



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und
Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE

Bericht vom 10. November 2017

ECKPFEILER EINES SCHWEIZERISCHEN STROMMARKTDESIGNS NACH 2020



Datum: 10.11.2017

Ort: Bern

Auftraggeberin:
Bundesamt für Energie BFE, 3003 Bern

Auftragnehmerin:
Frontier Economics Ltd., Köln

Autoren:
Jens Perner
Matthias Janssen

Begleitgruppe:
Florian Kämpfer (BFE, Leitung)
Beat Goldstein (BFE)
Thomas Moser (BFE)
Thomas Putzi (BFE)
Astrid Sontag (BFE)
Damien Vacheron (SECO)

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

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

ECKPFEILER EINES SCHWEIZERISCHEN STROMMARKTDESIGNS NACH 2020

Bericht im Auftrag des
Bundesamtes für Energie

November 2017



Dr. Jens Perner

 +4922133713102

 jens.perner@frontier-economics.com

Dr. Matthias Janssen

 +4922133713117

 matthias.janssen@frontier-economics.com

Frontier Economics Ltd ist Teil des Frontier Economics Netzwerks, welches aus zwei unabhängigen Firmen in Europa (Frontier Economics Ltd, mit Büros in Brüssel, Dublin, Köln, London & Madrid) und Australien (Frontier Economics Pty Ltd, mit Büros in Melbourne & Sydney) besteht. Beide Firmen sind in unabhängigem Besitz und Management, und rechtliche Verpflichtungen einer Firma erlegen keine Verpflichtungen auf die andere Firma des Netzwerks. Alle im hier vorliegenden Dokument geäußerten Meinungen sind die Meinungen von Frontier Economics Ltd.

INHALT

Abbildungen	IV
Abkürzungsverzeichnis	V
Zusammenfassung	1
Résumé	16
1 Hintergrund und Zielstellung des Berichtes	31
1.1 Hintergrund	31
1.2 Zielstellung des Projektes	31
1.3 Aufbau der Studie	32
2 Der Schweizer Strommarkt und Versorgungssichersicherheit	33
2.1 Beurteilung der grundsätzlichen Funktionsweise eines EOM im Hinblick auf Versorgungssicherheit	33
2.2 Spezifika des Schweizer Strommarktes	41
2.3 Optionen zur Verbesserung des bestehenden Schweizer Strommarktdesigns	52
3 Beurteilung möglicher ergänzender Marktmechanismen	57
3.1 Versorgungssicherheitskonzepte und untersuchte Marktmechanismen	57
3.2 Strategische Reserve	60
3.3 Dezentrale Leistungsverpflichtung	82
3.4 Zentrale Kapazitätsauktion	92
3.5 Contract for Difference (CfD) für Wasserkraft	96
3.6 Versorgungs- und Klimamarktmodel (VKMM)	102
Literaturverzeichnis	107

ABBILDUNGEN

Abbildung 1	Kraftwerkskapazität und Spitzenlast in der Schweiz (Stand 2015)	3
Abbildung 2	Erzeugungsprofil der Schweizer Laufwasserkraftwerke (links) und Entwicklung des Füllstands der Schweizer Speicherseen (rechts)	3
Abbildung 3	Übersicht der Bewertung der Marktmechanismen	15
Schéma 4	Capacité des centrales électriques et charge maximale en Suisse (en 2015)	18
Schéma 5	Profil de production des barrages hydroélectriques suisses (à gauche) et développement des niveaux de remplissage des réservoirs suisses (à droite)	18
Schéma 6	Aperçu de l'évaluation des mécanismes du marché	30
Abbildung 7	Preisbildung in einem vollkommenen EOM (links: normale Situation, rechts: extreme Nachfrage und Knappheitsrenten)	36
Abbildung 8	Stromerzeugungskapazitäten und Stromerzeugung in der Schweiz 2016	42
Abbildung 9	Erzeugungsprofil der Schweizer Laufwasserkraftwerke und Wöchentliche Änderung der Füllstände Schweizer Speicherseen	43
Abbildung 10	Ausbaurichtwerte Neuer Erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung bis 2035 (ohne Wasserkraft)	45
Abbildung 11	Schweizer Import Interkonnektorenkapazität	47
Abbildung 12	Nettoimport in die Schweiz	48
Abbildung 13	Ausgleichsenergiepreise mit Rückwirkungen auf Zahlungsbereitschaft und Preise in vorgelagerten Märkten	53
Abbildung 14	Ausgleichsenergiepreissystem in der Schweiz (schematisch)	53
Abbildung 15	Übersicht möglicher Ausgestaltungen der Strategischen Reserve für die Schweiz	65
Abbildung 16	Zusammenfassung der kriterien-basierten Bewertung der Strategischen Reserve für die Schweiz	79
Abbildung 17	Zusammenfassung der kriterien-basierten Bewertung der dezentralen Leistungsverpflichtung für die Schweiz	89
Abbildung 18	Zusammenfassung der kriterien-basierten Bewertung der zentralen Kapazitätsauktion für die Schweiz	96
Abbildung 19	Kriterien-basierte Bewertung von CfD für Wasserkraft	99
Abbildung 20	Zusammenfassung der kriterien-basierten Bewertung des VKMM für die Schweiz	104

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

CfD	Contract for Differences
CO₂	Kohlenstoffdioxid
EU ETS	Europäisches Emissionshandelssystem
HKN	Herkunftsnachweis
NEP	Netzentwicklungsplan
THG	Treibhausgas
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan
VKMM	Versorgungssicherheits- und Klimamarktmodell

ZUSAMMENFASSUNG

Hintergrund: Wandel des Stromsystems stellt Frage nach Strommarktdesign zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit

Der europäische Strommarkt, einschliesslich des schweizerischen Strommarktes, befindet sich in einem grundlegenden Wandel: Der Ausbau der (neuen) Erneuerbaren Energien wird politisch unterstützt vorangetrieben, während thermische Kraftwerkstechnologien wie Kohlekraftwerke und in einigen Ländern auch Kernkraftwerke auf dem Rückzug sind.

Die Restrukturierung des Stromsystems mit einer massiven Zunahme der neuen Erneuerbaren Energien wie Wind und Photovoltaik, die fluktuierend und wetterabhängig Strom erzeugen, hat in vielen Stromsystemen in Europa eine Debatte um die Versorgungssicherheit entfacht: So muss sichergestellt sein, dass auch dann ausreichend Stromerzeugung zur Verfügung steht, wenn der Wind nicht weht, die Sonne nicht scheint und gleichzeitig die Stromnachfrage sehr hoch ist, also vor allem in den Wintermonaten oder zu Beginn des Frühjahrs.

Gleichzeitig hat sich die Ertragssituation auf den Stromgrosshandelsmärkten in der Schweiz und im Ausland aufgrund gesunkener Strompreise für die im Wettbewerb stehenden Kraftwerke, also vor allem konventionelle Kraftwerke und Grosswasserkraftanlagen, in den letzten Jahren erheblich verschlechtert. Für bestehende Kraftwerke, auch innerhalb der Schweiz, besteht damit das Risiko, dass sich Reinvestitionen nicht mehr rentieren und in der Folge Kraftwerke stillgelegt werden oder – im Fall von Grosswasserkraft wahrscheinlicher – deren Verfügbarkeit abnimmt. Dies hätte entsprechend negative Auswirkungen auf die insgesamt in der Schweiz verfügbare Kraftwerkskapazität bzw. die in kritischen Situationen benötigten Erzeugungsmengen und damit möglicherweise auf die Versorgungssicherheit mit Strom.

Ziel der Studie: Entwicklung von Eckpunkten für zukünftiges Strommarktdesign in der Schweiz

Die vorliegende Studie skizziert und diskutiert Eckpunkte eines möglichen zukünftigen Strommarktdesigns für die Schweiz. Durch die Anpassungen im Strommarktdesign sollen die notwendigen Rahmenbedingungen geschaffen werden, um die Stromversorgungssicherheit in der Schweiz auch mittel- bis langfristig ganzjährig auf einem hohen Niveau zu gewährleisten. Versorgungssicherheit bezieht sich hier allein auf „Generation Adequacy“, also die Frage ob die verfügbare Stromerzeugung ausreicht, um die Stromnachfrage zu decken. Potenzielle Versorgungsunterbrechungen aufgrund von inländischen Netzrestriktionen sind nicht Gegenstand der Untersuchungen.

In der Studie

- erläutern wir die für die Diskussion um Versorgungssicherheit im Strommarkt relevanten Besonderheiten des schweizerischen Strommarktsystems;
- analysieren wir, inwieweit das derzeitige schweizerische Strommarktdesign geeignet ist, um Versorgungssicherheit zu gewährleisten bzw. welche diesbezüglichen Verbesserungsoptionen innerhalb des existierenden „Energy-Only-Marktes“ (EOM) bestehen; und
- untersuchen und bewerten wir eine Reihe möglicher den EOM ergänzende Marktmodelle wie Strategische Reserve, zentrale Kapazitätsauktion, dezentrale Leistungsverpflichtung, die von Alpiq vorgeschlagenen Contracts for Differences (für Grosswasserkraft) und das von Axpo in die Diskussion eingebrachte Versorgungssicherheits- und Klimamarktmodell.

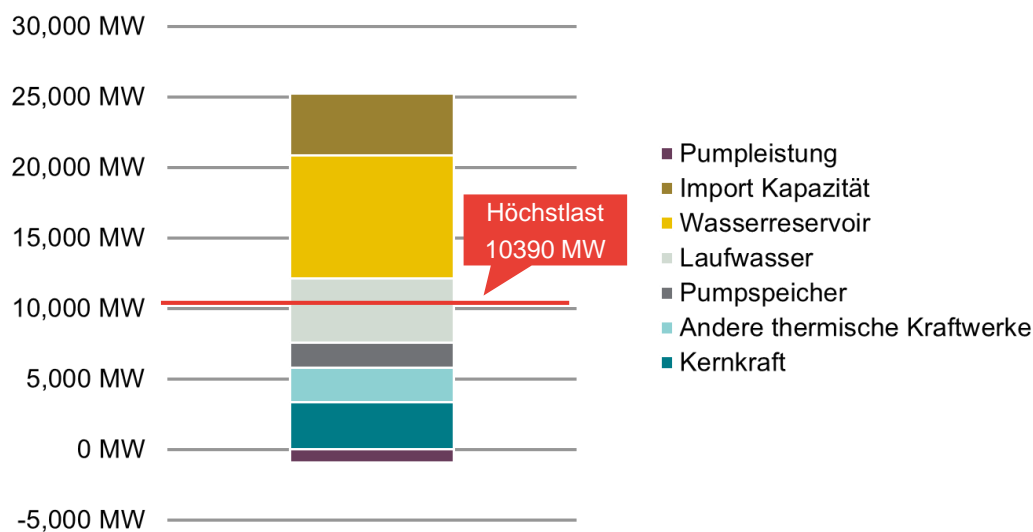
Im Folgenden fassen wir die wesentlichen Schlussfolgerungen der Studie zusammen.

Versorgungssicherheit in der Schweiz hängt vor allem an der Wasserverfügbarkeit sowie den Importmöglichkeiten

Die Debatte um Risiken für die Versorgungssicherheit wird nicht nur in der Schweiz, sondern in vielen Ländern in Europa geführt. Allerdings weist das schweizerische Stromsystem besondere Strukturen auf, die auf die Versorgungssicherheit rückwirken:

- **Dominanter Anteil der Wasserkraft** – In der Schweiz existiert ein hoher Anteil an Wasserkraft an der Stromerzeugung, bestehend aus Laufwasser, Speicher- sowie Pumpspeicherkraftwerken. Aufgrund der saisonal stark variierenden Verfügbarkeit von Wasser exportiert die Schweiz in den Sommermonaten Strom in das Ausland und importiert im Winter – wann genau und in welchem Ausmass, ist Ergebnis der betriebswirtschaftlichen Optimierung der Kraftwerksbetreiber in Abhängigkeit u.a. der jeweiligen Grosshandelsstrompreise bzw. -preiserwartungen. Über das gesamte Jahr war die Stromhandelsbilanz zuletzt in etwa ausgeglichen.
- **Ausreichend Kraftwerksleistung und Kurzfristflexibilität** – Die Schweiz verfügt mit einer gesamten installierten Leistung von über 20 GW derzeit und absehbar über ausreichend Kraftwerkskapazität, um die inländische Spitzenlast von etwa 10 GW aus heimischen Kraftwerkskapazitäten zu bedienen, solange ausreichend Wasser verfügbar ist (**Abbildung 1**). Die Verfügbarkeit an Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken bietet dem Schweizer Stromsystem zudem ein hohes Mass an kurzfristiger Flexibilität.

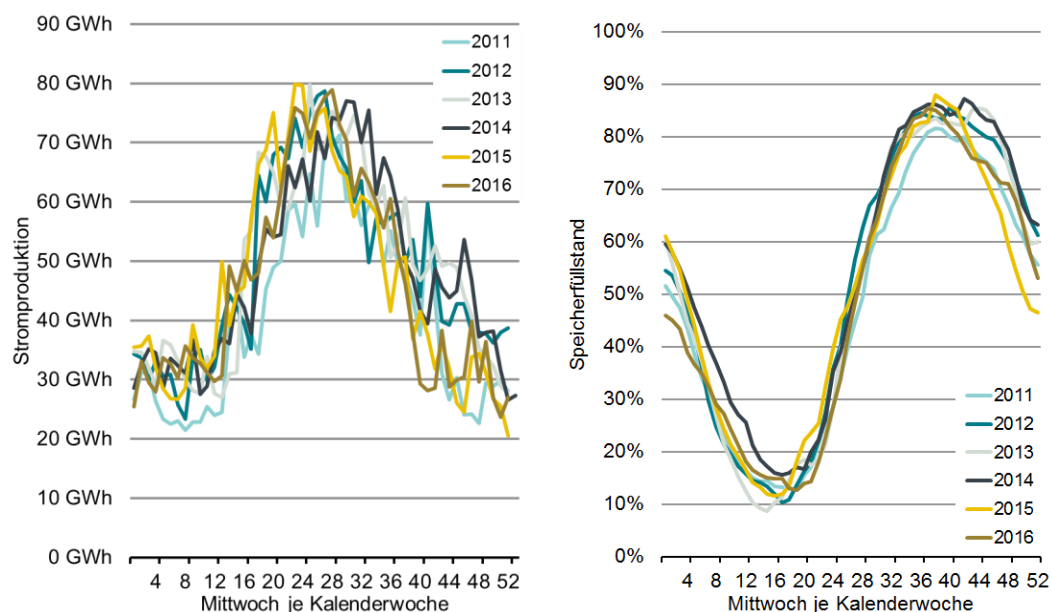
Abbildung 1 Kraftwerkskapazität und Spitzenlast in der Schweiz (Stand 2015)



Quelle: Frontier Economics auf Basis von BFE Elektrizitätsstatistik 2016

- **Geringe Wasserverfügbarkeit gegen Ende des Winters** – Allerdings ist die Flexibilität der Stromerzeugung gegen Ende des Winters bzw. Anfang des Frühjahrs (März/April), also vor Einsetzen der Schneeschmelze, aufgrund der abnehmenden Speicherfüllstände und geringen Wasserflüsse eingeschränkt (Abbildung 2).

Abbildung 2 Erzeugungprofil der Schweizer Laufwasserkraftwerke (links) und Entwicklung des Füllstands der Schweizer Speicherseen (rechts)



Quelle: Frontier Economics basierend auf BFE Elektrizitätsstatistik 2016 und BFE Füllungsgrad der Speicherseen 2011 bis 2016

Hinweis: Stromerzeugung der Laufwasserkraftwerke am Mittwoch einer Woche. Speicherstände ebenfalls gemessen am Mittwoch einer Woche

- **Hohe netztechnische Integration in europäisches Stromsystem** – Die Schweiz ist physisch sehr gut in das europäische Stromsystem eingebunden. Allerdings besteht eine eingeschränkte Garantie, dass Importe jederzeit in gewünschtem Umfang möglich sind, z.B. wenn Leitungen zum Ausland ausfallen oder das Ausland selbst knapp an Kapazität oder Strom ist.
- **Kaum thermische Produktion** – Die Schweiz verfügt zurzeit über vier Kernkraftwerke mit einer Gesamtkapazität von 3,3 GW. Kohle- und Gas-Kraftwerke haben allerdings keine bzw. eine im europäischen Vergleich sehr geringe Bedeutung. Bei Wegfall der Kernkraft ohne adäquaten Ersatz verbliebe ausschliesslich das Laufwasser als inländische Bandproduktion, deren Erzeugung aber entsprechend der Wasserverfügbarkeit stark saisonal schwankt.

Insofern kommt den Spezifika der Wasserkraft eine besondere Bedeutung bei der Diskussion um Versorgungssicherheit in der Schweiz zu: Versorgungssicherheit ist in der Schweiz – im Gegensatz zu der Diskussion in vielen anderen europäischen Ländern – auf absehbare Zeit kein Problem der Kraftwerkskapazität bzw. installierten Leistung, sondern eines der saisonalen Wasserverfügbarkeit bzw. der Importmöglichkeiten: Stromknappheit könnte deshalb, inländisch bedingt, vor allem in den späten Wintermonaten oder zu Beginn des Frühjahrs auftreten, also insbesondere in den Monaten März bis Mai, je nachdem wie viel Wasser im frühen Winter turbinert wurde und wann im entsprechenden Jahr die Wasserverfügbarkeit im Zuge der einsetzenden Schneeschmelze wieder zunimmt.

Das derzeitige Marktdesign ist geeignet, Versorgungssicherheit zu gewährleisten, es bestehen jedoch auch Verbesserungsmöglichkeiten

Das derzeitige EOM-Marktdesign¹ setzt vor allem auf die Vorsorge der Marktakteure selbst für den Fall, dass Knappheiten am Markt auftreten: So müssen Lieferanten sicherstellen, dass sie auch dann ihre Kunden beliefern, wenn nur wenig Strom am Markt verfügbar ist und die Preise extrem hoch werden können. Entsprechend müssen sich die Lieferanten bei den Erzeugern absichern oder selbst Erzeugung sicherstellen. Gleiches gilt für die Kunden: Diese dürfen nur in dem Masse Strom verbrauchen, wie sie vertraglich beziehen dürfen. Werden die Marktakteure diesen Bedingungen nicht gerecht, werden sie über hohe Zahlungen - im Rahmen des Ausgleichsenergiepreises, der für den Bezug von Strom („Regelenergie“) vom Systembetreiber Swissgrid zu zahlen ist – „bestraft“.

Dieser Mechanismus gilt grundsätzlich auch für die „Rücklage“ von Wasser in Speicherkraftwerken für Ende des Winters, Anfang des Frühjahrs. Die Marktakteure schätzen ein, wie hoch die Risiken von Versorgungsengpässen gegen Ende des Winters werden und halten entsprechende Stromerzeugung und

¹ EOM steht hier für „Energy-Only-Markt“. Allerdings ist zu bedenken, dass auch ein Energy-Only-Markt über Märkte verfügt, auf denen Leistung bzw. Kapazität gehandelt, wie z.B. Märkte für Regelreserve. Zudem wird Leistungsvorhaltung und -absicherung auch im EOM zwischen den Marktakteuren bilateral gehandelt, allerdings nicht von einer zentralen Instanz organisiert.

damit indirekt auch Wassermengen für den „kritischen“ Zeitraum vor. Dies gilt auch dann, wenn z.B. im Januar oder Februar Strom zu hohen Preisen in das europäische Ausland verkauft werden könnte, da dort zu diesen Zeiten Stromknappheiten auftreten.

Wie stark die Anreize sind, Wasser für den Zeitraum gegen Ende des Winters in der Schweiz vorzuhalten, hängt – neben der erwarteten Importmöglichkeiten – massgeblich von der Höhe der „Strafzahlungen“ im Rahmen des Ausgleichsenergiepreissystems ab, welche auch auf die Preise im Spot- und Terminmärkten rückwirken. Grundsätzlich ist dieses System in der Schweiz bereits heute funktionsfähig, Weiterentwicklungsmassnahmen könnten sich aber v.a. auf eine verbesserte Informationsbereitstellung und eine Verstärkung der Preissignale in kritischen Situationen (allenfalls bis auf Detailhandel) beziehen wie z.B.

- Zeitnahe Veröffentlichung von Ausgleichsenergiepreisen und Informationen zum Systemzustand in der Regelzone Schweiz (Regelzonensaldi) spätestens eine Stunde nach Lieferung;
- Aufnahme von Echtzeitpreisen in den Ausgleichsenergiepreisen wie z.B. durchschnittliche Intraday-Preis aus dem kontinuierlichen Stromhandel; und
- eine administrative Erhöhung der Ausgleichsenergiepreise in Knappheitssituationen, z.B. durch die Einführung einer Knappheitsfunktion oder eines Knappheitsfaktors, wie dies in Grossbritannien bzw. Deutschland in den letzten Jahren vorgenommen wurde.

Zudem können die Möglichkeiten für die Marktakteure verbessert werden, auch kurzfristig Strom zu handeln. Dies hilft den Marktakteuren, z.B. bei unerwarteten Ereignissen (z.B. Kraftwerksausfällen, unerwartet geringer Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien Anlagen etc.) auch sehr kurzfristig, also auch innerhalb eines Tages (Intraday), Strom selbst auf dem Markt zu beschaffen. Zudem erfordert eine korrekte kurzfristige Bepreisung von Strom in Situationen mit Knappheit einen liquiden Intraday-Handel. So könnte insbesondere eine bessere Integration des schweizerischen Elektrizitätsmarktes in die Marktstruktur der Nachbarländer eben diese Liquidität erhöhen und weiterhin zur Stärkung des transnationalen Handels und des besseren Austauschs von Flexibilität beitragen.

Zu erwähnen ist zudem, dass der in der Schweiz geplante Smart Meter Rollout die Funktionsfähigkeit des Strommarktes weiter verbessern wird, da es auch kleineren Endverbrauchern ermöglicht, den Verbrauch in Reaktion auf Strompreise – und somit letztlich die Knappheit im Stromsystem – anzupassen (Nachfrageflexibilität oder auch „Demand-Side-Management“, DSM). Massgeblich zum Tragen kommen die Möglichkeiten von Smart Metern bei kleineren Kunden allerdings erst im Rahmen einer vollständigen Marktöffnung. Eine wettbewerbliche Öffnung der Belieferung von kleinen Kunden, welche im Zuge des Rollouts mit Smart Metern ausgestattet werden, ermöglicht es neuen Marktakteuren, mit innovativen und günstigen Produkten um Kunden zu werben. Die Praxis zeigt, dass sich gegenüber einer Teilmarktöffnung mit einem grossen Anteil grundversorgter („gefangener“) Endkunden die Wahrscheinlichkeit erhöht,

dass sich Produkte und Lieferverträge etablieren, bei denen Nachfrageflexibilität finanziell entlohnt wird (z.B. über zeitvariable Tarife).

Weitergehende Marktdesignanpassungen könnten unterschiedliche Zielsetzungen verfolgen

Wir gehen also davon aus, dass das heutige Marktdesign grundsätzlich Versorgungssicherheit in der Schweiz sicherstellen kann und zumindest auf absehbare Zeit keine Versorgungsengpässe (abseits möglicher regionaler oder lokaler Netzengpässe) auftreten werden. Entsprechend könnte das zukünftige schweizerische Strommarktdesign wie bisher allein auf einem EOM basieren. Ein solches Konzept verfolgt z.B. Österreich.

Die Politik könnte allerdings in einem erweiterten Konzept über die Versorgungssicherheit hinausgehende Absicherungen oder zusätzliche Zielsetzungen verfolgen. Zu nennen sind hier insbesondere:

- **Zusätzliche Absicherung der Versorgungssicherheit** – Zielsetzung wäre hier, Versorgungssicherheit in der Schweiz über die von den Marktakteuren bereits vorgenommene Absicherung hinaus zu gewährleisten – analog zum Konzept der Pflichtlagerhaltung in anderen Märkten, in denen eine jederzeitige Versorgung der Endkunden essenziell ist (z.B. Erdölprodukte oder Medikamente). Es würde sich hierbei um eine Art zusätzlichem „Hosenträger“ zum bereits existierenden „Gürtel“ (in Form der unbedingten Lieferpflicht für Lieferanten in Verbindung mit dem Ausgleichsenergiepreis-Regime sowie der von Swissgrid vorgehaltenen Regelleistung) handeln.

Ein solches Konzept verfolgen im Strommarkt z.B. Belgien, Deutschland oder Schweden/Finnland.

- **Absicherung von inländischer Erzeugungskapazität für Knappheitssituationen** – Das derzeitige EOM-Marktdesign sorgt nach unserer Einschätzung für eine ausreichende Absicherung der Stromerzeugung insgesamt. Es ist allerdings Ergebnis des Marktmechanismus, in welchem Masse die in Knappheitssituationen verfügbare Kapazität (d.h. insbesondere installierte Kraftwerksleistung) im Inland bereitgestellt wird. So ist zu erwarten, dass in Knappheitssituationen in Teilen auf ausländische Stromerzeugung zurückgegriffen werden muss. Wenn das Risiko, dass die Regierung eines Nachbarlandes Exporte in Richtung der Schweiz einschränken könnte, von der Politik als beträchtlich wahrgenommen wird könnte es Ziel sein, den Importanteil in knappen Situationen zu begrenzen.

Ein solches Konzept verfolgen z.B. Frankreich, Grossbritannien oder Italien.

- **Generelle Verringerung der Importabhängigkeit (im Winter)** – Ein weiteres politisches Ziel kann darin bestehen, die Importabhängigkeit der Schweiz generell zu verringern, also nicht nur in den Stunden und Tagen von möglichen Versorgungsengpässen. Dieses Konzept würde nicht primär der Versorgungssicherheit dienen, sondern v.a. darauf abzielen, die Stromimporte der Schweiz im Winter insgesamt zu reduzieren, indem Stromerzeugung aus dem Sommer in die Wintermonate verschoben wird –

was wegen der Abhängigkeit der Stromerzeugung von der Wasserverfügbarkeit praktisch nur sehr begrenzt möglich ist – oder zusätzliche, im Winter nutzbare Stromerzeugung geschaffen wird. Die Zielsetzung geht stark mit der Forderung einher, die Stromerzeugung in der Schweiz generell zu stärken.

Ein solches Konzept wird unseres Wissens derzeit in keinem EU-Land verfolgt bzw. diskutiert.

Die genannten Konzepte gehen, im Grundsatz entlang der obigen Reihenfolge, mit einer zunehmenden Eingriffstiefe in den wettbewerblichen Strommarkt einher und mit abnehmender Relevanz für die Stromversorgungssicherheit. Es ist davon auszugehen, dass die Kosten der Umsetzung der Konzepte für die Stromverbraucher mit zunehmender Eingriffstiefe zunehmen.

Optionen für ein „neues“ Marktdesign in der Schweiz sind unterschiedlich geeignet, die möglichen Zielsetzungen zu erreichen

Vor dem Hintergrund der möglichen Herausforderungen für die Versorgungssicherheit und weiteren Zielsetzungen in der Schweiz haben wir im Rahmen der Studie die folgenden (den EOM ergänzenden) Marktmechanismen bzw. Kapazitätsmechanismen untersucht:

- **Strategische Reserve** – Eine zentrale inländische Instanz kontrahiert Kraftwerkskapazitäten bzw. Stromerzeugung (also im Falle der Schweiz v.a. Speicherwasser), die nur und ausschliesslich in physischen Knappheitssituationen in der Schweiz eingesetzt wird. Die Reserven werden z.B. über Ausschreibungen beschafft und bezahlt, refinanziert werden diese z.B. über Umlagen durch die Stromverbraucher.
- **Dezentrale Leistungsverpflichtung** – Die Stromlieferanten oder Verbraucher werden verpflichtet, für Knappheitssituationen eine bestimmte Kapazität oder Stromerzeugungsmenge zu kontrahieren und dies in Form von Zertifikaten nachzuweisen. Der Umfang der vorzuhaltenden Zertifikate kann entweder staatlich bestimmt werden (z.B. über alle Verpflichteten hinweg in Höhe der Jahreshöchstlast minus Auslandsanteil), oder sich implizit aus dem Anteil der Last des jeweiligen Stromverbrauchers (bzw. dessen Lieferanten) an der Systemlast in Knappheitssituationen ergeben. Die Zertifikate können die Verpflichteten bei Dritten, also z.B. Kraftwerksbetreibern oder auch flexiblen Nachfragern, erwerben („Kapazitätsmarkt“), welche in entsprechender Menge Leistung bzw. Energie physisch vorzuhalten haben. Werden die Verpflichtungen nicht erfüllt, werden entsprechende Strafzahlungen (Pönalen) fällig. Das System ähnelt insofern dem Ausgleichensystem des heutigen „Energy-Only-Marktes“, allerdings fallen Strafen zusätzlich bei Zuwiderhandlung in definierten Knappheitsperioden an.
- **Zentrale Kapazitätsauktion** – Eine zentrale Instanz beschafft eine festgelegte Kapazitätsmenge (d.h. Leistung (in MW), zum Beispiel in Höhe der Jahreshöchstlast minus Auslandsanteil) am Markt über Ausschreibungen.

Die bezuschlagten Anbieter sind verpflichtet, die entsprechende Leistung in Knappheitssituationen verfügbar zu halten, können diese aber auch gleichzeitig am Strommarkt vermarkten. Für die Zusicherung der Leistungsverfügbarkeit in Knappheitssituationen erhalten sie sog. Kapazitätzahlungen, deren Höhe in der Ausschreibung bestimmt wird. Die Refinanzierung der Kapazitätzahlungen erfolgt z.B. über Umlagen auf die Stromverbraucher. Halten die Anbieter von Kapazität ihre Verpflichtungen nicht ein, werden auch hier Strafzahlungen (Pönalen) fällig.

- **Contract for Differences (CfD) für Wasserkraft²** – Betreiber bestehender Wasserkraftwerke in der Schweiz werden berechtigt, sog. „Contracts for Difference“ mit einer zentralen Instanz abzuschliessen. Durch einen solchen Vertrag erhält der Betreiber das Recht, jeweils auf Jahresbasis die Differenz zwischen den Gestehungskosten und den erwarteten Markterlösen erstattet zu bekommen bzw. – falls der erwartete Markterlös die Gestehungskosten übersteigen sollte – die Pflicht diese Differenz zu bezahlen. Da bei derzeitiger Marktlage mit Zahlungen in Richtung der Kraftwerksbetreiber zu rechnen ist, fallen Kosten bei der zentralen Instanz an, welche die Endverbraucher in Form einer Umlage zu tragen haben.
- **Versorgungs- und Klimamarktmodell (VKMM)** – Das Modell besteht aus zwei wesentlichen Elementen:
 1. Auf endverbrauchten Strom in der Schweiz wird – analog zu endverbrauchten Brennstoffen zur Wärmeerzeugung – eine CO₂-Abgabe erhoben. Die Höhe der Abgabe richtet sich nach der Differenz der CO₂-Abgabe für Brennstoffe und dem CO₂-Preis im Europäischen Emissionshandelssystem (EU ETS), multipliziert mit der durchschnittlichen CO₂-Intensität der Stromproduktion in Europa. Derzeit betrüge die resultierende Abgabe auf endverbrauchten Strom daher etwa 20 CHF/MWh.
 2. Von der CO₂-Abgabe kann sich befreien lassen, wer nachweislich Strom aus inländischer CO₂-neutraler Stromproduktion verbraucht. Diese wäre auf monatlicher Basis über Herkunftsnachweise (HKN) zu belegen, die Verbraucher bzw. Lieferanten – analog zum o.g. System der Dezentralen Leistungsverpflichtung – von Stromproduzenten erwerben können. Auf diese Weise erhalten Betreiber von inländischen, CO₂-neutralen Stromerzeugungsanlagen zusätzliche Erlöse, wenn sie in Perioden mit HKN-Knappheit (voraussichtlich in allen Monaten, in welchen bisher netto Strom in die Schweiz importiert wird, d.h. im Winter) Strom produzieren.

Die untersuchten Systeme sind nicht gleichermassen geeignet, die verschiedenen genannten erweiterten Zielsetzungen eines möglichen neuen Strommarktdesigns in der Schweiz zu erfüllen:

² Dieses Modell wurde ursprünglich von Alpiq in die Diskussion gebracht. Im März 2017 wurde es dann im Rahmen eines gemeinsamen Vorschlags der grossen Schweizer Stromproduzenten unter dem Dach von Swisselectric als Kurzfristmassnahme in Form einer „Grundversorgungsprämie“ vorgeschlagen. Hierbei die Kosten im Rahmen der Teilmarktöffnung allein durch die Kunden in der Grundversorgung zu tragen. Da diese Studie allerdings auf die Zeit nach 2020 fokussiert, wurde das Modell – in Abstimmung mit Alpiq – als mögliches Langfristmodell ohne Fokus auf grundversorgte Kunden analysiert. Entsprechend wären die anfallenden Kosten durch alle Kunden z.B. in Form einer Umlage zu tragen.

- Eine **strategische Reserve** ist ausreichend, um Versorgungssicherheit über die „Vorsorge“ der Marktakteure hinaus zusätzlich abzusichern. Die Reserve wird typischerweise im Inland beschafft, könnte aber auch bei ausländischen Kraftwerken kontrahiert werden. Inwieweit auch ausländische Stromerzeuger zur Absicherung der Versorgungssicherheit im Rahmen des EOM beitragen, ist durch den Mechanismus allerdings nicht unmittelbar steuerbar.

Auch eine Verminderung der Stromimporte (im Winter und Frühjahr) ist mit dem Instrument nicht erreichbar. Im Gegenteil: Da Speicherwasser für die Reserve zurückgehalten wird, könnten die Stromimporte in Summe sogar (leicht) ansteigen.

- Mit **dezentralen und zentralen Kapazitätsmechanismen** kann politisch gesteuert werden, in welchem Masse und in welcher Höhe Produktionskapazität im Inland insgesamt abgesichert wird. Nicht steuerbar ist, inwieweit die Stromerzeugung insgesamt im Inland bereitgestellt wird (d.h. inwieweit mit der installierten Kapazität tatsächlich Strom produziert wird), also auch nicht, in welcher Höhe Stromimporte anfallen.
- Mit den Modellen **CfD** und **VKMM** lassen sich dagegen Teile der Stromerzeugung innerhalb der Schweiz unterstützen. Der Umfang der Stromerzeugung innerhalb der Schweiz wird allerdings nicht direkt im Sinne einer Mengensteuerung gesteuert, sondern bleibt Ergebnis des Marktes. Zudem: Eine zusätzliche systematische Absicherung der Schweiz für Knappheitsperioden, also Stunden und Tage mit kritischen Systemzuständen, erfolgt nicht:
 - Das CfD-Modell fördert finanziell bestehende Wasserkraftanlagen, basiert allerdings keinesfalls auf einer Versorgungssicherheitsanalyse und schafft weder zusätzliche gezielte Anreize zur Vorhaltung von Leistung und Energie in Knappheitssituationen noch Anreize für zusätzliche Erzeugungskapazitäten.
 - Das VKMM liefert grundsätzlich Anreize, die Stromerzeugung aus CO₂-freien Kraftwerken im Winter - sofern möglich - zu stärken (insbesondere aus Kernkraftwerken). Insofern könnten sich (theoretisch) die Stromimporte im Winter/Frühjahr insgesamt verringern, z.B. indem Stromproduktion aus Wasserspeicherkraftwerken vom Sommer/Herbst in den Winter verlagert wird. Allerdings sind die Speicherpotenziale begrenzt und werden bereits heute mehr oder weniger vollständig für die saisonale Wasserspeicherung genutzt werden, d.h. die Speicher schon heute im Herbst fast komplett gefüllt sind. Insgesamt ist entsprechend keine nennenswerte Verlagerung absehbar.

Explizite zusätzliche Anreize zur Vorhaltung von Energie in den wenigen Knappheitssituationen zum Ende des Winters gehen vom VKMM nicht aus, da die implizite Preiserhöhung durch den Verkauf von HKN in allen Monaten mit Nettostromimporten in die Schweiz voraussichtlich gleich sein wird. Ein zusätzlicher Anreiz zum Beispiel für Betreiber von Wasserspeicherkraftwerken, Wasser nicht bereits bei hohen Preisen im Januar oder Februar zu turbinieren, sondern für potenziell

Versorgungssicherheits-kritische Situationen im März, April oder Mai zurückzuhalten, entsteht hierdurch nicht. Im Gegenteil: Der Anreiz für Kraftwerksbetreiber, Wasser für potenzielle Knappheitssituationen kurz vor der Schneeschmelze (z.B. Anfang/Mitte April) zurückzuhalten, könnte sinken, da die Gesamtexportbilanz in diesem Monat bereits positiv und somit der HKN-Preis null sein kann, sodass eine Turbinierung vor diesem Monat höhere (HKN-) Erlöse verspricht. In diesem Fall hätte das VKMM die Gefahr von Versorgungsengpässen kurz vor Einsetzen der Schneeschmelze, also gerade dann, wenn die Speicherseen besonders leer sind, sogar erhöht.

Wenn überhaupt, sind positive Wirkungen der beiden Modelle auf die Versorgungssicherheit in der Schweiz indirekter Natur, z.B. über die allgemeine Verbesserung der wirtschaftlichen Situation der Schweizer Kraftwerksbetreiber.

Soll mit einem revidierten Marktdesign in der Schweiz gezielt das Thema „Versorgungssicherheit in Knappheitssituationen“ adressiert werden, wie es dem Auftrag dieser Studie zugrunde liegt, scheiden somit die Modelle der „Contract for Differences“ sowie das „Versorgungs- und Klimamodell“ als Optionen aus.

Strategische Reserve und umfassende Kapazitätsmechanismen müssen auf die Situation in der Schweiz zugeschnitten werden

Die Strategische Reserve sowie die beiden umfassenden Kapazitätsmechanismen, d.h. zentrale Kapazitätsauktion und dezentrale Leistungsverpflichtung, werden bereits in einigen Ländern angewendet. Allerdings unterscheidet sich die Ausgangslage in den meisten dieser Länder deutlich von der in der Schweiz. So sind diese Länder in der Regel leistungslimitiert, während in der Schweiz eine mögliche Knappheitssituation v.a. auf die Nichtverfügbarkeit von Wasser zurückzuführen wäre. Entsprechend wäre die Ausgestaltung der Mechanismen auf die besonderen Gegebenheiten in der Schweiz zuzuschneiden:

Energieverfügbarkeit durch Strategische Reserve sicherstellen

Im Rahmen der klassischen Strategischen Reserve z.B. in Belgien, Deutschland oder Schweden und Finnland wird eine relativ geringe Stromerzeugungskapazität von einer zentralen Instanz, zumeist von den Übertragungsnetzbetreibern, kontrahiert. Diese Kapazität, die für das gesamte Jahr vertraglich in der Reserve gebunden wird, wird nur in einem vorher definierten Knappheitsfall physisch eingesetzt, entweder zu extrem hohen Preisen am Strommarkt oder komplett ausserhalb des Marktes. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass die Reserve den Strommarkt nicht beeinflusst und die Marktakteure für Knappheitssituationen Reserveleistung selbst vorhalten, z.B. durch den Abschluss von Terminmarktprodukten, durch Vorhaltung von eigenen Produktionsanlagen oder durch Flexibilisierung von Endverbrauchern, und sich somit nicht auf die zentral bereitgestellte Reserve zur Bedienung ihrer eigenen Lieferverpflichtungen verlassen. Nur dann steht im Knappheitsfall effektiv auch zusätzliche Leistung

zur Verfügung („Zusätzlichkeit“), und nur dann verbessert sich das Versorgungssicherheitsniveau.

Anders als in diesen Stromsystemen besteht in der Schweiz jedoch, wie erläutert, absehbar kein Leistungsproblem, sondern allenfalls die Gefahr unzureichender Verfügbarkeit von Wasser im Spätwinter/Frühjahr (trotz ausreichender Turbinenleistung). Entsprechend muss die Reserve auf diese Problematik zugeschnitten werden. Hierzu sind mindestens zwei Varianten denkbar:

- **Wasserkraftreserve** – Eine der organisatorisch einfachsten Lösungen besteht in einer auf Wasserspeicher beschränkten Reserve. Hierbei kann die Sicherstellung der Verfügbarkeit in kritischen Stunden erzwungen werden, z.B. indem bezugschlagte Wasserkraftbetreiber zusichern müssen, über einen kritischen Zeitraum (z.B. zwischen März und Mai) ausreichend Wasser verfügbar zu halten, um ihre angebotene Leistung (z.B. 100 MW) jederzeit für eine definierte Dauer (z.B. 1 Woche) zur Stromerzeugung nutzen zu können. Der Verfügbarkeitsnachweis könnte vergleichsweise einfach über eine regelmässige Prüfung des Speicherstandes der bezugschlagten Anlagen vorgenommen werden. Die Turbinenleistung könnte – anders als bei der o.g. „klassischen“ Strategischen Reserve – im Grundsatz jederzeit auch im Markt genutzt werden, solange der Betreiber ausreichend Wasserreserve zur Erfüllung seiner Verpflichtung vorhält. Die Zusätzlichkeit der Reserve (gegenüber einer Situation ohne Einführung der Reserve) wäre dann dadurch gewährleistet, dass in einer Knappheitssituation tatsächlich Energie zur Verfügung stünde, welche ohne Einführung der Reserve ggf. nicht zur Verfügung gestanden hätte. Eine solche Wasserkraftreserve existiert in Neuseeland (allerdings ohne wettbewerbliche Beschaffung).

