

# MACHBARKEITSSTUDIE FÜR DIE GRENZÜBERSCHREITENDE VERMARKTUNG VON FLEXIBILITÄT



Bericht zu Händen des Project Steering  
Committees



## MANAGEMENT SUMMARY

Der europäische Elektrizitätsmarkt sieht sich der Herausforderung einer zunehmenden intermittierenden Erzeugung aus erneuerbaren Quellen ausgesetzt. Hierdurch wächst die Notwendigkeit zur optimierten Nutzung flexibler Erzeugung, die eine Weiterentwicklung des bestehenden Marktdesigns bedingt.

Die vorliegende Studie beruht auf einer engen, projektspezifischen Zusammenarbeit von **Swisslectric** sowie **Swissgrid** und macht auch als Alternative zu Kapazitätsmärkten Vorschläge zur adäquaten Entschädigung des Wertes von Flexibilität sowie zur Verbesserung von deren grenzüberschreitenden Vermarktung. Ausgangsbasis der Arbeiten war das high-level Konzept des Flexibilitätsmarktes.<sup>1</sup> Die Zusammenarbeit der genannten Parteien wurde durch die Unternehmensberatung **Pöyry** unterstützt, die in der Vergangenheit diverse Konzepte zur marktbasierenden Einführung von Flexibilitätsinstrumenten entwickelt hat.

Es wird grundsätzlich vorgeschlagen, auf dem bewährten Fundament des Energy-Only-Marktes aufzubauen, dabei den Wert von Flexibilität für das Elektrizitätssystem adäquater als bisher zu entschädigen. Die Abbildung des „wahren“ Wertes von Flexibilität soll durch verschiedene Weiterentwicklungen des bestehenden Marktdesigns ermöglicht werden. Dabei sind die evaluierten Vorschläge nicht als abschliessend zu verstehen, sondern zeigen anhand einzelner Massnahmen zunächst auf, dass die Flexibilität deutlich besser als heute abgebildet bzw. gehandelt werden kann.

Die Projektgruppe sieht es als vielversprechend an, die Wertigkeit von Flexibilität mittels einer Kombination von teilweise eng verknüpften Massnahmen zu verbessern. Einerseits wird im Schweizer Elektrizitätsmarkt die marktkonforme Integration der Neuen Erneuerbaren Energien in Bilanzgruppen angestrebt, um deren Einspeiseverhalten und Ausgleichenergiekosten mit den Preissignalen am Spotmarkt zu verknüpfen. Andererseits wird die weitere Ausarbeitung eines „integrierten TSO-Marktes“ beabsichtigt, in welchem Tertiär-Regelleistung, Redispatchleistung und weitere Produkte vom Übertragungsnetzbetreiber in Echtzeit marktbasierend eingekauft werden. Das damit neu geschaffene Echtzeit-Preissignal kann sich anschliessend in einem überarbeiteten Ausgleichenergie-Kostenregime auf Basis von marginalen Vollkosten widerspiegeln.

Somit würde ein Echtzeit-Preissignal erzeugt und weiter verstärkt, wobei möglicherweise sehr volatile und teilweise sehr hohe Knappheitspreise für Flexibilität entstehen. Zur Risiko-Absicherung für Bilanzgruppenverantwortliche im Ausgleichenergiemarkt, werden schlussendlich von Pöyry sogenannte dezentrale Reliability-Optionen vorgeschlagen. Diese könnten auch die Verbindung zu ausländischen Kapazitätsmechanismen darstellen.

Es soll mit Nachdruck angestrebt werden, obige Weiterentwicklungen auch im benachbarten Ausland zu propagieren. Nur so kann gewährleistet werden, dass die Massnahmen national und grenzüberschreitend ihre maximale Wirkung entfalten. Auf Basis bisheriger Entwicklungen und Diskussionen wird dies zumindest für Deutschland als durchaus realistisch angesehen.

Für die weitere Förderung des grenzüberschreitenden Handels von Flexibilität wurden zwei konkrete Vorschläge näher betrachtet. Durch die Implementierung einer mit Deutschland gekoppelten Intra-Day Auktion für 15-Minuten Produkte könnte ein weiterer liquider Marktplatz für Schweizer Flexibilität aufgebaut werden. Die angestrebte Verkürzung und Harmonisierung von Vorlaufzeiten für grenzüberschreitende

---

<sup>1</sup> REVEALING THE VALUE OF FLEXIBILITY, How can flexible capability be rewarded in the electricity markets of the future?, A public report, Pöyry, February 2015

Elektrizitätslieferungen nach Deutschland könnte den Zugang zum von Flexibilitätsnachfrage geprägten Deutschen Intraday Markt weiter verbessern. Die Wertigkeit der Flexibilität steigt mit einer verkürzten Vorlaufzeit, da die Preisvolatilität der gehandelten Viertelstunden mit der Nähe zum Lieferzeitpunkt zunimmt. Damit bleiben Schweizer Flexibilitätsanbieter wettbewerbsfähig im deutschen Intradaymarkt und können an der steigenden Wertigkeit der Flexibilität partizipieren.

Schlussendlich wurde festgestellt, dass die Schnittstelle zwischen Grosshandels- und TSO-Markt noch weiter optimiert werden kann. Insbesondere wurde festgestellt, dass der „integrierte TSO-Markt“ Möglichkeiten schaffen kann, die nutzbare Grenzkapazität für den grenzüberschreitenden Handel von manuell aktivierter Regelernergie (Tertiärregelung, Redispatch und evtl. weitere TSO-Produkte) signifikant zu erhöhen. Allerdings würde die Umsetzung eines Integrierten TSO-Marktes möglicherweise die heutigen Freiheiten innerhalb der Bilanzgruppe und des Kraftwerkpools beschneiden und die Möglichkeit einschränken, Kraftwerksfahrpläne bis unmittelbar vor Lieferbeginn zu verändern.

Zur detaillierten Analyse der Umsetzung der genannten Vorschläge sind verschiedene kurz-, mittel-, und langfristige Massnahmen anzugehen. Insbesondere die Umsetzbarkeit der mit Deutschland gekoppelten Intraday Auktion für 15-Minuten Produkte sowie Möglichkeiten zur Reduzierung der Vorlaufzeiten sollten möglichst rasch mit den involvierten Stakeholdern geprüft werden. Zentrale mittelfristige Massnahmen im Zeitraum von drei bis fünf Jahren ab heute bestehen einerseits in einer Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiepreismechanismus und andererseits in der Erarbeitung eines Detailkonzeptes zur Einführung eines Integrierten Marktes. Auch in diesem Kontext sind die Möglichkeiten zur Verkürzung der Vorlaufzeiten für den grenzüberschreitenden Handel zu prüfen und mit den Vorlaufzeiten eines Integrierten TSO-Marktes abzugleichen. Daneben ist das vorgeschlagene Konzept bzgl. dezentraler Reliability Optionen weiter zu spezifizieren.

Um die notwendige Akzeptanz für die Neugestaltung von Elementen des Schweizerischen Marktdesigns herbeizuführen ist deren Diskussion mit nationalen und internationalen Stakeholdern, vor allem aus Nachbarländern, zu initiieren.

September 2015

## Inhalt

<b>1</b>	<b>EINLEITUNG</b> .....	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>VORSCHLAG EINZELNER ELEMENTE FÜR DIE WEITERENTWICKLUNG DES SCHWEIZER STROMMARKTDESIGNS</b> .....	<b>7</b>
2.1	Integration der Neuen Erneuerbaren Energien in den Schweizer Elektrizitätsmarkt.....	8
2.2	Einführung eines „Integrierten TSO-Marktes“ mit Echtzeitpreisen.....	8
2.3	Einführung von Knappheitspreisen auf Basis marginaler Vollkosten.....	10
2.4	Einführung von Dezentralen Reliability Optionen .....	12
2.5	Einführung einer gekoppelten EPEX 15-Minuten-Intraday-Auktion.....	14
2.6	Umsetzung kürzerer grenzüberschreitender Nominierungsfristen.....	15
<b>3</b>	<b>EMPFOHLENE MASSNAHMEN UND ANSCHLUSSPROJEKTE</b> .....	<b>18</b>
3.1	Kurzfristig umsetzbare Aktivitäten .....	18
3.2	Massnahmen und Projekte für die nächsten 3 bis 5 Jahre .....	18
3.3	Massnahmen und Projekte im grafischen Überblick .....	19
<b>4</b>	<b>ABSCHLIESSENDE BEMERKUNGEN</b> .....	<b>20</b>
<b>5</b>	<b>GLOSSAR</b> .....	<b>21</b>



## 1 EINLEITUNG

Der vorliegende interne Bericht wurde im Rahmen eines gemeinsamen Projektes zwischen swisselectric und Swissgrid erarbeitet. Die Tatsache, dass in der Schweiz übermässig viel flexible Produktion zur Verfügung steht, deren Rentabilität im aktuellen Marktdesign laufend sinkt, derweil die Sorge der Netzbetreiber um Netzstabilität und Versorgungssicherheit steigt, bildete dessen Basis. Das gemeinsame Interesse beruhte auf beiderseitigen Ideen, als Alternative zu einem Kapazitätsmarkt, in einem künftigen Marktdesign die adäquate Nutzung von Flexibilität verstärkt einzubringen. Das Ziel des Projektes bestand darin, ungeachtet der Positionen der beteiligten Unternehmen, Elemente zur Weiterentwicklung des Strommarktdesigns aufzuzeigen, welche den Einsatz und die Vermarktung von Flexibilität im Termin-, Spot- und Echtzeit-Markt in der Schweiz und benachbarten Ländern verbessern können. Dazu sollten primär drei Themenkreise untersucht werden:

- 1) Die Erhöhung der Integration von Intra-Day- und Balancing-Märkten
- 2) Die Verbesserung des Handels von Flexibilität auf dem Intra-Day-Markt
- 3) Die Verbesserung des Handels von Flexibilität auf den Balancing-Märkten

Die Zusammenarbeit der genannten Parteien wurde durch Pöyry Management Consulting unterstützt. Pöyry hat in der Vergangenheit diverse Konzepte zur marktbasierenden Einführung von Flexibilitätsinstrumenten in Europa entwickelt und ist auch heute noch in verschiedenen Initiativen und Projekten aktiv.

