

Bundesamt für Energie
Energiesstrategie
3003 Bern

Elektronisch an:

Stand 12. Juli 2018 **BRIEF-ENTWURF ZUHANDEN VSE-VORSTAND**

Stellungnahme zu «Eckpfeiler eines Schweizer Strommarktdesign nach 2020»

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit, zum Schweizer Strommarktdesign nach 2020 im Zusammenhang mit der Revision StromVG Stellung nehmen zu können.

Generelle Haltung des VSE zum Schweizer Strommarktdesign nach 2020 und zum BFE-Bericht:

- Das Strommarktdesign muss die Versorgungssicherheit, die Ziele der Energiesstrategie 2050 und die Klimaschutzziele der Schweiz ermöglichen.
- Das wesentliche Element der langfristigen Versorgungssicherheit ist ein ausreichendes Mass an Eigenversorgung.
- Die Marktöffnung, die Flexibilisierung der Nachfrage, wie auch ein Stromabkommen mit der EU können zur Versorgungssicherheit beitragen, reichen zur Gewährleistung von Investitionsanreizen jedoch nicht aus.
- Der «Energy Only Markt» (EOM) ist ein wichtiges Element des Strommarktdesigns auch nach 2020, reicht jedoch ebenfalls nicht aus, um die langfristige Investitionsfähigkeit in die heimische Produktion sicherzustellen.
- Eine Strategische Reserve ist geeignet zur Überbrückung von punktuellen Knappheitssituationen. Sie wirkt nur kurz- bis mittelfristig.
- Es braucht daher ergänzende Elemente, welche Anreize für langfristige Investitionen in die heimische Produktion schaffen.
- Dabei sind Wechselwirkungen des Strommarktdesigns mit anderen strategisch wichtigen Themen zu berücksichtigen. Es braucht eine Gesamtbetrachtung.
- Das BFE hingegen trennt wichtige Themen wie Strommarktdesign, Ausbauziele der erneuerbaren Energien und Energieeffizienz sowie das «Missing Money» Problem. Eine getrennte Behandlung der Themenfelder kann zu einer Überregulierung führen und widersprüchliche Signale senden.
- Das vom BFE vorgeschlagene Strommarktdesign erfüllt die Erwartungen des VSE nur teilweise und muss in wesentlichen Teilen ergänzt und weiterentwickelt werden.
- Der VSE bietet dazu seine Mitarbeit an und wünscht frühzeitig formell einbezogen zu werden.

1. Ausgangslage

Das BFE arbeitet an der Anpassung des schweizerischen Strommarktdesigns mit dem Ziel, eine hohe Stromversorgungssicherheit auch mittel- bis langfristig zu schaffen.

Der VSE unterstützt die Bestrebungen für eine Weiterentwicklung des Strommarktdesigns. Dieses soll verlässliche Rahmenbedingungen schaffen, welche eine hohe und nachhaltige Versorgungssicherheit gewährleisten. Eine hohe und nachhaltige Versorgungssicherheit basiert aus Sicht VSE primär auf einer effizienten, sich selbst finanzierenden, heimischen, erneuerbaren Stromproduktion. Die Nutzung (oder der Einsatz) von Nachfrageflexibilitäten, Energieeffizienzsteigerungen, gemäss den Zielen der Energiestrategie 2050 (ES2050), sowie die Einbindung in den europäischen Strommarkt können ebenfalls dazu beitragen.

Bei der Weiterentwicklung des Strommarktdesigns sind das Marktumfeld beeinflussende Themen einzubeziehen, wie beispielsweise die Auswirkungen der zukünftigen Regelung des Wasserzinses, der Gewässerschutzsanierungen, der Konzessionserneuerungen, der Herkunftsnachweise, der CO₂-Gesetzgebung, der vollständigen Marktöffnung sowie der Realisierung eines Stromabkommens mit der EU.

Auch müssen im neuen Strommarktdesign die Entwicklungen der Zukunft berücksichtigt werden, wie die Klimaziele, die Ausbauziele der erneuerbaren Energien in der Schweiz, die daraus folgende Zunahme und Integration an fluktuierenden erneuerbaren Energien und unterschiedlichen Energiespeichersystemen, die Zunahme der dezentralen Produktion und des Eigenverbrauchs sowie die Sektorkopplung. Das Marktdesign sollte nicht nur den Energieträger Strom regeln.

2. Ausreichendes Mass an Eigenversorgung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit

Das zentrale Element, welches die langfristige Versorgungssicherheit bestimmt, ist ein ausreichendes Mass an Eigenversorgung: Bei unzureichenden Importen braucht es die Sicherstellung der Versorgungssicherheit durch die Fähigkeit über einen bestimmten Zeitraum die inländische Stromnachfrage durch die inländische Produktion zu decken. Die Eigenversorgung lässt sich, im Gegensatz zu anderen Elementen der Versorgungssicherheit (wie Importe), durch politische Rahmenbedingungen steuern. Auf Importe kann nur limitiert Einfluss genommen werden.

Der VSE stellt sich daher klar gegen die Aussagen im Bericht «Eckpfeiler eines Schweizerischen Strommarktdesigns nach 2020» des BFE, welche besagen, dass inländische Kapazitäten für die Versorgungssicherheit nicht unmittelbar relevant sind (vgl. auch Kap. 4.1).

