



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und
Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Marktregulierung

Bericht vom 18.05.2018

Ausgestaltung einer strategischen Reserve für den Strommarkt Schweiz

Datum: 18.05.2018

Ort: Bern

Auftraggeberin:

Bundesamt für Energie BFE

CH-3003 Bern

www.bfe.admin.ch

Auftragnehmer/in:

Frontier Economics Ltd.

Im Zollhafen 24

50678 Köln

www.frontier-economics.com

Consentec GmbH

Grüner Weg 1

52070 Aachen

www.consentec.de

Autoren:

Dr. Jens Perner, Frontier Economics Ltd.

Dr. Matthias Janssen, Frontier Economics Ltd.

Sander van der Poel, Frontier Economics Ltd.

Dr. Christoph Maurer, Consentec GmbH

Luise Bangert, Consentec GmbH

BFE-Begleitung: Beat Goldstein, beat.goldstein@bfe.admin.ch

BFE-Vertragsnummer: SI/200282-01

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

AUSGESTALTUNG EINER STRATEGISCHEN RESERVE FÜR DEN STROMMARKT

Studie im Auftrag des BFE

Mai 2018



Das Frontier Economics Netzwerk besteht aus zwei unabhängigen Firmen: Frontier Economics Limited (registriert in Großbritannien) und Frontier Economics Pty Limited (registriert in Australien). Beide Firmen sind in unabhängigem Besitz und Management, und rechtliche Verpflichtungen einer Firma erlegen keine Verpflichtungen auf die andere Firma des Netzwerks.

INHALT

ZUSAMMENFASSUNG	1
RÉSUMÉ	5
1 Einführung	9
1.1 Hintergrund und Ziel der Studie	9
1.2 Aufbau der Studie	9
2 Eigenschaften und Ziel einer Strategischen Reserve	11
2.1 Eigenschaften einer Strategischen Reserve	11
2.2 Motivation und Ziel einer Strategischen Reserve in der Schweiz	12
3 Ausgestaltung verschiedener Optionen für eine Strategische Reserve	17
3.1 Überblick über untersuchte Prototypen und Ausgestaltungsmerkmale	17
3.2 Dimensionierung einer Strategischen Reserve	19
3.3 Produkt	20
3.4 Teilnahme und Fristen	24
3.5 Geographische Differenzierung	28
3.6 Aktivierung der Reserve	28
3.7 Pönalen	32
3.8 Zusammenfassung Ausgestaltungsoptionen	36
4 Kosten einer Strategischen Reserve	37
4.1 Vergütungsoptionen für eine Strategische Reserve	37
4.2 Abschätzung der Vorhaltekosten einer Strategischen Reserve in der Schweiz	44
4.3 Kostentragung und Refinanzierung	56
5 Umsetzungsfragen einer Strategischen Reserve in der Schweiz	63
5.1 Mögliche Governance Strukturen für eine Strategische Reserve	63
5.2 Einbindung in das Bilanzgruppen- und Ausgleichsenergiesystem	68
5.3 Wechselwirkungen einer Strategischen Reserve mit anderen Märkten	71
6 Bewertung und Schlussfolgerungen	78
6.1 Kriterien gestützte Bewertung der möglichen Ausgestaltungen einer Strategischen Reserve	78
6.2 Schlussfolgerungen für die Schweiz	98
Literaturverzeichnis	101

ZUSAMMENFASSUNG

Hintergrund und Auftrag

In der vom BFE beauftragten Studie „Eckpfeiler eines schweizerischen Strommarktdesigns nach 2020“ von Oktober 2017 hat Frontier Economics („Frontier“) festgestellt, dass der Energy Only Markt grundsätzlich geeignet ist, die Versorgungssicherheit der Schweiz in der Zukunft zu gewährleisten. Darüber wurde u.a. die Einführung einer Strategischen Reserve für den Fall erwogen, dass eine zusätzliche Absicherung der Versorgungssicherheit für Ausnahmesituationen angestrebt wird.

Im Rahmen der hier vorliegenden Folgestudie untersuchen Frontier und die Consentec GmbH im Auftrag des BFE mögliche detailliertere Ausgestaltungsvarianten einer Strategischen Reserve für die Schweiz.

Grundlegende Eigenschaften einer Strategischen Reserve

Für eine Strategische Reserve werden in einem zuvor definierten Umfang Erzeugungsleistung oder Energiemengen von einer zentralen Stelle kontrahiert, um mögliche Versorgungsengpässe abzufedern. Die Reserve sollte sich ausserhalb des übrigen Strommarktes befinden, damit die Leistung bzw. Energie im Knappheitsfall (welcher im Voraus definiert wurde) zusätzlich zu den ohnehin im Markt verfügbaren Kapazitäten zum Einsatz zur Verfügung steht.

Motivation und Ziel einer Strategischen Reserve

In der politischen Debatte um Versorgungssicherheit werden folgende Begründungen angeführt, einen funktionierenden Energy Only Markt, um eine Strategische Reserve zu ergänzen:

- **Politisch erwünschte Absicherung gegen extrem seltene Ereignisse** – Aus ökonomischer Sicht ist es effizient, eine Absicherung gegen extrem seltene Ereignisse zu unterlassen, wenn die Kosten der Absicherung den Erwartungswert des potenziellen Schadens übersteigen. Wird eine Absicherung politisch dennoch gewünscht, muss sie durch zusätzliche Instrumente wie eine Reserve sichergestellt werden. Für die Schweiz werden hierbei insbesondere zwei mögliche Engpassfälle diskutiert:
 - Absicherung potenziell nicht vollständiger Lastdeckung im Winter (Januar/Februar);
 - Absicherung potenzieller Wasserknappheit im Frühjahr (März bis Mai).
- **Inlandsversorgung** – d.h. der Wunsch, das ökonomisch effiziente Versorgungssicherheitsniveau zumindest für einen gewissen Zeitraum von z.B. einigen Wochen alleine durch inländische Produktion sicherstellen zu können.
- **Überbrückung von temporärem Marktversagen** – d.h. Einführung einer Strategischen Reserve als begleitendes Instrument während Transformationsprozessen im Strommarkt oder der Umsetzung von Reformen,

welche die Versorgungssicherheit temporär beeinflussen. Für die Schweiz ist ein Marktversagen aktuell nicht erkennbar. Allenfalls könnte die fehlende vollständige institutionelle Einbindung in den europäischen Strommarkt ein zusätzliches Absicherungsbedürfnis begründen.

In der Studie wurden fünf verschiedene Prototypen für eine Strategische Reserve untersucht, die jeweils unterschiedliche (politische) Motivationen verfolgen und entsprechend unterschiedliche Schwerpunkte setzen.

Ausgestaltung verschiedener Optionen für eine Strategische Reserve in der Schweiz – Fünf „Prototypen“

Die Bandbreite der vorgestellten Prototypen adressiert die identifizierten Motivationen für eine Strategische Reserve in der Schweiz und illustriert, in welchem Rahmen sich die Ausgestaltungsoptionen bzw. -anforderungen bewegen, je nachdem welches Ziel verfolgt wird und welche Technologie dafür eingesetzt werden soll.

- **Wasserkraftreserven (Prototypen 1 und 2):** Aufgrund des hohen Anteils flexibler Wasserkraft am Schweizer Stromerzeugungsmix werden zwei Prototypen betrachtet, die eine Wasserkraftreserve darstellen.
 - **Prototyp 1:** In der ersten Variante wird eine Reserve betrachtet, die Energiemengen in Form von Speicherwasser vorhält. Hierzu dürfen die kontrahierten Speicher einen bestimmten Mindestfüllstand nicht unterschreiten.
 - **Prototyp 2:** In der zweiten Variante wird zusätzlich zum Speicherwasser Turbinenleistung in der Reserve kontrahiert, um sicherzustellen, dass das Speicherwasser bei Bedarf auch in jedem Fall turbinieren kann.
- **Neubaureserve (Prototyp 3):** Es wird eine Neubaureserve betrachtet, die sich primär auf neu zu errichtende thermische Erzeugungsanlagen stützt.
- **Technologieoffene Reserve (Prototypen 4):** Der vierte Prototyp ist eine Mischform aus dem zweiten und dritten Ansatz und repräsentiert damit eine technologieoffenere Variante. Sofern relevant, kann dieser Prototyp für Bestandskraftwerke anderer Technologien geöffnet werden.
- **Ergänzung um DSM (Prototyp 5):** Mithilfe des fünften Prototypens soll aufgezeigt werden, welche Möglichkeiten bestehen, um einen der vorherigen Reserveprototypen um die Teilnahme von flexiblen Stromverbrauchern (Demand Side Management, DSM) zu ergänzen.

Bewertung der fünf Prototypen

Auf Basis umfassender Diskussionen verschiedener Ausgestaltungsvarianten innerhalb der Prototypen nehmen wir die folgende Bewertung der fünf Prototypen auf Basis der Kriterien Effektivität, Kosten, Markteingriff, Komplexität in der Umsetzung sowie Konformität mit EU-Beihilferecht vor (siehe Abbildung 1).

Abbildung 1 Zusammenfassende Bewertung der fünf Prototypen

	1 Wasserkraft SR ohne Leistungszurückhaltung	2 Wasserkraft SR mit Leistungszurückhaltung	3 Neubau therm. Kraftwerke	4 Technologieoffene SR (= 2 + 3)	5 Ergänzung von 2/3/4 um DSM
Effektivität (Leistung und Produktionssicherheit)	+/-	+ ²	+	+ ²	+ ²
Kosten (für Zurückhaltung bzw. Neubau)	+	+/-	- !	+/- ²	+/- ²
Markteingriff	+/-	-	+	+/- ²	- ²
Komplexität in der Umsetzung	+/-	+/-	+ ²	-	-
Kompatibilität EU-Recht*	- ²	-	-	+/-	+

Quelle: Frontier Economics / Consentec

* Die Bewertung der Kompatibilität mit EU-Beihilferecht erfolgt hier für alle fünf Prototypen unter der Annahme, dass die Notwendigkeit der Reserveeinführung belegt werden kann.

Schlussfolgerungen für die Schweiz

In Abhängigkeit der Motivation für die Einführung einer Strategischen Reserve und der sonstigen politisch/strategischen Präferenzen eignen sich die fünf skizzierten Prototypen einer Strategischen Reserve für die Schweiz in unterschiedlicher Weise:

- **Prototyp 1: Eine Speicherwasserreserve ohne Leistungszurückhaltung** kann dann sinnvoll sein, wenn
 - der Fokus auf einer Absicherung der potenziellen Wasserknappheit im Frühjahr liegt und der Mechanismus möglichst kostengünstig sein soll;
 - jedoch von ausreichender Erzeugungsleistung ausgegangen wird.
- **Prototyp 2: Eine Speicherreserve mit Leistungszurückhaltung** kann dann sinnvoll sein, wenn
 - neben der potenziellen Wasserknappheit auch dazugehörige Erzeugungsleistung abgesichert werden soll, die Kosten des Mechanismus in Grenzen gehalten werden sollen, und auf bestehenden Abruf- und Abwicklungsmechanismen aufgebaut werden soll;
 - jedoch die Konformität des Mechanismus mit EU-Beihilferecht (zumindest kurzfristig) nicht im Vordergrund steht.
- **Prototyp 3: Eine Neubaureserve** (mit Fokus auf thermischen Anlagen) kann dann sinnvoll sein, wenn
 - ein vergleichbar einfaches und wenig intervenierendes Instrument gesucht wird, das sowohl Leistungs- als auch Produktionssicherheit erhöht; und
 - erhebliche Mehrkosten hierfür in Kauf genommen werden.
- **Prototyp 4: Eine technologieoffene Reserve**, welche sowohl bestehende Wasserkraft als auch thermische Neubauanlagen teilhaben lässt, kann dann sinnvoll sein, wenn
 - sowohl Leistungs- als auch Produktionssicherheit erhöht werden sollen und eine Offenheit für mehrere Technologien im Fokus steht (z.B. um die Chancen der EU-Beihilferechts-Konformität zu erhöhen); und

- eine hohe Komplexität des Mechanismus in Kauf genommen wird.
- **Prototyp 5:** Eine Ergänzung der Prototypen 2, 3 oder 4 um die **Partizipation von flexiblen Verbrauchern** kann dann sinnvoll sein, wenn
 - sowohl Leistungs- als auch Produktionssicherheit erhöht werden sollen und eine Einbeziehung flexibler Verbraucher in die Reserve im Vordergrund steht (z.B. um die Chancen der EU-Beihilferechts-Konformität deutlich zu erhöhen); und
 - eine hohe Komplexität des Mechanismus in Kauf genommen wird.

RÉSUMÉ

Contexte et mandat

Dans l'étude commandée par l'OFEN « Piliers d'une conception suisse du marché de l'électricité après 2020 » d'octobre 2017, la société Frontier Economics (« Frontier ») a constaté que le marché *energy-only* est en principe adéquat pour garantir la sécurité d'approvisionnement en Suisse à l'avenir. De plus, l'introduction d'une réserve stratégique y a été examinée dans le cas où une assurance supplémentaire de la sécurité d'approvisionnement est recherchée pour faire face à des situations exceptionnelles.

Dans le cadre de la présente étude complémentaire, Frontier et Consentec GmbH ont étudié sur mandat de l'OFEN des variantes potentielles détaillées de conception d'une réserve stratégique pour la Suisse.

Caractéristiques fondamentales d'une réserve stratégique

Pour constituer une réserve stratégique, des capacités de production ou des quantités d'énergie dont l'ampleur est déterminée préalablement sont contractées par une instance centrale en vue d'atténuer d'éventuelles problèmes d'approvisionnement. La réserve devrait être maintenue en dehors du marché de l'électricité afin que les capacités ou l'énergie puissent être mises à disposition en supplément des capacités déjà disponibles sur le marché lors d'une situation de pénurie (laquelle est définie en avance).

Motivation et objectif d'une réserve stratégique

Dans les débats politiques portant sur la sécurité de l'approvisionnement, les justifications suivantes sont avancées pour constituer une réserve stratégique venant compléter un marché *energy-only* qui fonctionne bien :

- **Volonté politique de se prémunir contre des événements extrêmement rares** : Du point de vue économique, il est efficace de ne pas se prémunir contre des événements extrêmement rares lorsque les coûts que représente la couverture de ce risque dépassent la valeur du dommage potentiel. Toutefois, si une protection est souhaitée sur le plan politique, elle doit être garantie par des instruments supplémentaires tels qu'une réserve. Pour la Suisse, les discussions se cristallisent plus particulièrement autour de deux potentiels problèmes d'approvisionnement :
 - Garantie contre une couverture de charge potentiellement insuffisante en hiver (janvier/février) ;
 - Garantie contre une potentielle pénurie d'eau au printemps (de mars à mai).
- **Approvisionnement domestique** : C'est-à-dire souhait de pouvoir garantir un niveau de sécurité d'approvisionnement économiquement efficient par le biais de la production domestique uniquement, au moins pendant une certaine période (par exemple quelques semaines) .

- **Réponse à des défaillances temporaires du marché** : introduction d'une réserve stratégique comme instrument d'accompagnement à des processus de transformation sur le marché d'électricité ou à la mise en œuvre de réformes influençant temporairement la sécurité d'approvisionnement. Aucune défaillance de marché n'est actuellement constatée en Suisse. L'intégration institutionnelle encore incomplète dans le marché de l'électricité européen pourrait éventuellement justifier le besoin de protection supplémentaire.

Cinq différents prototypes de réserve stratégique ont été examinés dans l'étude. Ces prototypes répondent à des motivations (politiques) spécifiques et fixent en conséquence des priorités différentes.

Conception de différentes options de réserve stratégique en Suisse – cinq « prototypes »

- L'éventail des prototypes présentés répond aux motivations identifiées pour la constitution d'une réserve stratégique en Suisse et illustre dans quel cadre les options de conception évoluent en fonction de l'objectif poursuivi et de la technologie devant être utilisée.
- **Réserves hydroélectriques (prototypes 1 et 2)** : deux prototypes permettant la mise en place d'une réserve hydroélectrique sont analysés compte tenu de la part élevée d'énergie hydraulique flexible dans le mix de production électrique suisse.
 - **Prototype 1** : la première variante porte sur une réserve tenant à disposition des quantités d'énergie sous la forme d'eau d'accumulation. Le niveau de remplissage des centrales à accumulation contractées ne doit pas être inférieur à un niveau minimal déterminé.
 - **Prototype 2** : dans la deuxième variante, une puissance de turbinage est également contractée dans la réserve, en plus de l'eau d'accumulation, afin de s'assurer que l'eau d'accumulation pourra au besoin être turbinée dans tous les cas.
- **Réserve de nouvelles centrales (prototype 3)** : le troisième prototype considère une réserve reposant principalement sur de nouvelles installations de production thermiques à construire.
- **Réserve ouverte à toutes les technologies (prototype 4)** : le quatrième prototype est une forme combinée de la deuxième et de la troisième approche et représente donc une variante ouverte à toutes les technologies. Le cas échéant, ce prototype peut être ouvert à des centrales existantes utilisant d'autres technologies.
- **Ouverture à la flexibilité de la demande (Demand-side Management) (prototype 5)** : le cinquième prototype doit permettre de montrer quelles possibilités existent pour ouvrir un des prototypes susmentionnés à la participation de consommateurs d'électricité flexibles (gestion de la demande).

Évaluation des cinq prototypes

Sur la base de discussions approfondies sur les différentes variantes de conception au sein des prototypes, nous évaluons les cinq prototypes selon une liste de critères prédéfinis (efficacité, coûts, ingérence dans le fonctionnement du marché, complexité de mise œuvre et conformité avec les règles du droit européen en matière d'aide d'Etat) comme suit (voir Figure 1).

Figure 1 Evaluation résumée des cinq prototypes

	1 réserve d'eau d'accumulation sans mise en réserve de puissance	2 réserve d'eau d'accumulation avec mise en réserve de puissance	3 réserve de nouvelles centrales	4 réserve ouverte à toutes les technologies (= 2 + 3)	5 ouverture des prototypes 2, 3, ou 4 à la flexibilité de la demande
efficacité (sécurité de puissance et de production)	+/-	+ ?	+	+ ?	+ ?
coûts	+	+/-	- !	+/- ?	+/- ?
ingérence dans le fonctionnement du marché	+/-	-	+	+/- ?	- ?
complexité de mise œuvre	+/-	+/-	+ ?	-	-
conformité avec le droit européen	- ?	-	-	+/-	+

Source : Frontier Economics / Consentec

* L'évaluation de la compatibilité avec les règles du droit européen en matière d'aide est effectuée ici pour les cinq prototypes en supposant que la nécessité de l'introduction d'une réserve peut être établie.

Conclusions pour la Suisse

Selon la motivation qui sous-tend l'introduction d'une réserve stratégique et les autres préférences politiques/stratégiques, les cinq prototypes de réserve stratégique pour la Suisse évoqués ci-dessus sont diversement appropriés :

- **Prototype 1 : une réserve d'eau d'accumulation sans mise en réserve de puissance** peut être pertinente si
 - l'accent est mis sur la nécessité de se prémunir contre une potentielle pénurie d'eau au printemps et si le mécanisme doit être le moins coûteux possible ;
 - il est toutefois supposé que la puissance de production est suffisante.
- **Prototype 2 : une réserve d'accumulation avec mise en réserve de puissance** peut être pertinente si
 - une puissance de production adéquate doit être garantie parallèlement à la protection contre une potentielle pénurie d'eau, si les coûts du mécanisme doivent être maîtrisés et si la solution doit être développée sur la base de mécanismes d'activation et de mise en œuvre existants ;
 - la conformité du mécanisme avec les règles du droit européen en matière d'aide n'est toutefois pas prioritaire (du moins à court terme).
- **Prototype 3 : une réserve de nouvelles centrales** (plus particulièrement axée sur les installations thermiques) peut être pertinente si
 - l'objectif est d'obtenir un instrument comparativement simple et peu invasif, qui augmente aussi bien la sécurité de puissance que de la sécurité de production ; et

- si des coûts supplémentaires considérables sont acceptés.
- **Prototype 4 : une réserve ouverte à toutes les technologies**, qui fait participer aussi bien les centrales hydroélectriques existantes que les nouvelles installations thermiques peut être pertinente si
 - aussi bien la sécurité de puissance que la sécurité de production doivent être augmentées et si une ouverture à plusieurs technologies est au centre des préoccupations (p. ex. pour augmenter les chances de compatibilité avec les règles du droit européen en matière d'aide) ; et
 - si une complexité élevée du mécanisme est acceptée.
- **Prototype 5 : l'ouverture des prototypes 2,3, ou 4 à la participation de consommateurs flexibles** peut se révéler pertinent si
 - aussi bien la sécurité de puissance que la sécurité de production doivent être augmentées et si une intégration de consommateurs flexibles dans la réserve est prioritaire (p. ex. pour augmenter considérablement les chances de conformité avec les règles du droit européen en matière d'aide) ; et
 - si une complexité élevée du mécanisme est acceptée.

1 EINFÜHRUNG

1.1 Hintergrund und Ziel der Studie

In der Studie „Eckpfeiler eines schweizerischen Strommarktdesigns nach 2020“ hat Frontier Economics („Frontier“) im Auftrag des BFE untersucht, inwieweit das Strommarktdesign in der Schweiz geeignet ist, die Stromversorgungssicherheit in der Schweiz auch mittel- bis langfristig ganzjährig auf einem hohen Niveau zu gewährleisten, bzw. welche Veränderungen im Marktdesign vorgenommen werden sollten.¹

In der Studie stellt Frontier fest, dass der Energy Only Markt grundsätzlich geeignet ist, die Versorgungssicherheit der Schweiz in der Zukunft zu gewährleisten.

Als mögliche Option zur zusätzlichen Absicherung der Versorgungssicherheit in der Schweiz wird darüber hinaus u.a. die Einführung einer Strategischen Reserve für den Fall erwogen, dass eine zusätzliche Absicherung der Versorgungssicherheit über die von den Marktakteuren bereits vorgenommene Absicherung hinaus zu gewährleisten. Zudem werden in der Studie erste Eckpunkte einer möglichen Strategischen Reserve für die Schweiz diskutiert. Hierbei wird insbesondere auch auf die besonderen Schweizer Erfordernisse der „Produktionssicherheit“ der Wasserkrafterzeugung im späten Winter / frühen Frühjahr abgestellt.

Im Rahmen einer Folgestudie untersuchen Frontier und die Consentec GmbH im Auftrag des BFE mögliche detailliertere Ausgestaltungsvarianten einer Strategischen Reserve für die Schweiz. In diesem Bericht fassen wir die Ergebnisse unserer Studie zusammen.

1.2 Aufbau der Studie

Wir gehen in der Studie wie folgt vor:

- In Abschnitt 2 erläutern wir die grundlegenden Eigenschaften einer Strategischen Reserve im Strommarkt und diskutieren mögliche Motivationen für deren Einführung in der Schweiz.
- In Abschnitt 3 definieren wir anhand zentraler Designparameter wie Dimensionierung, Produkt, Teilnehmer, Fristen, Aktivierung und Pönalsystemen fünf denkbare Prototypen einer Strategischen Reserve in der Schweiz.
- In Abschnitt 4 diskutieren wir ausgewählte Aspekte im Zusammenhang mit den Kosten einer Strategischen Reserve. Dies umfasst mögliche Vergütungssysteme, eine Abschätzung der Beschaffungskosten sowie eine Diskussion geeigneter Refinanzierungsmechanismen.
- In Abschnitt 5 erörtern wir Umsetzungsfragen einer Strategischen Reserve in der Schweiz, insbesondere Governance-Aspekte, die Frage der Einbindung der Reserve in das Bilanzgruppensystem sowie mögliche Wechselwirkungen der Reserve mit dem Großhandels- und Systemdienstleistungsmarkt.

¹ Frontier Economics (2017).

- In Abschnitt 6 nehmen wir eine Kriterien gestützte Bewertung der fünf skizzierten Prototypen einer Strategischen Reserve vor und ziehen hieraus Schlussfolgerungen für das weitere Vorgehen in der Schweiz.

2 EIGENSCHAFTEN UND ZIEL EINER STRATEGISCHEN RESERVE

Die mögliche Ausgestaltung einer Strategischen Reserve in der Schweiz, z.B. hinsichtlich Produktdefinition und Abruf, sollte sich am Bedarf und den Zielsetzungen im Schweizer Kontext orientieren. Aus diesem Grund diskutieren wir im folgenden Abschnitt 2.1 zunächst die allgemeinen Eigenschaften sowie die möglichen Ziele (Abschnitt 2.2) einer strategischen Reserve im Schweizer Kontext, bevor wir im Kapitel 3 mögliche Ausgestaltungsvarianten beschreiben und erörtern.

2.1 Eigenschaften einer Strategischen Reserve

Für eine Strategische Reserve werden in einem zuvor definierten Umfang Erzeugungsleistung oder Energiemengen von einer zentralen Stelle kontrahiert, um mögliche Versorgungsengpässe abzufedern.²

Die Reserve sollte sich ausserhalb des übrigen Strommarktes befinden, damit die Leistung bzw. Energie im Knappheitsfall (welcher im Voraus definiert wurde) zusätzlich zu den ohnehin im Markt verfügbaren Kapazitäten zum Einsatz zur Verfügung steht. Die Reserve muss sich mindestens während der Perioden, in denen potenziell Knappheit erwartet wird, außerhalb des Marktes befinden. Um eine echte Additivität insbesondere von Erzeugungsleistung zu bestehenden Kapazitäten am Markt zu gewährleisten, sollten die Erzeugungskapazitäten in der Reserve dauerhaft dort verbleiben. Geht bestehende Kapazität aus dem Markt in die Reserve über, ist Additivität nur dann gegeben, wenn das resultierende Preissignal am Markt für den Zubau neuer Leistung sorgt, sodass die Reserve einen zusätzlichen Charakter hat. Wird in einer strategischen Reserve Energie vorgehalten, sollte diese so gestaltet sein, dass die vorgehaltene Energiemenge in besonders kritischen Perioden additiv zur Verfügung steht, auch wenn dafür in anderen Perioden weniger Energie zur Verfügung steht.

Wird die Reserve in einem Knappheitsfall abgerufen, so muss ihr Einsatz mit hohen Preisen belegt sein, damit Rückwirkungen auf den Großhandelspreis ausgeschlossen werden. Die Additivität der Reserve wäre nicht gegeben, hätte der Markt durch die Reserve einen verminderten Anreiz, die Versorgungssicherheit selbst zu gewährleisten. Eine Strategische Reserve, die nur in Ausnahmefällen zum Einsatz kommt, sollte daher keine Rückwirkungen auf die individuellen Anreize der Marktteilnehmenden haben, innerhalb des Großhandelsmarktes für Versorgungssicherheit zu sorgen.

² Möglich wäre auch die Verpflichtung der Vorhaltung einer strategischen Reserve für die Marktakteure, also Erzeuger. Wir gehen allerdings im Schweizer Kontext davon aus, dass eine Lösung mit einem Wettbewerb nicht nur zwischen bisherigen Marktakteuren, sondern auch potenziellen neuen Anbietern angestrebt wird. Dies ist nur über eine Kontrahierung möglich.

2.2 Motivation und Ziel einer Strategischen Reserve in der Schweiz

Eine Strategische Reserve wird als Instrument zur Absicherung der Versorgungssicherheit ergänzend zum Energy Only Markt eingesetzt. Die Studie „Eckpfeiler eines schweizerischen Strommarktdesigns nach 2020“ (Frontier 2017) sowie die „Modellierung der System Adequacy in der Schweiz im Bereich Strom“ der ETHZ und der Uni Basel lassen – abgesehen von erheblichen Extremsituationen mit sehr geringen Wahrscheinlichkeiten - zukünftig keine Versorgungsengpässe in der Schweiz erwarten, welche die Schaffung einer Strategischen Reserve begründen würden. Dennoch kann es aus unterschiedlichen Gründen sinnvoll sein, einen funktionalen Energy Only Markt um eine Strategische Reserve zu ergänzen.

2.2.1 Mögliche Motivationen

Wir diskutieren nachfolgend mögliche Motivationen für eine Strategische Reserve und sich daraus ergebende Implikationen für deren Ausgestaltung.

Absicherung gegen extrem seltene Ereignisse

Geht man grundsätzlich von einem funktionierenden Energy Only Markt aus, so ist zu erwarten, dass dieser (im langjährigen Durchschnitt) ein effizientes, d. h. der Zahlungsbereitschaft der Verbraucher entsprechendes, Versorgungssicherheitsniveau liefert. Auch wenn somit keine Besorgnis erregenden Versorgungssicherheitsprobleme zu erwarten sind, bedeutet ein effizientes Versorgungssicherheitsniveau jedoch nicht, dass in jeder Situation und unter allen denkbaren Umständen eine (preiselastische) Nachfrage nach Strom vollständig gedeckt werden kann. Die Gewährleistung einer solchen jederzeitigen Nachfragedeckung kann extrem teuer und ineffizient sein.

Unabhängig von der für das Funktionieren des Strommarkts entscheidenden Frage nach ökonomischer Effizienz, kann der politische Wunsch bestehen, auch bestimmte unwahrscheinliche Extremsituationen ohne Verbrauchseinschränkungen beherrschen zu können. Darunter fallen Versorgungsengpässe, die aus beschränkten Importmöglichkeiten, Kraftwerksausfällen in grösserem Umfang, unerwartet geringen Wasserzuflüssen in die Speicherbecken oder fehlender Markträumung resultieren. Die Eintrittswahrscheinlichkeit solcher Ereignisse variiert mitunter stark und lässt sich nicht verlässlich quantifizieren, da in der Regel eine belastbare historische Datengrundlage sowie Erkenntnisse zur Unabhängigkeit des Eintritts unterschiedlicher Extremereignisse fehlen.

Ein politisch angestrebtes Versorgungssicherheitsniveau, das solche Extreme berücksichtigt, liegt typischerweise oberhalb des ökonomisch effizienten Versorgungssicherheitsniveaus, welches Versorgungseinschränkungen in sehr unwahrscheinlichen Extremsituationen in Kauf nimmt. Ökonomisch abgeleitete Grenzwerte für tolerierte Versorgungssicherheitseinschränkungen wie das *LOLE*-Kriterium (Loss of Load Expectation) liegen deshalb typischerweise oberhalb von Null. Sollen Versorgungssicherheitsrisiken darüber hinaus abgesichert werden,

muss die Zielvorgabe politisch erfolgen. Eine Strategische Reserve kann dann dazu genutzt werden, über das ökonomisch effiziente Maß hinausgehende Versorgungssicherheitsanforderungen zu gewährleisten, ohne gleichzeitig erhebliche regulatorische Eingriffe in den Strommarkt durchführen zu müssen.