Zusätzlich oder alternativ könnte vorgeschrieben werden, dass die für die Reserve kontrahierte Turbinenleistung über den gesamten potenziell kritischen Zeitraum nicht am Markt eingesetzt werden dürfte, aber zu jedem Zeitpunkt als zuschaltbare Reserve verfügbar sein muss. Es wäre dann sichergestellt, dass neben den erforderlichen Speicherwassermengen in den jeweiligen Kraftwerken auch nicht bereits am Markt genutzte zusätzliche Turbinenleistung verfügbar wäre. Dies wäre mit einer erhöhten Sicherheit verbunden, allerdings auch mit höheren Kosten, da die Leistung über den gesamten potenziell kritischen Zeitraum (z.B. März bis Mai) ersetzt werden müsste (z.B. durch Turbinen- bzw. Kraftwerksneubau oder Importe).

- **Technologieoffene Strategische Reserve** – Alternativ könnte eine Reserve ausgestaltet werden, an welcher sowohl Wasserkraft als auch thermische Kraftwerke, flexible Nachfrager oder andere Speicherbetreiber teilnehmen können. Um z.B. im Fall thermischer Kraftwerke effektiv auch mehr verfügbare Erzeugung sicherzustellen, müsste die Leistung der kontrahierten Kraftwerke dann allerdings z.B. in der Wintermonaten vom Markt zurückgehalten werden, damit die Reserve nicht andere Kapazität am Markt verdrängt – dann wäre keine zusätzliche Absicherung gegeben. Anders bei der Wasserkraft: Für diese bedürfte es wie bei der Wasserkraftreserve einer Vorgabe für die Dauer und Menge der verfügbaren Erzeugung, da die Stromproduktion zu einem Zeitpunkt – anders als im Fall thermischer Kraftwerke – die Produktionsmöglichkeiten zu späteren Zeiten beeinträchtigt.

Eine Zurückhaltung von Leistung wäre nicht unbedingt erforderlich. Bei effizienter Ausgestaltung wären also thermische Kraftwerke und Wasserkraftwerke unterschiedlich zu behandeln, was relativ kompliziert wäre.

Energieverfügbarkeit in umfassenden Kapazitätsmechanismen sicherstellen

In einigen Ländern Europas wurden umfassende Kapazitätsmechanismen in den letzten Jahren bereits eingeführt. Prominenteste Beispiele sind hier Frankreich (dezentrale Leistungsverpflichtung) und Grossbritannien (zentrale Kapazitätsauktion). In diesen Ländern zielen die Mechanismen darauf ab, zusätzliche Kraftwerksleistung oder Nachfrageflexibilität anzureizen, damit auch in Knappheitssituationen ausreichend Leistung verfügbar ist.

Die Verfügbarkeit von installierter Leistung wird dabei in der Regel über sog. „De-Rating-Faktoren“ abgeschätzt, welche die Wahrscheinlichkeit approximieren, mit der die Leistung im Knappheitsfall tatsächlich verfügbar ist. Je höher der De-Rating-Faktor, desto grösser der Anteil an der Leistung, für den ein Betreiber eine Kapazitätszahlung erhalten kann. Meist werden diese Faktoren auf der Basis historischer Stromerzeugung in bestimmten Zeiten (z.B. im Winter) bestimmt. Während dies bei thermischen Kraftwerken – welche in diesen Ländern dominieren – im Grundsatz sinnvoll sein kann, ist dieses Vorgehen für Wasserspeicher nur begrenzt sinnvoll, da die Möglichkeit einer Verschiebung der Produktion in Knappheitszeiten nicht vollständig reflektiert wird.

Entsprechend muss das De-Rating-Verfahren für die Mechanismen in der Schweiz angepasst werden. Zielsetzung muss hier sein, dass Wasserkraftwerke einen Anreiz erhalten, Wasserreserven für die späten Wintermonate vorzuhalten. Die reine Schaffung von Leistung, ohne dass die spezifische Verfügbarkeit im Winter berücksichtigt wird, hilft für die Versorgungssicherheit in der Schweiz nicht weiter (das Problem ist ja die Energieverfügbarkeit in bestimmten Monaten, Kapazität ist hinreichend verfügbar).

Strategische Reserve ist kostengünstige, minimal-invasive Zusatzabsicherung; umfassende Mechanismen erlauben mehr Steuerung, sind aber sehr komplex

Auf Basis der Kriterien Effizienz, Komplexität/Regulierungsrisiken, Kompatibilität mit einer vollständigen Marktöffnung sowie Kompatibilität mit EU-Recht (um ein bilaterales Stromabkommens zu ermöglichen) bewerten wir, wie gut die Mechanismen geeignet sind, das Ziel der Sicherstellung von Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Hierbei fokussieren wir auf die Mechanismen mit gezielter Leistungs- und Energieabsicherung, also Strategische Reserve und umfassende Kapazitätsmechanismen.³

Bezüglich der untersuchten (den EOM ergänzenden) Marktmechanismen lässt sich zusammenfassend feststellen (**Abbildung 3**):

- **Strategische Reserve ist kostengünstige, minimal-invasive Zusatzabsicherung** – Bei der Strategischen Reserve wird nur ein geringer

³ Die Modelle „Contract for Differences“ und VKMM werden im Haupttext detailliert bewertet.

Teil der Stromproduktion bzw. –leistung kontrahiert, der Markteingriff ist im Vergleich zu den umfassenden Mechanismen deutlich geringer. Entsprechend sind auch deutlich weniger Stellschrauben administrativ festzulegen, und die potenziellen Auswirkungen von Fehlentscheidungen auf Stromerzeuger und –verbraucher sind gering (Regulierungsrisiken). Weiterhin ist zu differenzieren:

- Wasserkraftreserve ist eine vergleichsweise einfache Lösung, die direkt an der „Wurzel“ der Versorgungssicherheitsproblematik in der Schweiz ansetzt. Allerdings verzichtet sie auf Wettbewerb als Entdeckungsverfahren für alternative technische Lösungen (z.B. DSM, Neubau thermischer Kraftwerke oder andere Speicher). Entsprechend ist die Kompatibilität mit EU-Recht unsicher.
- Eine technologieoffene Ausschreibung ist grundsätzlich zu bevorzugen und entsprechend gemäss EU Beihilfeleitlinien auch grundsätzlich anzustreben. Das Ausschreibungsdesign wäre allerdings im Fall der Schweiz wie zuvor erläutert vergleichsweise komplex. Inwieweit eine Technologiefokussierung auf die Wasserkraft tatsächlich Zusatzkosten (gegenüber einer technologieoffenen Reserve) führt, hängt vor allem von der Einschätzung ab, wie wahrscheinlich alternative Technologien mit Wasserkraft in der Reserve konkurrieren können.
- **Umfassende Kapazitätsmechanismen für Versorgungssicherheit derzeit und absehbar nicht benötigt sowie komplex und teuer** – Umfassende Kapazitätsmechanismen stellen eine erhebliche Intervention in den Markt dar, mit entsprechend grossen Verzerrungen und Risiken für die Funktionsfähigkeit des Marktes, Kosten des Systems und die Belastung der Verbraucher. Ein solcher Mechanismus ist für die Stromversorgungssicherheit in der Schweiz auf Basis der derzeitigen und absehbaren Kapazitätssituation nicht erforderlich. Wir erwarten zudem, dass das derzeitige Marktdesign (ggf. in weiterentwickelter Form) auch langfristig Versorgungssicherheit sicherstellen kann. Ein umfassender Kapazitätsmechanismus wäre daher nur zu erwägen, falls
 - sich zukünftig herausstellen sollte, dass es durch einen substanziellen Rückgang von gesicherter Erzeugungskapazität doch zu einer Gefährdung der Versorgungssicherheit kommt, ohne dass der Markt hierauf wie von uns erwartet reagieren sollte. Ein Indikator für eine solche Entwicklung könnte z.B. ein zunehmender Abruf der Strategischen Reserve sein.
 - eine starke politische Präferenz für eine Kapazitätsabsicherung im Inland für Knappheitssituationen bestehen sollte (allerdings wären hierbei auch andere mögliche Instrumente zu prüfen).

Sollte vor diesem Hintergrund der Wunsch bestehen, einen umfassenden Kapazitätsmechanismus in der Schweiz einzuführen, hängt die Auswahl des konkreten Designs davon ab, inwieweit von einer vollständigen Marktöffnung auszugehen ist:

- Im Fall einer vollständigen Marktöffnung für alle Endkunden ist die Einführung einer dezentralen Leistungsverpflichtung zu präferieren, da Konkurrenz um die effiziente Beschaffung der Leistung/Energie besteht,

und zudem eine bessere Einbindung von nachfrageseitiger Flexibilität ermöglicht wird.

- Im Fall eines Fortbestands der Teilmarktöffnung ist die Einführung einer zentralen Auktion zu bevorzugen, da die o.g. Vorteile der dezentralen Leistungsverpflichtung nicht bzw. weniger stark zum Tragen kommen und die Abgrenzung der dezentralen Leistungsverpflichtung für Tarifikunden vs. Kunden mit Marktzugang komplex ist.
- **CfDs und VKMM nicht geeignet um zielgerichtet und kostengünstig verfügbare Stromerzeugung in Knappheitssituationen zu erhöhen.**

- Ein Contract for Difference ist ein wirksamer Mechanismus zur Förderung der Stromerzeugung aus Technologien, deren Vollkosten die am freien Markt zu erzielenden Erlöse übersteigen, deren Stromerzeugung jedoch beispielsweise aus umweltpolitischen Motiven politisch gewünscht sind – wie z.B. Stromerzeugung aus Erneuerbare Energien in vielen Ländern oder Kernkraft in Grossbritannien.

Ein CfD ist jedoch kein geeignetes Instrument, um zielgerichtet die verfügbare Stromerzeugung in Knappheitssituationen zu erhöhen: Stromproduktion wird pauschal angereizt – das heisst, über das gesamte Jahr gleich. Es werden keine zusätzlichen Anreize zur Vorhaltung von Leistung und Energie im späten Winter bzw. Frühjahr geschaffen, die über die Anreize aus dem EOM hinaus reichen würden. Zudem basiert das Instrument nicht auf einer Analyse der Notwendigkeit der geförderten Kraftwerke für die Versorgungssicherheit und birgt das Risiko, Verbraucher unnötig finanziell zu belasten.

Es ist davon auszugehen, dass andere Mechanismen besser geeignet sind, die hier im Vordergrund stehende Zielsetzung zu erreichen.

- Das VKMM setzt daran an, emissionsfreie Stromerzeugung in der Schweiz zu unterstützen. Insofern verbessert sich die Wirtschaftlichkeit CO₂-armer Stromerzeugungsanlagen innerhalb der Schweiz. Das Instrument setzt allerdings nicht am potenziellen Kernproblem der Versorgungssicherheit in der Schweiz an: Der Sicherstellung von Energieverfügbarkeit in Knappheitsperioden, also Stunden und Tagen mit potenziell kritischen Systemzuständen, insb. gegen Ende des Winters bzw. im Frühjahr.

Die Vermischung von Klima-, Versorgungssicherheits- und Autarkiezielen führt zudem mit hoher Wahrscheinlichkeit zu Zusatzkosten. Beispielsweise können durch das Kriterium der Emissionsfreiheit Technologien von der finanziellen Förderung ausgeschlossen werden, welche sehr kostengünstig zur Versorgungssicherheit in Knappheitssituationen beitragen könnten.

Die von den Endverbrauchern bereitzustellenden Finanzmittel werden also nicht zielgerichtet zur Erhöhung der Stromerzeugungsverfügbarkeit im Winter bzw. Frühjahr eingesetzt, auch wenn insgesamt die Wirtschaftlichkeit der Stromerzeugung in der Schweiz gestärkt wird. Es ist davon auszugehen, dass andere Mechanismen besser geeignet sind, die hier im Vordergrund stehende Zielsetzung zu erreichen.

Abbildung 3 Übersicht der Bewertung der Marktmechanismen

	Effektivität bzgl. Versorgungssicherheit	Effektivität bzgl. Kapazität im Inland	Effizienz	Komplexität / Regulierungsrisiken	Kompatibilität Marktöffnung	Kompatibilität EU-Recht
Wasserkraftreserve	+	+?	+?	+	+	?
Technologie-offene Strategische Reserve	+	+?	+?	+/-	+	+
Dezentrale Leistungsverpflichtung	+	+	+/-?	-	+	+/-
Zentrale Kapazitätsauktion	+	+	+/-?	-	+?	+/-
CfD-Modell	+/-	+/-	-	+?	+	?
VKMM	+/-	+/-	-	+/-	+	?-

Quelle: Frontier Economics

Résumé

Contexte : La transformation du système électrique pose la question du concept de marché de l'électricité pour assurer la sécurité d'approvisionnement

Le marché de l'électricité européen, y compris le marché suisse, connaît un profond changement : le développement des (nouvelles) énergies renouvelables est soutenu politiquement, tandis que les centrales thermiques telles que les centrales à charbon et dans certains pays les centrales nucléaires sont sur le déclin.

La restructuration du système électrique avec une montée en puissance des nouvelles énergies renouvelables telles que les énergies éoliennes et photovoltaïques, qui génèrent une quantité d'électricité fluctuante et dépendante des conditions météorologiques, a suscité un débat sur la sécurité d'approvisionnement dans de nombreux systèmes électriques en Europe : il convient de s'assurer que la production électrique est suffisante même lorsque le vent ne souffle pas et que le soleil ne brille pas, alors la demande en électricité est simultanément très élevée, particulièrement au cours de l'hiver ou au début du printemps.

Dans le même temps, les revenus sur les marchés de gros de l'électricité en Suisse et à l'étranger se sont considérablement détériorés au cours des dernières années en raison de la baisse des prix de l'électricité. Cela touche toutes les installations de production en situation de concurrence, particulièrement les grandes centrales hydroélectriques et les centrales thermiques conventionnelles. Même en Suisse, un risque existe que les réinvestissements dans les centrales électriques existantes ne soient plus rentables et que celles-ci ferment ou, plus probablement dans les cas des aménagements hydroélectriques, que leur disponibilité soit réduite. Ceci aurait des effets négatifs sur la capacité de production totale disponible en Suisse, respectivement sur les quantités d'électricité produites dans des situations critiques, et donc éventuellement sur la sécurité d'approvisionnement en électricité.

Objectif de l'étude : le développement de fondements pour le futur concept de marché de l'électricité en Suisse

La présente étude décrit et discute les fondements d'un futur concept de marché de l'électricité possible pour la Suisse. Grâce aux ajustements dans le concept de marché de l'électricité, les conditions-cadres nécessaires doivent être définies pour assurer la sécurité de l'approvisionnement en électricité en Suisse à un niveau élevé, aussi bien à moyen terme qu'à long terme. La sécurité d'approvisionnement se réfère ici uniquement à l'adéquation des capacités de production (« Generation Adequacy »), donc à la question de savoir si les capacités de production disponibles suffisent à couvrir la demande en électricité.

Les potentielles perturbations d’approvisionnement dues aux restrictions du réseau ne font pas l’objet de ce rapport.

Dans l’étude :

- nous définissons les particularités du système électrique suisse pertinentes pour la discussion autour de la sécurité d’approvisionnement en électricité ;
- nous analysons dans quelle mesure le concept du marché de l’électricité suisse actuel est apte à assurer la sécurité d’approvisionnement et quelles améliorations sont possibles dans le cadre du marché *Energy Only* (EOM) existant ; et
- nous étudions et évaluons un certain nombre de modèles possibles en complément au marché EOM, tels que la réserve stratégique, un mécanisme de capacité centralisé et un autre décentralisé, le modèle *Contracts for Difference* proposé par Alpiq (pour les grands aménagements hydroélectriques existants) et le modèle d’approvisionnement et de marché climatique proposé par Axpo.

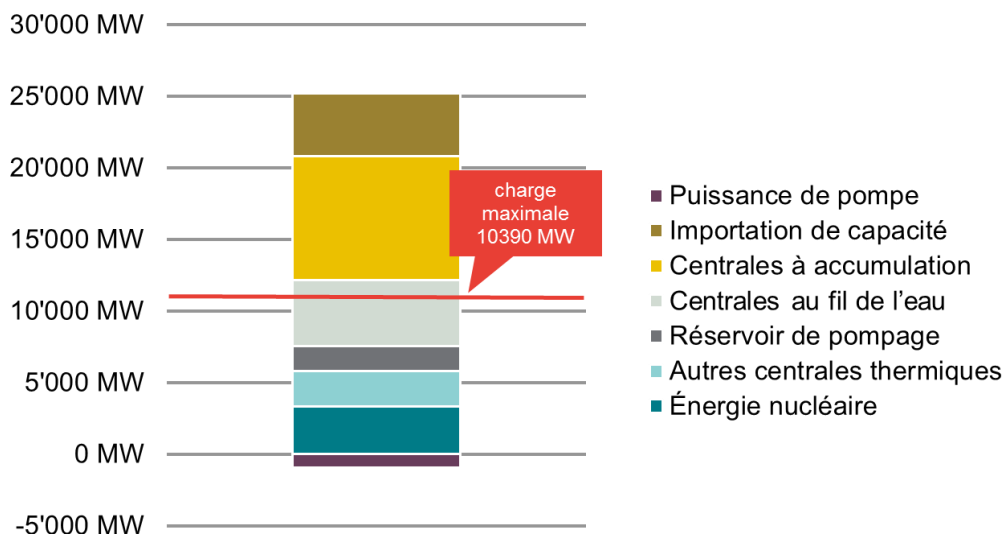
Pour finir, nous résumons les conclusions principales de l’étude.

La sécurité d’approvisionnement en Suisse dépend avant tout de la disponibilité de l’eau dans les réservoirs ainsi que des possibilités d’importation

Le débat concernant les risques pour la sécurité d’approvisionnement est lancé non seulement en Suisse, mais également dans d’autres pays européens. Le système électrique suisse comporte toutefois des structures particulières pertinentes pour la sécurité d’approvisionnement :

- **Part dominante d’aménagements hydroélectriques** : les aménagements hydroélectriques représentent une part importante de la production électrique en Suisse. Il s’agit de centrales au fil de l’eau, de centrales à accumulation ainsi que de centrales de pompage-turbinage. En raison de la variation importante de la disponibilité de l’eau selon les saisons, la Suisse exporte de l’électricité en été et en importe en hiver. Le moment précis et l’ampleur des importations et exportations sont le résultat de l’optimisation des exploitants des centrales électriques dépendant notamment des prix de gros de l’électricité et des anticipations de prix futurs. Sur l’ensemble de l’année, le bilan commercial est relativement équilibré.
- **Une capacité de production et une flexibilité à court terme suffisantes** : avec une puissance installée totale de plus de 20 GW, la Suisse dispose actuellement et dans un avenir proche d’une capacité de production suffisante pour alimenter une charge maximale domestique d’environ 10 GW avec du courant produit en Suisse, tant qu’une quantité suffisante d’eau est disponible dans les réservoirs (**Abbildung 1**). La disponibilité des centrales à accumulation et des centrales de pompage offre également au système électrique suisse une grande flexibilité à court terme.

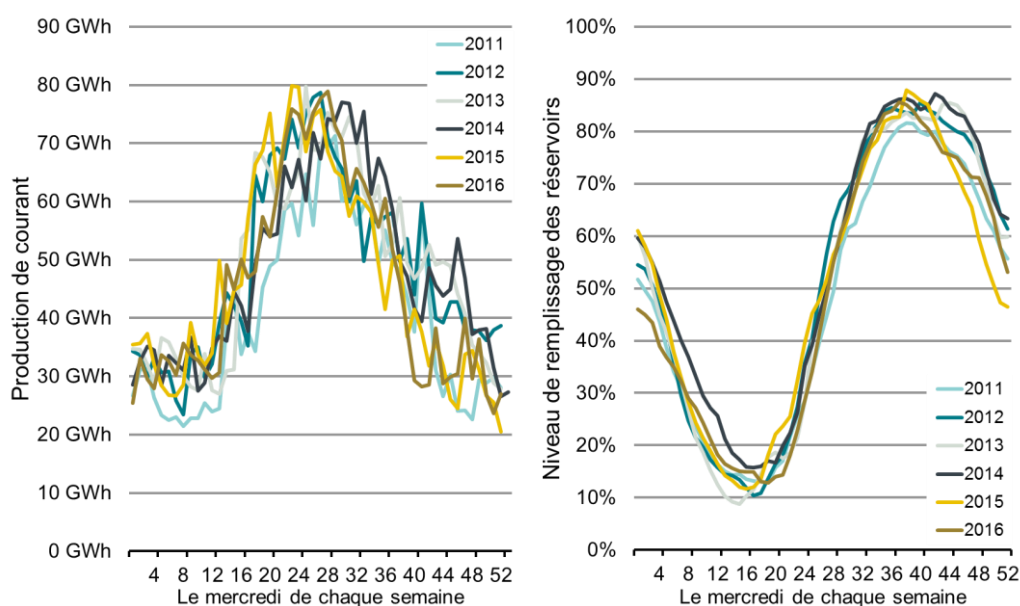
Schéma 4 Capacité des centrales électriques et charge maximale en Suisse (en 2015)



Source : Frontier Economics, sur la base des statistiques en électricité de l'OFEN en 2016

- **Une disponibilité de l'eau réduite vers à la fin de l'hiver :** la flexibilité de la production électrique est toutefois limitée à la fin de l'hiver ou au début du printemps (mars/avril), soit avant la fonte des neiges, en raison du faible niveau de remplissage des réservoirs et des faibles débits des cours d'eau (**Abbildung 2**).

Schéma 5 Profil de production des barrages hydroélectriques suisses (à gauche) et développement des niveaux de remplissage des réservoirs suisses (à droite)



Source : Frontier Economics, sur la base des statistiques en électricité de l'OFEN en 2016 et des niveaux de remplissage des réservoirs de l'OFEN de 2011 à 2016

Remarque : Production d'électricité des barrages hydroélectriques le mercredi. Les niveaux de remplissage ont également été mesurés le mercredi

- **Forte intégration réseau dans le système électrique européen** : la Suisse est géographiquement très bien placée au sein du système électrique européen. La possibilité d'importer à tout moment et la quantité désirée ne peut toutefois être garantie, par exemple lorsque des lignes tombent en panne à l'étranger ou si les pays étrangers manquent eux-mêmes de capacités ou d'électricité.
- **Faible production thermique** : la Suisse dispose actuellement de quatre centrales nucléaires, avec une capacité totale de 3,3 GW. Les centrales à gaz et à charbon ne jouent toutefois qu'un rôle mineur en comparaison européenne. En cas d'abandon de l'énergie nucléaire sans remplacement adéquat, il resterait uniquement les centrales hydroélectriques au fil de l'eau comme source de production d'énergie en ruban dans le pays. Cette production varie cependant considérablement selon les saisons.

Dans ce contexte, la particularité de l'énergie hydroélectrique est particulièrement pertinente dans la discussion concernant la sécurité d'approvisionnement en Suisse : contrairement au débat dans d'autres pays européens, la sécurité d'approvisionnement n'est pas un problème de capacité des centrales électriques ou de puissance installée, mais plutôt un problème de disponibilité saisonnière de l'eau ou de possibilités d'importation. Une pénurie d'électricité serait susceptible de se produire notamment à la fin de l'hiver ou au début du printemps, soit principalement entre mars et mai, selon la quantité d'eau turbinée au début de l'hiver et selon le moment où la disponibilité de l'eau augmente à nouveau avec la fonte des neiges.

Le concept de marché actuel est approprié pour garantir la sécurité d'approvisionnement, il existe toutefois un potentiel d'amélioration

Le modèle de marché EOM actuel⁴ repose principalement sur les mesures de précaution des acteurs du marché eux-mêmes en cas de pénurie sur le marché : les fournisseurs doivent ainsi s'assurer d'être en mesure d'approvisionner leurs clients même lorsque la quantité d'électricité disponible sur le marché est faible et que les prix deviennent extrêmement élevés. Les fournisseurs doivent ainsi se fournir auprès des producteurs ou s'assurer de la disponibilité de leur propre production d'électricité. Il en va de même pour les clients : ceux-ci ne peuvent consommer que l'énergie qu'ils ont le droit de percevoir selon leur contrat. Si les acteurs du marché ne respectent pas ces conditions, ils seront « sanctionnés » par une facture élevée d'énergie d'ajustement, qu'il s'agit de payer pour l'acquisition d'électricité auprès du gestionnaire réseau Swissgrid.

Ce mécanisme fonctionne en principe également pour conserver suffisamment d'eau dans réservoirs des centrales à accumulation à la fin de l'hiver et au début du printemps. Les acteurs du marché évaluent les risques de pénurie d'approvisionnement à la fin de l'hiver et gardent à disposition les quantités d'eau

⁴ EOM signifie « marché Energy Only ». Il convient cependant de considérer que le marché Energy Only dispose également de marchés pour lesquels la puissance ou la capacité sont négociés, par exemple les marchés pour les réserves de réglage. En outre, la mise à disposition de puissance est également négociée dans le EOM bilatéralement entre les acteurs du marché, sans toutefois que cela ne soit organisé par une instance centrale.

pour la production d'électricité pendant la période « critique ». Cela s'applique également lorsque l'électricité peut être exportée à un prix élevé vers d'autres pays européens, par exemple en janvier ou février, des pénuries d'électricité étant susceptibles de survenir à cette période.

Les mesures visant à garder suffisamment d'eau à disposition pour la fin de l'hiver en Suisse dépendent principalement, outre les possibilités d'importation attendues, de la hauteur des « sanctions financières » dans le cadre du système de prix de l'énergie d'ajustement, qui se répercutent également sur la formation des prix sur les marchés spot et à terme. Ce système est déjà aujourd'hui fonctionnel en Suisse. Des améliorations pourraient être apportées avant tout par une mise à disposition améliorée des informations et par un renforcement des signaux des prix pendant les situations critiques (éventuellement jusqu'au commerce de détail), comme par exemple :

- la publication dans un délai court des prix de l'énergie d'ajustement et d'informations concernant l'état du système dans la zone de réglage Suisse, au plus tard une heure après la fourniture ;
- l'intégration des prix en temps réel dans la détermination des prix de l'énergie d'ajustement, comme par exemple un prix intraday moyen observé sur le négoce d'électricité en continu ; et
- une augmentation administrative des prix de l'énergie d'ajustement dans les situations de pénurie, par ex. par la mise en place d'une fonction de pénurie ou d'un facteur de pénurie, comme cela a été mis en place au cours des dernières années en Allemagne et en Grande-Bretagne.

De plus, les possibilités pour les acteurs du marché de faire du négoce d'électricité à court terme peuvent être améliorées. Cela les aide, par exemple lors d'événements inattendus (par ex. arrêt subit d'une centrale électrique, production d'électricité renouvelable plus faible qu'attendue, etc.), à acquérir l'électricité manquante eux-mêmes directement sur le marché, même lorsque les délais sont très courts (le jour même). En outre, une tarification correcte de l'électricité sur le court terme exige un marché *intraday* qui soit liquide. Une meilleure intégration du marché de l'électricité suisse avec les marchés des pays voisins pourrait accroître cette liquidité et contribuer au renforcement du commerce transnational et à l'amélioration des échanges de flexibilités.

Il convient également de mentionner que l'installation prévue de compteurs intelligents en Suisse améliore encore le bon fonctionnement du marché de l'électricité, puisqu'ils permettent également aux plus petits consommateurs d'ajuster leur consommation en fonction des prix de l'électricité, et donc de limiter la pénurie dans les systèmes électriques (flexibilité de la demande, ou « gestion de la demande »). Cependant, ce potentiel offert par les compteurs intelligents ne se concrétisera complètement qu'une fois le marché de l'électricité complètement libéralisé. Une ouverture à la concurrence de l'approvisionnement des petits consommateurs, équipés de compteurs intelligents dans le cadre du déploiement prévu, permet aux nouveaux acteurs du marché de démarcher auprès des clients avec des produits innovants et avantageux. La pratique montre qu'une ouverture totale du marché où les clients ont le libre choix de leur fournisseur augmente la probabilité que des produits et des contrats d'approvisionnement qui rémunèrent

la flexibilité de la demande s'établissent (par ex. par une tarification variable dans le temps).

Des modifications supplémentaires du concept de marché pourraient poursuivre des objectifs différents

Nous supposons donc que le modèle actuel du marché peut assurer en principe la sécurité d'approvisionnement en Suisse et qu'aucune pénurie d'approvisionnement ne surviendra, au moins dans un avenir prévisible (hormis d'éventuels goulets d'étranglement au niveau des réseaux régionaux ou locaux). Le futur concept de marché en Suisse pourrait reposer sur un EOM comme jusqu'à maintenant. L'Autriche suit cette approche.

La politique pourrait toutefois poursuivre des objectifs supplémentaires ou allant plus loin en matière de sécurité d'approvisionnement. Pour en nommer quelques-uns :

- **Garanties supplémentaire en matière de sécurité d'approvisionnement :** l'objectif ici serait d'assurer la sécurité d'approvisionnement en Suisse au-delà du niveau déjà assuré par les acteurs du marché, par analogie avec le concept de stockage obligatoire dans d'autres marchés, dans lesquels l'approvisionnement des clients finaux est essentiel (par ex. les produits pétroliers ou les médicaments). Il s'agirait de « bretelles » supplémentaire à la « ceinture » existante (sous la forme de l'obligation d'approvisionnement pour les fournisseurs en combinaison avec le régime de prix de l'énergie d'ajustement ainsi que de la puissance de réglage fournie par Swissgrid).

La Belgique, l'Allemagne et la Suède/Finlande suivent cette approche.

- **Garantie d'une certaine capacité de production domestique pour les situations de pénurie :** selon notre avis, le modèle actuel du marché EOM assure une production d'électricité globale suffisante. Dans quelle mesure les capacités de production disponibles lors d'une situation de pénurie se trouvent en Suisse est toutefois le résultat du mécanisme du marché. Il faut donc s'attendre à ce que la production énergétique provienne en partie de l'étranger en cas de pénurie. Si le risque que le gouvernement d'un pays voisin limite l'exportation vers la Suisse est considéré comme considérable par la politique, un objectif pourrait être de limiter la part des importations en cas de situation de pénurie.

La France, la Grande-Bretagne et l'Italie suivent cette approche.

- **Diminution générale de la dépendance des importations (en hiver) :** un autre objectif politique peut être de diminuer globalement la dépendance de la Suisse des importations d'électricité, et donc pas uniquement pendant les heures et les jours de pénuries possibles. Cette approche n'améliorerait pas directement la sécurité d'approvisionnement, mais viserait avant tout la diminution globale des importations d'électricité en Suisse durant l'hiver, notamment en transférant la production d'électricité d'été en hiver (ce qui est en pratique très difficile en raison de la dépendance de la production d'électricité de la disponibilité de l'eau) ou en augmentant les capacités de production utilisables en hiver. Cet objectif est fortement lié à la volonté de

soutenir la production d'électricité en Suisse en général.

À notre connaissance, aucun autre pays d'Europe ne poursuit cette approche.

Les approches mentionnées ci-dessus suivent un ordre croissant en ce qui concerne le niveau d'ingérence dans le marché de l'électricité et un ordre décroissant en ce qui concerne la pertinence pour la sécurité d'approvisionnement. Nous partons du principe que les coûts pour les consommateurs de la mise en place des approches augmentent plus celle-ci interfère profondément dans le fonctionnement du marché de l'électricité.

Les options pour un « nouveau » concept de marché en Suisse sont diversement appropriées pour atteindre les possibles objectifs

Dans le contexte des défis possibles concernant la sécurité d'approvisionnement et les autres objectifs en Suisse, nous avons analysé, dans le cadre de l'étude, les mécanismes de marché ou les mécanismes de capacité (en complément à l'EOM) suivants:

- **Réserve stratégique** : une instance nationale centrale contracte des capacités de production électriques, respectivement de la production d'électricité (dans le cas de la Suisse, avant tout l'eau accumulée dans les réservoirs) à n'utiliser qu'en cas de pénurie en Suisse. Les réserves sont par exemple acquises et payées par le biais d'appels d'offres, puis les coûts répercutés sur les consommateurs d'électricité par exemple par le biais d'une redevance.
- **Obligation décentralisée de capacités** : les fournisseurs d'électricité ou les consommateurs sont tenus de contracter une capacité ou une quantité de production électrique définie préalablement en cas de pénurie et de l'attester par des certificats. Le volume des certificats qui doivent être détenus peut soit être défini par l'État (par ex. à hauteur de la charge de pointe la plus élevée de l'année déduction faite des importations possibles, réparti entre tous ceux soumis à l'obligation), soit résulter de manière implicite de la part de chaque consommateur (respectivement de son fournisseur) de la charge effective du système lors d'une situation de pénurie. Les acteurs soumis à l'obligation peuvent acquérir les certificats auprès de tiers (« marché de capacité »), par exemple auprès des exploitants de centrales électriques ou des consommateurs flexibles, lesquels s'engagent à mettre à disposition les capacités de production, respectivement l'énergie correspondante. Si les engagements ne sont pas remplis, des sanctions financières (pénalités) sont exigibles. Dans ce contexte, le système s'apparente au système d'énergie d'ajustement du marché Energy Only actuel. Ces pénalités s'appliquent toutefois de manière additionnelle en cas de non-respect de l'obligation pendant une période de pénurie.
- **Enchère centralisée de capacités** : une instance centrale acquiert sur le marché un volume désiré de capacités de production (puissance (en MW), par ex. à hauteur de la charge de pointe de l'année moins un certain potentiel d'importation) par un appel d'offres. Les fournisseurs qui obtiennent

l'adjudication sont tenus de mettre à disposition la puissance correspondante dans les situations de pénurie, mais peuvent la commercialiser directement sur le marché de l'électricité. En contrepartie de la disponibilité de la puissance en cas de pénurie, ils reçoivent des paiements de capacité dont le montant est déterminé dans l'appel d'offres. Les coûts des paiements de capacité peuvent par exemple être répercutés sur les consommateurs d'électricité par le biais d'une redevance. Si les fournisseurs de capacité ne remplissent pas leurs engagements, des sanctions financières (pénalités) sont exigibles.

- **Contract for Difference (CfD) pour l'énergie hydraulique⁵** : les exploitants des centrales hydroélectriques existantes en Suisse sont habilités à conclure avec une instance centrale un « *contract for difference* ». Dans le cadre d'un tel contrat, l'exploitant a le droit de recevoir chaque année la différence entre les coûts totaux de production et les prix de marché attendus ou, si le prix de marché attendu dépasse les coûts de production, a l'obligation de payer cette différence. La situation actuelle du marché étant susceptible d'entraîner des paiements en faveur de l'exploitant de centrale électrique, ces paiements sont effectués par l'instance centrale, et répercutés sur les consommateurs par exemple par le biais d'une redevance.
- **Modèle d'approvisionnement et de marché climatique (MAMC)** : le modèle se compose de deux éléments essentiels :
 3. Une taxe sur le CO₂ est perçue sur la consommation finale d'électricité, de manière analogue à la consommation finale de combustibles pour la production de chaleur. Le montant de la taxe dépend de la différence entre la taxe CO₂ sur les combustibles et le prix du CO₂ dans le système communautaire d'échange de quotas (SCEQE), multipliée par l'intensité moyenne des émissions de CO₂ de la production d'électricité en Europe. Actuellement, la taxe sur la consommation finale d'électricité se monterait à environ 20 CHF/MWh.
 4. Il est possible d'être exempté de la taxe sur le CO₂ si l'électricité consommée est produite en Suisse et neutre du point de vue du CO₂. Cela devrait être attesté mensuellement par une attestation d'origine (AO) que les consommateurs et les fournisseurs peuvent obtenir auprès des fabricants d'électricité, de manière analogue à l'obligation décentralisée de capacités mentionnée plus haut. De cette manière, les exploitants de centrales de production d'électricité neutre en CO₂ en Suisse obtiennent des revenus supplémentaires lorsque l'offre d'AO est plus faible que la demande (tous les mois durant lesquels la Suisse est importatrice nette, soit en hiver).

Les systèmes analysés ne sont pas appropriés de la même façon pour remplir

⁵ Alpiq a initialement proposé ce modèle. En mars 2017, celui-ci a ensuite été proposé dans le cadre d'une proposition commune des grands producteurs d'électricité suisses sous la supervision de Swisselectric comme mesure à court terme sous forme de « prime de marché ». Les coûts sont supportés dans le cadre de l'ouverture partielle du marché uniquement par les clients de l'approvisionnement de base. Cependant, cette étude se focalisant sur la période postérieure à 2020, le modèle, en accord avec Alpiq, a été analysé comme modèle à long terme possible sans se concentrer sur les clients avec un approvisionnement de base. Par conséquent, les coûts engendrés seraient supportés par tous les clients par exemple par le biais d'une redevance.

les différents objectifs nommés d'un nouveau concept de marché de l'électricité en Suisse :

- Une **réserve stratégique** suffit pour assurer la sécurité d'approvisionnement au-delà du niveau garanti par les acteurs du marché. La réserve est acquise normalement sur le marché domestique, mais pourrait aussi être contractée auprès de centrales électriques à l'étranger. Dans quelle mesure les producteurs d'électricité étrangers contribuent à assurer la sécurité d'approvisionnement dans le cadre de l'EOM n'est toutefois pas directement contrôlable.

Une diminution des importations d'électricité (en hiver et au printemps) ne peut pas être atteinte avec cet instrument. Au contraire, comme l'eau des centrales à accumulation est retenue pour la réserve, les importations d'électricité pourraient au total même (légèrement) augmenter.

- Des **mécanismes de capacité centralisés et décentralisés** peuvent permettre de contrôler politiquement le niveau des capacités de production qui sont assurées dans le pays. Par contre, il n'est pas possible de contrôler les quantités d'électricité globalement produites dans le pays (à savoir dans quelle mesure les capacités installées produisent concrètement de l'électricité) ni le niveau des importations.
- A contrario, les modèles **CfD** et **MAMC** permettent de soutenir une partie de la production d'électricité en Suisse. Le volume de production d'électricité en Suisse ne peut toutefois pas être directement contrôlé, mais reste le résultat du marché. En outre, ces modèles n'offrent aucune garantie de capacité supplémentaire en Suisse dans les situations de pénurie (soit pendant les heures et les jours où le système est dans des conditions critiques) :
 - Le modèle CfD soutient financièrement les centrales hydroélectriques existantes, mais ne repose toutefois pas sur une analyse de la sécurité d'approvisionnement et ne crée aucune incitation supplémentaire pour la mise à disposition de puissance et d'énergie en cas de pénurie, ni d'incitations pour des capacités de production supplémentaires.
 - Le MAMC offre essentiellement des incitations pour renforcer la production d'électricité des centrales électriques sans CO₂ en hiver, dans la mesure du possible (particulièrement pour les centrales nucléaires). Les importations d'électricité pourraient ainsi (théoriquement) diminuer durant l'hiver et le printemps, par exemple en transférant en hiver une partie de la production électrique des centrales à accumulation produite en été/automne. Cependant, les capacités de stockage des réservoirs sont limitées et sont déjà plus ou moins remplies complètement pour le stockage saisonnier de l'eau. Dans l'ensemble, aucun transfert considérable n'est prévisible, les réservoirs étant déjà aujourd'hui presque entièrement remplis en automne.

Aucune incitation explicite supplémentaire pour fournir de l'énergie en cas de pénurie à la fin de l'hiver ne résulte du MAMC, puisque la hausse implicite des prix par la vente d'AO devrait être identique tous les mois

durant lesquelles la Suisse est importatrice nette d'électricité. Il n'y a par exemple pas d'incitation supplémentaire pour les exploitants de centrales à accumulation à renoncer à turbiner l'eau lorsque les prix sont élevés, en janvier ou février, pour la conserver pour les situations critiques potentielles pour la sécurité d'approvisionnement en mars, avril ou mai. Au contraire, les incitations pour les exploitants de centrales électriques de conserver de l'eau pour les possibles cas de pénurie juste avant la fonte des neiges (par ex. début/mi-avril) pourraient diminuer, parce que la Suisse pourrait déjà être exportatrice nette ce mois-ci. Les prix des AO seraient alors nul, de sorte que le turbinage avant le mois d'avril pourrait apporter des revenus (AO) plus élevés. Dans ce cas, le MAMC augmenterait même le risque de créer des pénuries d'électricité peu avant la fonte des neiges, c'est-à-dire précisément lorsque les réservoirs sont déjà presque vides.

Si tant est qu'il y ait des effets positifs des deux modèles sur la sécurité d'approvisionnement en Suisse, ils seraient de nature indirecte, par exemple en raison de l'amélioration globale de la situation économique des exploitants de centrales électriques suisses.

Si l'objectif d'un concept de marché révisé en Suisse est d'adresser le thème de la « sécurité d'approvisionnement en situation de pénurie », ce qui est le mandat de cette étude, les modèles des « contracts for difference » ainsi que « modèle d'approvisionnement et de marché climatique » seraient rejetés.