Bei der Versorgungssicherheit und der Eigenversorgung herrscht unter den europäischen Ländern zudem der Solidaritätsgedanke: Alle Länder sorgen dafür, dass ihr Land grundsätzlich mit ausreichend Energie versorgt ist. Kurz- bis mittelfristige Überschüsse oder Defizite werden durch den internationalen Stromhandel ausgeglichen. Aus diesem Grund sollte das Energiedefizit der Schweiz im Winter ein gewisses Mass nicht übersteigen.

Mit der Energiestrategie 2050 wurden Richtwerte für die inländische Stromerzeugung festgelegt. Im Jahr 2035 soll die Wasserkraft 37.4 TWh und weitere erneuerbare Energien 11.4 TWh Strom produzieren. Zur Erreichung dieser Richtwerte sind Erneuerungsinvestitionen in die bestehende Wasserkraft sowie Investitionen in erneuerbare Energien (inkl. Wasserkraft) notwendig.

Ein Strommarktdesign hat diese Investitionen inkl. Ersatzinvestitionen in die bestehenden Wasserkraftwerke sicherzustellen, resp. zu beanreizen. Der Bundesrat rechnet mit einem Investitionsbedarf allein in Erneuerung und Instandhaltung der Schweizer Wasserkraft von 30 Milliarden Franken von 2010-2050¹.

Wie wichtig der Erhalt der bestehenden Wasserkraft zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist, zeigt auch der BFE Bericht «Modellierung der System Adequacy in der Schweiz im Bereich Strom». Die darin gerechneten Szenarien legen dar, dass es in Zukunft durchaus Extremsituationen geben kann, in denen die Versorgungssicherheit nicht gewährleistet ist. Der volkswirtschaftliche Schaden, der bei Versorgungsengpässen entsteht, ist enorm. Um in diesen kritischen Situationen die Anzahl der Stunden LoL gering zu halten, muss die bestehende Wasserkraft am Netz sein und eine hohe Verfügbarkeit aufweisen (vgl. Kap. 4.1).

Die Versorgungssicherheit ist zurzeit kein rein kommerzielles Gut, sondern ein kollektives Gut, von dessen Konsum niemand ausgeschlossen werden kann. Das bedeutet, dass die ganze Gesellschaft einen Nutzen davon zieht, ohne dafür direkt zu bezahlen. Das kollektive Gut hat seinen Preis und muss abgegolten werden. Bei solchen Gütern besteht die Gefahr, dass reine Marktmechanismen an ihre Grenzen stossen.

Im Rahmen der im StromVG festgehaltenen Subsidiarität wollen die mit Produktion, Übertragung, Lieferung (Bilanzgruppe) und Verteilung von elektrischer Energie tätigen Mitglieder des VSE, zusammen mit den Behörden, ihren Beitrag für eine sichere, wirtschaftliche und erneuerbare Energieversorgung leisten. Um die Versorgungssicherheit gemeinsam garantieren zu können, braucht es langfristig stabile politische Entscheidungen und technisch und finanziell umsetzbare Rahmenbedingungen für alle Anspruchsgruppen. Diese sollen volkswirtschaftlich sinnvoll, umsetz- und finanzierbar sein. Zudem sind Benachteiligungen der Schweizer Akteure gegenüber den Akteuren im Ausland zu beheben (Subventionen, Unterstützungsmassnahmen, Wasserzinsen, etc.). Die Verantwortlichkeiten für die Versorgungssicherheit und die entsprechenden Kompetenzen müssen geklärt werden.

3. VSE Position zu «Eckpfeiler eines Schweizerischen Strommarktdesign nach 2020»

3.1 Energy Only Markt (EOM)

Das BFE kommt im Bericht «Eckpfeiler eines Schweizerischen Strommarktdesigns nach 2020» zum Schluss, dass das heutige Marktdesign, das auf den «Energy Only Markt» (EOM) und einer Integration in den EU-Strommarkt abstützt, grundsätzlich geeignet sei um die Versorgungssicherheit sicherzustellen. Zudem werden Massnahmen zur Verbesserung des EOM vorgeschlagen sowie ergänzende Massnahmen diskutiert (Seite 4ff.).

Der VSE stimmt mit dem BFE überein, dass der EOM das zentrale Element des Strommarktdesigns auch nach 2020 sein soll. Der VSE anerkennt die Funktion des EOM zur effizienten Preisbestimmung der gehandelten Angebote und spricht sich für eine geringe Regulierungsdichte aus. Hinsichtlich Beanreizung von Erneuerungsinvestitionen in die bestehende Wasserkraft sowie Neuinvestitionen in erneuerbare Energien (inkl. Wasserkraft) zur Umsetzung der ES2050 hat der EOM jedoch seine Limiten, insbesondere in einem unsicheren regulatorischen und Tiefpreis-Umfeld wie aktuell vorherrschend.