Basierend auf dieser Aufgabenstellung wurde ein Vorschlag zur Weiterentwicklung einzelner Elemente des Marktdesigns erarbeitet, der auch die Analyse notwendiger Umsetzungsmassnahmen beinhaltet.

### Grundlegende Feststellungen

Die im Laufe der vergangenen Jahre zu beobachtenden Entwicklungen auf dem europäischen Strommarkt stellen das gegenwärtige Marktdesign vor zunehmende Herausforderungen. Grosse Mengen volatiler Einspeisung aus Windkraft und Photovoltaik erfordern flexible Kraftwerkskapazitäten zur Systemstabilisierung. Allerdings lohnen sich der Erhalt von und die Investitionen in flexible Kapazitäten in der Schweiz und in weiteren europäischen Ländern überwiegend nicht, da die Preissignale der Elektrizitätsmärkte unter anderem aufgrund der subventionierten Produktion aus erneuerbaren Energien verzerrt sind. Folglich werden im Ausland jüngst errichtete Kraftwerke bereits wieder vom Netz genommen und in der Schweiz Kraftwerksprojekte sistiert. Langfristig ist dadurch die Möglichkeit zur Spitzenlastdeckung in einigen Ländern in Frage gestellt, weshalb dort Kapazitätsmechanismen zur Lösung dieses Problems diskutiert werden oder bereits eingeführt worden sind. Mit zunehmender volatiler Produktion und weiterem Abbau konventioneller Erzeugungskapazitäten werden sich die Probleme auf dem Energiemarkt und im Netzbetrieb weiter verschärfen.

Die Schweiz verfügt über einen grossen Überschuss an flexibler Erzeugung und könnte mit dieser Ressource einen wichtigen Beitrag zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit des europäischen Stromsystems leisten. Die Elemente des zukünftigen Marktdesigns sollten den Wert dieser Flexibilität für den Energiemarkt korrekt abbilden, so dass für die Systemstabilität zwingend erforderliche flexible Kraftwerke rentabel betrieben werden können. Mittels der Preissignale auf dem Elektrizitätsmarkt soll sichergestellt werden, dass die Deckung der Nachfrage zu jedem Zeitpunkt gewährleistet werden kann. Um diesbezügliche Anreize zur Produktion mit und Investition in flexible Erzeugungseinheiten zu schaffen, ist eine höhere Volatilität der

Marktpreise notwendig. Diese führt auch zur Entwicklung innovativer Produkte und Geschäftsmodelle, die volkswirtschaftlich betrachtet die Effizienz des Energiemarktes insgesamt steigern werden.

Da in den Nachbarländern der Schweiz zum Teil abweichende Marktregeln gelten, muss das Schweizer Marktdesign auch mit den ausländischen Marktmechanismen (wie z.B. Kapazitäts- und TSO-Märkten) kompatibel sein. Es ist deshalb erforderlich, dass die grenzüberschreitenden Komponenten der neuen Elemente des Marktdesigns auf politische und regulatorische Akzeptanz in den EU Staaten treffen. Im Speziellen betrifft dies die grenzüberschreitende Allokation der Grenzkapazität im Target Model der EU. Idealerweise soll das Schweizer Strommarktdesign auch in Europa als sinnvolles Modell zur Stärkung des Energy-Only-Marktes betrachtet werden.

Die Projektgruppe hat es deshalb vorgezogen, bei der Entwicklung ihrer Vorschläge auf den bewährten Mechanismen des Energy-Only-Marktes, wie sie zurzeit auch in den europäischen Network Codes (CACM, FCA, EB) detailliert werden, aufzubauen und diese jeweils weiterzuentwickeln. Die Vorschläge fokussieren gezielt darauf, einerseits den Wert von Flexibilität zu verbessern und andererseits konkret den grenzüberschreitenden Handel zu stärken. Daneben wurden Lösungen gesucht, um die Interaktionen zwischen Grosshandelsmarkt und TSO-Markt zu verbessern.



## 2 VORSCHLAG EINZELNER ELEMENTE FÜR DIE WEITERENTWICKLUNG DES SCHWEIZER STROMMARKTDESIGNS

Die empfohlenen sechs Elemente zur Weiterentwicklung des Marktdesigns gegenüber dem bestehenden Energy-Only Markt sind in der nachfolgenden Übersichtsgrafik dargestellt und rot eingefärbt. Demgegenüber repräsentieren die grauen Blöcke heute bereits bestehende Marktbereiche. Der Zeitstrahl führt vom langfristigen Trading bis zur Lieferung in Echtzeit.

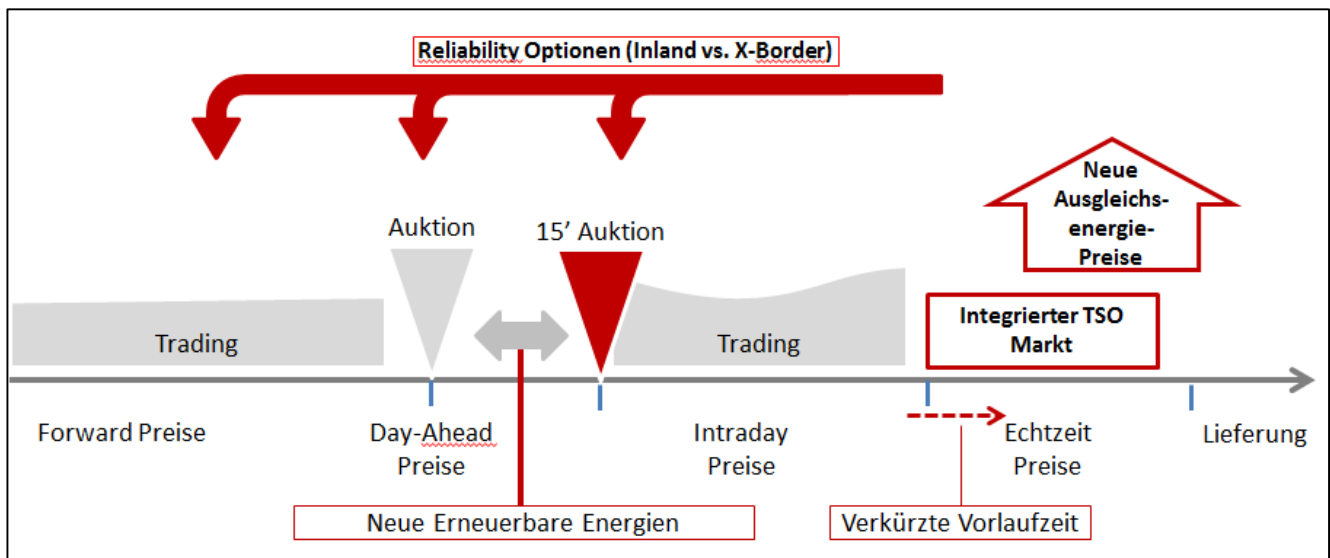


ABBILDUNG 1: EMPFOHLENE ELEMENTE ZUR WEITERENTWICKLUNG GEGENÜBER DEM BESTEHENDEN ENERGY-ONLY-MARKTDESIGN

Die sechs Elemente zur Weiterentwicklung des Marktdesigns werden in den nachfolgenden Unterkapiteln detailliert. Die ersten vier Punkte lassen sich mittelfristig realisieren und sind, aufsteigend nummeriert, voneinander abhängig. Demgegenüber sind die unter 5. und 6. genannten Massnahmen kurzfristig realisierbar und voneinander unabhängig:

1. Integration der Neuen Erneuerbaren Energien in den Energiemarkt,
2. Einführung eines „Integrierten TSO-Marktes“ mit Echtzeitpreisen,
3. Einführung von Knappheitspreisen auf Basis marginaler Vollkosten,
4. Einführung von dezentralen Reliability Optionen,
5. Einführung einer gekoppelten EPEX 15-Minuten Intraday Auktion,
6. Umsetzung kürzerer, grenzüberschreitender Nominierungsfristen.

## 2.1 Integration der Neuen Erneuerbaren Energien in den Schweizer Elektrizitätsmarkt

Auch Neue Erneuerbare Energien übernehmen Bilanzgruppenverantwortung hinsichtlich Prognosegüte, Einspeisezeitpunkt und resultierender Ausgleichsenergie.

Hierdurch kann der Handel mit Flexibilität im Terminmarkt sowie im Spotmarkt gefördert werden, ohne den weiteren Ausbau von Neuen Erneuerbaren Energien zu bremsen.

Gemäss BfE wird im Rahmen der ES205 die stärkere Marktintegration der Neuen Erneuerbaren Energien angegangen, inklusive einer Marktprämie, die ähnlich dem deutschen Beispiel gestaltet sein wird.

Ein wesentlicher Baustein im marktbasierten System ist das Ziel, dass der Verursacher von Kosten dieselben und damit verbundene Risiken selber übernehmen muss.

Die Produzenten von Neuen Erneuerbaren Energien in der Schweiz, deren Erzeugung subventioniert wird, tragen heute keine Marktrisiken und erhalten in der Regel eine fixe Vergütung für die von ihren Erzeugungsanlagen produzierte Elektrizität. Die Ausgleichskosten für die Abweichung von erwarteter und tatsächlicher Produktion werden sozialisiert. Die Produzenten haben deshalb keine Anreize die Prognosegüte zu erhöhen („produce & forget“) und der von ihnen herrührende Bedarf an Flexibilität spiegelt sich nicht marktorientiert in den Produkten der Leistungserbringer.