Es ist daher für die Ausgestaltung und Dimensionierung der Reserve notwendig, dass politisch bestimmt wird, welche Ereignisse abgesichert werden sollen. Nach Festlegung der abzusichernden Ereignisse, kann für die Dimensionierung der Reserve auf Adequacy Analysen zurückgegriffen werden, welche die potenziellen Konsequenzen dieser Ereignisse untersuchen. Diese ermitteln für unterschiedliche Extremszenarien die fehlenden Energiemengen (*ENS: Energy not served*) bzw. die fehlenden Erzeugungskapazitäten (abgeleitet aus der *RC: Remaining Capacity*). Anhand solcher Betrachtungen kann abgeleitet werden, in welchem Umfang die Vorhaltung einer Strategische Reserve notwendig ist, um die zuvor ausgewählten Extremsituationen abzusichern.

Liefen die betrachteten Szenarien keinen Anlass, eine Strategische Reserve einzuführen, da das angestrebte Versorgungssicherheitsniveau absehbar sichergestellt ist, können dennoch ggf. die rechtlichen Voraussetzungen für eine Strategische Reserve geschaffen und Kriterien formuliert werden, welche die Einführung in der Praxis zu einem späteren Zeitpunkt auslösen. Auf diesem Wege kann eine Strategische Reserve institutionell angelegt werden, die tatsächliche Einführung kann dann erfolgen, wenn bei erneuten Adequacy Analysen zuvor definierte Kriterien das Signal zur Einführung geben. Bei der möglichen Einführung einer solchen „schlafenden Reserve“ sollte jedoch bedacht werden, dass mit einem sehr expliziten und im Markt bekannten Trigger für die Einführung der Reserve auch ein strategisches Verhalten von Marktteilnehmern mit diesbezüglichen Interessen erst ausgelöst werden kann.

Inländische Versorgung in Knappheitssituationen

Eine denkbare, alternative Motivation für die Einführung einer Strategischen Reserve sind Autarkiebestrebungen, d. h. der Wunsch das oben beschriebene ökonomisch effiziente Versorgungssicherheitsniveau zumindest für einen gewissen Zeitraum von z.B. einigen Wochen alleine durch inländische Produktion sicherstellen zu können. Diese Motivation unterscheidet sich grundsätzlich von der zuvor geschilderten Absicherung von Extremereignissen, auch wenn zu diesen Extremereignissen Begrenzungen der Importmöglichkeiten, typischerweise gepaart mit anderen Herausforderungen für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit, gehören können. Beim Autarkiestreben stehen jedoch nicht Kombinationen von Extremereignissen und die dahinterliegenden Ursachen, sondern der grundsätzliche Wunsch nach Unabhängigkeit von Stromimporten im Vordergrund.

Offensichtlich führen in einem eng vermaschten Stromversorgungssystem allseitige Autarkiebestrebungen zu einer ökonomisch ineffizient hohen Kapazitätsvorhaltung, da Synergiepotenziale aus grenzüberschreitendem Stromaustausch nicht genutzt werden. Dies ist gerade am Beispiel der Schweiz offensichtlich, bei der es sich um ein Land mit besonders hoher Interkonnektivität zu seinen Nachbarn handelt. Dabei sorgt der hohe Anteil der Wasserkraft am Erzeugungsmix des Landes dafür, dass dauerhafte Autarkie nur mit erheblichem

Aufwand sichergestellt werden könnte. Der Aufwand für die Gewährleistung einer sicheren Versorgung wird durch die Nutzung von Synergiepotenzialen im Stromverbund deutlich reduziert, wobei typischerweise in den Wintermonaten die Nettoimporte positiv sind, während im Sommer netto exportiert wird. Die Sorge vor politisch entschiedenen oder infrastrukturbedingten Exportbeschränkungen aus dem Ausland, welche die übliche Funktion des Strommarktes beeinflussen, indem sie die Möglichkeiten der Schweiz Strom zu importieren, limitieren, kann dennoch eine Motivation sein, einen bestimmten Anteil der Versorgung durch inländische Erzeugung abzusichern.

Bei der Schaffung einer Strategischen Reserve für diesen Zweck muss wiederum politisch definiert werden, welcher Zeitraum im Fall von Importbeschränkungen inländisch abgesichert werden soll. In diesem Fall muss die Residuallast (in diesem Fall definiert als Differenz zwischen Verbrauchslast und heimischer Erzeugung im Markt) durch die Reserve gedeckt werden. Für die Bestimmung der Residuallast ist ebenfalls zu diskutieren, ob bei der Auslegung der Reserve neben dem Wegfall von Importmöglichkeiten weitere Risikofaktoren wie niedrige Kraftwerksverfügbarkeit in der Schweiz etc. abgedeckt werden sollen. Wir weisen darüber hinaus darauf hin, dass bei einer Reserve, die über Autarkieüberlegungen begründet wird, konsequenterweise auch eine von Importen unabhängige Versorgung mit Brennstoffen und Vorprodukten, welche zur inländischen Stromproduktion benötigt werden, gewährleistet werden sollte.

Temporäres Marktversagen

Eine Strategische Reserve kann darüber hinaus während Transformationsprozessen im Strommarkt oder der Umsetzung von Reformen, welche die Versorgungssicherheit temporär beeinflussen, als begleitendes Instrument eingesetzt werden. Für die kürzlich von der EU genehmigten Strategischen Reserven in Deutschland und Belgien³ wurde temporäres Marktversagen aufgrund von Reform- und Transformationsprozessen identifiziert und quantifiziert.⁴

Für die Schweiz kann eventuell die fehlende rechtlich-institutionelle Integration in den europäischen Strommarkt mit seinen spezifischen Regeln zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit⁵ zur Begründung von temporärem Marktversagen im Sinne des EU-Rechts herangezogen werden. Diese Begründung müsste allerdings mit dem Zustandekommen eines Strommarktabkommens neu beurteilt werden.

Darüber hinaus ist – außer dem (allerdings planbaren) Ausstieg aus der Kernenergie – nicht erkennbar, dass es im Schweizer Strommarkt Transformationsprozesse gibt, welche die Versorgungssicherheit beeinträchtigen und die Notwendigkeit einer Strategischen Reserve begründen könnten. Die

³ Aktuell verhandelt die Schweiz mit der EU ein Strommarktabkommen, sodass eine mögliche Strategische Reserve gegebenenfalls auch mit Blick auf ihre Kompatibilität mit dem EU-Recht geprüft wird.

⁴ Vgl. Europäische Kommission (2018a).

⁵ Z.B. über EU-weite Adequacy Assessments oder über im Rahmen der zur Zeit in Diskussion befindlichen Risk Preparedness Verordnung angedachten Mechanismen zum Schutz besonders verletzlicher Verbraucher.

Motivation eine Strategische Reserve aufgrund von temporärem Marktversagen einzuführen wird deshalb im Folgenden nicht weiter betrachtet.

2.2.2 Beispielfälle für die Schweiz

Aus den theoretisch denkbaren Motivationen für eine Strategische Reserve lassen sich insbesondere in Bezug auf die Absicherung gegen seltene Ereignisse zwei Beispielfälle für die Schweiz ableiten.

Wasserknappheit am Ende des Winters bzw. im Frühjahr

Eine weitere in der Vergangenheit in der Versorgungssicherheitsdebatte wiederholt diskutierte Situation ist eine mögliche **Wasserknappheit am Ende des Winters** bzw. im Frühjahr (März bis Mai).⁶ Bei einer späten Schneeschmelze, die zu verringerten Zuflüssen in die Speicher führt, besteht die Sorge vor der vorzeitigen Entleerung dieser Speicher. In der Folge kann die Schweizer Stromproduktion um die fehlenden Energiemengen aus der Wasserkraft gemindert werden. Dies würde zu einer erhöhten Importabhängigkeit führen.

Bisher ist keine Untersuchung zu Konsequenzen und Eintrittswahrscheinlichkeit einer solchen Energieknappheit veröffentlicht worden. In den Wintern 2015/16 und 2016/17 wurden jedoch in Zusammenhang mit tiefen Füllständen und möglichen Engpässen intensive Analysen durchgeführt, welche zur Ausschreibung von spezifischen Systemdienstleistungs-Produkten zur Absicherung der Winterproduktion geführt haben.⁷ Es kann jedoch angenommen werden, dass in den potenziell betroffenen Zeiträumen die Marktsituation in den Nachbarländern in der Regel – mindestens im Rahmen der Fahrplanmärkte (z.B. day-ahead) Importe in die Schweiz erlaubt, um mögliche Defizite auszugleichen, da nach Ende der kalten Witterungsphasen Knappheiten in den übrigen Ländern nicht zu erwarten sind.

Dieses Szenario führt daher nur zu Versorgungsengpässen, wenn neben der fehlenden Wasserverfügbarkeit zusätzlich die Importmöglichkeiten beschränkt sind. In einem solchen Fall muss die Verfügbarkeit der entsprechenden Energiemengen durch zusätzliches Wasser in den Speicherbecken im Frühjahr und gegebenenfalls zusätzliche (thermische) Leistung oder DSM abgesichert werden. Eine Strategische Reserve müsste die Energieverfügbarkeit im März bis Mai anreizen. Wenn hierzu Wasserspeicher beitragen sollen, müssten diese eine Wasserstandsvorgabe erfüllen, da in den betrachteten Situationen kein Leistungsdefizit besteht, sondern Energiemengen fehlen.

Fehlende Lastdeckung im Winter

Ein unter bestimmten extremen Annahmen relevantes Szenario ist eine **Lastunterdeckung im Winter** (Januar/Februar). Eine abzusichernde Extremsituation könnte entstehen, wenn bei kalter Witterung eine hohe Last in der Schweiz und den Nachbarländern einer unzureichenden Angebotsverfügbarkeit

⁶ Für diesen Zeitraum (März-Mai) wurde in der Vergangenheit bereits eine vorgezogene Regelenergie-Ausschreibung durchgeführt. Siehe Swissgrid (2017a).

⁷ Vgl. Swissgrid (2017b).

gegenübersteht, z.B. bedingt durch eine Dunkelflaute, Kraftwerksstilllegungen und Kraftwerksausfälle. Ein solches Szenario zeichnet sich typischerweise durch Leistungsknappheit in einer größeren, mehrere Länder umfassenden Region aus. Da die Schweiz im Winter tendenziell Strom aus den Nachbarländern importiert, hat eine Knappheitssituation auf dem europäischen Markt jedoch potenziell direkte Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit in der Schweiz.

Die vorhandenen Adequacy Studien deuten jedoch darauf hin, dass die Eintrittswahrscheinlichkeit von tatsächlichen Versorgungsengpässen sehr gering ist und allenfalls im Fall von umfangreichen Kraftwerksstilllegungen im Ausland auftritt. Dennoch können betrachtete Extremszenarien zur Dimensionierung einer Reserve herangezogen werden, sollte der politische Wunsch bestehen, sich gegen diese Extremsituationen abzusichern. Dabei ergeben sich je nach betrachtetem Szenario unterschiedliche Gestaltungsoptionen und Dimensionierungen für eine Strategische Reserve.

Zur Absicherung gegenüber solchen Situationen wird zusätzliche Erzeugungsleistung (bzw. DSM) in den betroffenen Monaten benötigt. Um die Zusätzlichkeit dieser Erzeugungsleistung zu den bestehenden Erzeugungskapazitäten sicherzustellen, muss eine Strategische Reserve eine Leistungszurückhaltung auch außerhalb von Notfallsituationen fordern.

3 AUSGESTALTUNG VERSCHIEDENER OPTIONEN FÜR EINE STRATEGISCHE RESERVE

Im Folgenden gehen wir auf mögliche Ausgestaltungsoptionen für eine Strategische Reserve in der Schweiz ein. Hierbei diskutieren wir Ausgestaltungsmerkmale anhand von fünf möglichen Prototypen der Strategischen Reserve.

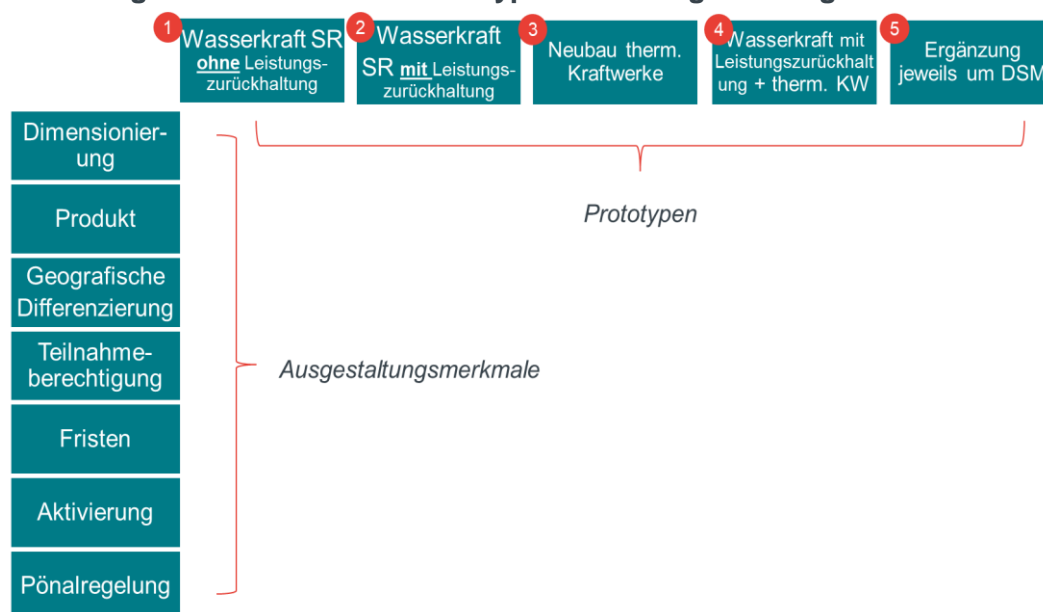
Der Abschnitt ist wie folgt strukturiert:

- Zunächst geben wir einen Überblick über die fünf Prototypen der Strategischen Reserve und die untersuchten Ausgestaltungsmerkmale (Abschnitt 3.1).
- Darauf folgend gehen wir auf die einzelnen Dimensionen der Ausgestaltung der Strategischen Reserve ein (Abschnitte 3.2 bis 3.7).
- Abschließend fassen wir die Prototypen zusammen (Abschnitt 3.8).

3.1 Überblick über untersuchte Prototypen und Ausgestaltungsmerkmale

Ausgehend von Motivation und Dimensionierung einer Strategischen Reserve kann ein Produkt definiert werden, das kontrahiert werden kann. Dabei gibt es zahlreiche Gestaltungsmöglichkeiten, die vom gewählten Produkt und den Zielen der Reserve abhängen.

Abbildung 2 Übersicht der Prototypen und Ausgestaltungsmerkmale



Quelle: Eigene Darstellung

In Abbildung 2 sind die zu auszugestaltenden Designelemente einer Strategischen Reserve dargestellt:

- **Dimensionierung:** Zunächst kann aus der Motivation für die Reserve und den abzusichernden Knappheitsszenarien die Grösse der Reserve abgeleitet werden.
- **Produkt:** Im nächsten Schritt gilt es zu definieren, welches Produkt ausgeschrieben werden soll, d.h. welche Technologien die Reservefunktion übernehmen können.
- **Geografische Differenzierung, Teilnahmevoraussetzungen und Fristen:** Mit der Produktdefinition gehen zahlreiche Detailüberlegungen zu den Teilnahmevoraussetzungen für die Anbieter, Fristen der Ausschreibungen, Verpflichtungszeiträume und der Prüfung der Notwendigkeit einer geografischen Differenzierung einher.
- **Aktivierung:** Es muss weiterhin definiert werden, welches das Kriterium für das Vorliegen eines Knappheitsfalls darstellt, in dem die Reserve tatsächlich aktiviert wird und auf welche Weise der Abruf erfolgt. Bei den möglichen Abrufkonzepten sind das Zusammenspiel und die Rückwirkungen auf die Grosshandelsmärkte zu beachten.
- **Pönalen:** Es müssen gegebenenfalls Pönalen, die bei Nichtverfügbarkeit der kontrahierten Einheiten anfallen, festgelegt werden, um die tatsächliche Verfügbarkeit der Reserve im Bedarfsfall abzusichern.

Die Bandbreite der vorgestellten Prototypen adressiert die identifizierten Motivationen für eine Strategische Reserve in der Schweiz und illustriert, in welchem Rahmen sich die Ausgestaltungsoptionen bzw. -anforderungen bewegen, je nachdem welches Ziel verfolgt wird und welche Technologie dafür eingesetzt werden soll.

- **Wasserkraftreserven (Prototypen 1 und 2):** Aufgrund des hohen Anteils flexibler Wasserkraft am Schweizer Stromerzeugungsmix werden zunächst zwei Prototypen betrachtet, die eine Wasserkraftreserve darstellen. In der ersten Variante wird dabei eine Reserve betrachtet, die Energiemengen in Form von Speicherwasser vorhält, in der zweiten Variante wird zusätzlich zum Speicherwasser Turbinenleistung in der Reserve kontrahiert, um sicherzustellen, dass das Speicherwasser bei Bedarf auch in jedem Fall turbinieren kann.⁸ Die Vorhaltung einer Speicherwasserreserve dient dazu, in den kritischen Zeiträumen eine bestimmte Wassermenge additiv als Energiemenge in einer Reserve zur Verfügung zu haben. Dies erhöht nicht die Wassermenge insgesamt, welche von den Zuflüssen über das Jahr abhängt, jedoch bei geeigneter Ausgestaltung die verfügbare Wassermenge während des Verpflichtungszeitraums der Reserve.
- **Neubaureserve (Prototyp 3):** Zur Illustration einer Variante, die das Kriterium der Additivität in den Vordergrund stellt, wird im dritten Prototyp eine Neubaureserve betrachtet, die sich auf thermische Erzeugung stützt.

⁸ Auch wenn insgesamt keine Leistungsknappheit besteht, kann eine reine Speicherwasserreserve nicht vollständig sicherstellen, dass dieses Wasser im Zeitpunkt des Abrufs der Reserve tatsächlich zusätzlich turbinieren kann, wenn die betreffenden Turbinen bereits marktgetrieben im Einsatz sind.

- **Technologieoffene Variante (Prototypen 4):** Der vierte Prototyp ist eine Mischform aus dem zweiten und dritten und repräsentiert damit eine technologieoffenere Variante.
- **Inkludierung DSM (Prototyp 5):** Mithilfe des fünften Prototypens soll aufgezeigt werden, welche Möglichkeiten bestehen, um einen der vorherigen Reserveprototypen um Demand Side Management (DSM) zu ergänzen.

3.2 Dimensionierung einer Strategischen Reserve

In welchem Umfang eine Strategische Reserve kontrahiert werden sollte, hängt maßgeblich von der Motivation ab, mit der sie konzipiert wurde (siehe Kapitel 2.2).

- **Absicherung gegen seltene Ereignissen:** Bei der Absicherung gegen seltene Ereignissen muss die Reserve, die in solchen Fällen vom Markt nicht bereitgestellten Energiemengen bzw. Erzeugungsleistungen abdecken. Die entsprechenden Zahlen können grundsätzlich in Adequacy Analysen über die Betrachtung von Extremszenarien ermittelt werden. Die Dimensionierung orientiert sich sinnvollerweise an der *Energy not served* und der fehlenden *Remaining Capacity*, welche im Fall des abzusichernden Ereignisses abgedeckt werden sollen.

Der oben diskutierte Fall einer Leistungsknappheit im Januar oder Februar wird inklusive der notwendigen Bedingungen für ein Versorgungssicherheitsproblem in der Schweiz in vorliegenden Adequacy Analysen im Auftrag von BFE und ECom betrachtet.⁹

Versorgungsprobleme im Frühjahr aufgrund von zu geringem Wasserstand in den Speichern wurden dagegen bisher in Adequacy Studien nicht als erhebliche Risiken identifiziert, gleichwohl werden sie z.B. im Zusammenhang mit längerfristigen SDL-Ausschreibungen in der Schweiz diskutiert. Die Eignung und benötigte Dimensionierung einer „Speicherreserve“, die auf Speicherwasservorhaltung ohne Leistungsreserve abzielt, kann daher erst nach Vorliegen detaillierter Untersuchungen entsprechender Szenarien in einer gezielten Adequacy Analyse beurteilt werden.

Theoretisch denkbar ist auch eine Absicherung gegen unspezifische, nicht weiter analysierte Risiken. Die Dimensionierung erfolgt dann jedoch vor allem politisch nicht auf Basis konkreter Extremszenarien, sondern z.B. als definierter Anteil an der Jahreshöchstlast. Bzgl. einer möglicherweise relevanten Kompatibilität der Reserve mit dem EU-Recht ist jedoch zu beachten, dass eine Absicherung lediglich unspezifischer Risiken von der EU-Kommission erfahrungsgemäß kritisch gesehen wird.

- **Absicherung der Inlandversorgung:** Ist die Strategische Reserve durch Autarkiebestrebungen motiviert, zielt sie auf die Gewährleistung einer Deckung der "Residuallast", hier definiert als Verbrauchslast abzüglich heimischer Erzeugung im Markt während einer bestimmten Jahreszeit und für einen

⁹ Dabei ist anzumerken, dass nur die Analyse des BFE überhaupt ein Szenario mit tatsächlich signifikanten Versorgungseinschränkungen enthält. Diese treten aber auch nur in einem von mehreren betrachteten Extremszenarien auf.

bestimmten Zeitraum, ab. Für welche Zeiträume die Reserve vorgehalten werden soll, muss politisch festgelegt werden.

Von den definierten Zeiträumen hängt wiederum ab, ob eine Speicherreserve, die Energiemengen bereitstellt, oder eine Leistungsvorhaltung das geeignete Instrument ist.

- Wird eine Speicherreserve zur Absicherung der Inlandversorgung im Frühjahr, d. h. in einer Situation ohne Leistungsknappheit, konzipiert, müsste die Dimensionierung anhand der „Residualenergie“ bemessen werden, die sich aus integraler Verbrauchslast abzüglich integraler heimischer Erzeugung im Markt ohne Speicherkraftwerke ergibt.
- Soll die Inlandversorgung in anderen Zeiträumen abgesichert werden, in denen sich potenziell auch Leistungsengpässe ergeben, sind sowohl Residuallastspitzen als auch Residualenergien dimensionierungsrelevant.

Tabelle 3.1 Zur Dimensionierung herangezogene Kennzahlen je Reserve-Prototyp

Motivation	Kennzahl	Speicherwasser-Reserve	Speicherwasser-Reserve + Leistung	Neubau therm. KW	Speicherwasser (+ Leistung) + Neubau	Ergänzung jeweils um DSM
Extremereignisse	Remaining Capacity		(x)	x	x	X
	Energy not served	x	X		(x)	(x)
Inlandsversorgung	Residuallast		X	x	x	X
	Residualenergie	x	X		(x)	(x)

3.3 Produkt

Im Schweizer Stromerzeugungsmix mit einem hohen Anteil flexibler Wasserkraft (bei gleichzeitig nahezu vollständiger Auslastung der zur Deckung der Grundlast betriebenen Kernkraftwerke) kann eine Reserve, die ausschliesslich durch Wasserkraftwerke bereitgestellt wird (Prototypen 1 und 2), eine Option sein. Für eine solche Wasserkraftreserve muss eine Produktdefinition gefunden werden, die zu den speziellen Eigenschaften hydraulischer Stromerzeugung passt.

Prototyp 1 – Speicherwasserreserve ohne Leistungszurückhaltung

Bei dem konkreten Produkt könnte es sich um eine Speicherwasserreserve handeln, welche die Möglichkeit, ohne zwischenzeitliche Zuflüsse eine bestimmte Energiemenge aus Wasserkraft zu erzeugen, absichert. Diese Energiemenge ließe sich für konkrete Speicher abhängig von deren Eigenschaften in einen Mindestfüllstand umrechnen. Das Reserveprodukt bestünde in der Zusicherung,

diesen Mindestfüllstand nicht bzw. nur unter definierten Randbedingungen (s.u.) zu unterschreiten. Eine solche energiebasierte Vorgabe müsste nicht das Gesamtjahr umfassen, sondern könnte z.B. in den Monaten März bis Mai gelten, in denen das potenzielle Risiko fehlender Energiemengen herrscht.

Bei einer Speicherwasserreserve werden ausschliesslich Wassermengen und keine Stromerzeugungsanlagen kontrahiert. Es sollte aber im Rahmen der Präqualifikation sichergestellt werden, dass die pro Speicher kontrahierten Energiemengen in einem sinnvollen Verhältnis zu den mit dem Speicher verbundenen Erzeugungskapazitäten stehen und somit die Gefahr verringert wird, dass gespeichertes Wasser im Knappheitsfall nicht turbinieren kann.

Um eine Versorgungssicherheitswirkung der Speicherwasserreserve zu erreichen, muss eindeutig geklärt werden, wann dieses Wasser zur Energieerzeugung genutzt werden kann. Eine vergleichsweise einfache Möglichkeit besteht darin, die Füllstandsbedingung während der Kontraktlaufzeit in jeder Stunde, in der der Marktpreis oberhalb eines zuvor definierten deutlich über typischen Preisniveaus liegenden Preisgrenze (*strike price*) liegt, zu reduzieren und für die Folgestunden einen entsprechend reduzierten Füllstand zu fordern. Für den Betreiber besteht dann ein Anreiz, durch Turbinieren der freigegebenen Wassermenge Erlöse zu erzielen und gleichzeitig einen Beitrag zur Versorgungssicherheit zu leisten.

Die Definition und Überwachung der sich dynamisch verändernden Füllstandsbedingungen kann sich allerdings als herausfordernd und aufwändig erweisen. Sollten auf einen Speicher sowohl Anlagen innerhalb wie ausserhalb der Reserve zugreifen, sind konkrete Mechanismen zu etablieren, um die den Reservekraftwerken zugeordneten Energiemengen jederzeit bewerten und überwachen zu können. Damit kann eine erhebliche Komplexität einhergehen.

Prototyp 2 – Speicherwasserreserve mit Leistungszurückhaltung

Eine Wasserkraftreserve kann ebenfalls als Produkt kontrahiert werden, welches zusätzlich die Vorhaltung von Turbinenleistung, die nicht gleichzeitig am Strommarkt teilnehmen kann, umfasst. Das Reserveprodukt besteht hier also nicht nur aus Speicherwassermengen, sondern aus bestimmten hydraulischen Erzeugungsanlagen (Maschinen), die im Regelfall vom Strommarkt in die Reservevorhaltung wechseln werden.

Dabei muss sichergestellt werden, dass die Teilnehmer an der Reserve über den notwendigen Zugriff auf die zum Einsatz der Leistung benötigten Wassermengen verfügen, um im Abruffall einen tatsächlichen Versorgungssicherheitsbeitrag leisten zu können. Hier sollte eine sicherzustellende Energiemenge pro Einheit vorgehaltener Erzeugungsleistung definiert und entsprechend der konkreten Anlagenkonfiguration in eine Füllstandsnebenbedingung umgerechnet werden.¹⁰

Sollten auf einen Speicher sowohl Anlagen innerhalb wie ausserhalb der Reserve zugreifen, sind konkrete Mechanismen zu etablieren, um die den

¹⁰ Alternativ könnte auch erwogen werden, eine unbedingte Leistungsverfügbarkeit zu fordern und die Nichtverfügbarkeit zu pönalisieren. In diesem Fall müssten die Anbieter aber selbst abschätzen, welche Energiemengen ggf. aus der Reserve abgerufen werden, was wenig praktikabel erscheint, zumal angesichts der geringen Abrufwahrscheinlichkeit eine Unterdimensionierung über Jahre unentdeckt bleiben könnte.

Reservekraftwerken zugeordneten Energiemengen jederzeit bewerten und überwachen zu können. Damit kann eine erhebliche Komplexität einhergehen.

Prototyp 3 – Thermische Neubaureserve

Alternativ zu einer i. W. auf Bestandsanlagen zielenden Wasserkraftreserve können neue Erzeugungskapazitäten ausgeschrieben werden. Hierbei würde es sich voraussichtlich um thermische Kraftwerke handeln, da diese neben Wasserkraftwerken die einzige Möglichkeit bieten, neue dargebotsunabhängige Leistung zuzubauen und im Verhältnis zu Wasserkraftwerken vergleichsweise niedrige Investitionskosten pro Leistungseinheit aufweisen. Dadurch werden keine bestehenden Erzeugungskapazitäten vom Markt genommen und somit die Additivität der Reserve sichergestellt.

Das ausgeschriebene Produkt würde in diesem Fall die Errichtung und Vorhaltung thermischer Erzeugungseinheiten einschliesslich einer gesicherten Brennstoffversorgung ausschliesslich für den Einsatz als Reservekraftwerk beinhalten. Eine Neubaureserve würde voraussichtlich jedoch zu höheren Kosten führen als eine Reserve, die auf bereits bestehende Kraftwerke zurückgreift (siehe Abschnitt 4.2). Gleichzeitig ergeben sich Konsequenzen für die Laufzeiten und Vorlaufzeiten des ausgeschriebenen Produkts, welche die Realisierung einer Neuanlage und die Refinanzierung einer so erheblichen Investition berücksichtigen (s. Kapitel 3.4).

Zu diskutieren ist, ob den verpflichteten Kraftwerken nach Ende der Verpflichtungsperiode ein Rückkehrrecht an den Strommarkt eingeräumt wird. Eine Rückkehrmöglichkeit aus der Strategischen Reserve nach Ende der Verpflichtungsperiode wirkt insbesondere bei einer Neubaureserve verzerrend auf den Markt (v.a. bei kurzen Verpflichtungsperioden und einer dann folgenden Kontrahierung neuer Kapazitäten) und verringert die Additivität einer Reserve. Bei einem Neubau von thermischen Kraftwerken ist die Rückkehrmöglichkeit nach Ende der Verpflichtungsperiode besonders kritisch zu beurteilen, da sie andere Neuinvestitionen in Frage stellen könnte.

