro Monat verbrauchen. Somit werden durch das Tarifsystem insbesondere stromintensive Industrien begünstigt:

- **Vollständig von der variablen Komponente befreit** sind Verbraucher mit mehr als 12 GWh pro Monat;
- **50% Reduktion auf die variable Komponente** erhalten Verbraucher, die zwischen 4 und 12 GWh pro Monate verbrauchen.

So beträgt der variable Bestandteil bei der Umlage für Erneuerbare Energien und KWK für Kategorie A (Verbrauch weniger als 4 GWh) bspw. 4,787 ct/kWh, wohingegen die Kategorie D (Verbrauch über 12 GWh) keinen Arbeitspreis zahlt.

⁶⁹ Beim Arbeitspreis wird unterschieden zwischen Verbrauch von weniger als 4 GWh pro Monat (Kategorie A), Verbrauch zwischen 4 GWh und 8 GWh pro Monat (Kategorie B), Verbrauch zwischen 8 und 12 GWh pro Monat (Kategorie C) und einem Verbrauch von über 12 GWh (Kategorie D).

Ab 2018 sollen bei der neuen Tarifstruktur die Verbrauchsblöcke abgeschafft und stattdessen ein einheitlicher Koeffizient für alle Nichthaushaltskunden unabhängig von der Spannungsebene auf die Netztarife angewendet werden.

Zusätzlich werden bei den Umlagen 1 bis 6 stromintensive Unternehmen neben der Staffelung der Tarife nach Verbrauch durch einen prozentualen Sonderabzug von den Regeltarifen begünstigt, wenn sie einen Stromverbrauch von weniger als 12 GWh pro Monat haben (s. Ausnahmeregelung gemäß Tabelle 4 in Abhängigkeit von dem Verhältnis der Stromkosten zum Umsatz eines Unternehmens). Die Umlage 6 (Unterstützung für energieintensive Nutzer) wird von allen Endverbrauchern mit Ausnahme der energieintensiven Industrie bezahlt, um die Ausnahmeregelungen in Tabelle 4 zu finanzieren.

Tabelle 4 Ausnahmeregelung für stromintensive Unternehmen beim variablen Bestandteil der Umlagen 1 bis 5

Stromkosten im Verhältnis zu Umsatz	Reduzierung
Zwischen 2% und 6%	15%
Zwischen 6% und 10%	30%
Zwischen 10% und 15%	45%
Über 15%	60%

Quelle: Frontier Economics nach

http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/255078/255078_1905070_207_2.pdf

Hinweis: Ab 2018 werden Ausnahmen für stromintensive Unternehmen nur noch für die Umlage zu EE und KWK gelten und die Kriterien für stromintensive Unternehmen überprüft.

Die stromintensive Industrie ist hierbei definiert als:

- Jährlicher Stromverbrauch über 2,4 GWh;
- Sie gehören zum Verarbeitenden Sektor (nach ATECO Klassifizierung);
- Zahlen Stromkosten in Höhe von mindestens 2% ihres jährlichen Umsatzes;
- Sind an das Mittelspannungs-, Hochspannungs- oder Höchstspannungsnetz angeschlossen.

Die Umlagen 7 bis 9 sind ebenfalls nach Spannungsebene gestaffelt, wobei die an höhere Spannungsebenen angeschlossenen Verbraucher niedrigere Arbeitstarife zahlen. Energieintensive Unternehmen sind vollständig von der Umlage zur Finanzierung von Gewährleistung der Versorgungskontinuität (Umlage 8) befreit.

Niederlande

In den Niederlanden setzt sich der Strompreis neben Beschaffungspreis und Netznutzungsentgelt aus einer Stromsteuer und einer Erneuerbaren-Umlage zusammen. Die Anzahl der Strompreiskomponenten ist deutlich niedriger als bspw. in Deutschland oder Italien. Dies liegt u.a. darin begründet, dass in den Niederlanden bereits vergleichsweise hohe allgemeine Steuern⁷⁰ erhoben werden und dass energiepolitisch auf freiwillige Energieeffizienzabkommen, sogenannte Convenants, gesetzt wird.

⁷⁰ So gilt bspw. der Höchsteinkommenssteuersatz von 52% ab einem Einkommen von 67.072 Euro während dieser in Deutschland bei dem Gehalt bei 42% liegt, vgl. PWC <http://taxsummaries.pwc.com/ID/Germany-Individual-Taxes-on-personal-income> und <http://taxsummaries.pwc.com/ID/Netherlands-Individual-Taxes-on-personal-income#G1>

Der effektive Strompreis für energieintensive⁷¹ Unternehmen befindet sich im europäischen Mittelfeld. Von 2013 bis 2020 können Unternehmen, die im Anhang 2 der ETS Guidelines vermerkt sind und dem Covenant (siehe Erklärung unten) beigetreten sind, für indirekte CO₂-Kosten entschädigt werden.⁷² Die anderen Bestandteile erlauben zum Teil Ausnahmen für energieintensive Unternehmen und werden im Folgenden erklärt.