Ein notwendiger Integrationsschritt bedingt eine Anpassung des Subventionsmodells. Im Fall weiterhin erfolgreicher Subventionszahlungen sollte zumindest die Verantwortung für die Ausgleichsenergie den Produzenten Neuer Erneuerbarer Energie zufallen und die entsprechenden Kosten sollten nicht weiterhin sozialisiert werden. Damit würde der Druck auf marktgerechte Intradaypreise deutlich steigen.

Das BfE hat im Rahmen der ES2050 die Integration der Neuen Erneuerbaren vorgesehen, inklusive einer Marktprämie, die dem deutschen Beispiel ähneln wird. Dort erhält der NEE Produzent, welcher auf den Bezug der EEG-Vergütung verzichtet und seinen Strom direkt an Dritte oder an der Börse vermarktet, eine Geldprämie, die, korrigiert um einen Wertigkeitsfaktor, der Differenz „EEG-Vergütung minus monatlich ermittelter durchschnittlicher Börsenpreis“ entspricht. Zudem werden mit einer anlagenspezifischen Managementprämie u. a. die Kosten für den Ausgleich von Prognosefehlern entschädigt. Die Integration der Neuen Erneuerbaren Energien in den Schweizer Strommarkt ist ein wichtiger Grundbaustein für die marktbasierete Abgeltung von Flexibilität und wäre aus Projektsicht ein schnelles in Kraft treten eines dahingehend überarbeiteten StromVG gewünscht.

## 2.2 Einführung eines „Integrierten TSO-Marktes“ mit Echtzeitpreisen

Im Integrierten TSO-Markt sollen die Beschaffung von Tertiär- und Redispatch-Energie sowie die Beschaffung von Energie für andere, teilweise internationale TSO Verpflichtungen wie u.a. Notreserve oder MEAS (Mutual Emergency Assistance Service) für alle Produkte auf einem einzigen Marktplatz im Echtzeitbereich erfolgen. Bei einem Auktionsverfahren ist eine einheitliche Entschädigung, und nach Möglichkeit auf Basis „pay-as-clear“ anzustreben.

Die transparenten Beschaffungskosten bilden die Basis für den marktgerechten Echtzeit-Preis für

Flexibilität, auf dem auch der Ausgleichenergiepreis basieren kann. Mit einem besseren Überblick über die Netz-Situation in Echtzeit erwartet Swissgrid zudem, deutlich mehr grenzüberschreitende Kapazitäten für die internationalen TSO-Märkte zur Verfügung stellen zu können. Der Wert kann vermutlich jedoch nur entscheidend gesteigert werden, wenn zumindest ein Nachbarland ein ähnliches System implementiert.

Der Integrierte TSO-Markt würde möglicherweise die heutigen Freiheiten innerhalb der Bilanzgruppe und des Kraftwerkpools beschneiden und die Möglichkeit einschränken, Kraftwerksfahrpläne bis unmittelbar vor Lieferbeginn zu verändern.

Beim Integrierten TSO-Markt handelt sich um ein Konzept von Swissgrid, das in den kommenden Monaten mit der Branche diskutiert und ausgearbeitet wird.

Die Kernidee des Integrierten TSO-Marktes mit Echtzeitpreisen besteht darin, die Prozesse des Engpassmanagements sowie der manuell aktivierten Regelenergie (Tertiärregelung, Redispatch und evtl. weitere TSO-Produkte) in einen einzigen, gleichen Handelsprozess zu integrieren, der den sicheren Echtzeitbetrieb des Stromsystems ermöglicht. Hierdurch wird es verstärkt möglich, für den Echtzeitabruf von tertiärer Regelleistung entstehende Kosten verursachergerecht zuzuordnen.

Um den Integrierten TSO-Markt umzusetzen, ist das Vorhandensein verschiedener Input-Grössen notwendig und deren Verarbeitung wird vorausgesetzt als Randbedingungen zur Ermittlung des Echtzeitpreises und zur optimierten Nutzung von Grenzübertragungskapazitäten (siehe Abbildung).

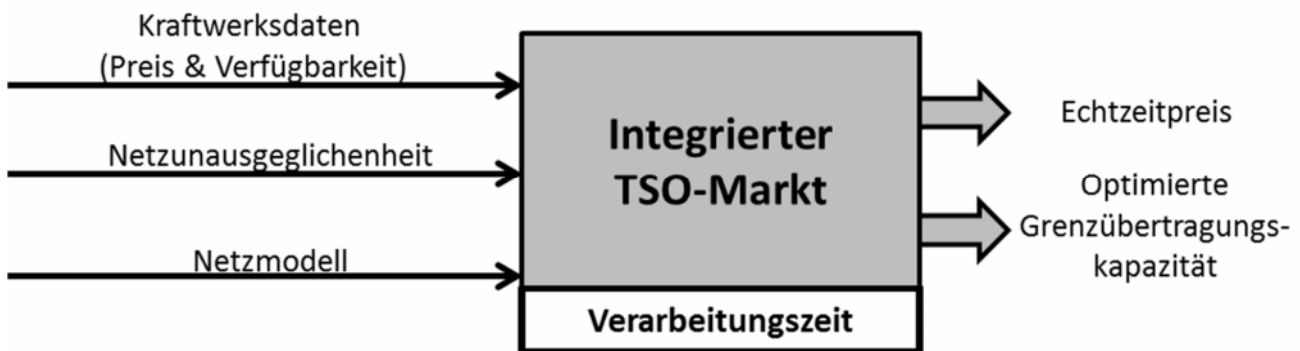


ABBILDUNG 2: STRUKTUR EINES INTEGRIERTEN TSO-MARKTES MIT ECHTZEITPREISEN

Die frühzeitige Übermittlung verbindlicher Produktionsdaten erlaubt einerseits die Reduktion der Sicherheitsmargen bei der Berechnung der Grenzkapazität für die TSO- und möglicherweise Intraday-Märkte und andererseits die Optimierung der Prozesse im Bereich der Systemsicherheit sowie schlussendlich die Verkürzung der Vorlaufzeiten. Mittels verbindlicher Produktionsdaten wird ein tendenziell höheres Risiko des Auftretens kritischer Netzsituationen für den Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen sehr kurzer Vorlaufzeiten durch bessere Information über möglicherweise zu ergreifende Gegenmassnahmen kompensiert. Die maximale Einsicht in die Netzsituation gewinnt der Übertragungsnetzbetreiber mit einem nodalen Netzmodell der Schweiz in Echtzeit.

Dieser Datenaustausch und die Netzberechnung könnten im Rahmen eines Integrierten Marktes erfolgen, in welchem die manuell aktivierten TSO-Reserven (Tertiärregelung, Redispatch und evtl. weitere TSO-Produkte) in einem marktbasieren Prozess ausgeschrieben werden. Dafür werden zusätzlich Informationen zur Kraftwerksverfügbarkeit und Preisgebote benötigt. Die gesammelten Gebote werden für den internen Reservebedarf verwendet und können, falls die Grenzkapazität verfügbar ist, bei Bedarf und auf Anfrage auch für ausländische TSO-Märkte genutzt werden. Bei ausreichender Liquidität im integrierten Markt, kann dies zur Bestimmung des repräsentativen Echtzeitpreises für die Schweiz und für den Bedarf anderer Übertragungsnetzbetreiber berücksichtigt werden.

Swissgrid setzt im Moment voraus, dass der „Integrierte TSO-Markt“ und die damit verbundene Datenlieferung einen Implementierungsaufwand von den Marktteilnehmern und evtl. regulatorische Anpassungen fordert. Ausserdem würde die „kraftwerksscharfe“ Daten- und Fahrplanlieferung, mit einer Vorlaufzeit (gemäss aktueller Einschätzung von Swissgrid z.B. 30 Minuten) weitere, kurzfristige Kraftwerks-Optimierungen in diesem Zeithorizont verunmöglichen. Die swisselectric Vertreter erwarten durch diese Einschränkung einen Ausschluss vom immer interessanter werdenden Kurzfristmarkt unmittelbar vor Lieferung und dadurch bedeutende kommerzielle Nachteile. Beginnt die Vorlaufzeit, in der vor Lieferung keine kraftwerksscharfen Fahrplanänderungen mehr gemacht werden dürfen, unmittelbar nach Handelsschluss, wären auch die operativen Prozesse der Produzenten betroffen. Insbesondere in der Umsetzung von Partnerwerksbeteiligungen ist diesbezüglich mit Schwierigkeiten zu rechnen, da Änderungen in Partnerkraftwerken oft Änderungen in weiteren Kraftwerken auslösen. Darum ist zu prüfen, ob und inwieweit Kraftwerke regional geographisch oder nach Netzebenen aggregiert werden könnten. Bei einer zonenscharfen Datenlieferung wäre die Einschränkung für die Produzenten weniger stark, was andererseits mit einem negativen Einfluss auf die Netzsicherheitsberechnungen einhergeht. Dies ist sicher gegeneinander abzuwägen.

Perspektivisch ist zu evaluieren, ob ebenfalls eine Einbeziehung von Sekundärregelung zu einer weiteren Optimierung des integrierten TSO-Marktes sowie zusätzlich optimierten Echtzeitpreissignalen führen können. Die Analyse dieser Thematik soll zusammen mit den vorgenannten, erzeugungsbezogenen Fragestellungen in weiteren Diskussionen mit der Branche vertieft werden. Dafür wird eine Arbeitsgruppe „Integrierter TSO-Markt“ mit Swissgrid und Branchenvertretern gegründet. Als weitere Randbedingung gilt es die laufende Integration der SRL-Märkte im Rahmen des Network Code Electricity Balancing zu beachten.

### 2.3 Einführung von Knappheitspreisen auf Basis marginaler Vollkosten

Die Bepreisung der Ausgleichsenergie basiert hierbei auf transparenten marginalen Systemdienstleistungskosten in Echtzeit. Hierdurch wird ein potenziell sehr volatiler Knappheitspreis bzw. -indikator eingeführt.