¹ (<https://www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaefte?AffairId=20143501>)

In der Schweiz verstärken sich die Limiten des EOM aufgrund folgender Zusammenhänge²:

- Die Schweiz ist wegen ihrer Grösse und der starken Vernetzung mit dem Ausland Preisnehmer. Das heisst, dass die Preise im EOM der Schweiz massgeblich durch die Preise des EOM der Nachbarländer beeinflusst werden.
 - o Vor allem in Deutschland sind Kohle- und Gaskraftwerke in Stunden niedriger erneuerbarer Erzeugung preissetzend und damit die internationalen Primärenergiepreise und der CO₂-Preis (EU ETS) preisbestimmend.
 - o Zudem wird der EOM in den Nachbarländern durch die eingeführten Kapazitätsmechanismen in Frankreich und Italien beeinflusst werden, was die Preisspitzen begrenzt. Die negativen Effekte in Form von tiefen Strommarktpreisen und geringen Volatilitäten, werden sich von diesen Ländern auf die Schweiz übertragen.
 - o Die Preise des EOM der Schweiz widerspiegeln folglich eher die Situation in den Nachbarländern als in der Schweiz. Daher würde sich ein Rückgang der heimischen Produktion, bei gleichzeitig ausreichenden Importen, im Preis des EOM der Schweiz nicht frühzeitig abzeichnen. Anreize in Erneuerungs- und Neuinvestitionen gäbe es erst, wenn auch die Importe nicht mehr gewährleistet wären und damit zu spät.
- Der EOM basiert auf einer grenzkostenbasierten Merit-Order-Kurve. Wegen dem Zubau mit erneuerbaren Energien und den (aktuell) niedrigen variablen Produktionskosten der mehrheitlich preissetzenden Kohle- und Gaskraftwerke ist es für die Schweizer Wasserkraft schwieriger, ihre Fixkosten zu decken. Die Finanzierung der Investitionskosten von Wasserkraftwerken ist bei tiefbleibenden Marktpreisen kritisch.
- Die Gestehungskosten der Wasserkraft sind in der Schweiz im Vergleich zu den Nachbarländern hoch, wegen des hohen Wasserzinses und sonstigen Konzessionsleistungen sowie der Verringerung der Produktion aufgrund der strengen Gewässerschutzbestimmungen.
- Der EOM sendet Preissignale und Anreize für die nächsten zwei bis fünf Jahre aus (Handlungshorizont der Forward- und Future-Preise). Die Wasserkraft hat indes sehr lange Investitionszyklen. Auch können sich Erneuerungsvorhaben und Investitionen über mehrere Jahre erstrecken. Die Unsicherheiten hinsichtlich tiefer Marktpreise und regulatorischen Rahmenbedingungen können zu einer Verschiebung oder gar zum Verzicht auf Erneuerungsinvestitionen in die Wasserkraft führen. Zwischen Investitionssignalen und Inbetriebnahme eines Kraftwerkes vergeht sehr viel Zeit für Planung, Einsprachen, Abklärungen und Bau. Dies gilt insbesondere auch für die Wasserkraft.
- Investitionen in Kraftwerke in den EU-Nachbarländern werden im Verhältnis zu Investitionen in der Schweiz attraktiver, da in den Nachbarländern EOM ergänzende Massnahmen eingeführt wurden oder geplant sind.

Diese Limiten des EOM können dazu führen, dass nicht nur Investitionen in neue Kapazitäten, gemäss den Zielen der ES2050, sondern auch die notwendigen Erneuerungsinvestitionen in die bestehende Schweizer Wasserkraft, aufgrund der fehlenden Wirtschaftlichkeit ausbleiben. Dadurch wird die Verfügbarkeit der Kraftwerke, allenfalls auch die Kraftwerkssubstanz, in der Schweiz sinken. Dies gefährdet die Zielerreichung der Energiestrategie 2050. Die damit wegfallende Produktion muss durch zusätzliche Importe gedeckt werden (zusätzlich zum Importanstieg aufgrund des Wegfalls der Kernkraftwerke).

² Es bestehen Zweifel, ob Schweiz-spezifische Aspekte im Bericht ausreichend eingeflossen sind. Der Autor des Berichtes, Frontier Economics, hat ein Gutachten zum Strommarktdesign inhaltlich mehr oder weniger deckungsgleich im Jahr 2014 (Frontier, Formet 2014) für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) verfasst.

Eine sich aus der Realität ergebende, passive Importstrategie ist riskant, da die Importmöglichkeiten durch Faktoren bestimmt werden, welche die Schweiz nicht steuern kann. Dadurch sinkt die Versorgungssicherheit. Es stellt sich zudem die Frage, ob eine Importstrategie aufrechterhalten werden kann, wenn das Stromabkommen mit der EU (die Prämisse des BFE) nicht zustande kommt. Die Auswirkungen, falls die EU-Strommarktintegration nicht zustande kommt, werden im Bericht nicht angesprochen und sind mit Risiken behaftet. Der VSE fordert daher das BFE auf, die Folgen eines fehlenden Abkommens zu untersuchen. Die Importstrategie widerspricht zudem dem Solidaritätsgedanken der europäischen Länder.

Nicht ausser Acht gelassen werden darf zudem die Tatsache, dass sich mit wachsenden Stromimporten der Anteil an nicht-erneuerbarem Strom in der Schweiz erhöhen wird. Der europäische Strommix weist eine signifikant schlechtere CO₂-Bilanz auf als der inländisch produzierte Strom. Eine passive Importstrategie läuft somit auch den Schweizer Klimazielen und den Zielen der Energiestrategie 2050 zuwider.