La réserve stratégique et les mécanismes de capacités étendus doivent être adaptés à la situation de la Suisse

La réserve stratégique ainsi que les deux mécanismes étendus de capacités, c'est-à-dire l'enchère centralisée de capacités et l'obligation décentralisée de capacités, sont déjà mis en œuvre dans certains pays. Cependant, le contexte initial de la plupart de ces pays diffère nettement de celui de la Suisse. Les capacités de production (puissance) de ces pays sont en général la contrainte, alors qu'en Suisse, une possible situation de pénurie résulterait essentiellement du manque d'eau dans les réservoirs des centrales à accumulation. En conséquence, la conception des mécanismes devrait être adaptée aux spécificités de la Suisse :

Assurer la disponibilité en énergie par une réserve stratégique

Dans le cadre d'une réserve stratégique classique, par exemple en Belgique, Allemagne, Suède ou Finlande, une capacité de production d'électricité relativement faible est contractée par une instance centrale, la plupart du temps par les exploitants de réseaux de transport. Cette capacité, mise dans la réserve par contrat pour l'ensemble de l'année, n'est utilisée physiquement que dans des situations de pénurie préalablement définies, soit en étant offerte à des prix extrêmement élevés sur le marché de l'électricité, soit complètement en dehors du marché. Cela permet de garantir que la réserve n'influence pas le bon fonctionnement du marché de l'électricité ni ne réduise les mesures de précaution des acteurs du marché pour mettre à disposition eux-mêmes

suffisamment de capacités en cas de pénurie, par exemple par l'acquisition de produits dérivés, en conservant des capacités de production en réserve ou par la flexibilisation des consommateurs finaux. Les acteurs du marché ne sont pas incités à se reposer sur la réserve stratégique pour garantir leurs propres obligations d'approvisionnement. C'est seulement dans ces conditions, lorsque la puissance disponible dans la réserve est additionnelle au marché, que le niveau de sécurité d'approvisionnement augmente.

Contrairement à ces systèmes électriques, le problème de la Suisse ne se situe pas au niveau de la puissance, mais dans le risque d'un manque de disponibilité de suffisamment d'eau dans les réservoirs la fin de l'hiver et au printemps (malgré une puissance de turbinage théoriquement suffisante). Par conséquent, la réserve stratégique doit être adaptée à ce problème. Deux possibilités sont envisageables :

- **Une réserve hydroélectrique** : l'une des solutions les plus simples à mettre en place est une réserve limitée aux réservoirs des centrales à accumulation. La disponibilité d'électricité aux heures critiques peut être assurée, par exemple si les exploitants de centrales hydroélectriques ayant obtenu l'adjudication doivent veiller à conserver suffisamment d'eau disponible pendant les périodes critiques (par ex. entre mars et mai) pour pouvoir mettre à disposition leur capacité de production (par ex. 100 MW) à n'importe quel moment pendant une durée définie (par ex. 1 semaine). La vérification de la disponibilité pourrait être réalisée relativement simplement par une vérification régulière du niveau de remplissage du réservoir. La puissance des turbines pourrait, contrairement à la réserve stratégique « classique » mentionnée ci-dessus, être en principe offerte sur le marché à tout moment, tant que l'exploitant conserve suffisamment d'eau dans son réservoir pour remplir son obligation. L'additionnalité de la réserve (par opposition à une situation sans mise en place de la réserve stratégique) serait ainsi garantie par le fait que de l'énergie serait effectivement disponible en cas de pénurie, ce qui ne serait pas forcément le cas sans la mise en place de cette réserve. Une telle réserve hydroélectrique existe en Nouvelle-Zélande (toutefois sans un processus d'acquisition concurrentiel).

En outre, ou alternativement, il pourrait être demandé que la puissance de turbinage contractée pour la réserve ne soit pas utilisée sur le marché pendant toute la période potentiellement critique, mais qu'elle doive être disponible à n'importe quel moment en tant que réserve activable. Il serait ainsi garanti que, outre les quantités nécessaires d'eau stockée dans les centrales électriques, la puissance de turbinage additionnelle n'ayant pas encore été offerte sur le marché serait disponible. Ceci offrirait une sécurité accrue, toutefois à un coût plus élevé, car la puissance mise en réserve devrait être compensée (par ex. par l'importation ou par des nouvelles turbines ou centrales électriques) pendant toute la période potentiellement critique (par ex. de mars à mai).

- **Une réserve stratégique ouverte à toutes les technologies** : alternativement, une réserve pourrait être développée à laquelle pourraient participer à la fois des centrales thermiques et hydroélectriques, des consommateurs flexibles et d'autres technologies de stockage. Pour assurer une production qui soit effectivement additionnelle, notamment dans le cas

d'une centrale thermique, la puissance de la centrale contractée devrait être conservée à l'écart du marché, par exemple en hiver, de sorte que la réserve stratégique n'évince pas du marché d'autres capacités de production. Il n'y aurait sinon pas de protection supplémentaire. Le cas des centrales hydroélectriques est différent : pour celles-ci, comme pour la réserve hydroélectrique ci-dessus, la durée et la quantité de la production à garder en réserve devrait être définie spécifiquement à l'avance. Ceci car contrairement aux centrales thermiques, la production d'électricité à un moment donné compromet les possibilités de production à un moment ultérieur. Une mise en réserve de la puissance ne serait dès lors pas forcément indispensable. Pour un fonctionnement optimal, les centrales thermiques et hydroélectriques devraient être traitées différemment, ce qui serait relativement compliqué.

Assurer la disponibilité en énergie avec des mécanismes de capacité étendus

Dans certains pays européens, des mécanismes de capacité étendus ont déjà été mis en place au cours de ces dernières années. Les exemples les plus importants sont la France (obligation décentralisée de capacités) et la Grande-Bretagne (enchère centralisée de capacités). Dans ces pays, les mécanismes visent à stimuler des capacités supplémentaires de production ou la flexibilité de la demande afin que des capacités suffisantes soient disponibles en cas de pénurie.

La disponibilité de la capacité installée est estimée à l'aide des facteurs de « *de-rating* » qui évaluent approximativement la probabilité à laquelle la capacité de production sera effectivement disponible en cas de pénurie. Plus le facteur de *de-rating* est élevé, plus la part de la capacité de production pour laquelle un exploitant peut obtenir un paiement de capacité est grande. La plupart du temps, ces facteurs sont déterminés sur la base de la production historique pendant une période précise (par ex. en hiver). Bien que cela puisse être judicieux pour les centrales thermiques (prédominant dans ces pays), cette procédure fait peu de sens pour les centrales à accumulation, car la possibilité de déplacer sa production en période de pénurie n'est pas entièrement prise en compte.

Par conséquent, le procédé de *de-rating* de ces mécanismes doit être adapté en Suisse. L'objectif doit être l'incitation des centrales hydroélectriques à conserver des réserves d'eau pour la fin de l'hiver. La construction de capacités de production supplémentaires, sans que la disponibilité spécifique en hiver ne soit prise en compte, n'améliore pas la sécurité d'approvisionnement de la Suisse (le problème étant la disponibilité de l'énergie certains mois, alors que la disponibilité de capacités de production est suffisante).

La réserve stratégique est une assurance supplémentaire peu coûteuse et peu invasive. Les mécanismes étendus offrent plus de contrôle, mais sont très complexes

Sur la base des critères d'efficacité, de complexité/risques de la réglementation, de compatibilité avec l'ouverture totale du marché et de compatibilité avec le droit européen (pour permettre un accord bilatéral sur l'électricité), nous analysons

dans quelle mesure les mécanismes sont conçus pour atteindre l'objectif d'assurer la sécurité d'approvisionnement. Nous nous concentrons ici sur les mécanismes qui ciblent spécifiquement la disponibilité suffisante de puissance et d'énergie, soit une réserve stratégique et des mécanismes étendus de capacité.⁶

Concernant les mécanismes de marché étudiés (qui complètent l'EOM), il est possible de résumer comme ceci (**Abbildung 3**) :

- **La réserve stratégique est une assurance supplémentaire peu coûteuse et peu invasive** : avec la réserve stratégique, seule une petite part de la puissance ou de la production électrique totale est contractée, l'ingérence dans le fonctionnement du marché est considérablement plus faible par rapport aux mécanismes étendus de capacité. Par conséquent, il y a également nettement moins de paramètres à déterminer administrativement, et les effets potentiels de décisions erronées sur les exploitants et les consommateurs d'électricité sont faibles (risques de réglementation). De plus, il faut également nuancer que :
 - La réserve hydroélectrique est une solution pouvant être réalisée simplement, qui s'attaque directement à la « racine » du problème de sécurité d'approvisionnement en Suisse. Elle se prive toutefois de la concurrence entre les technologies qui permet la découverte de solutions techniques alternatives (par ex. gestion de la demande, nouvelles constructions de centrales thermiques ou de nouvelles technologies de stockage). La compatibilité avec le droit européen est incertaine.
 - Un appel d'offres ouvert à toutes technologies est généralement préférable et on devrait en principe y aspirer selon les directives européennes sur les aides d'Etat. La conception d'un tel appel d'offres serait toutefois relativement complexe pour la Suisse, comme mentionné plus haut. Dans quelle mesure la focalisation sur les centrales à accumulation conduit effectivement à des coûts supplémentaires (par rapport à une réserve ouverte à toutes les technologies) dépend avant tout de la probabilité avec laquelle des technologies alternatives pourraient concurrencer l'hydroélectricité dans la réserve.
- **Les mécanismes étendus de capacités pour la sécurité d'approvisionnement ne sont pas nécessaire, ni actuellement ni dans un futur prévisible, et sont complexes et coûteux** : les mécanismes étendus de capacités représentent une ingérence considérable dans le fonctionnement du marché, avec par conséquent des distorsions et des risques importants pour son bon fonctionnement, pour les coûts du système et les coûts supportés par le consommateur. Sur la base de la situation actuelle et prévisible en matière de capacités de production, un tel mécanisme n'est pas nécessaire pour la sécurité d'approvisionnement en électricité en Suisse. Nous estimons également que le modèle de marché actuel (éventuellement sous une forme plus élaborée) est en mesure d'assurer la sécurité d'approvisionnement sur le long terme. Un mécanisme étendu de capacité ne serait donc à envisager que si :
 - à l'avenir, il s'avérait qu'une baisse substantielle de la capacité représenterait néanmoins un danger pour la sécurité d'approvisionnement

⁶ Les modèles « contrat de différence » et MMSA sont évalués en détail dans le texte.

et que le marché n'y réagisse pas, contrairement à ce que nous attendons. Si la réserve stratégique était utilisée de plus en plus régulièrement, cela pourrait indiquer un tel développement.

- il y avait une forte préférence politique pour une disponibilité de capacités de production en Suisse dans les cas de pénurie (d'autres possibles instruments devraient alors également être examinés).

Si, dans cette perspective, le souhait d'introduire un mécanisme étendu de capacités en Suisse devait se concrétiser, le choix du modèle spécifique dépend du degré d'ouverture du marché de l'électricité :

- Dans le cas d'une ouverture complète du marché pour l'ensemble des clients finaux, la mise en place d'une obligation décentralisée de capacités est préférable car la concurrence pour une acquisition efficiente de puissance/d'énergie existe, et une meilleure intégration de la flexibilité des consommateurs serait possible.
 - Dans le cas du maintien de l'ouverture partielle du marché, la mise en place d'une enchère centralisée de capacités est préférable car les avantages de l'obligation décentralisée de capacité disparaissent ou sont moindres et la délimitation de l'obligation décentralisée de capacité entre les clients captifs et les clients ayant accès au marché est complexe.
- **Les CfD et le MAMC ne sont pas adaptés pour augmenter de manière ciblée et économique la production d'électricité disponible en cas de pénurie**

- Un *contract for difference* est un mécanisme efficace pour promouvoir la production d'électricité à partir des technologies dont les coûts totaux dépassent les revenus réalisables sur le marché libre, dont la production d'électricité est cependant souhaitée sur le plan politique pour des raisons environnementales, comme par exemple la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables dans beaucoup de pays ou l'énergie nucléaire en Grande-Bretagne.

Le CfD n'est toutefois pas un instrument adapté pour augmenter de manière ciblée la production d'électricité disponible en cas de pénurie : la production d'électricité est stimulée de manière générale, c'est-à-dire toute l'année. Aucune incitation supplémentaire pour mettre à disposition des capacités et de l'énergie à la fin de l'hiver ou au printemps n'est créée, qui iraient au-delà des incitations de l'EOM. En outre, l'instrument ne se base pas sur une analyse de la nécessité pour la sécurité de l'approvisionnement des centrales électriques subventionnées et comporte le risque faire inutilement supporter des charges financières supplémentaires au consommateur.

On peut donc supposer que d'autres mécanismes sont mieux adaptés pour atteindre l'objectif principal.

- Le MAMC vise à soutenir la production d'électricité sans émission en Suisse. Il permet ainsi d'améliorer la rentabilité des centrales de production d'électricité en Suisse qui n'émettent pas de CO₂. L'instrument ne s'attaque cependant pas au problème potentiel central de la sécurité d'approvisionnement en Suisse : la garantie de la disponibilité d'énergie en période de pénurie, soit pendant les heures et les jours où le système

se trouve en situation critique, en particulier vers la fin de l'hiver soit au printemps.

L'amalgame des objectifs en matière de climat, de sécurité d'approvisionnement et d'autosuffisance entraîne également une plus grande probabilité de coûts supplémentaires. Par exemple, le critère de l'absence d'émissions peut exclure d'un soutien financier certaines technologies qui pourraient assurer la sécurité de l'approvisionnement à moindre coût dans les situations de pénurie.

Les ressources financières à la charge des consommateurs finaux ne sont alors pas utilisées de manière ciblée pour augmenter la disponibilité des capacités de production d'électricité en hiver ou au printemps, même si la rentabilité générale pour les producteurs d'électricité s'en retrouve améliorée. On peut donc supposer que d'autres mécanismes sont mieux adaptés pour atteindre l'objectif principal.

Schéma 6 Aperçu de l'évaluation des mécanismes du marché

	Efficacité concernant la sécurité de l'approvisionnement	Efficacité concernant les capacités en Suisse	Efficience	Complexité / risques de la réglementation	Compatibilité Ouverture du marché	Compatibilité Droit de l'UE
Réserve hydroélectrique	+	+ [?]	+ [?]	+	+	?
Réserve stratégique ouverte à toutes les technologies	+	+ [?]	+ [?]	+/-	+	+
Obligation décentralisée de capacités	+	+	+/- [?]	-	+	+/-
Enchère centralisée de capacités	+	+	+/- [?]	-	+ [?]	+/-
Modèle CfD	+/-	+/-	-	+ [?]	+	?
MAMC	+/-	+/-	-	+/-	+	? ⁻

1 HINTERGRUND UND ZIELSTELLUNG DES BERICHTES

1.1 Hintergrund

Der europäische Strommarkt, einschliesslich der Schweiz, befindet sich, vorangetrieben durch die Klimapolitik und die hiermit einhergehenden Treibhausgasminderungsziele, in einem grundlegenden Wandel: Der Ausbau der Erneuerbaren Energien wird politisch unterstützt vorangetrieben, während bestimmte Kraftwerkstechnologien wie Kohlekraftwerke und in einigen Ländern auch Kernkraftwerke auf dem Rückzug sind.

Die Restrukturierung des Stromsystems mit einer massiven Zunahme der Erneuerbaren Energien wie Wind und PV, die fluktuierend und wetterabhängig Strom erzeugen, hat in vielen Stromsystemen in Europa eine Debatte um die Versorgungssicherheit mit Strom entfacht: So muss sichergestellt sein, dass auch dann ausreichend Stromerzeugung zur Verfügung steht, wenn der Wind nicht weht, die Sonne nicht scheint und gleichzeitig die Stromnachfrage sehr hoch ist, also v.a. in den Wintermonaten oder zu Beginn des Frühjahrs.

Gleichzeitig hat sich die Ertragssituation auf den Stromgrosshandelsmärkten in der Schweiz und im Ausland aufgrund gesunkener Strompreise für die im Wettbewerb stehenden Kraftwerke, also v.a. konventionelle Kraftwerke, in den letzten Jahren erheblich verschlechtert. Für bestehende Kraftwerke, auch innerhalb der Schweiz, besteht damit das Risiko, dass sich Reinvestitionen nicht mehr rentieren, mit entsprechenden Rückwirkungen auf die Verfügbarkeit der Kraftwerke, oder Kraftwerke stillgelegt werden. Dies hätte entsprechend negative Auswirkungen auf die Verfügbarkeit von Kraftwerkskapazität in der Schweiz und damit ggf. auf die Versorgungssicherheit mit Strom.

1.2 Zielstellung des Projektes

Die vorliegende Studie skizziert und diskutiert mögliche Eckpunkte eines möglichen zukünftigen Strommarktdesigns für die Schweiz. Durch die Anpassungen im Strommarktdesign sollen die notwendigen Rahmenbedingungen geschaffen werden, um die Stromversorgungssicherheit in der Schweiz auch mittel- bis langfristig ganzjährig auf einem hohen Niveau zu gewährleisten.

Versorgungssicherheit bezieht sich hier allein auf „Generation Adequacy“, also die Frage ob die verfügbare Stromerzeugung ausreicht, um die Stromnachfrage zu decken. Potenzielle Versorgungsunterbrechungen aufgrund von inländischen Netzrestriktionen sind nicht Gegenstand der Untersuchungen. In der Analyse werden zudem die folgenden beiden klar abzugrenzenden Zielsetzungen (hinsichtlich Versorgungssicherheit) differenziert:

- Zielsetzung 1: Das Mass an installierter Kraftwerksleistung ist hinreichend, um die Spitzenlast decken zu können (unabhängig von der „firmness“) – ein gewisser Importanteil kann angerechnet werden.
- Zielsetzung 2: Produktionssicherheit im Winter (oder zu einem anderen Zeitpunkt): Unter der Berücksichtigung der Saisonalität (betrifft besonders Wasserkraft) sollen die Produktionskapazitäten über einen gewissen Zeitraum sicher („firm“) eine gewisse Menge Energie produzieren können.

Hiervon abzugrenzen sind die Ziele, die auf eine Reduktion der Stromimporte in die Schweiz bzw. einen erhöhten Eigenversorgungsgrad bzw. verstärkte Autarkie abzielen, was für die Versorgungssicherheit nicht unmittelbar relevant ist.

Wir fokussieren in der Studie auf die Diskussion möglicher Eckpunkte für das zukünftige Strommarktdesign. Details eines neuen Strommarktdesigns wären entsprechend nach etwaigen Grundsatzentscheidungen des Bundesrates gesondert herauszuarbeiten.

1.3 Aufbau der Studie

Die Studie besteht aus zwei Teilen:

- In **Abschnitt 2** analysieren wir, inwieweit das derzeitige schweizerische Strommarktdesign geeignet ist, Versorgungssicherheit zu gewährleisten bzw. welche diesbezüglichen Verbesserungsoptionen innerhalb des „Energy-Only-Marktes“ (EOM)⁷ bestehen; und
- in **Abschnitt 3** untersuchen und bewerten wir eine Reihe möglicher den EOM ergänzende Marktmodelle wie Strategische Reserve, zentrale Kapazitätsauktion, dezentrale Leistungsverpflichtung, Contract for Differences (für Wasserkraft) und das Versorgungssicherheits- und Klimamarktmodell.

⁷ EOM steht hier für „Energy-Only-Markt“. Allerdings ist zu bedenken, dass auch ein Energy-Only-Markt über Märkte verfügt, auf denen Leistung bzw. Kapazität gehandelt, wie z.B. Märkte für Regelreserve. Zudem wird Leistungsvorhaltung und -absicherung auch im EOM zwischen den Marktakteuren bilateral gehandelt, allerdings nicht von einer zentralen Instanz organisiert.

2 DER SCHWEIZER STROMMARKT UND VERSORGUNGSSICHERHEIT

Der Strommarkt der Schweiz basiert bisher auf einem häufig als Energy-Only-Markt (EOM) bezeichneten Marktdesign. Hierbei organisiert sich der Markt auf Grosshandelsebene in weiten Teilen selbst. Im Marktergebnis wird auf alle Fälle elektrische Energie vergütet, die Bereitstellung von Kapazität wird vordergründig oft nicht explizit vergütet, ergibt sich aber implizit (wie wir noch erläutern).

Dieser Markt wird allerdings flankiert durch administrierte Märkte wie Beschaffung und Abrechnung von Regel-/Ausgleichsenergie, weitere Systemdienstleistungsmärkte (z.B. zur Schwarzstartfähigkeit) sowie Rahmenregeln wie z.B. Netzzugang.

Die (administrative) Einführung zusätzlicher Marktregeln stellt insofern einen Markteingriff dar, der zu begründen wäre. In diesem Abschnitt werfen wir daher einen Blick auf die Besonderheiten des Schweizer Strommarktes und fragen, inwieweit hier ein Marktversagen zu erwarten ist, der einen solchen zusätzlichen administrativen Eingriff rechtfertigt.

In dem Abschnitt gehen wir wie folgt vor:

- Zunächst beurteilen wir die grundsätzlichen Funktionsweise eines EOM im Hinblick auf Versorgungssicherheit (**Abschnitt 2.1**).
- Darauf folgend gehen wir auf mögliche Spezifika bezüglich möglicher Versorgungssicherheitskonzepte für den Schweizer Strommarkt ein und diskutieren mögliche Rückwirkungen auf die Versorgungssicherheit (**Abschnitt 2.2**).
- Schliesslich diskutieren wir mögliche Optionen für die Weiterentwicklung des Schweizer Strommarktdesigns innerhalb der heutigen Prägung als EOM („Reform des EOM“; **Abschnitt 2.3**).

2.1 Beurteilung der grundsätzlichen Funktionsweise eines EOM im Hinblick auf Versorgungssicherheit

Versorgungssicherheit ist auf dem Strommarkt dann erreicht, wenn zu jedem Zeitpunkt das Stromangebot die Nachfrage decken kann. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass zu keinem Zeitpunkt Verbraucher unfreiwillig von der Stromversorgung getrennt werden sollten (freiwillige Nachfragereduktionen im Rahmen von Lastflexibilität, ggf. auch in Reaktion auf schwankende Strompreise sind dagegen zulässig). Dies setzt voraus, dass ausreichend Kraftwerkskapazität und Nachfrageflexibilität am Markt finanziert wird und verfügbar ist, also auch in den Stunden, wenn die Nachfrage sehr hoch ist, wenig Erneuerbare Energien am Netz sind oder konventionelle Kraftwerke ausfallen.

In der energiewirtschaftlichen Debatte der vergangenen Jahre war umstritten, inwieweit ein Energy-Only-Markt geeignet ist, ausreichende Anreize für Investitionen v.a. in Kraftwerkskapazität als Back-up für Erneuerbare Energien zu

beanreizen. Wir gehen davon aus, dass der Energy-Only-Markt hierfür grundsätzlich geeignet ist. Im Folgenden zeigen wir, dass

- im EOM Mechanismen angelegt sind, die dazu führen, dass Kraftwerke und Anbieter von Nachfrageflexibilität auch ihre Kosten für Investitionen jenseits der variablen Kosten der Stromerzeugung decken können, obwohl auf den Strombörsen grundsätzlich nur Energie in Form von Kilowattstunden gehandelt werden (**Abschnitt 2.1.1**);
- die Marktakteure im Rahmen des Bilanzierungssystems starke Anreize erhalten, Versorgungssicherheit selbstständig sicher zu stellen (**Abschnitt 2.1.2**); und
- bereits im heutigen Marktdesign Kapazität bzw. gehandelt und bepreist wird (**Abschnitt 2.1.3**).

Wir gehen zudem davon aus, dass grundsätzliche Marktversagensgründe, die in der Literatur genannt werden, im Rahmen des EOM adressiert werden können. (**Abschnitt 2.1.4**)

2.1.1 Funktionsweise eines EOM

Der Energy-Only-Markt (EOM) basiert auf einer Preisbildung nach Grenzkosten im Stromgrosshandelsmarkt. Stromerzeuger bieten hierbei ihre verfügbare Produktionsmenge entsprechend der variablen Kosten der Erzeugung (Grenzkosten) an, und Stromverbraucher signalisieren (i.d.R. über Zwischenstufen wie Vertriebe) ihre Zahlungsbereitschaft für eine Belieferung mit Strom. Angebot und Nachfrage lassen sich dann, geordnet nach den Angebots- und Nachfragegebotspreisen, zu einer Angebotskurve (sogenannte „Merit Order“) und Nachfragekurve zusammenfassen (**Abbildung 7**).

Der Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage, also die Menge, bei dem der Strommarkt geräumt wird (d.h. bei denen Angebot gleich Nachfrage ist), definiert für jeden Zeitraum (z.B. eine Stunde) einen Gleichgewichtspreis („uniform pricing“). Dieser Mechanismus ermöglicht für jeden Zeitraum (z.B. eine Stunde) die effiziente kurzfristige Produktion und Allokation des Gutes „Strom“. Gleichgewichtige Strompreise und -mengen können dabei je nach Nachfrage- und Angebotssituation von Stunde zu Stunde stark schwanken.⁸

Im Ergebnis des o.g. Zusammenspiels von Angebot und Nachfrage entspricht der Stromgrosshandelspreis in einem EOM in den meisten Situationen den variablen Kosten (Grenzkosten) der letzten zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage benötigten Einheit. Dies können die variablen Kosten einer Stromerzeugungsanlage oder die (Opportunitäts-)Kosten einer Lastverschiebung bzw. Lastreduktion eines flexiblen Verbrauchers (d.h. Markträumung über freiwilligen und entlohnten Verbrauchsverzicht z.B. durch Stromrückverkauf seitens der Verbraucher) sein. In dieser Logik sind bei

⁸ Die von der Energiebörse EPEX-Spot veröffentlichten Angebots- und Nachfragekurven der Spotauktion reflektieren das Verhalten der Marktakteure zu diesem Zeitpunkt (d.h. Vortag der Lieferung) und sind nicht identisch zu einer volkswirtschaftlichen Angebots und Nachfragefunktion, da es auch von bereits im Terminmarkt getätigten Geschäften abhängig ist. So kann ein Verbraucher mit Nachfrageflexibilität als preisabhängige Nachfrage in Erscheinung treten, wenn er sich nicht vorher eingedeckt hat oder auf der Angebotsseite, wenn er für vorher beschafften Strom ab einem bestimmten Preisniveau als Wiederverkäufer auftritt.

Speicherwasserkraftwerken v.a. die Opportunitätskosten einer Verlagerung von Erzeugung in Hochpreisperioden relevant.

Es ist auch im EOM möglich, Deckungsbeiträge zu erzielen, die über die eigenen variablen Kosten hinausgehen (**Abbildung 7**):⁹

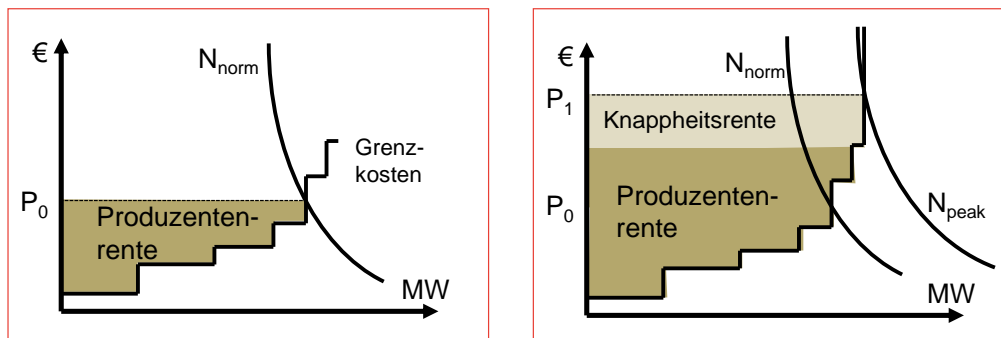
- **Fixkostendeckung für inframarginale Anlagen** – Zu jeder Zeit erzielen alle inframarginalen Anbieter, d.h. diejenigen Erzeugungs- oder Nachfrageflexibilitätsanlagen mit variablen Kosten unterhalb der variablen Kosten der teuersten eingesetzten Anlage (der jeweiligen „Grenzanlage“), welche den Marktpreis bestimmt, Deckungsbeiträge, da der erlöste Strompreis ihre variablen Kosten übersteigt.

Anlagen können inframarginal sein, da sie z.B. mit anderen Brennstoffen oder Wirkungsgraden Strom erzeugen als die marginalen (preissetzenden) Anlagen. Zudem können Anlagen, die aus heutiger (statischer) Sicht marginal erscheinen, da sie weniger effizient sind als neuere Anlagen, in der Vergangenheit, als sie relativ neuer und effizienter waren als die damaligen Altanlagen, inframarginal gewesen sein und damit schon Deckungsbeiträge zur Fixkostendeckung erwirtschaftet haben.

- **Fixkostendeckung für „Grenzanlagen“** – Bei Preisen entsprechend der variablen Kosten spielt die preissetzende Anlage („Grenzanlage“) keine Deckungsbeiträge ein. Über folgende Mechanismen kann ein auf dem EOM-Prinzip basierender Strommarkt dennoch zu Deckungsbeiträgen für Kapitalkosten und fixe Betriebskosten dieser Anlagen führen:
 - **Knappheitsrenten durch Nachfrageflexibilität** – In Knappheitssituationen kann der Markt über die Nachfrage geräumt werden, indem Verbraucher in Reaktion auf hohe Strompreise ihre Last verschieben bzw. reduzieren (angezeigt durch den fallenden Verlauf der Nachfragekurve in **Abbildung 7**). Steht ausreichend Nachfrageflexibilität zur Verfügung, führt dies zu Markträumung und entsprechend hohen Preisen. Auf diesem Wege werden „inframarginale Renten“ für Kraftwerke und andere Nachfrageflexibilitäten mit Fixkosten generiert.
 - **Knappheitsrenten durch „Peak Load Pricing“** – In Situationen zunehmender Knappheit und unflexibler bzw. nicht ausreichend flexibler Last werden zudem einzelne Anbieter pivotal, d.h. ohne ihre Erzeugungs- oder Flexibilitätskapazität kann die Last nicht gedeckt werden. Entsprechend ist es in diesen Situationen für bestimmte Anlagen auch in einem wettbewerblichen Umfeld möglich, Fixkosten in die Gebote einzubeziehen, da der Anbieter – in statischer Perspektive – nicht durch einen günstigeren verdrängt werden kann. Ein solches Peak-Load Pricing ist landläufig z.B. bei Preisen für Hotelzimmer oder für Flugtickets bekannt.

⁹ Siehe zur grundsätzlichen Funktionsweise von wettbewerblichen Strommärkten z.B. Stoff (2002).

Abbildung 7 Preisbildung in einem vollkommenen EOM (links: normale Situation, rechts: extreme Nachfrage und Knappheitsrenten)¹⁰



Quelle: Frontier Economics

Auf diese Weise können alle verfügbaren Kapazitäten – einschliesslich der „Grenzanlage“ – neben ihren variablen Kosten zusätzlich sogenannte Knappheitsrenten erzielen, welche der Amortisierung der Investitionen dienen. Prinzipiell ermöglicht ein idealtypischer wettbewerblicher EOM demnach die Deckung von Vollkosten (d.h. inklusive Investitionskosten und fixen Betriebskosten) aller benötigten Anlagen. Im so beschriebenen theoretischen Marktgleichgewicht sind diese Deckungsbeiträge dann gerade so hoch, dass sie einen Marktzutritt neuer Anbieter in dem Masse verhindern, wie er zu Überkapazitäten führen würde.

Entsprechend ergeben sich im Rahmen eines EOM prinzipiell Anreize zur Errichtung und Vorhaltung der volkswirtschaftlich optimalen Gesamtleistung und des kostengünstigsten Erzeugungsmix. Dieser Mix wird dabei – aufgrund im Jahresverlauf variierender Stromlast und Verfügbarkeit dargebotsabhängiger Erneuerbarer – sowohl Kraftwerke (oder auch Nachfrageflexibilität) mit geringen Fixkosten aber hohen variablen Kosten („Peaker“ zur Abdeckung der Spitzen(residual)last) als auch Kraftwerke mit hohen Fixkosten aber geringen variablen Kosten enthalten. Zu letzteren, welche im Grossteil der Zeit Preisnehmer sind und auf diese Weise Knappheitsrenten erzielen, zählen auch Grosswasserkraftwerke. Unter diesen Gegebenheiten wird das von den Stromverbrauchern gewünschte Mass an Versorgungssicherheit erreicht und finanziert.¹¹

¹⁰ P_0 entspricht dem Grosshandelspreis in einer normalen Nachfragesituation (N_{norm}), P_1 entspricht dem Knappheitspreis in einer Situation mit sehr hoher Nachfrage (N_{peak}).

¹¹ Zudem bieten konventionelle Kraftwerken die Möglichkeit zur Stromerzeugung und sind damit aus Handelssicht im Grundsatz Call-Optionen, die einen Wert besitzen. So kann die Schwankung der Deckungsbeiträge im Terminmarkt (Volatilität des Clean Dark bzw. Spark Spreads) genutzt werden (Optionswert) und damit die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken substantiell erhöhen. Der Optionswert könnte ein Grund sein, warum z.B. heute unrentable Kraftwerke z.T. noch betriebsbereit gehalten werden.

2.1.2 Die Rolle der Bilanzgruppen und Absicherung der Versorgung durch die Marktakteure

Weiterhin enthalten auch die Stromgrosshandelspreise auf sogenannten Energy-Only-Märkten implizit Leistungskomponenten. Kernelement ist dabei das wirtschaftlich eigenverantwortliche Agieren der Marktakteure im Spot- und Terminmarkt. Sie optimieren ihre eigene Position in diesem Grosshandelsmarkt durch den Abschluss von verbindlichen Geschäften über die Lieferung bzw. Abnahme einer bestimmten Leistung für eine gewisse Lieferperiode. Die Verantwortung für die Bereitstellung gesicherter Leistung ist damit klar geregelt.

Dementsprechend berücksichtigt grundsätzlich das Marktdesign auch Aspekte der Versorgungssicherheit: Marktakteure, die nicht in der Lage sind, auch in Lieferperioden mit knappem Strommarkt ihre Bilanzgruppe auszugleichen, müssen entsprechend die Kosten für Ausgleichsenergie bezahlen. Hierüber ergibt sich ein erheblicher wirtschaftlicher Anreiz, die eigenen Liefer- und Verbrauchspositionen mit ausreichender Leistung z.B. über eigene Leistungsvorhaltung, Nachfrageflexibilität oder Terminkontrakte (z.B. in Form von Bezugsoptionen für Hochpreisstunden) abzusichern und tatsächlich auszugleichen.

Dies bedeutet: Zwar wird auf den institutionalisierten Fahrplanmärkten (Terminmärkten, day-ahead, intraday) Elektrizität als Energielieferung (MWh) gehandelt und über einen Energiepreis (€/MWh) abgegolten, doch beinhalten Lieferzusagen gleichzeitig implizit eine Leistungskomponente: Durch das Risiko, bei Unterdeckung der Ausspeisungen (also letztendlich der vertraglich vereinbarten Liefermengen bzw. des Verbrauchs) durch die Einspeisungen ggfls. erhebliche Ausgleichsenergiekosten tragen zu müssen, erhalten die Bilanzgruppen-Verantwortlichen einen Anreiz zur Leistungsabsicherung – Leistung erhält so einen Wert. Deshalb ist die Vorhaltung und Kontrahierung von Leistungsreserve im freien Strommarkt durchaus üblich, zum Beispiel in Form von Kraftwerksreserveverträgen, welche Kraftwerksbetreiber mit anderen Kraftwerksbetreibern (meist mit grossem Erzeugungsportfolio) abschliessen. Die Leistung wird dabei i.d.R. mit einem Leistungspreis (€/MW und Jahr) entgolten.

Der Anreiz, ausreichend Leistung zur Besicherung des eigenen Stromverbrauchs bzw. von Energielieferungen vorzuhalten, hängt dementsprechend entscheidend von der Höhe des Ausgleichsenergiepreises ab. Die Regulierung definiert durch Ausgestaltung der Regelenergiebeschaffung die „Bestrafung“ für nicht systemgerechtes Verhalten und hat damit einen wesentlichen Einfluss auf das Verhalten der Bilanzgruppen.

2.1.3 Zusätzliche Leistungsabsicherung im bestehenden Marktdesign

Neben dem bilateralen Handel von Leistung zur Absicherung von Erzeugungskapazität (siehe oben) bestehen auch im „Energy-Only-Markt“ bereits heute institutionelle Märkte für Reserveleistung. So wird auf den Märkten für Regelreserve, die von den Übertragungsnetzbetreibern, in der Schweiz Swissgrid, organisiert und administriert werden, um in Echtzeit die Netzstabilität

zu gewährleisten, die Bereitstellung von Leistungsreserven explizit vergütet. Der Anbieter von Sekundärregelleistung (SRL) und Tertiärregelleistung (TRL) ist verpflichtet, ein Angebot mit einem Leistungspreis (€/MW) abzugeben. Im Falle der Tertiärregelleistung ist zusätzlich ein Gebot für den Arbeitspreis (€/MWh) abzugeben. Swissgrid erteilt den Angeboten mit dem niedrigsten Leistungspreis den Zuschlag. Der Anbieter erhält den jeweils von ihm gebotenen Leistungspreis („Pay as Bid“). Für die Inanspruchnahme der Sekundärregelleistung erfolgt ein Abruf proportional zur kontrahierten Leistung des Anbieters. Sie werden mit einem an den SwissIX Preis indexierten Arbeitspreis vergütet. Für die Inanspruchnahme der Tertiärregelleistung erstellt Swissgrid aus den bezuschlagten Angeboten eine Abrufrangfolge (Merit Order) entsprechend der gebotenen Arbeitspreise.¹²

Die explizite und durch die ÜNB zentral gesteuerte Leistungsabsicherung zur Sicherstellung der Systemsicherheit erfolgt heute in der Regel auf Basis kurzfristiger Kontrakte mit den Anbietern von Leistung (bis zu 1 Woche), mit nur relativ kurzem Vorlauf und ausschliesslich zur Absicherung von kurzfristigen Systemungleichgewichten, d.h. zum Ausgleich der saldierten Abweichungen der Ein- und Ausspeisungen von den Prognosen über alle Kraftwerksbetreiber und Endkundenlieferanten. Daneben hat Swissgrid dieses Jahr einen Teil der Regelenergie für das Jahr 2018 mehrere Monate im Voraus beschafft.¹³ Hintergrund ist hier, dass Swissgrid befürchtet, am Ende des Winters aufgrund einer möglichen Wasserknappheit nicht ausreichend Regelreserve beschaffen zu können.

2.1.4 Mögliche Marktversagensgründe und deren Einschätzung

In unzureichend regulierten Energy-Only-Strommärkten könnten Konstellationen auftreten, in denen die vorangehend skizzierten Mechanismen eines EOM nicht vollständig wirken können. In der fachlichen Debatte werden verschiedene Marktunvollkommenheiten oder auch regulatorische Eingriffe in den Strommarkt als Herausforderungen genannt:

- **Externe Effekte** bei der Bereitstellung des Gutes „Versorgungssicherheit“, insb. wegen Öffentlichen Gutcharakters: Wird Versorgungssicherheit für einzelne Marktakteure zur Verfügung gestellt, können andere Marktakteure – zumindest solange keine flächendeckende Ausstattung mit Smart Metern existiert – hiervon nicht oder nur eingeschränkt ausgeschlossen werden. Versorgungssicherheit kann somit den Charakter eines öffentlichen Gutes erhalten. Die Marktakteure könnten dann theoretisch einen Anreiz haben, nicht mehr ihre Zahlungsbereitschaft für Versorgungssicherheit zu offenbaren.

Ob und inwieweit externe Effekte vorliegen können, hängt insbesondere davon ab, welche Regeln bei Versorgungsengpässen und Stromabschaltungen gelten: Werden in einem solchen Fall approximativ weiterhin Strafzahlungen bei individuellen Bilanzabweichungen/-

¹² Swissgrid: Grundlagen Systemdienstleistungsprodukte, Produktbeschreibung – gültig ab Februar 2017.

¹³ Siehe Swissgrid: Ausserordentlicher Kalender der vorgezogenen Beschaffung von Regelleistung für das Jahr: https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/experts/ancillary_services/tenders/de/kalender_vorgezogene_beschaffung_2018.pdf.

unterdeckungen fällig, liegt kein bzw. ein verminderter externer Effekt vor. Droht andererseits auch solchen Akteure eine Abschaltung, die eigentlich hinreichend kapazitätsvorsorge betreiben haben, verstärken sich externe Effekte.

Hinsichtlich der möglichen Bedeutung von unfreiwilligen Abschaltungen ist zu bedenken: Bei Versorgungsengpässen werden i.d.R. nur Teilgebiete vom Strom getrennt, und nicht das Gesamtsystem („Brown Out“ statt „Black Out“). Selbst wenn es irgendwo im Netz eine Abschaltung gibt (z.B. 0,05% Wahrscheinlichkeit dass innerhalb eines Jahres irgendwo im System eine Abschaltung erfolgt, wäre die Wahrscheinlichkeit, dass ein bestimmter Marktakteur betroffen ist noch deutlich geringer).¹⁴ Damit ist unwahrscheinlich, dass Marktakteure das Risiko von Brown-Outs in ihr Kalkül einbeziehen, oder sofern sie es doch tun, dann nur in sehr geringem Umfang.