Der eigentliche Wert von Flexibilität lässt sich am Besten in Echtzeit darstellen. Durch die teilweise sehr hohen Preise bekommt auch das Vorhalten von Flexibilität für Bilanzgruppen einen verbesserten Wert. Der Wert kann vermutlich jedoch nur entscheidend gefördert werden, wenn zumindest ein Nachbarland ein ähnliches System implementiert.

Es handelt sich um ein Konzept, das z.B. in UK und in Texas umgesetzt wurde, und innerhalb Europas generell als vielversprechend angesehen wird. Des Weiteren soll auch das holländische Modell bzgl.

den Echtzeit-Preissignalen (jede Minute werden die in den letzten 30 Minuten ausgeführten Regelabrufe und deren Preise publiziert) für das Konzept herangezogen werden. Allerdings müsste für die Schweiz das Konzept noch detailliert ausgearbeitet werden.

Derzeit basiert die Berechnung von Ausgleichsenergiepreisen auf verschiedensten Kostenkomponenten (z.B. Day-Ahead Preise, Systemdienstleistungsreserve- und Aktivierungskosten, Tarife für Unausgeglichenheiten). Die auf die genannte Art und Weise ermittelten Ausgleichsenergiepreise werden heute ca. einen Monat nach physischer Lieferung der Elektrizität publiziert. Dies repräsentiert kein effizientes Preissignal. Stattdessen sollten die im integrierten TSO-Markt ermittelten Echtzeitpreise sowie die Unausgeglichenheiten der Bilanzgruppenverantwortlichen zugrunde gelegt werden, um darauf basierend einen „fairen“, situationsgerechten Ausgleichsenergiepreis zu ermitteln. Hierdurch kann ein effizientes Ausgleichsenergiepreissignal in Echtzeit generiert werden, das ein aktives kurz- und langfristiges Absichern („Hedging“) von hohen Preisen ermöglicht, die im Fall angespannter Versorgungssituationen auftreten können.

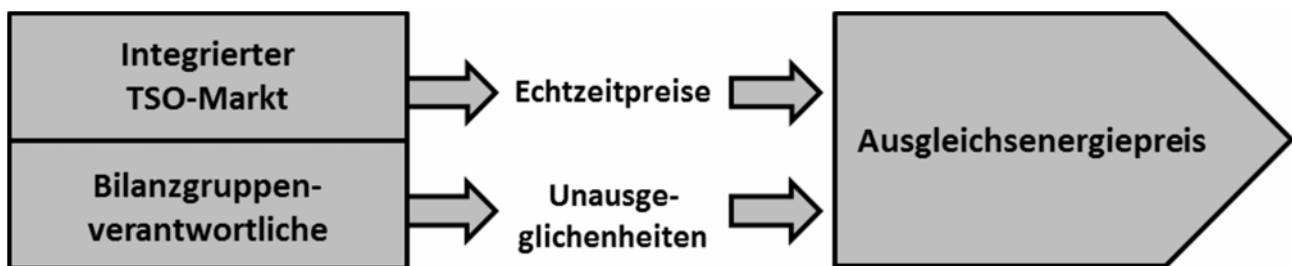


ABBILDUNG 3: ZUSAMMENSPIEL VON TSO-MARKT UND BGV IM RAHMEN DER ERMITTLUNG DES AUSGLEICHSENERGIEPREISES

Im Rahmen bereits implementierter Systeme zur Berechnung der Echtzeitpreise im Ausland werden die Kosten eines Lastabwurfs („Value of Lost Load“, VOLL) und die Wahrscheinlichkeit des Lastabwurfs („Loss of Load Probability“) herangezogen. Ein pragmatischer Ansatz zur Bestimmung der Kosten des Lastabwurfs ist ein regulatorisch festgelegter Wert, der die volkswirtschaftlichen Kosten der Verbrauchsabschaltung angemessen abbildet. Nach dieser Methode werden die Kosten des Lastabwurfs z.B. in Texas und in Grossbritannien vorgegeben.<sup>2</sup> Die Wahrscheinlichkeit des Lastabwurfs wird laufend vom Übertragungsnetzbetreiber auf dem Fahrplanraster berechnet. Je weniger Erzeugungskapazität im System verfügbar ist, desto höher werden die Echtzeitpreise, bis zum für den Lastabwurf vorgesehenen Referenzwert. Damit die Marktteilnehmer die Preise in Echtzeit antizipieren können, müssen provisorische Berechnungsergebnisse derselben bereits vor Handelsschluss für spezifische Zeitperioden veröffentlicht werden. Der Datenbedarf und der transparente Prozess für die Einführung einer äquivalenten Berechnung in der Schweiz muss weiter analysiert bzw. ausgearbeitet werden.

Da die Schweiz mittel- und langfristig gesehen über genügend Erzeugungskapazität verfügt,<sup>3</sup> werden die Knappheitssituationen in der Schweiz nur selten eintreten und die Echtzeitpreise den maximalen Wert VOLL kaum erreichen. Es ist jedoch davon auszugehen, dass auch in der Schweiz Echtzeitpreise aufgrund von

<sup>2</sup> Nach dieser Methode werden die Kosten des Lastabwurfs z.B. in Texas und in Grossbritannien definiert, wo selbige bei 9'000 \$/MWh in 2015 (Estimating the Value of Lost Load - ERCOT.com) bzw. bei 6'000 £/MWh in 2018 (Balancing and Settlement Code (BSC) P305: Electricity Balancing Significant Code Review Developments - ofgem.gov.uk) liegen.

<sup>3</sup> PLEF Study. Pentilateral generation adequacy probabilistic assessment

ungünstigen Wettereinflüssen höher ausfallen werden, wenn sie durch die Wasserverfügbarkeit beeinflusst werden. Um die positiven Effekte eines Echtzeitpreis-Mechanismus für den Energiemarkt zu maximieren, müsste dieser auch auf weiteren grossen europäischen Elektrizitätsmärkten eingeführt werden und die Knappheit von Kapazität abbilden.

Solange im System genügend Reserven vorhanden sind und nicht mit einem Lastabwurf gerechnet werden muss, kann die Volatilität der Echtzeitpreise dadurch abgebildet werden, dass die Ausgleichsenergie auf Basis des Grenzpreises (Arbeitspreis) für die TSO-Reserven für jeweils 15 Minuten berechnet wird. Dadurch wird sichergestellt, dass die Reservekosten auf die Perioden verteilt werden, während derer sie tatsächlich aktiviert wurden, anstatt eine gleichmässige Verteilung auf alle Stunden eines Monats vorzunehmen. Die Echtzeitpreissignale werden zusätzlich dadurch gestärkt, dass der Übertragungsnetzbetreiber einen zunehmenden Teil der Reserven kurzfristig beschafft, um den Effekt der Leistungsvorhaltungszahlungen auf den Echtzeitpreis zu minimieren. Wenn die Standardisierung der TSO-Produkte es erlaubt, sollten die SDL-Anbieter ebenfalls zum Grenzpreis für die bereitgestellte Energie entschädigt werden.

Bei der Einführung eines Grenzpreises für Reserven in der Schweiz sollte beachtet werden, dass dieses Vorgehen in einem wenig liquiden Markt zu Verzerrungen führen könnte.

Unter der Voraussetzung, dass alle Bilanzgruppen bis zum Handelsschluss ausgeglichen werden müssen und somit den Ausgleichspreisen vollumfänglich ausgesetzt sind, werden die Preissignale in Echtzeit tendenziell vor allem den Handel im Grosshandelsmarkt und nicht im TSO-Markt stärken. Die Bilanzgruppen werden motiviert, optimale Prognosen zu erstellen und ihre Position im Grosshandelsmarkt auszugleichen.<sup>4</sup> Dabei werden die Preise in D-1 und Intra-Day von den Erwartungen der Marktteilnehmer bzgl. der Echtzeitpreise beeinflusst. Höhere Volatilität und damit einhergehend höhere Preise auf den Grosshandels- und TSO-Märkten fördern eine Nachfragesteuerung unter minimalem regulatorischem Eingriff und damit möglicherweise marktbasiertere Investitionen in neue Kraftwerke.

### 2.4 Einführung von Dezentralen Reliability Optionen

Optionen können ein sinnvolles Instrument des Risikomanagements für Versorger von Endkunden (Käufer von Optionen) sein, mit dem sie sich gegen Preis- und Volumenrisiken auf dem Day-Ahead, Intraday- oder Integrierten Markt absichern können. Indem sie dem Produzenten einen langfristigen Zahlungszufluss sichern anstelle der Aussicht auf vielleicht eintretende Spikes, können diese Optionen gleichzeitig zur Sicherstellung langfristiger Versorgungssicherheit beitragen.

Um missbräuchlichen Spekulationsgeschäften vorzubeugen, erscheint es sinnvoll, dass angebotene Reliability Optionen grundsätzlich physisch abgesichert sind.

Reliability Optionen dienen dem Käufer zur Absicherung von volatilen Ausgleichsenergiepreisen. Um die Höhe seiner Ausgleichsenergiekosten zu begrenzen, zahlt er eine Prämie. Der Verkäufer, der wie oben genannt, die Prämie der Hoffnung auf Spikes vorzieht, sichert sein Risiko ab, indem er physisch in den Ausgleichsmarkt bietet und damit auch zur Versorgungssicherheit beiträgt.

---

<sup>4</sup> Potentielle Auswirkungen auf den in der Schweiz etablierten Post-Scheduling Prozess müssen in diesem Kontext untersucht werden.

Dezentrale Reliability Optionen können möglicherweise als Verknüpfung zu ausländischen Kapazitätsmechanismen dienen.