Bei Wasserkraftwerken und Speichern mit typischerweise sehr langen technischen Nutzungsdauern und nur begrenzter Verfügbarkeit geeigneter Standorte scheint hingegen eine Rückkehrmöglichkeit an den Markt sinnvoll, da ansonsten Güter mit erheblichem volkswirtschaftlichen Wert nicht mehr nutzbar wären (und folglich die Kosten der Reserve stark anstiegen). Um die Marktverzerrungen zu minimieren, wären in diesem Fall allerdings auch sehr lange Produktlaufzeiten oder die Öffnung der Reserve zu einem späteren Zeitpunkt für Bestandskraftwerke zu empfehlen.

Prototyp 4 – Technologieneutrale Reserve

Denkbar ist auch eine Mischform aus einer Wasserkraftreserve mit Leistungszurückhaltung und neuen thermischen Kraftwerken (thermische Bestandsanlagen stehen zumindest aktuell in der Schweiz für eine Strategische Reserve nicht sinnvoll zur Verfügung). Theoretisch könnte die Reserve auch auf andere Bestandskraftwerke abseits der Wasserkraft ausgeweitet werden, wobei dieser Fall für die Schweiz weniger relevant ist.

Ggf. kann eine solche auf mehr Technologieoffenheit zielende Produktdefinition die Kosten für die Vorhaltung einer Strategischen Reserve verringern, weil sich in einem marktbasieren Prozess die kostengünstigsten Erbringungsoptionen durchsetzen können.

Allerdings ist zu berücksichtigen, dass eine Produktdefinition, die keine Technologie bevorzugt, z.B. im Hinblick auf Rückkehrrechte, Dauer von Verpflichtungsperioden, Anforderungen an die Energievorhaltung sehr komplex und gegebenenfalls nicht erreichbar ist.

Prototyp 5 – Ergänzung um DSM

Einer Knappheitssituation kann neben zusätzlicher Stromproduktion ebenfalls mit einer Steuerung bzw. Reduktion der Last (Demand Side Management, DSM) begegnet werden. Auch hier erweist es sich jedoch als wenig realistisch, ein Reserveprodukt zu definieren, bei dem Wasser- und/oder thermische Kraftwerke auf Basis einer technologieutralen Produktdefinition mit Erbringern von DSM konkurrieren. Insbesondere ist zu berücksichtigen, dass DSM-Produkte, die vielfach auf der Abschaltung bzw. Unterbrechung von Produktionsprozessen beruhen. Diese können in der Regel nicht beliebig häufig unterbrochen und dementsprechend die Produkte nicht für einen beliebig langen Zeitraum erbracht werden.

Realistischer erscheint die (auch bei bestehenden Strategischen Reserven, die DSM einschließen, genutzte) Aufteilung des gesamten Reservebedarfs auf eine durch Kraftwerke und eine durch DSM erbrachte Tranche. Dabei werden die speziellen Randbedingungen lastseitiger Flexibilität bei der Produktdefinition der DSM-Tranche gezielt berücksichtigt, z.B. durch Begrenzung der maximalen Abrufhäufigkeit und Erbringungszeiträume.

Als besonders herausfordernd erweist sich bei DSM-Produkten die Bestimmung der Höhe der angebotenen Reserveleistung. Hier gibt es grundsätzlich zwei Ansätze.

- Entweder die Anbieter reduzieren ihre Last bei Abruf der Reserve um einen zuvor definierten Wert. Dann entspricht die Höhe der zugesagten Reduktion der angebotenen Reserveleistung.
- Alternativ kann das Produkt so definiert werden, dass die Anbieter im Abruffall eine Reduzierung der Last auf einen bestimmten Wert zusagen. Die Höhe der angebotenen Reserveleistung ergibt sich dann aus der Differenz zwischen diesem Wert und einer zuvor im Rahmen der Präqualifikation festzulegenden Baseline, die den Erwartungswert der Last ohne Abruf der Reserve festlegt.

Hinsichtlich der Umsetzbarkeit ist die Reduktion um einen Wert einfacher zu administrieren. Der Nachweis darüber, ob die DSM-Leistung erbracht wurde, ist relativ eindeutig überprüfbar. Andererseits birgt diese Variante nachteilige Anreize, die Last zunächst einmal zu erhöhen, wenn eine Aktivierung der Reserve erwartet wird, um eine Reduktion der Last in jedem Fall anbieten zu können. Es ist dann nicht sichergestellt, dass die Knappheitssituation durch DSM-Maßnahmen entschärft wird.

Dieses Risiko besteht nicht, wenn das DSM-Produkt aus der Verpflichtung besteht, die Last auf einen bestimmten Wert zu reduzieren, wenn die Reserve abgerufen wird. Diese Variante birgt jedoch die Schwierigkeit der Festlegung der Baseline auf Basis historischer Lastdaten. Zudem können in dieser Variante Mitnahmeeffekte nicht ausgeschlossen werden, da gegebenenfalls Erlöse auch für Lastreduktionen erzielt werden können, die nicht kausal mit der Vorhaltung der Strategischen Reserve verbunden sind, sondern ohnehin erfolgt wären.

In der Abwägung erscheinen dennoch die Nachteile mit Blick auf die Ziele einer Strategischen Reserve geringer als bei der Reduktion um einen Wert. **Im Folgenden wird daher lediglich die Variante *Reduktion auf einen Wert* betrachtet.**

Zusammenfassung der Produktdefinition

In der folgenden Tabelle fassen wir die Charakteristika der definierten Produkte im Überblick zusammen.

Tabelle 3.2 Produktdefinition je Prototyp

	Speicher- wasser- Reserve	Speicher- wasser- Reserve + Leistung	Neubau therm. KW	Speicher- wasser (+ Leistung) + Neubau	Ergänzung jeweils um DSM
Produkt	Energie- vorhaltung in Speichern	Kombinierte Vorhaltung von Bestands KW-Leistung & Speicher- volumina	Errichtung von thermischen Kraftwerken mit gesicherter Brennstoffver- sorgung	Kombination von Prototyp 2 & 3	Reduktion der Last auf einen vorgegebenen Wert

3.4 Teilnahme und Fristen

Die Frage der Teilnahmemöglichkeiten an einer Strategischen Reserve kann nicht sinnvoll unabhängig von den Prototypen diskutiert werden. Nachfolgend diskutieren wir deshalb für alle Prototypen sinnvolle Kriterien zur Auswahl der in Frage kommenden Anbieter.

Prototyp 1 – Speicherwasserreserve ohne Leistungszurückhaltung

Die Teilnahme an einer Speicherwasserreserve könnte im Grundsatz allen Wasserspeichern offenstehen. Theoretisch ist eine technologieoffene Variante denkbar, die andere Speicherformen wie z.B. Batteriespeicher zulässt. Diese sind technisch jedoch eher auf kurze Aus- und Einspeicherzyklen ausgelegt und nur eingeschränkt als Saisonspeicher geeignet. Die Umsetzbarkeit des Monitorings der Speichervorhaltung muss für diese Speichertypen ebenfalls sichergestellt werden.

Da Wasserspeicher häufig von mehreren Akteuren genutzt werden, muss der Anbieter jedoch nachweisen können, im Bedarfsfall Zugriffsrechte auf das angebotene Speicherwasser zu haben.

Die Ausschreibung für eine Speicherwasserreserve erfolgt am sinnvollsten für ein Lieferjahr und findet spätestens zu einem Zeitpunkt statt, an dem die Speicherstände am höchsten sind (voraussichtlich im August). Dadurch wird es den Teilnehmern ermöglicht, von September bis zu Beginn des Verpflichtungszeitraum im März den benötigten Speicherfüllstand „anzusparen“, d.h. diese Menge nicht während des Winters zu turbinieren.

Prototyp 2 – Speicherwasserreserve mit Leistungszurückhaltung

An einer Wasserkraftreserve mit Leistungszurückhaltung können Speicherkraftwerke jeder Art teilnehmen, wobei die angebotene Leistung der Turbinenleistung der angebotenen Maschinen entspricht und Anbieter sich verpflichten müssen, bei Zuschlag mit Beginn der Verpflichtungsperiode den Strommarkt zu verlassen. Gleichzeitig müssen Anbieter während der gesamten Verpflichtungsperiode Zugriff auf den Einheiten eindeutig und überprüfbar zuordenbares, nicht von anderen Anlagen nutzbares Speicherwasser haben. Dabei ist pro Einheit angebotener Turbinenleistung Speicherwasser in einem Umfang vorzuhalten, der eine ununterbrochene Stromproduktion in Höhe der angebotenen Reserveleistung über einen bestimmten Zeitraum (z.B. 4 Wochen erlaubt).

Marktbasiert kann sich jedoch erweisen, dass die Vorhaltung abhängig von der Speichergröße mit deutlich unterschiedlichen Opportunitätskosten einhergeht und die Vorhaltung sich deshalb auf einzelne Kraftwerkstypen konzentriert. So könnten Kraftwerke, die nur über Kurzzeitspeicher verfügen, zur Erfüllung der Speicherwasserbedingung nur eine Vergütung für sehr geringe Anteile ihrer Bemessungsleistung erhalten und besitzen deshalb nur einen geringen wirtschaftlichen Anreiz, an der Reserve teilzunehmen.

Der Erfüllungszeitraum sollte ebenfalls an die saisonale Wasserbewirtschaftung angepasst werden und im Spätsommer bzw. Frühherbst beginnen. Die Ausschreibung der Reserve erfolgt mit entsprechendem Vorlauf einige Monate vorher.

Prototyp 3 – Thermische Neubaureserve

Bei einer auf die Neuerrichtung von Kraftwerken fokussierten Strategischen Reserve sollten grundsätzlich alle planungs- bzw. immissionsschutzrechtlich möglichen disponiblen Erzeugungstechnologien teilnahmeberechtigt sein. Da diese Kraftwerke ausschliesslich Erlöse aus der Reservevorhaltung erhalten und keine bis sehr geringe Einsatzstunden haben, sind Angebote vor allem von fixkostengünstigen thermischen Spitzenlasttechnologien wie offene Gasturbinen, Gasmotorkraftwerke und Dieselaggregaten zu erwarten.

Bei einer Reserve, die auf die Neuerrichtung von Kraftwerken zielt, ist eine Anpassung der Fristen erforderlich. Die Vorlaufzeit muss sich an den Realisierungszeiträumen neuer Kraftwerkskapazitäten orientieren. Dabei ist zu berücksichtigen, dass der zum Ausschreibungszeitpunkt geforderte Projektfortschritt zwar die Ernsthaftigkeit des Angebots dokumentieren,

gleichzeitig aber noch nicht mit erheblichen Projektierungskosten verbunden sein sollte. Diese sind versunken und können bei intensivem Wettbewerb von den Teilnehmern der Ausschreibung nicht wiedergewonnen werden. Die Vorlaufzeit dürfte somit jedenfalls mehrere Jahre umfassen.

Insbesondere wenn ein Rückkehrverbot nach Ende der Verpflichtungsperiode vorgesehen wird, ist damit zu rechnen, dass Anbieter die Kosten der Investition und ihre Renditeerwartungen ausschliesslich oder zumindest weitestgehend aus den Erlösen der Reservevorhaltung refinanzieren wollen.¹¹ Damit die dafür anfallenden Kosten begrenzt bleiben, sind deshalb mehrjährige Verpflichtungsperioden sinnvoll. Bzgl. der Bestimmung der genauen Länge sind typische Nutzungsdauern sowie der politische Wille zum Eingehen langfristiger Verpflichtungen zu berücksichtigen.

Prototyp 4 – Technologieneutrale Reserve

Da es sich bei diesem Prototyp um eine Mischform aus den Prototypen 2 und 3 handelt, wurden die Teilnahmeanforderung bereits beschrieben und gelten auch für die Mischform. Sofern zukünftig in der Schweiz relevantes Potenzial bestehen sollte, kann eine Teilnahmeberechtigung auch für thermische Bestandskraftwerke erwogen werden. Die nachfolgend beschriebene Komplexität in der Ausgestaltung steigt dadurch allerdings weiter an.

Eine wesentliche Herausforderung dieser Variante stellen die unterschiedlichen Anforderungen an die Fristen, d. h. der Vorlauf der Ausschreibung zur Verpflichtungsperiode und die Dauer der Verpflichtungsperiode. Während sich eine Speicherwasserreserve mit Leistungszurückhaltung an der Wasserbewirtschaftung orientiert, sind bei der Neubaureserve die Realisierungszeiträume neuer Kraftwerkskapazitäten ausschlaggebend. Der Vorlauf zum Verpflichtungszeitraum, mit dem die Reserve ausgeschrieben wird, lässt sich nur schwer in einer Ausschreibung in Einklang bringen. Der Vorlauf der Ausschreibung müsste sich an den gegebenen Realisierungszeiträumen neuer Kraftwerke orientieren, benachteiligt dann jedoch Anbieter von (Pump-)Speicherkraftwerken, die sich voraussichtlich nicht mehrere Jahre vor Beginn der Verpflichtungsperiode festlegen lassen wollen oder entsprechend die Opportunitätskosten einer solchen frühzeitigen Verpflichtung in ihr Gebot einpreisen würden.

Eine ähnliche Schwierigkeit besteht bei Bestimmung der Länge der Verpflichtungsperiode gepaart mit der Festlegung eines Rückkehrverbots an den Markt. Während für Prototyp 2 eine Rückkehrmöglichkeit nach Ende einer z.B. einjährigen an die Wasserbewirtschaftung angepassten Verpflichtungsperiode vorgesehen ist, kann und sollte für Prototyp 3 eine mehrjährige Verpflichtungsperiode ohne Rückkehrmöglichkeit vorgesehen werden, wenn Verzerrungen auf andere Neuinvestitionen vermieden werden sollen.

¹¹ Neben den Erlösen der ersten Verpflichtungsperiode kommen ggf. Erlöse aus zukünftigen Verpflichtungsperioden, die aber bei einem i. W. politisch motivierten Instrument wie einer Strategischen Reserve hochgradig unsicher sind, sowie Verkaufserlöse bei einem Abbau der Anlage und Anschlussnutzung in anderen Märkten in Betracht.

Es zeigt sich, dass eine Produktdefinition, die sich nicht nur an einer Technologie ausrichtet, sehr komplex ist. Insbesondere besteht die Gefahr, dass durch die Produktdefinition einzelne Technologien faktisch bevor- oder benachteiligt werden.

Prototyp 5 – Ergänzung um DSM

Bei einer Ergänzung der Reserve um DSM-Produkte sind bezüglich der Teilnahmeberechtigung unterschiedliche Kriterien zu bedenken.

Insbesondere muss für jeden potenziellen Anbieter vor Durchführung der Beschaffung im Rahmen einer Präqualifikation die Baseline der Last festgelegt werden, um die Höhe der angebotenen Leistung zu bestimmen. Dieser Prozess ist relativ aufwändig, sowohl für den potenziellen Anbieter als auch für die beschaffende Stelle.

Weiterhin ist für eine geeignete leittechnische Anbindung zu sorgen, um im Bedarfsfall die Reserve sicher aktivieren zu können.

Schliesslich ist zu bedenken, dass der Aufwand in der Betriebsführung bei Abruf einer Vielzahl sehr kleiner Einheiten sehr hoch werden kann, insbesondere, wenn dieser – wie bei einer Reserve mit sehr geringer Aktivierungswahrscheinlichkeit eventuell zu erwarten – nicht völlig automatisiert erfolgt. Die Teilnahmebedingungen sollten deshalb den möglichen Transaktionsaufwand begrenzen.

- Denkbar ist z.B. eine erfolgreiche Präqualifikation für Tertiär- oder Sekundärregelreserve zu fordern. Damit sind zumindest die Einhaltung von Mindeststandards bzgl. der Flexibilität sowie das Vorhandensein einer geeigneten leittechnischen Anbindung sichergestellt.
- Eine weitere Möglichkeit, den Transaktionsaufwand zu begrenzen, kann die Festlegung einer Mindestangebotsgrösse sein. Hierdurch werden die Zahl der Teilnehmer und damit die Komplexität bei Präqualifikation und Abruf begrenzt.

DSM-Anbieter, deren Verbrauchsverhalten häufig durch die Auslastung industrieller Produktionsprozesse bestimmt sind, können im Regelfall keine langfristigen Zusagen über die vorhandenen DSM-Potenziale machen. DSM-Produkte in Strategischen Reserven oder anderen Kapazitätsmechanismen erfordern deshalb kurze Vorlauf- und Vertragslaufzeiten (z.B. Jahresverträge mit wenigen Monaten Vorlaufzeit zur Lieferperiode).

Kombiniert man unterschiedliche mögliche Reserveerbringer in einer technologieoffenen Reserve, erscheint die Definition eines für alle möglichen Anbieter geeigneten Produkts aufgrund unterschiedlicher Fristenpräferenzen nicht erreichbar. In der Praxis werden deshalb z.B. in Schweden unterschiedliche Tranchen ausgeschrieben, die wiederum eine explizite Aufteilung des Bedarfs auf diese Tranchen erfordern. Gerade bei einer DSM-Tranche mit unklarem Potenzial erscheint es sinnvoll, im Zweifelsfall mit einer sehr kleinen Tranche zu beginnen und einen Phase-in je nach Marktlage zu gestalten.

Tabelle 3.3 Teilnahmeberechtigung und Fristen je Prototyp

Ausgestaltungs-merkmal	Speicher-wasser-Reserve	Speicher-wasser-Reserve + Leistung	Neubau therm. KW	Speicher-wasser (+ Leistung) + Neubau	Ergänzung jeweils um DSM
Teilnahme-berechtigung	Wasser-speicher	(Pump-) Speicher Kombination mit Wasserbe-vorratung	Neue KW mit gesicherter Brennstoff-versorgung	siehe (2) & (3)	PQ mit Baseline-festlegung, ggf. PQ für TRL fordern
Fristen	Ausschrei-bung spät. Spätsomme-r für je 1 Lieferjahr	Erfüllungsze-itraum spät. Spätsomme-r, ggf. mehrjährig	mehrjährige Vorlauf- und Vertragslauf-zeiten	siehe (2) & (3)	kurze Vorlauf- und Vertragslauf-zeiten

3.5 Geographische Differenzierung

Bei der Ausgestaltung der Reserve für einen definierten Knappheitsfall sollte geprüft werden, ob dieser potenzielle Knappheitsfall sich auf eine bestimmte Region konzentriert und somit eine geographische Differenzierung der Reserve erfordert.

Die vorliegenden Adequacy Analysen für die Schweiz, z.B. die SACH-Studie, lassen keine relevanten geografischen Unterschiede bezüglich möglicher Versorgungssicherheitsrisiken erkennen. Insbesondere werden die Transportmöglichkeiten über das Stromnetz innerhalb der Schweiz nicht als limitierender Faktor bei der Versorgungssicherheit identifiziert. Insofern ergeben sich auch keine erheblichen Gründe für eine geografisch differenzierte Reservevorhaltung.

3.6 Aktivierung der Reserve

Bei der Ausschreibung einer Strategischen Reserve muss festgelegt werden, wann diese Reserve aktiviert wird, d.h. welches das Signal ist, das auf Knappheit am Strommarkt mit potenziellen Risiken für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit hindeutet und damit eine Aktivierung der Reserve rechtfertigt. Grundsätzlich besteht hier die Herausforderung, derartige Situationen sicher zu adressieren ohne durch eine zu häufige Aktivierung der Reserve Marktmechanismen zu beeinflussen und Preise zu verzerren oder das Vertrauen der Marktakteure in die Funktionalität des Marktes zu untergraben.

Die Aktivierungsregelung legt fest, in welchen Fällen Energiemengen bzw. Erzeugungskapazitäten, die in der Reserve ausserhalb des Marktes vorgehalten werden, eingesetzt werden dürfen bzw. müssen, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Wie der tatsächliche Abruf der dann zusätzlich erzeugten Energie bzw. Lastreduktion im zeitlichen Verhältnis zum übrigen Strommarkt gestaltet wird, hängt unter anderem von den eingesetzten Technologien innerhalb der Reserve ab.

- **Selbstabruf:** Ein Abrufkonzept, das ohne explizite Aktivierung, d. h. ein externes Signal von Knappheit auskommt, ist der **Selbstabruf** der Reserve. Dieses Konzept ist dann anwendbar, wenn die Reserve aus einer Energievorhaltung besteht. Dabei wird davon ausgegangen, dass in einer Knappheitssituation der Marktpreis steigt und für die Teilnehmer der Reserve ein ökonomischer Anreiz entsteht, ihre Energiemengen einzusetzen. Dieser Anreiz zum Selbstabruf besteht allerdings nur, wenn im Knappheitsfall die Einsatzkosten für Anbieter unter dem in dieser Situation auftretenden Marktpreis liegen.

Bei einer Speicherwasserreserve sind die Einsatzkosten in einem Bereich, bei dem dieses Kriterium immer erfüllt sein dürfte. Hier besteht eher die Herausforderung sicherzustellen, dass kein Abfluss der Reserveenergie erfolgt, wenn keine Knappheitssituation vorliegt. Hierfür wird bei Ausschreibung der Reserve eine Preisgrenze (*strike price*) festgelegt, die oberhalb eines typischen Marktpreisniveaus liegt, ab der die in der Reserve vorgehaltene Wassermenge eingesetzt werden darf. Die Wassermengen, die in Stunden mit Marktpreisen oberhalb der Preisgrenze eingesetzt werden, dürfen für die restliche Verpflichtungsperiode von der Füllstandsvorgabe abgezogen werden. Es sei jedoch angemerkt, dass die Überprüfung der sich dynamisch verändernden Füllstandsbedingungen in der Praxis eine wesentliche Herausforderung darstellen dürfte.

Vorteil eines Selbstabrufregimes ist die problemlose Bilanzierung der produzierten Energiemengen über die üblichen Mechanismen am Strommarkt.

Wird in der Reserve auch Kraftwerksleistung zurückgehalten, so ist ein Selbstabruf nicht praktikabel. Hier ist ein explizites Signal notwendig, das den Reserveteilnehmern einen Knappheitsfall anzeigt und sie zum Einsatz der Reserveleistung zur Stromproduktion berechtigt und verpflichtet (siehe unten).

Beim Abruf von DSM hängt die Umsetzbarkeit eines Selbstabrufes von den Einsatzkosten des DSM Anbieters, d.h. den Opportunitätskosten des Produktionsverzichts ab. Liegen diese Kosten oberhalb des maximal möglichen Marktpreises, so wird es auch in Knappheitssituationen mit hohen Marktpreisen nicht zu einem Selbstabruf der DSM Anbieter kommen. Liegen die Einsatzkosten für DSM hingegen in einem Bereich, der den Einsatz von DSM bei hohen Marktpreisen attraktiv macht, so besteht ein Anreiz, DSM am Markt anzubieten. Unabhängig von der eingesetzten Technologie bedeutet ein Selbstabruf, dass die Reserveenergie sich nicht vollständig außerhalb des Marktes befindet. Dies widerspricht einem der wesentlichen Charakteristika einer strategischen Reserve und könnte daher kritisch gesehen werden.

- **Expertenbasierter Abruf:** Eine Möglichkeit für die explizite Aktivierung der Reserve ist der **Experten basierte Abruf**. In diesem Fall müssten zu benennende Experten im Vorhinein beurteilen, ob ein Knappheitsfall droht und die Reserve aktiviert werden soll. Für die Beurteilung müssen einerseits umfassende Informationen vorliegen, andererseits die Unabhängigkeit der Experten gewährleistet sein, insofern wird die Aufgabe des Experten basierten Abrufs voraussichtlich dem TSO übertragen. Einerseits kann eine so getroffene Abrufentscheidung verschiedenste Informationen berücksichtigen, die einen Knappheitsfall anzeigen und kann damit flexibler als ein regelbasierter Abruf

auf unterschiedlichste Situationen reagieren, andererseits bleibt sie stets subjektiv und birgt die Gefahr von Verzerrungen. Insbesondere ist zu befürchten, dass eine Experten basierte Reserve häufiger eingesetzt wird als tatsächlich notwendig, weil kein Experte sich dem Risiko einer nicht erfolgten Aktivierung aussetzen möchte. Weiterhin muss ausgestaltet werden, wie die im Knappheitsfall bereitgestellte Reserve eingesetzt wird, also zu welchem Zeitpunkt und zu welchem Preis die Energie auf welchen Markt gelangt. Auch hier liegen Verzerrungspotenziale. Aus diesen Gründen wird der Experten basierte Abruf von uns eher nicht empfohlen.

- **Preistrigger:** Im Vergleich zum Experten basierten Abruf liefert ein **Preistrigger** ein eindeutiges Signal zur Aktivierung der Strategischen Reserve, welches sich verhältnismäßig einfach umsetzen lässt. Dieser Preistrigger beruht auf der Überlegung, dass ab einem bestimmten Marktpreisniveau auf das Vorliegen einer Knappheitssituation geschlossen werden kann und die Reserve dann ergänzend zu marktbasierter Erzeugungsleistung auf dem Markt angeboten werden sollte. Mit Erreichen des Preistriggers besteht für die Anbieter der Reserve die Verpflichtung, diese zur Verfügung zu stellen (Gebotspflicht).

Bei der Festlegung eines solchen Preistriggers muss beachtet werden, welche Wirkung dieser mit sich bringt. Entspricht er der Preisobergrenze im Day-ahead Markt und wird die Reserveleistung auf dem Day-ahead-Markt angeboten, so sind Verzerrungen auf dem Intraday-Markt zu befürchten, auf dem Preise oberhalb dieser Obergrenze möglich sind. Insbesondere könnten Anbieter, die Erzeugungsleistung oder Lastflexibilität am Intraday-Markt zu Preisen, die die Preisgrenze des Day-ahead-Marktes übersteigen, anbieten können oder wollen, aus dem Markt gedrängt werden.

Wird ein ausreichend hoher Preistrigger im Intraday-Markt festgelegt, können die dort möglichen höheren Preise berücksichtigt werden. Gleichzeitig erlaubt der Intraday-Markt eine bessere Einschätzung der tatsächlichen Knappheitssituation als der Day-ahead Markt. Kritisch ist allerdings zu sehen, dass der Intraday-Markt weniger liquide ist und Preise am Intraday-Markt im Regelfall im kontinuierlichen Handel entstehen und somit ggf. für einen Preistrigger als weniger belastbar als die in einer liquiditätsbündelnden Auktion festgelegten Day-ahead-Preise angesehen werden können.

Bei einem Abruf über einen Preistrigger werden die Anbieter der Reserve typischerweise verpflichtet, ihre Leistung bei Erreichen des Preistriggers am Markt anzubieten. Dadurch kann ggf. produzierte Energie über die Marktmechanismen bilanziert werden. Kritisch ist die Festlegung des Gebotspreises für die angebotene Reserveleistung. Um Preisverzerrungen zu minimieren, schlagen wir vor, dass die Gebotshöhe für angebotene Reserveleistung immer der technischen Preisgrenze des jeweiligen Marktsegments entsprechen sollte. Die Erlöse aus dem Abruf der Reserve sollten nicht den Reserveanbietern zustehen, sondern müssen von diesen an den Halter der Reserve weitergeleitet werden. Andernfalls könnten für die Reserveanbieter, die typischerweise auch Marktteilnehmer am Strommarkt sind, Anreize zur Erzeugung einer Knappheitssituation z.B. durch

Zurückhaltung von Erzeugungsleistung und Erzielung von (sehr hohen Erlösen) durch den Reserveabruf bestehen.

- **Abruf als Systemdienstleistung:** Im Vergleich zu den bisher beschriebenen Mechanismen am komplexesten umzusetzen ist ein **Abruf als Systemdienstleistung**. Ähnlich wie bei den SDL-Märkten ist eine aktive Rolle des TSOs erforderlich, um die Strategische Reserve abzurufen. Dieser Abruf der Reserve könnte auf dem Konzept zum Abruf positiver Tertiärregelleistung aufbauen. Aus der Reserve gelieferte Energie würde als Ausgleichsenergie abgerechnet, wobei sichergestellt werden sollte, dass der Ausgleichsenergiepreis bei einer Aktivierung der Strategischen Reserve deutlich über den maximalen möglichen Preisen an den Märkten für Fahrplanenergie liegt. Die Unterschiede zwischen einer Strategischen Reserve als Systemdienstleistung und den bestehenden SDL Produkten werden in Kapitel 5.3 detailliert erläutert.

Ein solches Abrufkonzept, bei dem der Abruf nach Gate Closure stattfindet, entspricht sehr weitgehend dem Gedanken, dass sich die Strategische Reserve ausserhalb des Marktes befinden sollte, um so möglichst wenig Rückwirkungen auf diesen zu verursachen und nur dann abgerufen wird, wenn ansonsten Einschränkungen der Versorgungssicherheit unvermeidbar wären. Ein weiterer Vorteil des Abrufes als SDL liegt in der Möglichkeit, die Bilanzgruppen mit negativen Salden in der Knappheitssituation zumindest teilweise und verursachungsgerecht in die Refinanzierung der Reserve einzubeziehen. Die Bilanzgruppen haben so einen verstärkten Anreiz, eine ausreichende Deckung ihrer Vertriebslast über den Energy-Only-Markt sicherzustellen, um zu vermeiden, dass sie für den mit einem entsprechend hohen Preis versehenen Einsatz der Strategischen Reserve aufkommen müssen.

Je nachdem welche Technologien an der Reserve teilnehmen, muss technisch evtl. eine Anfahrt von Reservekraftwerken zu einem Zeitpunkt stattfinden, bei dem die Notwendigkeit des Reserveabrufs noch nicht vollständig sichergestellt ist. Um Marktverzerrungen zu vermeiden, sollten oben beschriebene Abrechnungsmechanismen und sehr hohe Ausgleichsenergiepreise deshalb nur dann greifen, wenn der Abruf der Reserve ex post unvermeidbar gewesen wäre, d.h. ein Abruf nicht nur erfolgt ist, sondern auch das Leistungsbilanzdefizit in der Schweiz nur mit Sekundärregel- und Tertiärregelreserve nicht hätte ausgeglichen werden können.

In Tabelle 3.4 ist zusammenfassend dargestellt, welcher Abrufmechanismus mit welchem Prototypen vereinbar ist. Dabei werden der Experten basierte Abruf und der Abruf über einen Preistrigger für die Prototypen 2 bis 5 zwar als grundsätzlich möglich eingeschätzt, jedoch aus den oben diskutierten Gründen nicht empfohlen.