Einschätzung: Wir gehen davon aus, dass – insbesondere aufgrund des bereits heute im Grundsatz funktionsfähigen und zukünftig noch weiter zu verbessernden Ausgleichsenergie-Mechanismus in der Schweiz – externe Effekte in der stromwirtschaftlichen Praxis in der Schweiz keine wesentlichen Einschränkungen für die Versorgungssicherheit nach sich ziehen. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund des geplanten Smart Meter Rollouts, in Folge dessen Endverbraucher zukünftig in der Lage sein werden, ihre Zahlungsbereitschaft für ununterbrochene Stromversorgung zu kommunizieren.

- **Marktrisiken** bei kapitalintensiven Investitionen (Investitionssicherheit): Der Strommarkt ist durch verschiedene Markt- und Politikrisiken gekennzeichnet. Insbesondere Preisrisiken können im EOM aufgrund höherer kurzfristiger Strompreisschwankungen (v.a. wegen des Ausbaus volatil erzeugender EE-Anlagen) in Zukunft ansteigen. Risiken und Unsicherheiten für Marktakteure könnten sich dann negativ auf die Investitionsbereitschaft von Marktakteuren auswirken.

Marktrisiken sind allerdings kalkulierbar und können von den Marktakteuren als „Kosten“ bei den Investitionsentscheidungen berücksichtigt werden (z.B. als Zuschlag auf die geforderte Marktverzinsung ab der investiert wird [sog. Hurdle Rate]). Ferner ist zu bedenken, dass sich Investoren regelmässig durch Forward-verkäufe von Strom in gewissem Umfang gegen gewisse Preisrisiken absichern.¹⁵ Marktrisiken führen also nicht grundsätzlich zu einer Investitionsabstinenz, sondern wirken sich allenfalls erhöhend auf die

¹⁴ In einzelnen europäischen Staaten gibt es eine Planungskonvention, dass (vor Berücksichtigung von Regelreserven) in 3 oder 4 Stunden eines Jahres in Kauf genommen wird, dass irgendwo im System eine ungeplante Abschaltung erfolgt. Das entspricht einer Eintrittswahrscheinlichkeit von 0,03-0,05%. Vereinfacht könnte man weiter unterstellen, dass die Wahrscheinlichkeit einer Abschaltung – wenn es soweit kommt - an allen Orten gleich ist. Wenn z.B. im Unterbrechungsfall 5% oder 10% der Nachfrage tangiert wären, dann liegt der Erwartungswert eines Kunden hinsichtlich der nicht gelieferten Energie bei 0,002% bis 0,005% seiner jährlichen Nachfrage.

¹⁵ Stromverkäufern können sich rollierend – durch Forwardkontrakte für die nächsten 1-4 Jahre – gegen innerjährige Strompreisschwankungen absichern. Zudem können sie sich ein Stück weit gegen Bewegungen des allgemeinen Strompreisniveaus durch Forward-Kontrakte absichern (in Mitteleuropa z.B. für die nächsten 3-4 Jahre). Durch geschickte Risikoabsicherungsgeschäfte (sogenannte proxy-Hedges) ist auch eine etwas weitergehende Absicherung möglich. Ferner ist zu bedenken, dass bestimmte Risiken durch Portfoliobildung begrenzt werden können. Z.B. ist bei Windkraftanlagen und Gaskraftwerken eine gewisse Risikokompensation zu beobachten. Wenn Windanlagen stark laufen, wird wenig Gaserzeugung benötigt und umgekehrt.

Investitionskosten aus (i.d.R. Risikoaufschläge auf die Kapitalverzinsung). Diese Aufschläge sind allerdings Ausdruck eines allgemein gestiegenen Risikos und sind dementsprechend ökonomisch begründbar. Auf diese Weise werden z.B. im Markt weniger kapitalintensive und weniger langlebige Technologien favorisiert.

Einschätzung: Basierend auf den obigen Erläuterungen gehen wir davon aus, dass Marktrisiken in der stromwirtschaftlichen Praxis in der Schweiz keine wesentlichen Einschränkungen für die Versorgungssicherheit nach sich ziehen, nicht zuletzt aufgrund der bestehenden und sich zunehmend entwickelnden Terminmärkte (OTC wie börslich).

- **Politische Risiken bei kapitalintensiven Investitionen** (Investitionssicherheit): Die Kostendeckung bei Investitionen könnte weiterhin durch regulatorische Eingriffe in den Preisbildungsmechanismus gefährdet sein („Missing Money“): Greifen Politik oder Administration regulierend in den Preisbildungsmechanismus (z.B. durch Strompreisobergrenzen) ein, kann dies unmittelbar dazu führen, dass die Bildung von Knappheitspreisen zur Deckung von Fixkostenelementen nur noch eingeschränkt möglich ist („Missing Money“). Dies gilt insbesondere dann, wenn die Preisobergrenzen relativ niedrig angesetzt werden. Für die Investitionsentscheidungen wäre „Missing Money“ bereits dann von Relevanz, wenn derartige Preisobergrenzen in der Zukunft mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit drohen könnten.

Derartige Markteingriffe könnten insbesondere dann drohen, wenn Spitzenpreise bei Strom in Knappheitszeiten als Ausnutzung von **Marktmacht** interpretiert werden. In diesem Fall könnten Politik oder Wettbewerbs- bzw. Kartellbehörden in den Markt eingreifen und Preisspitzen unterbinden: Dem steht gegenüber, dass zur Refinanzierung von Vollkosten in einem EOM zwingend Situationen erforderlich sind, in denen der Grosshandelspreis die variablen Kosten auch der letzten Erzeugungs- oder Lastreduktionseinheit („Grenzanbieter“) übersteigt, sofern für diese Einheiten Fixkosten (fixe Kapital- oder Betriebskosten) zu decken sind.

Einschätzung: Inwiefern staatliche Regulierung und Markteingriffe zu Versorgungssicherheitsproblemen im Strommarkt führen, hängt wesentlich vom Verhalten der Politik selbst und vom Verhalten der Kartell- bzw. Wettbewerbsbehörden ab. Mit zunehmender interventionistischer Politik steigt das „Missing Money“ Risiko für die Marktakteure an. Dies wirkt umso stärker, da politische Risiken von Marktakteuren kaum kalkulierbar sind und somit kaum bei den Investitionsentscheidungen „eingepreist“ werden können.

Für die Schweiz ist bisher ein relativ geringes Mass an Interventionismus in den Stromgrosshandelsmarkt erkennbar (gilt für den liberalisierten Teilmarkt, der hier relevant ist). Sofern dies so bleibt, schätzen wir das „Missing Money“ Risiko als relativ niedrig ein. Zudem ist die Schweiz stark in den grenzüberschreitenden Stromhandel eingebunden, so dass Marktmacht durch einzelne Stromerzeuger stark eingeschränkt ist.

- **Internationale „Spill-over“-Effekte** durch Förderung Erneuerbarer Energien, bei Anpassungen des CO₂-Regimes oder bei Einführung von

Kapazitätsmechanismen im angrenzenden europäischen Ausland: Verschiedene Länder in Europa haben bereits Kapazitätsmechanismen implementiert (z.B. Belgien, Frankreich, Grossbritannien oder Italien). Grundsätzlich führen Kapazitätsmechanismen im Ausland, die zu einer Erhöhung der gesamten dem Markt zur Verfügung stehenden Erzeugungskapazität führen (im Vergleich zur Situation ohne Kapazitätsmechanismus), zu preisdämpfenden Effekten auf dem Grosshandelsmarkt (EOM) in der gesamten, über Interkonnektoren verbundenen Region.

Dementsprechend könnten Kapazitätsmechanismen in den Nachbarländern der Schweiz wie auch die extreme Förderung Erneuerbare Energien im Ausland negative Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von Erzeugungskapazität und damit auf die Anreize zur Bereitstellung von Leistung innerhalb der Schweiz haben. Es ist allerdings auch der gegenteilige Fall denkbar: So könnte eine Verschärfung des CO₂-Regimes (bspw. eine Preisuntergrenze für Emissionsrechte) positive Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von Erzeugungskapazitäten in der Schweiz haben.

Einschätzung: Grundsätzlich erhöhen Erzeugungskapazitäten im Ausland die Versorgungssicherheit auch in der Schweiz. Allerdings kann dies langfristig negative Auswirkungen auf die Kapazitätsbereitstellung innerhalb der Schweiz haben, was zu einer höheren Abhängigkeit von der Schweiz in Punkto Versorgungssicherheit in Knappheitssituationen führen kann.

Wir greifen den Aspekt internationaler Spill-Over Effekte im Rahmen der Diskussion der Spezifika der Schweiz deshalb wieder auf.

Insgesamt gehen wir also davon aus, dass der EOM ausreichend Versorgungssicherheit für die Schweiz sicherstellen kann. Allerdings bestehen Ansatzpunkte, das bestehende Schweizer Marktdesign weiter zu optimieren. Hierauf gehen wir in **Abschnitt 2.3** weiter ein.

2.2 Spezifika des Schweizer Strommarktes

Es stellt sich weiterhin die Frage, inwieweit der Schweizer Strommarkt Spezifika aufweist, die dazu führen können, dass die grundsätzliche Funktionsweise des EOM beeinträchtigt wird. So ist der Schweizer Strommarkt durch eine Reihe von Spezifika charakterisiert, die Rückwirkungen auf die Versorgungssicherheit haben können. Hierzu gehören insbesondere:

- Ein **Hoher Anteil der Wasserkraft**, und hier insbesondere der Speicherwasserkraftwerke. Herausforderung ist hier, dass die Kraftwerksbetreiber ggf. am Ende des Winters bzw. zu Beginn des Frühjahrs nicht mehr ausreichend Wasserreserven in den Speichern vorrätig haben könnten (**Abschnitt 2.2.1**).
- **Ausbau der neuen Erneuerbaren Energien (im In- und Ausland)**, der derzeit zu einer wirtschaftlich herausfordernden Situation der Bestandskraftwerke führt (**Abschnitt 2.2.2**).

- Die hohe Interkonnektivität der Schweiz, die zu „Spill Over Effekte“ aus dem Ausland z.B. durch geringere Grosshandelspreise durch ausländische Kapazitätsmechanismen führen kann (**Abschnitt 2.2.3**).
- Eine **unvollständige Marktöffnung**, die zu einer asymmetrischen Behandlung von Bestandskraftwerken führt (**Abschnitt 2.2.4**).

Nachstehend gehen wir einzeln auf die genannten Punkte ein.

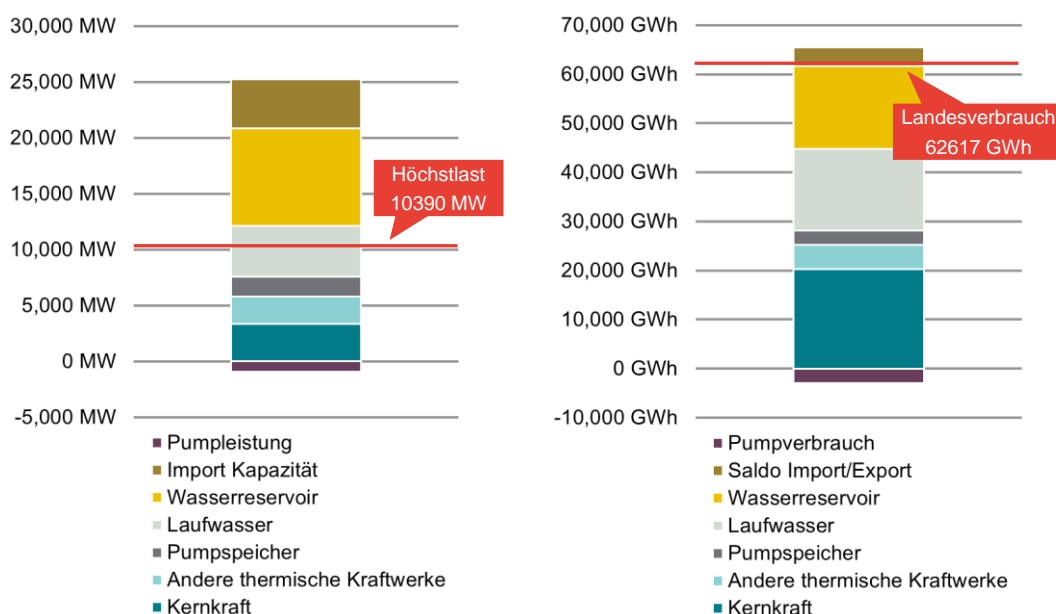
2.2.1 Hoher Anteil der Wasserkraft

Sachstand

Eines der wesentlichen Kennzeichen des Schweizer Strommarkts ist der hohe Anteil der Wasserkraft an der Stromproduktion und der Stromproduktionskapazität. Im Jahr 2016 waren insgesamt Kraftwerke mit einer Kapazität von 20,8 GW an das Schweizer Stromnetz angeschlossen. Diese erzeugten 61,6 TWh Strom. Der Saldo der Stromimporte und –exporte belief sich auf 3,9 TWh (Importe). Mit einer installierten Leistung von 15 GW hat die Wasserkraft einen hohen Anteil an der gesamten installierten Kapazität. Wasserkraftwerke produzierten in 2016 insgesamt 33 TWh Strom.

Im Vergleich hierzu belief sich die Höchstlast der Stromnachfrage im Jahr 2016 auf 10,4 GW (im Januar).

Abbildung 8 Stromerzeugungskapazitäten und Stromerzeugung in der Schweiz 2016



Quelle: Frontier Economics basierend auf BFE Elektrizitätsstatistik 2016

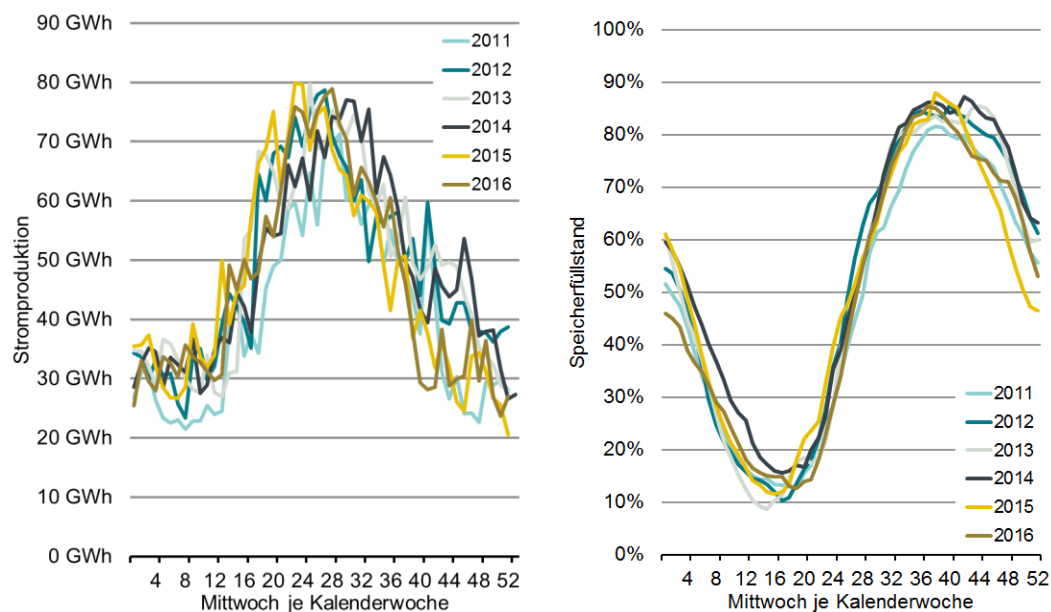
Hinweis: Leistungszahlen basierend auf der höchsten beobachteten Leistung in 2016

Der hohe Anteil an Wasserkraftwerken an der Stromproduktion bedingt eine hohe Saisonalität in der Stromerzeugung (**Abbildung 9**). So zeigt das Erzeugungsprofil der Laufwasserkraftwerke die maximale Produktion typischerweise im Sommer und somit nicht zum Zeitpunkt der Höchstlast im

Januar/Februar. Die saisonale Stromproduktion aus Laufwasserkraftwerken wird kompensiert durch die Stromerzeugung aus Speicherkraftwerken. Allerdings stehen diese nicht unbegrenzt zur Verfügung, sondern werden durch den Speicherfüllstand begrenzt. Während die Speicher über die Sommermonate gefüllt werden, wird das Wasser in den Herbst- und Wintermonaten zur Stromproduktion verwendet (**Abbildung 9**).

Wie die Leistungsbilanz zeigt, besitzt der Schweizer Kraftwerkspark insbesondere durch seine Wasserspeicher eine sehr hohe Flexibilität. Diese wird weiter durch eine hohe Interkonnektivität der Schweiz mit seinen Nachbarländern erhöht.

Abbildung 9 Erzeugungsprofil der Schweizer Laufwasserkraftwerke und Wöchentliche Änderung der Füllstände Schweizer Speicherseen



Quelle: Frontier Economics basierend auf BFE Elektrizitätsstatistik 2016 und BFE Füllungsgrad der Speicherseen 2011 bis 2017

Hinweis: Stromerzeugung der Laufwasserkraftwerke am Mittwoch einer Woche. Speicherstände ebenfalls gemessen am Mittwoch einer Woche

Mögliche Herausforderungen bezüglich Versorgungssicherheit

Die Schweiz weist kein grundsätzliches Defizit an Kraftwerksleistung auf. Die installierte Kraftwerksleistung übersteigt die zu erwartende Verbrauchsspitze deutlich. Dies gilt auch, wenn die verringerte Verfügbarkeit der Laufwasserkraftwerke in den Wintermonaten berücksichtigt wird.

Allerdings ist die erforderliche Erzeugungsleistung nur dann einsetzbar, wenn in den Wasserspeichern auch gegen Ende des Winters ausreichend Wasserreserven verfügbar sind. So könnte z.B. der Fall eintreten, dass

- im Frühwinter (z.B. im Dezember, Januar oder Februar) im europäischen Ausland Knappheitssituationen eintreten und Schweizer Erzeuger Strom aus Speicherkraftwerken in das Ausland exportieren, und

- im März, April bzw. Mai Wasser in den Schweizer Speichern knapp wird und nicht mehr verfügbar ist. In einem solchen Fall besteht die Möglichkeit, dass es zu Erzeugungseingpässen innerhalb der Schweiz kommen könnte. Aus diesem Grund beschafft Swissgrid derzeit auch einen Teil der Regelreserve in der Schweiz für den Winter mit mehrmonatigem Vorlauf.

Bewertung

Es ist davon auszugehen, dass Wasserkraftbetreiber in der Schweiz in den Wintermonaten die Abwägung treffen

- bei Preisspitzen in frühen Wintermonaten (Dezember/Januar/Februar) Strom zu erzeugen und ggf. in das Ausland zu verkaufen; oder
- Strom an Marktakteure mit Lieferverpflichtungen z.B. in den Monaten März/April/Mai auf Termin zu verkaufen – u.a. auch zu hohen Preisen, insbesondere wenn Knappheit droht; oder
- auf einen Stromverkauf zunächst zu verzichten und auf Preisspitzen am Ende des Winters zu warten und Wasser für etwaige Knappheiten zu diesen Zeiten vorzuhalten.

Vor diesem Hintergrund ist zu erwarten, dass Betreiber von Speicherkraftwerken die Wasserverfügbarkeit so planen, dass sie auch zu Zeiten hoher Systembelastung in späteren Wintermonaten verfügbar sind, entweder weil sie selber auf mögliche Knappheiten warten oder weil Strom auf Termin an Marktakteure mit Lieferverpflichtungen verkauft wurde. Von erheblicher Bedeutung ist hierbei, dass das System des Bilanzausgleichs (über die Ausgleichsenergiepreise) ausreichend hohe „Strafzahlungen“ bei nicht-Erfüllen von Lieferverpflichtungen vorsieht.

Bei funktionierenden Anreizen aus dem Ausgleichsenergiepreissystem gehen wir also davon aus, dass Wasserverfügbarkeiten von den Marktakteuren optimiert werden und dabei auch späterer Wasserbedarf entsprechend berücksichtigt wird.

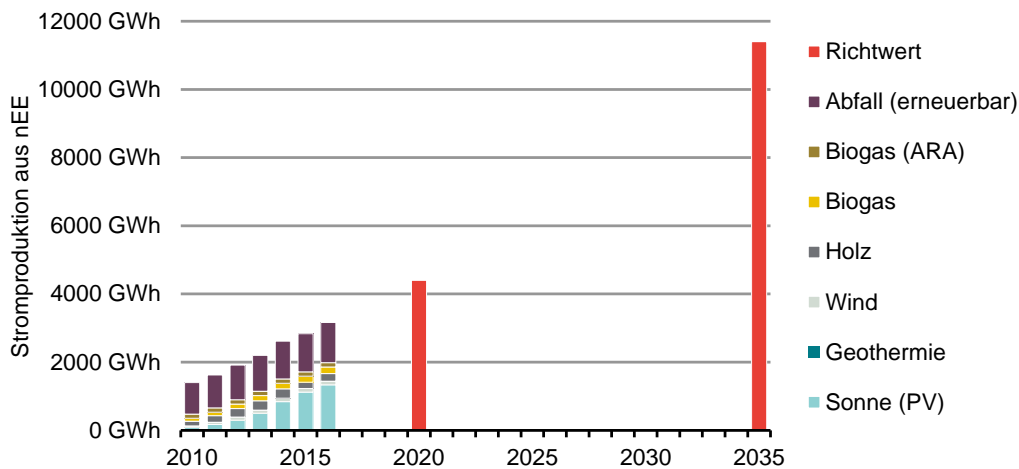
2.2.2 EE-Ausbau im Rahmen der Energiestrategie 2050

Sachstand

Weiteres Merkmal der Schweizer Stromwirtschaft und prägend für dessen Entwicklung in den kommenden Jahren sind die Ausbaupläne für die Neuen Erneuerbaren Energien im Rahmen der Energiestrategie 2050.

Während Neue Erneuerbare Energien im Jahr 2016 noch mit 2,8 TWh (4,5% des Landesverbrauchs) zur Stromproduktion in der Schweiz beigetragen haben, sieht die Energiestrategie 2050 vor, diese Menge kontinuierlich zu erhöhen. Bis 2020 sollen insgesamt 4,4 TWh und bis 2035 sogar 11,4 TWh an Strom aus Neuen Erneuerbaren Energien produziert werden (ohne Wasserkraft).

Abbildung 10 Ausbaurichtwerte Neuer Erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung bis 2035 (ohne Wasserkraft)



Quelle: Frontier Economics basierend auf BFE Schweizerische Statistik Erneuerbarer Energien und Energiestrategie 2050“

Mögliche Herausforderungen bezüglich Versorgungssicherheit

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien (innerhalb und ausserhalb der Schweiz) weist gegenläufige Effekte für die Schweizer Kraftwerksbetreiber und damit die inländische Kapazitätsbereitstellung auf:

- Einerseits nehmen die Erlöse auf den Stromgrosshandelsmärkten ab, da Erneuerbare Energien, die in den Markt gefördert werden, die Stromgrosshandelspreise tendenziell absenken,
- Andererseits ist davon auszugehen, dass mittel- bis langfristig durch die Schwankungen der Strompreise aufgrund der un stetigen Stromerzeugung der „neuen“ Erneuerbaren Energien (Wind, Sonne) zunehmen. Hiervon profitieren die Betreiber von (Pump-)Speicherwasserkraftwerken.

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

Wirtschaftlicher Druck aufgrund sinkender Stromgrosshandelspreise

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien (innerhalb und ausserhalb der Schweiz) hat die Schweizer Kraftwerksbetreiber bereits wirtschaftlich unter Druck gesetzt, da in den letzten Jahren

- die Stromgrosshandelspreise u.a. wegen des starken EE-Zubaus in einigen EU-Mitgliedstaaten (u.a. Deutschland) stark rückläufig waren (nachteilig für Grundlastkraftwerke wie Laufwasser und Kernenergie); und
- gleichzeitig die inertäglichen kurzfristigen Strompreisschwankungen – insbesondere der Tag/Nacht-Spread, u.a. aufgrund der gestiegenen Stromproduktion aus Photovoltaik in Deutschland – sehr niedrig waren (nachteilig u.a. für Speicherwasserkraftwerke).

Bei einem weiteren, stark politisch getriebenen Ausbau an Erneuerbaren Energien in vielen Ländern Europas könnte die wirtschaftlich schwierige Situation

für die Schweizer Kraftwerksbetreiber weiter andauern. Dies könnte ggf. zu Minderinvestitionen oder sogar Ausserbetriebnahmen im Schweizer Kraftwerkspark führen.

Diese Herausforderung ist allerdings in einen weiteren Kontext zu setzen:

- Kraftwerks-Stilllegungen würden nur dann durchgeführt, wenn die laufenden Betriebskosten der Kraftwerke durch die laufenden Erlöse nicht gedeckt werden. Dies ist jedoch bei Wasserkraftwerken aufgrund der relativ niedrigen laufenden Betriebskosten eher unwahrscheinlich und damit nicht in einem Ausmass zu erwarten, dass es für die Versorgungssicherheit unmittelbar kritisch wäre. Es ist allerdings nicht auszuschliessen, dass ein Marktumfeld mit niedrigen Strompreisen zu geringeren Instandhaltungsinvestitionen führen kann. Dies kann sich negativ auf die Verfügbarkeit der Kraftwerke auswirken.
- Es ist - auch in einem Umfeld mit EE-Zubau – durchaus wahrscheinlich, dass der Stromgrosshandelspreis mittel- bis langfristig wieder ansteigt, v.a. aufgrund der Ausserbetriebnahme von konventionellen Kraftwerken (v.a. im Ausland, d.h. von Steinkohle-, Braunkohle und Kernkraftwerken) und mindestens langfristig ansteigender CO₂-Preise. Der Weiterbetrieb von Kraftwerken beinhaltet somit eine Option auf zukünftig höhere Strompreise. Diese würde verloren gehen, wenn die Kraftwerke dauerhaft ausser Betrieb genommen werden.
- Resultierende Ausserbetriebnahmen können durch den ausländischen Kraftwerkspark abgefangen werden, sodass kurz- und mittelfristig keine Risiken für die Versorgungssicherheit in der Schweiz bestehen. Allerdings würde dann die Abhängigkeit der Schweiz vom Ausland bei Versorgungsengpässen zunehmen (siehe unten).

Chancen durch volatilere Stromgrosshandelspreise

Langfristig wird der Ausbau der Erneuerbaren Energien volatilere, d.h. kurzfristig deutlich stärker schwankende Stromgrosshandelspreise bedingen. Daraus ergeben sich vor allem für Schweizer Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke zusätzliche Chancen, da sie von häufigeren und grösseren Preisspitzen bzw. „Spreads“ profitieren können. Dies würde die Wirtschaftlichkeit dieser Kapazitäten stärken und somit einen positiven Einfluss auf die inländische Versorgungssicherheit haben.¹⁶

Einschätzung

Auch wenn der politisch getriebene Ausbau der Erneuerbaren Energien derzeit für die Kraftwerksbetreiber in der Schweiz mit erheblichen wirtschaftlichen Herausforderungen einhergeht, ist nicht ersichtlich, dass dies zu einer grundsätzlichen Gefährdung der Versorgungssicherheit führt. So können die Erneuerbaren selbst teilweise zur Versorgungssicherheit beitragen, und Speicher- und Pumpspeicherwerke können langfristig vom EE-Ausbau

¹⁶ Es ist darauf hinzuweisen, dass Endverbraucher von den kurzfristigen Strompreisschwankungen idR nicht betroffen sind. Auch in einem geöffneten Marktumfeld bieten Stromhändler den Verbrauchern idR auch Produkte mit fixen oder im Vergleich zum Grosshandelsmarkt stark gedämpfter Strompreisschwankungen an. Sehr grosse Verbraucher wählen hingegen häufig stark am Grosshandelsmarkt orientierte Strombeschaffungspreise – entsprechende Schwankungen lassen sich allerdings z.B. über Terminprodukte absichern.

profitieren. Allerdings könnte die Abhängigkeit der Schweiz bei Versorgungsengpässen vom Ausland kurz- bis mittelfristig graduell zunehmen, sofern Schweizer Kraftwerksbetreiber Instandhaltungsinvestitionen nicht durchführen bzw. aufschieben.

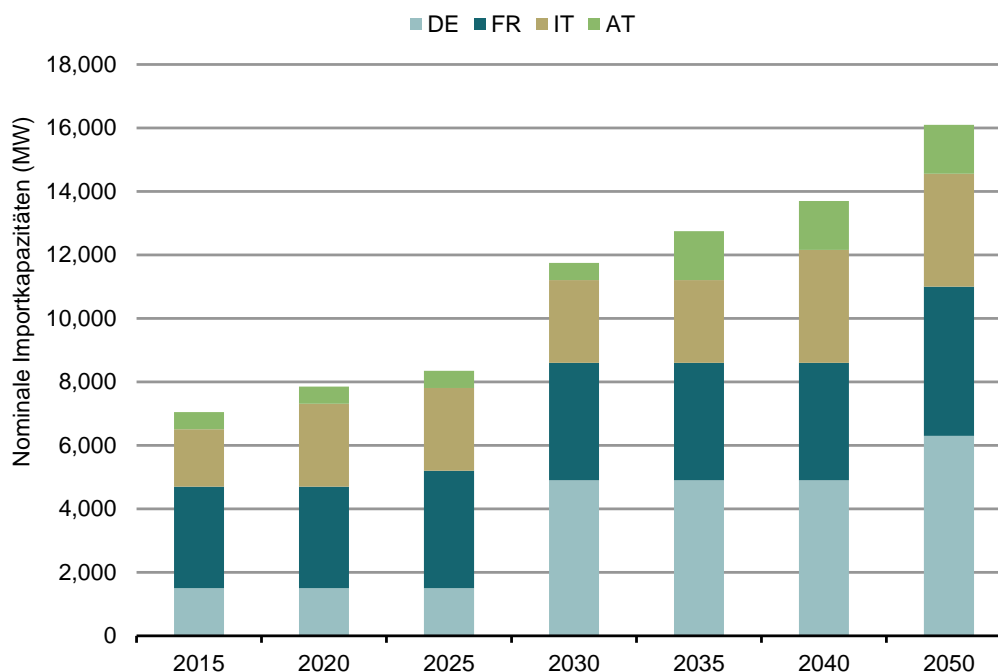
2.2.3 Hohe Interkonnektivität mit umliegenden Ländern und mögliche Spill-Over Effekte

Sachstand

Die Schweiz verfügt über eine aussergewöhnlich hohe Interkonnektivität mit den Nachbarländern. So betragen die Importkapazitäten in der Schweiz ca. 7 GW bei einer Spitzenlast in einem Bereich bis 12 GW.¹⁷ Dies bedeutet, dass die Schweiz ihren Strombedarf bei Knappheit zu mehr als 60% (theoretisch) aus dem Ausland decken könnte, betrachtet man alleine die Grenzkapazitäten.

Die hohe Interkonnektivität der Schweiz mit dem Ausland wird sich in den kommenden Jahren voraussichtlich noch verstärken. **Abbildung 11** illustriert die erwartete Entwicklung der Schweizer Interkonnektorenkapazität für Stromimporte von 2015 bis 2050 auf Basis des Ten-Year Network Development Plans (TYNDP) 2014, des TYNDP 2016 sowie des Netzentwicklungsplans (NEP) 2016. Demnach würden sich die Importkapazitäten im Vergleich zum Referenzjahr 2015 bis 2050 verdoppeln und bis 2030 um ca. 50% bis 60% ansteigen – ähnliches gilt auf dieser Basis für die Exportkapazitäten.

Abbildung 11 Schweizer Import Interkonnektorenkapazität



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

Aufgrund der hohen physischen Verbindung des Schweizer Strommarktes mit den Nachbarländern und der zentralen Lage in Europa, nimmt die Schweiz eine

¹⁷ Vgl. TYNDP 2014, TYNDP 2016 und NEP 2016.

wichtige Position als Stromhub bzw. Strom-Transitland im europäischen Stromnetz ein. Dies zeigt sich auch in den aktuellen Stromhandelszahlen: Im Jahr 2016 importierte die Schweiz 33,5 TWh und exportierte 29,1 TWh Strom.¹⁸ Der Stromfluss geht hierbei strukturell von den nördlichen Nachbarländern (AT, DE, FR) nach Italien.

Die Stromhandelsbilanz der Schweiz ist in Summe über das Jahr insgesamt mehr oder weniger ausgeglichen, je nachdem mit leichten Stromüberschüssen oder -defiziten. Im Jahresverlauf zeigt sich dagegen aufgrund des hohen Wasserkraftanteils ein saisonaler Trend: In den Sommermonaten, ist die Schweiz in Summe Nettoexporteur, während sie in den Wintermonaten aufgrund der niedrigen Wasserverfügbarkeit Nettoimporteur ist (**Abbildung 12**).

Abbildung 12 Nettoimport in die Schweiz



Quelle: Frontier Economics basierend auf Swissgrid Energieübersicht Schweiz 2011-2016

Hinweis: Nettoimporte = positiv, Nettoexporte = negativ

Der Schweizer Strommarkt ist auch bezüglich des Marktdesigns relativ gut in den europäischen Strommarkt eingebunden.¹⁹ Stromhandel über die Ländergrenzen hinweg ist möglich und wird stark genutzt (siehe oben). Der Zugang zu den europäischen Strommärkten ist handelsrechtlich nicht beschränkt.

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

- **Keine Teilnahme an der „Marktkopplung“** – Der Trend innerhalb der EU ist, die kurzfristigen Strommärkte (am Vortag oder innerhalb eines Tages vor Lieferzeitpunkt) verstärkt miteinander zu koppeln. Der Schweizer Strommarkt

¹⁸ SwissGrid: Energieübersicht Schweiz 2016

¹⁹ Die maximale genutzte Importkapazität im Jahr 2016 betrug 4385 MW, die maximal genutzte Exportkapazität betrug 4778 MW – BFE Elektrizitätsstatistik 2016

ist allerdings aktuell nicht Teil dieses europäischen „(day ahead) market couplings“.

- **Langfristverträge für die Nutzung von Stromübertragungskapazitäten** – Schweizer Stromunternehmen verfügen über langfristige Verträge mit den Netzbetreibern zur Nutzung der Stromleitungskuppelkapazitäten nach Frankreich. Diese Verträge schränken die kurzfristige Vergabe der Leitungskapazitäten an andere Marktteilnehmer ein und sind nicht kompatibel mit geltendem EU-Recht.

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

Mögliche Herausforderungen für die Versorgungssicherheit

Die hohe Interkonnektivität der Schweiz mit dem Ausland bringt mit sich, dass die Schweiz von Entwicklungen in den ausländischen Strommärkten in erheblichem Masse betroffen ist. Exemplarisch seien hier genannt:

- Politisch getriebener **Ausbau der Erneuerbaren Energien** mit den im vorhergehenden Kapitel beschriebenen Effekten. Bezüglich der Einordnung dieses Markttreibers verweisen wir auf das vorhergehende Kapitel.
- **Ausserbetriebnahmen konventioneller Kraftwerke** – Insbesondere in Deutschland und Frankreich werden politisch und wirtschaftlich getrieben in den nächsten Jahren Kraftwerkskapazitäten in erheblichem Umfang vom Netz gehen. Dies betrifft v.a. Steinkohlen, Braunkohlen- und Kernkraftwerke, also gesicherte Leistung.

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

- Eine Ausserbetriebnahme von „steuerbaren“ konventionellen Kraftwerken senkt *ceteris paribus* die Versorgungssicherheit in der gesamten Stromregion, da für Knappheitszeiten insgesamt weniger Erzeugungskapazitäten zur Verfügung stehen. Dies ist für die Versorgungssicherheit negativ zu bewerten.
- Andererseits steigen durch eine Verknappung des Kapazitätsangebots die Strompreise und die Preisvolatilität in der Region an, so dass Kraftwerkskapazitäten innerhalb der Schweiz profitieren können. Dies ist für die inländische Absicherung der Stromversorgung positiv zu bewerten.
- Einführung von „umfassenden“ Kapazitätsmechanismen, z.B. in Frankreich und Italien: Die Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit des Schweizer Strommarktes sind auch hier ambivalent:
 - Prinzipiell sorgen sie *ceteris paribus* für ein höheres Kapazitätsniveau in den betroffenen Ländern, was auch dem Schweizer Strommarkt in Form potentieller importierter Versorgungssicherheit zugutekommt.

- Allerdings könnten bei sehr hohen Kapazitätszielen im Ausland ausländische Kraftwerke mittelfristig inländische Kraftwerke in der Schweiz vom Markt verdrängen. Versorgungssicherheit würde dann verstärkt aus dem Ausland „importiert“.

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

Dementsprechend wäre aus Schweizer Sicht wesentlich, dass

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

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

Einschätzung

Die hohe Interkonnektivität der Schweiz mit dem Ausland ist insgesamt positiv zu bewerten, geht aber auch mit den beschriebenen Herausforderungen für die Schweizer Kraftwerksbetreiber einher:

- Durch die hohe Interkonnektivität wird der **internationale Stromaustausch – auch für Back-up Kapazitäten** – erleichtert. Dies bedeutet u.a. auch, dass im Knappheitsfall geringere Restriktionen für ein gegenseitiges „Beispringen“ der Länder bestehen.

Dies ist umso bedeutsamer, da unwahrscheinlich ist, dass in allen Nachbarländern der Schweiz Knappheitssituationen gleichzeitig auftreten. Hierfür weisen Italien einerseits und Frankreich/Deutschland andererseits zu unterschiedliche Kraftwerksparks, Nachfragecharakteristika sowie meteorologische Verhältnisse aus. Ein gegenseitiges „Aushelfen“ der verschiedenen Regionen in Knappheitssituationen über den Marktmechanismus durch unterschiedliche Grosshandelspreise ist somit sehr wahrscheinlich. Letzteres bedeutet aber auch, dass eine Abhängigkeit vom Ausland bezüglich Versorgungssicherheit besteht.

- Gleichzeitig ergeben sich **Spill-Over Effekte** auf die Schweiz u.a. durch das EU ETS, den Ausbau der Erneuerbaren Energien, der Ausserbetriebnahmen von Kraftwerken sowie der Einführung von Kapazitätsmärkten im Ausland. Diese sind ambivalent:
 - Derzeit überwiegen die wirtschaftlichen Nachteile für die Schweizer Kraftwerksbetreiber;
 - Mittel- bis langfristig können die Schweizer Kraftwerksbetreiber profitieren.

2.2.4 Unvollständige Marktöffnung

Sachstand

Die Marktöffnung des Strommarktes für Endkunden begann im Zuge der Strommarktliberalisierung im Jahr 2009. In der ersten Etappe der Liberalisierung wurde den Endverbrauchern mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100 MWh pro Verbrauchsstätte der freie Marktzugang geöffnet. Diese Wahlmöglichkeit wird heute von zwei Drittel der Grossverbraucher (mit >100 MWh), mit einem Anteil von knapp 80% der zugrundeliegenden Energiemenge, genutzt. Alle Grossverbraucher (mit >100 MWh) verbrauchen Strom im Umfang von 21 TWh. Dies heisst, rund 28% des gesamten Stromverbrauchs sind im freien Markt.

Die zweite Etappe der Strommarktliberalisierung sieht den freien Marktzugang für alle Endverbraucher vor.

Mögliche Herausforderungen für die Versorgungssicherheit

Die Teilmarktöffnung hat eine Ungleichbehandlung von Stromerzeugern zur Folge. Während Erzeuger mit gefangenen Endkunden die Kosten der Eigenerzeugung an ihre grundversorgten Endverbraucher weitergeben können, ist dies für Stromerzeuger ohne Verteilnetze nicht der Fall.

Für alle Stromerzeugungsanlagen, die Strom am Grosshandelsmarkt anbieten, gelten die Ausführungen der vorhergehenden Abschnitte. Dies inkludiert auch die erheblichen derzeitigen wirtschaftlichen Herausforderungen.

Die wirtschaftliche Situation der Erzeugungsanlagen, die bei vertikal integrierten Unternehmen Strom für Kunden in der Grundversorgung erzeugen, ist durch die Grundversorgungstarife weitgehend abgesichert. Ordnungspolitisch bedenklich ist, dass die Frage, ob ein Kraftwerk auskömmliche Deckungsbeiträge erwirtschaftet, davon abhängt, ob das Unternehmen Tarifkunden versorgt und nicht davon, ob es besonders gut wirtschaftet.

Bei vollständiger Marktöffnung in der Schweiz und dem Wegfall der Grundversorgungstarife könnte sich die Erlössituation von Kraftwerken, die von vertikal integrierten Versorgungsunternehmen mit Tarifkunden betrieben werden, aufgrund des Wettbewerbsdrucks verschlechtern. Entsprechend könnten die betreffenden Kraftwerke, ähnlich wie die bereits heute im Wettbewerb stehenden Kraftwerke, wirtschaftlich unter Druck geraten.