Es handelt sich um ein Konzept, das z.B. in UK und in Texas umgesetzt wurde. Für die Schweiz müsste das Konzept noch detailliert ausgearbeitet werden. Zur Verknüpfung der Schweizer Produktion mit ausländischen Kapazitätsmechanismen wird bei Swissgrid eine konzeptionelle Studie durchgeführt, deren Resultate stetig mit den Arbeiten der Swisselectric abgestimmt werden.

Seit vielen Jahren bieten Schweizer Kraftwerksbetreiber Verträge, die verschiedene Formen von Optionalität umfassen, an. Diese Verträge erlauben es den Anbietern, den inhärenten Wert der Flexibilität ihres Kraftwerksparks über vorab festgelegte Perioden abzusichern. Nachfrager solcher in der Regel OTC gehandelten Verträge können diese Flexibilität im Rahmen der Vertragsparameter frei optimieren. Mit dem Ausbau der Neuen Erneuerbaren Energiekapazität in den benachbarten Ländern, insbesondere Deutschland, steigt die Nachfrage nach solchen Verträgen. Allerdings erlauben die vorherrschenden grenzüberschreitenden Marktregeln es den Schweizer Anbietern nicht, ihren Marktpartnern im Ausland einen vollen Zugriff auf die Flexibilität ihrer Kraftwerksportfolios zu geben. Die Wertigkeit der Optionalität steigt, je näher sich der Ausübungszeitpunkt der Option am tatsächlichen Lieferzeitpunkt der zugrundeliegenden Stromlieferung (Basiswertes) befindet.

Die grenzüberschreitende Vermarktung von physischen Optionen bedingt den Zugriff auf Grenzkapazitäten, sogenannte Physical Transmission Rights (PTR).<sup>5</sup> Die Reservierung dieser Grenzkapazitäten bis und mit Intraday kann dabei entweder explizit oder implizit mit dem Kauf der Option geschehen. Da der zweitgenannte Ansatz den Aufbau eines komplett separaten Börsenmarktsegmentes für Optionen voraussetzt, erscheint die explizite Allokation der Grenzübertragungskapazitäten bis in den Intraday-Bereich sinnvoller.

Eine Absicherung gegenüber Preisdifferenzen zwischen Preiszonen kann beim grenzüberschreitenden Handel von finanziellen Optionen durch den Einsatz von finanziellen Übertragungsrechten, sogenannten Financial Transmission Rights (FTR), erfolgen. Der Vorteil von FTR's gegenüber den PTR's ist die vergleichsweise einfachere Umsetzung.

Zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit bedingen die Optionen allerdings eine physische Absicherung, um missbräuchlichen Spekulationsgeschäften vorzubeugen. „Dezentrale Reliability Optionen“, ein von Pöry<sup>6</sup> entwickeltes Konzept, die neben einer finanziellen Erfüllung gleichzeitig die physische Verfügbarkeit eines Kraftwerks vorsehen, sind deshalb eine interessante und vertieft zu prüfende Variante der Optionen. Die physische Verfügbarkeit misst sich z.B. daran, ob während einer bestimmten Zeitspanne ein Kraftwerk einsatzbereit ist und dieses Kraftwerk am Energy-Only-Markt seinen Strom vermarkten kann.

Im nachfolgend skizzierten Fall (vgl. Abbildung 4) wird davon ausgegangen, dass auf dem integrierten TSO-Markt hohe Ausgleichsenergiepreise entstehen können. Flexible Kraftwerke bieten dann durch den Verkauf von Reliability ein Absicherungs- bzw. Hedging-Instrument für Bilanzgruppen an, das zu deren Risikoreduktion beiträgt. Gleichzeitig erlangen die Verkäufer von Optionen über die zu erzielenden Optionsprämien zusätzlich zu den Rückflüssen aus Energiegeschäften auf dem Energy-Only-Markt einen wiederkehrenden

---

<sup>5</sup> Diese sollten gemäss Target Model in den kommenden Jahren durch Financial Transmission Rights (FTRs) abgelöst werden.

<sup>6</sup> Decentralised Reliability Options – Securing Energy Markets, Pöry, März 2015

Beitrag für den Betrieb von flexiblen Kraftwerken oder die Neuinvestition in flexible Kraftwerke. Wichtig ist, dass die Parameter der Reliability Optionen den spezifischen Charakteristiken des Schweizer Kraftwerksparks Rechnung tragen.

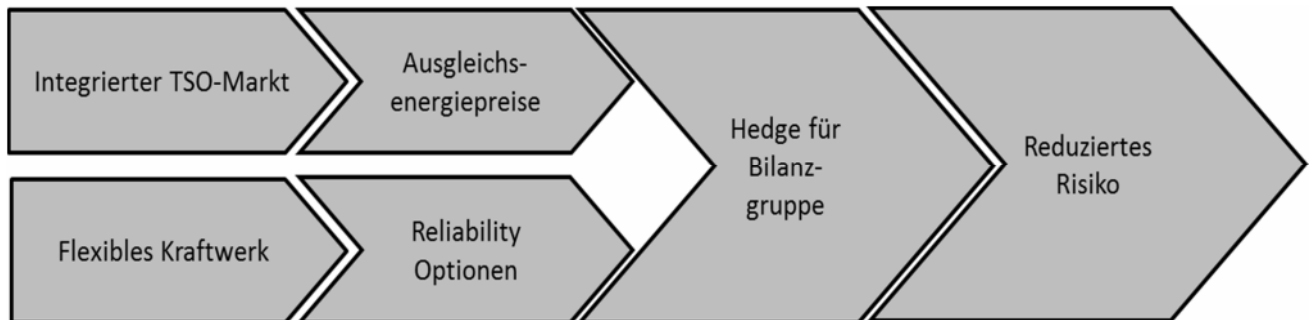


ABBILDUNG 4: DIE ROLLE VON RELIABILITY OPTIONEN BEIM ABSICHERN VON AUSGLEICHSENERGIEPREISEN

Dezentrale Reliability Optionen können als Alternative zu Kapazitätsmärkten betrachtet werden, da sie ebenfalls zum Zweck der Sicherstellung der langfristigen Versorgungssicherheit eingeführt werden. Sie haben jedoch den Vorteil, dass sie sich in Märkten mit hoher Volatilität auf Basis der Bedürfnisse der Marktteilnehmer zur Risikobegrenzung quasi automatisch entwickeln und keine zusätzlichen (aufwendigen) regulatorischen Eingriffe voraussetzen. Ein weiterer Nutzen von dezentralen Reliability Optionen ist deren mögliche Verwendung als Instrument auch für die grenzüberschreitende Teilnahme an ausländischen Kapazitätsmechanismen. Ausländische Regulatoren würden vermutlich die Reliability Optionen gegenüber den finanziellen Optionen bevorzugen, da diese die physische Verfügbarkeit der Kraftwerke zusätzlich ausdrücklich bedingen.

Ein Nachteil von Optionen ist, dass sie unter die schweizerische und die europäische Finanzmarktregulierung fallen können, womit die involvierten Parteien die Vorschriften im Rahmen der Finanzmarktregulierung erfüllen müssen. Vor allem für kleinere Marktteilnehmer (z.B. Endkundenlieferanten wie Stadtwerke) stellt die interne Umsetzung der Vorgaben der Finanzmarktregulierung eine sehr hohe Hürde dar. Daneben ist die für die Umsetzung der vorgenannten Optionskonzepte notwendige, explizite Allokation der Grenzkapazität (PTR oder FTR) bis in den Intraday-Zeitraum im aktuellen EU-Strommarktdesign und dessen Weiterentwicklungsinitiativen nicht vorgesehen. Aus diesem Grund erscheint die Implementierung von grenzüberschreitenden Optionskonzepten, auch in der langfristigen Perspektive, als sehr schwierig.

EEX plant in Q3/2015 mit den Cap-Futures ein Produkt zur Absicherung von Preisspitzen im Intraday einzuführen, das die Merkmale eines Kapazitätsinstruments im Energy-Only-Markt nachbildet.<sup>7</sup>

## 2.5 Einführung einer gekoppelten EPEX 15-Minuten-Intraday-Auktion

Analog zu und gekoppelt mit der seit Dezember 2014 bestehenden deutschen Auktion soll in der Schweiz an der Börse eine Intraday-Auktion für 15-Minuten Produkte eingeführt werden.

Da über die bestehende deutsche Auktion ein Grossteil der Liquidität für dieses sehr preisvolatilen und

<sup>7</sup> European Energy Exchange AG, Konzeptpapier Energiewendeprodukte, Release 0001A, 10.2.2015, Kap. 3.2. a) Cap Future – Absicherung von Preisspitzen am kurzfristigen Intraday-Markt



flexibilitätsnahe Produkt gehandelt wird, ist eine gekoppelte Auktion eine wichtige Chance für den Verkauf von Flexibilität. Die Umsetzung ist jedoch von EPEX SPOT und den deutschen Übertragungsnetzbetreibern abhängig, die Diskussionen bzgl. bilateraler Verhandlungen mit der EU auf politischer Ebene können diesbezüglich ein potenzielles Risiko darstellen.

Erste Abklärungen mit EPEX SPOT und den benachbarten deutschen Übertragungsnetzbetreibern haben stattgefunden. Eine Umsetzung der gekoppelten Auktion im Schweizer Marktgebiet wäre vermutlich bis Anfang 2016 möglich.

In Deutschland wurde per Dezember 2014 eine 15-Minuten-Intraday-Auktion eingeführt. Diese findet um 15:00 Uhr am Vortag der physischen Lieferung statt und erlaubt den Handel von für den Intraday-Markt typischen 15-Minuten-Produkten. Diese Produkte zeigen in Deutschland eine starke preisliche Volatilität<sup>8</sup> da sie massgeblich aus der Bewirtschaftung von Solarenergie sowie Endkundenprofilen stammen. Die bisherigen Analysen zeigen eine steigende Liquidität dieser Auktion, welche heute bereits über 50% der im deutschen Intraday gehandelten 15-Minuten-Produkte umfasst. Der innerdeutsche Handel mit 15-Minuten-Produkten im kontinuierlichen Intraday-Handel auf der Börsenplattform, der zeitlich an die Auktion anschliesst, scheint durch die Auktion kannibalisiert zu werden.