Strombeschaffungspreise sind in den Niederlanden im Vergleich zu Deutschland oder Frankreich relativ hoch und stark vom Gaspreis beeinflusst, da beim Kraftwerkspark ein starker Fokus auf dem Energieträger Gas (neben Kohle) liegt.

Strombeschaffungspreise

Analog zu der gewährten staatlichen Beihilfe für energieintensive Sektoren hinsichtlich indirekter Effekte von CO₂-Kosten auf den Strombeschaffungspreis in Deutschland genehmigte die Europäische Kommission auch die Beihilfe in den Niederlanden im Oktober 2013.⁷³

Netznutzungsentgelte

Die Netznutzungsentgelte sind in den Niederlanden im Vergleich zu anderen Ländern relativ niedrig. Für Industriekunden mit einem Verbrauch ab 150 GWh fielen 2016 1,7 ct/kWh⁷⁴ an, die sich aus zwei Komponenten zusammensetzen: aus dem „Systemdienstentartief“, der sich aus dem nachgefragten Verbrauch in kWh für Anschlüsse an das Hochspannungsnetz bemisst, sowie dem „Transporttarief“, der sich anhand von bereitgestellten Lasten (kW) bemisst. Ersterer erlaubt keine Ausnahmen, macht aber den geringeren Teil der Netznutzungsentgelte aus. Letzterer allerdings wird begünstigt, wenn das Verbrauchsprofil des Stromkonsumenten den Aufwand des Netzbetreibers verringert. Dies ist der Fall, wenn ein Konsument mehr als 50 GWh im Jahr verbraucht und diese in 65% der 2.920 Stunden außerhalb der Spitzenzeit konsumiert. Erfüllt ein Konsument diese Bedingungen, erhält er eine Ermäßigung von bis zu 90%⁷⁵ auf den „Transporttarief“.

Ermäßigung der Stromsteuer und SDE+

Stromsteuer

Die Höhe der Stromsteuer „energiebelastung“⁷⁶ ist in erster Linie vom Verbrauch abhängig. Sie beginnt bei 10,07 ct/kWh in der niedrigsten Verbrauchskategorie und nimmt bei höherem Verbrauch ab. Zwischen gewerblicher und privater Nutzung wird dabei erst ab einem jährlichen Verbrauch über 10.000 MWh

⁷¹ Vgl. Europäische Kommission (2016) „Quarterly Report on European Electricity Markets“.

⁷² Vgl. Entscheidung der Europäischen Kommission http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/249979/249979_1486235_103_2.pdf

⁷³ Vgl. http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/249979/249979_1486235_103_2.pdf

⁷⁴ CBS Centraal Bureau voor de Statistiek

⁷⁵ Vgl. Artikel 29, Elekiciteitswet 1998, Stand geltend ab 01.01.2016, abgerufen unter <http://wetten.overheid.nl/BWBR0009755/2016-07-01>. Bei einer Ermäßigung in Höhe von 90% handelt es sich um die maximal mögliche Reduktion des „Transporttariefs“, deren Höhe anhand der in Artikel 29 beschriebenen Formel u.a. in Abhängigkeit des Verbrauchs ermittelt wird.

⁷⁶ Vgl. nl. Finanzamt „Belastingdienst“, abgerufen unter https://www.belastingdienst.nl/wps/wcm/connect/bldcontentnl/belastingdienst/zakelijk/overige_belastingen/belastingen_op_milieugrondslag/tarieven_milieubelastingen/tabellen_tarieven_milieubelastingen?projectId=6750bae7-383b-4c97-bc7a-802790bd1110

unterschieden: 2016 lag die Steuer für nicht-gewerbliche Verbraucher bei 0,107 ct pro kWh, für gewerbliche bei 0,053 ct pro kWh.