Der VSE ist daher der Meinung, dass es neben dem EOM weitere Elemente braucht, welche auch in einem Umfeld von tiefen Preisen Ersatzinvestitionen in die Schweizer Wasserkraft sowie Neuinvestitionen in erneuerbare Energien (inkl. Wasserkraft) sicherstellen.

3.2 Ergänzende Massnahmen

Die vom BFE vorgeschlagene Einführung einer Strategischen Reserve ist eine geeignete Massnahme zur Überbrückung von punktuellen Knappheitssituationen (vgl. Kap 3.3). Dazu wird die Nutzung der Ressource Wasser, d.h. Energie, zeitlich verschoben. Mit der Strategischen Reserve wird somit das Problem der kurz- bis mittelfristigen Versorgungssicherheit i.S.d System Adequacy angegangen.

Obwohl Swissgrid in den letzten Jahren frühzeitige Auktionen für Energie für Ende Winter eingeführt hat (SDL+), gilt es solche Massnahmen zu institutionalisieren und ihnen einen klaren Rahmen und Einsatzkriterien zu geben.

Damit eine Strategische Reserve zur Überbrückung von punktuellen Knappheitssituationen zielführend ist, sollten bei ihrer Ausgestaltung die unter Kap. 3.3 aufgeführten Punkte berücksichtigt werden.

Mit der Strategischen Reserve werden weder Ersatzinvestitionen in die bestehenden Kapazitäten noch Investitionen in den Ausbau von Kapazitäten beanreizt. Auch das BFE schreibt im Kurzbericht der Auslegeordnung Strommarkt nach 2020, 01/2017 (Seite 16), dass «die strategische Speicherreserve keine hohen Deckungsbeiträge generiert und keine Anreize für Reinvestitionen setzt».

Auch die weiteren vom BFE vorgeschlagenen Massnahmen, wie die Marktöffnung, die Stärkung der Integration in den EU-Binnenmarkt, die Stärkung des Intraday-Handels und die Verbesserung des Ausgleichsenergiemarktes, können zwar zur Versorgungssicherheit beitragen, sie sind jedoch ebenfalls nicht ausreichend, um die notwendigen Erneuerungsinvestitionen in die bestehende Wasserkraft sowie Investitionen in erneuerbare Energien (inkl. Wasserkraft) im Falle anhaltend tiefer EOM-Preise auszulösen.

Auch werden die vorgeschlagenen Massnahmen den das Marktumfeld beeinflussenden Themen sowie den absehbaren Herausforderungen der Zukunft zu wenig gerecht (vgl. Kap. 1).

Daher erachtet der VSE die Vorschläge zum Strommarktdesign des BFE zwar als ersten wichtigen und richtigen Schritt, jedoch nicht als ausreichende Lösung.

3.3 Strategische Reserve

Das BFE schlägt ergänzend zur Stärkung des «Energy Only Marktes» und ergänzend zur Importstrategie die Einführung einer Strategischen Reserve vor (Seite 7ff.). Sie soll nur und ausschliesslich bei physischen Knappheitssituationen eingesetzt werden.

Der VSE begrüsst grundsätzlich die Einführung einer Strategischen Reserve. Es ist darauf hinzuweisen, dass eine Strategische Reserve in der Schweiz nur dem Zweck der Sicherstellung der Versorgung gegen Ende des Winters dient, wenn das Wasser in den Stauseen zur Neige geht. Dieser Zustand kann versorgungskritisch werden, wenn extreme Situationen die Bereitstellung von Energie und deren Import in die Schweiz einschränken.

Bei der Strategischen Reserve handelt es sich um eine Art Versicherung für eine jeweils begrenzte Zeit und für eine begrenzte Menge an Energie. Eine Strategische Reserve kann nur bei einer geeigneten, auf die Schweiz zugeschnittenen Ausgestaltung einen Beitrag zur kurz- und mittelfristigen Versorgungssicherheit leisten, indem sie die Produktionsfähigkeit beim Versagen sicherstellt.

Die Ausgestaltung der Strategischen Reserve umfasst mindestens die folgenden Punkte:

- technologie-neutral und wettbewerbsorientiert sein
- jedes Jahr kontrahiert resp. auktioniert werden
- nur in der Extremsituation abgerufen werden
- durch eine unabhängige Stelle (bspw. ElCom) überwacht werden

Extremsituationen wie reduzierte Importfähigkeit und/oder reduzierte Kernenergieverfügbarkeit im Inland müssen bei gegebener Netztopologie durch die Energie in der Strategischen Reserve tatsächlich abgedeckt werden können. Wird ein Abruf der Strategischen Reserve notwendig, sollte die „Durchhaltefähigkeit“ der Schweiz für einen festzulegenden Zeitraum ausreichen. Dies um Situationen zu überbrücken, wie eine lange Dunkelflaute in den Nachbarländern der Schweiz mit extremen Wetterbedingungen oder technische Vorfälle an einer zentralen Gasstation beispielsweise, welche Importmöglichkeiten massiv einschränken. Wie lange dieser Zeitraum sein soll, ist durch eine unabhängige Stelle z.B. ElCom festzulegen. Der VSE erachtet eine minimale Dauer von zwei Wochen als notwendig. Nach der kritischen Phase am Ende des Winters soll die möglicherweise nicht abgerufene, reservierte Energiemenge wieder zur freien Bewirtschaftung freigegeben werden.