Einschätzung

Inwiefern die Schweiz sich für eine vollständige Marktöffnung entscheidet und welche Auswirkungen dies auf die Versorgungssicherheit hat, hängt von einer Reihe von Faktoren ab. So ist unklar,

- wie viele der heute gebundenen Kunden zu einem anderen Versorger mit niedrigeren Strompreisen wechseln würden (Erfahrungswerte aus dem Ausland zeigten zumindest bei kleineren Kunden zu Beginn der Marktöffnung eher wenig Wechselbewegungen),

- inwieweit die Strompreise auf den Grosshandelsmärkten in Zukunft – insbesondere im Fall einer Marktöffnung – ansteigen bzw. sinken und ob Kraftwerke, die wirtschaftlich unter Druck geraten, tatsächlich stillgelegt oder „eingemottet“ würden, und
- inwiefern Kunden und Anbieter im Tarifikundenbereich bzw. im freien Markt interagieren und dabei Flexibilitätspotentiale auf der Nachfrageseite heben, welche einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können.

Darüber hinaus würden bei vollständiger Marktöffnung für die betroffenen Erzeugungsanlagen die Ausführungen der vorhergehenden Abschnitte gelten.

2.3 Optionen zur Verbesserung des bestehenden Schweizer Strommarktdesigns

Insgesamt gehen wir also davon aus, dass das Strommarktdesign in der Schweiz auch in Anbetracht der strukturellen Besonderheiten grundsätzlich geeignet ist, Versorgungssicherheit mit Strom auf absehbare Zeit sicher zu stellen.

Allerdings bestehen weitere Optimierungsmöglichkeiten innerhalb des derzeitigen Marktdesign-Ansatzes, die einer weiteren Absicherung der Versorgungssicherheit zuträglich wären. Hierzu zählen u.a. die Entwicklung von Konzepten und Anreize für eine Nutzung der im Zuge des geplanten Rollouts zu installierenden Smart Meter sowie die Schaffung von adäquaten Rahmenbedingungen für Aggregatoren, um dezentrale Flexibilität bündeln und (auch) zur Systemstützung einsetzen zu können.

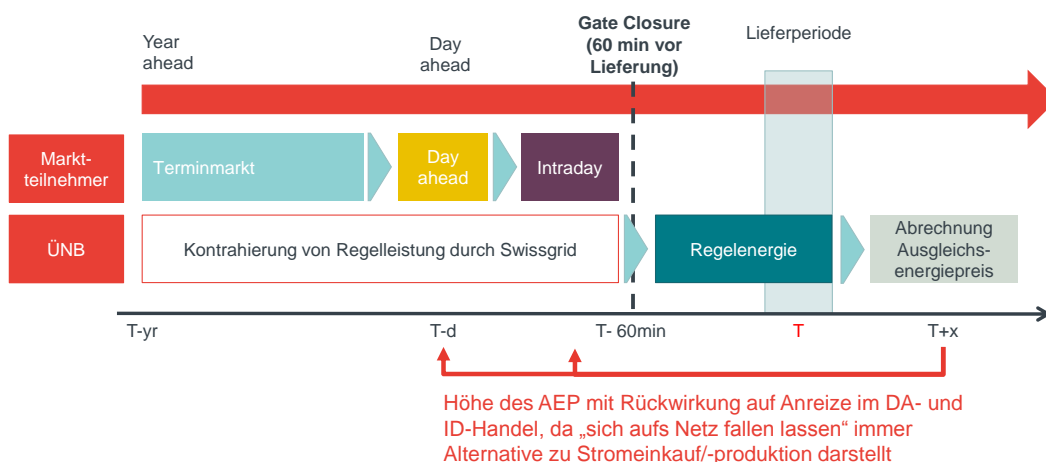
Da die zentrale Aufgabe des Strommarktes die Preisbildung und damit die Signalisierung von Knappheit ist, sollten Reformen insbesondere diese Funktion des Strommarktes stützen und verbessern. In diesem Zusammenhang fokussieren wir im Folgenden auf drei Massnahmen:

- Der Ausgleichsenergiemechanismus könnte weiterentwickelt werden (**Abschnitt 2.3.1**). Da Ausgleichsenergiepreise wesentliche Anreize für Marktakteure setzen, sich gegen Knappheitssituationen abzusichern, ist ein gut ausgestaltetes Ausgleichsenergieregime essentiell für die Gewährleistung von Erzeugungssicherheit für den Energy-Only-Markt.
- Die kurzfristigen Preissignale des Intraday-Handels sollten gestärkt werden (**Abschnitt 2.3.2**). Die Kurzfristigkeit des Intraday-Handels führt zu einer adäquaten Bepreisung von Strom und reflektiert daher auch dessen Knappheit korrekt. Zudem können Marktakteure bei funktionierenden Kurzfristmärkten besser selbständig auf unvorhergesehene Ereignisse wie Kraftwerksausfälle oder unerwartet niedrige EE-Erzeugung reagieren.
- Die vollständige Öffnung des Endkundenmarkts für den Wettbewerb geöffnet werden (**Abschnitt 2.3.3**). Wichtiger Baustein der Versorgungssicherheit wird in Zukunft Nachfrageflexibilität sein. Preissignale inklusive Knappheitssignale, die die Erschließung von Nachfrageflexibilität vorantreiben können, werden allerdings v.a. in wettbewerblich geöffneten Strommärkten erschlossen.

2.3.1 Verbesserung des Ausgleichsenergieregimes

Da das Ausgleichsenergieregime Differenzen der Bilanzgruppen bewertet, stellt es für Bilanzgruppenverantwortliche immer eine Option dar, fehlende oder überschüssige Mengen vom Systembetreiber zu kaufen oder zu verkaufen. Bezüglich der System-Adequacy ist das System daher so auszugestalten, dass es immer günstiger ist, sich am Grosshandel mit Strom einzudecken bzw. seine Produktion oder Verbrauch anzupassen, anstatt sich systematisch auf das Ausgleichsenergieregime zu verlassen (**Abbildung 13**).²⁰

Abbildung 13 Ausgleichsenergiepreise mit Rückwirkungen auf Zahlungsbereitschaft und Preise in vorgelagerten Märkten

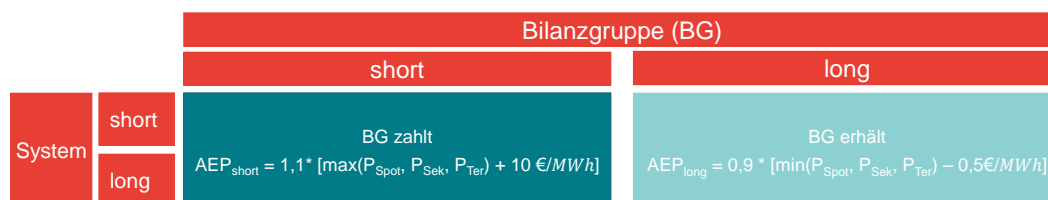


Quelle: Frontier Economics

Das Ausgleichsenergieregime in der Schweiz

Aktuell basiert das Ausgleichsenergieregime der Schweiz auf einem Zwei-Preis-System, das nur zwischen einer Über- und Unterspeisung der Bilanzgruppen differenziert. Die Ausgleichsenergiepreisbildung basiert hierbei auf dem höchsten (bzw. niedrigsten) Preis aus Spotmarktpreis, Abrufpreis für Tertiärreserve und Abrufpreis für Sekundärreserve sowie zwei Straftermen, die für eine Divergenz der beiden Preise sorgen (**Abbildung 14**). Eine Veröffentlichung der Ausgleichsenergiepreise findet etwa einen Monat nach der Lieferung statt.

Abbildung 14 Ausgleichsenergiepreissystem in der Schweiz (schematisch)



Quelle: Frontier Economics auf Basis von Swissgrid Allgemeine Bilanzgruppenvorschriften

²⁰ Siehe hierzu auch Thema Consulting (2017), S.11.

Optionen zur weiteren Verbesserung des Ausgleichsenergieregimes

Aus unserer Sicht ist das Schweizer Ausgleichsenergieregime bereits gut ausgestaltet, insbesondere die Strafterme sowie die Preisbildung auf Basis von Marginalpreisen regen zur Bilanztreue an und stützen so den Grosshandel und damit auch die Preisbildung dort. Dennoch kann das Ausgleichsenergieregime weiter verbessert werden.

Konkret schlagen wir vor:

- Eine **zeitnahe Veröffentlichung** des Regelzonensaldos und der korrespondierenden Ausgleichsenergiepreise ist anzustreben. Hierdurch werden Bilanzgruppen in die Lage versetzt, zeitnah auf etwaige Fehlmengen zu reagieren, z.B. indem flexible Nachfrager gezielt aktiviert werden, um den Stromverbrauch zu reduzieren.²¹ Hier empfiehlt sich ein Dialog zwischen dem Systembetreiber Swissgrid – welcher diesen Vorschlag bereits selbst in einem Konsultationspapier 2015 vorgebracht hat²² – und der Branche, ggf. begleitet durch eine hoheitliche Institution.
- Den **Intraday-Preis** in die Formel zur Berechnung der Ausgleichsenergiepreise aufzunehmen. Hierdurch kann sichergestellt werden, dass der Ausgleichsenergiepreis immer über dem oder zumindest gleich dem zeitnahen Marktpreis ist. So kann verhindert werden, dass Marktteilnehmer bewusst das Ausgleichsenergieregime für Arbitrage nutzen. Des Weiteren wird hierdurch die Funktion des Intraday-Handels gestützt. Sollte der Schweizer Intraday-Handel unzureichend liquide sein, kann hierfür auch das Intraday-Preissignal eines Nachbarlandes (oder eine Kombination von Preissignalen) genutzt werden.²³
- In Knappheitssituationen könnte alternativ zur Einbeziehung des Intraday-Preises in die Preisformel eine **administrative Erhöhung** des Ausgleichsenergiepreises eingeführt werden, welche die Kosten bzw. den Nutzverzicht im Fall einer unfreiwilligen Versorgungsunterbrechung bei Endverbrauchern approximieren (bei knapper Angebotssituation würden sich diese Kosten spätestens im Intraday Preis zeigen). Die Knappheitssituation kann hierbei über eine gewisse Unterspeisung der Regelzone definiert werden. Derart erhöhte Preise verstärken den Anreiz für Marktteilnehmer, sich am Strommarkt abzusichern, z.B. durch den Abschluss von Terminmarktgeschäften, und erhöht so die Erlöse der Stromerzeuger.

In anderen Ländern wie z.B. Grossbritannien oder Deutschland wurden derartige Regeln – meist angestossen durch die nationale Regulierungsbehörde – in den vergangenen Jahren umgesetzt.²⁴

²¹ Dies gilt insbesondere im Fall von länger anhaltenden Einflüssen, welche zu einer dauerhaften Unterdeckung der Regelzone führen können. Hier kann eine frühzeitige Veröffentlichung des Regelzonensaldos den Marktakteuren ermöglichen, entsprechend zu reagieren.

²² Vgl. Swissgrid (2015).

²³ Siehe hierzu auch Swissgrid (2015), S.33.

²⁴ Vgl. für Grossbritannien z.B. Ofgem (2015) und für Deutschland 50Hertz et al (2016).

2.3.2 Stärkung des Intraday-Handels

Die korrekte kurzfristige Bepreisung von Strom erfordert einen liquiden Intraday-Handel. Eine bessere Integration des schweizerischen Elektrizitätsmarktes in die Marktstruktur der Nachbarländer kann eben diese Liquidität erhöhen und weiterhin zur Stärkung des transnationalen Handels und des besseren Austauschs von Flexibilität beitragen.

Die Liquidität des Intraday-Handels lässt sich aus unserer Sicht durch die nachstehenden zwei Massnahmen verbessern:

- Der **Intraday-Handel** in der Schweiz ist zurzeit bis 60 Minuten vor einer Lieferung möglich. Umliegende Länder wie Frankreich, Österreich und Deutschland ermöglichen dagegen einen Handel **bis 30 Minuten vor der Lieferung**. Empirische Studien aus diesen Ländern zeigen, dass ein Grossteil des Handels dabei in den letzten drei Stunden stattfindet. Grund hierfür ist, dass die Volatilität der Preise mit der Zeit deutlich zunimmt, was die tatsächliche Knappheitssituation widerspiegelt. Eine Verkürzung der Gate Closure Zeit auf 30 min ermöglicht eine kurzfristigere Sicherstellung von Leistung. Weiterhin wird hierdurch der Intraday-Handel mit anderen Ländern harmonisiert.
- Eine weitere Möglichkeit zur Erhöhung der Liquidität des Schweizer Intraday-Handels besteht darin, Liquidität in einer Auktion zu bündeln. Hierzu könnte zum einen eine eigene Schweizer Intraday-Auktion durchgeführt werden. Zum anderen kann diese aber auch direkt in Kombination mit der Deutsch-Französischen 15-Minuten-Intraday-Call-Auktion der EPEX SPOT stattfinden. Die Einbindung des Schweizer Marktes in diese Auktion bietet das Potenzial, die derzeit geringe Liquidität im Schweizer Intraday-Handel zu erhöhen sowie einen Referenzpreis für den Intraday-Handel bereitzustellen.²⁵ Hierzu bedarf es jedoch eines Dialogs zwischen Börse und Übertragungsnetzbetreibern sowie Marktteilnehmern in der Schweiz und im angrenzenden Ausland. Das Fehlen eines bilateralen Stromabkommens zwischen der Schweiz und der EU erschwert diese Abstimmung allerdings.

2.3.3 Vollständige Marktöffnung

Mit einer Marktöffnung wird im Allgemeinen das Ziel verfolgt, das Energiesystem insgesamt effizienter gestalten: Durch Wettbewerb zwischen den Anbietern werden Stromerzeugung, Handel und Vertrieb von Strom effizienter, und es ist in liberalisierten Märkten zu beobachten, dass eine Vielzahl neuer Produkte entstehen, aus denen die Verbraucher entsprechend ihrer Präferenzen und Bedürfnisse wählen können.

In der Schweiz ist der Strommarkt bislang nur in Teilen geöffnet. Die nicht zum Wettbewerb zugelassenen Stromkunden zahlen für den verbrauchten Strom Endkumentarife, die zu einem guten Teil die Vollkosten der Strombereitstellung abdecken – zumindest bei vertikal integrierten Stromversorgern. Die in den Tarifen enthaltenen Stromerzeugungskosten liegen hierbei derzeit idR über den

²⁵ Siehe hierzu Swissgrid (2015), S.42 ff

Stromgroßhandelspreisen, die in einem wettbewerblichen Markt zu zahlen wären.

Bei Marktöffnung ist dementsprechend zu erwarten, dass die Verbraucher, die ihren Stromversorger wechseln, von sinkenden Strompreisen profitieren können. Im Gegenzug sinken die Margen jener Kraftwerke, die heute Strom in den regulierten Markt im Rahmen der Grundversorgung liefern. Die Kraftwerke befinden sich dann innerhalb der Mechanismen des EOM. Wie bereits in **Abschnitt 2.1.4**, halten wir den EOM grundsätzlich für geeignet, Versorgungssicherheit in adäquatem Maß sicherzustellen. Für die betreffenden Kraftwerke gelten dann im Grundsatz die gleichen Überlegungen wie für den Teil der Schweizer Stromerzeugung, der bereits heute in den wettbewerblichen Strommarkt liefert.

Ein wettbewerblich geöffneter Strommarkt kann die Versorgungssicherheit erhöhen, da Nachfrager deutlich stärker in die Mechanismen des Strommarktes eingebunden werden. So zeigen Erfahrungen aus dem Ausland (z.B. Norwegen), dass in geöffneten Strommärkten mit volatilen Stromgroßhandelspreisen u.a. verstärkt Produkte angeboten werden, die sich an aktuellen Strompreisen bzw. Strompreisschwankungen orientieren. Die Stromkunden, die solche Tarife wählen, erhalten dann unmittelbar Preissignale inklusive Knappheitssignale. Auf diese Weise werden für die Endverbraucher Anreize geschaffen, ihre Nachfrage zu flexibilisieren und damit zur Stabilisierung des Stromsystems beizutragen.

Die Flexibilisierung der Nachfrage gewinnt gerade im Hinblick auf die zunehmende Integration der neuen Erneuerbaren Energien in der Schweiz und den umliegenden Ländern (v.a. PV und Wind) an Bedeutung. Es ist davon auszugehen, dass dies in einem wettbewerblichen (und damit dynamischen) Marktumfeld deutlich besser gelingt als in einem System mit einer (relativ statischen) Grundversorgung.

3 BEURTEILUNG MÖGLICHER ERGÄNZENDER MARKTMECHANISMEN

In diesem Kapitel

- erläutern wir, welche Versorgungssicherheitskonzepte in der Energiepolitik verfolgt werden könnten und stellen dar, welche Marktmechanismen wir nachfolgend untersuchen (**Abschnitt 3.1**); und
- stellen unsere Analyse der Marktmechanismen vor (**Abschnitte 3.2 bis 3.6**).

3.1 Versorgungssicherheitskonzepte und untersuchte Marktmechanismen

3.1.1 Mögliche Versorgungssicherheitskonzepte und Zielsetzungen im Schweizer Kontext

Wie in **Abschnitt 2** beschrieben, gehen wir davon aus, dass das heutige Marktdesign grundsätzlich Versorgungssicherheit in der Schweiz sicherstellen kann und zumindest auf absehbare Zeit keine Versorgungsengpässe (abseits möglicher regionaler oder lokaler Netzengpässe) auftreten werden. Entsprechend könnte das zukünftige schweizerische Strommarktdesign wie bisher allein auf einem (weiterentwickelten) EOM basieren. Ein solches Konzept verfolgt z.B. Österreich.

Die Politik könnte allerdings in einem erweiterten Konzept über die Versorgungssicherheit hinausgehende Absicherungen oder zusätzliche Zielsetzungen verfolgen. Zu nennen sind hier insbesondere:

- **Zusätzliche Absicherung der Versorgungssicherheit** – Zielsetzung wäre hier, Versorgungssicherheit in der Schweiz über die von den Marktakteuren bereits vorgenommene Absicherung hinaus zu gewährleisten – analog zum Konzept der Pflichtlagerhaltung in anderen Märkten, in denen eine jederzeitige Versorgung der Endkunden essenziell ist (z.B. Erdölprodukte oder Medikamente). Es würde sich hierbei um eine Art zusätzlichem „Hosenträger“ zum bereits existierenden „Gürtel“ (in Form der unbedingten Lieferpflicht für Lieferanten in Verbindung mit dem Ausgleichsenergiepreis-Regime sowie der von Swissgrid vorgehaltenen Regelleistung) handeln.

Ein solches Konzept verfolgen im Strommarkt z.B. Belgien, Deutschland oder Schweden/Finnland.

- **Absicherung von inländischer Erzeugungskapazität für Knappheitssituationen** – Das derzeitige EOM-Marktdesign sorgt nach unserer Einschätzung für eine ausreichende Absicherung der Stromerzeugung insgesamt. Es ist allerdings Ergebnis des Marktmechanismus, in welchem Masse die in Knappheitssituationen verfügbare Kapazität im Inland bereitgestellt wird. So ist zu erwarten, dass in

Knappheitssituationen in Teilen auf ausländische Stromerzeugung zurückgegriffen werden muss. Wenn das Risiko, dass die Regierung eines Nachbarlandes Exporte in Richtung der Schweiz einschränken könnte, von der Politik als beträchtlich wahrgenommen wird, könnte es Ziel sein, den Importanteil in knappen Situationen zu begrenzen. Hinter diesem Ziel steckt primär der Ausbau von inländischer Kraftwerkskapazität (d.h. installierte Leistung).

Ein solches Konzept verfolgen z.B. Frankreich, Grossbritannien oder Italien.

- **Generelle Verringerung der Importabhängigkeit (im Winter)** – Ein weiteres politisches Ziel kann darin bestehen, die Importabhängigkeit der Schweiz generell zu verringern, also nicht nur in den Stunden und Tagen von möglichen Versorgungsengpässen. Dieses Konzept würde nicht primär der Versorgungssicherheit dienen, sondern v.a. darauf abzielen, die Stromimporte der Schweiz im Winter insgesamt zu reduzieren, indem Stromerzeugung aus dem Sommer in die Wintermonate verschoben wird – was wegen der Abhängigkeit der Stromerzeugung von der Wasserverfügbarkeit praktisch nur sehr begrenzt möglich ist – oder zusätzliche, im Winter nutzbare Stromerzeugung geschaffen wird. Die Zielsetzung geht stark mit der Forderung einher, die Stromerzeugung in der Schweiz generell zu stärken.

Ein solches Konzept wird unseres Wissens derzeit in keinem EU-Land verfolgt bzw. diskutiert.

Die genannten Konzepte gehen, im Grundsatz entlang der obigen Reihenfolge, mit einer zunehmenden Eingriffstiefe in den wettbewerblichen Strommarkt einher und mit abnehmender Relevanz für die Stromversorgungssicherheit. Es ist davon auszugehen, dass die Kosten der Umsetzung der Konzepte für die Stromverbraucher mit zunehmender Eingriffstiefe steigen.

3.1.2 Untersuchte Marktmechanismen und Analyseverfahren

Vor diesem Hintergrund bewerten wir in diesem Abschnitt die folgenden (den EOM ergänzenden) Marktmechanismen bzw. Kapazitätsmechanismen:

- Strategische Reserve (**Abschnitt 3.2**);
- Dezentrale Leistungsverpflichtung (**Abschnitt 3.3**);
- Zentrale Kapazitätsauktion (**Abschnitt 3.4**);
- Contract for Differences (CfD) für Wasserkraft (**Abschnitt 3.5**);
- Versorgungs- und Klimamarktmodell (VKMM) (**Abschnitt 3.6**).

Vorgehen der Analyse

Wir gehen dazu jeweils wie folgt vor:

1. **Beschreibung** der grundsätzlichen Funktionsweise des Mechanismus sowie – soweit vorhanden – internationale Erfahrungen mit dem Mechanismus;

2. Erläuterung einer dem Schweizer Kontext entsprechenden konkreten **Ausgestaltung** des jeweiligen Mechanismus. Dies erfolgt anhand folgender Elemente:
 - **Nachfrage und Produkt** – Wieviel wird von welchem Produkt (z.B. Kraftwerksleistung oder Stromerzeugung) und durch wen nachgefragt?
 - **Angebot** – Wer kann seine Leistung bzw. Produktion anbieten (z.B. welche Stromerzeugungstechnologien? Welche Speicher? Ausländische Anbieter?)
 - **Beschaffung** – Nach welchem Verfahren erfolgt die Beschaffung? Wie erfolgt die Preisbildung?
 - **Sicherstellung** – Wie wird die Zielerreichung sichergestellt? Welche Sanktionsmechanismen gibt es?
 - **Refinanzierung** – Wer trägt die Kosten des Mechanismus?
3. **Qualitative Bewertung** des Mechanismus für die Schweiz auf Basis folgender Kriterien:
 - **Effektivität** – Inwieweit ist der Mechanismus geeignet, die Sicherheit der Stromversorgung in der Schweiz sicherzustellen?
 - **Effizienz** – Inwieweit gelingt es, die Zielsetzung zu geringen volkswirtschaftlichen Kosten zu erreichen? Zu den Kosten zählen hierbei sowohl direkte Kosten – z.B. Kosten für die Bereitstellung und den Einsatz von Erzeugungs-, Speicher- und Nachfrageflexibilitätskapazität – sowie indirekte Kosten(-risiken) – hierunter fallen z.B. Transaktionskosten für Marktakteure wie Regulierer.
 - **Komplexität/Regulierungsrisiken** – Wie einfach ist der Mechanismus und inwieweit ist gewährleistet, dass hohe Komplexität nicht zu grossen Regulierungsrisiken und somit Kosten führt?
 - **Kompatibilität mit vollständiger Marktöffnung** – Inwieweit eignet sich der Mechanismus auch im Rahmen einer Marktöffnung?
 - **Kompatibilität mit EU-Recht** – Inwieweit wäre der Mechanismus mit den beihilferechtlichen Vorgaben der EU vereinbar, was für ein bilaterales Stromabkommen zwischen der Schweiz und der EU von Relevanz ist (hier nehmen wir eine erste Einschätzung auf Basis unserer wettbewerbsökonomischen Expertise vor; eine abschliessende juristische Prüfung erfolgt nicht)?

3.2 Strategische Reserve

ZUSAMMENFASSENDE EINSCHÄTZUNG DER STRATEGISCHEN RESERVE

Falls die schweizerische Energiepolitik dem EOM ein zusätzliches Absicherungsinstrument zur Seite stellen möchte, stellt die Strategische Reserve ein minimal-invasives und kostengünstiges Instrument dar. Diese ist in der Lage, die Versorgungssicherheitsrisiken abzusichern, die durch mangelnde Wasserverfügbarkeit Ende Winter bzw. im Frühjahr z.B. durch eine von den Marktteilnehmern unvorhergesehen späte Schneeschmelze bei gleichzeitigen Importengpässen potenziell entstehen könnten.

Die Ausgestaltung müsste dabei auf die Spezifika zugeschnitten werden, insbesondere zur sinnvollen Einbindung von Wasserkraftwerken. Hierfür stehen im Grundsatz zwei unterschiedliche Möglichkeiten zur Verfügung:

- **Wasserkraftreserve** – Eine der organisatorisch einfachsten Lösungen besteht in einer auf Wasserspeicher beschränkten Reserve.
- **Technologieoffene Strategische Reserve** – Alternativ könnte eine Reserve ausgestaltet werden, an welcher sowohl Wasserkraft als auch thermische Kraftwerke, flexible Nachfrager oder andere Speicherbetreiber teilnehmen können.

Welche Form der Reserve für die Schweiz empfehlenswert ist, hängt unter anderem von der als notwendig erachteten abzusichernden Energiemenge ab. Denkbar wäre auch, zunächst eine Wasserkraftreserve einzuführen, und diese später durch eine technologieoffene Reserve abzulösen.

Möglich wäre auch, nach dem Vorbild der Niederlande eine „schlafende Reserve“ einzuführen, welche erst im Fall mittelfristig abzusehender Versorgungsengpässe nach klaren Regeln aktiviert werden könnte.

3.2.1 Grundsätzliche Funktionsweise und internationale Erfahrungen

Im Rahmen einer Strategischen Reserve wird nur ein vergleichsweise geringer Teil der zur Deckung des Stromverbrauchs erforderlichen Stromerzeugungskapazität bzw. Energiemenge von einer zentralen Marktstelle kontrahiert und nur in einem vorher definierten Knappheitsfall eingesetzt. Damit wird sichergestellt, dass in potenziell versorgungskritischen Situationen zusätzliche Stromerzeugung verfügbar ist, um tatsächliche Versorgungsunterbrechungen zu vermeiden.

Es existieren zahlreiche internationale Praxisbeispiele für Strategische Reserven in Energiemärkten.

Internationale Fallbeispiele im Strommarkt

Hier ist zu unterscheiden zwischen

- **Leistungsbasierter Strategische Reserve** – Die meisten existierenden Strategischen Reserven im Strommarkt sind leistungsbasiert, da sie im

Wesentlichen auf thermische Kraftwerke abzielen, bei welchen die verfügbare Leistung – anders als bei Wasserkraftwerken – aufgrund dauerhaft vorhandener bzw. jederzeit beschaffbarer Brennstoffe im Grundsatz der Produktionsmöglichkeit entspricht. Das bedeutet, ein zentraler Akteur wie z.B. der ÜNB kontrahiert Leistung von Kraftwerksbetreibern, welche über Monate hinweg nicht zur Stromproduktion eingesetzt werden darf, oder auch Nachfrageflexibilität. Die Erzeugungsleistung darf einzig eingesetzt werden, wenn ein zuvor definierter Knappheitsindikator (wie z.B. ein sehr hoher Day-Ahead-Strompreis) erreicht wird und der zentrale Akteur die Betreiber explizit zur Stromproduktion anweist. Internationale Beispiele hierfür sind:

- **Belgien** – Die strategische Reserve wurde in Belgien im März 2014 eingeführt. Hintergrund der strategischen Reserve war ein Kapazitätsdefizit, reduzierte Verfügbarkeit von Kernkraftwerken und ausbleibende Investitionen in neue Kraftwerkskapazitäten.

Für den vergangenen Winter (2016/2017) wurden insgesamt 750 MW kontrahiert. Im Vergleich hierzu: Die Spitzenlast in Belgien beträgt ca. 13-14 GW. Die kontrahierte Reserve besteht nur aus Kraftwerken, grundsätzlich kann aber auch Demand-Side-Management teilnehmen. So wurden unter anderem für den Winter 2014/2015 einmalig 358 MW Lastmanagement kontrahiert.²⁶

Die Reserve besitzt einen vertraglich definierten Einsatzpreis, wird aber selber nur bei Erreichen der Preisobergrenze (day-ahead) an der Strombörse von 3000 €/MWh eingesetzt oder, wenn der Netzbetreiber Elia day-ahead oder intraday das Risiko von Knappheit sieht.

- **Deutschland** (Kapazitätsreserve) – Die Kapazitätsreserve (entspricht „strategischer Reserve“ in der Terminologie dieses Gutachtens) wurde in Deutschland im Jahr 2016 eingeführt. In den Jahren 2018 und 2019 sollen jeweils 2 GW kontrahiert werden. Ab 2020/21 wird angestrebt, eine Kapazitätsreserve in Höhe von 5% der durchschnittlichen Jahreslast kontrahiert zu haben. In Deutschland ist nicht vorgesehen, dass Lastmanagement Teil der Kapazitätsreserve ist. Die Reserve darf nicht im Energiemarkt eingesetzt werden und werden ausschliesslich auf das Signal der Übertragungsnetzbetreiber bei Knappheit abgerufen. Die Anlagen dürfen nach Auslaufen des Reservevertrages nicht in den Energiemarkt zurückkehren.

Hintergrund der Reserve sind Unsicherheiten der Versorgungssituation, die sich aus dem geplanten Kernenergieausstieg und dem Ausbau erneuerbarer Energien ergeben.

- **Schweden/Finnland** – In Schweden und Finnland wurde eine Strategische Reserve („Power Reserve“) bereits 2003 eingeführt, nachdem sich die Kapazitätsmarge seit 1996 substanziell verringert hatte und signifikante Versorgungsengpässe im Winter 2002/2003 bestanden. Die Reserve soll bis 2020 graduell abgeschmolzen werden, beispielsweise darf der ÜNB in Schweden (Svenska Kraftnät) seit März 2017 nur noch maximal 750 MW Leistung kontrahieren (gegenüber

²⁶ Vgl. Elia (2017).

ursprünglich bis zu 2.000 MW). Der Grossteil der Reserve besteht aus thermischen Kraftwerken, ein kleiner Teil der geforderten Leistung wird durch nachfrageseitige Flexibilität abgedeckt.²⁷ Wasserkraftwerke spielen in der Reserve – trotz grundsätzlich grosser Bedeutung in Schweden und Finnland – keine Rolle.

- **Energiebasierte Strategischer Reserve in Neuseeland** – Der Kraftwerkspark in Neuseeland ist, ähnlich wie in der Schweiz, geprägt von einem hohen Anteil an Wasserkraft und insbesondere von Jahresspeichern. Aufgrund des hohen Anteils der Wasserkraft und fehlender Importmöglichkeiten auf Grund der Insellage, wird die Versorgungssicherheitslage in Neuseeland regelmässig von Systemverantwortlichen überprüft.

Die Absicherung der Versorgungssicherheit erfolgt in Neuseeland über Speicherstandsvorgaben für die Wasserreservoirs. Auf Basis probabilistischer Analysen berechnet der Systembetreiber regelmässig die Wahrscheinlichkeit für Versorgungssicherheitsprobleme auf Grund zu niedriger Wasserstände und fehlender Regenfälle. Je nach Wahrscheinlichkeit für eine Knappheitssituation führt der Systembetreiber Kampagnen für Energieeinsparungen durch, erhöht die Frequenz seiner Analysen und veröffentlicht regelmässig Speicherstände. Führt dies nicht zu einer Reduktion des Risikos einer Knappheitssituation, können die Mindestspeicherstände der Wasserspeicher schrittweise freigegeben werden.

Lehren aus den internationalen Fallbeispielen

Es zeigt sich, dass Strategische Reserven in vielen Energiemärkten etabliert sind und dort einen Beitrag zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit leisten.

Die wesentliche Herausforderung der Strategischen Reserve besteht dabei in allen Systemen darin, die Additivität der in der Reserve kontrahierten Leistung bzw. Energie sicherzustellen. Es muss also gewährleistet sein, dass durch die Strategische Reserve in Knappheitssituation tatsächlich zusätzliche Energie und Kapazitäten zur Verfügung stehen, die ohne eine Implementierung der Reserve nicht zur Verfügung stünden.

Hierzu dienen in allen Reserven folgende wesentliche Elemente:

- Die kontrahierten Reserven (Energie/Kapazität) dürfen nicht am freien Markt angeboten werden (zumindest während der Knappheitsperioden), um zu vermeiden, dass diese Energie/Kapazität anderer Marktakteure verdrängt. Die Reserve darf somit nur auf Basis klar definierter Knappheitsindikatoren – idR ausschliesslich auf Signal des Übertragungsnetzbetreibers - eingesetzt werden; und
- Die Reserven werden ausserhalb des regulären Energiemarktes oder – wenn am Markt – dann nur zu sehr hohen Grosshandelspreisen eingesetzt, damit der Grosshandelspreis trotz des Reserveeinsatzes nicht verringert wird.

²⁷ Im vergangenen Winter waren in Schweden z.B. nur ein Wärmekraftwerk mit 660 MW kontrahiert, zusätzlich 185 MW flexible Last, siehe Svenska Kraftnät (2014) und Svenska Kraftnät (2017). In Finnland sind derzeit etwa 700 MW thermische Leistung in vier Kraftwerken (Erdgas, Öl, Kohle) kontrahiert, zudem 22 MW flexible Last, siehe Fingrid (2017).

Wäre dies nicht der Fall, so würde die Strategische Reserve mittel- bis langfristig andere Erzeugungskapazitäten vom Markt verdrängen, sodass die Reserve selber zwar während der Knappheitssituation verfügbar wäre, sich die insgesamt am Markt verfügbare Energie gegenüber einer Situation ohne Einführung einer Reserve aber nicht erhöht und sich somit auch die Versorgungssicherheit nicht verbessert hätte.

Im Fall der Einführung einer Strategischen Reserve in der Schweiz kann auf bestehende Erfahrungen aus dem Ausland zurückgegriffen werden. Eine auf die Spezifika des schweizerischen Strommarktes – mit seinem hohen Wasserkraftanteil und seiner vergleichsweise starken Interkonnektivität mit dem Ausland – zutreffende Blaupause existiert bisher allerdings nicht. So wäre ein wesentliches Ziel einer Reserve, Energiemengen (bzw. Speicherwassermengen), die ansonsten ggf. z.B. für die Deckung von Knappheiten im Ausland eingesetzt werden könnten (z.B. bei sehr hohen Strompreisen im Ausland während der Monate Dezember bis Februar), für mögliche Knappheiten in der Schweiz als Sicherheit zurückzuhalten (dann eher in den Monaten März bis Mai). Entsprechend bedürfte es für eine Implementierung in der Schweiz eines spezifischen Zuschnitts der Ausgestaltung der Reserve.

3.2.2 Ausgestaltung für die Schweiz

In diesem Abschnitt diskutieren wir mögliche Ausgestaltungen der Strategischen Reserve für die Schweiz.

Zusammenfassung

Im Ergebnis zeigt sich, dass zwei Varianten einer Strategischen Reserve für den Schweizer Kontext vorstellbar sind (**Abbildung 15**):

- **Wasserkraftreserve** (wie z.B. in Neuseeland) – Eine der organisatorisch einfachsten Lösungen besteht in einer auf Wasserspeicher beschränkten Reserve. Hierbei kann die Sicherstellung der Verfügbarkeit in kritischen Stunden erzwungen werden, z.B. indem bezuschlagte Wasserkraftbetreiber zusichern müssen, über einen kritischen Zeitraum (z.B. März und April) ausreichend Wasser verfügbar zu halten, um ihre angebotene Leistung (z.B. 100 MW) jederzeit für eine definierte Dauer (z.B. 1 Woche) zur Stromerzeugung nutzen zu können. Der Verfügbarkeitsnachweis könnte vergleichsweise einfach über regelmässige Prüfung des Speicherstandes der bezugschlagen Anlagen vorgenommen werden.

Die Turbinenleistung könnte – anders als bei der „klassischen“ Strategischen Reserve – im Grundsatz jederzeit auch im Markt genutzt werden, solange der Betreiber ausreichend Wasserspeicher zur Erfüllung seiner Verpflichtung vorhält. Die Zusätzlichkeit der Reserve (gegenüber einer Situation ohne Einführung der Reserve) wäre dann dadurch gewährleistet, dass in einer Knappheitssituation tatsächlich Energie zur Verfügung stünde, welche ohne Einführung der Reserve ggf. nicht zur Verfügung gestanden hätte. Eine solche Wasserkraftreserve existiert in Neuseeland (allerdings ohne wettbewerbliche Beschaffung).

Zusätzlich oder alternativ könnte vorgeschrieben werden, dass die für die Reserve kontrahierte Turbinenleistung über den gesamten potenziell kritischen Zeitraum nicht am Markt eingesetzt werden dürfte, aber zu jedem Zeitpunkt als zuschaltbare Reserve verfügbar sein muss. Es wäre dann sichergestellt, dass neben den erforderlichen Speicherwassermengen in den jeweiligen Kraftwerken auch nicht bereits am Markt genutzte zusätzliche Turbinenleistung verfügbar wäre. Dies wäre mit einer erhöhten Sicherheit verbunden, allerdings auch mit höheren Kosten, da die Leistung über den gesamten potenziell kritischen Zeitraum (z.B. März bis Mai) ersetzt werden müsste (z.B. durch Turbinen- bzw. Kraftwerksneubau oder Importe).

- **Technologieoffene Strategische Reserve** – Alternativ könnte eine Reserve ausgestaltet werden, an welcher sowohl Wasserkraft als auch thermische Kraftwerke, flexible Nachfrager oder andere Speicherbetreiber teilnehmen können. Um z.B. im Fall thermischer Kraftwerke effektiv auch mehr verfügbare Erzeugung sicherzustellen, müsste die Leistung der kontrahierten Kraftwerke für die als potenziell kritisch eingestufte Zeit (z.B. März bis Mai) vom Markt zurückgehalten werden, damit es nicht allein zu einer Verschiebung der Erzeugung vom Grosshandelsmarkt in die Reserve kommt. Für Wasserkraft bedürfte es allerdings auch hier einer Vorgabe für die Dauer und Menge der verfügbaren Erzeugung, da die Stromproduktion zu einem Zeitpunkt – anders als im Fall thermischer Kraftwerke – die Produktionsmöglichkeiten zu späteren Zeiten beeinträchtigt.

Abbildung 15 Übersicht möglicher Ausgestaltungen der Strategischen Reserve für die Schweiz

Merkmal	Wasserkraft-Reserve	Technologieoffene Reserve
Nachfrage und Produkt	Zentrale Festlegung von erforderlicher Leistung (z.B. 1 GW) UND Energiemenge (z.B. 336 GWh) für potenziell kritischen Zeitraum (z.B. März und April)	
Angebot	Reserve kann nur von Wasserkraft, Wasserspeicherkraftwerken in der Schweiz angeboten werden.	Reserve kann von Wasserkraft, thermischen Kraftwerken, anderen Speichern oder DSM erbracht werden
Beschaffung	Auktion/Ausschreibung durch Zentrale Marktstelle Auswahl der Anbieter auf Basis der geringsten geforderten Leistungspreise für die Vorhaltung der Reserve Der zu zahlende Arbeitspreis bei Abruf wäre am ehesten von der ausschreibenden Instanz vorab festzulegen.	
Einsatz	Kontrahierte Turbinenleistung kann eingesetzt werden. Aber: Reservebetreiber müssen zu jeder Zeit im kritischen Zeitraum definierte Energieverfügbarkeit (über Speicherstand) nachweisen. Einsatz der Energie nur durch Erreichen eines Triggers (bspw. des Day-Ahead Price Caps von 3000 €/MWh) in kritischem Zeitraum.	Kontrahierte Leistung muss ausserhalb kritischer Perioden zurückgehalten werden, um Additivität zu gewährleisten. Einsatz der Energie nur durch Erreichen eines Triggers (bspw. des Day-Ahead Price Caps von 3000 €/MWh) in kritischem Zeitraum.
Sicherstellung	Regelmässiger Nachweis des Speicherstandes und der Verfügbarkeit der Turbinenleistung	Regelmässiger Nachweis der Leistungs- und Energieverfügbarkeit
Refinanzierung	Umlage der anfallenden Kosten auf Stromverbraucher	

Quelle: Frontier Economics

Welche Form der Reserve für die Schweiz empfehlenswert ist, hängt unter anderem von der als notwendig erachteten abzusichernden Energiemenge ab. Denkbar wäre, zunächst eine Wasserkraftreserve einzuführen, und diese später durch eine technologieoffene Reserve abzulösen.