EE-Umlage (SDE+-Umlage)

Die Umlage für erneuerbare Energie, „SDE“, „ODE“ oder „opslag duurzame energie“, wird von allen Verbrauchern bezahlt und betrug 2016 0,0084 ct/kWh für Konsumenten mit einem jährlichen Verbrauch von mehr als 10.000 MWh (diese wurde ab 2017 auf 0,0131 ct/kWh erhöht). Die niedrigste Verbrauchskategorie (Verbrauch zwischen 0 und 10 MWh) fällt unter einen SDE+-Regelsatz in Höhe von 0,56 ct/kWh. Großverbraucher sind also gegenüber Endkunden mit niedrigerem Verbrauch bevorteilt.⁷⁷

Ermäßigung auf Gesamtabgaben für Stromsteuer und SDE+

Ermäßigungen sind in den jeweiligen Gesetzen festgelegt und orientieren sich an den europäischen Vorgaben. So können energieintensive⁷⁸ Industriekunden eine Ermäßigung erhalten, indem sie sich auf einen Energieeffizienzplan „Covenant“⁷⁹ mit der niederländischen Regierung einigen. Diese können sich um eine Reduktion der Gesamtabgaben für die Stromsteuer und die SDE+-Umlage bewerben. Für einen Verbrauch über 10.000 MWh wird ihnen der Gesamtbetrag für Stromsteuer und SDE+-Umlage zurückerstattet, der über dem europäisch festgelegten Mindeststeuersatz von 0,05 ct/kWh liegt. Eine vollständige Befreiung⁸⁰ (ohne Gegenleistung) ist für stromintensive Industrieunternehmen möglich, die ihren Strom zur chemischen Reduktion, Elektrolyse oder metallurgische Prozesse verwenden.

Großbritannien

In Großbritannien sind die Großhandelspreise ähnlich wie in den Niederlanden und Italien eng an die Gaspreise gekoppelt.⁸¹ Somit kam es insbesondere in der Vergangenheit im Vergleich zu den kontinentaleuropäischen Ländern häufig zu verhältnismäßig hohen Börsenstrompreisen in Großbritannien. Die Großhandelspreise in Großbritannien sind jedoch in der letzten Zeit deutlich gesunken.

Weitere Treiber des Großhandelspreises, die sich in indirekten Kosten für stromintensive Industrien niederschlagen, sind die CO₂-Preise⁸² (EU ETS

⁷⁷ Der Regelsatz nimmt nicht kontinuierlich mit steigendem Verbrauch ab, sondern es gelten folgende Regelsätze: 0,56 ct/kWh für einen Verbrauch unter 10 MWh, 0,7 ct/kWh für einen Verbrauch zwischen 10 MWh und 50 MWh, 0,19 ct/kWh für einen Verbrauch zwischen 50 MWh und 10 GWh.

⁷⁸ Vgl. Wet Belastingen op Milieugrondslag, Artikel 47: Energieintensiv ist definiert als ein Unternehmen mit Energiekostenanteil von mindestens 3% des Produktionswertes oder mit einer bereits zu zahlenden Energie- oder Mineralölsteuer von mindestens 0,5% der Wertschöpfung.

⁷⁹ In den sogenannten Covenant können Unternehmen eintreten, um von Ausnahmen von Förderbeiträgen zu profitieren. Der Covenant beruht auf einem Abkommen zwischen der Regierung und der Industrie. Unternehmen, die dem Programm beitreten, müssen u.a. alle vier Jahre einen Energieeffizienzplan erstellen und umgesetzte Maßnahmen beschreiben sowie ein Energiemanagementsystem einführen.

⁸⁰ Vgl. Wet Belastingen op Milieugrondslag, Artikel 64 & 66, abgerufen unter:
<http://wetten.overheid.nl/BWBR0007168/2017-01-01>

⁸¹ Aufgrund des bestehenden Kraftwerksparks ist oft der Gaspreis preissetzend. Hinzu kommt, dass auch der Handel durch die Insellage begrenzter ist als bei den anderen betrachteten Ländern und auch die Einführung eines Kapazitätsmarktes hat einen Einfluss auf den Großhandelspreis.

⁸² In Großbritannien wurde zusätzlich zum Emissionshandel im April 2013 der „Carbon Price Floor“ eingeführt, der einen Mindestpreis für CO₂-Emissionen setzt. Der Carbon Price Floor setzt sich aus dem EU ETS Preis plus dem sogenannten „Carbon Price Support“ zusammen. Als ursprüngliches Ziel sollte der Carbon

zuzüglich eines nationalen Aufschlags durch den „Carbon Price Support“) und die indirekten Kosten, die durch die Förderung der Einspeisung Erneuerbarer Energien (Renewable Obligation) verursacht werden. Im Gegensatz zu bspw. Deutschland hat die britische Regierung keine Abgaben zur Förderung Erneuerbarer Energien eingeführt, sondern die britischen Stromversorger verpflichtet, bestimmte Quoten an Erneuerbaren Energien zu erfüllen oder Zertifikate („Renewable Obligation Certificates“) zu kaufen. Die Stromversorger reichen ihre Kosten über den Strompreis an die Endverbraucher weiter.