Der EOM soll möglichst unbeeinträchtigt bleiben. Die Sicherstellung der Versorgung am Ende des Winters bedarf einer gewissen für die Strategische Reserve reservierten Energiemenge. Dies ist bereits ein (minimaler) Eingriff in den EOM. Zur Vermeidung von darüberhinausgehenden Beeinträchtigungen soll der Abruf der Strategischen Reserve nur in der Extremsituation erfolgen, d. h. wenn Nachfrage und Angebot in den kurzfristigen Märkten (Day Ahead und Intraday) nicht schliessen (Unausgeglichenheit Bilanzgruppe, analog Deutschland).

Ein an ein bestimmtes Preisniveau gebundener Abruf ist zu vermeiden. Dies würde wie eine implizite Preisobergrenze wirken, mit entsprechend verzerrender Wirkung auf den EOM.

Die Strategische Reserve soll technologie-neutral und wettbewerbsorientiert formuliert werden. Das bedeutet, dass sie offen für alle Technologien sein muss, die im Fall eines Abrufs auf in der Schweiz gespeicherte Primärenergie zurückgreifen und so Additivität sicherstellen können. Additivität bedeutet, dass bei Eintreten einer Extremsituation mit der Aktivierung der Strategischen Reserve zusätzliche Produktion im Vergleich zu

Situation ohne Aktivierung ans Netz kommt.³ Darüber hinaus müssen für alle Technologien dieselben Bedingungen (Aktivierungszeit, Durchhaltedauer, etc.) gelten. Die Präqualifikationskriterien zur Teilnahme sollen den Anforderungen an die Technologieneutralität gerecht werden.

Der Vorschlag im Bericht des BFE einer „Schlafenden Reserve“ ist für die gegebene Situation der Schweiz wenig tauglich, da eine allfällige Knappheit erst dann entdeckt würde, wenn es zu spät wäre. Die Kontrahierung der Strategischen Reserve soll jedes Jahr stattfinden. Die ausgeschriebene Menge (Energie, Kapazitäten und Flexibilitäten) soll hinsichtlich Grösse so ausgerichtet sein, dass auch kleine Anbieter teilnehmen können.

Die Rahmenbedingungen und die Überwachung sollen nicht von einem Marktteilnehmer festgelegt, bzw. wahrgenommen werden, sondern von einer unabhängigen Stelle.

Zur längerfristigen Sicherstellung der Versorgungssicherheit müssen die Anlagen, die es für die Produktion über den Winter braucht, am Markt gehalten werden und sehr schnell aktiviert werden können. Denn langfristig geht es nicht um den Zeitpunkt der Produktion bzw. die Verlagerung von Produktionsmengen, sondern um die Sicherung der Kraftwerkskapazität. Es braucht daher ein zusätzliches Marktdesignelement zur Schaffung von langfristigen Investitionsanreizen

3.4 Weiterentwicklung Strommarktdesign

Der VSE ist der Meinung, dass es ein energieumfassendes, die Gesamtzusammenhänge berücksichtigendes Marktdesign braucht, um den Herausforderungen der Energiewirtschaft der Zukunft gerecht zu werden und um die Umsetzung der Energiestrategie 2050, Phase II, voranzutreiben.

Strategisch wichtige Themen der Energiestrategie 2050 Phase II, wie Versorgungssicherheit und damit verbunden ein ausreichendes Mass an Eigenversorgung, Marktdesign, Investitionsfähigkeit, Förderung der erneuerbaren Energien, Flexibilisierung des Wasserzinses, Gewässerschutzbestimmungen, Wasserrechtsgesetz, Herkunftsnachweise, vollständige Marktöffnung, Stromabkommen, CO₂-Gesetzgebung und Sektorkopplung sind stark voneinander abhängig. Aufgrund der grossen gegenseitigen Abhängigkeiten und Verknüpfung der Themen braucht es eine Gesamtsicht. Isolierte Betrachtungen oder Umsetzen von partikulären Interessen sind nicht zielführend.

Das BFE hingegen trennt wichtige Themen wie Strommarktdesign, Ausbauziele der erneuerbaren Energien und Energieeffizienz sowie das «Missing Money» Problem. Eine getrennte Behandlung der Themenfelder kann zu einer Überregulierung führen und insgesamt widersprüchliche Signale senden.

Der VSE fordert daher, dass die energiewirtschaftlichen Zusammenhänge und Wechselwirkungen des Strommarktdesigns mit anderen strategisch wichtigen Themen berücksichtigt werden. Zudem sind Elemente zur Schaffung von langfristigen Investitionsanreizen einzuführen, welche auch unter erschwerten Marktsituationen funktionieren.

³ Analog dazu bedeutet dies für Demand Side Response, dass sie subtraktiv sein muss, d. h. dass durch die Aktivierung der Strategischen Reserve effektiv Last vom Netz genommen werden muss.

Das vom BFE vorgeschlagene Strommarktdesign erfüllt die Erwartungen des VSE nur teilweise und muss in wesentlichen Teilen angepasst und weiterentwickelt werden (vgl. Kap 4.4). Der VSE bietet dazu seine Mitarbeit an und wünscht bei der Weiterentwicklung frühzeitig formell einbezogen zu werden, auch im Sinne der Subsidiarität.