Tabelle 3.4 Ausgestaltungsoptionen zum Abruf der Reserve

	Wasserkraft -SR ohne Leistungs- zurück- haltung	Wasserkraft -SR mit Leistungs- zurück- haltung	Neubau thermische KW	2 + 3	Ergänzung von 2/3/4 um DSM
Selbst- abruf	x				Evtl. zur Potenzialer- schließung ¹²
Experten- basiert	(x)	(x)	(x)	(x)	(x)
Preistrigger (Gebots- pflicht)		(x)	(x)	(x)	(x)
Abruf als SDL		x	x	x	x

3.7 Pönalen

Grundsätzliche Ausgestaltungsmöglichkeiten

Die Verfügbarkeit der kontrahierten Energie bzw. Leistung im Fall der Aktivierung der Reserve kann durch Pönalregelungen abgesichert werden. Bei der Festsetzung von Pönalen besteht ein Trade-off zwischen der Minimierung des Risikos, dass die Reserve tatsächlich im Bedarfsfall nicht verfügbar ist, und den zu erwartenden Aufschlägen auf die Gebote, mit denen die Anbieter die Erwartungswerte möglicher (und aufgrund der beschränkten Verfügbarkeit technischer System gegebenenfalls unvermeidbarer) Pönalen einpreisen.

Bei der Festlegung eines Pönaleregimes ist zu berücksichtigen, ob Reserveanbieter selbst einen Anreiz zur Einspeisung im Bedarfsfall haben bzw. wie mögliche Pönalen im Verhältnis zu den möglichen Kosten für die Gewährleistung einer (hohen) Verfügbarkeit auch unter ungünstigen Umständen stehen. Wird keine Pönale festgelegt, so entgeht dem Teilnehmer an der Reserve bei Nichtverfügbarkeit im Falle eines Abrufs lediglich der Erlös, der für die bereitgestellte Energiemenge erzielt worden wäre. Ist dieser Erlös der Marktpreis, der in einem Fall mit Energieknappheit in einem funktionierenden Markt sehr hoch sein dürfte, kann davon eine erhebliche Anreizwirkung ausgehen.

Aufgrund der zeitkoppelnden Nebenbedingungen, die die integrale Stromproduktion aus Speichern innerhalb größerer Zeitintervalle (z.B. Jahren) begrenzen, sowie der komplexen Strukturen bei der Speicherwasservorhaltungen, bei denen potenziell sowohl in der Reserve kontrahierte als auch nicht kontrahierte Anlagen auf das gleiche Speicherbecken zugreifen, erweist sich die Sicherstellung

¹² Ist es wirtschaftlich attraktiv DSM am Markt anzubieten, kann die Aufnahme von DSM in eine Strategische Reserve höchstens damit begründet werden, dass auf diesem Weg DSM Potenziale erschlossen werden, die bislang nicht durch die Marktpreise von der Teilnahme am Markt abgehalten wurden, sondern durch Erschliessungskosten.

der Verfügbarkeit von Speicherwasser bzw. die Überwachung der Einhaltung von Stillstandsbedingungen als besonders herausfordernd. Die Vorhaltung von Speicherwasser kann mit hohen Opportunitätskosten verbunden sein, z.B. wenn Anbieter deshalb Marktpreisspitzen im Winter nicht nutzen können.

Grundsätzlich sind zwei Ansätze zur Einhaltung von Füllstandsbedingungen denkbar:

- Eine Unterschreitung der Füllstandsbedingung, die dann kontinuierlich überwacht werden muss, (oder alternativ eine Nichtverfügbarkeit von Speicherwasser im Abruffall) löst eine Pönalezahlung aus. Als Herausforderung erweist sich hierbei die Dimensionierung der Pönale, die sich letztendlich an in Extremsituationen (z.B. einer langandauernden Knappheitsperiode im Hochwinter) möglichen Opportunitätskosten der Speicherwasservorhaltung orientieren muss. Dabei wird eine auf die Füllstandsbedingung ausgerichtete Pönalezahlung typischerweise pro Energiemenge und Tag der Unterschreitung fällig. Eine Pönale für Nichtverfügbarkeit im Abruffall fällt nur in diesem Fall an, muss aber dementsprechend hoch ausfallen (insbesondere, weil Anbieter aufgrund der geringen Abrufwahrscheinlichkeit der Reserve ansonsten auf den Nichtabruf spekulieren könnten).
- Die Einhaltung der Füllstandsbedingung wird kontinuierlich administrativ überwacht. Gleichzeitig werden dem Halter der Reserve vertraglich unmittelbar oder über Swissgrid Eingriffsrechte in die Speicherbewirtschaftung (bis hin zur Verhinderung der Einspeisung von Kraftwerken durch Abschaltung) eingeräumt, um ein Unterschreiten der Füllstandsbedingung zu verhindern. Die Herausforderung liegt hier in der Ausgestaltung dieser Eingriffsrechte.

Soll die Einhaltung der Füllstandsbedingung durch einen ökonomischen Anreiz in Form von Pönalisierung abgesichert werden, muss sichergestellt sein, dass sich Anbieter bei Fälligkeit der Pönale der Zahlung nicht (z.B. durch Insolvenz) entziehen können. Sie ist deshalb geeignet (z.B. durch Bürgschaften, Sicherheitsleistungen, etc.) abzusichern. Da die Opportunitätskosten der Einhaltung der Füllstandsbedingung die Vergütung für die Reservierung übersteigen, reicht die Drohung eines Wegfalls der Vergütung für die Sicherstellung nicht aus. Die zu stellenden Sicherheiten können dabei eine große Höhe erreichen, deren Finanzierbarkeit aus Anbietersicht potenziell kritisch ist.¹³

Wird die Füllstandsnebenbedingung hingegen administrativ und über mögliche Eingriffsrechte in den Speichereinsatz sichergestellt, muss die Pönale v. a. die Verfügbarkeit von Erzeugungsleistung und deren tatsächlichen Einsatz im Abruffall sicherstellen.

Mögliche Pönalregelungen für die einzelnen Prototypen

Bei der Wasserkraftreserve ohne Leistungszurückhaltung (Prototyp 1) können hohe Marktpreise als „Trigger“ genutzt werden, um den Wert der einzuhaltenden Füllstandsnebenbedingung zu reduzieren. Hier kann die Erzeugungsleistung von

¹³ Geht man von einer Speicherwasservorhaltung für einen Zeitbereich von vier Wochen aus und unterstellt als Opportunitätskosten, dass dieses Speicherwasser andernfalls zu 3.000 EUR/MWh hätte genutzt werden können, so entstehen pro MW vorgehaltener Erzeugungsleistung mögliche und abzusichernde Opportunitätskosten von mehr als 2 Mio. EUR.

den Anlagenbetreibern vollständig vermarktet werden. Es besteht somit ein erheblicher Anreiz zur Produktion bei hohen Marktpreisen, wobei im Bedarfsfall (und bei entsprechender Gestaltung der Füllstandsbedingung) auch das in der Speicherreserve vorgehaltene Wasser verwendet wird. Deswegen benötigt eine Speicherreserve auch kein explizites Abrufsystem.

Soll der Einsatz des Speicherwassers im Knappheitsfall auch beim Selbstabruf zusätzlich beanreizt werden, kann eine Pönale in Form einer *Reliability Option* eingeführt werden. Für die Option muss ein Strike Price festgelegt werden. Die Anbieter zahlen dem Halter der Reserve für die Zeiten, in denen ein Abruf der Reserve stattfindet, die Differenz zwischen dem Marktpreis und dem Strike Price für den Umfang der Reserve, zu dessen Vorhaltung sie sich verpflichtet haben. Wenn die Reserveanbieter ihre Reserveenergie einsetzen, verdienen sie diesen Betrag, ist die Reserve nicht verfügbar, dient die Zahlung als Pönale für die Nichtverfügbarkeit. Durch die Reliability Option werden Opportunitätskosten für den Nichteinsatz der vorgehaltenen Reserve zugeordneten Erzeugungsleistung (entgangene Erlöse) zu tatsächlichen Kosten.¹⁴

Sobald in der Reserve Erzeugungsleistung bzw. Leistung zur Lastreduktion vorgehalten wird, die nicht am Markt eingesetzt werden kann, muss ein expliziter Abruf erfolgen. Gleichzeitig erhalten die Reserveerbringer für die erzeugte Energie in diesem Fall keine oder nur eine kostenbasierte Kompensation. Es besteht deshalb zunächst kein intrinsischer wirtschaftlicher Anreiz, die Reserve tatsächlich zu erbringen. Deshalb ist in diesen Fällen eine explizite Pönalisierung der Nichterbringung erforderlich.

Bei der Pönalisierung kann zwischen unterschiedlichen Fällen unterschieden werden.

- **Verfügbarkeitsabsicherung durch Kontrolle und Eingriffsrechte der beschaffenden Instanz:** Geht die Vorhaltung der Reserve für den Anbieter vor allem mit Opportunitätskosten (durch wegfallende Markterlöse) einher, wie dies beim Prototyp 2 einer Wasserkraftreserve mit Leistungszurückhaltung der Fall ist, und ist die Einhaltung der Füllstandsbedingung durch explizite Kontroll- und Eingriffsrechte der Beschaffungsinstanz gesichert, erscheint als Pönalisierung die Nichtzahlung der Vergütung ausreichend. Für den Anbieter besteht im Erzielen der Vergütung ein erheblicher Anreiz, da er offensichtlich zum Angebotszeitpunkt die Vergütung für die Reservevorhaltung höher eingeschätzt hat als die am Markt anfallenden Erlöse.

Gleichzeitig ist gerade bei Wasserkraftwerken aufgrund deren technischer Robustheit nicht damit zu rechnen, dass sich durch laufende Instandhaltungskosten oder variable Einsatzkosten der Reserve das Entscheidungskalkül des Anbieters während der Verpflichtungsperiode grundlegend verändert. Im Detail kann z.B. nach einem erfolgreichen Funktionstest zu Beginn der Verpflichtungsperiode, der Voraussetzung für die Zahlung jeglicher Vergütung ist, für jede Nichterbringung im Abruffall ein signifikanter Anteil der jährlichen Vergütung (aus unserer Sicht erschiene eine

¹⁴ Bei der Speicherwasserreserve ist allerdings zu berücksichtigen, dass die Erzeugungsleistung ggf. auch ohne Vorhaltung einer Reserve eingesetzt worden wäre (sofern der Anbieter auch ohne die Reserve über ausreichend Speicherwasser verfügt hätte). In diesem Fall kann die Reliability Option zu einer Erlösabschöpfung führen und die Vorhaltung der Reserve verteuern.

Größenordnung von 30% bis 50% angemessen¹⁵) einzubehalten sowie die zeitanteilige Vergütung ab diesem Zeitpunkt bis zum erneuten Nachweis der Funktionsfähigkeit der Anlage einzubehalten.

Wird die Vergütung nachlaufend ausbezahlt, hat ein solches Regime den Vorteil, dass Pönalen vollständig gegen Vergütungsansprüche aufgerechnet werden können und somit keine gesonderte Absicherung möglicher Pönaleforderungen notwendig ist.

- **Verfügbarkeitsabsicherung durch Pönalen:** Fallen für einen Anbieter nach Abschluss eines Reservevorhaltungsvertrages erhebliche (Opportunitäts-) Kosten an, um den Vertrag erfüllen zu können, und unterliegen diese Kosten zudem grossen Unsicherheiten, wie dies z.B. bei einer Neubaureserve oder bei einer Wasserkraftreserve mit ausschließlich ökonomischem Anreiz für Einhaltung der Füllstandsbedingung der Fall ist, ist eine Pönalisierung über den Wegfall des Vergütungsanspruchs hingegen nicht ausreichend. Z.B. können bei Neuanlagen bereits relativ kleine Steigerungen bei den Investitionskosten, die im Falle einer Neuanlage noch nicht versunken und demnach vollständig entscheidungsrelevant sind, dazu führen, dass der Abbruch des Projektes bei Verzicht auf die Vergütung aus Sicht des Anbieters individuell vorteilhaft erscheint. Aus Sicht der beschaffenden Stelle würde damit jedoch der Zweck der Strategischen Reserve gefährdet. Der wirtschaftliche Anreiz für den Anbieter, sein Projekt zu realisieren, muss deshalb über den Vergütungsanspruch hinausgehen. Damit wird es aber notwendig, vom Anbieter finanzielle Sicherheiten einzufordern. Diese müssen zum Zeitpunkt des Vertragsabschlusses vorgelegt werden und stellen sicher, dass eine mögliche Pönale bei Nichterfüllung des Vertrags nicht ins Leere laufen kann (z.B. wegen Insolvenz der anbietenden Gesellschaft). Die Ermittlung der angemessenen Höhe der Pönalen und damit der zu stellenden Sicherheiten stellt dabei ein Regulierungsrisiko dar. Einerseits sollen die Pönalen die tatsächliche Umsetzung der Reserve absichern, andererseits sollten sie die Kosten für die Reserve nicht unangemessen erhöhen und dürfen keinesfalls durch ihre Höhe prohibitiv für die Teilnahme wirken.
- **Verfügbarabsicherung für DSM:** Soll die Reserve auch für die Teilnahme von DSM geöffnet werden, hängt die Frage der angemessenen Pönalisierung von den Opportunitätskosten der Lastreduktion ab. Bei DSM-Potenzialen mit sehr niedrigen Opportunitätskosten (typischerweise sehr energieintensive und flexible Produktionsprozesse, die bei hohen Strompreisen unattraktiv werden) kann gegebenenfalls ein Selbstabrufregime ausreichend sein. Bei den im Knappheitsfall zu erwartenden hohen Marktpreisen ist der Verzicht auf Stromverbrauch für diese Potenziale i. d. R. vorteilhaft. Bei DSM-Potenzialen mit sehr hohen Opportunitätskosten hingegen könnte eine reine Pönalisierung über eine anteilige Kürzung der jährlichen Vergütungszahlung nicht ausreichend sein, um im Abruffall eine tatsächliche Lastreduktion auszulösen.¹⁶

¹⁵ Bei deutlich höheren Sätzen bestünde ggf. nach einem einmaligen Versagen im Abruffall kein Anreiz mehr, die technische Verfügbarkeit für weitere Abrufe wiederherzustellen.

¹⁶ Dies ist z.B. dann der Fall, wenn der Anbieter die Eintrittswahrscheinlichkeit des Abruffalls als sehr niedrig (kleiner einmal jährlich) einschätzt. Wird der Vorhaltpreis vereinfacht als Erwartungswert der Abrufkosten

Tabelle 3.5 Pönalen je Prototyp

	Wasserkraft SR ohne Leistungs- zurückhaltung	Wasserkraft-SR mit Leistungs- zurückhaltung	Neubau thermische KW	2 + 3	Ergänzung von 2/3/4 um DSM
Keine Pönale	x bei administrativer Sicherstellung Füllstand	Nicht empfohlen	Nicht empfohlen	Nicht empfohlen	(x)
Anteilige Vergütungskürzung	(x)	x bei administrativer Sicherstellung Füllstand	Nicht empfohlen	Nicht empfohlen für Neu-bau	(x)
zusätzliche Pönalisierung	x bei Überwachung Füllstand über Pönale	x bei Überwachung Füllstand über Pönale	x	x	(x)

3.8 Zusammenfassung Ausgestaltungsoptionen

Die folgende Abbildung fasst die in diesem Kapitel diskutierten Prototypen und Ausgestaltungsoptionen für eine Strategischen Reserve zusammen, bevor in den folgenden Kapiteln die Kosten einer Strategischen Reserve und Umsetzungsfragen erläutert werden. Die Übersicht enthält jeweils diejenigen Ausgestaltungsoptionen, die uns geeignet erscheinen, den jeweiligen Prototypen in der Praxis umzusetzen.

Abbildung 3 Zusammenfassung Ausgestaltungsoptionen

	1 Wasserkraft SR ohne Leistungs- zurückhaltung	2 Wasserkraft SR mit Leistungs- zurückhaltung	3 Neubau therm. Kraftwerke	4 Technologie- offene SR (= 2 + 3)	5 Ergänzung von 2/3/4 um DSM
Dimensionierung	Mindestfüllstand des Speichervolumens	Speicheranforderungen in Volllastwochen	Leistung anhand von Residuallast/ Remaining Capacity	Analog zu (2) & (3)	Gesamtbedarf analog (2) → Teilbedarf als DSM-Tranche
Produkt	Mindestfüllstand in definierter Periode (z.B. März bis Mai)	Turbinen-/ Speicher-kombinationen	Neue Erzeugungskapazitäten	Aufbauend auf (2) & (3)	Reduktion auf einen Wert
Geografische Differenzierung	Regionale Anteile denkbar - nicht durch SoS-Analyse indiziert	Keine Notwendigkeit identifiziert	Keine Notwendigkeit identifiziert	Keine Notwendigkeit identifiziert	Keine Notwendigkeit identifiziert
Teilnahmeberechtigung	Wasserspeicher, Ggf. Begrenzung der Menge je Turbine	(Pump-)Speicher Kombination mit Wasserbevorratung	Thermis. KW mit gesicherter Brennstoffversorgung	siehe (2) b& (3)	PQ mit Baselinefestlegung, ggf. PQ für Minutenreserve
Fristen	Ausschreibung vor Herbst für je 1 Lieferjahr	Erfüllungszeitraum ab Herbst, ggf. mehrjährig	Vorlaufzeiten z. B. 4 Jahre, mehrjährige Vertragslaufzeiten z. B. 7 Jahre	Wie (3), ggf. technologiespezifische Differenzierung	kurze Vorlauf- und Vertragslaufzeiten
Aktivierung	Selbstabruf	Aktivierung durch Swissgrid als SDL bei phys. Knappheit	analog zu (2), Anpassung an Anfahrtszeiten	analog zu (2), ggf. schrittweise aufgrund von Anfahrtszeiten	analog zu (2), Aktivierungszeit ähnlich zu Minutenreserve
Pönalregelung	Nicht zwingend notwendig, ggf. reliability options	Explizit notwendig, muss nicht sehr scharf sein	System mit Sicherheiten notwendig	siehe (2) & (3)	Analog zu (2)

(Opportunitätskosten) berechnet, liegt er dann unter den Kosten jedes Einzelabrufs. In jedem Abruffall stünde sich der Anbieter also besser, wenn er auf die Vergütung verzichtet und dafür seine Flexibilität nicht aktivieren muss.

4 KOSTEN EINER STRATEGISCHEN RESERVE

Die Einführung einer Strategischen Reserve geht mit volkswirtschaftlichen und betriebswirtschaftlichen Kosten einher. Wir gehen in dieser Studie davon aus, dass die Stromunternehmen, die die Reserve bereitstellen, für die anfallenden Kosten kompensiert werden und diese nicht – z.B. durch eine Bevorratungsverpflichtung – zur Kostenübernahme verpflichtet werden. Insofern sind die anfallenden Kosten durch die Stromverbraucher oder die Allgemeinheit zu refinanzieren.

Im Folgenden gehen wir auf folgende Fragestellungen, die mit dem Anfall und der Refinanzierung einer Strategischen Reserve verbunden sind, ein:

- **Vergütungsoptionen** – In welcher Form werden die Unternehmen, die die Strategische Reserve bereitstellen, vergütet? (Abschnitt 4.1)
- **Indikative Abschätzung der Vorhaltkosten** – In welcher Größenordnung könnten Kosten anfallen, die von der Allgemeinheit bzw. den Verbrauchern zu refinanzieren wären? (Abschnitt 4.2)
- **Fragen der Kostentragung und Refinanzierung** – Auf welche Weise könnten die anfallenden Kosten refinanziert werden? (Abschnitt 4.3)

4.1 Vergütungsoptionen für eine Strategische Reserve

Die Vergütung für die Strategische Reserve hängt ab von

- dem Verfahren, mit dem die Reserven ausgewählt werden;
- den Vergütungskomponenten; sowie
- den Preisregeln.

Im Folgenden gehen wir auf die verschiedenen Optionen ein. Hierbei beschreiben wir zunächst grundsätzliche Vergütungsansätze und beurteilen diese darauf folgend vor dem Hintergrund der Spezifika in der Schweiz.

4.1.1 Auswahlverfahren

Grundsätzliche Optionen

Bei den Verfahren zur Auswahl der Reserven kann grundsätzlich zwischen wettbewerblichen Verfahren, wie Ausschreibungen und Auktionen, und administrativen Vorgaben differenziert werden.

- **Ausschreibung** – Im Rahmen einer Ausschreibung werden die potentiellen Anbieter einer Strategischen Reserven zur Abgabe eines Angebotes aufgefordert. Im Rahmen einer Ausschreibung können neben den Kosten auch weitere Parameter der Reserve zur Beurteilung des Angebotes herangezogen werden. Zuschlag erhalten die Parteien, die aus Sicht der Vergabestelle die beste Kosten-Leistungskombination angeboten haben. Möglich sind grundsätzlich auch Verhandlungsverfahren oder beschränkte

Ausschreibungen. Verhandlungsverfahren bieten sich insbesondere für sehr komplexe Produkte an und werden unter anderem in Deutschland für die Kontrahierung der Netzreserve genutzt. Die Wirkung und der Wert eines einzelnen Kraftwerkes in der Netzreserve hängt stark von der geografischen Lage des Kraftwerkes sowie der Lage anderer Kraftwerke ab und ist somit ex ante schwer einschätzbar.

- **Auktion** – Auktionen sind eine Unterform von Ausschreibungen. Im Rahmen einer Auktion werden die Produktparameter einer Strategischen Reserve im Vorhinein von der ausschreibenden Instanz definiert. Im Rahmen einer Auktion bewerben sich Bieter um die Teilnahme an der Reserve. Der Zuschlag wird an diejenigen Teilnehmer vergeben, welche das Produkt zu den geringsten Kosten angeboten haben.

Ein solches Vergabeverfahren bietet sich an, wenn die Parameter des Produktes klar definiert werden können und eine Abwägung verschiedener Ausgestaltungsmerkmale nicht geplant ist. Auktionen werden beispielsweise für die Vergabe verschiedener Systemdienstleistungen in der Schweiz genutzt.

- **Administrative Festlegung** – Im Rahmen einer administrativen Festlegung erfolgt die Teilnahme an der Strategischen Reserve nicht auf freiwilliger Basis, sondern auf Basis einer rechtlichen Verordnung. Kriterien für die Verpflichtung müssen hierbei von staatlicher Seite festgelegt werden. Eine solche Festlegung verzichtet damit auf ein marktliches Entdeckungsverfahren, kann aber im Falle eines Marktversagens oder dem öffentlichen Gut Charakter des Produktes zum Einsatz kommen. Ein Beispiel für eine solche administrative Festlegung/Verpflichtung ist die Teilnahme an der Primärregelung in den Niederlanden, die für alle Kraftwerke ab einer gewissen Größe verpflichtend ist.

Wettbewerbliche Verfahren führen in einem wettbewerblichen Markt i.d.R. zu effizienteren Ergebnissen als administrative Festlegungen. Vorteil gegenüber administrierten Verfahren ist insbesondere, dass die Preisfindung für das ausgeschriebene Produkt über einen Wettbewerbsprozess erfolgt. Bei administrativen Verfahren müssen Vergütungen, so sie gezahlt werden, von einer zentralen Instanz wie einer Behörde festgelegt werden. Aufgrund unvollständiger Informationen ist eine adäquate administrierte Preisfindung in vielen Fällen allerdings kaum möglich.

Aus diesen Gründen sind wettbewerbliche Verfahren grundsätzlich ggü. administrierten Verfahren zu bevorzugen. Allerdings sind die Voraussetzungen für wettbewerbliche Verfahren nicht in allen Fällen gegeben. Dies ist v.a. bei hoher Marktkonzentration auf der Anbieterseite und der damit verbundenen Gefahr der Ausübung von Marktmacht der Fall. Möglich sind in solchen Fällen zusätzliche Regelungen in den Ausschreibungen/Auktionen wie z.B. Preisobergrenzen (die allerdings wiederum administrativ zu bestimmen wären).

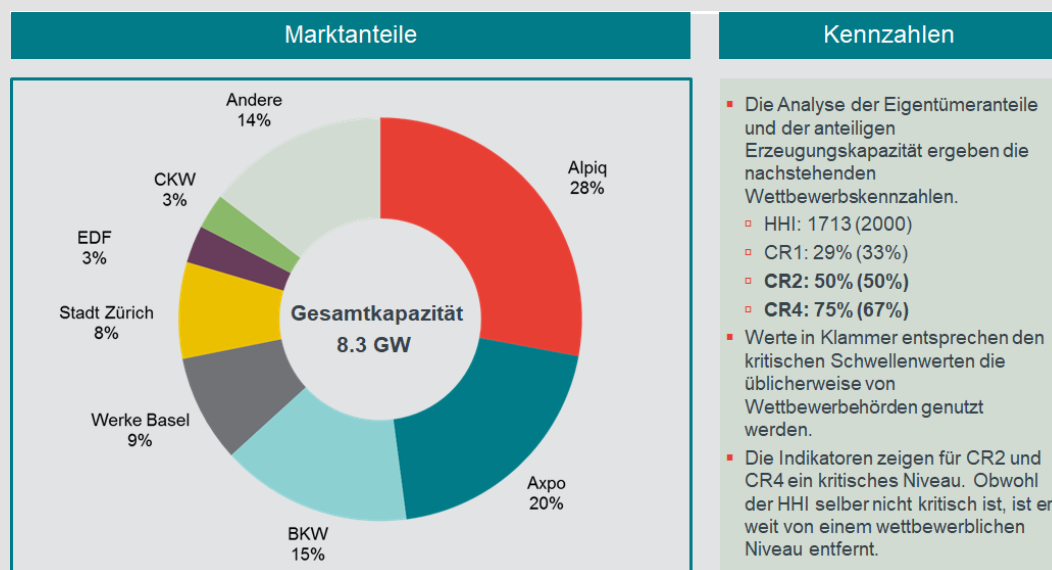
Beurteilung für die Schweiz

Für alle im Abschnitt 3 skizzierten Typen einer strategischen Reserve sind wettbewerbliche Verfahren zu bevorzugen. Allerdings ist die zu erwartende Wettbewerbsintensität in den verschiedenen skizzierten Typen für eine Strategische Reserve unterschiedlich:

- Im Falle einer Neubaureserve (Prototyp 3), wäre die Wettbewerbsintensität in den Ausschreibungsverfahren voraussichtlich relativ hoch, da der potenzielle Bieterkreis offen und weit gefasst wäre. Wir gehen davon aus, dass funktionsfähige Ausschreibungsverfahren durchgeführt werden können.
- Für die Wasserkraftreserve mit bzw. ohne Leistungsvorhaltung (Prototypen 1 und 2) wäre ebenfalls eine wettbewerbliche Ausschreibung zu bevorzugen. Auf Grund des Fokus der Reserve auf Jahresspeicher ist der Anbieterkreis allerdings beschränkt. Damit kann nicht ausgeschlossen werden, dass wettbewerbliche Probleme und damit verbundene Preisaufschläge auftreten. Hier wären ergänzende Instrumente wie Preisobergrenzen in Auktionen oder eine administrierte Preisbildung zu erwägen.

MARKTANTEILE IM BEREICH WASSERKRAFT

Wesentlich für die Wettbewerbsintensität bei möglichen Ausschreibungsverfahren für Strategische Reserven ist u.a. die Marktkonzentration potenzieller Anbieter. Einfache Abschätzungen zeigen,¹⁷ dass im Bereich der Wasserkraft eine kleinere Anzahl von Anbietern erhebliche Anteile an Erzeugung und Kapazitäten halten.



Insofern wäre bei wettbewerblichen Ausschreibungsverfahren zumindest bei einer Wasserkraftreserve weiter zu prüfen, inwieweit das Verfahren zu einem marktgerechten Preisniveau führt.

4.1.2 Vergütungskomponenten

Grundsätzliche Optionen

Die Vergütung der Vorhaltung und des Abrufs der Strategischen Reserven hängt eng mit der Definition der Reserveprodukte und den Abrufregeln für die Reserve

¹⁷ Marktanteile berechnet auf Basis von Daten zu Speicherkraftwerken aus der BFE-Wasserkraftstatistik 2017 und Eigentumsstrukturen aus dem Swiss Credit Handbook 2016 der Credit Swiss sowie Internetrecherchen.

zusammen. Die Vergütung ist hierbei i.d.R. identisch mit den Gebotskomponenten in den Ausschreibungen bzw. Auktionen, anhand derer Bieter Zuschläge erhalten.

Im Bereich der Strategischen Reserve kann die Vergütung grundsätzlich folgende Komponenten umfassen:

- Vergütung/Gebote auf der Basis von Leistungspreisen (z.B. CHF/MW Vorhalteleistung) – Leistungspreise werden i.d.R. für die Vorhaltung von Leistungsreserve angesetzt;
- Vergütung/Gebote auf der Basis von Arbeitspreisen (z.B. CHF/MWh) – Arbeitspreise können gezahlt werden für
 - die Vergütung des Abrufs von Leistung; und
 - für die Vorhaltung von Energiemengen (z.B. für die Vorhaltung einer verstrombaren Wassermenge von X GWh in Wasserspeichern).

Je nach Produktdefinition sind Kombinationen von Preiskomponenten denkbar, d.h. z.B.

- Separate Bepreisung von Leistung und Arbeit/Energie – in diesem Fall wäre bei Ausschreibungen zu definieren, wie die Preise bei Gebotszuschlägen zu gewichten sind;
- Ausschließliche Bepreisung von Leistung (keine Bepreisung von Energie/Arbeit) – in diesem Fall wäre zu definieren, welche Abrufe bzw. Energiemengen in den Leistungsgeboten inkludiert sind; die Kosten des Abrufs wären dann in den Leistungspreisen inkludiert;
- Ausschließliche Vergütung von Arbeit (keine Vergütung der Leistung) – dies wäre möglich, wenn
 - ausreichend Leistung am Markt verfügbar ist und kurzfristig alleine Arbeit kontrahiert werden soll (in einigen Regelenergiemärkten implementiert); oder
 - ausreichend Leistung am Markt verfügbar ist und ausschließlich Energiereserven kontrahiert werden sollen (z.B. Wasserkraftreserve ohne Leistungsvorhaltung, Prototyp 1); oder
 - die Vorhaltung einer bestimmten Energiemenge mit der Verpflichtung verbunden ist, gleichzeitig eine bestimmte Leistung vorzuhalten.