Die britische Regierung hat mehrere Kompensationsmaßnahmen für die stromintensive Industrie eingeführt. Für diese Kompensationszahlungen ist das Department for Business, Energy & Industrial Strategy (BEIS) zuständig. Die Maßnahmen beziehen sich insbesondere auf die indirekten Kosten, die über den Strombezugspreis an die Konsumenten weitergereicht werden, die durch EU ETS und den Carbon Floor Price sowie die Erneuerbaren Förderung im Rahmen von Renewable Obligations⁸³ bzw. fester Einspeisevergütung für kleine Anlagen entstehen.

Im April 2016 hat die Regierung eine Konsultation abgeschlossen und veröffentlicht, wonach anstelle von Kompensationszahlungen Ausnahmeregelungen eingeführt werden sollen, die zu einer geschätzten Reduktion der Stromrechnung der EIU in der Höhe von 2,127 p/kWh in 2017/18 bis hin zu 2,627 p/kWh in 2020/21 führen sollte.

Neben den Strombeschaffungspreisen und den Netznutzungsentgelten fällt insbesondere die Klimaschutzabgabe (Climate Change Levy) für die stromintensive Industrie als weitere Strompreiskomponenten in Großbritannien an. Auch hier gibt es Ausnahmeregelungen für die stromintensive Industrie.

Strombeschaffungspreis (indirekte Kosten durch Carbon Price Floor und Renewable Obligations)

Die britische Regierung hatte für den Zeitraum April 2013 bis März 2015 210 Million £ für Kompensationszahlungen für die stromintensive Industrie im Rahmen von durch EU ETS und den Carbon Price Floor verursachten indirekten Effekten auf den Strompreis bereitgestellt und will diese Kompensationszahlungen bis 2019-2020 ausdehnen.⁸⁴ Diese Maßnahmen wurden Ende 2015 auch von der Europäischen Kommission genehmigt.⁸⁵ Bei den indirekten Kosten der Strombeschaffungspreise erhalten stromintensive Industrien⁸⁶ derzeit Kompensationszahlungen von bis zu 80% zum Ausgleich der indirekten Kosten des Carbon Price Floors.

Die stromintensive Industrie erhält derzeit auch für die indirekten Kosten der Erneuerbaren-Förderung über die Renewable Obligations (RO) Kompensationszahlungen in Höhe von bis zu 85%. Ab Januar 2018 sollen keine

Price Floor im Jahr 2020 bei 30 £/t CO₂ liegen, um Investitionen in emissionsarme Technologien zu begünstigen. Da jedoch die CO₂-Preise im EU ETS deutlich niedriger als erwartet ausgefallen sind, wurde der Carbon Price Floor in Großbritannien im Jahr 2016 auf 18 £/t CO₂ gedeckelt, um nicht zu große Verzerrungen im internationalen Wettbewerb zu bewirken.

⁸³ RO sind ab April 2017 durch „Contracts for Difference“ für neue EE-Anlagen abgelöst worden.

⁸⁴ House of Commons Library (November 2016), The Carbon Price Floor, Briefing Paper.

⁸⁵ <https://www.gov.uk/government/news/uk-government-secures-eu-compensation-for-energy-intensive-industries>.

⁸⁶ Dies gilt für die festgelegten Sektoren der Carbon Leakage Liste (EU-ETS) der EU-Kommission.

Kompensationszahlungen im Nachhinein gezahlt werden, sondern die begünstigten Unternehmen direkt von den Zahlungen ausgenommen werden. Kompensationszahlungen für RO an EIU bzw. Befreiung von den indirekten Kosten impliziert, dass die restlichen Verbraucher die zusätzlichen Kosten tragen müssen.

Netznutzungsentgelte

Netznutzungsentgelte sind in Großbritannien in Transportnetz- (Transmission Network Use of System – TNUoS) und Verteilnetzentgelte (Distribution Network Use of System – DNuoS) unterteilt. Große Industriekunden sind i.d.R. direkt an das Transportnetz angeschlossen.

Bei den Netznutzungsentgelten existieren keine expliziten Ausnahmeregelungen für stromintensive Industrien in Großbritannien. Allerdings können Netznutzer ihre Netznutzungsentgelte im Übertragungsnetz senken, wenn Last von den Stunden mit der höchsten Systemlastspitze in andere Zeiten verschoben wird.