Wir bedanken uns für die Berücksichtigung unserer Anliegen und stehen für Fragen oder Gespräche gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

Michael Frank
Direktor

Stefan Muster
Bereichsleiter Wirtschaft und Regulierung

Beilagen:
4. Anhang

4. Anhang - Diskussion weiterer Kritikpunkte zum Bericht «Eckpfeiler eines Schweizerischen Strommarktdesigns nach 2020»

Nachfolgend werden weitere Kritikpunkte des VSE zu einzelnen Annahmen und Schlussfolgerungen im Bericht «Eckpfeiler eines Schweizerischen Strommarktdesigns» (Bericht) dargestellt.

4.1 EOM zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit

Im Bericht wird davon ausgegangen, dass das heutige Marktdesign geeignet ist, um die Versorgungssicherheit in der Schweiz sicherzustellen (Seite 52).

Die hohe Versorgungssicherheit (Generation Adequacy) in der Schweiz heute und die damit verbundene inländische Kraftwerkssubstanz beruht nicht auf dem aktuellen Marktdesign, sondern ist aufgrund von getätigten Investitionen in der Vergangenheit unter einem anderen Marktdesign und einem stabilen Ordnungsrahmen entstanden.

Auf absehbare Zeit treten gemäss Bericht keine Versorgungsengpässe auf (Seite 6 und 57). Das BFE nimmt dabei Bezug auf die Studie «Modellierung der System Adequacy in der Schweiz im Bereich Strom».

Der Bericht «Modellierung der System Adequacy in der Schweiz im Bereich Strom» zeigt auf, dass die Versorgungssicherheit im Normalfall gegeben ist. In den Extremszenarien kann es jedoch bereits ab dem Jahr 2025 problematisch werden. Diese sogenannten Extremszenarien, welche von einem deutlichen Wegfall von Kern- und Kohle-Kraftwerkskapazitäten in Frankreich und Deutschland und auch von reduzierten Wasserkraftwerksverfügbarkeiten in der Schweiz ausgehen, sind aus Sicht VSE als wahrscheinlicher einzustufen als in der Studie vorgegeben wird zu sein.

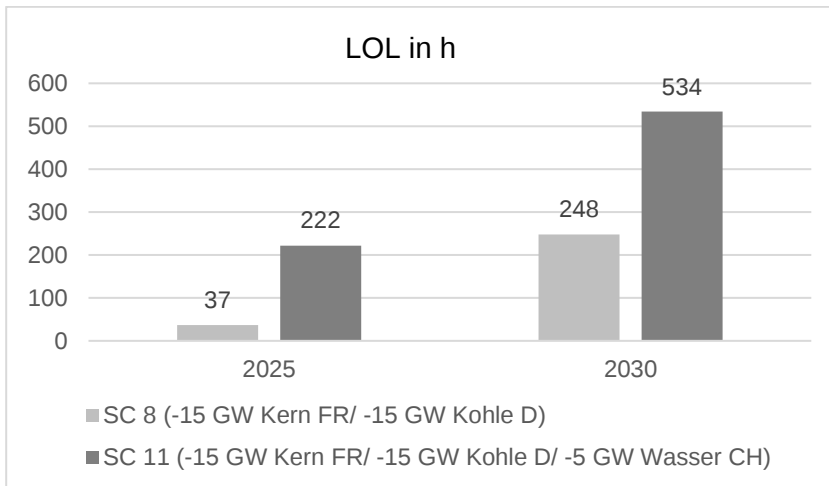
Hintergrund ist, dass in diesen Szenarien gleichzeitig mit einer Normlast in den Nachbarländern gerechnet wurde und bei der Bewirtschaftung der Schweizer Speicherkraftwerke von einer vollständigen Vorausschau über die Nachfrage- und Angebotssituation (und Engpasssituation) ausgegangen wurde. Diese Annahmen (neben weiteren) begünstigen die Versorgungssicherheit und stellen diese in ein zu positives Licht.

Die im Bericht bezeichneten Extremszenarien dürfen zudem aus folgenden Gründen nicht vernachlässigt werden:

- Das Eintreten dieser Szenarien kann nicht ausgeschlossen werden.
- Diese Szenarien sind als Stressszenarien zu betrachten.
- Der VSE ist der Meinung, dass auch in diesen Stressszenarien die Versorgungssicherheit gegeben sein muss. Dabei stellt sich auch die Frage, wie viel Risiko die Schweiz bzgl. der Versorgungssicherheit tragen will.

Die Extremszenarien des Berichtes «Modellierung der System Adequacy in der Schweiz im Bereich Strom» zeigen auf, wie wichtig es ist, dass die bestehende Schweizer Wasserkraft am Netz bleibt und eine hohe Verfügbarkeit hat, um die Versorgungssicherheit auch in den Jahren 2025 und 2030 in durchaus möglichen Knappheitssituationen zu gewährleisten. Sie sind ein klarer Beleg für den unverzichtbaren Beitrag der Schweizer Wasserkraft zur Versorgungssicherheit der Schweiz (vgl. die Szenarien SC 8 und SC 11 der Studie sowie nachfolgende Graphik). Um die Anzahl der Stunden Loss of Load (LoL) zu minimieren, muss in diesen Stunden die bestehende Wasserkraft am Netz sein und eine hohe Verfügbarkeit aufweisen: 5 GW

Wasserkraft reduzieren die Anzahl Stunden LoL in Extremsituationen im Jahr 2025 um 185 Stunden und im Jahr 2030 um 286 Stunden und die damit verbundenen hohen Kosten.