Einordnung der Optionen in Bezug auf die Reservetypen

Für die in Abschnitt 3 definierten Typen der Strategischen Reserven wären folgende Vergütungs-/Gebotskomponenten denkbar:

- **Prototyp 1** - Wasserkraftreserve ohne Leistungsvorhaltung: Die Vergütung/Gebote erfolgen auf der Basis von Energie-/Arbeitspreisen, da das Ziel der Reserve die Vorhaltung entsprechender Energiemengen ist. Die Bereitstellung der Reserve ist mit entsprechenden Opportunitätskosten verbunden (Verzicht auf Einnahmen auf dem Großhandelsmarkt/SDL Markt).

Zusätzlich erhält der Speicherbetreiber bei Selbstabruf (siehe Abschnitt 3.6) die Erlöse aus dem Verkauf der Energiemengen auf dem Großhandelsmarkt,

die er entsprechend seiner Einschätzung der Wahrscheinlichkeit der Möglichkeit des Selbstabrufs und der erwarteten Höhe der Erlöse ggf. den Opportunitätskosten der Speichervorhaltung entgegen rechnen wird.

- **Prototyp 2** - Wasserkraftreserve mit Leistungsvorhaltung: Die Vergütung müsste neben die Opportunitätskosten der Leistungsvorhaltung wie auch der Energievorhaltung inkludieren.

Sind Leistungs- und Energievorhaltung in einem festen Verhältnis gekoppelt (wie in Abschnitt 3 vorgeschlagen), ist die Fokussierung die alleinige Vergütung der Leistung (alternativ: der „reservierten Energiemenge“) möglich. In diesen Leistungspreisen (alternativ: Energiepreisen) wäre die Vergütung der Energievorhaltung (Leistungsvorhaltung) bereits inkludiert.

Eine gesonderte Vergütung des Abrufs der Reserve ist in keinem der Fälle erforderlich.

- **Prototyp 3** – Neubaureserve: Die Vergütung müsste die Investitionskosten der Leistungsvorhaltung widerspiegeln. Zudem wäre die Zahlung eines Abrufpreises möglich. Für die Bestimmung der Höhe des Abrufpreises wären mehrere Optionen denkbar:

- In der Ausschreibung für alle Bieter vorgegebene fixe oder indizierte Abrufpreise: Hierdurch wird die Vergleichbarkeit der Gebote auf Basis der Leistungspreise sichergestellt. Da die vorgegebenen Abrufpreise i.d.R. von den individuellen Abrufkosten abweichen werden, müssen die Bieter bei Abgabe ihrer Gebote einschätzen, wie häufig ein Abruf erfolgen würde. Damit tragen die Bieter die Risiken variierender bzw. nur schwer prognostizierbarer Abrufhäufigkeiten. Da der Abruf in der Schweiz eher selten erfolgen würde, dürften diese Risiken allerdings limitiert sein.

- Freie Gebote für den Abrufpreis: Die Bieter können neben den Leistungspreisen auch die Abrufpreise variieren. Es besteht also die Möglichkeit, Gebote entsprechend der eigene Abrufkosten abzugeben. Hierdurch ist allerdings die Vergleichbarkeit der Gebote eingeschränkt. Um Vergleichbarkeit herzustellen, muss die ausschreibende Instanz Annahmen über die Abrufhäufigkeiten treffen (oder diese Kostenkomponente ignorieren, was zu einer ineffizienten Gebotsauswahl führen kann).

- Administrativ ermittelte kostenbasierte Vergütung des Abrufs: Möglich wäre auch, die Vergütung des Abrufs grundsätzlich als „kostenbasiert“ zu definieren. Bei thermischen Kraftwerken wären entsprechend Vorgaben zur Ermittlung der Anfahrts-, Brennstoff- und sonstigen Kosten erforderlich. Zwar sind die auf dieser Weise ermittelten Kosten ungenau und bei Selbstermittlung der Anbieter aufgrund von Informationsasymmetrien schwer zu kontrollieren, doch sind bei geringen Abrufhäufigkeiten die Risiken zu hoher Abrufkosten für die ausschreibende Instanz limitiert.

- **Prototyp 4** – Technologieoffene erzeugungsseitige Ausschreibung - Da verschiedene Technologieklassen (Wasserkraft, thermische Kraftwerke) mit sehr unterschiedlichen Charakteristiken an den Ausschreibungen teilnehmen können, ist die Vergütung zu differenzieren:

- Speicherwasserkraftwerke: Vergütung der Leistung und ggf. der vorzuhaltenden Energiemengen (siehe oben);
- Thermische Kraftwerke: Vergütung der Leistung und ggf. des Abrufs (siehe oben)

Eine besondere Herausforderung besteht in der mangelnden Vergleichbarkeit der energieseitigen Gebotsbestandteile. Optionen wären z.B.:

- Vergleichbarkeitsrechnungen zwischen den Technologiegruppen: Hierbei wären eine Reihe von Annahmen z.B. bezüglich des Einsatzes der Anlagengruppen zu treffen, die schwer ableitbar sind;
- Getrennte Zuschläge für die Technologiegruppen: Hierbei würden die Ausschreibungen in Gruppen aufgeteilt, die Technologieoffenheit wäre dann allerdings eingeschränkt - mit entsprechenden negativen Wirkungen auf die Effizienz.

Anhand der Produktdefinition und Zuschlagsregeln wird deutlich, dass technologieübergreifende Ausschreibungen bei Inkludierung von Wasserkraftwerken und thermischen Kraftwerken eine hohe Komplexität aufweisen, soll die Technologieoffenheit nominell wie auch faktisch sichergestellt und nicht einzelne Technologiegruppen systematisch benachteiligt werden.

- **Prototyp 5** - Technologieoffene Ausschreibung mit Nachfrageflexibilität (DSM): Es gelten die gleichen Ausführungen wie für Prototyp 4. Allerdings nimmt die Komplexität der Ausschreibung und der Zuschlagsregeln durch die Hinzunahme von Nachfrageflexibilität weiter zu, da sich die Charakteristika von DSM nochmals von erzeugungsseitiger Kraftwerksreserve unterscheiden.

Bei DSM stellt sich zudem die Herausforderung, dass die Abrufkosten im Gegensatz zu erzeugungsseitiger Reserve sehr hoch werden können (z.B. bei Produktionsausfällen bei Industriebetrieben). Ähnliche wie bei der thermischen Reserve gäbe es auch hier folgende Möglichkeiten:

- In der Ausschreibung für alle Bieter vorgegebene fixe oder indizierte Abrufpreise: Die Leistungspreise in den Geboten sind vergleichbar, die Kostenrisiken des Abrufs liegen bei den Anbietern.
- Freie Gebote für den Abrufpreis oder administrativ ermittelte kostenbasierte Vergütung des Abrufs: Die Leistungspreise sind nicht unmittelbar vergleichbar und müssen erst vergleichbar gemacht werden, die Kostenrisiken des Abrufs liegen bei den Systembetreibern.

Soll der Marktzugang für ein möglichst breites Spektrum an Nachfrageflexibilitäten vereinfacht werden, wären freie bzw. kostenbasierte Vergütungen des Abrufs zu erwägen. Dies geht allerdings mit erheblichen Kostenrisiken für den Systembetreiber einher. Die Abrufpreise sollten dann in jedem Fall in die Evaluierung bzw. Rangfolgenbildung der Leistungspreise für die Zuschlagsentscheidungen einfließen, um Marktverzerrungen (wie im deutschen Regelmarkt in der Vergangenheit zu beobachten, wo z.T. sehr hohe Abrufpreise gezahlt werden mussten) zu vermeiden.

4.1.3 Zuschlagsregeln bzw. Preisregel

Grundsätzliche Optionen

In Ausschreibungen erfolgt die Auswahl der bezuschlagten Gebote i.d.R. nach der Rangfolge der Preisgebote. Für die Vergütung der bezuschlagten Gebote sind u.a. die folgenden Regelungen möglich:

- Pay-as-cleared (uniform pricing): Die Vergütung erfolgt für alle bezuschlagten Anbieter zum Preis des höchsten akzeptierten Gebots. Damit erhalten alle Teilnehmer den gleichen Preis.
- Pay-as-bid: Bei einem Pay-as-bid Verfahren werden alle bezuschlagten Gebote mit ihrem Gebotspreis vergütet. Die bezuschlagten Anbieter erhalten also eine unterschiedliche Vergütung.

Vorteil des Pay-as-bid Verfahrens ist eine – zumindest nominell – Reduzierung möglicher (Über-)Renditen für die Anbieter im Vergleich zum „Uniform Pricing“. Damit werden auch die Kosten, die insgesamt von den Verbrauchern zu zahlen sind, nominell reduziert.

Allerdings besteht im „Pay-as-Bid“-Verfahren die Gefahr, dass Anbieter mit relativ niedrigen Angebotskosten strategische Gebote abgeben, um zusätzliche Renditen zu realisieren. Die Anbieter versuchen hierbei, die Gebotskosten des Anbieters mit den höchsten bezuschlagten Kosten abzuschätzen und entsprechend ihre eigenen Gebote an dem mutmaßlich maximal bezuschlagten Gebotspreis auszurichten. Hiermit gehen eine Reihe von Nachteilen einher:

- Das Ziel der Abschöpfung von (Über-)Renditen wird nicht erreicht. Im Extremfall entspricht das Ergebnis der Auktion der des „Uniform Pricing“.
- Es besteht aufgrund grundsätzlich unvollkommener Information die Gefahr, dass sich die Marktakteure verschätzen und somit grundsätzlich kostengünstigste Optionen im Auktionsprozess nicht den Zuschlag erhalten – damit geht nicht nur eine Umverteilung von Renten einher, sondern es entstehen volkswirtschaftliche Zusatzkosten für die Vorhaltung der Reserve.
- Kleinere Anbieter können i.d.R. weniger gut strategische Gebote abgeben als große Anbieter. Damit besteht die Gefahr einer Marktverzerrung zu Ungunsten kleinerer, schlechter über den Markt informierter Anbieter.

Das „Uniform Pricing“ stellt eine weitgehend effiziente Bezuschlagung der Gebote sicher. Nachteilig ist aus verteilungspolitischen Gesichtspunkten das Entstehen von höheren Renditen für Anbieter mit relativ geringen Angebotskosten. Dieser verteilungspolitische Nachteil ist umso größer, je unterschiedlicher die Charakteristiken der Anbieter in den Ausschreibungen sind.

Beurteilung für die Schweiz

Im Grundsatz kommen sowohl das Verfahren des „pay-as-bid“ als auch das Verfahren des „pay-as-cleared“ für eine Strategische Reserve in der Schweiz in Frage.

Angesichts der Anbieterstruktur in den Verfahren wären folgende Richtlinien möglich:

- Wasserkraftreserven mit/ohne Leistungsvorhaltung (Prototypen 1 und 2): Da die Ausschreibungen auf eine Technologie beschränkt ist und die Kostenstrukturen ähnlich sind, käme das Verfahren des „Uniform Pricing“ in Frage. Verzerrungen durch strategische Gebote können hierdurch minimiert werden, ohne dass es zu starken Umverteilungswirkungen kommt.
- Neubaureserve (Prototyp 3): Auch hier sind die Kostenstrukturen potenzieller Anbieter voraussichtlich relativ ähnlich (vermutlich Orientierung an offenen Gasturbinen). Es käme ebenfalls das Verfahren des „Uniform Pricing“ in Frage. Verzerrungen durch strategische Gebote können hierdurch minimiert werden, ohne dass es zu starken Umverteilungswirkungen kommt.
- Offene Ausschreibungen mit/ohne Nachfragflexibilität (Prototypen 4 und 5): Die Charakteristiken potenzieller Anbieter sind stark unterschiedlich, insbesondere im Verhältnis von
 - Wasserkraft, bestehenden konventionellen Kraftwerken und möglichen Neubaureserven; sowie
 - Kraftwerksreserven versus Nachfrageflexibilitäten.

Werden alle Optionen in ein Ausschreibungsverfahren überführt, können für einzelne Anbieter signifikante Renditen bei Bezuschlagung entstehen. In diesem Fall wäre das Verfahren des „Pay-as-bid“ vorteilhaft. Mögliche Verzerrungen durch strategische Gebote wären entsprechend in Kauf zu nehmen.

4.2 Abschätzung der Vorhaltekosten einer Strategischen Reserve in der Schweiz

Im Folgenden schätzen wir indikativ die möglichen Kosten einer Strategischen Reserve in der Schweiz ab. Hierbei fokussieren wir auf die folgenden möglichen Ausprägungen der Reserve:

- Wasserkraftreserve mit Speicherstandbedingungen (Prototyp 1);
- Wasserkraftreserve mit Speicherstandbedingungen und Leistungsvorhaltung (Prototyp 2); und
- Neubaureserve (Prototyp 3).

Die Abschätzungen fokussieren auf die Vorhaltekosten der Reserve und nicht auf die Abrufkosten und administrativen Kosten, da die Vorhaltekosten den Erfahrungen nach das mit Abstand größte Kostenelement darstellen. Zudem abstrahieren wir nachfolgend von etwaigen Verzerrungen durch Marktunvollkommenheiten, gehen also von einem wettbewerblich effizienten Marktergebnis aus.

Im Folgenden gehen wir zunächst auf die Methodik, Annahmen und Ergebnisse der einzelnen Kostenabschätzungen ein. Darauf folgend stellen wir die Ergebnisse gegenüber und leiten Schlussfolgerungen ab.

4.2.1 Wasserkraftreserve ohne Zurückhaltung von Leistung

Methodik und Annahmen

Wir führen die Abschätzung der Kosten der Wasserkraftreserven mit zwei unterschiedlichen Ansätzen durch:

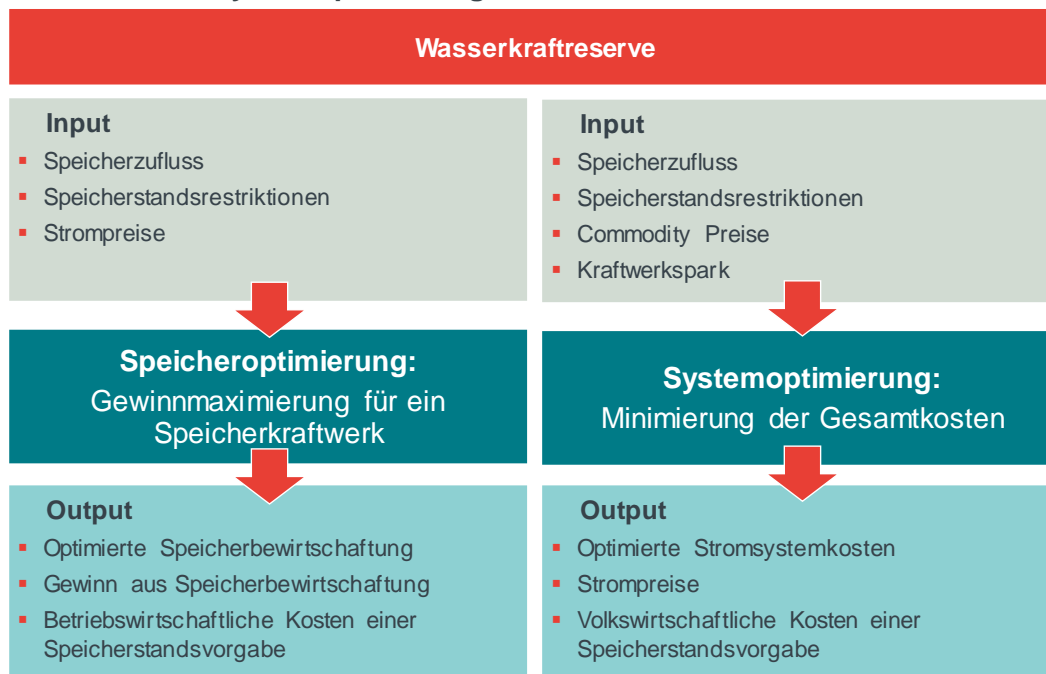
- **Betriebswirtschaftliche Speicheroptimierung:** Wir approximieren die betriebswirtschaftlichen Kosten eines Speicherbetreibers bei der Teilnahme an einer Strategischen Wasserkraftreserve. Wir schätzen hierbei die durch die Vorhaltung der Wasserreserve entgangenen Erlöse eines Speicherbetreibers auf dem Stromgroßhandelsmarkt ab. Die Optimierung erfolgt auf Basis der Stromgroßhandelspreise der Jahre 2012 bis 2016. Die Berechnungen werden mit dem Kraftwerkseinsatzoptimierungsmodell SPIRIT von Frontier durchgeführt. Optimiert werden die Gewinne der Speicher unter Maßgabe einer vollständigen Voraussicht („Perfect Foresight“). Die Analyse erfolgt demnach
 - aus Sicht eines beispielhaften Akteurs, der z.B. der „Grenzanbieter“ sein kann;
 - enthält aufgrund der einfachen Hochrechnung auf den möglichen Gesamtmarkt für Reserve ggf. auch Umverteilungseffekte, falls die tatsächlichen Angebotskosten der Anbieter variieren;
 - auf Basis historischer Daten und ist somit rückwärtsgerichtet; und
 - enthält somit keine Marktreaktionen, die durch die Strategische Reserve hervorgerufen werden.
- **Energiewirtschaftliche Systemoptimierung:** Daneben werden die Kosten der Reservevorhaltung mit dem Strommarktsimulationsmodell OptEK von Consentec abgeschätzt. Das Modell simuliert den europäischen Strommarkt für das Jahr 2020. Es handelt sich hierbei um eine europaweite Systemoptimierung, welche – im Gegensatz zur betriebswirtschaftlichen Simulation – auch Adaptionmöglichkeiten des Marktes an die Vorgaben der Reservevorhaltung (also Marktreaktionen) berücksichtigt.¹⁸ Das Modell optimiert die variablen Einsatzkosten der Kraftwerke ebenfalls unter der Maßgabe einer vollständigen Voraussicht („Perfect Foresight“). Anders als die betriebswirtschaftliche Optimierung
 - arbeitet die energiewirtschaftliche Systemoptimierung auf Basis fundamental abgeleiteter Kostenansätze und nicht auf Basis von exogenen Strompreisen;
 - ist zukunfts- bzw. vorwärtsgerichtet; und
 - fokussiert auf die volkswirtschaftlichen Kosten ohne mögliche Umverteilungseffekte.

Sie unterstellt darüber hinaus einen perfekt wettbewerblichen Markt. Die energiewirtschaftliche Systemoptimierung erlaubt somit eine untere Abschätzung der Erhöhung der Gesamtkosten des Stromerzeugungssystems

¹⁸ Diese Adaptionmöglichkeiten umfassen z.B. Anpassungen des Kraftwerkseinsatzes in der Schweiz und im Ausland, veränderte Speicherbewirtschaftung und veränderte Im- und Exportbilanzen.

durch die Einführung einer Reserve. Sie trifft aber keine Aussagen, von wem diese Kosten zu tragen sind bzw. welche zusätzlichen Renten ggf. für einzelne Akteure auftreten können.

Abbildung 4 Eingangsgrößen und Ergebnisse der Speicher- und der Systemoptimierung



Quelle: Frontier Economics / Consentec

In beiden Modellen ergeben sich die Kosten der Wasserkraftreserve aus dem Vergleich einer Optimierung mit und ohne Speicherstandbedingungen („Delta-Betrachtung“). Wir rechnen im Einzelnen:

- **Referenzfall:** Dieser beinhaltet keine Wasserkraftreserve und keine sonstige minimale Speicherstandsrestriktion.
 - Der maximale Speicherstand orientiert sich am historisch beobachteten maximalen Speicherstand;
 - Der minimale zulässige Speicherstand wird entgegen der historischen Erfahrung auf null gesetzt. Grund hierfür ist, dass in der Realität Speicher auch an Reservemärkten tätig sind. Dort wird dem im Speicher verbleibenden Wasser ein Wert zugemessen. Die hier durchgeführte Optimierung berücksichtigt solche Reservemärkte nicht, wodurch eine korrekte Bewertung von Speicherstandsrestriktionen nur erfolgen kann, wenn zumindest im Modell eine vollständige Entleerung des Speichers möglich ist.
- **Szenario 1 – Speichervorhaltung für 2 Wochen Vollast:** Wir rechnen eine Speicherstandsrestriktion, welche zu jeder Zeit garantiert, dass die Speicher 2 Wochen durchgängig unter Vollast produzieren können. Der hierfür benötigte Speicherstand, der im Modell zu keinem Zeitpunkt des Jahres unterschritten werden darf, entspricht hierbei einer Energiereserve von ca. 775 GWh Strom und somit etwa dem historisch gemessenen Mindestspeicherstand. Wir nehmen in diesem Fall also keine Reserve zusätzlich zum historisch

beobachteten Mindestspeicherstand an (jedoch eine über den Referenzfall einer vollständigen Entleerung hinausgehende Energiereserve).

- **Szenario 2 – Speichervorhaltung für 4 Wochen Volllast:** Wir rechnen zudem eine Speicherstandrestriktion, welche zu jeder Zeit garantiert, dass die Speicher 4 Wochen durchgängig unter Volllast produzieren können. Der hierfür benötigte Speicherstand liegt deutlich über dem historisch gemessenen Mindestspeicherstand und garantiert damit eine zusätzliche Verfügbarkeit von Wasser gegenüber den historischen Werten. Der vorzuhaltende Mindestspeicherstand entspricht einer Energiereserve von ca. 1525 GWh Strom (also zusätzlich 750 GWh im Vgl. zu Szenario 1).

Neben den Speicherstandrestriktionen gehen historische Speicherzuflüsse, der historisch gemessene maximale Speicherstand sowie die installierte Turbinenleistung als weitere Parameter in die Berechnung mit ein.

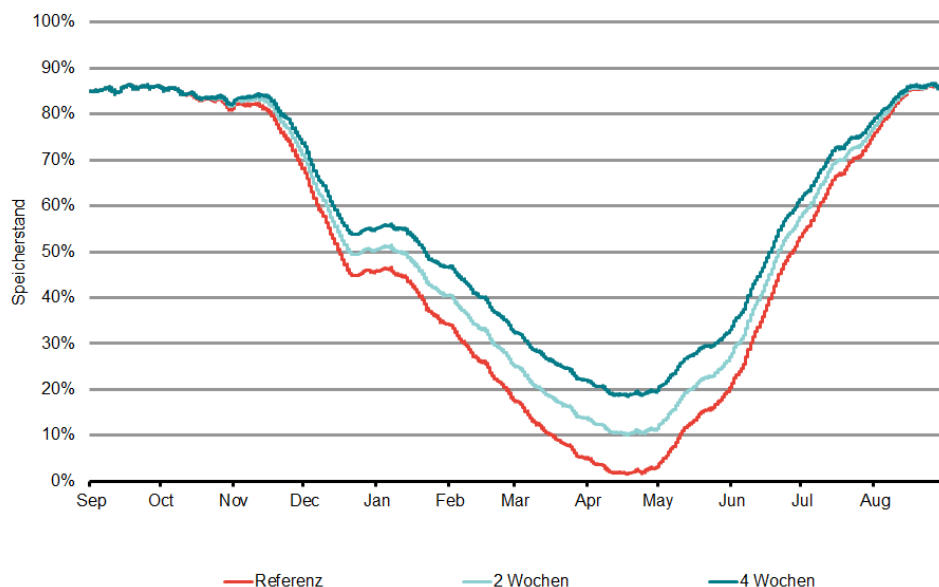
Ergebnis der betriebswirtschaftlichen Speicheroptimierung

Aus der betriebswirtschaftlichen Speicheroptimierung ergeben sich folgende Ergebnisse:

- **Szenario 1 - Speicherfüllstände für 2 Wochen:** Die Opportunitätskosten der Vorhaltung der Wasserkraftreserve belaufen sich auf 13,6 Mio. EUR pro Jahr. Die entspricht einem Erlösrückgang von 0,97% für die Speicherbetreiber im Vergleich zum Referenzfall.
- **Szenario 2 - Speicherfüllstände für 4 Wochen:** Die Opportunitätskosten der Vorhaltung der Wasserkraftreserve belaufen sich auf 27,7 Mio. EUR pro Jahr. Die entspricht einem Erlösrückgang von 1,97% für die Speicherbetreiber im Vergleich zum Referenzfall.

Speicherbetreiber beginnen Oktober/November mit der Zurückhaltung des Wassers, sodass in der Periode von März bis Mai der Mindeststand eingehalten werden kann. Ab Mai und mit Einsetzen hoher Speicherzuflüsse turbinieren die Speicherbetreiber mit der Speicherstandrestriktion ggü. dem Referenzfall mehr Wasser, um ein Überlaufen der Becken im Sommer zu verhindern. Damit produzieren die Speicherbetreiber über das gesamte Jahr hinweg die gleiche Menge Strom wie im Referenzfall, die zeitliche Verlagerung der Produktion bedingt jedoch, dass der produzierte Strom zu geringeren Preisen verkauft werden muss.

Abbildung 5 Speicherstandsprofile einer Wasserkraftreserve ohne Leistungszurückhaltung sowie des Referenzfalls (Speicheroptimierung)



Quelle: Frontier Economics

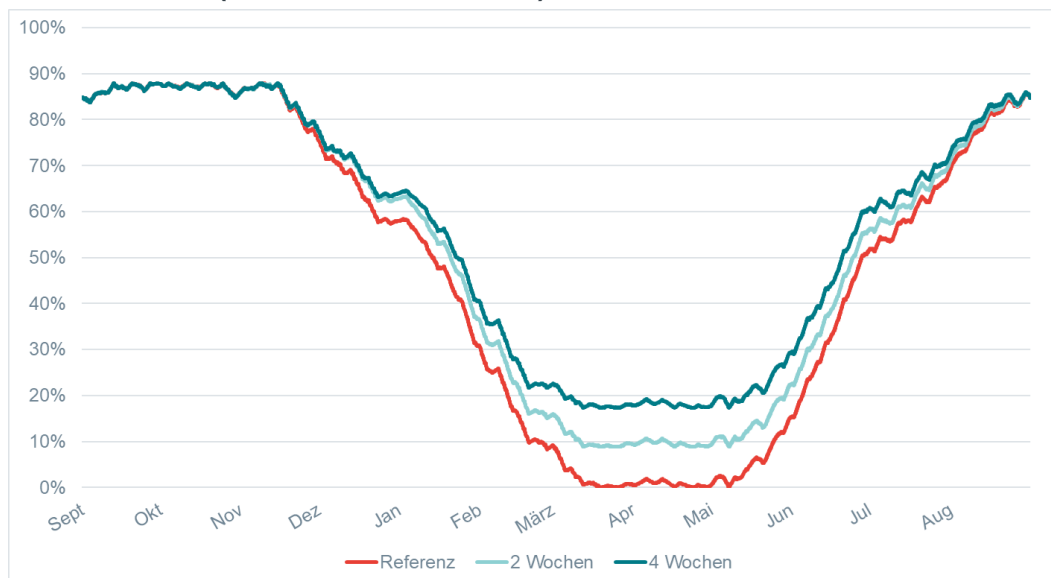
Ergebnisse der Strommarktsimulation

Aus der Strommarktsimulation ergeben sich folgende Ergebnisse:

- **Szenario 1 - Speicherfüllstände für 2 Wochen:** Die Systemkosten steigen bei der Vorhaltung der Wasserkraftreserve um 8,8 Mio. EUR bzw. 0,025 % gegenüber dem Referenzfall an.
- **Szenario 2 - Speicherfüllstände für 4 Wochen:** Die Systemkosten steigen bei der Vorhaltung der Wasserkraftreserve um 17,5 Mio. EUR bzw. 0,047 % gegenüber dem Referenzfall an.

Im Vergleich zum Referenzfall zeigt sich, dass die Mindestfüllstandsbedingung in den Monaten März bis Mai greift, die hierfür benötigten Wassermengen werden bereits in den Monaten davor angespart. Ab Mai und mit Einsetzen höher Speicherzuflüsse turbinieren die Speicherbetreiber mit der Speicherstandrestriktion ggü. dem Referenzfall mehr Wasser. Sie produzieren über das gesamte Jahr hinweg die gleiche Menge Strom wie im Referenzfall, die Produktion verlagert sich jedoch zeitlich in Zeiträume, in denen der produzierte Strom zu geringeren Preisen verkauft werden muss. Entsprechend verhält sich die Verschiebung der Nettoimporte, welche in Summe gleich bleiben, sich jedoch in die Zeiträume verlagern, in denen durch die Füllstandsvorgabe weniger Wasser turbinieren wird.

Abbildung 6 Speicherstandsprofile einer Wasserkraftreserve ohne Leistungszurückhaltung sowie des Referenzfalls (Strommarktsimulation)



Quelle: Consentec

4.2.2 Wasserkraftreserve mit Zurückhaltung von Leistung

Methodik und Annahmen

Die Kostenschätzung für eine Wasserkraftreserve mit zusätzlicher Zurückhaltung von Leistung, wird - wie bei der Wasserkraftreserve ohne Leistungszurückhaltung - für eine Speichervorhaltung für zwei und vier Wochen Volllast in zwei Szenarien durchgeführt. Zusätzlich wird angenommen, dass eine installierte Leistung von 1 GW für die Turbinierung des Wassers vorgehalten werden muss. Diese Vorhalteleistung darf nicht außerhalb der Reserve am Strommarkt angeboten werden. Damit ergeben sich folgende Szenarien:

- **Referenzfall:** Dieser beinhaltet keine Wasserkraftreserve und keine sonstigen Speicherstandrestriktionen.
- **Szenario 1 – Speichervorhaltung für 2 Wochen Volllast:** Wir rechnen eine Speicherstandrestriktion, welche zu jeder Zeit garantiert, dass die Speicher 2 Wochen durchgängig unter Volllast produzieren können. Der vorzuhaltende Mindestspeicherstand entspricht auch hier einer Energiereserve von ca. 775 GWh Strom. Zusätzlich darf in dieser Variante 1 GW der installierten Leistung (ganzjährig) nicht im Markt verwendet werden.
- **Szenario 2 – Speichervorhaltung für 4 Wochen Volllast:** Wir rechnen zudem eine Speicherstandrestriktion, welche zu jeder Zeit garantiert, dass die Speicher 4 Wochen durchgängig unter Volllast produzieren können. Der vorzuhaltende Mindestspeicherstand entspricht einer Energiereserve von ca. 1525 GWh Strom (also zusätzlich 750 GWh im Vgl. zu Szenario 1). Zusätzlich darf in dieser Variante 1 GW der installierten Leistung (ganzjährig) nicht im Markt verwendet werden.