Möglich wäre auch, nach dem Vorbild der Niederlande, eine „schlafende Reserve“ einzuführen, welche erst im Fall mittelfristig abzusehender Versorgungsengpässe aktiviert werden könnte. Hierzu wäre das Design einer Strategischen Reserve auszugestalten (als wenn sie bereits eingeführt würde) und dann zu bestimmen, nach welchen Kriterien die Reserve unter welchen Umständen aktiviert (d.h. „aus dem Schlaf geweckt“) würde. Eine solche erstmalige Aktivierung müsste mit gewissem Vorlauf vor einem Winter erfolgen, da die Kontrahierung der Reservekraftwerke dann noch erfolgen müsste. Entsprechend bedarf es langläufigen Kriterien (z.B. auf Basis von Terminmarktpreisen, welche die von Marktteilnehmer antizipierte Knappheit für mehrere Jahre in der Zukunft reflektieren) zur Entscheidung der erstmaligen Aktivierung. Der Vorteil einer solchen vorbeugenden Implementierung wäre, dass

man im Fall eines sich anbahnenden Versorgungsproblems keine Zeit für die Ausgestaltung des Designs der Reserve verlieren würde.

Die möglichen Ausgestaltungen werden nachfolgend weiter erläutert.

Ausgestaltung der Strategischen Reserve – Nachfrage und Produkt

Die wesentliche Abgrenzung der Strategischen Reserve zu den umfassenden Mechanismen besteht darin, dass nur ein Bruchteil der zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit als notwendig erachteten Leistung bzw. Energie explizit beschafft wird. Grundsätzlich basiert der resultierende Stromerzeugungspark und die verfügbare Erzeugung und Energie daher weiterhin auf dem Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage im Energy-Only-Markt. Es wird einzig ein zusätzlicher Sicherheitspuffer geschaffen, der kurzfristig einspringt falls die Versorgung anderenfalls gefährdet werden sollte (= Versicherung).

Die wichtigsten zu definierenden Design-Parameter sind daher:

- **Grösse der Strategischen Reserve** – Die Grösse der Reserve muss auf einer eingehenden probabilistischen Analyse möglicher Versorgungsengpässe basieren. Hierbei sind u.a. Faktoren wie die inländische Last, die Verfügbarkeit des bestehenden Erzeugungsparks, vorhandene Nachfrageflexibilitäten und der mögliche Beitrag aus ausländischen Erzeugungsanlagen in einer Vielzahl möglicher Wetterkonstellationen zu berücksichtigen, sowie die Kosten von potenziellen (partiellen) Versorgungsunterbrechungen. Eine quantitative Bestimmung der Grösse der Strategischen Reserve ist nicht Gegenstand dieser Studie. Folgende Vorabüberlegungen seien jedoch angestellt:

- **Leistung** (z.B. in MW) – Es ist eine Leistung erforderlicher Stromerzeugung bzw. einzusenkender Stromlast (DSM) zu definieren, die kontrahiert wird und somit im Knappheitsfall zur Verfügung zu stehen hat. Die kontrahierte Leistung beträgt z.B. in Belgien im Winter 2016/17 750 MW (entspricht etwa 5,6% der Peaklast von 13.500 MW), in Schweden und Finnland derzeit insgesamt etwa 1.500 MW (entspricht etwa 4% der kumulierten Peaklast beider Länder von knapp 40.000 MW), und in Deutschland ab 2020/2021 5% der Spitzenlast (was derzeit etwa 4.000 MW entspricht).

Selbst in einer auf Wasserkraft beschränkten Reserve bedürfte es einer Vorgabe für die verfügbare Leistung. Denn eine reine Vorhaltung von Energie im Speicherreservoir allein dient der Versorgungssicherheit nicht, wenn diese in Knappheitssituationen nicht entsprechend turbinieren kann.

Entsprechend müsste eine zentrale Institution – z.B. unter Einbezug des Systembetreibers und/oder der Regulierungsbehörde – eine erforderliche Leistung festlegen, welche insgesamt zu kontrahieren und von den bezuschlagten Betreibern in Summe verfügbar zu halten wäre.

- **Energie** (z.B. in MWh) – Elementar ist zudem, dass die technisch verfügbare Leistung in Knappheitssituationen auch tatsächlich zur Stromproduktion eingesetzt werden kann.

Die Erbringung dieses Nachweises ist bei thermischen Kraftwerken – welche bei den „klassischen“ Strategischen Reserven in Europas Strommärkten im Vordergrund stehen – weniger schwierig: Die Brennstoffzufuhr ist vergleichsweise einfach zu sichern und kaum von natürlichen Gegebenheiten abhängig. Gas, Kohle oder Öl können vergleichsweise günstig gespeichert und/oder jederzeit zusätzlich beschafft werden. Daher spielt der Nachweis der Energieverfügbarkeit bei der „klassischen“ Reserve keine entscheidende Rolle. Es reicht im Grundsatz, die technische Verfügbarkeit der Leistung zu überprüfen, sowie einen Nachweis für die Brennstoffversorgung zu fordern.

Hiervon unterscheiden sich Wasserkraftwerke erheblich: Laufwasserkraftwerke sind fast vollständig abhängig von den natürlichen Gegebenheiten und fallen als Strategische Reserve im Prinzip aus. Speicherkraftwerke können nur Strom produzieren, wenn noch ausreichend Wasser im Speicher ist. Der Speicher füllt sich nur durch nicht zu beeinflussende natürliche Zuflüsse, eine kurzfristige Zusatzbeschaffung ist nicht möglich (mit Ausnahme von Pumpspeicherkraftwerken).

Wenn Wasserspeicherkraftwerke Teil der Reserve werden sollen, reicht ein Fokus auf die Leistung daher nicht aus. Stattdessen muss klar definiert werden, in welchem Zeitraum die kontrahierte Leistung für welche maximale Dauer tatsächlich Strom produzieren können muss. Aus dem Produkt von insgesamt kontrahierter Leistung (z.B. 1.000 MW) und Anforderung der Dauer (z.B. insgesamt zwei Wochen) ergibt sich die durch die Reserve vorgehaltene Energiemenge: Im Beispiel hier 336 GWh (1.000 MW bzw. 1 GW multipliziert mit 336 Stunden). Ein einzelner Wasserspeicher, der z.B. 100 MW in der Reserve bezuschlagt bekommen hat, hätte dann ausreichend Wasser im Speicher vorzuhalten, um zwei Wochen bei 100 MW Strom zu produzieren. Für den einzelnen Speicher liesse sich dies auf einen Reservemindestspeicherstand umrechnen, bei welchem entsprechend ausreichend Wasser über den genehmigungsrechtlichen Mindeststand hinaus zur Verfügung steht. Dieser dürfte zu keinem Zeitpunkt unterschritten werden.

■ **Zeitliche Dimension**

- **Maximale Gesamteinsatzdauer (Energiemenge)** – Wie geschildert, determiniert die maximale Dauer, über welche die kontrahierte Reserveleistung Strom produzieren können muss, die insgesamt vorhandene Energiemenge.
- **Maximale Einsatzdauer am Stück** – Es kann auch definiert werden, wie lange ein bezuschlagter Betreiber maximal Strom erzeugen (bzw. Last reduzieren) können muss. Durch eine Begrenzung z.B. auf wenige Stunden könnten bestimmte Speichertechnologien wie Pumpspeicher oder Batterien Teil der Reserve werden.
- **Zeitraum der Vorhaltung** – Zudem muss auf Basis einer probabilistischen Analyse definiert werden, in welchem Zeitraum die Reserve verfügbar sein muss. In Schweden und Finnland muss die

Reserve beispielsweise nur von November bis März verfügbar sein. Im Fall von thermischen Kraftwerken ermöglicht dies, die Einsatzbereitschaft ausserhalb dieser Zeiten herunter zu fahren und z.B. Wartungsmassnahmen vorzunehmen.

In der Schweiz genügt voraussichtlich ein Fokus auf die späten Winter- bzw. frühen Frühjahrsmonate, z.B. auf die Monate März bis Mai. Dies ist darauf zurückzuführen, dass dies die Monate sind, in welchen die Verfügbarkeit der in der Schweiz dominierenden Erzeugungstechnologien – Laufwasser und Speicherwasserkraftwerke – auf dem Tiefstand sind, und eine mögliche Fehleinschätzung der Marktteilnehmer in Bezug auf den Zeitpunkt der Schneeschmelze, mit welcher die Wasserverfügbarkeit sprunghaft steigt, die Versorgungssicherheit gefährden könnte.

Es wäre auch möglich, die Anforderung der maximalen Einsatzdauer über die Zeit zu variieren. Falls in einer eingehenden probabilistischen Analyse beispielsweise tatsächlich die Monate März bis Mai als kritischer Zeitraum identifiziert würden, könnte die Anforderung im Laufe des Mais abgeschmolzen werden, da zum Ende des Mais die Wahrscheinlichkeit sinkt, dass die volle Reservemenge noch benötigt wird. Auf diese Weise könnten die Opportunitätskosten gesenkt werden, die den Speicherbetreibern durch die Zurückhaltung von Wasser entstehen, und somit die letztendlich von Verbrauchern zu tragenden Kosten. Allerdings senkt eine „Rückkehr“ der Energiemengen in den Markt am Ende des Winters grundsätzlich den Anreiz, zusätzliche Energiemengen für den Markt insgesamt verfügbar zu machen (siehe auch folgender Punkt).

- **Rückkehr an den Strommarkt** – In manchen Ländern ist es einmal bezuschlagten Anlagen verboten, nach Ablauf der Vertragslaufzeit auf den Strommarkt zurückzukehren („no return“-Regel). Dies dient insbesondere dazu, das Signal der Verknappung des Angebots (ausserhalb von Knappheitssituationen) durch die Kontrahierung der Reserve zu verschärfen und somit den Anreiz für Investitionen zu stärken. Unter anderem weil die Strategische Reserve in der Schweiz primär darauf abzielen würde, die Verfügbarkeit von Energie im Winter/Frühjahr zu steigern und weniger die Schaffung von zusätzlichen Investitionsanreizen zum Ziel hat, sollte eine Rückkehr an den Strommarkt nach Ablauf der Reserve erlaubt sein.

Ausgestaltung der Strategischen Reserve – potenziell teilnehmende Technologien

Im Grundsatz können an einer Strategischen Reserve eine Vielzahl unterschiedlicher Anlagen teilnehmen, die in potenziellen Knappheitssituation die verfügbare Stromerzeugung erhöhen und somit Versorgungsunterbrechungen vermeiden können: Thermische Kraftwerke, Wasserkraftwerke, Nachfrageflexibilität oder verschiedene Stromspeicher.

Prinzipiell ist eine technologieoffene Ausschreibung einer Strategischen Reserve zu bevorzugen, sodass verschiedene Technologien gegeneinander konkurrieren können, um im Entdeckungsverfahren des Marktes die am besten geeigneten

und letztlich kostengünstigen Anlagen zu identifizieren. Hierfür wären allerdings gleichwertige Teilnahmebedingungen erforderlich, was wegen der Unterschiedlichkeit der Technologien – insbesondere Wasserspeicher im Vergleich zu thermischen Kraftwerken – schwierig ist bzw. zum faktischen Ausschluss einzelner Technologien führen kann.

Inwiefern sich Vorteile aus einer technologieoffenen, aber dafür relativ komplexen Ausschreibung ergeben können, ist zunächst einmal empirisch zu beantworten. So stellt sich die Frage, welche potenziellen Anbieter in der Schweiz Strategische Reserve anbieten würden bzw. könnten:

- **Wasserkraft** – Hier ist zu differenzieren:
 - **Wasserspeicherkraftwerke (ohne Pumpspeicher)** – Sind in der Schweiz der „natürliche“ Kandidat für eine Strategische Reserve, da durch Kontrahierung von Wasserspeichern in der Reserve zu vergleichsweise günstigen Kosten eine Verschiebung von Stromerzeugung (bzw. Stromerzeugungspotenzial) in die möglicherweise versorgungskritische Zeit im Spätwinter/Frühjahr erreicht werden kann. Handelt es sich hierbei um Speicherkraftwerke, die idR im Spätwinter/Frühjahr marktseitig eingesetzt werden (da sie im Regelfall auch noch zu dieser Zeit über ausreichend Speicherwasser verfügen), muss zudem sichergestellt werden, dass zusätzliche Turbinenleistung verfügbar ist. In diesem Fall müsste also durch den Reservekontrakt ausgeschlossen werden, dass die kontrahierte Turbinenleistung am Markt eingesetzt wird (zumindest nicht in den kritischen Zeiträumen), die betreffende Leistung dürfte also nicht am Markt angeboten werden.
 - **Laufwasserkraftwerke** – Eignen sich für die Reserve nicht, da die Stromerzeugung einzig an dem verfügbaren Dargebot hängt und in Knappheitssituation nicht durch den Betreiber erhöht werden kann.
 - **Pumpspeicherkraftwerke** – Eignen sich eingeschränkt für die Reserve. Eine Eignung liegt ohnehin nur vor, wenn sich im Rahmen der probabilistischen Problemanalyse herausstellt, dass potenzielle Knappheitssituationen maximal mehrere Stunden am Stück auftreten, sodass die Speichervolumina von Pumpspeichern ausreichen, um diese Periode abzudecken (um dann bis zur nächsten Knappheitsperiode wieder Wasser in das Becken pumpen zu können). Selbst in diesem Fall müsste die Leistung des kontrahierten Pumpspeichers allerdings – anders als bei Wasserspeicherkraftwerken (siehe hierzu das nachfolgende Subkapitel zu „Einsatz“) – vollständig dem Markt entzogen werden, um sicherzustellen, dass in der Reserve kontrahierte Pumpspeicher tatsächlich zu zusätzlich verfügbarer Stromerzeugung gegenüber einer Situation ohne eine solche Kontrahierung führen.

Der Unterschied zu Speicherwasserkraftwerken ergibt sich daraus, dass die Zusätzlichkeit der verfügbaren Stromproduktion bei einem Speicherwasserkraftwerk dadurch zu Stande käme, dass durch die Kontrahierung in der Reserve weniger Wasser vor dem Spätwinter turbinieren würde, während eine solche Verschiebung bei einem Pumpspeicher nicht möglich ist. Die Kontrahierung von bestehenden

Pumpspeicherkraftwerken führt also nur dann zu mehr verfügbarer Stromerzeugung im Knappheitsfall, wenn sich durch eine Leistungszurückhaltung die Strompreise erhöhen (und somit Anreize für Investitionen in andere Kraftwerke entstehen) und/oder in Pumpspeicherleistung (bzw. die Grösse des Pumpspeicherbeckens) investiert wird.

Die Pumpspeicherleistung stünde somit nicht mehr zur Glättung kurzfristiger Schwankungen von dargebotsabhängiger Stromerzeugung und Last zur Verfügung. Daher ist fraglich, ob die Kosten für Pumpspeicher in der Strategischen Reserve nicht deutlich höher wären als z.B. die Kosten von Wasserspeichern.

■ **Neue Erneuerbare Energien**

- **Dargebotsabhängige neue Erneuerbare Energien** – Anlagen zur Stromerzeugung aus Wind und Sonne eignen sich für die Reserve – analog zu Laufwasserkraftwerken – aufgrund der nicht beeinflussbaren Abhängigkeit von Wind- und Sonne-Dargebot nicht.
- **Biomasse** – Anlagen zur Stromerzeugung aus Biomasse könnten sich im Grundsatz als Strategische Reserve eignen, wenn die kontrahierte Leistung ausserhalb eines Reserveabrufs dem Markt entzogen wird. Bestandsanlagen dürften aufgrund der KEV-Förderung allerdings herausfallen. Für Neubauten stellen sich die gleichen Fragen wie für Neubauten von thermischen Kraftwerken (s.u.).

- **Kernkraftwerke** – Dürften faktisch herausfallen, da nicht ausreichend flexibel fahrbar bzw. mit hohem Verhältnis von Fixkosten zu variablen Kosten, sodass ein Verbleib in der Reserve mit hohen Opportunitätskosten verbunden wäre.

- **Thermische Kraftwerke** – Hier ist zu unterscheiden:

- **Bestandskraftwerke**

- die aufgrund geringer Wirkungsgrade bzw. hoher Brennstoff- und CO₂-Kosten kaum laufen. Die Leistungszahlungen einer Strategischen Reserve könnten derartige Kraftwerke vor einer Stilllegung bewahren, wodurch diese in Knappheitssituationen – anders als im Konterfaktum ohne Strategische Reserve – zusätzlich zur Verfügung stünden (Stichwort Additivität).

Im Schweizer Kontext stellt sich die Frage, inwieweit ausreichend thermische Bestandskraftwerke bestehen, für die sich diese Frage in den nächsten Jahren stellt.

- die aufgrund vergleichsweise hoher Wirkungsgrade bzw. günstiger Brennstoff- und CO₂-Kosten zumindest sporadisch laufen. Ziel der Kontrahierung solcher Kraftwerke in der Reserve wäre dann, in Zeiten ausserhalb von Knappheitssituationen das Angebot auf dem Strommarkt zu verknappen und auf diese Weise höhere Grosshandelspreise zu induzieren, wodurch es zu zusätzlichen (Re-)Investitionen bzw. weniger Kraftwerksstilllegungen käme. Auch hierdurch stünden in dynamischer Perspektive mehr Kraftwerke für Knappheitssituationen zur Verfügung.

Allerdings sind in der Schweiz nicht ausreichend derartige Kraftwerke vorhanden. Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) sind beispielsweise kaum als Strategische Reserve geeignet, da sie – insbesondere in den kalten Monaten – kaum auf eine Bedienung der Wärmenachfrage verzichten können.

Zudem wäre im Kontext der intensiven physischen Einbindung in den europäischen Strommarkt zu analysieren, inwieweit es durch Angebotsverknappung in der Schweiz auch tatsächlich zu einer substantziellen Preiserhöhung in der Schweiz käme.

- **Neubaukraftwerke** – Diese könnten unmittelbar kontrahiert werden und explizit für die Strategische Reserve errichtet werden.

Hier stellt sich allerdings die Frage, ob die Kosten eines neu errichteten Kraftwerks die Kosten bestehende Wasserkraftwerke nicht erheblich übersteigen. Dies hängt letztlich auch von der als notwendig erachteten vorzuhaltenden Energiemenge ab: Je mehr Energie im Vergleich zu der Leistung vorgehalten werden muss (d.h. je länger die geforderte Dauer des maximalen Einsatzes der Reserve), desto günstiger wird im Vergleich die Vorhaltung durch ein thermisches Kraftwerk.

- **Nachfrageflexibilität** – Grundsätzlich können auch flexible Stromverbraucher wie z.B. Industriebetriebe als Anbieter an einer Strategischen Reserve partizipieren. Hierzu muss z.B. auf Basis historischer Verbrauchsprofile ein Benchmark definiert werden, wieviel Strom der kontrahierte Verbraucher im Normalfall verbraucht hätte. Im Knappheitsfall, in welchem die Strategische Reserve eingesetzt wird, ist er dann verpflichtet, entsprechend seiner kontrahierten Leistung weniger Strom zu verbrauchen. Hat er sonst beispielsweise im März und April konstant 10 MW verbraucht, könnte er eine Leistung von maximal 10 MW in der Strategischen Reserve anbieten (und hierfür Leistungszahlungen erhalten), und müsste im Fall eines Einsatzes seinen Stromverbrauch für die Dauer des Abrufs auf 0 MW senken.

Bei Nachfrageflexibilität in der Strategischen Reserve stellt sich grundsätzlich die Frage, inwieweit diese faktisch durch eine Strategische Reserve erhöht werden kann. Bei funktionierenden Grosshandels- und Einzelhandelsmärkten ist davon auszugehen, dass ein (potenziell) flexibler Stromverbraucher auch ohne Kontrahierung in der Reserve Anreize hätte, seinen Stromverbrauch in Knappheitssituationen – mit entsprechenden Grosshandels- und Ausgleichsenergiepreisen – zu reduzieren.

- **Ausländische Anbieter** – Im Grundsatz wäre es auch möglich, Anbieter in Nachbarländern der Schweiz als Strategische Reserve zu kontrahieren. Da im Rahmen einer Strategischen Reserve ohnehin nur ein Bruchteil der zur Lastdeckung notwendigen Stromerzeugung kontrahiert wird und um die Importabhängigkeit in Knappheitssituationen zu verringern, empfehlen wir allerdings die Reserve – zumindest zunächst – auf Anlagen in der Schweiz zu beschränken. Importpotenziale in Knappheitssituationen wären allerdings im Rahmen der Bestimmung der erforderlichen Grösse der Reserve zu berücksichtigen. Dies ist konsistent mit den aktuellen Empfehlungen der Europäischen Kommission für die Ausgestaltung einer Strategischen

Reserve.²⁸ Es entspricht auch dem Vorgehen in Belgien, Deutschland und Schweden/Finnland.

Ausgestaltung der Strategischen Reserve – Welche Anbieter zulassen?

Die vorangehenden Überlegungen zeigen, dass heute v.a. Speicherwasserkraftwerke für die strategische Reserve in Frage kommen. Eine Vielzahl von Technologien wie z.B. Kernkraft, Laufwasser, Wind oder Photovoltaik sind kaum für eine Strategische Reserve geeignet.

Grundsätzlich bieten sich daher zwei unterschiedliche Ausgestaltungen einer Strategischen Reserve an, welche den o.g. Technologien in unterschiedlichem Masse eine Teilnahme ermöglichen:

- **Wasserkraftreserve** (wie z.B. in Neuseeland) – Eine der organisatorisch einfachsten Lösungen besteht in einer auf Wasserspeicher beschränkten Reserve.
- **Technologieoffene Strategische Reserve** – Alternativ könnte eine Reserve ausgestaltet werden, an welcher sowohl Wasserkraft als auch thermische Kraftwerke und ggf. auch flexible Nachfrager oder andere Speicherbetreiber teilnehmen können. Für diese würden sich insbesondere die Einsatzregeln unterscheiden, siehe unteres Sub-Kapitel „Ausgestaltung der Strategischen Reserve – Einsatz“).

Da kurzfristig der Kreis potenziell teilnehmender Anlagen v.a. auf Speicherkraftwerke beschränkt ist, wäre es also möglich, zunächst eine auf Wasserkraft fokussierte Reserve einzuführen, ohne dass kurzfristig mit erheblichen Effizienzverlusten zu rechnen wäre. Vorteil wäre, dass die Komplexität der Reserve zunächst relativ überschaubar wäre.

Mittel- bis langfristig wäre zu erwägen, weitere Technologien für die Reserve zuzulassen, zum einen, um die Wettbewerbsintensität zwischen den Anbietern grundsätzlich erhöhen, zum anderen, um die Effizienz der Ausschreibung durch den Wettbewerb der verschiedenen Technologien zu erhöhen. Hierfür könnten folgende Gründe sprechen:

- Bei thermischen Bestands- oder Neuanlagen (v.a. Gaskraftwerke) oder Biomasse-Neubau ist auf Basis einfacher Überlegungen heute nicht zu beurteilen, ob sie in der Lage und geeignet wären, in ernsthafte Konkurrenz zu Wasserspeicherkraftwerken zu treten. Hier bedürfte es einer eingehenden empirischen Analyse, auf Basis derer beurteilt werden könnte, inwieweit diese Technologien neben Wasserkraftspeichern für eine Strategische Reserve in der Schweiz in Frage kämen. Hierfür ist auch eine Einschätzung zur angestrebten Grösse der Reserve erforderlich, da die Chancen einzelner Technologien auch hiervon abhängt. Diese ist wiederum Ergebnis der eingangs erwähnten probabilistischen Analyse.
- Es ist zudem nicht auszuschliessen, dass mittel- bis langfristig auch andere Technologien wie Gasturbinen oder auch Nachfrageflexibilität in den Markt eintreten würden. Eine technologiespezifische Ausschreibung würde dies

²⁸ Vgl. EU-Kommission (2016).

ausschliessen, bei technologieoffener Ausschreibung würden dagegen die Marktakteure selbst hierüber entscheiden.

Bei Öffnung der Ausschreibung von Wasserreserve für andere Technologien müssten allerdings die Ausschreibungsregeln entsprechend angepasst und verallgemeinert werden.

Ausgestaltung der Strategischen Reserve – Beschaffung

Folgende Parameter sind im Zuge der Beschaffung der Reserve auszugestalten:

- **Zentrale Marktstelle** – Die Strategische Reserve sollte durch eine zentrale Marktstelle beschafft werden. In der Schweiz müsste entweder eine Marktstelle gegründet werden oder auf bestehende Institutionen zurückgegriffen werden. In Belgien (Elia), Deutschland (alle vier Übertragungsnetzbetreiber), Schweden (Svenska kraftnät) und Finnland (Fingrid) erfolgt die Beschaffung durch die Übertragungsnetzbetreiber, beaufsichtigt durch die jeweilige nationale Regulierungsbehörde.
- **Beschaffungsvorgang** – Die Reserve sollte nach Möglichkeit im Rahmen einer transparenten, wettbewerblichen und diskriminierungsfreien Ausschreibung beschafft werden. Hierzu gäbe die zentrale Marktstelle die zuvor als erforderlich identifizierte Menge (Leistung und Energie) in Kombination mit klaren Produkt- und Präqualifikationsbedingungen bekannt und lüde zur Abgabe von Geboten ein. Die Auswahl der erfolgreichen Gebote erfolgte dann unter zuvor definierten Kriterien, im Wesentlichen in Reihenfolge der geringsten Preisgebote.

Inwieweit die Stromerzeugung in der Schweiz ausreichend wettbewerblich strukturiert ist, um einen funktionierenden Wettbewerb bei der Beschaffung der Reserve zu gewährleisten, ist eine empirische Frage.²⁹ Dies gelingt allerdings umso weniger, je strikter die Präqualifikationsbedingungen sind, d.h. umso mehr potenzielle Technologien und Anbieter (explizit oder implizit) ausgeschlossen werden. In jedem Fall bedarf es einer ex-post Missbrauchskontrolle der Gebote (z.B. durch die Wettbewerbskommission), eventuell zudem konkreter ex-ante Vorgaben zur Gebotsbildung (z.B. in Form eines Leitfadens, z.B. formuliert von der EICom). Dies könnte im Rahmen einer Wasserkraftreserve erforderlich sein, bei der die Anzahl der möglichen konkurrierenden Anbieter per se geringer wäre als beispielsweise im Fall einer Partizipation von Nachfrageflexibilität.

- **Vergütung** – In der Strategischen Reserve kontrahierte Anlagen sollten zweierlei Vergütung erhalten:
 - **Leistungspreis** – Bezuschlagte Anlagenbetreiber sollten die durch die Vorhaltung der Reserve anfallenden Kosten in Form eines Leistungspreises vergütet bekommen, also in CHF pro vorgehaltenem MW Leistung, welche wie oben geschildert die Vorhaltung einer festgelegten Energiemenge impliziert (z.B. zwei Wochen maximale Einsatzdauer, also 336 MWh vorgehaltene Energie pro MW Leistung), pro

²⁹ Im Rahmen dieses Projektes sind keine empirischen Analysen vorgesehen.

Jahr.³⁰ Ein wesentlicher Teil der Kosten der Vorhaltung besteht bei Bestandsanlagen in Opportunitätskosten, d.h. den durch die Zurückhaltung von Leistung bzw. Energie entgangenen Erlösen. Bei Neuanlagen, die für die Reservevorhaltung errichtet werden, bestehen die Kosten aus den erforderlichen Investitions- und Betriebskosten für die Anlagen.

Im Fall von bestehenden Speicherwasserkraftwerken fallen die Opportunitätskosten dadurch an, dass in Hochpreisphasen nicht das gesamte vorhandene Speicherwasser turbinieren darf, da der Mindestspeicherstand aufgrund der Reservevorhaltung nicht unterschritten werden darf. Daher steigen die Opportunitätskosten der Reserve von Wasserspeicherkraftwerken mit der Länge der geforderten maximalen Einsatzdauer an (je länger die Einsatzdauer, desto mehr Wasser muss als Reserve vorgehalten werden und desto mehr Wasser kann im Strommarkt eingesetzt werden). Bei thermischen Kraftwerken ist diese Abhängigkeit wesentlich geringer (siehe obige Diskussion zur Technologieoffenheit der Reserve).

- **Abrufpreis** – Im Falle eines tatsächlichen Abrufs der Strategischen Reserve – was bei angemessener Ausgestaltung der Reserve nur selten vorkommen sollte – sollten die Betreiber der abgerufenen Reserven einen Abrufpreis pro erzeugter MWh Strom erhalten. Hierbei besteht eine Reihe von Optionen wie z.B.
 - die Höhe des Abrufpreises wird die ausschreibende Instanz einheitlich vorgegeben – die Risiken einer Differenz zwischen Abrufpreis und (Opportunitäts-)Kosten tragen dann Anbieter (diese werden die Risiken in den Preisgeboten berücksichtigen); oder
 - die Höhe des Abrufpreises kann von den einzelnen Anbietern im Ausschreibungsverfahren geboten werden – dann ist die Vergleichbarkeit der Gebote erschwert, da neben den Leistungspreisen nun auch die Arbeitspreise in den Vergleich einbezogen werden müssten (dies könnte z.B. durch eine Annahme bezüglich der Abrufwahrscheinlichkeit erfolgen).
 - Es sind zudem Zwischenformen möglich, wie z.B. die Festlegung eines Höchstgebots bei den Abrufpreisen.

Da der Abruf nur selten erfolgen sollte, liegt es nahe, die Höhe des Abrufpreises bereits in den Ausschreibungsbedingungen für alle Anbieter identisch festzusetzen. Dies vereinfacht die Zuschlagsregeln in den Ausschreibungen, und mögliche Wettbewerbsverzerrungen aufgrund unterschiedlicher Abrufpreise der Anbieter sollten nur moderat sein.

Im Fall einer technologieoffenen Reserve sollte der Abrufpreis ausreichend hoch sein, um die variablen Kosten von thermischen Kraftwerken mit niedrigen Wirkungsgraden zu decken, um für den

³⁰ Hier wäre grundsätzlich sowohl eine Festsetzung des Preises für alle bezuschlagten Anbieter in Höhe des teuersten Zuschlagspreis denkbar („uniform pricing“) als auch eine Festsetzung in Höhe des jeweiligen individuellen Angebots („pay-as-bid-pricing“).

Anlagenbetreiber kein finanzielles Risiko durch häufige Abrufe zu erzeugen (welches in die Leistungsgebote eingepreist werden müsste).

Der Abrufpreis sollte jedoch nicht an den (sehr hohen) kurzfristigen Grosshandelspreis im Falle des Abrufs gekoppelt sein, also nicht die tatsächliche Knappheit bei Abruf reflektieren. Hierdurch kann vermieden werden, dass bezuschlagten Anlagenbetreiber, welche gegebenenfalls weitere Anlagen im Grosshandelsmarkt vermarkten, Anreize zur Angebotsverknappung im Grosshandelsmarkt und somit zur Herbeiführung von Knappheitssituationen entstehen.

- **Vorlauf der Beschaffung und Vertragslaufzeit** – Hier ist zu differenzieren:
 - **Bestandsanlagen** – Solange die Reserve allein auf eine Verschiebung der Energieverfügbarkeit bestehender Anlagen in die späten Winter- bzw. frühen Frühjahrsmonate abzielt (wie z.B. im Fall einer Wasserkraftreserve), könnte eine Vorlaufzeit von etwa einem Jahr ausreichen: Die natürlichen Zuflüsse der Wasserspeicher führen in der Regel automatisch dazu, dass die Speicherbecken zum Ende des Sommers bzw. Anfang des Herbsts vollständig gefüllt sind (vgl. **Abbildung 9** auf Seite 43). Für die Planung der Jahreserzeugung entscheidend ist daher essenziell, dass der Anlagenbetreiber über seinen Zuschlag in der Strategischen Reserve vor diesem Zeitpunkt Bescheid weiss. Die Ausschreibung der Reserve muss daher spätestens im Sommer für den jeweiligen Folgewinter erfolgen. Denkbar sind auch längere Vorlaufzeiten, um den im Terminmarkt handelnden Akteuren grössere Klarheit zur Optimierung ihrer Positionen zu ermöglichen. Die Vertragslaufzeit sollte mindestens ein Jahr (bzw. einen Winter) betragen.
 - **Neuanlagen** – Sobald eine Reserve auch eine Kontrahierung von neu zu bauenden (z.B. thermischen) Anlagen beabsichtigt, sind Vorlaufzeiten von mindestens drei Jahren erforderlich. Ebenso können für diesen Fall Vertragslaufzeiten von mehreren Jahren gewählt werden, um Investitionssicherheit für die zu bauenden Anlagen zu schaffen. Allerdings: Je länger Vorlauf- und Vertragslaufzeit gewählt werden, desto weniger attraktiv kann dies zum Beispiel für alte Bestandsanlagen werden, da deren Betreiber gegebenenfalls bevorzugen, von Jahr zu Jahr zu entscheiden, inwieweit sich Erhaltungsinvestitionen zur Aufrechterhaltung der Betriebsbereitschaft noch lohnen. Dies zeigt exemplarisch die Herausforderungen von sehr technologieoffenen Ausschreibungen.

Ausgestaltung der Strategischen Reserve – Einsatz

Die Regeln zum Einsatz der Strategischen Reserve sind essenziell für die Gewährleistung der Additivität der Reserve.

- **Teilnahme am Grosshandelsmarkt** – Inwieweit zur Gewährleistung der Additivität der Reserve die Zurückhaltung der Reserveleistung vom Grosshandelsmarkt erforderlich ist, unterscheidet sich insbesondere zwischen:
 - **Wasserspeicherkraftwerken** – Für Wasserspeicherkraftwerke sind bezüglich der Einsatzregeln zwei Varianten vorstellbar:

- Es wäre denkbar zu erlauben, dass die im Rahmen der Reserve kontrahierte Turbinenleistung jederzeit zur Stromerzeugung eingesetzt und entsprechend frei am Grosshandelsmarkt eingesetzt werden darf. Einzig entscheidend wäre dann, dass jede kontrahierte Anlage zu jeder Zeit innerhalb des definierten potenziell kritischen Zeitraums (z.B. März bis Mai) ausreichend Wasser verfügbar hält, um die kontrahierte Leistung für die erforderliche Dauer (z.B. 2 Wochen) beschäftigen zu können. Sobald der anlagenindividuelle Reservemindestwasserstand erreicht ist, darf daher bis zum Ablauf des definierten Zeitraums (z.B. Ende Mai) nicht mehr turbiniert werden – es sei denn, es erfolgt ein Abruf der Reserve.

Mit diesem Wissen werden Betreiber kontrahierter Anlagen auch schon im Vorlauf des definierten Zeitraums (also z.B. im Januar oder Februar) tendenziell weniger Strom erzeugen, um die Wasserstandsvorgabe auch zum Ende des Zeitraums noch einhalten zu können. Die verringerte Stromerzeugung aus den kontrahierten Wasserspeicherkraftwerken wird – über steigende Grosshandelspreise – durch andere Anlagen ersetzt. Dies können Anlagen im Ausland sein (d.h. erhöhte Nettoimporte bzw. verringerte Nettoexporte ausserhalb von Knappheitszeiten) oder im Inland sein. Im Ergebnis steht für den potenziell kritischen Zeitraum (z.B. März bis Mai) mehr Stromerzeugungspotenzial im Inland zur Verfügung – d.h. eine geringere Importabhängigkeit im Knappheitsfall.

Die Zusätzlichkeit der Reserve (gegenüber einer Situation ohne Einführung der Reserve) wäre dann dadurch gewährleistet, dass in einer Knappheitssituation tatsächlich Energie zur Verfügung stünde, welche ohne Einführung der Reserve ggf. nicht zur Verfügung gestanden hätte. Eine solche Wasserkraftreserve existiert in Neuseeland.

- Zusätzlich oder alternativ könnte vorgeschrieben werden, dass die für die Reserve kontrahierte Turbinenleistung über den gesamten potenziell kritischen Zeitraum nicht am Markt eingesetzt werden dürfte, aber zu jedem Zeitpunkt als zuschaltbare Reserve verfügbar sein muss. Es wäre dann sichergestellt, dass neben den erforderlichen Speicherwassermengen in den jeweiligen Kraftwerken auch nicht bereits am Markt genutzte zusätzliche Turbinenleistung verfügbar wäre. Dies wäre mit einer erhöhten Sicherheit verbunden, allerdings auch mit höheren Kosten, da die Leistung über den gesamten potenziell kritischen Zeitraum (z.B. März bis Mai) ersetzt werden müsste (z.B. durch Turbinen- bzw. Kraftwerksneubau oder Importe).
- **Thermischen Kraftwerken** (und Pumpspeichern) – Um sicherzustellen, dass im Knappheitsfall tatsächlich mehr Stromerzeugung zur Verfügung steht als ohne Reserve, muss die in der Reserve kontrahierte thermische Leistung dem Markt entzogen werden. Handelt es sich um eine Bestandsanlage, steigt die insgesamt verfügbare Erzeugung nur dann, wenn i) die Anlage durch die Leistungszahlung von der Stilllegung bewahrt wird, oder ii) der Grosshandelspreis steigt und so (Re-

)Investitionen in Anlagen ausserhalb der Reserve attraktiver macht, da die Reserveleistung dem Markt nicht mehr zur Verfügung steht.³¹ Analog muss im Fall von Neuanlagen in der Reserve sichergestellt sein, dass die Anlagen im Normalfall den Preis nicht „drücken“ und somit die Marktlage für Anlagen ausserhalb der Reserve nicht verschlechtern. Dies erfordert, dass die Anlagen nicht im freien Markt anbieten dürfen, d.h. im Grundsatz für die Reserve gebaut werden (z.B. bei Gasturbinen denkbar).

- **Abruf** – Die Reserve darf nur eingesetzt werden, wenn die zentrale Marktstelle (z.B. der Übertragungsnetzbetreiber) eine Knappheitssituation ausruft. Hierfür muss ein Auslöser („Trigger“) definiert werden, zum Beispiel ein sehr hoher Preis am Grosshandelsmarkt. Für die Schweiz bietet sich beispielsweise ein Erreichen des technischen Preislimits am Day-Ahead-Markt der EPEX Spot an, also derzeit 3.000 EUR/MWh. Dies ist eine Situation, in welchem das ausserhalb der Reserve verfügbare Angebot absehbar nicht ausreicht, um die Nachfrage zu decken. Der Abruf würde demnach mit einem Vorlauf von mindestens etwa 12 Stunden erfolgen. Technisch könnte die verfügbare Energie aus der Reserve in eine zweite Day-Ahead-Auktion geboten werden, sodass Marktteilnehmer Strom aus der Reserve erwerben können, um ihre Bilanzgruppe ausgeglichen zu halten. Die Bilanzgruppen könnten sich dann ausgleichen. Die Kapazität könnte aber auch wie in Deutschland kurzfristig komplett ausserhalb des Marktes vom Übertragungsnetzbetreiber abgerufen werden. Die Bilanzgruppen würden dann über die ermittelten Bilanzdefizite abgerechnet, die abgerufenen Reserveanlagen würden „per definition“ bilanziell glatt gestellt. Entsprechende Abrufflexibilität wäre in den Präqualifikationsbedingungen zu verlangen. Denkbar wäre auch ein (ggf. zusätzlicher) Trigger, falls im Zuge kurzfristiger Entwicklungen erst im Intradaymarkt Engpässe erkennbar würden. Dies würde das Flexibilitätserfordernis der Anlagen jedoch weiter erhöhen. Im Fall einer Wasserkraftreserve wäre dies möglich.

Bei Speichern wäre der Mindestreservestand jeweils um die im Zuge eines Reserveabrufs erfolgte Stromerzeugung zu vermindern.

Ausgestaltung der Strategischen Reserve – Sicherstellung

Die tatsächliche Verfügbarkeit der kontrahierten Reserve kann über zwei grundsätzliche Wege sichergestellt bzw. beanreizt werden:

- **Regelmässige Verfügbarkeitsprüfungen (ex-ante-Kontrolle)** – Es empfiehlt sich, regelmässige Verfügbarkeitsprüfungen vorzunehmen. Dies gilt insbesondere bei Wasserspeichern, da der Verfügbarkeitsnachweis in Form von Speicherstandsnachweisen vergleichsweise einfach ist, z.B. in dem die Betreiber der kontrahierten Speicherkraftwerke den Speicherstand regelmässig an den Reserveadministrator (z.B. den Systembetreiber) melden müssen, und dies ergänzend stichprobenartig vor Ort kontrolliert wird. Bei thermischen Kraftwerken oder Nachfrageflexibilität könnten Testläufe

³¹ Allerdings kann die Herausnahme von Kapazität aus dem regulären Strommarkt auch die Importe erhöhen. Versorgungssicherheit wird dann zusätzlich aus dem Ausland bereitgestellt.

vorgenommen werden, welche jedoch mit Kosten einhergehen. Bei Verletzung der Verfügbarkeitsverpflichtung wären Pönalen zu definieren.

- **Pönalen bei Nicht-Verfügbarkeit im Abruffall (ex-post-Kontrolle)** – In jedem Fall wären Pönalen zu definieren, falls eine kontrahierte Anlage im Abruffall nicht entsprechend ihrer Verpflichtung verfügbar wäre. Falls auf eine Kontrolle ausserhalb der Abrufzeiten verzichtet würde, wären die Pönalen bei Nichtverfügbarkeit im Abruffall sehr hoch anzusetzen, um ausreichend Anreize für jederzeitige Verfügbarkeit (trotz sehr unwahrscheinlichen Abrufs) zu generieren.