Klimaschutzabgabe (Climate Change Levy)

Die Klimaschutzabgabe wurde im April 2001 eingeführt und zielt auf größere Energieeffizienz und geringeren Energieverbrauch ab, um vor dem Hintergrund der Klimaschutzziele die Treibhausgasemissionen zu reduzieren. Die Klimaschutzabgabe wird nicht von privaten Haushaltskunden gezahlt und ist nur an industrielle Endabnehmer und den öffentlichen Sektor gerichtet. Der Regelsatz beträgt 0,642 ct/kWh.⁸⁷

Auch bei der Klimaschutzabgabe bestehen Ausnahmeregelungen für die stromintensive Industrie. So gibt es Kompensationszahlungen von bis zu 90%⁸⁸ der Klimaschutzabgabe (Climate Change Levy), wenn ein Climate Change Agreement (CCA) mit der britischen Umweltbehörde abgeschlossen wurde. CCAs sind freiwillige Vereinbarungen zwischen der britischen Industrie und der britischen Umweltbehörde zur Verringerung der Energieverbrauchs und der Kohlendioxid-Emissionen.

3.2 Ausnahmeregelungen für stromintensive Unternehmen in der Schweiz

Die Schweiz gehört zu den Ländern, die relativ zum EU Durchschnitt weniger Abgaben und Stromsteuern von Energieendverbrauchern erhebt.⁸⁹ Der Strompreis setzt sich aus dem Energiepreis, Netznutzungsentgelten, dem Netzzuschlag⁹⁰ für erneuerbaren Strom und Gewässersanierungen und anderen Abgaben⁹¹ zusammen.

⁸⁷ Rate der Klimaschutzabgabe beträgt ab 1. April 2017 0,568 £/kWh; Wechselkurs 1 £= 1,13 € angewendet.

⁸⁸ Im April 2019 soll diese Ausnahmeregelung auf 93% erhöht werden.

⁸⁹ Vgl. <https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/33422.pdf>

⁹⁰ Vgl. Energieverordnung EnV 730.01 vom 7.12.1998, Stand 1.1.2017: Zuschlag nach Artikel 15b des Gesetzes (AS 2011 4067), abgerufen unter: <https://www.admin.ch/opc/de/classified-compilation/19983391/201701010000/730.01.pdf>

⁹¹ Unter andere Abgaben fallen kommunale und kantonale Abgaben und Gebühren an das Gemeinwesen wie bspw. Konzessionsabgaben oder lokalpolitische Energieabgaben. (vgl. EICOM, abgerufen unter <https://www.strompreis.elcom.admin.ch/Map/ShowSwissMap.aspx>)

Für einen privaten Haushalt beträgt der Anteil an Netznutzungsentgelten und Abgaben am Strompreis bspw. 66%⁹², was vor allem relativ zu Deutschland mit ca. 80% moderat ist. Abgaben alleine machen nur 12% des Strompreises aus (Netzzuschlag 8% und andere Abgaben 4%). Während der Netzzuschlag national einheitlich bestimmt wird, fallen Energiepreise, Netznutzungsentgelte und andere Abgaben je nach Region und Verbraucherkategorie sehr unterschiedlich aus. Die Energiepreise für Großverbraucher sind dabei wettbewerblich, die Netztarife bestimmen sich abhängig von den Kosten, die durch die Netzebene und das Verbrauchsprofil entstehen. Andere Abgaben beruhen auf regionalpolitischen Vorgaben.

Explizite Ausnahmeregelungen für die stromintensive Industrie werden in der Schweiz beim Netzzuschlag gewährt. Zu beachten ist jedoch, dass bei den Netznutzungsentgelten zwar keine expliziten Ausnahmeregelungen bestehen, dass es aber den Netzbetreibern freisteht, die Tarife bspw. bei extensiverer Nutzung bei Schwachlast weiter zu differenzieren. Hierzu liegen jedoch keine öffentlichen Informationen vor. Bei den Strombeschaffungspreisen gibt es keine explizite Ausnahmeregelung, da bspw. indirekte CO₂-Kosten aufgrund des Schweizer Kraftwerkparks nicht geltend gemacht werden können.

Netzzuschlag nach Artikel 15b EnG

Der Netzzuschlag, der zur Förderung der erneuerbaren Energien in der Schweiz dient, wird über alle Endkonsumenten übergreifend bestimmt. 2016 wurden 1,3 Rp/kWh und eine Gesamteinnahme von 740 Millionen Franken⁹³ eingenommen. 2017 wurde der Zuschlag auf das im geltenden Energiegesetz festgelegte Maximum von 1,5 Rp/kWh angepasst. Er wird nach der erfolgten Annahme des Energiegesetzes auf 2.3 Rp/kWh erhöht.