VSE 2018 auf Basis «Modellierung der System Adequacy in der Schweiz im Bereich Strom», S. 56, Tabelle 6.5.

Aus unserer Sicht demonstriert die Studie deutlich, dass geeignete Instrumente gefunden werden müssen, um die Schweizer Wasserkraft am Markt zu halten. Dies ist mit einer Strategischen Reserve alleine nicht getan.

Gemäss Bericht ist die Eigenversorgung für die Versorgungssicherheit nicht unmittelbar relevant (Seite 32)

Der VSE stimmt dieser Aussage nicht zu (vgl. auch Kap. 2).

Die Eigenversorgung der Schweiz wird mit dem schrittweisen Wegfall der Kernenergie abnehmen, trotz Zubau an erneuerbarer Energien, gemäss Richtwerten der Energiestrategie 2050.

Eine Zunahme an Importen erhöht die Abhängigkeit von Faktoren der Versorgungssicherheit, welche die Schweiz nicht steuern kann und verschlechtert zudem die CO₂- und Umweltbilanz des Schweizer Stromverbrauchsmixes. Hinzu kommt, dass davon auszugehen ist, dass die Exportfähigkeit der Nachbarländer der Schweiz abnehmen wird: Die regelbaren Kapazitäten werden in den kommenden Jahren in den Nachbarländern abnehmen und der EU-Binnenmarkt ist nicht danach ausgerichtet, in länderübergreifenden Knappheits-situationen die Schweiz mit Strom zu beliefern.

Gleichzeitig fehlen Anreize für Erneuerungsinvestitionen in die bestehenden Wasserkraftwerke, welche auch in Zukunft wesentlich zur Stromproduktion in der Schweiz und zur Erreichung der Ziele der ES2050 beitragen sollen. Es besteht die Gefahr, dass die Verfügbarkeit dieser Kraftwerke abnimmt und im schlimmsten Fall gar die Kraftwerkssubstanz leidet.

4.2 EOM zur Sicherstellung der Anreize für Investitionen in den Kraftwerkspark

Gemäss Bericht ist der EOM grundsätzlich geeignet, um ausreichende Anreize für Investitionen in Kraftwerkskapazität zu schaffen (Seite 33ff).

Der EOM ist das zentrale Element des Strommarktdesigns auch nach 2020. Der EOM hat jedoch seine Limiten, welche in Kap. 3.1 ausführlich beschrieben sind. Diese Limiten des EOM können dazu führen, dass Erneuerungsinvestitionen sowie Neuinvestitionen aufgrund der fehlenden Wirtschaftlichkeit ausbleiben. Auch in der Literatur ist die Funktionsweise des EOM hinsichtlich Schaffung von ausreichenden Investitionsanreizen umstritten.

Gemäss Bericht können in einem EOM Deckungsbeiträge an die Kapitalkosten erzielt werden (Seite 34ff). 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 (Seite 46).

Die Produktionskosten der Wasserkraftwerke sind in der Schweiz vergleichsweise hoch (vgl. Kap 3.1). Zwar finden Kraftwerksstilllegungen, insbesondere bei grossen Anlagen kaum statt, trotz dieser tendenziell hohen Produktionskosten. Jedoch ist die Investitionstätigkeit von den tiefen Strommarktpreisen betroffen. Seit 2010 hat sich das Investitionsvolumen halbiert («Kostenstruktur der Schweizer Wasserkraft», BFE 2018).

Die Durchführung von Erneuerungsinvestitionen und Neuinvestitionen hängt nicht von den aktuellen Deckungsbeiträgen, sondern von den Preiserwartungen der Eigentümer ab. Investitionen werden nur dann getätigt, wenn eine angemessene Rendite erwirtschaftet werden kann. Ist nur eine Teildeckung der Kapitalkosten möglich, wird nicht investiert. Bei steigenden Preisen wie auch nachhaltig stabilen Rahmenbedingungen sind Investitionen in Bestandes- und Neuanlagen zu erwarten.

Es ist gemäss Bericht – auch in einem Umfeld mit EE-Zubau – durchaus wahrscheinlich, dass der Strom-grosshandelspreis mittel- bis langfristig wieder ansteigt, v.a. aufgrund der Ausserbetriebnahme von konventionellen Kraftwerken und mindestens langfristig ansteigender CO₂-Preise (Seite 46).

Im Bericht wird von steigenden Preisen und einer zunehmenden Volatilität ausgegangen. Diese Entwicklung ist sehr unsicher und nicht durch die Schweiz beeinflussbar. Der Schweizer Grosshandelspreis wird durch die Strompreise in den Nachbarländern bestimmt. Dort sind die CO₂-Preise des EU ETS und die globalen Primärenergiepreise sowie die Kapazitätsmechanismen und weitere regulatorischen Vorgaben der EU preisbestimmend. Auch die Entwicklung des Euro-Wechselkurses beeinflusst den Schweizer Grosshandelspreis.

4.3 Einfluss Nachbarländer auf die Schweiz

Der Bericht bestätigt, dass internationale spill-over-Effekte für die Schweiz bestehen und diese negative Auswirkungen auf die Kapazitätsbereitstellung innerhalb der Schweiz haben (Seite 41).