Ausgestaltung der Strategischen Reserve – Refinanzierung

Bei der Strategischen Reserve fallen folgende Kosten bei der zentralen Marktstelle an:

- Leistungszahlungen; und
- administrative Kosten (z.B. für die Ausschreibung oder die Verfügbarkeitsüberprüfung).

Auf der anderen Seite fallen – voraussichtlich geringfügige – Erlöse an, falls die Reserve eingesetzt wird, da der Einsatzpreis (z.B. 3.000 EUR/MWh) den an die Anlagenbetreiber auszahlende Abrufpreise (z.B. 100 bis 200 EUR/MWh) übersteigt.

Die netto anfallenden Kosten sind letztlich auf die Verbraucher umzulegen, zum Beispiel in Form einer Umlage auf den Endverbrauch. Da die anfallenden Kosten einer Strategischen Reserve aufgrund der Grösse der Reserve vergleichsweise gering sind, ist der konkrete Umlageschlüssel – also z.B. die Frage ob pro verbrauchter Energieeinheit oder leistungsbasiert zu zahlen ist – wesentlich weniger entscheidend für die Funktionsfähigkeit als bei den umfassenden Marktmechanismen.

3.2.3 Bewertung der Strategischen Reserve für die Schweiz

Nachstehend bewerten wir die Strategische Reserve auf Basis der eingangs des **Abschnitts 3.1** definierten Kriterien. Hierbei differenzieren wir die zwei zuvor skizzierten möglichen Ausgestaltungen einer Strategischen Reserve in der Schweiz, sprich Wasserkraftreserve und technologieoffene Strategische Reserve.

Eingangs fassen wir die Bewertung zusammen:

Abbildung 16 Zusammenfassung der kriterien-basierten Bewertung der Strategischen Reserve für die Schweiz

	Effektivität bzgl. Versorgungssicherheit	Effektivität bzgl. Kapazität im Inland	Effizienz	Komplexität / Regulierungsrisiken	Kompatibilität Marktöffnung	Kompatibilität EU-Recht
Wasserkraftreserve	+	+?	+?	+	+	?
Technologie-offene Strategische Reserve	+	+?	+?	+/-	+	+

Quelle: Frontier Economics

Effektivität

In **Abschnitt 3.1** wurde erläutert, dass die Politik verschiedene Zielsetzungen verfolgen kann. Für die Strategische Reserve gilt bezüglich der Effektivität hinsichtlich dieser Zielsetzungen:

- **Effektivität bezüglich zusätzlicher Absicherung von Versorgungssicherheit in Knappheitssituationen gegeben** – Eine Strategische Reserve ist ausreichend, um Versorgungssicherheit über die „Vorsorge“ der Marktakteure im EOM hinaus zusätzlich abzusichern, wenn die Additivität der Reserve durch geeignete Ausgestaltung sichergestellt wird. Im vorangehenden Abschnitt haben wir erläutert, wie dies sowohl im Rahmen einer Wasserkraftreserve als auch bei einer technologieoffenen Reserve möglich ist.
- **Effektivität bezüglich Absicherung von inländischer Erzeugungskapazität für Knappheitssituationen offen** – Die Kontrahierung der Reserve kann sich auf inländische Anlagen beschränken. Hierdurch kommt es ausserhalb von Knappheitszeiten tendenziell zu einer Substitution von inländischer Stromerzeugung (auch) durch ausländische Stromproduktion. Im Gegenzug steht jedoch in Knappheitssituationen zusätzliche Stromerzeugung im Inland zur Verfügung.³² In welchem Ausmass dies netto der Fall ist und somit inwieweit letztlich auch ausländische Stromerzeuger zur Absicherung der Versorgungssicherheit beitragen, ist durch den Mechanismus nicht unmittelbar steuerbar. Dies ist für eine Gewährleistung der Versorgungssicherheit allerdings nur bedingt relevant

³² Diese inländische Stromerzeugung steht im Fall einer Knappheitssituation in der Schweiz und ausgelasteten Importkapazitäten zur Verfügung. Im Fall gleichzeitiger Knappheitssituationen in der Schweiz und angrenzenden Ländern besteht grundsätzlich – dies gilt im Rahmen des EOM wie auch im Rahmen aller hier betrachteten Marktmechanismen – die Möglichkeit, dass inländische Stromerzeugung ins Ausland exportiert wird, falls dort höhere Ausgleichsenergiepreise (und dadurch Intraday-Preise) zu erwarten sind als in der Schweiz. Um zu vermeiden, dass Energie aus der strategischen Reserve in das Ausland abfließt, besteht die Möglichkeit, den kurzfristigen grenzüberschreitenden Handel über die Strommärkte (v.a. Intraday) für derartige Ausnahmesituationen einzuschränken, oder die Reserve ausserhalb des Marktes einzusetzen.

(was durch die schattierte Darstellung dieses Kriteriums in **Abbildung 16** reflektiert wird).

- **Reduktion von Stromimporten nicht gegeben** – Eine grundsätzliche Reduktion von Stromimporten wird durch eine Strategische Reserve nicht beabsichtigt und auch nicht erreicht. Ausserhalb von akuten Knappheitssituationen bestimmt sich die regionale Verteilung der Stromerzeugung weiterhin im Binnenmarkt. Im Gegenteil: Da Speicherwasser für die Reserve zurückgehalten wird, könnten die Stromimporte in Summe sogar (leicht) ansteigen. Für eine Beurteilung der Versorgungssicherheit ist dies jedoch nicht von Relevanz (weshalb dieses Kriterium in **Abbildung 16** nicht aufgeführt ist).

Effizienz

Die Strategische Reserve stellt dem EOM eine zusätzliche Absicherung zur Seite. Die Reserve führt daher bei entsprechender Ausgestaltung zu lediglich leicht höheren gesamtwirtschaftlichen Kosten als ein EOM allein. Die verhältnismässig geringen Mehrkosten entstehen durch die Vorhaltung zusätzlicher Erzeugungs- oder Speicherkapazität im Rahmen der Reserve.

Zusätzlich entstehen einmalige Kosten für die konkrete Ausarbeitung eines Reserve-Designs sowie Lernkosten für Systemgestalter wie auch Marktakteure. Weiterhin fallen laufende Kosten z.B. für die Durchführung von Ausschreibungen oder die Überprüfung der Verfügbarkeit der kontrahierten Anlagen an.

Die Zusatzkosten gegenüber einem EOM können jedoch im Vergleich zu den anderen Mechanismen als gering eingeschätzt werden.

Eine technologieoffene Reserve ist dabei im Grundsatz effizienter als eine auf Wasserkraft fokussierte Reserve, da verschiedene Technologien gegeneinander konkurrieren können, um im Entdeckungsverfahren des Marktes die am besten geeigneten und letztlich kostengünstigen Anlagen zu identifizieren.

Komplexität und Regulierungsrisiken

Eine Strategische Reserve ist ein vergleichsweise einfacher Mechanismus. Dies gilt im Besonderen für eine auf Wasserkraft fokussierte Reserve.

Für eine technologieoffene Reserve wären entweder gleichwertige Teilnahmebedingungen erforderlich, was wegen der Unterschiedlichkeit der Technologien – insbesondere Wasserspeicher im Vergleich zu thermischen Kraftwerken – schwierig ist bzw. zum faktischen Ausschluss einzelner Technologien führen kann. Beispielsweise könnte eine Reserve, in welcher auch Wasserkraftwerke über den gesamten potenziell kritischen Zeitraum (also z.B. März bis Mai) ihre Turbinenleistung nicht am Markt einsetzen dürfen, dazu führen, dass diese gegenüber thermischen Kraftwerken (wie z.B. Dieselaggregaten) faktisch nicht konkurrenzfähig sein könnten.

Alternativ wären unterschiedliche Teilnahmebedingungen für unterschiedliche Technologien zu definieren, wodurch ein gleichwertiger Wettbewerb verschiedener Technologien nicht realisiert wäre.

Kompatibilität Marktöffnung

Die Einführung einer strategischen Reserve steht nicht im Widerspruch zur vollständigen Marktöffnung in der Schweiz.

Kompatibilität EU-Recht

Die Komptabilität der Strategischen Reserve mit dem EU-Recht ist im Grundsatz gegeben. Verschiedene Länder innerhalb der EU (Deutschland, Belgien, Schweden/Finnland) haben eine Strategische Reserve eingeführt. Auch eine nur implizite Berücksichtigung von Importen in der Festlegung der Grösse der Strategischen Reserve – und somit eine Beschränkung der Reserve auf Anlagen im Inland – ist EU-Rechtskonform.

Im Rahmen dieser Studie nicht zu bewerten ist, inwieweit auch eine auf Wasserkraft fokussierte Reserve EU-Rechtskonform wäre. Die Beihilferechtlichen Leitlinien der EU geben im Grundsatz technologieoffene Ausschreibungen vor, ermöglichen jedoch in begründeten Ausnahmefällen auch technologiefokussierte Reserven (siehe z.B. die auf Braunkohlekraftwerke beschränkte „Sicherheitsbereitschaft“ in Deutschland).

3.3 Dezentrale Leistungsverpflichtung

ZUSAMMENFASSENDE EINSCHÄTZUNG DER DEZENTRALEN LEISTUNGSVERPFLICHTUNG FÜR DIE SCHWEIZ

Die Einführung einer dezentralen Leistungsverpflichtung stellt eine erhebliche Intervention in den Markt dar, mit entsprechend grossen Verzerrungen und Risiken für die Funktionsfähigkeit des Marktes, Kosten des Systems und die Belastung der Verbraucher.

Ein umfassender Kapazitätsmechanismus wie eine dezentrale Leistungsverpflichtung ist für die Stromversorgungssicherheit in der Schweiz auf Basis der derzeitigen und absehbaren Kapazitätssituation nicht erforderlich. Wir erwarten zudem, dass das derzeitige Marktdesign (ggf. in weiterentwickelter Form) auch langfristig Versorgungssicherheit sicherstellen kann. Ein umfassender Kapazitätsmechanismus wäre daher nur zu erwägen, falls

- sich zukünftig herausstellen sollte, dass es durch einen substanziellen Rückgang von gesicherter Erzeugungskapazität doch zu einer Gefährdung der Versorgungssicherheit kommt, ohne dass der Markt hierauf wie von uns erwartet reagieren sollte. Ein Indikator für eine solche Entwicklung könnte z.B. ein zunehmender Abruf der Strategischen Reserve sein;
- eine starke politische Präferenz für eine Kapazitätsabsicherung im Inland für Knappheitssituationen bestehen sollte. (allerdings wären hierbei auch andere mögliche Instrumente zu prüfen).

In diesem Fall wäre – unter der Annahme einer absehbaren weiteren Öffnung des schweizerischen Endkundenmarktes – eine dezentrale Leistungsverpflichtung einer zentralen Kapazitätsauktion vorzuziehen.

Denn: In einem geöffneten, funktionierenden Endkundenmarkt müssen die zur Leistungsvorhaltung verpflichteten Versorger ihre Kosten – analog zu den Kosten der Energiebeschaffung im Rahmen eines EOM – im Wettbewerb mit Konkurrenten auf Endverbraucher umlegen. Entsprechend entstehen Anreize, die Verpflichtung möglichst kostengünstig zu erfüllen, um Wettbewerbsvorteile zu generieren und günstig am Endkundenmarkt anbieten zu können. Beispielsweise kann es lohnenswert sein, aktiv die Möglichkeiten der Nachfrageflexibilisierung mit den Kunden zu identifizieren, um die Höhe der Verpflichtung und somit deren Kosten zu reduzieren.

3.3.1 Grundsätzliche Funktionsweise und internationale Erfahrungen

Im Rahmen einer dezentralen Leistungsverpflichtung werden die Stromlieferanten oder (grosse) Verbraucher dazu verpflichtet, ihre Stromerzeugung – zusätzlich zu der ohnehin im Rahmen des EOM bestehenden Lieferverpflichtung – mit Leistungszertifikaten abzusichern. Der Umfang der vorzuhaltenden Zertifikate kann entweder staatlich bestimmt werden (z.B. über alle Verpflichteten hinweg in Höhe der Jahreshöchstlast minus erwarteter

Importmöglichkeiten im Knappheitsfall). Oder er kann sich implizit anhand der tatsächlichen gemessenen (bzw. für Kunden ohne Regelleistungsmessung geschätzten) Last des verpflichteten Verbrauchers in tatsächlichen Knappheitssituationen ergeben.

Die Zertifikate können die Verpflichteten bei Dritten, also z.B. Kraftwerksbetreibern oder auch flexiblen Nachfragern, erwerben („Kapazitätsmarkt“), welche in entsprechender Menge Leistung bzw. Energie physisch vorzuhalten haben. Werden die Verpflichtungen nicht erfüllt, werden entsprechende Strafzahlungen (Pönalen) fällig. Das System ähnelt insofern dem Ausgleichensystem des heutigen „Energy-Only-Marktes“.

Internationale Fallbeispiele

Dezentrale Leistungsverpflichtungen sind in einigen Ländern bereits implementiert.

Das prominenteste Beispiel in Europa ist Frankreich.³³

- Einführung des Mechanismus 2014, erstes Lieferjahr 2017.
- Verpflichtung der Energieversorger (bzw. Endverbraucher, wenn diese direkt Strom am Grosshandelsmarkt beziehen) zur Vorhaltung von Kapazitätsgarantien (Zertifikaten) an maximal 15 Peaktagen (welche vom Systembetreiber RTE identifiziert und veröffentlicht werden) zwischen November und März („Peak Periode 1“).
- Die Höhe der Verpflichtung richtet sich nach dem Stromverbrauch der verpflichteten Verbraucher in der Peak Periode, erhöht um einen individuellen Faktor für Temperatursensitivität („Sicherheitsfaktor“), und reduziert um als verlässlich eingeschätzte Importpotenziale während der Peak Periode (im ersten Lieferjahr z.B. in Höhe von etwa 7% der Spitzenlast).
- Prinzipiell sind alle inländischen Stromerzeuger sowie flexible Verbraucher berechtigt, Kapazitätsgarantien zu verkaufen. Wer Garantien verkauft hat, muss während maximal 25 Tagen zwischen November und März („Peak Periode 2“) verfügbar sein. Ausländische Anbieter sind zunächst nicht zum Kapazitätsverkauf berechtigt.
- Kapazitätsgarantien können innerhalb von vertikalen Unternehmen („Selbstvorsorge“), im bilateralen Markt oder an der Strombörse EPEX Spot gehandelt werden.
- Sowohl verpflichtete Versorger/Verbraucher als auch Stromerzeuger, die Kapazitätsgarantien veräußert haben, müssen Pönalen leisten, wenn sie ihre Verpflichtungen nicht erfüllen. Eine besonders hohe Pönale ist zu leisten, wenn die Leistungsunterdeckung im System insgesamt 2.000 MW überschreitet, und somit die Versorgungssicherheit gefährdet ist.

³³ Ausführliche Informationen zum französischen Kapazitätsmarkt finden sich auf den Internetseiten des Systemoperators RTE unter https://clients.rte-france.com/lang/an/clients_producteurs/services_clients/dispositif_mecapa.jsp.

Weitere Fallbeispiele für dezentrale Leistungsverpflichtungen bestehen insbesondere in den US-amerikanischen Strommärkten, wie z.B. im grössten US-amerikanischen Strommarkt, dem PJM (Pennsylvania-Jersey-Maryland).

Lehren aus den internationalen Fallbeispielen

Eine Einschätzung der Wirkungsweise des französischen Mechanismus ist aufgrund der erst kürzlichen Einführung noch nicht möglich. Die Erfahrungen aus den USA zeigen jedoch, dass dezentrale Leistungsverpflichtungen grundsätzlich geeignet sind, die installierte Kraftwerkskapazität zu erhöhen.³⁴

Die Erfahrungen sowohl aus Frankreich als auch USA zeigen allerdings auch, dass die Mechanismen sehr schnell äusserst komplex werden, und dass der ursprünglich sehr dezentrale Ansatz im Zeitverlauf meist durch zentrale Elemente ergänzt wird, um zusätzliche Sicherheit zu schaffen. Beispielsweise hat der verantwortliche Systembetreiber RTE in Frankreich kürzlich vorgeschlagen, ab 2019 Auktionen für Neuanlagen mit 7-jährigen Vertragslaufzeiten einzuführen.

Zudem ist die Ausgangslage in den betrachteten Systemen eine andere als in der Schweiz: Es geht primär darum, ausreichende Leistung sicherzustellen. Wasserspeicher spielen in den meisten Systemen keine entscheidende Rolle. Ein solches System müsste entsprechend für den Schweizer Kontext angepasst werden, wie nachfolgend erläutert.

3.3.2 Ausgestaltung für die Schweiz

In diesem Abschnitt diskutieren wir mögliche Ausgestaltungen der dezentralen Leistungsverpflichtung für die Schweiz.

Ausgestaltung der dezentralen Leistungsverpflichtung – Nachfrage und Produkt

Wesentliches Element einer dezentralen Leistungsverpflichtung ist die Verpflichtung der Versorger bzw. Grossverbraucher, ihren Stromverbrauch in potenziellen Knappheitsperioden durch die Vorlage von Leistungszertifikaten decken zu können. Die wichtigsten zu definierenden Design-Parameter sind daher:

- **Höhe der Verpflichtung** – Welchen Stromverbrauch ein verpflichteter Versorger bzw. Grossverbraucher durch Leistungszertifikate decken muss, bestimmt sich im Wesentlichen über folgende Grössen:
 - **Stromlast in definierten Peak Perioden** – Die Basis der Verpflichtung ist die Stromlast der Verbraucher in definierten Peak Perioden. Diese wäre bei leistungsgemessenen Verbrauchern auf Basis des tatsächlichen Stromverbrauchs in den jeweiligen Zeiten ex-post zu bestimmen. Bei Kunden ohne Leistungsmessungen hätte diese auf Schätzungen/Standardlastprofilen zu basieren.

³⁴ Siehe z.B. für das Reliability Pricing Model (RPM) im Nordosten der USA Brattle (2011).

- **Sicherheitsfaktor** – Um eine über den EOM hinausgehende Absicherung zu erhalten, kann ein Sicherheitsfaktor grösser 1 eingeführt werden. Dies ist eine zentrale Stellschraube zur Steuerung des Kapazitätsniveaus.

Analog zur Bestimmung der Grösse der Strategischen Reserve erfordert die Parametrierung dieses Faktors eine eingehende probabilistische Analyse. Hierbei sind u.a. Faktoren wie die inländische Last, die Verfügbarkeit des bestehenden Erzeugungsparks, vorhandene Nachfrageflexibilitäten in einer Vielzahl möglicher Wetterkonstellationen sowie die Kosten von potenziellen (partiellen) Versorgungsunterbrechungen zu berücksichtigen.
- **Beitrag des Auslands** – Letztlich wäre die Höhe der Leistungsverpflichtung um erwartbare Importpotenziale während Knappheitssituationen in der Schweiz zu reduzieren (sofern ausländische Anbieter nicht unmittelbar am Mechanismus teilnehmen und Leistungszertifikate generieren können). Auch dies erfordert umfassende probabilistische Analysen, in welcher untersucht wird, in welchem Ausmass die installierten Interkonnektoren in einem Knappheitsfall in der Schweiz tatsächlich dazu genutzt werden können, Strom in die Schweiz zu importieren bzw. wie wahrscheinlich es ist, dass im Knappheitsfall in der Schweiz auch Nachbarländer knapp an Strom sind. Hierzu wird insbesondere analysiert, wie hoch die Korrelation des Dargebots neuer Erneuerbarer Energien und der Stromlast im europäischen Verbund sind. In Frankreich wird die individuelle Leistungsverpflichtung beispielsweise um 7% gekürzt, da im französischen Knappheitsfall damit zu rechnen ist, dass 7% der inländischen Stromlast durch Importe gedeckt werden können.
- **Peak Periode** – Es ist zu definieren, in welchem Zeitraum die Verpflichtung für Versorger bzw. Verbraucher gilt. Auch dieser Parameter muss auf einer empirischen, probabilistischen Analyse basieren. In der Schweiz erscheint ein Fokus auf die späten Winter- bzw. die Frühjahrsmonate sinnvoll. Die Peak-Periode kann ex-ante und absolut (z.B. der Zeitraum zwischen 16 und 19 Uhr an allen Wochentagen im Januar) oder relativ (z.B. die 200 höchsten Systemlaststunden) definiert werden – möglich sind auch Hybrid-Formen. Eine absolute Definition erleichtert es den Verpflichteten, ihre Maximallast während der Peak-Periode zur Eindeckung mit Leistungskrediten zu prognostizieren und ihren Spitzenlastanteil gezielt zu beeinflussen. Auf der anderen Seite birgt dies die Gefahr, dass die tatsächlichen Systemlastspitzen ausserhalb des ex-ante definierten Intervalls liegen.

Ausgestaltung der dezentralen Leistungsverpflichtung – Angebot

Über den Verkauf von Leistungszertifikaten können Zusatzerlöse (in Form von Leistungszahlungen pro Zertifikat) erzielt werden. Wer Leistungszertifikate verkauft, muss während einer definierten Peak Periode in der Lage sein, in entsprechender Höhe Strom zu erzeugen bzw. Stromverbrauch zu verringern. Diesbezüglich sollte gelten:

- **Technologieoffener Ansatz** – Grundsätzlich sollten alle möglichen Technologien berechtigt sein, Leistungszertifikate zu generieren, also zum Beispiel Wasserspeicherkraftwerke und andere EE-Anlagen, thermische und nukleare Kraftwerke sowie flexible Verbraucher. Bei flexiblen Verbraucher ist allerdings sicherzustellen, dass keine doppelte Vermarktung möglich ist: Einerseits durch Einnahmen aus dem Verkauf von Leistungszertifikaten (DSM als Angebot im dezentralen Kapazitätsmarkt), andererseits durch eingesparte Kosten in Folge einer Verringerung der Verpflichtung zum Kauf von Leistungszertifikaten durch Reduktion des Stromverbrauchs in der für die Bestimmung der Verpflichtung entscheidenden Peak-Periode.
- **Adäquates De-Rating** – Entscheidend für die Sicherstellung zusätzlicher verfügbarer Stromerzeugung für potenzielle Knappheitssituationen ist ein adäquates „De-Rating“. Der De-Rating-Faktor bestimmt, welcher Anteil der installierten Leistung als Leistungszertifikate verkauft werden darf, und wieviel Strom in der definierten Peak Periode tatsächlich erzeugt bzw. wieviel Verbrauch verringert werden können muss. Zum Beispiel: Eine Erzeugungsanlage mit 500 MW installierter Leistung und einem De-Rating-Faktor von 80% dürfte Leistungszertifikate in Höhe von 400 MW ausgeben. Entsprechend müssten in der Peak Periode auch 400 MW Strom erzeugt werden können, ansonsten sind Pönalen zu leisten.

Im Kontext der Schweiz ist dieses De-Rating von besonderer Bedeutung:

- Eine Bestimmung der De-Rating-Faktoren z.B. allein auf historischer Stromerzeugung in den Wintermonaten, wird der Tatsache nicht gerecht, dass Wasserspeicher bei entsprechenden Anreizen – welche durch den Mechanismus ja erst verstärkt werden sollen – die Stromerzeugung in potenziell versorgungskritische Zeiträume verschieben können.
- Alternativ könnte das De-Rating den Anbietern selbst überlassen werden. Beispielsweise könnte ein Wasserspeicherbetreiber selbst einschätzen, wieviel Energie er in potenziell kritischen Situationen zur Verfügung hat, und die entsprechende Pönale in Kauf nehmen, falls er sich verschätzt. Das System ähnelt dann allerdings stark dem heutigen EOM, da die Anreize zur Vorhaltung letztlich allein über Pönalen im tatsächlichen Knappheitsfall generiert werden.
- Letztlich könnte – analog zum geschilderten Vorgehen bei der Strategischen Reserve – eine einheitliche Vorgabe zur maximalen Produktionsdauer (und somit über die Multiplikation mit der Leistung eine Vorgabe zur vorzuhaltenden Energiemenge) während der Peak Periode gemacht werden. Ein Anlagenbetreiber würde seine Verfügbarkeitsverpflichtung demnach erfüllen, wenn er während der Peak Periode tatsächlich die vorgegebene Energiemenge produziert bzw. produzieren könnte (dies wäre über Verfügbarkeitsnachweise zu belegen, im Fall von Wasserkraft z.B. über Speicherstände).
- **Peak Periode für Verfügbarkeit** – Analog zur Peak Periode für Käufer von Leistungszertifikaten – also Versorger bzw. Verbraucher (s.o.) – ist zu definieren, in welchem Zeitraum die Verfügbarkeitsverpflichtung für Verkäufer von Leistungszertifikaten gilt – also Stromerzeuger bzw. flexible Verbraucher.

Auch diese Periode bezieht sich auf die potenziell versorgungskritischen Zeiträume, und wird dabei der Peak-Periode für Käufer von Leistungszertifikaten ähneln. Es ist jedoch möglich – wie z.B. in Frankreich praktiziert – die Verfügbarkeitsverpflichtung auf weitere Zeiträume auszuweiten, um die Versorgungssicherheit weiter zu erhöhen (gegen Inkaufnahme entsprechender Kosten). Auch hierzu bedarf es einer empirischen, probabilistischen Analyse. Bei aktueller Versorgungslage in der Schweiz erscheint ein Fokus auf die späten Winter- bzw. die Frühjahrsmonate sinnvoll, da dies die Monate sind, bei welchen die verfügbare Stromerzeugung potenziell knapp werden könnte, z.B. wenn die Schneeschmelze deutlich später einsetzt als von Marktteilnehmern erwartet. Sollte im Zuge zukünftiger Entwicklungen der Kraftwerkskapazitäten Leistungsengpässe zu befürchten sein, könnte sich der potenziell kritische Zeitraum auf Januar oder Februar verschieben (in welchen die Stromlast ihren Peak erreicht).

- **Zunächst Fokus auf Anlagen im Inland** – Eine explizite Partizipation von ausländischen Anbietern bzw. von Interkonnektoren ist äusserst komplex. Dies gilt im Schweizer Kontext aufgrund seiner hohen Interkonnektivität in besonderem Masse. Es empfiehlt sich daher, Importpotenziale zunächst nur implizit zu berücksichtigen, wie dies auch in Frankreich der Fall ist.

Ausgestaltung der dezentralen Leistungsverpflichtung – Beschaffung

Das konstituierende Merkmal der dezentralen Leistungsverpflichtung – vor allem im Vergleich zur zentralen Kapazitätsauktion – ist, dass nicht eine zentrale Marktstelle die als notwendig erachtete Leistung kontrahiert, sondern das Aggregat aller Versorger bzw. Verbraucher im Marktprozess.

Verpflichtete Versorger bzw. Grossverbraucher können ihre Leistungsverpflichtung im Grundsatz auf folgenden Wegen erfüllen:

- **Selbst-Vorhaltung** – Vertikal integrierte Unternehmen können den Stromverbrauch ihrer Kunden über eigene Anlagen abdecken. Gleiches gilt für Grossverbraucher mit Eigenerzeugungsanlagen. Um ausreichende Liquidität für den freien Handel mit Leistungszertifikaten sicherzustellen, könnte die Selbst-Vorhaltung innerhalb von vertikal integrierten Unternehmen jedoch reguliert bzw. restringiert werden.
- **Bilateraler Markt** – Leistungszertifikate können bilateral gehandelt werden, z.B. über Broker (Over-the-Counter, OTC).
- **Börse** – Es ist davon auszugehen, dass sich bei ausreichender Nachfrage ein Börsenplatz zum Handel von Leistungszertifikaten etabliert.
- **Auktion** – Denkbar ist auch im Kontext dezentraler Leistungsverpflichtungen, Auktionen mit mehrjähriger Vorlaufzeit (z.B. für Neuanlagen) einzuführen. Im Schweizer Kontext mit ausreichender Erzeugungsleistung erscheint dies zunächst jedoch nicht erforderlich.

Ausgestaltung der dezentralen Leistungsverpflichtung – Einsatz und Sicherstellung

Im Gegensatz zur Strategischen Reserve dürfen im System der Leistungsverpflichtung weiterhin alle Marktteilnehmer – auch diejenigen, die Leistungszertifikate verkauft haben und somit Leistungszahlungen erhalten – ihre Stromerzeugung am Grosshandelsmarkt veräussern und Strom produzieren.

Allerdings gehen sie eine zusätzliche Verpflichtung ein: Wer Leistungszertifikate verkauft hat, muss zu den definierten Peak Perioden bzw. im Knappheitsfall auch Strom erzeugen können bzw. tatsächlich erzeugen. Dieser Strom darf dabei durchaus im Grosshandelsmarkt veräussert worden sein.

Wer diese Verpflichtung nicht erfüllt, muss Pönalen leisten. Bei der Prüfung und Pönalisierung bestehen – ähnlich wie bei der Strategischen Reserve – zwei grundsätzlich verschiedene Varianten:

- **Ex-ante Verfügbarkeitsprüfung und Pönale bei Nichtverfügbarkeit** – Es könnten regelmässige Verfügbarkeitsprüfungen vorgenommen werden, bei Wasserkraft z.B. auf Basis des Wasserstandes, bei thermischen Anlagen z.B. durch Testabrufe. Da im Vergleich zur Strategischen Reserve jedoch deutlich mehr Anlagen zu prüfen wären, ist dieses Verfahren ungleich aufwändiger.
- **Ex-post Prüfung und Pönale bei Nichtverfügbarkeit bzw. Nichterzeugung im Knappheitsfall** – Es könnte auf ex-ante Prüfungen verzichtet werden und allein auf Pönalen zurückgegriffen werden, wenn es tatsächlich zu Knappheit kommt. Das System ähnelt dann allerdings stark dem heutigen EOM, da die Anreize zur Vorhaltung letztlich allein über Pönalen im tatsächlichen Knappheitsfall generiert werden. Ein zusätzlicher Absicherungsmechanismus besteht allerdings insoweit, dass die Pönalen anlagenscharf ermittelt werden und zusätzlich verstärkt werden.

Ausgestaltung der dezentralen Leistungsverpflichtung – Refinanzierung

Im Fall der dezentralen Leistungsverpflichtung fallen die Kosten der Leistungsvorhaltung – anders als bei der Strategischen Reserve, der zentralen Kapazitätsauktion oder dem CfD – nicht bei einer zentralen Marktstelle an.

Stattdessen fallen die Kosten zunächst bei den Versorgern (oder direkt bei den Grossverbrauchern) an. Die Refinanzierung erfolgt über die Endkundenverträge, welche die Versorger mit ihren Verbrauchern schliessen.

In einem geöffneten, funktionierenden Endkundenmarkt erfolgt diese entsprechend wettbewerblich. Das bedeutet, die verpflichteten Versorger müssen ihre Kosten – analog zu den Kosten der Energiebeschaffung im Rahmen eines EOM – im Wettbewerb mit Konkurrenten auf Endverbraucher umlegen. Entsprechend entstehen Anreize, die Verpflichtung möglichst kostengünstig zu erfüllen, um Wettbewerbsvorteile zu generieren und günstig am Endkundenmarkt anbieten zu können. Beispielsweise kann es lohnenswert sein, aktiv die Möglichkeiten der Nachfrageflexibilisierung mit den Kunden zu identifizieren, um die Höhe der Verpflichtung und somit deren Kosten zu reduzieren.

Im Rahmen des bisher nur für grosse Verbraucher geöffneten Endkundenmarktes in der Schweiz müsste die Zertifikatsbeschaffung bzw. deren Kostenumlage für den Grossteil der Verbraucher in einem regulierten System erfolgen. Der konstituierende Unterschied zu einer zentralen Kapazitätsauktion entfällt daher, solange es nicht zu einer weiteren Marktöffnung kommt.

3.3.3 Bewertung der dezentralen Leistungsverpflichtung für die Schweiz

Nachstehend bewerten wir die dezentrale Leistungsverpflichtung auf Basis der eingangs definierten Kriterien.

Eingangs fassen wir die Bewertung zusammen:

Abbildung 17 Zusammenfassung der kriterien-basierten Bewertung der dezentralen Leistungsverpflichtung für die Schweiz



Quelle: Frontier Economics

Effektivität

In **Abschnitt 3.1** wurde erläutert, dass die Politik verschiedene Zielsetzungen verfolgen kann. Für die dezentrale Leistungsverpflichtung gilt bezüglich der Effektivität hinsichtlich dieser Zielsetzungen:

- **Effektivität bezüglich zusätzlicher Absicherung von Versorgungssicherheit in Knappheitssituationen im Grundsatz gegeben** – Durch die Verpflichtung der Versorger bzw. Verbraucher sowie – über die Leistungszertifikate – der Erzeuger werden explizit zusätzliche Anreize für eine Absicherung der Stromerzeugung in Knappheitssituationen generiert. Über die Höhe des „Sicherheitsfaktors“ bei der Bestimmung der Verpflichtungshöhe sowie über die Höhe der Pönalen lässt sich das Versorgungssicherheitsniveau – wenn auch nur mittelbar – steuern. Inwieweit dies zu einer systemisch zusätzlichen Absicherung gegenüber einem EOM führt, hängt auch von der konkreten Ausgestaltung der Kontrolle der Verpflichtungen ab (ex-ante vs. ex-post).
- **Effektivität bezüglich Absicherung von inländischer Erzeugungskapazität für Knappheitssituationen möglich** – Durch die Bestimmung des Faktors zur Berücksichtigung von Importpotenzialen in Knappheitssituationen lässt sich im Grundsatz steuern, wieviel Stromerzeugungspotenzial für Knappheitssituationen durch Anlagen im Inland

verfügbar gehalten wird.³⁵ Dies ist für eine Gewährleistung der Versorgungssicherheit allerdings nur bedingt relevant.

- **Reduktion von Stromimporten nicht gegeben** – Eine grundsätzliche Reduktion von Stromimporten erfolgt durch eine dezentrale Leistungsverpflichtung nicht. Ausserhalb von akuten Knappheitssituationen bestimmt sich die regionale Verteilung der Stromerzeugung weiterhin im Binnenmarkt. Für eine Beurteilung der Versorgungssicherheit ist dies jedoch nicht von Relevanz.

Effizienz

Die dezentrale Leistungsverpflichtung ergänzt den EOM – welcher bereits ein System von Lieferverpflichtungen und entsprechender Pönalisierung in Form des Ausgleichsenergiepreises beinhaltet – um ein paralleles System von Leistungsverpflichtungen für Versorger bzw. Verbraucher.

Im Grundsatz ist der beabsichtigte Effekt – erhöhte Anreize für eine Vorsorge für seltene Knappheitsfälle – auch im Rahmen des EOM zu erzielen, zum Beispiel durch die Einführung sehr hoher Ausgleichsenergiepreise bei Überschreitung bestimmter Systemungleichgewichte. Vor diesem Hintergrund erscheint der Mechanismus sehr aufwändig und komplex, was mit entsprechenden Transaktionskosten bei allen Marktakteuren sowie den Aufsichtsbehörden und dem Systembetreiber einhergeht.

Den Gesamtkosten kommt allerdings zu Gute, dass der Mechanismus im Grundsatz technologieoffen ausgestaltbar ist, und i Anreize für die Aktivierung von Nachfrageflexibilität setzt. Um diese Vorteile zu realisieren, bedarf es allerdings eines funktionierenden Endkundenwettbewerbs.

Verteilungswirkungen: Die Zahlungsströme zwischen den Verbrauchern und den Kraftwerksbetreibern lösen zudem eine Umverteilung zugunsten der Kraftwerksbetreiber aus. Konkret werden Bestandsanlagen mit Leistungszahlungen bedacht, auch wenn sie ohnehin weiterhin produziert hätten. Diese Verteilungswirkung ist bezüglich der Effizienz der Massnahme im engeren ökonomischen Sinn unkritisch, allerdings politisch relevant und zu bewerten.

Komplexität und Regulierungsrisiken

Der Mechanismus ist äusserst aufwändig und komplex. Es ist eine Vielzahl von Parametern auszugestalten. Da sich Fehleinschätzungen bei der Parametrierung – anders als bei der Strategischen Reserve – zudem auf das gesamte Stromsystem (also nicht nur einen kleinen Teilmarkt) in der Schweiz auswirken, bestehen erhebliche Regulierungsrisiken. Bei Fehleinschätzungen z.B. des

³⁵ Diese inländische Stromerzeugung steht im Fall einer Knappheitssituation in der Schweiz und ausgelasteten Importkapazitäten zur Verfügung. Im Fall gleichzeitiger Knappheitssituationen in der Schweiz und angrenzenden Ländern besteht grundsätzlich – dies gilt im Rahmen des EOM wie auch im Rahmen aller hier betrachteten Marktmechanismen – die Möglichkeit, dass inländische Stromerzeugung ins Ausland exportiert wird, falls dort noch höhere Ausgleichsenergiepreise (und dadurch Intraday-Preise) zu erwarten sind als in der Schweiz. Um dies zu verhindern, müsste der kurzfristige Stromhandel eingeschränkt werden, oder die Preise in den Ausgleichsenergieregimen müssten angeglichen werden, was auf absehbare Zeit schwierig sein dürfte.

Auslandsbeitrags oder der Peak-Perioden könnte der erhoffte Effekt auf die Versorgungssicherheit sogar ausbleiben.

Kompatibilität Marktöffnung

Der Mechanismus ist kompatibel mit einer zukünftigen erweiterten Marktöffnung in der Schweiz. Die Vorteile des Mechanismus kommen – insbesondere im Vergleich zu einer zentralen Kapazitätsauktion – erst zum Tragen, wenn Versorger im Rahmen eines funktionierenden Endkundenwettbewerbs in Konkurrenz stehen.

Kompatibilität EU-Recht

Der Mechanismus ist im Grundsatz EU-Rechtskonform, sofern im Rahmen einer im EU-Winterpaket explizit geforderten System Adequacy Analyse die Erforderlichkeit empirisch nachgewiesen werden könnte (was in der Schweiz absehbar schwierig sein dürfte). Die Erfahrung aus Frankreich zeigt jedoch, dass die EU-Kommission im Zuge der beihilferechtlichen Zulassung eine Vielzahl von Parametern des Mechanismus detailliert prüft, und klare Vorgaben für eine Zulassung macht.

In diesem Zusammenhang ist unklar, wie lange eine nur implizite Berücksichtigung von Importen geduldet würde bzw. ob und wann die EU nicht eine explizite grenzüberschreitende Partizipation verlangen würde.

3.4 Zentrale Kapazitätsauktion

ZUSAMMENFASSENDE EINSCHÄTZUNG DER ZENTRALEN KAPAZITÄTSAUKTION FÜR DIE SCHWEIZ

Analog zu einer dezentralen Leistungsverpflichtung, stellt die Einführung einer zentralen Kapazitätsauktion eine erhebliche Intervention in den Markt dar, mit entsprechend grossen Risiken für die Funktionsfähigkeit des Marktes, Kosten des Systems und die Belastung der Verbraucher.

Ein umfassender Kapazitätsmechanismus wie eine zentrale Kapazitätsauktion ist für die Stromversorgungssicherheit in der Schweiz auf Basis der derzeitigen und absehbaren Kapazitätssituation nicht erforderlich. Wir erwarten zudem, dass das derzeitige Marktdesign (ggf. in weiterentwickelter Form) auch langfristig Versorgungssicherheit sicherstellen kann. Ein umfassender Kapazitätsmechanismus wäre daher nur zu erwägen, falls

- sich zukünftig herausstellen sollte, dass es durch einen substantiellen Rückgang von gesicherter Erzeugungskapazität doch zu einer Gefährdung der Versorgungssicherheit kommt, ohne dass der Markt hierauf wie von uns erwartet reagieren sollte. Ein Indikator für eine solche Entwicklung könnte z.B. ein zunehmender Abruf der Strategischen Reserve sein;
- eine starke politische Präferenz für eine Kapazitätsabsicherung im Inland für Knappheitssituationen bestehen sollte (allerdings wären hierbei auch andere mögliche Instrumente zu prüfen).

Falls zudem eine weitere Öffnung des schweizerischen Endkundenmarktes als nicht absehbar eingeschätzt wird, wäre eine zentrale Kapazitätsauktion einer dezentralen Leistungsverpflichtung vorzuziehen. Denn: Letztere kann ihre Vorteile (v.a. über die unmittelbare Einbindung der Nachfrageflexibilität) nur in einem geöffneten, funktionierenden Endkundenmarkt ausspielen.

3.4.1 Grundsätzliche Funktionsweise und internationale Erfahrungen

Eine zentrale Instanz beschafft eine festgelegte Kapazitätsmenge (z.B. in Höhe der Jahreshöchstlast minus Auslandsanteil) am Markt über Ausschreibungen. Die bezuschlagten Anbieter sind verpflichtet, die entsprechende Leistung in Knappheitssituationen verfügbar zu halten, können diese aber auch gleichzeitig am Strommarkt vermarkten. Für die Zusicherung der Leistungsverfügbarkeit in Knappheitssituationen erhalten sie sog. Kapazitätzahlungen, deren Höhe in der Ausschreibung bestimmt wird. Die Refinanzierung der Kapazitätzahlungen erfolgt z.B. über Umlagen durch die Stromverbraucher. Halten die Anbieter von Kapazität ihre Verpflichtungen nicht ein, werden auch hier Strafzahlungen (Pönalen) fällig.