Stromintensive Unternehmen können sich die Abgabe allerdings auf Gesuch hin rückerstatten lassen. Die Rückerstattung erfolgt teilweise bei Elektrizitätskosten ab 5% ihrer Bruttowertschöpfung, ab 10% erfolgt sie vollständig. Eine Rückerstattung findet nur ab einem Betrag von CHF 20.000 pro Jahr statt. Als Gegenleistung gehen die Unternehmen eine Zielvereinbarung zur Steigerung der Energieeffizienz für 10 Jahre mit dem Bund ein.⁹⁴

Durch die Rückerstattung sinkt der Gesamtertrag des Fonds, der für den Zubau von Stromproduktion aus neuen erneuerbaren Energien wie Photovoltaik, Biomasse, Windkraft, Kleinwasserkraft und Geothermie genutzt wird. Die Warteliste an Projekten kann dadurch möglicherweise langsamer abgebaut werden bzw. die Last liegt stärker auf den Konsumenten, die keine Rückerstattung erhalten und den erhöhten Beitrag zahlen.

⁹² Vgl. Swissgrid, abgerufen unter https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/company/publications/de/tarifgrafik_2018_de.pdf

⁹³ Vgl. BFE, abgerufen unter <http://www.bfe.admin.ch/energie/00588/00589/00644/index.html?lang=de&msg-id=62433>

⁹⁴ Die Rückerstattung des Netzzuschlages ist derzeit noch an den Abschluss einer Zielvereinbarung mit dem Bund gebunden, bei der mindestens 20% des rückerstatteten Betrags in Effizienzmaßnahmen investiert werden muss. Im neuen Energiegesetz gültig ab 2018 ist die Rückerstattung weiterhin an den Abschluss einer Zielvereinbarung gebunden, die Vorgabe der 20% Mindestinvestition gibt es jedoch nicht mehr (Art. 40 EnG).

3.3 Fazit – Vergleich der Regelungen der EU und der Schweiz

Die Schweiz gehört, gemeinsam mit Ländern wie Österreich, den Niederlanden oder Großbritannien, zu den Ländern, die die stromintensive Industrie weniger weitgehend mit Ausnahmeregelungen bei den Strompreiskomponenten entlasten. Weitergehende Ausnahmeregelungen bestehen insbesondere in Deutschland, Italien und Frankreich, die jedoch zu den Ländern mit den höchsten staatlich induzierten Abgaben (d.h. Umlagen, Abgaben und Steuern) für Endverbraucher in der EU zählen.

Die Auswertung der einzelnen Länder zeigt, dass sich die Ausnahmeregelungen von Land zu Land stark voneinander unterscheiden und nicht unmittelbar miteinander vergleichbar sind. Für mögliche Auswirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit kommt es jedoch stark auf die effektiv zu zahlenden Strompreise und somit auf die genauen Details der Ausgestaltung der Ausnahmeregelungen an. Es besteht über die untersuchten Länder hinweg keine einheitliche Definition der stromintensiven Industrie, der zu erfüllenden Kriterien und des Ausmaßes der gewährten Privilegien. So kann der Kreis der Begünstigten in einigen Fällen sehr eng definiert sein, so dass nur verhältnismäßig wenige Unternehmen die Schwelle erreichen, ab der Ausnahmeregelungen gewährt werden, oder weiter gefasst sein:

- **Definition stromintensive Unternehmen** – Die nationalen Definitionen eines stromintensiven Unternehmens unterscheiden sich sehr stark und können u.a. abhängig definiert sein von:
 - Dem Stromverbrauch (Beispiele für unterschiedlich definierte nationale Schwellenwerte abhängig vom Stromverbrauch sind übersichtsartig in Tabelle 5 illustriert, insbesondere Italien zeichnet sich durch verhältnismäßig hohe Verbrauchsschwellenwerte bei den Umlagen aus),
 - den Stromkosten (d.h., der Höhe der Stromkosten im Vergleich zum Umsatz oder der Bruttowertschöpfung),
 - der Handelsintensität,
 - vordefinierten besonders stromintensiven Prozessen (z.B. metallurgische Prozesse),
 - der Unterschreitung eines Grenzstrompreises.
- **Höhe des Ausgangsniveaus und der Begünstigungen** – Auch die gewährten Begünstigungen unterscheiden sich stark hinsichtlich des Ausgangsniveaus und der Höhe der Begünstigungen. So hat bspw. das Ausgangsniveau der EEG-Umlage in Deutschland ebenso wie die Höhe der Befreiung von der EEG-Umlage für stromintensive Unternehmen einen verhältnismäßig großen Hebel (die EEG-Umlage in Deutschland ist bspw. um ein Zehnfaches höher als die SDE+-Umlage in den Niederlanden).
- **Ansatzpunkte für die Begünstigungen** – Begünstigungen können sich auf unterschiedliche Komponenten erstrecken. So können reduzierte Netznutzungsentgelte bzgl. des variablen Tarifs (Frankreich) oder des Transporttarifs (Niederlande) gewährt werden. In einigen Ländern werden

STROMWIRTSCHAFTLICHE ENTWICKLUNGEN IN DER EU UNTER BESONDERER BERÜCKSICHTIGUNG DER BEHANDLUNG STROMINTENSIVER UNTERNEHMEN

energieeffiziente Unternehmen durch reduzierte Umlagen oder Steuern belohnt.