Der VSE unterstützt diese Aussagen. Regulatorische Bestimmungen, wie bspw. die Einführung von Kapazitätsmechanismen insbesondere in den Nachbarländern Frankreich und Italien, wirken sich negativ auf den Schweizer Strommarkt aus. Einerseits wird es im Normalfall in den Nachbarländern und somit auch in der Schweiz (Preisnehmerin) weniger Preisspitzen geben und daher noch weniger Anreize um Investitionen zu tätigen. Andererseits wird in seltenen Extremsituationen, wie bei Dunkelflauten, die Exportfähigkeit der

Nachbarländer deutlich abnehmen, da die Nachbarländer in Knappheitssituationen gerade mal ihre Spitzenlast decken können.

Im Bericht wird davon ausgegangen, dass Erzeugungskapazitäten im Ausland die Versorgungssicherheit in der Schweiz erhöhen, auch wenn die Auslandabhängigkeit dadurch steigt (S 41 & 47).

Diese Aussage gilt nur unter der Annahme, dass jederzeit die gewünschte Menge importiert werden kann. Die Exportfähigkeit der Nachbarländer ist jedoch nicht zwingend gegeben und kann von der Schweiz nicht beeinflusst werden. Die Kapazitätsmechanismen im Ausland sind nur auf die Peak-Last der jeweiligen Länder ausgerichtet. In (länderübergreifenden) Knappheitssituationen stehen voraussichtlich keine zusätzlichen Kapazitäten für Exporte in die Schweiz zur Verfügung. Dies kann in Zukunft zu kritischen Situationen führen, sobald die Schweizer Kernkraftwerke vom Netz gehen und die Verfügbarkeit von Wasserkraftwerken eingeschränkt ist. Das Fehlen eines Stromabkommens mit der EU ist in solchen Situationen nicht dienlich.

4.4 Bewertungskriterien für ein Strommarktdesign

Das BFE hat folgende Kriterien identifiziert, welche ein Strommarktdesign erfüllen muss (Seite 66):

- Effektivität
- Effizienz
- Komplexität / Regulierungsrisiken
- Kompatibilität mit vollständiger Marktöffnung
- Kompatibilität mit EU-Recht

Der VSE befindet diese Kriterien zwar als geeignet, aber als nicht ausreichend. Aus Sicht VSE soll das Strommarktdesign mindestens auch folgende Kriterien/Ziele erfüllen⁴:

- Hohe Eigenversorgung beim Strom (vgl. Kap. 2)
- Sicherstellung der Handlungsfähigkeit der Stromproduzenten
- Langfristige Investitionsfähigkeit in die inländische Kraftwerkssubstanz
- Erhalt der praktisch CO₂-freien Stromproduktion und den Zubau von Kraftwerksanlagen zur Nutzung der erneuerbaren Energien (inkl. Wasserkraft) in der Schweiz
- Einbindung der dezentralen Produktion, Speicherung und Verbrauch (Flexibilität, Effizienz) sowie Ermöglichung von Netzkonzvergenz (Sektorkopplung).

Es braucht Bedingungen, welche unterschiedliche Technologien und Energieträger zulassen. Die gegenseitige Abhängigkeit und Verknüpfung des Strommarktdesigns mit anderen strategisch wichtigen Themen sind zu berücksichtigen (vgl. Kap. 3.3).

4.5 Verbesserungen EOM und ergänzende Massnahmen

Im Bericht werden die vollständige Marktöffnung zur Nachfrageflexibilisierung und die Stärkung der Integration in den EU-Binnenmarkt vom BFE als zielführend vorgeschlagen (Seite 4ff.):

Der VSE begrüsst diese Massnahmen grundsätzlich. Eine stärkere Einbindung in Europa und eine bessere Nutzung von Nachfrageflexibilitäten können gute aber nicht hinreichende Voraussetzungen schaffen. Sie

⁴ Forderungen aus Vision des VSE für die Energiewirtschaft, Juli 2017 und Positionspapier Gewährleistung der Versorgungssicherheit durch eine zuverlässige inländische Stromproduktion, Mai 2017.

gewährleisten die notwendigen Erneuerungsinvestitionen in die bestehende Wasserkraft und die Neuinvestitionen in erneuerbare Energien (inkl. Wasserkraft) nicht, und damit auch nicht die langfristige Versorgungssicherheit.

Auch die europäischen Nachbarländer haben ergänzende Mechanismen zum EOM eingeführt, dies zur Sicherung der Investitionstätigkeit und der langfristigen Versorgung. Sie haben diese Massnahmen als notwendig erachtet, obwohl sie Marktöffnung haben und bestens im EU-Binnenmarkt integriert sind.

Es scheint daher unrealistisch, in der Schweiz einen funktionierenden EOM ohne ergänzende, langfristig wirkende Massnahmen anstreben zu wollen, während in den Nachbarländern, mit der Implementierung von ergänzenden Massnahmen, eine andere Strategie gefahren wird.

Der VSE geht davon aus, dass mit den vom BFE vorgeschlagenen Massnahmen alleine, mit einer Erosion der Schweizer Kraftwerkssubstanz zu rechnen ist, was einer Wertvernichtung gleichkäme und auch nicht mit den Zielen der Energiestrategie 2050 vereinbar ist.