Die Erstellung einer analogen, mit Deutschland gekoppelten Auktion in der Schweiz würde die Liquidität im Intraday-Bereich auf beiden Seiten der Grenze stärken. Seitens Deutschlands könnte die starke Nachfrage nach Flexibilität besser erfüllt werden. Auf Schweizer Seite könnte der Zugang zum deutschen Markt erheblich verbessert werden.

Die Umsetzung ist jedoch von EPEX SPOT und der Unterstützung durch die deutschen Übertragungsnetzbetreiber abhängig. Der Zeitpunkt einer Nachmittagsauktion sollte grenzüberschreitend synchronisiert werden und möglichst während der Bürozeiten liegen. Allerdings muss in diesem Kontext berücksichtigt werden, dass die derzeit Anwendung findenden Prozesse des Engpassmanagements die Durchführung einer 15-Minuten-Intraday-Auktion für das Schweizer Marktgebiet bis 18:00 Uhr verzögern würden. Dementsprechend müssten in diesem Bereich Anpassungen vorgenommen werden.

Ob diese Kopplung vor dem Hintergrund der Bilateralen Verhandlungen mit der EU umgesetzt werden können, ist derzeit nicht abschliessend geklärt und sicherlich risikobehaftet. Da dieser Markt jedoch nicht a priori unter die CACM Network Guideline fällt, bestehen grundsätzlich Chancen für eine Umsetzung.

Erste Abklärungen mit EPEX SPOT und den benachbarten deutschen Übertragungsnetzbetreibern haben stattgefunden. Eine Umsetzung wäre vermutlich bis Anfang 2016 möglich.

## 2.6 Umsetzung kürzerer grenzüberschreitender Nominierungsfristen

Die Differenz zwischen Nominierungsfristen innerhalb Deutschlands und grenzüberschreitend aus der Schweiz sollte möglichst reduziert werden.

Die letzte Stunde des untertägigen Handels auf dem Grosshandelsmarkt in Deutschland zeichnet sich

---

<sup>8</sup> Hier sind insbesondere die Preisunterschiede zwischen aufeinander folgenden 15-Minuten Produkten gemeint, z.B. die Unterschiede zwischen den vier aufeinander folgenden Produkten innerhalb einer bestimmten Lieferstunde.

durch eine zunehmende Preis- und Volumenvolatilität aus. Der Mehrwert einer vollständigen Teilnahme durch Schweizer Unternehmen während der Handelszeit in Deutschland wurde von Swisselectric auf 5 - 10 Mio Euro p.a. geschätzt (Tendenz steigend). Obwohl Reduktionspotenziale der beiden Vorlaufzeiten identifiziert wurden, scheint deren vollständige Harmonisierung derzeit unrealistisch.

Vertiefte Situationsanalysen seitens Swissgrid sowie erste Abklärungen mit den benachbarten deutschen Übertragungsnetzbetreibern haben stattgefunden. Eine Reduktion um 15 Minuten für Börsengeschäfte ist in 2015 vorgesehen. Eine weitere Verkürzung seitens Swissgrid könnte im Idealfall in 2016 umgesetzt werden.

Allerdings werden 2015 die Vorlaufzeiten im Intradayhandel innerhalb Deutschlands auf 30 Minuten verkürzt, was zu einer weiteren Verschlechterung für Schweizer Flexibilitätsanbieter führen wird (60 Minuten Vorlaufzeit grenzüberschreitend).

Empirische Analysen belegen, dass kurz vor dem Lieferzeitpunkt die Volatilität der Preise auf dem deutschen Intraday-Markt drastisch ansteigt. Allerdings verhindern grenzüberschreitende Nominierungsfristen<sup>9</sup>, dass die flexiblen Kraftwerke aus der Schweiz von diesen Preis-Peaks, die vielfach 15 Minuten vor Handelende auftreten, profitieren können. Deshalb ist es notwendig, die Nominierungsfrist über die Grenze zu Deutschland der innerhalb Deutschland geltenden weitest möglich anzugleichen und gleichzeitig auf eine möglichst kurze Zeitspanne zu reduzieren.

EPEX SPOT betreibt Intra-Day Strommärkte für Frankreich, Deutschland, Österreich und die Schweiz. Der auf dem deutschen Markt erfolgende kontinuierliche Handel, bei dem Handelsteilnehmer laufend Gebote in das Orderbuch eingeben können, endet heute 45 Minuten vor der physischen Lieferung. Diese Vorlaufzeit kann voraussichtlich im Jahr 2015 durch eine Verkürzung der Nominierungszeit der physischen Transaktionen seitens der European Commodity Clearing (ECC) um 15 Minuten auf dann 30 Minuten für innerdeutsche Transaktionen reduziert werden.<sup>10</sup>

Entsprechend der Grafik können nach Umsetzung der o.g. ECC-Initiative Schweizer Handelsparteien bis zu 60 Minuten (statt bisher 75 Minuten) vor der physischen Lieferung am gekoppelten Intradaymarkt der EPEX in der Schweiz teilnehmen. Dieser gegenüber rein inländischen Transaktionen im deutschen Marktgebiet längere Zeitraum ist dadurch bedingt, dass eine Stunde vor der Lieferung die grenzüberschreitenden Fahrpläne zwischen ECC und den involvierten Handelsparteien abgestimmt werden. Anschliessend muss ein Abgleich der Fahrpläne zwischen den in- und ausländischen Übertragungsnetzbetreibern erfolgen. Die Werte der finalen Fahrpläne werden dann in die Netzberechnungen und die Systemdienstleistungsprozesse integriert. Parallel dazu werden grenzüberschreitende Aktivitäten im TSO-TSO Markt aufgenommen.

---

<sup>9</sup> Ab 16.7.15 wird der Handel mit Strom auf der EPEX Intraday-Plattform in Deutschland, Frankreich und Österreich bis 30 Minuten vor Lieferung möglich sein. In der Schweiz und bei grenzüberschreitenden Transaktionen läuft der Handel dann bis 60 Minuten vor Lieferung: EPEX Spot (Pressemitteilung): EPEX Spot und ECC verkürzen Intraday-Vorlaufzeit auf allen Märkten, Paris/Leipzig/Bern/Wien, 16. Juni 2015.

<sup>10</sup> EPEX Spot (Pressemitteilung): Flexible Märkte sind der Schlüssel zur effizienten Energiewende, Paris/Wien, 5. Dezember 2013.

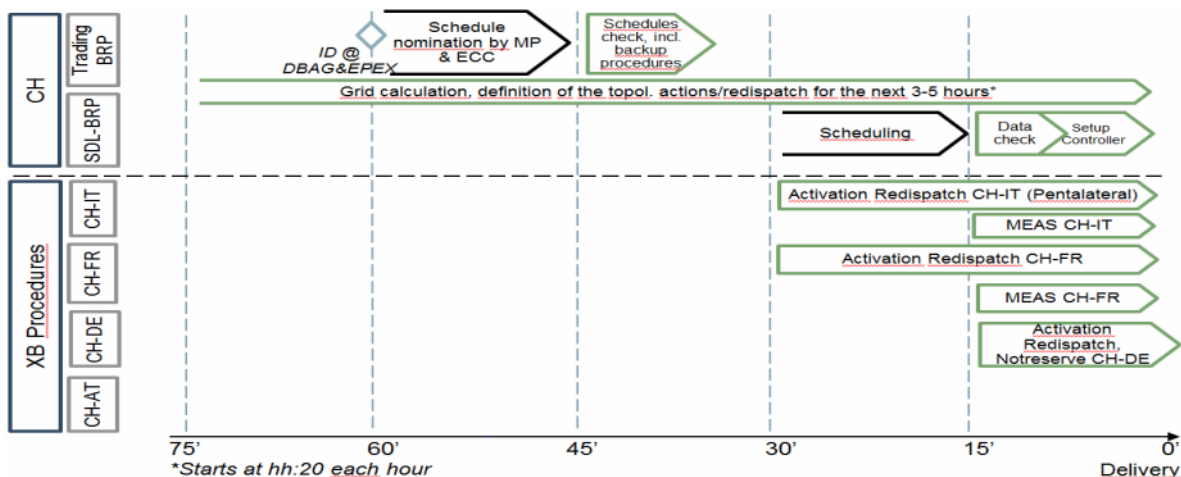


ABBILDUNG 5: SCHWEIZER UND GRENZÜBERSCHREITENDE VORLAUFZEITEN

Interne Analysen von Swissgrid legen nahe, dass eine weitere Verkürzung der grenzüberschreitenden Vorlaufzeit nach Deutschland um 15 Minuten auf insgesamt 45 Minuten (30 Swissgrid + 15 ECC) als realistisch erscheint.

Diese weitere Verkürzung der Swissgrid internen Prozesse von 45 auf 30 Minuten bedingt eine grundsätzliche Überarbeitung der Prozesse, insbesondere bezüglich Scheduling und Redispatch. Zusätzlich ist eine proaktive Zusammenarbeit, in einem ersten Schritt mit den deutschen und dann in einem zweiten Schritt mit den benachbarten TSOs, notwendig, da in Europa derzeit weitgehend 60 Minuten Vorlaufzeit als Minimum für grenzüberschreitende Transaktionen gelten.<sup>11</sup>

Sofern eine diesbezügliche Analyse zu dem Ergebnis kommt, dass technische Gründe keine weitere Reduzierung der Vorlaufzeiten beim grenzüberschreitenden Intraday-Handel erlauben, erscheint es notwendig, alternativ die Teilnahme von Schweizer Produktion am ausländischen Intradaymarkt über den Regelenenergiemarkt des TSO's zu überprüfen. Eine Weiterverfolgung dieses Ansatzes könnte zur Konsequenz haben, dass Erzeuger aus der Schweiz z.B. nach Ablauf der Nominierungsfristen für den grenzüberschreitenden Handel nach Deutschland Swissgrid beauftragen, verfügbare Elektrizitätsmengen an einen deutschen Übertragungsnetzbetreiber zwecks dortiger Vermarktung zu übergeben.