Die Kosten der Wasserkraftreserve ergeben sich aus dem Kostenvergleich des Referenzfalls mit den Szenarien mit Speicherstandbedingungen und Leistungsvorhaltung („Delta-Betrachtung“). Die Berechnungen werden wiederum durchgeführt als

- Betriebswirtschaftliche Speicheroptimierung; und
- Energiewirtschaftliche Systemoptimierung.

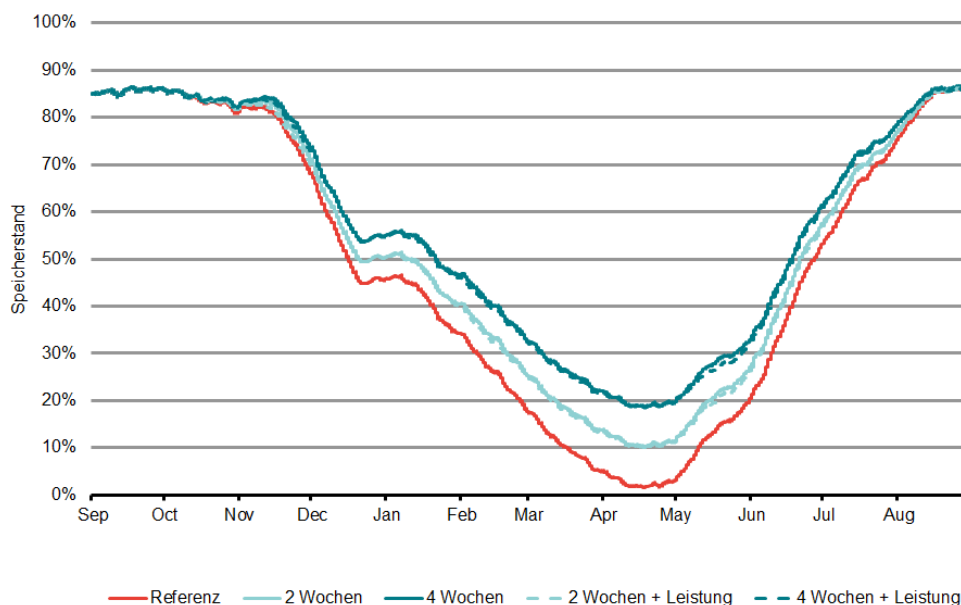
Ergebnis der betriebswirtschaftlichen Speicheroptimierung

Aus der betriebswirtschaftlichen Speicheroptimierung ergeben sich folgende Ergebnisse:

- **Szenario 1 - Speicherfüllstände für 2 Wochen:** Die Opportunitätskosten der Vorhaltung der Wasserkraftreserve mit 1 GW Leistungszurückhaltung belaufen sich auf 34,9 Mio. EUR pro Jahr. Dies entspricht einem Erlösrückgang von 2,48% für die Speicherbetreiber im Vergleich zum Referenzfall.
- **Szenario 2 - Speicherfüllstände für 4 Wochen:** Die Opportunitätskosten der Vorhaltung der Wasserkraftreserve mit 1 GW Leistungszurückhaltung belaufen sich auf 48,9 Mio. EUR pro Jahr. Dies entspricht einem Erlösrückgang von 3,47% für die Speicherbetreiber im Vergleich zum Referenzfall.

Wie im Fall der Wasserkraftreserve ohne Leistungszurückhaltung produzieren die Speicherbetreiber über das gesamte Jahr hinweg die gleiche Strommenge wie im Referenzfall, die zeitliche Verlagerung der Produktion bedingt jedoch, dass der produzierte Strom zu geringen Preisen verkauft werden muss. Gegenüber einer Strategischen Reserve ohne Leistungszurückhaltung verändert sich das Speicherstandsprofil nur minimal.

Abbildung 7 Speicherstandsprofile einer Wasserkraftreserve mit und ohne Leistungszurückhaltung sowie des Referenzfalls (Speicheroptimierung)



Quelle: Frontier Economics

Ergebnisse der Strommarktsimulation

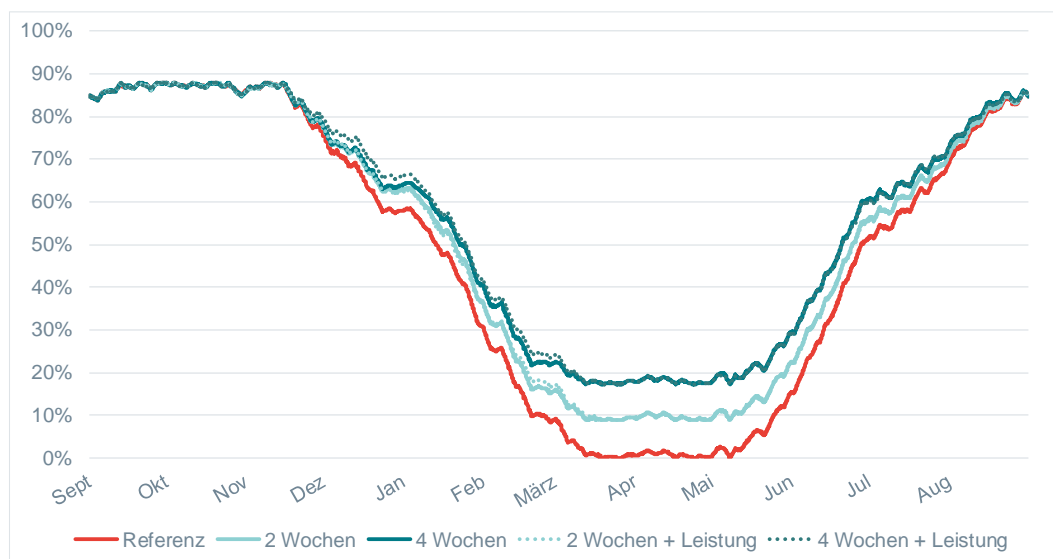
Aus der Strommarktsimulation ergeben sich folgende Ergebnisse:

- **Szenario 1 - Speicherfüllstände für 2 Wochen:** Die Systemkosten steigen bei der Vorhaltung der Wasserkraftreserve um 9,6 Mio. EUR bzw. 0,027 % gegenüber dem Referenzfall an.
- **Szenario 2 - Speicherfüllstände für 4 Wochen:** Die Systemkosten steigen bei der Vorhaltung der Wasserkraftreserve um 18,3 Mio. EUR bzw. 0,051 % gegenüber dem Referenzfall an.

Der Anstieg der Systemkosten liegt in beiden Szenarien nur unwesentlich über der Betrachtung einer Wasserkraftreserve ohne Leistungszurückhaltung. Das liegt daran, dass sich die Kosten für Leistungszurückhaltung nicht im Strommarktmodell abbilden lassen, da dort die Leistung in der Schweiz nicht knapp ist und eine Verknappung der Leistung im Modell die Kosten nicht deutlich erhöht (anders als Verknappung des Speicherwassers). Anders als bei einer betriebswirtschaftlichen Betrachtung werden relevante Opportunitäten (Preisspitzen, SDL-Erlöse) des Wechsels in die Reserve aus Sicht eines Kraftwerksbetreibers vom Modell nicht abgebildet.

Die Leistungszurückhaltung wirkt sich nicht signifikant auf den Füllstandsverlauf aus (s. Abbildung 8).

Abbildung 8 Speicherstandsprofile einer Wasserkraftreserve mit und ohne Leistungszurückhaltung sowie des Referenzfalls (Strommarktsimulation)



Quelle: Consentec

4.2.3 Kosten einer Neubaureserve

Methodik und Annahmen

Im Folgenden schätzen wir die Kosten einer möglichen Neubaureserve für die Schweiz ab. Hierbei betrachten wir die folgenden drei Optionen:

- Offene Gasturbinen (OCGT);
- Diesel Generatoren (Diesel), sowie
- Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) – der Neubau von GuD als Strategische Reserven ist aufgrund der Kostenstrukturen der Anlagen (hohe Investitionskosten) äußerst unwahrscheinlich. Wir betrachten diesen Fall als Vergleichsreferenz.

Wir nehmen an, dass eine Strategische Neubaureserve von 1 GW kontrahiert werden soll.

Die Schätzung der Vorhaltekosten für eine Neubaureserve beinhalten:

- Projektentwicklungs- und Errichtungskosten;
- Fixe Betriebs- und Wartungskosten; sowie
- Versicherungskosten.

Die Daten für diese Schätzungen basieren auf Zahlen des BEIS, das in Vorbereitung auf die Kapazitätsauktion im Vereinigten Königreich eine Abschätzung der Investitions- und Betriebskosten für verschiedene Kraftwerkstypen durchgeführt hat.¹⁹ Wir setzen für die verschiedenen

¹⁹ Für die Umrechnung der Kosten von englischem Pfund in Euro wurde ein Wechselkurs von 1.15 GBP/EUR angenommen. Die fixen Betriebs- und Wartungs- sowie die Versicherungskosten basieren auf Annahmen einer Laufzeit von weniger als 600 Stunden pro Jahr.

Kraftwerksklassen entsprechend eine mögliche Bandbreite von Investitions- und Betriebskosten an.

Da eine Strategische Reserve nur dann wirksam zusätzliche Kapazitäten herbeiführen kann, wenn die Reserve nach Ablauf der Kontrahierung nicht zurück auf den Markt gelangt, müsste die Strategische Reserve für Neubaukraftwerke eine vollständige Refinanzierung der Investitionskosten über den Zeitraum der Kontrahierung ermöglichen. In den folgenden Berechnungen wird angenommen, dass die Anlagen zum einen nach 7 Jahren und zum anderen nach 15 Jahren refinanziert sein sollen. Zur Berechnung des Annuitätenfaktors wird neben der Betriebszeit von 7 bzw. 15 Jahren ein WACC von 8% angesetzt.

Ergebnisse der Berechnungen

Die jährlichen Vorhaltekosten belaufen sich bei einer Amortisationszeit von 7 Jahren wie folgt:

- Gas- und Dampfkraftwerken (CCGT) zwischen 136 Mio. EUR und 137 Mio. EUR pro Jahr;
- Offenen Gasturbinen (OCGT) zwischen 82 Mio. EUR bis 110 Mio. EUR pro Jahr; und
- Dieselgeneratoren (Diesel) zwischen 82 Mio. EUR bis 92 Mio. EUR pro Jahr liegen.

Bei einer Kontraktlaufzeit der Strategischen Reserve von 15 Jahren besteht für die Teilnehmer der Reserve die Möglichkeit, ihre Kosten über einen längeren Zeitraum zu verteilen. Entsprechend fallen die Kosten einer Neubaureserve deutlich geringer aus:

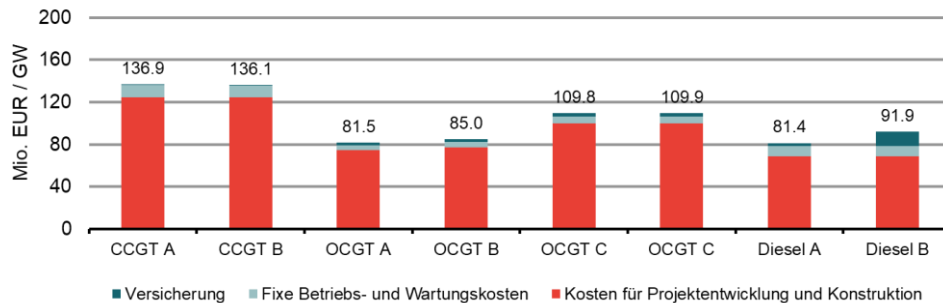
- Gas- und Dampfkraftwerke (CCGT): zwischen 87 Mio. EUR bis 88 Mio. EUR pro Jahr;
- Offene Gasturbinen (OCGT): zwischen 52 Mio. EUR bis 71 Mio. EUR pro Jahr; und für
- Dieselgeneratoren (Diesel): zwischen 54 Mio. EUR bis 65 Mio. EUR pro Jahr.

Ungeachtet von der Dauer der Strategischen Reserve zeigt sich, dass die Projektentwicklungs- und Errichtungskosten den Großteil der jährlichen Kosten ausmachen. Gefolgt werden diese von fixen Betriebs- und Wartungskosten und von den Versicherungskosten.

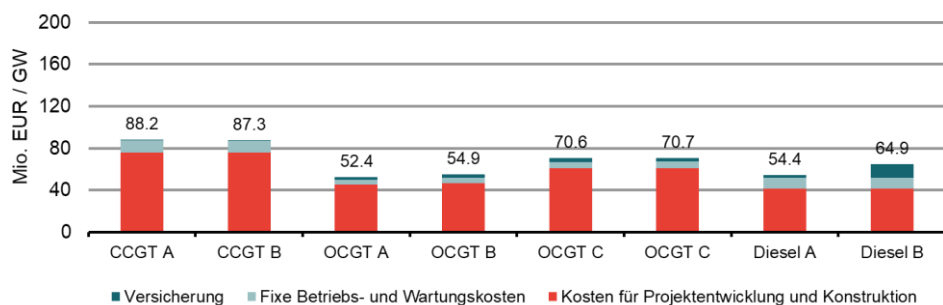
In den Berechnungen bestätigt sich zudem, dass die Kosten von offenen Gasturbinen und Dieselgeneratoren weit unter denen von neuen Gas- und Dampfkraftwerken liegen. In Anbetracht der geringen Einsatzzeiten erscheint es folgerichtig, die Reserve aus Kraftwerken zusammen zu stellen, die geringe Kapitalkosten haben.

Abbildung 9 Vergleich der Vorhaltekosten für verschiedene Kraftwerkstypen

7 Jahre Laufzeit



15 Jahre Laufzeit



Quelle: Frontier Economics basierend auf Zahlen des BEIS

4.2.4 Zusammenfassender Vergleich der Kostenindikationen

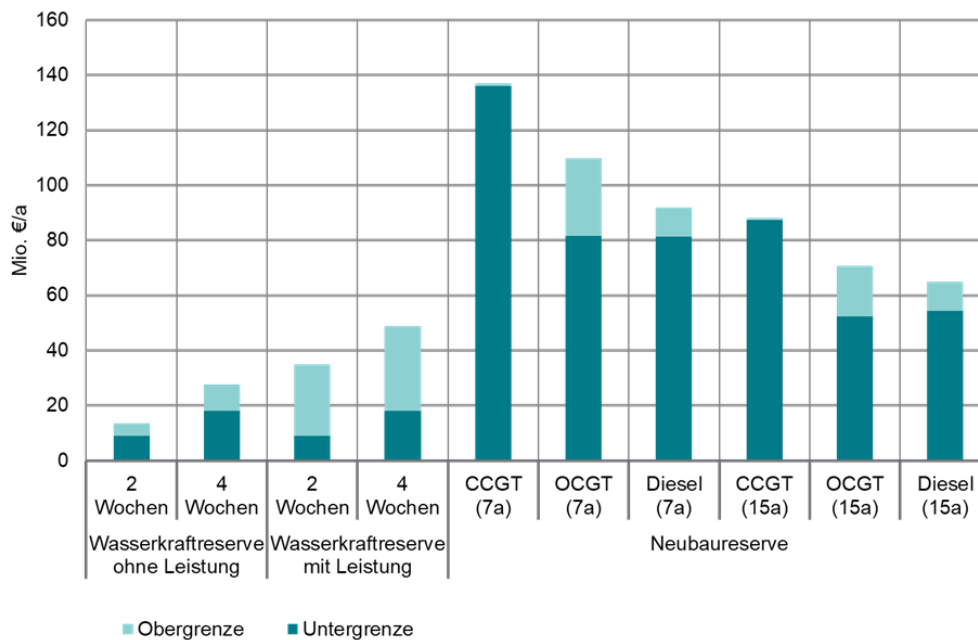
Aus dem Vergleich der abgeschätzten indikativen Kosten lassen sich folgende Schlussfolgerungen ziehen (Abbildung 10):

- Die Vorhaltekosten der betrachteten Wasserkraftreserven sind deutlich niedriger als die von Neubaureserven:
 - Die Systemkosten (Marktsimulation) eines Mindestspeicherstandes für 2 (4) Wochen Vollastbetrieb werden auf ca. 10 bis 20 Mio. EUR geschätzt.
 - Die betriebswirtschaftlichen Kosten der Speicherbetreiber bewegen sich bei den Wasserkraftreserven je nach Szenario und Ausgestaltung der Reserve (mit/ohne Leistungsvorhaltung) in einer Größenordnung von 5 bis 45 Mio. €. Die Unternehmen wären mit entsprechenden Zahlungen zu kompensieren.
 - Die Kosten für eine Neubaureserve (offene Gasturbinen oder Dieselaggregate) bewegen sich in einer Größenordnung von ca. 50 bis 110 Mio. €, mit welchen Investoren entsprechend zu kompensieren wären.
- Für die Kosten der Wasserkraftreserven mit und ohne Leistungsvorhaltung ergibt sich kein eindeutiges Bild:
 - In der Marktsimulation fallen durch die Vorhaltung der Leistungsreserve keine bzw. nur geringfügige zusätzlichen volkswirtschaftliche Kosten an. Durch die Vorhaltung der Leistung wird die leistungsseitige Knappheit im integrierten Stromsystem (Mittel-/Westeuropa) nur sehr geringfügig erhöht.

- Aus betriebswirtschaftlicher Sicht werden die Kosten durch die Leistungsvorhaltung gegenüber dem Fall der Wasservorhaltung ohne Leistungsreserve in etwa verdoppelt. Durch die Leistungsvorhaltung ergeben sich also signifikante Opportunitätskosten für die Unternehmen, die die Reserven vorhalten. Die Unternehmen wären mit entsprechenden Zahlungen zu kompensieren.

Abbildung 10 Vergleich der Kosten verschiedener Reservetypen

	1 Wasserkraft-SR <u>ohne</u> Leistungszurückhaltung	2 Wasserkraft-SR <u>mit</u> Leistungszurückhaltung	3 Neubau-Reserve
Methodik	<ul style="list-style-type: none"> 2 separate Ansätze: <ul style="list-style-type: none"> Reine Speicheroptimierung über 5 Jahre → zeigt Kosten für Speicherbetreiber Marktsimulation anhand einer Systemoptimierung → berücksichtigt auch Reaktionen der Marktteilnehmer (z.B. Investitionen) 		<ul style="list-style-type: none"> Abschätzung auf Basis von Investitionskosten von verschiedenen Kraftwerken und erwarteter Dauer der Reserve
Zentrale Annahmen	<ul style="list-style-type: none"> Minimaler Speicherstand 0% Reserve: <ul style="list-style-type: none"> 2 Wochen Vollast (ca. hist. minimaler Speicherstand) 4 Wochen Vollast (ca. hist. min. Speicherstand + 750 GWh) Historische Zuflussprofile Wirkungsgrad 87% 	<ul style="list-style-type: none"> Minimaler Speicherstand 0% Reserve: (Hist. Speicherstand) + 750 GWh; 1 GW Leistung Historische Zuflussprofile Wirkungsgrad 87% 	<ul style="list-style-type: none"> Refinanzierung über 7 bzw. 15 Jahre WACC 8% Kosten aus UK 2016 Verschiedene Gaskraftwerksoptionen und Generatoren



Quelle: Frontier Economics

Es ist zu beachten, dass die Kostenschätzungen unter der Annahme wettbewerblicher Märkte durchgeführt wurden. So können sich die Kosten für die Verbraucher erhöhen, wenn auf dem Markt für Strategische Reserve Marktmacht besteht und marktmächtige Unternehmen diese durch strategische Gebote ausnutzen. Höhere Preise aufgrund von Marktmacht würden zu höheren Renditen bei den Produzenten führen, wären aber letztendlich von den Endverbrauchern zu tragen.

Zudem können sich die Preisverhältnisse auf den Strommärkten ändern – dies ist in der betriebswirtschaftlichen Analyse nicht enthalten. So erhöhen z.B. stärker schwankende Stromgroßhandelspreise die Opportunitätskosten der Vorhaltung von Reserve in Wasserkraftwerken. Ebenso können sich die Investitionskosten für Neubaureserve ändern, und Neubaukosten in der Schweiz können sich von denen im Ausland, z.B. den hier unterstellten Kostenschätzungen aus UK, (leicht) unterscheiden. Ebenso nicht berücksichtigt wurde eine Verknappung des Angebots im SDL-Markt (ggf. relevant für Prototyp 2), welches über höhere SDL-Kosten ebenfalls auf die Endverbraucher überwältigt würde.

Insofern sind die aufgeführten Kostenschätzungen als Indikationen zu verstehen.

4.3 Kostentragung und Refinanzierung

Wir gehen davon aus, dass die Markakteure, die Strategische Reserven vorhalten, Kompensationszahlungen erhalten. Entsprechend sind die Kosten der Vorhaltung und ggf. Abrufs der Reserven zu refinanzieren.

Im Folgenden erläutern wir

- welche Kosten der strategischen Reserve durch gesonderte Instrumente zu refinanzieren wären;
- grundsätzliche Optionen der Refinanzierung der Kosten der Strategischen Reserve; sowie
- eine Abwägung der Vor- und Nachteile der Refinanzierungsformen im Kontext der Schweiz.

Ergänzend gehen wir auf internationale Refinanzierungsbeispiele ein.

4.3.1 Zu refinanzierende Kosten der strategischen Reserve

Im vorhergehenden Abschnitt haben wir für ausgewählte Typen der strategischen Reserve mögliche Kosten der Vorhaltung der Reserve indikativ abgeschätzt. Nicht inkludiert waren etwaige Kosten für den Abruf der Reserve sowie Transaktionskosten.

Durch den Einsatz der Reserve können allerdings auch Einnahmen entstehen, die zur Deckung der Kosten eingesetzt werden können. Inwieweit Einnahmen realisierbar sind, hängt insbesondere vom Abruf- bzw. Einsatzkonzept ab:

- **Abruf/Einsatz auf den Stromgroßhandelsmärkten durch die Erzeuger selbst (bei Prototyp 1):** Werden die Reserven auf dem Day-Ahead Markt oder Intra-Day Märkten von den Marktakteuren oberhalb eines vorab festgelegten Preises (z.B. 500 CHF/MWh) eingesetzt, fallen bei den betreffenden Kraftwerksbetreibern, die die Reserven vorhalten, Erlöse an. Den Erwartungswert dieser Erlöse werden die Anbieter der Strategischen Reserve in ihren Gebotspreisen berücksichtigen, d.h. je höher der Erwartungswert für die Vermarktungserlöse ist, desto geringer werden die Gebote für die Wasservorhaltung ausfallen.

Es wäre auch möglich, die Kraftwerksbetreiber zu verpflichten, die Vermarktungserlöse ganz oder teilweise (z.B. für Beträge oberhalb des „Strike

Price“) an die kontrahierende Instanz abzuführen (z.B. im Rahmen sog. „Reliability Optionen“). In diesem Fall wären die Gebotspreise für die Vorhaltung der Reserven entsprechend höher, es würde allerdings der Anreiz für potenziell marktmächtige Unternehmen geringer, durch Ausübung der Marktmacht den Großhandelspreis in die Höhe zu treiben und damit die Aktivierung der Reserven bewusst auszulösen. Zudem würden die Anreize erhöht, während der Knappheitsperioden mit hohen Preisen tatsächlich betriebsbereit zu sein. Die Kraftwerksbetreiber müssten den Zahlungsverpflichtungen auch dann nachkommen, wenn sie nicht betriebsbereit wären – die Zahlungen entsprechen in diesem Fall einer Pönale (siehe auch Abschnitt 3.7 zu Pönalen).

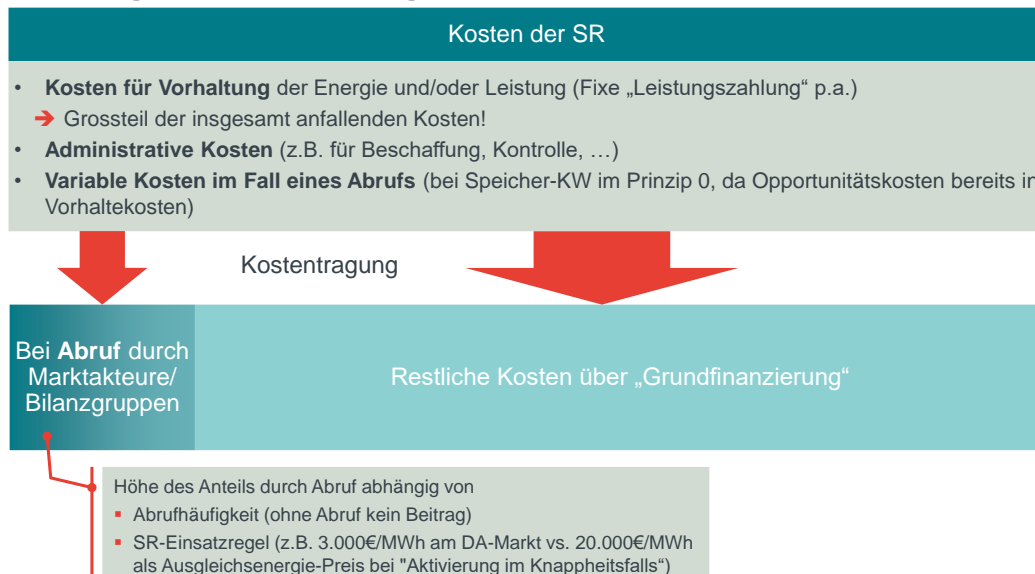
- **Abruf/Einsatz auf den Stromgroßhandelsmärkten durch eine zentrale Instanz:** Werden die Reserven auf dem Day-Ahead Markt oder Intra-Day Märkten zu einem vorab festgelegten Preis (z.B. 15.000 CHF/MWh) eingesetzt, fallen bei den vermarktenden Akteuren Erlöse an, die an die mit der Reservebeschaffung beauftragte Institution (z.B. Swissgrid) abzuführen wären. Diese Einnahmen können zur Gegenfinanzierung der Kosten für den Abruf, die Vorhaltung der Reserven sowie zur Finanzierung der administrativen Kosten verwendet werden.

Es ist allerdings sehr unwahrscheinlich, dass die Überschüsse aus dem Einsatz der Strategischen Reserve ausreichen, um die gesamten Kosten der Reserve zu decken. Hinzu kommt, dass solche Überschüsse Unsicherheiten unterliegen und damit eine planbare Finanzierungsgrundlage fehlt.

- **Abruf/Einsatz außerhalb der Stromgroßhandelsmärkte (nach Gate-Closure des Intra-day Marktes):** Es fallen keine unmittelbaren Erlöse aus der Vermarktung der Reserven an. Allerdings werden bei Knappheit am Markt Bilanzgruppen negative Bilanzsalden aufweisen, die zu sehr hohen Ausgleichsenergiepreisen abgerechnet werden. Diese Erlöse könnten ganz oder teilweise zur Refinanzierung der Kosten der Strategischen Reserven verwendet werden.

Auch hier ist davon auszugehen, dass aufgrund des seltenen Einsatzes der strategischen Reserven die (zusätzlichen) Erlöse aus dem Ausgleichsmechanismus nicht ausreichen werden

Abbildung 11 Refinanzierung



Quelle: Frontier/Consentec

Im Folgenden gehen wir auf die Optionen zur Sicherstellung einer Grundfinanzierung („verbleibende Kosten“) der Strategischen Reserve ein.

4.3.2 Optionen zur Kostentragung und Refinanzierung der Strategischen Reserve

Im Zusammenhang mit einer strategischen Reserve werden insbesondere die folgenden Ansätze zur Refinanzierung diskutiert:

- Finanzierung über eine explizite Umlage;
- Finanzierung über die Netzentgelte; und
- Finanzierung über den Staatshaushalt.

Finanzierung über eine eigene Umlage

Im Falle einer expliziten Umlage werden die Kosten der Strategischen Reserve i.d.R. auf die Stromverbraucher verteilt. Hierbei kann die Umlage auf den Energieverbrauch (Rappen/kWh) oder den Leistungsabruf (CHF/kW) erfolgen.

- **Energiebasierte Umlage** – Die Energieverbraucher zahlen die Umlage entsprechend ihres Stromverbrauchs. Dabei kann die Zahlungshöhe als „flache“ bzw. „fixe“ Umlage (z.B. analog zur EEG-Umlage in Deutschland) oder zeitlich variabel definiert werden:
 - **Fixe Umlage:** Die Umlagenhöhe variiert nicht mit dem Zeitpunkt des Stromverbrauchs. Hierdurch werden z.B. auch Stromverbräuche mit Umlagen belastet, die in Schwachlastperioden fallen. Knappheitssignale gehen damit von der Umlage nicht aus, und der Einsatz von Strom in Niedrigpreisperioden wird ineffizient eingeschränkt, was z.B. auch die Verwendung von Strom in zukünftigen Anwendungen wie im Wärme- und Verkehrsmarkt (Stichwort: Sektorkopplung) erschwert.

- **Variable/dynamische Umlage:** Die Umlagenhöhe könnte mit dem Zeitpunkt des Stromverbrauchs, z.B. in Abhängigkeit vom Stromgroßhandelspreis, variieren. Hierdurch können in Knappheitssituationen zusätzliche Knappheitssignale an die Stromkunden übermittelt werden.

Ein derartiges System ist allerdings in der Implementierung und Überwachung komplex. Zudem werden den Endverbrauchern stärkere Knappheitssignale am Großhandelsmarkt übermittelt als z.B. den Betreibern von Wasserkraftspeichern. Insofern besteht die Gefahr, einer zu starken Beanreizung von dezentraler Flexibilität und damit eine Verzerrung zu Ungunsten zentraler Flexibilität. Um diesen Effekt abzumildern, wäre z.B. eine einseitige asymmetrische Flexibilisierung der Umlage – mit einem Abschmelzen der Umlagehöhe in Zeitperioden mit geringen Stromgroßhandelspreisen, aber keiner signifikanten Erhöhung in Hochpreisphase – möglich. Das System wäre entsprechend komplex.