Internationale Fallbeispiele

Es bestehen einige internationale Erfahrungen mit zentralen Kapazitätsauktionen. Das prominenteste Beispiel in Europa ist Grossbritannien:

- Erste Auktion im Dezember 2014, erstes Lieferjahr 2018.
- Ausschreibung durch den Übertragungsnetzbetreiber National Grid, beaufsichtigt durch die Regulierungsbehörde Ofgem.
- Ausschreibung von jährlich etwa 50.000 MW Erzeugungsleistung, bezuschlagt werden primär thermische Bestandsanlagen, z.T. auch neue Kleinanlagen (v.a. Diesellaggregaten und Batterien).
- Die Leistung aller Anbieter wird auf Basis eines vorgegebenen technologiespezifischen De-Rating-Faktors vorgenommen.
- Der Leistungspreis in den ersten Auktionen beträgt jeweils um 20 GBP/MW.³⁶

Wasserspeicher spielen in der Auktion in Grossbritannien keine Rolle.

Zentrale Kapazitätsauktionen kommen insbesondere auch in den hydrodominierten Stromsystemen in Südamerika zum Einsatz, z.B. in Brasilien, Chile oder Kolumbien.

Lehren aus den internationalen Fallbeispielen

Die Erfahrungen sowohl aus Grossbritannien als auch Südamerika zeigen unter anderem, dass die Mechanismen äusserst komplex sind, und im Zeitverlauf vielfachen regulatorischen Anpassungen unterliegen.

Zu berücksichtigen ist vor allem, dass die Ausgangslage in den betrachteten Systemen eine andere ist als in der Schweiz:

- In Grossbritannien hat der Mechanismus das Ziel, ausreichende Leistung im Inland sicherzustellen. Energieknappheit und Wasserspeicher spielen hier keine Rolle, sondern nur Leistungsknappheit bei Peak-Nachfrage.
- Die genannten Systeme in Südamerika sind zwar hydrodominiert, die wesentliche Motivation zur Einführung von Kapazitätsauktionen besteht allerdings darin, Investitionsanreize für thermische Kraftwerke zu generieren, welche die Stromversorgung während des nur etwa alle fünf bis sieben Jahren auftretenden El Nino-Phänomens zu gewährleisten. Hier wird auf potentielle Energieknappheit über längere Periode reagiert. Die Mechanismen zielen also nicht darauf ab, die Stromerzeugung aus Wasserspeicherkraftwerken z.B. zwischen Monaten zeitlich zu verschieben.

Eine zentrale Kapazitätsauktion müsste entsprechend für den Schweizer Kontext angepasst werden, wie nachfolgend erläutert.

3.4.2 Ausgestaltung für die Schweiz

In diesem Abschnitt diskutieren wir mögliche Ausgestaltungen der zentralen Kapazitätsauktion für die Schweiz.

³⁶ Siehe z.B. Frontier Economics / LCP (2015).

Ausgestaltung der zentralen Kapazitätsauktion – Nachfrage und Produkt

Konstituierendes Merkmal dieses umfassenden Kapazitätsmechanismus ist, dass eine zentrale Abschätzung erfolgt, wieviel Stromerzeugungsleistung zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit notwendig ist, und diese vollständig durch eine zentrale Marktstelle kontrahiert wird.

Die Vorgehensweise zur Bestimmung der notwendigen Leistung und Energie erfolgt – im Grundsatz analog zur dezentralen Leistungsverpflichtung – auf Basis einer probabilistischen Analyse. Hierbei sind u.a. Faktoren wie die inländische Last, die Verfügbarkeit des bestehenden Erzeugungsparks und vorhandene Nachfrageflexibilitäten in einer Vielzahl möglicher Wetter- und Marktconstellationen zu berücksichtigen, sowie die Kosten von potenziellen (partiellen) Versorgungsunterbrechungen.

Ausgestaltung der zentralen Kapazitätsauktion – Angebot

Auch hier gelten die Überlegungen zur dezentralen Leistungsverpflichtung im Grundsatz analog. Insbesondere das De-Rating spielt im Schweizer Kontext eine wesentliche Rolle.

Ein Unterschied zur dezentralen Leistungsverpflichtung besteht tendenziell bei der Frage der Partizipation von Anlagen ausserhalb der Schweiz. Während dies im Rahmen von dezentralen Leistungsverpflichtungen äusserst schwierig ist, da eine dezentrale Koordination grenzüberschreitenden Leistungszertifikatehandels mit der Verfügbarkeit von Interkonnektorkapazitäten erforderlich wäre, ist eine Teilnahme an einer zentralen Auktion ggf. etwas einfacher zu realisieren. Hier könnte die Koordination der Verfügbarkeit von Interkonnektorkapazitäten zentral im Rahmen des Ausschreibungsmechanismus erfolgen. Insgesamt ist die Einbindung ausländischer Kapazitäten allerdings auch hier komplex (z.B. bezüglich Überprüfung der Verfügbarkeit der Anlagen, Vorgehen bei gleichzeitigen Knappheiten in beiden Ländern etc.)

Ausgestaltung der zentralen Kapazitätsauktion – Beschaffung

Die Beschaffung erfolgt auf Basis einer Auktion durch eine zentrale Stelle (analog zur Strategischen Reserve).

Ein wesentlicher Unterschied zur dezentralen Leistungsverpflichtung besteht unter anderem darin, dass im Rahmen der Auktion die Vorlauf- und Vertragslaufzeiten der beschafften Leistungen politisch bestimmbar sind. Beispielsweise können Auktionen mit langen Vorlaufzeiten (von z.B. über drei Jahren) und langen Vertragslaufzeiten (z.B. 15 Jahren) für Neubauanlagen eingeführt werden. Dies könnte im Schweizer Kontext relevant werden, wenn z.B. langfristig alte Kernenergieanlagen durch neue Kraftwerkskapazität im Inland (z.B. Gaskraftwerke) gezielt ersetzt werden sollen.

Ausgestaltung der zentralen Kapazitätsauktion – Einsatz und Sicherstellung

Bezüglich Einsatz und Sicherstellung gelten die gleichen Überlegungen wie für die dezentrale Leistungsverpflichtung.

Ausgestaltung der zentralen Kapazitätsauktion – Refinanzierung

Ähnlich wie bei der Strategischen Reserve fallen bei einer umfassenden zentralen Kapazitätsauktion Kosten bei der beschaffenden zentralen Marktstelle an, welche letztlich auf die Endverbraucher umgelegt werden sollten. Da es aufgrund der wesentlichen grösseren Dimensionierung der zu kontrahierenden Leistung um ein Vielfaches an Kosten handelt, ist der Umlagemechanismus hier wesentlich entscheidender für die resultierenden Anreize – und somit auch für die Funktionsweise des Strommarktes.

Im Sinne einer verursachungsgerechten Allokation sollten die Kosten für die Vorhaltung von Stromerzeugung in Knappheitszeiten schwerpunktmässig von den Verbrauchern getragen werden, welche selbst in Knappheitszeiten den Stromverbrauch nicht reduzieren können oder möchten. Ausnahmen von der Verursachungsgerechtigkeit – z.B. um soziale Härten oder industriepolitische Verwerfungen zu vermeiden – sind möglich.

Eine einfache Umlage über den jährlichen Stromverbrauch empfiehlt sich allerdings nicht, da dann keinerlei Anreize zur Flexibilisierung des Stromverbrauchs in Knappheitszeiten entstehen. Alternativ bestünde die Möglichkeit, die entstehenden Kosten in Form einer leistungsbasierten Umlage auf die Endverbraucher umzulegen:

- Um Anreize zur Flexibilisierung des Verbrauchs in Knappheitszeiten zu schaffen, sollte sich die Höhe der Zahlung eines einzelnen Verbrauchers möglichst an der eigenen Last in (potenziellen) Knappheitssituationen orientieren.
- Einfacher, jedoch weniger zielgerichtet, wäre eine Umlage auf Basis der individuellen Lastspitze.

Bei diesen Mechanismen wäre allerdings sicher zu stellen, dass Nachfrageflexibilität nicht doppelt profitieren kann: Einmal über das Angebot von Flexibilität in den Auktionen, zum anderen über verminderte Zahlungen bei der Refinanzierung des Mechanismus.

3.4.3 Bewertung der zentralen Kapazitätsauktion für die Schweiz

Die Bewertung der zentralen Kapazitätsauktion gleicht im Wesentlichen derjenigen der dezentralen Leistungsverpflichtung. Der wesentliche Unterschied besteht darin, dass

- bei einer zentralen Kapazitätsauktion einige Vorteile der dezentralen Leistungsverpflichtung im Rahmen eines geöffneten Marktes entfallen, da hier keine Konkurrenz um die effiziente Beschaffung der Leistung/Energie besteht und zudem die Einbindung von nachfrageseitiger Flexibilität herausfordernder ist; jedoch
- im Gegenzug eine zentrale Kapazitätsauktion das Angebot von Langfristverträgen für Kraftwerksneubauten ermöglicht, falls gewünscht (was in einem rein dezentralen Modell so in der Praxis nicht zu erwarten

ist, da die verpflichteten Lieferanten bzw. Verbraucher kaum mehrere Jahre im Voraus Zertifikate kontrahieren werden).

Abbildung 18 Zusammenfassung der kriterien-basierten Bewertung der zentralen Kapazitätsauktion für die Schweiz



Quelle: Frontier Economics

3.5 Contract for Difference (CfD) für Wasserkraft

ZUSAMMENFASSENDE EINSCHÄTZUNG VON CFD FÜR WASSERKRAFT ZUR GEWÄHRLEISTUNG DER VERSORGUNGSSICHERHEIT IN DER SCHWEIZ

Ein Contract for Difference ist ein wirksamer Mechanismus zur Förderung der Stromerzeugung aus Technologien, deren Vollkosten die am freien Markt zu erzielenden Erlöse übersteigen, deren Stromerzeugung jedoch beispielsweise aus umweltpolitischen Motiven politisch gewünscht sind – wie z.B. Stromerzeugung aus Erneuerbare Energien in vielen Ländern oder Kernkraft in Grossbritannien.

Ein CfD ist jedoch kein geeignetes Instrument, um zielgerichtet die verfügbare Stromerzeugung in Knappheitssituationen zu erhöhen. Das von Swisselectric vorgeschlagene CfD-Modell fördert gezielt bestehende Wasserkraftanlagen. Allerdings wird Stromproduktion pauschal angereizt – das heisst über das gesamte Jahr gleich. Es werden keine über die Anreize aus dem EOM zusätzlichen Anreize zur Vorhaltung von Leistung und Energie im späten Winter bzw. Frühjahr geschaffen.

3.5.1 Grundsätzliche Funktionsweise und internationale Praxisbeispiele

Im Rahmen eines Contracts for Difference schliesst eine zentrale Marktstelle individuelle privatwirtschaftliche Verträge mit Betreibern von Stromerzeugungsanlagen. Wesentliches Element eines solchen Vertrages ist das Recht für den Betreiber, die Differenz zwischen den Gestehungskosten und den erwarteten Markterlösen erstattet zu bekommen. Die Kosten werden i.d.R. auf Endverbraucher umgelegt.

Internationale Fallbeispiele

Der Mechanismus eignet sich, die Investition und Erzeugung von (noch) nicht wirtschaftlichen Technologien zu fördern.

Contracts for Differences finden in vielen Strommärkten Anwendung. Meist im Zusammenhang mit der Förderung des Zubaus von Erneuerbaren Energien. Auch die Einspeiseprämie im Rahmen der Direktvermarktung in der Schweiz basiert auf einem CfD. In Grossbritannien wird ein Kernkraft (Hinkley Point C) über einen CfD gefördert.

Lehren internationaler Fallbeispiele

Das Motiv für die Förderung von Technologien durch CfD-Modelle ist in den angesprochenen Beispielen nicht primär Versorgungssicherheit in Knappheitssituationen. Vielmehr wird der Neubau von Anlagen gefördert, die ohne diese Förderungen nicht gebaut werden würden. Über den CfD wird zudem sichergestellt, dass diese Anlagen – sobald einmal gebaut – einen Anreiz haben möglichst ganzjährig Strom zu erzeugen. Ein zusätzlicher Anreiz zur Verschiebung von Erzeugungsverfügbarkeit in potenzielle Knappheitszeiten wird nicht beabsichtigt.

3.5.2 Ausgestaltung des CfD Modells für Wasserkraft

Hintergrund

Dieses Modell wurde ursprünglich von Alpiq in die Diskussion gebracht. Im März 2017 wurde es dann im Rahmen eines gemeinsamen Vorschlags der grossen Schweizer Stromproduzenten unter dem Dach von Swisselectric als Kurzfristmassnahme in Form einer „Grundversorgungsprämie“ vorgeschlagen. Hierbei wäre die Kosten im Rahmen der Teilmarktöffnung allein durch die Kunden in der Grundversorgung zu tragen.

Da diese Studie auf die Zeit nach 2020 fokussiert, wurde das Modell – in Abstimmung mit Alpiq – als mögliches Langfristmodell ohne Fokus auf grundversorgte Kunden analysiert. Entsprechend wären die anfallenden Kosten durch alle Kunden z.B. in Form einer Umlage zu tragen.

Ausgestaltung

Für eine genaue Beschreibung des von Alpiq bzw. Swisselectric vorgeschlagenen CfD-Modells für Wasserkraft in der Schweiz sei auf Beer (2017) verwiesen.

Hier seien nur die wesentlichen Besonderheiten zusammengefasst:

- **Angebot:**
 - **Fokus auf bestehende Wasserkraft** – Alle bestehenden Wasserkraftanlagen werden berechtigt, einen CfD zu erhalten. Andere Technologien sind nicht berechtigt.

- **Berechtigung, keine Pflicht** – Wasserkraftbetreiber werden – auch aus rechtlichen Gründen – nicht verpflichtet, einen CfD abzuschliessen. Es würden also jene Kraftwerke in den CfD wechseln, deren Betreiber erwarten, dass die Vollkosten der Gesteuerung über den am Markt erzielbaren Erlösen liegen.
- **No return** – Allerdings besteht kein Kündigungsrecht, d.h. wer einmal einen CfD unterschrieben hat, kann diesen – z.B. im Fall zukünftig auskömmlicher Marktpreise – nicht kündigen. Möglich wäre allerdings, die Laufzeit des CfD auf einen bestimmten Zeitraum (z.B. 5 Jahre) zu beschränken. In diesem Fall würde das Instrument des CfD voraussichtlich deutlich stärker genutzt als bei einer sehr langen Laufzeit.
- **Höhe der Vergütung** – Jedes Kraftwerk erhält Anspruch auf Vergütung der Differenz aus kraftwerksscharfen Gesteuerungskosten und erwartetem Markterlös.
 - Die Gesteuerungskosten entsprechen dabei der Kostenkomponente der Produktionskosten in der Tarifberechnung für Netzbetreiber mit Eigenproduktion. Sie enthalten also auch kalkulatorische Kosten (WACC).
 - Der erwartete Markterlös wird vor dem Lieferjahr fixiert und soll die kraftwerksscharfe Erlöserwartung bei normaler Verfügbarkeit und unter normalen hydrologischen Bedingungen abbilden.
- **Symmetrische Vergütung** – Sollten die erwarteten Markterlöse die Gesteuerungskosten übersteigen, so erfolgt eine Zahlung in entsprechender Höhe vom Kraftwerksbetreiber an die Vollzugsstelle.
- **Refinanzierung** – Die bei der zentralen Vollzugsstelle anfallenden Kosten zur Auszahlung der Vergütung werden über auf alle Endverbraucher umgelegt (ursprünglich nur an grundversorgte Endverbraucher, s.o.).

3.5.3 Bewertung des CfD-Modells für Wasserkraft für Versorgungssicherheit

Nachstehend bewerten wir das CfD-Modells auf Basis der eingangs definierten Kriterien.

Eingangs fassen wir die Bewertung zusammen:

Abbildung 19 Kriterien-basierte Bewertung von CfD für Wasserkraft

	Effektivität bzgl. Versorgungssicherheit	Effektivität bzgl. Kapazität im Inland	Effizienz	Komplexität / Regulierungsrisiken	Kompatibilität Marktöffnung	Kompatibilität EU-Recht
CfD-Modell	+/-	+/-	-	+?	+	?

Quelle: Frontier Economics

Effektivität

In **Abschnitt 3.1** wurde erläutert, dass die Politik verschiedene Zielsetzungen verfolgen kann. Für das CfD-Modell gilt bezüglich der Effektivität hinsichtlich dieser Zielsetzungen:

- **Effektivität bezüglich zusätzlicher Absicherung von Versorgungssicherheit in Knappheitssituationen und inländischer Erzeugungskapazität allenfalls zufällig** – Durch CfDs wird sichergestellt, dass bestehende Wasserkraftwerke ihre Kosten decken können. Sofern hierdurch (ohne bei Wasserkraft unwahrscheinliche) Kraftwerksschliessungen vermieden bzw. Wartungsinvestitionen induziert werden, welche ohne den CfD nicht erfolgten, kann das CfD-Modell zu einer erhöhten Verfügbarkeit von Turbinenleistung in der Schweiz führen. Inwieweit sich die Versorgungssicherheit hiermit erhöht, ist jedoch allenfalls zufällig, da das Modell nicht auf einer Versorgungssicherheitsanalyse basiert, sondern pauschal alle Wasserkraftwerke zur Teilnahme berechtigt (aber nicht verpflichtet).

Zudem: Die Stromproduktion wird pauschal angereizt – das heisst über das gesamte Jahr gleich. Es werden keine über die Anreize aus dem EOM zusätzlichen Anreize zur Vorhaltung von Leistung und Energie in Knappheitssituationen geschaffen.

- **Reduktion von Stromimporten unklar** – Durch CfDs wird sichergestellt, dass bestehende Wasserkraftwerke ihre Kosten decken können. Hierdurch können z.B. Wartungsinvestitionen induziert werden, welche ohne den CfD nicht erfolgten. Damit würde auch die Nettoimporte über das Jahr abgesenkt. Inwieweit und in welchem Umfang es hierzu tatsächlich kommt, ist jedoch ex ante unklar.

Effizienz

Die Effizienz der Contracts for Differences ist aus folgenden Gründen kritisch zu beurteilen:

- Effizienz der (indirekt) induzierten Kapazitätssteigerungen nicht gesichert – Sofern der Mechanismus Kapazitätssteigerungen und –absicherungen (z.B.

durch Instandhaltungsinvestitionen) in Schweizer Wasserkraftwerken auslöst, ist fraglich, ob diese Massnahmen im derzeitigen Marktumfeld effizient sind. So signalisieren die derzeitigen Preise auf dem Stromgrosshandelsmarkt eher Überkapazitäten. Umfangreichere Investitionen in Instandhaltung sind also derzeit aus Marktperspektive nicht erforderlich und sollten aus Effizienzgründen soweit wie möglich in die Zukunft verschoben werden.³⁷ Dies gilt zumindest solange, wie eine dezidierte Versorgungssicherheitsanalyse nicht zu dem Ergebnis kommt, dass Kapazitäten erforderlich sind. Eine solche Analyse ist im Rahmen des CfD-Modells jedoch nicht vorgesehen, stattdessen sollen alle bestehenden Wasserkraftwerke Anspruch auf Zahlungen über einen CfD erhalten.

- Hebel des Mechanismus begrenzt – Weiterhin ist davon auszugehen, dass durch den Mechanismus einerseits erheblich Zahlungsströme zwischen den Verbrauchern und den Kraftwerksbetreibern ausgelöst werden, da sich die CfDs auf die gesamte Stromerzeugung der erfassten Kraftwerke bezieht, der Hebel auf die in der Schweiz durch die Massnahme zusätzlich verfügbare Kraftwerkskapazität allerdings vergleichsweise gering sein dürfte. Die eingesetzten finanziellen Mittel haben also mit hoher Wahrscheinlichkeit eine begrenzte Wirkung.
- Verteilungswirkungen – Die Zahlungsströme zwischen den Verbrauchern und den Kraftwerksbetreibern lösen zudem eine merkliche Umverteilung zugunsten der Kraftwerksbetreiber aus. Diese Verteilungswirkung ist bezüglich der Effizienz der Massnahme im engeren ökonomischen Sinn unkritisch, allerdings politisch relevant und zu bewerten.

Die von den Endverbrauchern zu tragenden Kosten für die Zahlungen an Betreiber bestehender Wasserkraftwerke (sowie für den Vollzugsaufwand in Verbindung mit der Prüfung der Kosten zur Bestimmung der Zahlungshöhe) werden also nicht zielgerichtet zur Erhöhung der Stromerzeugungsverfügbarkeit im Winter bzw. Frühjahr eingesetzt. Es ist davon auszugehen, dass andere Mechanismen besser geeignet sind, die hier im Vordergrund stehende Zielsetzung zu erreichen.

Komplexität und Regulierungsrisiken

Der Mechanismus ist strukturell vergleichsweise einfach. Es gilt zwar, eine Reihe von Parametern auszugestalten, im Vergleich zu den anderen hier untersuchten Mechanismen ist die Ausgestaltung jedoch weniger komplex. In der praktischen Umsetzung bedarf es jedoch einer adäquaten Approximation der Vollkosten der kontrahierten Anlage. Dies kann pauschalisiert erfolgen oder den Anspruch haben, die anlagenspezifischen Kosten möglichst präzise zu reflektieren. Letzteres wäre mit nicht unerheblichem Aufwand verbunden.

Zudem sind die potentiellen Erlöse zu schätzen (Lauf- und Speicherkraftwerke verkaufen nicht zum gleichen Preis, HKN-Preise, SDL-Erlöse,...)

³⁷ Es ist davon auszugehen, dass die Kraftwerksbetreiber ohnehin mindestens jene Investitionen und Instandhaltungsmassnahmen durchführen, die erforderlich sind, um Schaden von den Anlagen abzuhalten. Ansonsten würden die Kraftwerksbetreiber die Ausserbetriebnahme der Anlage riskieren, so dass eine zukünftige Nutzung nicht oder nur schwer möglich wäre. Damit würden die Kraftwerksbetreiber aber auch die Option auf zukünftige höhere Strompreise verlieren.

Kompatibilität Marktöffnung

In der hier untersuchten Form – also ohne eine Fokussierung auf grundversorgte Endverbraucher – ist der Mechanismus kompatibel mit einer zukünftigen erweiterten Marktöffnung in der Schweiz. Die vollständige Marktöffnung würde mit hoher Wahrscheinlichkeit dazu führen, dass mehr Kraftwerke einen *Contract for Difference* abschliessen würden.

Kompatibilität EU-Recht

Grundsätzlich sind CfDs vereinbar mit dem EU-Beihilferecht, wie verschiedene Praxisbeispiele zeigen. Allerdings unterscheidet sich die Motivation – wie eingangs des Abschnitts erläutert – von der hier vorliegenden Motivation. Inwieweit eine Förderung bestehender Wasserkraftwerke als zulässige Beihilfe eingeschätzt würde, kann im Rahmen dieser Studie nicht beantwortet werden.

3.6 Versorgungs- und Klimamarktmodell (VKMM)

ZUSAMMENFASSENDE EINSCHÄTZUNG DES VKMM ZUR GEWÄHRLEISTUNG DER VERSORGUNGSSICHERHEIT IN DER SCHWEIZ

Das von Swisselectric (bzw. ursprünglich von Axpo) vorgeschlagene VKMM setzt daran an, emissionsfreie Stromerzeugung in der Schweiz zu unterstützen. Ein positiver Beitrag für die Versorgungssicherheit ergibt sich allenfalls für den Fall, in dem Kraftwerke andernfalls stillgelegt bzw. Reinvestitionen zurückgefahren würden.

Das Instrument setzt allerdings nicht am potenziellen Kernproblem der Versorgungssicherheit in der Schweiz an: Der Sicherstellung von Energieverfügbarkeit in Knappheitsperioden, also Stunden und Tagen mit potenziell kritischen Systemzuständen, insb. gegen Ende des Winters bzw. im Frühjahr:

- Das VKMM liefert grundsätzlich Anreize, die Stromerzeugung aus CO₂-freien Kraftwerken im Winter/Frühjahr - sofern möglich - zu stärken (insbesondere aus Kernkraftwerken). Insofern könnte die verfügbare Energie in der Schweiz im Winter/Frühjahr (theoretisch) erhöht werden, z.B. indem Stromproduktion aus Wasserspeicherkraftwerken vom Sommer/Herbst in den Winter verlagert wird. In der Praxis ist allerdings nicht mit nennenswerter Verlagerung zu rechnen, da die Speicher auch heute bereits im Herbst nahezu vollständig gefüllt sind.
- Explizite zusätzliche Anreize zur Vorhaltung von Energie in den wenigen Knappheitssituationen zum Ende des Winters bzw. im Frühjahr gehen vom VKMM ohnehin nicht aus, da die implizite Preiserhöhung durch den Verkauf von HKN in allen Monaten mit Nettostromimporten in die Schweiz voraussichtlich gleich sein wird. Ein zusätzlicher Anreiz zum Beispiel für Betreiber von Wasserspeicherkraftwerken, Wasser nicht bereits im Januar oder Februar zu turbinieren, sondern für potenziell Versorgungssicherheitskritische Situationen im März, April oder Mai zurückzuhalten, entsteht hierdurch nicht. Im Gegenteil: Der Anreiz für Kraftwerksbetreiber, Wasser für potenzielle Knappheitssituationen kurz vor der Schneeschmelze (z.B. Anfang/Mitte April) zurückzuhalten, könnte sogar sinken.

Die von den Endverbrauchern zu tragenden finanziellen Ressourcen werden also nicht zielgerichtet zur Erhöhung der Stromerzeugungsverfügbarkeit im Winter bzw. Frühjahr eingesetzt. Es ist davon auszugehen, dass andere Mechanismen besser geeignet sind, die hier im Vordergrund stehende Zielsetzung zu erreichen.

3.6.1 Hintergrund und Funktionsweise / Ausgestaltung

Hintergrund

Dieses Modell wurde ursprünglich von Axpo in die Diskussion gebracht. Im März 2017 wurde es dann im Rahmen eines gemeinsamen Vorschlags der grossen Schweizer Stromproduzenten unter dem Dach von Swisselectric als langfristiger Marktmechanismus zur Sicherstellung einer ausreichenden und klimafreundlichen Stromproduktion vorgeschlagen.

Funktionsweise / Ausgestaltung

Für eine detaillierte Beschreibung des VKMM sei auf Axpo (2017) und Beer (2017) verwiesen.

Das VKMM besteht aus zwei wesentlichen Elementen:

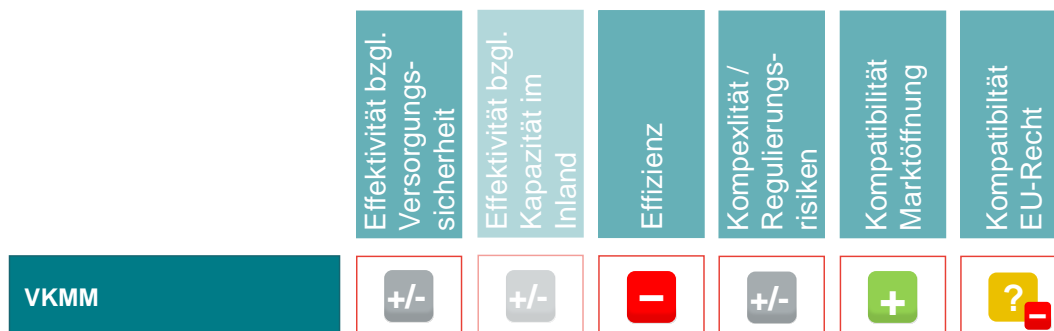
1. Auf endverbrauchten Strom in der Schweiz wird – analog zu endverbrauchten Brennstoffen zur Wärmeerzeugung – eine CO₂-Abgabe erhoben. Die Höhe der Abgabe richtet sich nach der Differenz der CO₂-Abgabe für Brennstoffe und dem CO₂-Preis im Europäischen Emissionshandelssystem (EU ETS), multipliziert mit der durchschnittlichen CO₂-Intensität der Stromproduktion in Europa. Derzeit betrüge die CO₂-Abgabe daher etwa 20 CHF/MWh.
2. Von der CO₂-Abgabe kann sich befreien lassen, wer nachweislich Strom aus inländischer CO₂-neutraler Stromproduktion verbraucht. Diese wäre auf monatlicher Basis über Herkunftsnachweise (HKN) zu belegen, die Verbraucher bzw. Lieferanten – analog zum o.g. System der Dezentralen Leistungsverpflichtung – von Stromproduzenten erwerben können. Auf diese Weise erhalten Betreiber von inländischen, CO₂-neutralen Stromerzeugungsanlagen zusätzliche Erlöse, wenn sie in Perioden mit HKN-Knappheit (voraussichtlich in allen Monaten, in welchen bisher netto Strom in die Schweiz importiert wird, d.h. im Winter) Strom produzieren.

Bewertung des VKMM für Versorgungssicherheit

Nachstehend bewerten wir das VKMM auf Basis der eingangs definierten Kriterien.

Zunächst fassen wir die Bewertung zusammen:

Abbildung 20 Zusammenfassung der kriterien-basierten Bewertung des VKMM für die Schweiz



Quelle: Frontier Economics

Effektivität

In **Abschnitt 3.1** wurde erläutert, dass die Politik verschiedene Zielsetzungen verfolgen kann. Für das VKMM gilt bezüglich der Effektivität hinsichtlich dieser Zielsetzungen:

- **Auswirkung auf Versorgungssicherheit in Knappheitssituationen fraglich** – Das VKMM generiert zusätzliche Erlöse für Betreiber emissionsfreier Stromerzeugungsanlagen in der Schweiz, also sowohl Kernkraftwerke als auch Wasserkraftwerke. Inwieweit sich die Versorgungssicherheit hiermit erhöht, ist jedoch allenfalls zufällig und basiert nicht auf einer Versorgungssicherheitsanalyse.

Zudem: Das VKMM liefert grundsätzlich Anreize, die Stromerzeugung aus CO₂-freien Kraftwerken im Winter - sofern möglich - zu stärken (insbesondere aus Kernkraftwerken). Insofern könnte die verfügbare Energie in der Schweiz im Winter/Frühjahr (theoretisch) erhöht werden, z.B. indem Stromproduktion aus Wasserspeicherkraftwerken vom Sommer/Herbst in den Winter verlagert wird. Allerdings sind die Speicherpotenziale begrenzt und werden bereits heute mehr oder weniger vollständig für die saisonale Wasserspeicherung genutzt werden, d.h. die Speicher schon heute im Herbst fast komplett gefüllt sind. Insgesamt ist entsprechend keine nennenswerte Verlagerung absehbar.

Explizite zusätzliche Anreize zur Vorhaltung von Energie in den am ehesten relevanten Knappheitssituationen zum Ende des Winters gehen vom VKMM ohnehin nicht aus, da die implizite Preiserhöhung durch den Verkauf von HKN in allen Monaten mit Nettostromimporten in die Schweiz voraussichtlich gleich sein wird. Ein zusätzlicher Anreiz zum Beispiel für Betreiber von Wasserspeicherkraftwerken, Wasser nicht bereits bei hohen Preisen im Januar oder Februar zu turbinieren, sondern für potenziell Versorgungssicherheits-kritische Situationen im März/ April/Mai zurückzuhalten, entsteht hierdurch nicht. Im Gegenteil: Der Anreiz für Kraftwerksbetreiber, Wasser für potenzielle Knappheitssituationen kurz vor der Schneeschmelze (z.B. Anfang/Mitte April) zurückzuhalten, könnte sinken, da die Gesamtexportbilanz in diesem Monat bereits positiv und somit der HKN-Preis null sein kann, sodass eine Turbinierung vor diesem Monat höhere (HKN-) Erlöse verspräche. In diesem Fall hätte das VKMM die Gefahr von

Versorgungsengpässen kurz vor Einsetzen der Schneeschmelze, also gerade dann, wenn die Speicherseen besonders leer sind, erhöht.

- **Reduktion von Stromimporten unklar** – Durch die Beschränkung der HKN auf inländische Erzeugungsanlagen kommt es faktisch zu einer Importbesteuerung, zumindest in den Monaten mit Nettoimporten (da hier potenziell die Nachfrage nach HKN das Angebot übersteigt, und sich somit ein positiver Preis – voraussichtlich in Höhe der CO₂-Abgabe – herausbildet), nicht allerdings zwingend – wie oben erläutert – während Knappheitssituationen in der Schweiz. Im Ergebnis werden zusätzliche Erlöse generiert für Schweizer CO₂-freie Stromerzeugung. Es ist ggf. möglich, dass dadurch neue Kapazitäten zugebaut werden bzw. Wartungsinvestitionen erfolgen, welche ohne das VKMM nicht erfolgten, und – zumindest im Fall von Laufwasser oder AKW – in der Folge die Stromerzeugung in der Schweiz erhöht wird. Damit würden auch die Nettoimporte über das Jahr abgesenkt. Inwieweit und in welchem Umfang es hierzu tatsächlich kommt, ist jedoch ex ante unklar

Effizienz

Die Effizienz des VKMM ist aus folgenden Gründen kritisch zu beurteilen:

- Kostengünstige Technologieoptionen zur Absicherung der Versorgung ausgeschlossen – Die Vermischung von Klima-, Versorgungssicherheits- und Autarkiezielen führt mit hoher Wahrscheinlichkeit zu Zusatzkosten. Beispielsweise können durch das Kriterium der Emissionsfreiheit Technologien von der finanziellen Förderung ausgeschlossen werden, welche sehr kostengünstig zur Versorgungssicherheit in Knappheitssituationen beitragen könnten. Beispielhaft seien die zahlreichen in den Kapazitätsauktionen zugeschlagenen Dieselaggregate in Grossbritannien genannt, welche aufgrund der sehr geringen spezifischen Investitionskosten gut geeignet sind, eine Zusatzabsicherung für seltene Knappheitssituationen zu bieten.
- Einschränkung des internationalen Stromaustauschs – Durch die implizite Belastung der Stromimporte wird die Effizienz des internationalen Stromaustauschs zumindest in jenen Zeitperioden erheblich beeinträchtigt, in denen der VKMM „greift“. Hierdurch wird der Kraftwerkseinsatz international verzerrt. Die Kosten hierfür zahlen die Verbraucher über die Strompreise.
- Kapazitätswirkungen – Sofern der Mechanismus Kapazitätssteigerungen und -absicherungen (z.B. durch Instandhaltungsinvestitionen) in Schweizer Kraftwerken auslöst, ist fraglich, ob diese Massnahmen im derzeitigen Marktumfeld effizient sind. So signalisieren die derzeitigen Preise auf dem Stromgrosshandelsmarkt eher Überkapazitäten. Umfangreichere Investitionen in Instandhaltung sind also derzeit aus Marktperspektive nicht erforderlich und sollten aus Effizienzgründen soweit wie möglich in die Zukunft verschoben werden.³⁸ Dies gilt zumindest dann, wenn kein politisch definiertes

³⁸ Es ist davon auszugehen, dass die Kraftwerksbetreiber ohnehin mindestens jene Investitionen und Instandhaltungsmassnahmen durchführen, die erforderlich sind, um Schaden von den Anlagen abzuhalten. Ansonsten würden die Kraftwerksbetreiber die Ausserbetriebnahme der Anlage riskieren, so dass eine

Versorgungssicherheitsniveau explizit angesteuert werden soll (Letzteres kann der Mechanismus ohnehin nicht zielgenau steuern – siehe Effektivität)

- Verteilungswirkungen – Die Kosten der HKN sind letztlich von den Verbrauchern zu tragen. Auf diese Weise werden erhebliche Zahlungen von den Verbrauchern an die Schweizer Kraftwerksbetreiber ausgelöst, die eine merkliche Umverteilung zugunsten der Kraftwerksbetreiber bedeuten. Diese Verteilungswirkung ist bezüglich der Effizienz der Massnahme im ökonomischen Sinn unkritisch, allerdings politisch relevant und zu bewerten.

Die von den Endverbrauchern zu refinanzierenden Kosten werden nicht zielgerichtet zur Erhöhung der Stromerzeugungsverfügbarkeit im Winter bzw. Frühjahr eingesetzt. Es ist davon auszugehen, dass andere Mechanismen besser geeignet sind, die hier im Vordergrund stehende Zielsetzung zu erreichen.

Komplexität und Regulierungsrisiken

Der Mechanismus ist relativ komplex und verursacht erhebliche Transaktionskosten bei Marktakteuren wie auch Aufsichtsbehörden. Im Vergleich zu den umfassenden Kapazitätsmechanismen sind allerdings weniger Stellschrauben auszugestalten – der Mechanismus ist im Vergleich zu umfassenden Kapazitätsmechanismen also weniger komplex.

Kompatibilität Marktöffnung

Der Mechanismus ist kompatibel mit einer weiteren Marktöffnung in der Schweiz.

Kompatibilität EU-Recht

Die Frage der Kompatibilität mit WTO-Handels und EU-Beihilferecht kann im Rahmen dieser Studie nicht abschliessend geklärt werden. In jedem Fall kann die Kompatibilität aufgrund der Ausgrenzung ausländischer Anbieter nicht garantiert werden.

zukünftige Nutzung nicht oder nur schwer möglich wäre. Damit würden die Kraftwerksbetreiber aber auch die Option auf zukünftige höhere Strompreise verlieren.

LITERATURVERZEICHNIS

50Hertz, Amprion, Tennet, Transnet BW (2016), Modell zur Berechnung des regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreises (reBAP) unter Beachtung des Beschlusses BK6-12-024 der Bundesnetzagentur vom 25.10.2012, abgerufen unter https://www.transnetbw.de/downloads/strommarkt/bilanzkreismanagement/Modelbeschreibung_reBAP_ab_05_2016.pdf.

Axpo (2017), CO₂-Abgabe – damit Schweizer Wasserkraft nicht nachab geht, <https://axpoenergiedialog.com/energiemarkt/co2-abgabe-fuer-schweizer-wasserkraft>.

Beer (2017), Neue Rahmenbedingungen für eine ausreichende und klimafreundliche Stromproduktion in der Schweiz, in: «Wasser Energie Luft» – 109. Jahrgang, 2017, Heft 2, CH-5401 Baden.

Brattle (2011), Second Performance Assessment of PJM's Reliability Pricing Model, Studie im Auftrag der PJM Interconnection, L.L.C.

Connect Energy Economics et al. (2014), Leitstudie Strommarkt – Arbeitspaket Optimierung des Strommarktdesigns, Studie im Auftrag des BMWi.

Cramton/Stoft (2006), The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity, A White Paper for the Electricity Oversight Board.

Electricity Commission, New Zealand (2008), Development of a Capacity Adequacy Standard, October 2008.

Elia (2017), Strategic Reserve, Volumes and Prices, abgerufen unter <http://www.elia.be/en/suppliers/purchasing-categories/energy-purchases/Strategic-Reserve-Volumes-Prices>.

EU-Kommission (2016), Framework for cross-border participation in capacity mechanisms, Final Report, December 2016.

EWI (2012), Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign, Im Auftrag von Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi).

Fingrid (2017), Peak Load Capacity 2017-2020, abgerufen unter http://www.fingrid.fi/en/customers/Peakloadcapacity/period_7_2016-6_2020/Pages/default.aspx.

Frontier Economics (2011), Is a capacity market required in Germany to guarantee system security? Study by Frontier Economics, commissioned by RWE AG.

Frontier Economics / Formaet (2013), Dezentrale Leistungsverpflichtungssysteme – Eine geeignete Alternative zu zentralen Kapazitätsmechanismen?, Studie im Auftrag des BMWi.

Frontier Economics / Consentec (2014), Folgenabschätzung Kapazitätsmechanismen (Impact Assessment), Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), Projektnummer 38/13, Juli 2014.

Frontier Economics / LCP (2015), Review of the second GB capacity auction, http://www.frontier-economics.com/documents/2015/12/lcp-briefing-review-of-the-second-capacity-auction_dec-2015.pdf.

Ofgem (2015), Balancing and Settlement Code (BSC) P305 Electricity Balancing Significant Code Review Developments, abgerufen unter https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2015/04/p305d_1.pdf.

Stoft (2002), Power System Economics – Designing Markets for Electricity, New York, IEEE Press.

Svenska Kraftnät (2017), The Swedish Peak Load Reserve November 2015 to March 2017, abgerufen unter http://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/bilagor-till-umm/svk-peak-load-reserves-2015_2017-nps.pdf? t_id=1B2M2Y8AsgTpgAmY7PhCfg==& t_q=peak+load& t_tags=language:en,siteid:40c776fe-7e5c-4838-841c-63d91e5a03c9& t_ip=109.91.62.235& t_hit.id=SVK_WebUI_Models_Media_OfficeDocument/48fef57a-5a39-4afe-8134-8d0fb9296148& t_hit.pos=3.

Svenska Kraftnät (2017), Information on Sweden's Power Reserve, abgerufen unter <http://www.svk.se/en/national-grid/operations-and-market/power-reserve/>.

Swissgrid (2015), Contribution to the Market Design for the Swiss Energy Strategy 2050.

Thema Consulting (2017), Capacity adequacy in the Nordic electricity market, http://www.nordicenergy.org/wp-content/uploads/2015/08/capacity_adequacy_THEMA_2015-1.pdf.