Die Verkürzung der Vorlaufzeiten für den grenzüberschreitenden Handel sind mit den Vorlaufzeiten eines Integrierten TSO-Marktes abzugleichen, der die finale Nomination der Kraftwerksfahrpläne früher vor Lieferbeginn verlangt, um für umfassende Sicherheitsrechnungen Zeit zu haben. Entsprechend ist im Zuge der Konzepterarbeitung der Trade-off zwischen der Verkürzung der Vorlaufzeiten für den grenzüberschreitenden Handel und den Vorlaufzeiten eines Integrierten TSO-Marktes zu analysieren.

<sup>11</sup> Ausnahmen bzgl. dieses Zeitfensters bestehen heute darin, dass sog. Regelbilanzkreise bspw. grenzüberschreitende Geschäfte nach Frankreich mit einer Vorlaufzeit von 30 Minuten anmelden können.

### 3 Empfohlene Massnahmen und Anschlussprojekte

#### 3.1 Kurzfristig umsetzbare Aktivitäten

- (1) Austausch mit Stakeholdern einschliesslich politischer Sondierungen, um die Verpflichtung der Betreiber subventionierter Erzeugungsformen zur Ausbalancierung ihrer Stromproduktion in der Schweiz zu diskutieren:
  - Die Direktvermarktung (Einmalzahlung oder Marktprämie) soll für Neuanlagen und für bestehende Anlagen ab einer bestimmten Grösse mit dem Ziel der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien verpflichtend werden.
  - Alle beteiligten Unternehmen sind aufgefordert, sich in diese Richtung zu engagieren, insbesondere auch im Rahmen der ES2050.
- (5) Eine Studie zur operativen Umsetzbarkeit der Einführung einer gekoppelten 15 Minuten-Intraday-Auktion mit Deutschland ist ebenso wie ein Gutachten zu diesbezüglichen juristischen Aspekten in Auftrag zu geben.
  - Die Swisselectric Unternehmen wollen zeitnah spezifische Produktwünsche im Sinne der Studie an das EPEX Exchange Council richten.
- (6) Eine technische Machbarkeitsstudie hinsichtlich der maximal möglichen Reduzierung der grenzüberschreitenden Nominierungszeit mit dem Fokus auf die Grenze Schweiz-Deutschland ist durchzuführen. Die operativen Prozesse und Schnittstellen zu den europäischen TSO-Kooperationen müssen gegebenenfalls unter Einbeziehung der deutschen Übertragungsnetzbetreiber analysiert werden.
  - Swissgrid ergreift die Initiative und diskutiert mit den deutschen Netzbetreibern die angestrebte Angleichung der grenzüberschreitenden Nominierungszeit zur innerdeutschen, regelzonenüberschreitenden Nominierungszeit. Swissgrid erarbeitet bis Ende 2015 eine entsprechende Konzept- und Machbarkeitsstudie.

#### 3.2 Massnahmen und Projekte für die nächsten 3 bis 5 Jahre

- (2) Ein Detaillkonzept zur Einführung von Knappheitspreisen auf Basis marginaler Vollkosten, das die Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiepreismechanismus und evtl. den TSO-Markt tangiert, ist zu entwickeln.
  - Es muss untersucht werden, inwieweit „Post Scheduling“ vom neuen Echtzeitpreis-Mechanismus betroffen wäre.
  - Es ist zu prüfen, ob die SDL Anbieter zum marginalen Vollkostenpreis entschädigt werden sollten. Entscheidend an dieser Stelle ist die Vielfalt der Produkte im TSO-Markt; die Harmonisierung der Produktspezifikationen, ggf. auch grenzüberschreitend, ermöglicht die Preisbildung auf Basis des teuersten Gebotes.
- (4) Ein Detaillkonzept zur Einführung eines Integrierten Marktes ist zu entwickeln. In diesem Kontext ist vor allem zu prüfen, in welcher Granularität Produktions- und Gebotsdaten aggregiert werden sollten. Mögliche Alternativen stellen die Kraftwerksebene, Kraftwerksgruppen oder geographische Regionen dar. In diesem Zusammenhang ist hinsichtlich der Auswahl eines von verschiedenen denkbaren Modellen dessen Einfluss auf die Bestimmung von Netzengpässen als zentrales Kriterium zugrunde zu legen. Ausserdem soll der Trade-off zwischen der Verkürzung der Vorlaufzeiten für den grenzüberschreitenden Handel und den Vorlaufzeiten eines Integrierten TSO-Marktes aufgezeigt werden.

- (3) Prüfung eines Konzeptes zur Einführung von „Dezentralen Reliability Optionen“, die nicht der Finanzmarktregulierung unterstehen. Daneben sind folgende Massnahmen vorzusehen:

Austausch mit Stakeholdern zu Optionen:

- in der Schweiz: BfE, ECom, VSE
- in Deutschland: Bundesnetzagentur, BMWi

Austausch mit Stakeholdern zur Anrechenbarkeit von Optionen im Rahmen ausländischer Kapazitätsmechanismen:

- in Deutschland: TNG für die Netzreserve
- in Frankreich: RTE, CRÉ, Behörden
- in Italien: Autorità, Behörden

### 3.3 Massnahmen und Projekte im grafischen Überblick

Nachfolgend wird eine mögliche Zeitplanung für das Weiterverfolgen der zuvor genannten Elemente, Massnahmen und Projekte visualisiert (vgl. Abbildung).

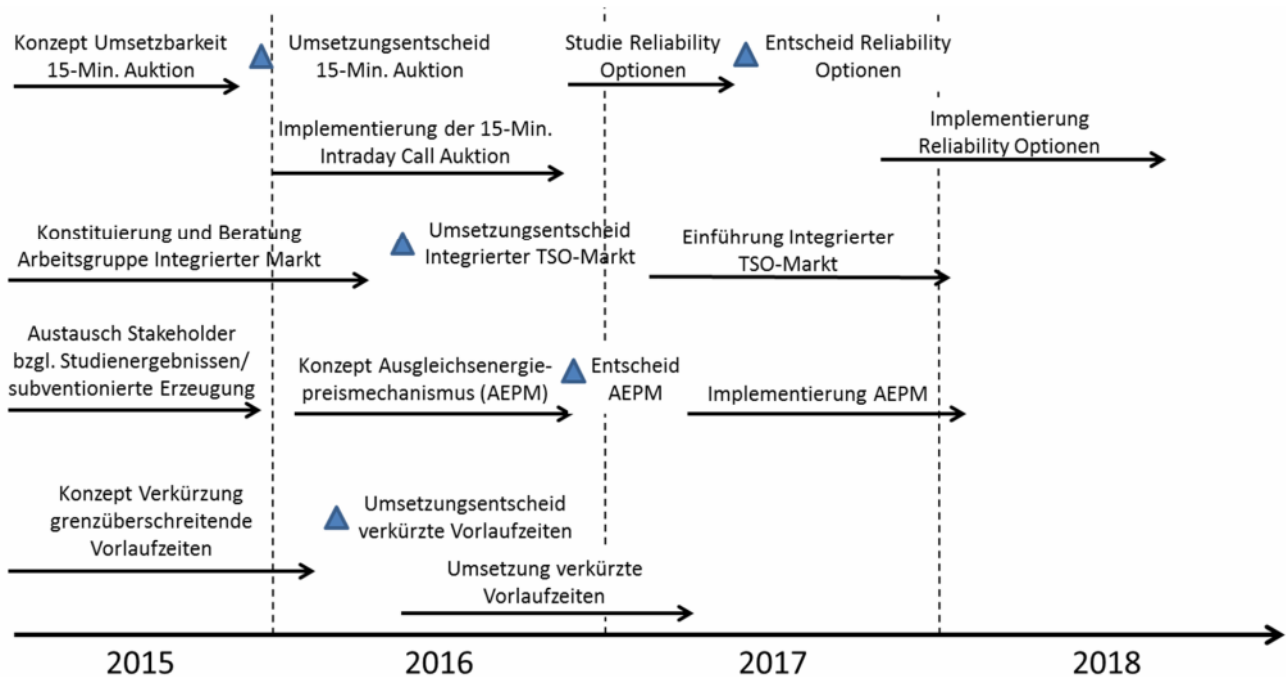


ABBILDUNG 6: MÖGLICHE ZEITPLANUNG ZUR VERTIEFENDEN ANALYSE VON VORSCHLÄGEN UND MASSNAHMEN DIESER STUDIE

## 4 ABSCHLIESSENDE BEMERKUNGEN

Die Implementierung der einzelnen Elemente, die im Rahmen der vorangegangenen Darstellung eines Grobkonzeptes zur Weiterentwicklung des Marktdesigns in der Schweiz genannt worden sind, könnte innerhalb von 5 Jahren erfolgen. Es erscheint ratsam, dass in Folgeprojekten jeweils Detailkonzepte zu den spezifischen Themen die benannt worden sind entwickelt werden, die eine abschliessende Bewertung beinhalten.

Unabdingbar für den Erfolg des Flexibilitätmarktconceptes wird dessen internationale Akzeptanz sein, da sich die zunehmende Nachfrage nach Flexibilität primär in den ausländischen Märkten entwickeln wird. Idealerweise sollte die Ermittlung der Strompreise in weiteren europäischen Märkten auf ähnliche Prinzipien zurückgreifen, wie im Rahmen dieser Studie vorgeschlagen. Dadurch kann der Bedarf und Wert für Flexibilität korrekt abgebildet werden. Durch einheitliche Preissignale wird die Effizienz des Energiemarktes erhöht und die Vermarktung der Produktion der Schweizer Wasserkraftwerke verbessert.