- **Leistungsbasierte Umlage** – Alternativ bestünde die Möglichkeit, die Kosten der Strategischen Reserve in Form einer leistungsbasierten Zahlung auf die Endverbraucher umzulegen:

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

Der Vorteil einer solchen Finanzierungsform liegt in der Möglichkeit, die Umlage so zu definieren, dass sie nur zu Spitzenlastzeiten anfällt und somit einen Anreiz setzt sich systemdienlich zu verhalten. Allerdings wäre bei einer leistungsbasierten Umlage - wie bei einer dynamischen Umlage - die Anreizverzerrung zu Ungunsten zentraler Flexibilitäten problematisch. Zudem sind eine Vielzahl von Stromkunden derzeit noch nicht leistungsgemessen, so dass eine lastgangbasierte Abrechnung der Umlage (bis zu einem vollständigen Smart Meter Roll Out) nur für einen Teil der Kunden möglich wäre.

Finanzierung über Netzentgelte

Die Refinanzierung der Strategischen Reserve wäre als Teil der Netzentgelte möglich. Die Finanzierung der Strategischen Reserve würde dann durch die Endverbraucher (Schweizer „Auspeiseprinzip“) erfolgen.

Ähnlich wie die Systemdienstleistungen dient eine Strategische Reserve letztlich auch der Aufrechterhaltung der Netzstabilität, mit dem Unterschied, dass nicht wie bei den SDL kurzfristige Schwankungen ausgeglichen werden, sondern systemisch sichergestellt wird, dass zur Lastdeckung genügend Kraftwerksleistung verfügbar ist. Letzteres ist Voraussetzung für einen stabilen Netzbetrieb, was eine Finanzierung über die Netznutzungsentgelte nahelegt.

Die Ausgestaltung der Refinanzierung über Netzentgelte kann in Varianten analog zu der separaten Umlage erfolgen, also in Abhängigkeit des Energieverbrauchs

(Rappen/kWh) oder der beanspruchten Leistung (CHF/kW). Vor- und Nachteile gelten wie oben diskutiert.

Die Refinanzierung der Strategischen Reserve über Netzentgelte liegt vor allem dann nahe, wenn diese als „erweiterte Systemdienstleistung“ interpretiert wird. Zudem ist von Vorteil, dass etablierte Zahlungs- und Abrechnungssysteme genutzt werden können und keine neue Umlage implementiert werden muss. Eine Abrechnung über die Netzentgelte impliziert allerdings zwangsläufig, dass die Netzbetreiber, also voraussichtlich v.a. Swissgrid, mindestens die Abrechnungsfunktion für die Umlage übernehmen.

Finanzierung über den Staatshaushalt

Grundsätzlich besteht weiterhin die Möglichkeit, die Kosten einer Strategischen Reserve nicht über die Stromkunden, sondern durch die Allgemeinheit, also über den Staat vollständig oder teilweise zu refinanzieren. Dies könnte z.B. über die öffentlichen Haushalte aus Steuermitteln erfolgen. Begründet werden könnte ein derartiger Ansatz über die Vorsorgepflichten des Staates und die Charakteristik der Sicherstellung eines zentral vorgegebenen Niveaus an Versorgungssicherheit als „öffentliches Gut“.

Durch eine Finanzierung der Strategischen Reserve durch den allgemeinen Staatshaushalt werden durch Umlagen/Netzentgelte ausgelöste mögliche Marktverzerrungen vermieden. Aus verteilungspolitischen Gesichtspunkten könnte es allerdings häufig als kritisch eingestuft, dass die Refinanzierung der Kosten der Reserve unabhängig von der Intensität der Nutzung des Stromsystems erfolgen soll, das also z.B. Haushaltskunden mit geringen Stromverbräuchen ähnlich zur Finanzierung der Reserve beitragen müssen wie große Strombezieher.

Insofern hat sich die Refinanzierung der Strategischen Reserve durch öffentliche Haushalte international nicht etabliert.

REFINANZIERUNG VON STRATEGISCHEN RESERVEN IM AUSLAND

Die Refinanzierung der Strategischen Reserven erfolgt im europäischen Ausland i.d.R. entweder über die Netzentgelte (z.B. Deutschland, Belgien) oder über gesonderte Umlagen (Finnland, Schweden).

Die zu zahlenden Beträge liegen hierbei in moderaten Größenordnungen von unter 0,1 ct/kWh.

			
Grundprinzip	<ul style="list-style-type: none"> Über Netzentgelte, Erlöse aus AE im Falle der Aktivierung wirken kostenmindernd 	<ul style="list-style-type: none"> Explizite verbrauchsabhängige Umlage ("peak load capacity fee") 	<ul style="list-style-type: none"> Verbrauchsabhängige Komponente in Netzentgelten (Systemdienstleistungsentgelt)
Funktionsweise	<ul style="list-style-type: none"> Die Kosten der Vorhaltung der Kapazitätsreserve werden in die Netzentgelte gewälzt (Leistungs- und Arbeitspreis) AEP von 20.000 EUR/MWh im Falle der Aktivierung von def. BK zu tragen 	<ul style="list-style-type: none"> In Rechnung gestellt durch ÜNB von Übertragungsnetznutzern Seit 1.7.2017: Zu bezahlen für jede verbrauchte kWh an Werktagen von Dezember bis Februar von 19 bis 21 Uhr („Peak period“) 	<ul style="list-style-type: none"> Verbrauchsabhängig, auf allen Spannungsebenen gleich
Kosten der Reserve	<ul style="list-style-type: none"> 50 bis 100 Millionen für 2 GW Reserve geschätzt (wird erst Winterhalbjahr 2018/2019 ausgeschrieben) 	<ul style="list-style-type: none"> FI: Etwa 14 Mio. EUR pro Jahr (für 300 MW Reserve) SE: 12-15 Mio. EUR pro Jahr (für 1.300 MW Reserve) 	<ul style="list-style-type: none"> Etwa 39 Mio. EUR (für 900 MW Reserve)
Höhe der Umlage	<ul style="list-style-type: none"> geschätzt 0,01 bis 0,021 ct/kWh 	<ul style="list-style-type: none"> Seit 1.7.2017: k.A. Vor 1.7.2017: Zu zahlen für jede kWh im Winter: <ul style="list-style-type: none"> 0,07-0,10 €/MWh in Finnland 0,07 €/MWh in Schweden 	<ul style="list-style-type: none"> Zuletzt 0,19 €/MWh, aber defizitär (Kostendeckung u.a. abhängig von Abrufhäufigkeit) Zukünftig 0,43 €/MWh

4.3.3 Kostentragung und Refinanzierung der Strategischen Reserve in der Schweiz

Ableitung von Eckpunkten der Refinanzierung in der Schweiz

Für mögliche Schlussfolgerungen zur Refinanzierung einer Strategischen Reserve in der Schweiz sind folgende Eckpunkte der Reserve zu beachten:

- Abruf der Reserve:** Für die Schweiz liegt ein Abruf/Einsatz der Reserve außerhalb des Strommarktes nahe, um einen Abfluss der Reserven über Marktprozesse in das Ausland von vornherein auszuschließen (siehe Abschnitt 5.3).²⁰ Damit hätte die Reserve den Charakter einer erweiterten Systemdienstleistung.
- Rolle von Swissgrid:** Swissgrid nimmt die Systemverantwortung in der Schweiz wahr. Wird die Strategische Reserve als erweiterte Systemdienstleistung konzipiert, läge es nahe, Swissgrid mit der Beschaffung und dem Abruf der Reserve zu betrauen. Dies würde eine Erweiterung der Aufgaben und Kompetenzen der Swissgrid erfordern.
- Spezifische Beträge für die Refinanzierung der Strategischen Reserve voraussichtlich moderat:** Die spezifischen Kosten einer Strategischen Reserve (z.B. im Verhältnis zu den derzeitigen Gesamtkosten für Strom) sind

²⁰ Die Ausnahme bildet die Wasserkraftreserve ohne Leistungsvorhaltung, bei der der Abruf selbständig durch die Anbieter der Reserve auf Basis von Preissignalen erfolgen kann.

voraussichtlich relativ gering. So würde eine Reserve mit Kosten von 50 Mio. EUR pro Jahr in der Form einer verbrauchsabhängigen Umlage dem Endverbraucher mit ca. 0,1 Rp pro kWh belasten, sofern die Umlage auf den gesamten Stromverbrauch erhoben wird. Für einen durchschnittlichen Schweizer Haushalt in der Grundversorgung mit einem Strompreis von 20,2 Rp pro kWh entspricht dies einem Anstieg von weniger als 0,5%. Es ist nicht davon auszugehen, dass dieser Betrag, abgesehen ggf. von der stromintensiven Industrie, signifikante negative Marktverzerrungen herbeiführen würden.

Schlussfolgerungen für die Schweiz

Angesichts der möglichen Spezifikationen einer strategischen Reserve, dem geltenden Rechtsrahmen und der voraussichtlich überschaubaren Kostenwirkung einer Strategischen Reserve liegt für die Schweiz eine Refinanzierung der Kosten einer Strategischen Reserve über die bestehenden Netzentgelte nahe:

- Die Strategische Reserve dient letztlich auch der Netzstabilität.
- Den Netzbetreibern, und damit insbesondere Swissgrid, wird ohnehin eine Rolle bei der Ausgestaltung einer Strategischen Reserve zukommen.
- Es kann auf bestehende Abrechnungssysteme – z.B. der Swissgrid zurückgegriffen – werden.
- Es muss keine neue Umlage eingeführt, erhoben und abgerechnet werden. Entsprechend kann auf einen neuen Rechtsrahmen verzichtet werden.

In der Schweiz wären nach einer ersten Einschätzung²¹ die Rahmenbedingungen für die Refinanzierung einer Strategischen Reserve über die Netzentgelte gegeben.

Art. 15 StromVG definiert einen Spielraum für die Wälzung von Kosten, sofern diese die Kosten u.a. von Systemdienstleistungen decken. Entsprechend wäre eine Strategische Reserve zu definieren.

Weiterhin liegt es nahe, aufgrund der überschaubaren Risiken von Verzerrungen die Refinanzierung einer Strategischen Reserve möglichst wenig komplex, d.h. einfach zu gestalten. In Frage damit insbesondere ein „flacher“ (nicht dynamischer), energiebezogener Zuschlag zu den Netzentgelten.

²¹ Wir weisen darauf hin, dass wir in diesem Gutachten keine juristische Beratung geben. Insofern ist die Kommentierung als Einschätzung aus Perspektive des Ökonomen zu verstehen.

5 UMSETZUNGSFRAGEN EINER STRATEGISCHEN RESERVE IN DER SCHWEIZ

Im Folgenden analysieren wir ausgewählte Umsetzungsfragen für eine mögliche Strategische Reserve in der Schweiz. Hierbei gehen wir auf die folgenden Themenbereiche ein:

- Diskussion möglicher Governance Strukturen für die Implementierung und Abwicklung einer strategischen Reserve (Abschnitt 5.1);
- Fragen der Bilanzierung (Abschnitt 5.2); sowie
- Mögliche Rückwirkungen der Strategischen Reserve auf die Stromgroßhandels- und Systemdienstleistungsmärkte (Abschnitt 5.3).

5.1 Mögliche Governance Strukturen für eine Strategische Reserve

Im Folgenden analysieren wir mögliche Governance Strukturen für eine Strategische Reserve in der Schweiz. Hierbei fokussieren wir im Wesentlichen auf die Frage, welchen Akteuren welche Rolle im Zusammenhang mit der Strategischen Reserve zu Teil werden könnte.

Wir gehen hierbei wie folgt vor:

- Zunächst gehen wir auf die verschiedenen Aufgaben ein, die bei der Implementierung, Abwicklung und Abrechnung der Strategischen Reserve zu übernehmen sind.
- Daraufaufgehend diskutieren wir, welche Akteure grundsätzlich hierfür in Frage kommen würden und erörtern eine mögliche Rollenverteilung für die Schweiz.

5.1.1 Rollen und Aufgaben im Rahmen einer Strategischen Reserve

Die Einführung einer Strategischen Reserve geht mit einer Reihe von Änderungen im Marktdesign der Schweiz einher, welche mit einer Neu-Definition von Rechten und Pflichten für verschiedene Akteure verbunden wären. Die Einführung der Strategischen Reserve geht dabei mit folgenden Aufgaben einher:

- **Bedarfsanalyse (Adequacy Analyse)** – Durch eine Bedarfsanalyse wird die Einführung einer strategischen Reserve begründet. Zudem wird ermittelt, welche möglichen Versorgungssicherheitsprobleme adressiert werden sollen (z.B. potenzielles Leistungsdefizit im Januar/Februar, potenziell niedrige Speicherfüllstände am Ende des Winters im März/April/Mai) und wie hoch und welcher Art die zu beschaffenden Reserven sein sollen.
- **Detailkonzept und Implementierungsplan für die Reserve** – Die Konzeptionierung umfasst die Definition der zentralen Parameter der Strategischen Reserve sowie des Beschaffungsdesigns im Detail der

Strategischen Reserve. Hierzu gehört, über welchen Zeitraum sie kontrahiert werden soll, in welchem Verfahren sie im Detail beschafft werden soll, mit welcher Vorlaufzeit sie zu aktivieren ist, welche Technologien Teil der Reserve werden können, wie die Abruf- und Vergütungsregeln sind, welche Pönalen zu zahlen sind etc. (siehe Abschnitt 3.7). Die Konzeptionierung der Reserve sollte auf der in der Bedarfsanalyse festgestellten Versorgungsproblematik aufbauen.

Zudem ist ein Konzept bzw. Plan für die praktische Implementierung der Strategischen Reserve zu entwickeln. Dies umfasst die Definition erforderlicher IT-Infrastrukturen und Plattformen für Ausschreibungsverfahren, die Entwicklung der Ausschreibungsunterlagen und Verträge, die Definition von operativen Schnittstellen zwischen den Marktakteuren, die Definition von Abrechnungsverfahren, etc. Hiermit ist eine entsprechende Ressourcenplanung (Sachanlagen, IT, Personal etc.) verbunden.

- **Beschaffung und Kontrahierung der Reserve** – Sofern vorgesehen, sind Ausschreibungen durchzuführen und die Reserven zu kontrahieren. Entsprechend ist eine laufende Abwicklung der Verträge erforderlich.
- **Kontrolle der Leistungs- bzw. Energievorhaltung** – Die Verfügbarkeit der Strategischen Reserve ist zu kontrollieren. Im Rahmen der Leitungsvorhaltung könnte dies z.B. über Testabrufe erfolgen.

Im Rahmen der Vorhaltung von Energiereserven in Wasserspeichern sind Speicherstände regelmäßig (täglich/wöchentlich/monatlich) zu kontrollieren.

- **Organisation des SR-Abrufs** – Für den Fall einer Knappheit ist die Strategische Reserve zu aktivieren und abzurufen. Dies beinhaltet (mit Ausnahme des Prototyps 1) das Setzen eines Signals, welches die Leistungserbringung anfordert. Je nach Ausgestaltung der Strategischen Reserve ist zudem ein Signal zur Vorbereitung der Reserve erforderlich (insbesondere bei thermischen Kraftwerken).

Bei Prototyp 1 sind entsprechend der Knappheitssituationen am Großhandelsmarkt die Speicherstandsbedingungen anzupassen (bei Knappheit Reduktion der Bedingung).

- **Abrechnung der erbrachten Leistungen und Durchsetzung der Pönalen** – Da Anbieter der Strategischen Reserve für die Aktivierung der Leistung/Energie, direkt oder indirekt, vergütet werden, ist im Anschluss einer Aktivierung der Reserve die erbrachte Leistung zu verrechnen und etwaige nicht erbrachte Leistungen zu pönalisieren.

5.1.2 Mögliche Akteure und Rollenverteilung in der Schweiz

Mögliche Akteure zur Wahrnehmung der im Rahmen der Strategischen Reserve anfallenden Aufgaben sind:

- Staatliche Akteure wie
 - die Gesetzes- und Verordnungsebene;
 - das zuständige Bundesamt (BFE);
 - die zuständige Regulierungsbehörde (EiCoM); und
 - die zuständige Kartellbehörde (WEKO).

- Privatwirtschaftliche Akteure / Unternehmen wie
 - Systembetreiber (Swissgrid);
 - Branchenlösungen;
 - die Bilanzgruppen(-verantwortlichen);
 - die Energieversorgungsunternehmen;
 - die Verbraucher; und
 - eine Börse.

Im Folgenden erörtern wir, wie die Rollen im Schweizer Kontext sinnvoll verteilt werden könnten.

Bedarfsanalyse und Dimensionierung der Reserve

Die grundsätzliche Festlegung, welche Risiken und Szenarien durch eine Strategische Reserve abgesichert werden sollen (siehe Kapitel 2.2), sollte durch die Politik (auf Gesetzes- oder Verordnungsebene) getroffen werden.

Das praktische Monitoring der aktuellen bzw. vorhersehbaren Versorgungssicherheitssituation könnte analog der heutigen Rollenverteilung erfolgen: Die Erstellung von Adequacy Analysen für das Schweizer Stromsystem ist bereits heute Aufgabe der ECom. Diese beauftragt Swissgrid mit der Durchführung entsprechender Analysen und veröffentlicht auf dieser Basis einen Bericht.

Durch eine Beibehaltung dieser Rollenverteilung im Rahmen einer Strategischen Reserve könnte gewährleistet werden, dass der Beleg für die Notwendigkeit einer Strategischen Reserve von einer unabhängigen staatlichen Instanz ausgeht. Gleichzeitig wird durch die Wahl dieser Akteure eine Konsistenz der Bedarfsanalyse über die Jahre hinweg sichergestellt.

Weiterhin wäre die Dimensionierung der Strategischen Reserve durch eine staatliche Instanz zu überwachen. Hierfür kommen das BFE und ECom (in Form marktregulatorischer Vorgaben) in Frage. Letztlich würden das BFE bzw. ECom über das „Scharfschalten“ einer „schlafenden“ strategischen Reserve entscheiden, sofern diese als Vorsorgemaßnahme vorab konzipiert wurde.

Detailkonzept und Implementierungsplan für die Reserve

Nach Wahl eines grundlegenden Konzepts ist die Ausgestaltung der strategischen Reserve weiter zu konkretisieren. Hierbei wäre entsprechend der heutigen Verantwortlichkeiten für die Ausgestaltung des Strommarktdesigns eine Aufgabenteilung denkbar:

- Detaillierung der Regeln für die Beschaffung der strategischen Reserve sowie der Rechte und Pflichten der beschaffenden Instanz und der Marktakteure: Naheliegende verantwortliche Instanz wäre das BFE zur Erarbeitung bzw. der Bundesrat als Verordnungsgeber unter Einbeziehung der ECom.
- Operationalisierung und Implementierung der Strategischen Reserve: Dieser Schritt würde der beschaffenden Instanz übertragen (siehe nächster Punkt zur Beschaffung und Kontrahierung der Reserve).

Teil des Prozesses sollte eine Konsultation der Branche während der Planungs- und Implementierungsphase sein, da auf diese Weise bereits vor einer erstmaligen Beschaffung operative Herausforderungen der Kontrahierung und Abwicklung der Reserve identifiziert und adressiert werden können.

Beschaffung und Kontrahierung der Reserve

Zentrale Frage für die operative Abwicklung einer Reserve ist die Benennung einer Instanz, die für die Beschaffung, Kontrahierung und den Einsatz der strategischen Reserve verantwortlich zeichnet. Folgende Optionen wären möglich:

- **BFE / EICom:** Weder BFE noch EICom haben derzeit operative Verantwortlichkeiten im Strommarkt inne. Eine Übertragung der Beschaffung und Abwicklung der Strategischen Reserve auf diese Institutionen wäre demnach nicht sachgerecht. Zentrale Aufgabe wäre dagegen die Überwachung einer sachgerechten Durchführung der Beschaffung der Strategischen Reserve sowie eine regelmäßige Überprüfung der Eignung des grundlegenden Regelwerks.
- **Swissgrid:** Swissgrid hat bereits heute die operative Systemverantwortung für das Stromnetz inne und hält in dieser Verantwortlichkeit u.a. kontrahierte Regelreserven vor. Insbesondere wenn die Strategische Reserve als erweiterte Systemdienstleistungsaufgabe konzeptioniert wird (z.B. mit einem Abruf außerhalb der Strommärkte), liegt es nahe, die Verantwortlichkeit der Beschaffung und Kontrahierung der Swissgrid zu übertragen.
- **Strombörsen:** Strombörsen sind insbesondere mit der Durchführung und Abwicklung von Ausschreibungs- bzw. Auktionsverfahren vertraut. Allerdings ist zentrale Aufgabe der Strombörsen das „Matching“ von Angebot und Nachfrage und die Übernahme des „Counter Party Risks“ bzw. der Kreditausfallrisiken, nicht das Halten eines Portfolios von Produkten über einen längeren Zeitraum. Insofern wäre denkbar, dass Strombörsen die beschaffende Instanz bei der Durchführung von Ausschreibungsverfahren unterstützen, allerdings ist eine Betrauung mit der Kontrahierung und der Abwicklung der Reserven nicht sachgerecht.
- **Neu zu schaffende Institution bzw. Drittinstitution:** Möglich wäre auch (ähnlich wie im Bereich der KEV) die Übertragung der Beschaffung und Abwicklung an eine (ggf. neu zu schaffende) Drittinstitution wie eine Stiftung oder ein privates Unternehmen. Möglich wäre dies v.a. dann, wenn die Reserve nicht als erweiterte Systemdienstleistung, sondern als ergänzendes Marktinstrument (mit Einsatz auf den Stromgroßhandelsmärkten) konzipiert würde. Andernfalls müsste sich diese Institution bei Beschaffung und Abruf der Reserve sehr eng mit Swissgrid abstimmen, oder zumindest der operative Einsatz müsste Swissgrid übertragen werden. Es würde demnach eine relativ komplexe zusätzliche Schnittstelle zwischen Swissgrid und Drittinstitution entstehen. Zudem müssten die Refinanzierung der Institution sowie die Zahlungsströme mit neuen rechtlichen Regelungen abgesichert werden. Schließlich wäre zumindest eine privatwirtschaftliche Institution mit Gewinnzielen einer regulatorischen Aufsicht zu unterstellen.

Abgesehen von Prototyp 1 (Wasserkraftreserve ohne Leistungsreserve) kann die Strategische Reserve im Schweizer Kontext als erweiterte Systemdienstleistung

mit einem Abruf außerhalb des Strommarktes und mit einer Refinanzierung über die Netzentgelte ausgestaltet werden. Daher ist es im Schweizer Kontext im Rahmen einer solchen Ausgestaltung naheliegend, Swissgrid mit der Beschaffung und Abwicklung der strategischen Reserve zu betrauen. Hierfür müsste ein entsprechendes rechtliches Fundament geschaffen werden, das die entsprechenden Rechte und Pflichten der Swissgrid klar definiert. Zudem müsste Swissgrid gestattet werden, die anfallenden administrativen Kosten über die Netzentgelte zu refinanzieren.

Bei einer Wasserkraftreserve ohne Leistungsreserve (Prototyp 1) wäre die Beauftragung einer Drittinstitution für die Beschaffung der Systemdienstleistung eine weitere Option. Die Strategische Reserve wäre in diesem Fall nicht als erweiterte Systemdienstleistung konzipiert. Eine Abwicklung über Swissgrid wäre in diesem Fall nicht unbedingt erforderlich.

Kontrolle der Leistungs- bzw. Energievorhaltung

Es liegt nahe, die Kontrolle der Leistungsvorhaltung der beschaffenden Instanz, also voraussichtlich Swissgrid oder der Drittinstitution, zu übertragen. Hierfür müsste Swissgrid bzw. der Drittinstitution entsprechende rechtliche Befugnisse erhalten.

Alternativ könnte die ECom entsprechende Kontrollen durchführen, wenn z.B. Bedenken bezüglich der Vertraulichkeit von Daten bestehen. Bei Verletzung der eingegangenen Verpflichtungen wäre dies entsprechend an die beschaffende Instanz zu melden.

Organisation des SR-Abrufs

Die Verantwortlichkeit für den Abruf der strategischen Reserve ist unmittelbar mit den Abrufregeln verknüpft (siehe Kapitel 3.6):

- **Selbstabruf** (im Rahmen der Wasserkraftreserve ohne Leistungsvorhaltung): Die beschaffende Instanz vermindert nach einem vorgegebenen Regelwerk die Mindestspeicherstandbedingungen der kontrahierten Reserven im Knappheitsfall. Der Einsatz der dann freien Reserven erfolgt durch die Kapazitätsanbieter im Markt.
- **Vermarktung im Stromgroßhandelsmarkt bei Erreichen eines Preis-Triggers:** Die Verantwortung für die Vermarktung und den Einsatz der Reserven am Stromgroßhandelsmarkt (Day-ahead, Intra-Day) kann den Kapazitätsanbietern zugeordnet werden. Allerdings sind ggf. Anfahrtskonzepte erforderlich, die zwischen den Kapazitätsanbietern und der beschaffenden Instanz abzustimmen sind. Zudem sind die Erlöse aus der Vermarktung der Reserve an die beschaffende Instanz abzuführen.

Alternativ könnte die beschaffende Instanz die Preisgebote im Stromgroßhandelsmarkt selbst platzieren. In diesem Fall fallen die Erlöse unmittelbar bei der Instanz an, allerdings muss diese mit ausreichendem Vorlauf entsprechende Abrufsignale an die Kapazitätsanbieter übermitteln.

- **Expertenabruf:** Die Verantwortlichkeit liegt bei einem Expertengremium. Zudem muss das Einsatzsignal operativ an die Kapazitätsanbieter übermittelt

werden, die die Kapazität dann z.B. auf den Stromgroßhandelsmärkten vermarkten, einsetzen und abrechnen.

- **Einsatz außerhalb des Strommarktes (Abruf bei physischer Knappheit):** Die Verantwortlichkeit für den Abruf obliegt der beschaffenden Instanz. Diese muss mit ausreichendem Vorlauf entsprechende Abrufsignale an die Kapazitätsanbieter übermitteln und den Einsatz auf diese Weise sicherstellen. In diesem Fall erfolgt der Abruf der Strategischen Reserve im Grundsatz analog zum Abruf von Regenergie, die Strategische Reserve stellt also eine erweiterte Systemdienstleistung dar.

Abrechnung und Einforderung von Pönalen

Die Berechnung und Durchsetzung der Pönalen ist an den Abruf der Strategischen Reserve gekoppelt. Durch den Abruf der Reserve entsteht eine Lieferpflicht des Anbieters der Reserve gegenüber dem Akteur, der die Aktivierung der Reserve organisiert hat. Entsprechend liegt es nahe, dass auch von diesem Akteur die Berechnung und Durchsetzung der Pönalen wahrzunehmen ist.

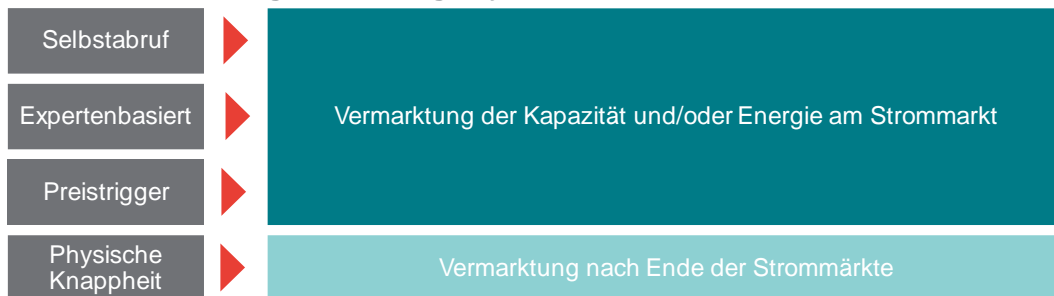
5.2 Einbindung in das Bilanzgruppen- und Ausgleichsenergiesystem

Die Frage der Einbindung der Strategischen Reserve in das Bilanzgruppen- und Ausgleichsenergiesystem hängt eng mit der Frage der Aktivierungs- und Abrufstrategien für die Strategische Reserve zusammen. Wie in Abschnitt und im vorhergehenden Abschnitt diskutiert, halten wir folgende vier Aktivierungs- und Abrufstrategien für denkbar:

- Selbstabruf;
- Expertenbasierter Abruf;
- Preisbasierter Abruf; oder
- Aktivierung außerhalb des Marktes (physische Knappheit).

Je nach Aktivierungs- und Abrufkonzept sind die Optionen für die Einbindung in das Bilanzgruppen- und Ausgleichsenergiesystem eingeschränkt. So ist es bei den ersten drei Aktivierungskonzepten möglich, die Strategische Reserve vor dem Gate Closure des Großhandelsmarktes zu vermarkten und somit in das bestehende Bilanzgruppen- und Ausgleichsenergiesystem einzubauen. Dies ist also für den Selbstabruf, den Expertenbasierten Abruf und den Abruf nach Preistrigger der Fall. Eine Aktivierung bei physischer Knappheit findet dagegen erst nach dem Gate Closure statt.

Abbildung 12 Zusammenhang der Aktivierungs- und Abrufstrategie mit der Einbindung ins Bilanzgruppen- und Ausgleichsenergiesystem



Quelle: Frontier Economics

Vermarktung der Kapazität und/oder Energie am Strommarkt

Eine Vermarktung am Strommarkt, d.h. der Verkauf der Reserveleistung am Day-Ahead- oder Intraday-Markt (ggf. auch nur im Fall einer fehlenden Markträumung in der ersten Day-Ahead-Auktion) ermöglicht es, die entsprechende Bilanzierung der Strommengen über den Anbieter der Reserve vorzunehmen. Im Fall eines Abrufs funktioniert die bilanzielle Abwicklung und die Zuordnung der produzierten Energie daher im Grundsatz wie bei gewöhnlichen Börsentransaktionen.

Voraussetzung für diese Möglichkeit der bilanziellen Abwicklung ist die Möglichkeit, die Mengen entsprechend zu nominieren. Hierfür muss das Signal zur Aktivierung der Reserve vor dem Gate Closure der entsprechenden Märkte kommen. Grundsätzlich wäre ein solches Vorgehen beim Selbstabruf, einem Expertenbasierten Abruf und einem Preisbasierten Abruf möglich.