Tabelle 5 **Ausgewählte nationale Schwellenwerte für Ausnahmeregelungen in Bezug auf den Stromverbrauch**

Land	Netznutzungsentgelte	Abgaben, Umlagen, Steuern
Deutschland	>10 GWh/a	>1 GWh/a reduzierte Tarife für EEG-, KWKG-, Offshore-Umlage für den über 1 GWh/a hinausgehenden Verbrauch
Frankreich	Tarife gestaffelt nach Verbrauchsprofil und Verbrauchsdefinition <u>Profil:</u> >10 GWh/a konstantes Profil >20 GWh/a antizyklisches Profil >500 GWh/a großer Konsument <u>Verbrauchsdefinition:</u> >50 GWh/a hyperstromintensiver Verbrauch	
Italien		Umlagen: >48 GWh/a und <144 GWh/a 50% Befreiung >144 GWh/a 100% Befreiung Stromsteuer: >2,4 GWh/a reduzierte Stromsteuertarife für den über 2,4 GWh/a hinausgehenden Verbrauch
Niederlande	>10 GWh/a erhält niedrigste Tarifikategorie	>10 GWh/a erhält niedrigste Tarifikategorie
Großbritannien, Österreich und Schweiz	Keine verbrauchsabhängigen Ausnahmeregelungen	

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Die Tabelle bezieht sich lediglich auf die Dimension Stromverbrauch. Für viele der dargestellten Privilegien für stromintensive Industrien müssen zusätzlich weitere Schwellenwerte hinsichtlich anderer Dimensionen (wie bspw. Stromkosten in Abhängigkeit der Bruttowertschöpfung) erreicht werden, ansonsten erhalten die Unternehmen nicht die Begünstigung.

Die Verbrauchswerte in Italien sind pro Monat definiert und hier auf Jahreswerte umgerechnet worden.

Generell scheint es jedoch im europäischen Ausland einen gewissen Trend zu weniger starken Ausnahmeregelungen für die stromintensive Industrie, vor allem in Italien aber auch potentiell in Deutschland, zu geben:

- Auf EU-Ebene ist in den „Leitlinien für bestimmte Beihilfemaßnahmen im Zusammenhang mit dem System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten nach 2012“ bei der Beihilfehöchstintensität für indirekte CO₂-Kosten für energieintensiven Unternehmen mit Carbon Leakage Risiko festgelegt, dass diese gestaffelt ist und über die Jahre abnimmt (vgl. Artikel 26):
 - Beihilfeintensität von maximal 85% der anfallenden beihilfefähigen Kosten in den Jahren 2013 bis 2015,

STROMWIRTSCHAFTLICHE ENTWICKLUNGEN IN DER EU UNTER BESONDERER BERÜCKSICHTIGUNG DER BEHANDLUNG STROMINTENSIVER UNTERNEHMEN

- Beihilfeintensität von maximal 80% der anfallenden beihilfefähigen Kosten in den Jahren 2016 bis 2018, und
- Beihilfeintensität von maximal 75% der anfallenden beihilfefähigen Kosten von 2019 bis 2020.
- In Italien, das sich derzeit noch durch zahlreiche Ausnahmeregelungen für die stromintensive Industrie bei den diversen Abgaben und Umlagen auszeichnet, werden das Tarifsystem und die Ausnahmeregelungen ab 2018 stark vereinfacht. So gelten Ausnahmeregelungen für stromintensive Unternehmen ab 2018 nur noch für die EE- und KWK-Umlage, aber nicht mehr für die Umlage, die die anderen Komponenten umfasst. Es fallen weniger Unternehmen als bislang unter die Ausnahmeregelungen und es wird auch keine vollständige Befreiung mehr gewährt, sondern lediglich Begünstigungen auf die EE- und KWK-Umlage in Höhe von maximal 85%.
- In Deutschland ist eine kritische Würdigung der Reduzierung von Netzentgelten für stromintensive Nutzung durch die Bundesnetzagentur erfolgt.⁹⁵ Dies betrifft die Ausnahmeregelungen für stromintensive Netznutzung. Es wird diskutiert, dass gerade vor dem Hintergrund der Energiewende mit einem immer höheren Anteil an volatiler EE-Erzeugung bei der Stromerzeugung, die Reduzierung der Netzentgelte bei stromintensiver Nutzung (d.h. für eine hohe, gleichmäßige Abnahme) nicht mehr zeitgemäß ist und vielmehr nur ein flexibles Lastverhalten zur Netzentlastung beiträgt (atypische Netznutzung). Die derzeitigen reduzierten Netzentgelte für hohes unflexibles Abnahmeverhalten führen laut BNetzA zu partiell fragwürdigen Ergebnissen in Bezug auf die Netzdienlichkeit, und es werden entsprechende Modifikationen der Regelung gefordert, sprich, es sollten nur die Letztverbraucher begünstigt werden, die tatsächlich einen relevanten Einfluss auf die Hoch- und Nebenlast des betroffenen Netzbetreibers haben. Flexibles Lastverhalten sollte demnach eine Voraussetzung für einen Begünstigungsanspruch sein.