Die vorgeschlagenen Elemente zur Weiterentwicklung des Strommarktdesigns in der Schweiz erscheinen kompatibel mit den bestehenden Energie- und Kapazitätsmärkten der Nachbarländer. Da die Nachbarländer der Schweiz unterschiedliche Marktansätze verfolgen, stellt es eine zentrale Herausforderung dar, zukünftige Prozessveränderungen in Nachbarländern zu antizipieren und diese in eigene Marktgestaltungsaktivitäten zu integrieren sowie ggf. grenzspezifische Lösungen auszuarbeiten. Es ist jedoch auch bereits an dieser Stelle darauf hinzuweisen, dass je nach bestehenden Marktregeln auf den ausländischen Märkten die in dieser Studie vorgeschlagenen Elemente des Strommarktdesigns ggf. nicht vollumfänglich eingeführt werden.

Aus diesem Grund ist die Diskussion des zukünftigen Marktdesigns mit Schweizerischen Stakeholdern, aber auch mit Regulatoren, Übertragungsnetzbetreibern und Marktteilnehmern aus Nachbarländern, zwingend zu intensivieren.

## 5 GLOSSAR<sup>12</sup>

**Autorità** – Die italienische „Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico“ ist die unabhängige italienische Regulierungsbehörde für den Gas- und Elektrizitätsmarkt.

**BfE** – Das Bundesamt für Energie BfE ist ein Bundesamt der Schweizerischen Eidgenossenschaft. Es ist für nationale Fragen der Energieversorgung und -nutzung zuständig.

**CRE** – Die CRE ist in Frankreich die unabhängige staatliche Regulierungsbehörde im Elektrizitätsbereich.

**Echtzeitmarkt** – TSO-Echtzeitmärkte werden nach dem Handelsende der Intraday-Märkte geöffnet. Technisch nächstmöglich zum Lieferzeitpunkt werden die Preise für Unausgeglichenheiten von Bilanzgruppen auf Basis des aktuellen Angebots und der Nachfrage von Regelenergie ermittelt. Erzeuger treten auf dem Echtzeitmarkt als Verkäufer und der Übertragungsnetzbetreiber als Käufer auf. Er beschafft dort positive oder negative Regelenergie, die automatisch oder manuell durch ihn aktiviert wird. Auf bestehenden Echtzeitmärkten, z.B. in den Niederlanden, werden 15-Minuten Produkte gehandelt.

**Echtzeitpreise** – Echtzeitpreise bilden sich durch Angebot und Nachfrage auf dem TSO-Echtzeitmarkt. Auf bestehenden Echtzeitmärkten, z.B. in den Niederlanden, ist der Imbalance-Preis äquivalent zu den marginalen Vollkosten der positiven bzw. negativen Regelenergie. Zumeist wird ein einheitlicher Preis für positive bzw. negative Regelenergie während der 15-minütigen Abrechnungsperioden ermittelt. In wenigen Fällen werden separate Preise für die Ein- bzw. Ausspeisung während der 15-Minuten Periode ermittelt. Im niederländischen Markt werden Echtzeitinformationen bzgl. System-Unausgeglichenheiten und erwarteten Imbalance-Preisen mit einer Granularität von einer Minute publiziert.

**EICom** – Die EICom ist die unabhängige staatliche Schweizer Regulierungsbehörde im Elektrizitätsbereich. Sie überwacht die Einhaltung des Stromversorgungs- und Energiegesetzes, trifft die dazu nötigen Entscheide und erlässt Verfügungen.

**Integrierter TSO-Markt** – Der Integrierte TSO-Markt stellt eine spezifische Ausprägung eines Echtzeitmarktes dar, die im Projekt diskutiert wurde und eine marktbasiertere Lösung für manuell aktivierte Systemdienstleistungsprodukte (Tertiärregelleistung, Redispatch und evtl. weitere TSO-Produkte) bietet, durch die verschiedene Verträge des Übertragungsnetzbetreibers im Bereich Systembilanzierung und Engpassmanagement in einem System integriert werden.

---

<sup>12</sup> Zwecks Erstellung des Glossars wurden neben den Webseiten der o.g. Institutionen die folgenden Quellen verwendet: CEER, Assessment of electricity generation adequacy in European countries, Brussels, 3 March 2014; ENTSO-E: Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects, Brussels, 5 February 2015; Migliavacca, Gianluigi: „Integrating electricity balancing markets in Europe: opportunities and constraints“, Presentation at the Utility Week, Amsterdam, 4th November 2014; o.V., „Den Markt verstehen – Was ist Volatilität?“, in: Cash, 25. Mai 2012; Swissgrid AG, Glossar für die Regeln des Schweizer Strommarktes, 1. Auflage, Version 1.0, Frick, 2010; Tennet, Market Review 2014 / H1, Amsterdam, September 2014, Folie 35 f.; Vassilopoulos, P., „Models for the Identification of Market Power in Wholesale Electricity Markets“, Industrial Organization, D.E.A 129, September 2003, pp 46 –47.

**Knappheitspreise** – Die ökonomische Theorie geht davon aus, dass Knappheitspreise (engl. Scarcity Prices) dann zustande kommen, wenn ein eingeschränktes Angebot auf eine hohe Nachfrage trifft. In diesen Fällen bilden sich teils sehr hohe Knappheitspreise, die den für den Käufer hohen Wert eines Produktes ausdrücken und zu neuen Marktbedingungen führen. Knappheitspreise können grundsätzlich in allen Segmenten des Elektrizitätsgrosshandelsmarktes auftreten, werden jedoch vor allem im Kontext von Echtzeitpreisen diskutiert.

**Kosten des Lastabwurfs (Value of Lost Load, VOLL)** – Wert einer nicht gelieferten Einheit Strom; widerspiegelt den Durchschnittswert eines Ausfalls per kWh (längere Unterbrüche) oder KW (Spannungsschwankungen, kurze Unterbrüche) für einen ganzen Sektor oder eine Nation; ist eine Externalität, denn es gibt keinen Markt für Versorgungssicherheit.

**Manuell aktivierte Regelernergie** oder **manuell aktivierte TSO-Reserve** – Regelernergie, die vom Netzbetreiber explizit abgerufen wird, im Gegensatz zu der durch ein Messsignal (Erbringung Primärregelleistung) oder ein Steuersignal (Erbringung Sekundärregelleistung) automatisch abgerufenen Energie. Manuell aktiviert wird beispielsweise die Erbringung von Tertiärregelleistung/Minutenreserve, eine Produktionsänderung für Redispatch, der Abruf von Reserven für andere TSO Verpflichtungen wie u.a. Notreserve oder MEAS (**M**utual **E**mergency **A**ssistance **S**ervice).

**NEE** – Neue Erneuerbare Energien.

**Post Scheduling** – Swissgrid bietet den Bilanzgruppenverantwortlichen die Möglichkeit, die Ausgleichsenergie zu reduzieren, indem gegenläufige Positionen von Bilanzgruppen ex-post bilateral oder multilateral ausgeglichen werden können.

**Redispatch** – Redispatch bezeichnet Massnahmen die das Ergebnis von Lastflussberechnungen der Übertragungsnetzbetreiber verwenden, um Kraftwerksbetreiber vorausschauend zur Verschiebung der ursprünglich geplanten Stromproduktion anzuweisen. Dadurch können vorausschauend und gezielt Netzengpässe vermieden werden.

**Reliability Options** – Optionen welche eine finanzielle Erfüllung und gleichzeitig die physische Verfügbarkeit eines Kraftwerks vorsehen. Die physische Verfügbarkeit misst sich z.B. daran, ob das Kraftwerk am Energy-only Markt teilnehmen kann.

**SDL-Anbieter** – Die Systemdienstleistungen (SDL) umfassen nach StromVG Art. 4, Abs. 1 lit. G die für den sicheren Betrieb der Netze notwendigen Hilfsdienste. Diese umfassen insbesondere Systemkoordination, Bilanzmanagement, Primärregelung, Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit von Erzeugern, Spannungshaltung (inklusive Anteil Blindenergie) und Ausgleich der Wirkverluste. SDL-Anbieter stellen dem Übertragungsnetzbetreiber eine oder mehrere der o.g. Dienstleistungen bei Bedarf vertraglich bindend zur Verfügung.

**TRL** – Die Tertiärregelleistung (TRL) stellt jene Leistung dar, die automatisch oder manuell für die Tertiärregelung eingesetzt werden kann, um eine angemessene Sekundärregelreserve sicherzustellen. Diese Reserve muss derart eingesetzt werden, dass sie zur Wiederherstellung des Sekundärregelbandes beiträgt.



**TSO-Markt** – Der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB; englisch: Transmission System Operator (TSO)) ist eine juristische Person, die für die Gewährleistung des sicheren, zuverlässigen und leistungsfähigen Betriebes des Übertragungsnetzes und der Regelzone verantwortlich ist. Auf einem TSO-Markt werden üblicherweise Transaktionen zum Austausch elektrischer Energie zwischen verschiedenen Übertragungsnetzbetreibern abgewickelt.

**Volatilität** – Die Volatilität ist ein Risikomaß und zeigt die Schwankungsintensität des Preises eines Basiswertes innerhalb eines bestimmten Zeitraums. Je höher die Volatilität, umso stärker schlägt der Kurs nach oben und unten aus und desto riskanter aber auch chancenreicher ist eine Investition in das Basisobjekt oder Produktionsanlagen zur Herstellung des Basisobjektes.

**Wahrscheinlichkeit des Lastabwurfs (Loss of Load Probability)** – Anzahl Stunden, in denen der Verbrauch nicht gedeckt werden kann, geteilt durch die Anzahl Stunden in der Beobachtungsperiode.