Zusammenfassend lässt sich keine systematische Wettbewerbsverzerrung in der Schweiz gegenüber europäischen Ländern aufgrund unterschiedlicher Ausnahmeregelungen der stromintensiven Industrie erkennen. Die Regelungen in der Schweiz sind weitestgehend im Einklang mit den Regelungen in Ländern wie bspw. Österreich oder den Niederlanden, die von der Struktur der Strompreiskomponenten eher vergleichbar sind mit der Schweiz als Deutschland, Italien, Frankreich oder Großbritannien (d.h. generell weniger bzw. niedrigere Umlagen und Steuern und daher tendenziell auch weniger weitreichende Ausnahmeregelungen bei diesen Preiskomponenten). Auch eine Betrachtung der einzelnen Strompreiskomponenten lässt nicht unmittelbar relevante Verzerrungen erkennen:

- Umlagen/Abgaben: Umlagen bzw. Abgaben auf den Stromverbrauch sind in der Schweiz vergleichsweise niedrig. Zudem besteht mit der Ausnahmeregel für stromintensive Abnehmer für die Ökostrom-Umlage bereits eine Regelung.
- Netznutzungsentgelte: Netztarife, die auf eine atypische Netznutzung eingehen (sowie verbrauchsgruppenspezifische) Netztarife sind bereits heute

⁹⁵ Quelle: Bericht der Bundesnetzagentur zur Netzentgeltsystematik Elektrizität, Dezember 2015, vgl. S. 75ff.

in der Schweiz möglich, soweit kostenseitig begründbar. Regelungen in anderen Ländern, die kostenseitig ggf. nicht begründbar sind, unterliegen teilweise Prüfungsverfahren (s. Untersuchung der Europäischen Kommission zu der vollständigen Befreiung der stromintensiven Industrie von den Netznutzungsentgelten).

- Strombeschaffungspreise: Die Option, indirekte Kosten für CO₂-Zertifikate, die im Strompreis enthalten sind, zu kompensieren, wird nur von einer geringen Anzahl von EU-Mitgliedstaaten genutzt. Zu bedenken ist hierbei, dass die Schweiz nicht Teil des EU ETS ist und derzeit die Stromerzeugung aus Kraftwerken mit CO₂-Emissionen in der Schweiz nur eine sehr geringe Rolle spielt. Zudem sind die Kosten für die Emission von CO₂ in der EU mit einem CO₂-Zertifikatspreis von 5-7 €/t derzeit sehr gering.⁹⁶

Da aus den vorliegenden Informationen bezüglich der bestehenden Ausnahmeregelungen für stromintensive Unternehmen keine unmittelbaren systematisch wettbewerbsverzerrenden Effekte abgeleitet werden können, wäre für eine genauere Analyse ein weitergehender detaillierter quantitativer Vergleich der Strompreise bzw. Strompreiskomponenten erforderlich. Aufgrund der Komplexität der verschiedenen Ausnahmeregelungen wäre ein solcher Vergleich auf Basis unternehmensspezifischer Daten (Strom- und Netzpreise, Verbrauchsmuster und -charakteristika etc.) durchzuführen. Hierfür liegen zumindest für die stromintensive Industrie allerdings keine öffentlich verfügbaren Daten vor. Da die Anzahl an stromintensiven Unternehmen überschaubar ist (in der Schweiz sind dies nach gängigen Definitionen vermutlich nur wenige Unternehmen), werden entsprechende Daten aus Wettbewerbsgründen streng vertraulich behandelt und sind auch nicht in den gängigen Statistiken (wie z.B. von Eurostat) erfasst. Dies schließt die Durchführung belastbarer Industriestrompreisvergleiche in diesem Segment aus.

⁹⁶ Über Stromimporte wird auch die Preiswirkung des EU ETS in die Schweiz importiert. Allerdings ist die Strompreiswirkung eines CO₂-Zertifikatspreis von 5-7 €/t geringfügig.