Unabhängig davon, zu welchem Preis die Reserve auf dem Markt angeboten wird, besteht die Möglichkeit die Aktivierung der Reserve mit einem entsprechend hohen Ausgleichsenergiepreis zu verbinden, um einen verstärkten Anreiz zur Bilanztreue während kritischer Versorgungszeiten zu setzen. Hierbei ist zu beachten, dass Marktteilnehmer nicht immer ausreichend schnell auf solche zusätzlichen Anreize reagieren können, ein hoher Ausgleichsenergiepreis für die Folgestunden aber durchaus disziplinierend wirken und einen weiteren Einsatz der Reserve abwenden kann.

Eine Vermarktung von durch die Strategische Reserve erzeugter Energie am Strommarkt ist in allen in vorgestellten Prototypen eine Option (siehe Kapitel 3). Somit können auch in allen Prototypen die Anbieter der Strategischen Reserve die Bilanzierung der Energie übernehmen.

Vermarktung nach Ende der Strommärkte

Erfolgt eine Einsatzentscheidung über die Reserve erst nach Abschluss der Day-Ahead und Intraday Märkte, so besitzen die Anbieter der Strategischen Reserve nicht mehr die Möglichkeit, die Reserve über ihren eigenen Bilanzkreis abzuwickeln.

Theoretisch bestünde die Möglichkeit, die im Rahmen der Reserve erzeugte Energie in die Ausgleichsenergie der Reserveanbieter laufen zu lassen und diese dann entsprechend für die Kosten zu kompensieren. Da jedoch die bewusste Inkaufnahme von Leistungsungleichgewichten gemäß Transmission Codes nicht gestattet ist, erfordert eine Aktivierung der Reserve nach Gate Closure eine bilanzielle Abwicklung ähnlich zu der von anderen Frequenz-Leistungs-Regelungsprodukten.

Die Bilanzierung der im Rahmen der Reserve produzierten Energie hat damit durch die Instanz zu erfolgen, welche das Aktivierungssignal für die Reserve gegeben hat. Dies kann eine von der Systembetreiberin unabhängige Instanz sein, die Aktivierung nach Gate Closure und die Systemverantwortung der Swissgrid legen jedoch eine Bilanzierung über eben diese nahe. Insbesondere wenn die Strategische Reserve als letzte Maßnahme, nach Erschöpfen der Primär-, Sekundär- und Tertiärreserve eingesetzt werden soll, ist eine enge Koordination mit der Systemverantwortlichen unvermeidbar.

Es besteht die Möglichkeit, die Kosten des Abrufs direkt Teil des Ausgleichspreises werden zu lassen. Dabei kann für den Ausgleichsenergiepreis in einer Situation mit Abruf der Strategischen Reserve ein Mindestpreis definiert werden, der (ggf. deutlich) höher als die technische Preisobergrenze des börslichen Stromhandels ist. Dies schafft Anreize für eine möglichst vollständige Deckung der erwarteten Lasten am Strommarkt.

Je nachdem, ob die Bilanzierung über eine unabhängige Instanz oder den Systemverantwortlichen präferiert wird, ergeben sich unterschiedliche Optionen zur Refinanzierung der Reserve:

- Für die Aktivierung über die Systembetreiberin Swissgrid spricht die Notwendigkeit der Koordination nach Gate Closure. Zudem wäre eine Refinanzierung der Reserve über die Netzentgelte möglich. Eine solche Rollenzuweisung an die Swissgrid erfordert jedoch eine neue Erweiterung der Aufgaben und Kompetenzen der Swissgrid im heutigen Strommarktdesign.
- Bei einer Aktivierung und Bilanzierung durch eine unabhängige Instanz, wie es beispielsweise in der Schweiz auch für die Vermarktung von erneuerbaren Energien gemacht wird, wäre eine Refinanzierung über die Netzentgelte nur schwer vorstellbar. Zudem stellt sich die Frage, in wie weit es dieser Instanz gestattet sein soll im Rahmen des Abrufs der Strategischen Reserve bewusst ein Leistungsungleichgewicht zu erzeugen. Demgegenüber steht, dass der Swissgrid, wie bisher, keine Adequacy Aufgabe zuteil kommt.

Eine Aktivierung der Strategischen Reserve nach Ablauf der Strommärkte und eine entsprechende Bilanzierung über eine (ggf. neu zu schaffende) Dritte Instanz oder der Systembetreiberin ist mit allen in Kapitel 3 vorgestellten Prototypen, bis auf Prototyp 1 durchführbar. Eine Reserve aus Wasserkraftwerken ohne Leistungsvorhaltung bietet sich nicht für eine Aktivierung außerhalb des regulären Strommarktes an, da die Entscheidung über die zu nominierende Leistung durch den Anlagenbetreiber erfolgt. Hieraus folgt, dass dieser auch die entsprechenden Energiemengen über seinen Bilanzkreis nominieren muss.

5.3 Wechselwirkungen einer Strategischen Reserve mit anderen Märkten

Die Strategische Reserve weist mögliche Wechselwirkungen mit anderen Marktsegmenten am Strommarkt auf. Insbesondere, weil die Sicherstellung der Additivität einer Strategischen Reserve erfordert, dass die Reserve dauerhaft außerhalb des Strommarktes verbleibt.

Wir gehen nachfolgend ein auf:

- Wechselwirkungen der Strategischen Reserve mit dem Großhandelsmarkt (Abschnitt 5.3.1); und
- Wechselwirkungen der Strategischen Reserve mit den Märkten für Systemdienstleistungen (Abschnitt 5.3.2).

5.3.1 Wechselwirkungen mit dem Großhandelsmarkt

Grundsätzlich hängen die Wechselwirkungen einer Strategischen Reserve mit dem Großhandelsmarkt vor allem von zwei Ausgestaltungsmerkmalen der Reserve ab:

- Anteil der für die Reserve errichteten Kraftwerke; und
- Rückkehrregeln für Kraftwerke.

Nachfolgend diskutieren wir diese Faktoren.

Kontrahierung der Reserve aus bestehenden Kraftwerken vs. Neubaureserve

Wenn die Strategische Reserve aus bereits bestehenden Kraftwerken kontrahiert wird, ist festzuhalten, dass hierdurch die am Markt verfügbare Kapazität bzw. Energie zwangsläufig reduziert wird. Je nach Kapazitätsüberschuss am Markt ergeben sich hieraus Rückwirkungen auf den Großhandelsmarkt. Wäre dies nicht der Fall stellt sich die Frage nach der Notwendigkeit der Reserve.

Dabei ist zu beachten, dass solche Rückwirkungen im Rahmen einer Strategischen Reserve gewünscht sind, da diese ihre Wirkung (Additivität) nur entfalten kann, wenn durch Wechselwirkungen mit dem Markt nicht nur Kapazität bzw. Energie aus dem Markt in die Reserve verschoben wird, sondern am Markt hierdurch Anreize erzeugt werden diese zu ersetzen bzw. die Stilllegung im Markt verbleibender Anlagen zu vermeiden.

Das bedeutet, dass die Kontrahierung der Reserve aus bestehenden Kraftwerken gerade darauf abzielt zusätzliche Knappheit am Großhandelsmarkt zu erzeugen und über entsprechende Preissignale einen Anreiz für

- zusätzliche Investitionen/Ersatzinvestitionen in Kraftwerke;
- reduzierte Stilllegungen von Kraftwerken; oder
- die Verschiebung von Erzeugungspotentialen in kritische Stunden zu setzen.

Inwiefern sich die – im Vergleich zu einer Situation ohne die Reserve – zusätzliche Kapazität bzw. Energie in kritischen Stunden innerhalb oder außerhalb der Schweiz befinden wird, ist nicht mit Sicherheit zu antizipieren. Wenn beispielsweise kaum Transportengpässe zwischen der Schweiz und angrenzenden Ländern bestehen, wird die Verknappung von Kapazität in der Schweiz gleichermaßen zu einer (moderaten) Erhöhung der Großhandelspreise in diesen Ländern führen (und dementsprechend zu einer geringeren Preiserhöhung in der Schweiz im Vergleich zu einem Szenario mit starken Transportengpässen). In der Folge kann es – wenn die Investitions- und Betriebsbedingungen außerhalb der Schweiz besser sind – z.B. dazu kommen, dass Zusatzinvestitionen statt in der Schweiz in diesen angrenzenden Ländern getätigt werden, wodurch die Importabhängigkeit im Durchschnitt des Jahres stiege. In kritischen Situationen allerdings kann die in der Schweiz zurückgehaltene Reserve abgerufen werden. Die Importabhängigkeit in kritischen Situationen wird als Folge der Strategischen Reserve also in der Regel reduziert.

Im Gegensatz zu einer Kontrahierung der Reserve aus bestehenden Kraftwerken ist es bei der Kontrahierung von Neubaukraftwerken nicht erforderlich durch Preissignale am Großhandelsmarkt die Additivität der Strategischen Reserve sicherzustellen.

Rückkehrregeln für Kraftwerke

Unabhängig von der Art der Strategischen Reserve (existierende oder neue Kraftwerke) haben die Rückkehrregeln für die Reserve einen entscheidenden Einfluss auf mögliche Wechselwirkungen mit dem Stromgroßhandelsmarkt.

Dies gilt vor allem dann, wenn ein potenzielles Leistungsproblem adressiert werden soll, und durch die Strategische Reserve zusätzliche Leistung beanreizt werden soll:

- Wird eine Reserve aus bestehenden Kraftwerken zusammengestellt, kann der Markt nur dann langfristige Preissignale senden, wenn glaubhaft ist, dass die Kapazitäten außerhalb des Marktes verbleiben.
- Ähnlich verhält sich dies mit einer Strategischen Reserve aus Neubaukraftwerken. Ohne ein Rückkehrverbot müssen Marktteilnehmer damit rechnen, dass die Kraftwerke mittel- bis langfristig an den Großhandelsmarkt zurückkehren. Dies würde Investitionsanreize dämpfen.

Im Fall einer Speicherwasserreserve ohne Leistungszurückhaltung (Prototyp 1), welche primär dafür Sorge tragen soll, dass im Frühjahr noch ausreichend Wasser in den Speichern vorhanden ist, spielen die Rückkehrregeln für die Zeit nach der Kontrahierung in der Reserve eine vernachlässigbare Rolle: Hier ist nicht Ziel nachhaltige Investitionsanreize zu setzen, sondern einzig eine Verschiebung der Produktion innerhalb des Jahreszyklus zu erwirken.

Analyse eines möglichen Abflusses ins Ausland

Eine Strategische Reserve wird in der Regel mit dem Ziel konzipiert, Knappheitssituationen vor allem im Inland zu adressieren. Es kann somit die Gefahr entstehen, dass bei Abruf der Reserve die Leistung bzw. Energie

physikalisch ins Ausland abfließt und der Versorgungsengpass in der Schweiz nicht gemindert wird.

Die einzige vollständige Absicherung besteht in einem Exportstopp bei Aktivierung der Strategischen Reserve. Für ein Strom-Transitland wie die Schweiz, die aus der Vernetzung mit dem Ausland einen erheblichen Nutzen zieht, sind die langfristigen Konsequenzen eines solchen Exportstopps z. B. mit Blick auf entstehenden Vertrauensverlust und mögliche Einschränkungen des offenen Marktes und des freien grenzüberschreitenden Stromhandels jedoch vermutlich negativer zu bewerten als ein möglicher Abfluss der Reserve in Einzelfällen.

Die Wahrscheinlichkeit eines Abflusses der Reserve ins Ausland kann jedoch über den Abrufmechanismus der Reserve gesteuert werden.²² Wird die Reserve ähnlich wie eine Systemdienstleistung abgerufen, so ist die Wahrscheinlichkeit eines Abrufs relativ gering, da primärer Zweck eines solchen Abrufs, der nach Abschluss aller Handelsgeschäfte erfolgt, der Ausgleich inländischer Bilanzfehler ist. Marktteilnehmer aus dem Ausland haben in diesem Fall keinen Zugriff auf die in der Schweiz vorgehaltene Reserve.

Ein Abfluss kann lediglich als Folge der Zusammenarbeit von Swissgrid mit den TSOs der Nachbarländer stattfinden, z.B. im Rahmen grenzüberschreitender Regelenergiekooperationen. Diese Zusammenarbeit ist jedoch zwischen den Übertragungsnetzbetreibern vertraglich geregelt. Demnach können im Grundsatz Regelungen für die Strategische Reserve getroffen werden, welche sich trotz ähnlichem Abrufmechanismus weiterhin von den übrigen SDL abgrenzen lässt.

Für den Fall, dass die Reserve über einen Preistrigger aktiviert wird, hängt die Wahrscheinlichkeit des Abflusses vor allem von den Preisverhältnissen zwischen der Schweiz und ihren Nachbarländern ab. Dabei sind (zumindest sofern grenzüberschreitende Handelsgeschäfte nicht vollständig über implizite Auktionen abgewickelt werden, sondern auch explizit nominiert werden können) neben den Preisverhältnissen an den Strommärkten auch die Ausgleichsenergiepreise relevant.²³ Wenn der maximale Preis in der Schweiz unter dem der Nachbarländer liegt, kann ein Abfluss bei gleichzeitiger Knappheit in den jeweiligen Märkten nicht verhindert werden. Erfolgt die Aktivierung der Reserve durch einen Selbstabruf oder durch einen Preistrigger im Day-Ahead Markt und somit, bevor Klarheit über das Vorliegen einer tatsächlichen Knappheitssituation herrscht, ist ein Abfluss wahrscheinlicher als bei einem ausreichend hohen Preistrigger im Intra-Day Markt, der generell höhere Preise und gleichzeitig eine bessere Einschätzung der tatsächlichen Knappheitssituation erlaubt. Umgekehrt ist das Risiko eines Abflusses bei einem Experten basierten Abruf, der vermutlich bereits bei möglicher Knappheit und gegebenenfalls unabhängig von Preissignalen erfolgt, vergleichsweise hoch.

Wird der Abfluss der Reserve in die Nachbarländer als relevantes Problem erachtet, sollte dieser Aspekt somit bei der Ausgestaltung der Reserve und insbesondere bei der Wahl des Abrufmechanismus berücksichtigt werden.

²² Die nachfolgende Darstellung basiert auf den in Abschnitt 5.2 dargestellten Abrufmechanismen.

²³ Unterscheiden sich die zu erwartenden Ausgleichsenergiepreise zwischen zwei Ländern, werden Akteure mit unterspeisten Bilanzgruppen ihre Defizite systematisch in das Land mit den niedrigeren Ausgleichsenergiepreisen verlagern.

5.3.2 Wechselwirkungen mit dem SDL Markt

Neben den Wechselwirkungen mit dem Großhandelsmarkt sind auch die Wechselwirkungen mit dem Markt für Systemdienstleistungen zu diskutieren. Insbesondere, weil etwaige Rückwirkungen der Strategischen Reserve auf dieses für die Systemsicherheit sehr relevante Marktsegment gründlich abzuwägen sind.

In diesem Abschnitt

- nehmen wir daher zunächst eine Abgrenzung der Strategischen Reserve zu anderen Produkten der Frequenz-Leistungsregelung vor; und
- diskutieren mögliche Wechselwirkungen der Reserve mit dem Markt für Systemdienstleistungen.

Abgrenzung der Strategischen Reserve zu anderen SDL Produkten

Die Strategische Reserve hat Ähnlichkeiten zu bestehenden Systemdienstleistungsprodukten. Insbesondere bestehen Ähnlichkeiten in der Produktdefinition zwischen einer Strategischen Reserve und der Tertiärregelreserve. Ähnlichkeiten bestehen insbesondere darin, dass

- Leistung außerhalb des Großhandelsmarktes verbleibt;
- die Aktivierung – in der von uns für die Strategische Reserve präferierten Abruflogik – nach Gate Closure stattfindet; und
- entsprechende schnelle Reaktionszeiten vom Kraftwerk verlangt werden.

Allerdings weicht die Strategische Reserve in zentralen Eigenschaften und Anforderungen von denen der Systemdienstleistungen ab:

- Längere Verpflichtungsperioden; und
- Längere Erbringungsperioden.

Regelenergieprodukte werden in der Regel für Tages- oder Wochenzeiträume kontrahiert, während Verpflichtungsperioden in Kapazitätsmechanismen wie der Strategischen Reserve üblicherweise ein bis mehrere Jahre umfassen. Auch die möglichen ununterbrochenen Erbringungsperioden unterscheiden sich typischerweise deutlich. Diese Unterschiede sind vor allem darauf zurückzuführen, dass die Motivation einer Strategischen Reserve in der Deckung absehbarer Erzeugungsgenpässe liegt („Generation Adequacy“), während Systemdienstleistungen wie die Sekundär- oder Tertiärreserve dem Ausgleich von durch unvorhersehbare Ereignisse (z.B. Last- oder Erzeugungsprognosefehler) auftretende Frequenzabweichungen dienen soll.

Abbildung 13 Abgrenzung der Strategischen Reserve von anderen Systemdienstleistungen

		Primärreserve	Sekundärreserve	Tertiärreserve	Strategische Reserve
Zweck		Leistungs- und Frequenzregelung	Leistungs- und Frequenzregelung	Leistungs- und Frequenzregelung Redispatch	<ul style="list-style-type: none"> Absicherung der Ausspeicherleistung März-Mai und/oder Leistungsreserve Januar-Februar Schaffung neuer garantierter Reserveleistung außerhalb des Marktes
Beschaffung	Vorlauf	1 Woche vor Lieferung	1 Woche bzw. 6-9 Monate	1-2 Tage / 1 Woche bzw. 6-9 Monate	<ul style="list-style-type: none"> Mind. mehrere Monate; Mind. 3 Jahre wenn Neubau zugelassen wird.
	Vertragslaufzeit	1 Woche	1 Woche	4 Stunden 1 Woche	<ul style="list-style-type: none"> Mind. mehrere Monate; mehrjährig erhöht Investitionsanreize Bei Neubaureserve mindestens 5-7 Jahre
Abruf	Abrufregel	Proportional zur angebotenen Leistung	Proportional zur angebotenen Leistung	Merit Order des Abreispreises	<ul style="list-style-type: none"> Entweder Selbstabruf oder expliziter Abruf durch TSO (ggf. nach Merit Order)
	Vorlauf	Abruf in Echtzeit	Innerhalb von 30 Sekunden	Innerhalb von 15 Minuten	<ul style="list-style-type: none"> Abhängig von Reserve (evtl. mehrere Stunden oder sogar Tage)
	Maximale Einsatzdauer	unbeschränkt	15 Minuten	Min: 15 min Max: unbeschränkt	<ul style="list-style-type: none"> Mehrere Tage bis Wochen

Quelle: Frontier Economics

Wechselwirkungen einer Strategischen Reserve mit den SDL Märkten

Grundsätzlich konkurrieren die Strategische Reserve und der Markt für Systemdienstleistungen um die gleichen Anlagen: Diejenigen Anlagen, die für die Strategische Reserve in Frage kommen, sind i.d.R. auch SDL-fähig.

Dies gilt in besonderem Masse für die positive Tertiärregelleistung (TRL+). Ähnlichkeiten bestehen vor allem in der Verpflichtung zur reinen Leistungserhöhung sowie entsprechende Vorlaufzeiten vor der Aktivierung. Im Grundsatz können aber auch Anlagen welche bisher Sekundärregelleistung angeboten haben zukünftig in die Strategische Reserve wechseln, auch wenn die Wahrscheinlichkeit hierfür wegen der höheren zu erzielenden Margen in der Sekundärreserve eher niedrig ist.

Konkurrenzbeziehungen treten zwischen Strategischer Reserve und Regelreserve insbesondere dann auf, wenn

- bestehende Anlagen für die Reserve kontrahiert werden;
- eine Leistungszurückhaltung verlangt wird; und
- die Reserven zur Sicherstellung der Additivität nicht zur Deckung des Regelenergiebedarfs eingesetzt werden dürfen.

Diese Voraussetzungen sind in den Prototypen 2 (Wasserkraftreserve mit Leistungszurückhaltung) sowie eingeschränkt in den Prototypen 4 und 5 (technologieoffene Reserven) erfüllt, d.h. insbesondere in diesen Systemen kann es Rückwirkungen der Kontrahierung der Strategischen Reserve auf die Regelreservemärkte kommen. Im Prototyp 1 (Wasserkraftreserve ohne Leistungszurückhaltung) ist von geringeren Wechselwirkungen auszugehen, wenn auch hier die Zurückhaltung von Wasser im Grundsatz zu einem verknappten Angebot in den Regelenergiemarkt führen kann.

Grundsätzlich könnte die Einführung einer Strategischen Reserve zu einer Verknappung des Angebots im Sekundär- und Tertiärreservemarkt führen. Hiermit könnten Herausforderungen bezüglich ausreichender Liquidität verbunden sein, insbesondere im Sekundärregelreservemarkt, in welchem aufgrund der höheren Präqualifikationsanforderungen bereits heute zum Teil Schwierigkeiten bestehen, ausreichend Anbieter zu finden. Mindestens wäre mit der Leistungsverknappung in kurzer Frist (d.h. in statischer Perspektive) eine Erhöhung der Beschaffungspreise für Swissgrid verbunden. Damit würden auch die Kosten der Vorhaltung der Regelreserve kurz- bis mittelfristig ansteigen. In 2017 betrug die Kosten für die Beschaffung von Sekundär- und Tertiärreserve etwa 110 Mio. CHF – ca. 97 Mio. CHF für Sekundärregelleistung (Band), 8 Mio. CHF für positive Tertiärregelleistung und 5 Mio. CHF für negative Tertiärregelleistung.²⁴ Würde es durch die Einführung einer Strategischen Reserve beispielsweise zu einer Erhöhung der Preise für Sekundär- und Tertiärregelleistung um 25% kommen, bedeutete dies zusätzliche Kosten von 27,5 Mio. CHF für Swissgrid.²⁵ Diese Kosten müssten von den Netzkunden entsprechend refinanziert werden.

Inwieweit diese sich auch in mittel- und langfristiger Sicht (d.h. in dynamischer Perspektive) auswirken, hängt insbesondere von den Reaktionen des Marktes ab:

- Eine durch die Kontrahierung der Strategischen Reserve kurzfristig erzeugte Knappheit am Markt für positive Tertiärregelleistung kann vom Markt vor allem dadurch kompensiert werden, dass Kapazitäten, die bisher nur am Großhandelsmarkt tätig waren, nun verstärkt am Markt für positive Tertiärregelleistung aktiv werden. Bei entsprechender Vorlaufzeit für die Kontrahierung der Strategischen Reserve können Marktteilnehmer aber auch kurzfristig, in der Erwartung höherer Preise, Anlagen errichten welche die Systemdienstleistungen erbringen können.
- Analog gilt dies im Grundsatz für die Sekundärregelleistung: Sollte es hier zu einer Leistungsverknappung und einer entsprechenden Preissteigerung kommen, könnten bisher nur im Tertiärreserve- oder Großhandelsmarkt aktive Anlagen auch im Sekundärregelleistungsmarkt anbieten.

Diese Marktreaktionen sollen durch die Strategische Reserve und die hiermit verbundene Leistungszurückhaltung bewusst ausgelöst werden.

Wird die Wasserkraftreserve zudem mit einer Neubaureserve oder DSM kombiniert, kann zudem die Wasserkraft in der Strategischen Reserve durch andere Technologien abgelöst werden, so dass die Kapazitäten für die Regelreserve frei wären/würden. In diesem Fall müssten die Preise/Erlöse für die Kraftwerksbetreiber auf den Regelenergiemärkten allerdings höher sein als auf dem Markt für Strategische Reserve. Dies wäre v.a. dann der Fall, wenn die Regelreserve z.B. aufgrund anspruchsvollerer Abrufregeln das „edlere“ Kapazitätsprodukt darstellt. Sind die Anforderungen an den Abruf und die Vorhaltung ähnlich, sollten leistungsseitig keine Preisdifferenzen zwischen den Märkten vorzufinden sein.

²⁴ Basierend auf Daten der Swissgrid.

²⁵ Die Regelenergiepreise und damit der Beschaffungskosten für Regelreserve für Swissgrid ist äußerst komplex und hängt von einer Vielzahl von Marktfaktoren ab. Eine detaillierte quantitative Abschätzung der Rückwirkung der Kontrahierung von Strategischer Reserve auf die die Kosten der Regelreservebeschaffung ist deshalb im Rahmen dieses Gutachtens nicht möglich.

Mögliche Gegenmaßnahmen

Um denkbare unerwünschte Marktrückwirkungen zu dämpfen, könnten auch politische Maßnahmen ergriffen werden wie zum Beispiel:

- Die Präqualifikation bzw. Produktdefinition im SDL-Markt könnte angepasst werden (z.B. Aufhebung des symmetrischen Bands in der Sekundärregelleistung). Dies vereinfacht es Marktteilnehmern Anlagen, die bisher nur am Großhandelsmarkt tätig waren, im SDL Markt anzubieten.
- Eine Einführung der Strategischen Reserve mit entsprechender Vorlaufzeit erlaubt es Marktteilnehmern sich auf die zukünftige Marktsituation einzustellen und entsprechende Investitionsentscheidungen zu treffen.
- Sollten trotz der genannten Mitigationsmaßnahmen weiterhin ernsthafte Sorgen an der Leistungsfähigkeit des SDL Marktes bestehen, ist zu überlegen, in wie weit der Ausschluss der Strategischen Reserve vom Systemdienstleistungsmarkt unter diesen Umständen temporär ausgenommen werden kann.

6 BEWERTUNG UND SCHLUSSFOLGERUNGEN

In diesem abschließenden Kapitel ziehen wir Schlussfolgerungen auf Basis der vorangehend erläuterten Analysen und Überlegungen. Hierzu

- nehmen wir eine Kriterien gestützte Bewertung der in Kapitel 3 skizzierten und in den Kapiteln 4 und 5 weiter konkretisierten denkbaren Prototypen einer Strategischen Reserve in der Schweiz vor (Abschnitt 6.1); und
- entwickeln auf dieser Basis Handlungsempfehlungen für die weitere Marktdesign-Gestaltung in der Schweiz (Abschnitt 6.2).

6.1 Kriterien gestützte Bewertung der möglichen Ausgestaltungen einer Strategischen Reserve

Wir gehen hier wie folgt vor:

- Wir definieren Bewertungskriterien (Abschnitt 6.1.1);
- Wir fassen unsere Bewertung anhand der zugrundeliegenden Bewertungskriterien zusammen (Abschnitt 6.1.2); und
- Wir erläutern die Bewertung im Detail (Abschnitte 6.1.3 bis 6.1.7).

6.1.1 Bewertungskriterien

Für die nachfolgende Bewertung der zuvor skizzierten denkbaren Prototypen für eine Strategische Reserve verwenden wir folgende Bewertungskriterien:

- **Effektivität** – Inwieweit ist der Mechanismus geeignet, die Sicherheit der Stromversorgung in der Schweiz zu erhöhen? Eine wesentliche Rolle spielt bei der Bewertung der Effektivität die Frage der Zusätzlichkeit der Reserve, also inwieweit davon auszugehen ist, dass die durch die Reserve beanreizte Leistung bzw. Energie über das ohne Einführung der Reserve zu erwartende Maß hinausgeht. Bei Effektivität werden wir jeweils auf den Beitrag des Reservetypen zur
 - Erhöhung der Kraftwerks-Leistung zur Absicherung der Last in Zeiten von Leistungsknappheit („Leistungssicherheit“); und
 - Erhöhung der Stromproduktionsmöglichkeiten zur Absicherung der Last in Zeiten von Energieknappheit („Produktionssicherheit“) eingehen.
- **Kosten** – Wie hoch sind die mit dem Mechanismus verbundenen Kosten der Reservebeschaffung? Im Fall von Bestandsreserven sind dies vor allem die Opportunitätskosten entgangener Stromproduktion der kontrahierten Reserveanlagen, im Fall der Neubaureserve auch Investitionskosten.
- **Markteingriff** – Wie stark interveniert der Mechanismus in die Funktionsweise des Marktes? Inwieweit sind Rückwirkungen der Einführung des Reservetyps auf die Funktionsfähigkeit von Großhandels- und Systemdienstleistungsmärkte zu erwarten?

- **Komplexität in der Umsetzung** – Wie ist die Komplexität des Reservetyps in der praktischen Umsetzung einzuschätzen? Ein einfacher und für Marktteilnehmer und Verbraucher nachzuvollziehender Mechanismus ist ein Wert an sich, umgekehrt gehen mit komplexen Mechanismen Risiken von Designfehlern („Regulierungsrisiken“) und unerwünschten Marktreaktionen einher.
- **Kompatibilität mit EU-Beihilferecht** – 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. Die Einschätzung basiert dabei auf Überlegungen zu zentralen Design-Elementen der Mechanismen, auf welche die Europäische Kommission in ihren einschlägigen Dokumenten und Entscheidungen zu Kapazitätsmechanismen bzw. Strategischen Reserven nach unserer Erfahrung besonderen Fokus legt.²⁶ Zu diesen zählen
 - der Nachweis der Notwendigkeit des Mechanismus;
 - eine wettbewerbliche Ausschreibung;
 - die Technologieoffenheit des Mechanismus; und
 - die Möglichkeit einer grenzüberschreitenden Teilnahme.

6.1.2 Zusammenfassende Bewertung

Abbildung 14 illustriert unsere Einschätzung der Bewertung der fünf skizzierten Prototypen einer Strategischen Reserve für die Schweiz.

Abbildung 14 Zusammenfassende Bewertung der fünf Prototypen

	1 Wasserkraft SR ohne Leistungszurückhaltung	2 Wasserkraft SR mit Leistungszurückhaltung	3 Neubau therm. Kraftwerke	4 Technologieoffene SR (= 2 + 3)	5 Ergänzung von 2/3/4 um DSM
Effektivität (Leistung und Produktionssicherheit)	+/-	+ ?	+	+ ?	+ ?
Kosten (für Zurückhaltung bzw. Neubau)	+	+/-	- !	+/- ?	+/- ?
Markteingriff	+/-	-	+	+/- ?	- ?
Komplexität in der Umsetzung	+/-	+/-	+ ?	-	-
Kompatibilität EU-Recht*	- ?	-	-	+/-	+

Quelle: Frontier Economics / Consentec

Nachfolgend erläutern wir diese Einschätzung anhand der einzelnen Bewertungskriterien, bevor wir in Abschnitt 6.2 hieraus Leitlinien für das zukünftige Marktdesign in der Schweiz entwickeln.

²⁶ Vgl. z.B. die Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen (Europäische Kommission (2014), den Abschlussbericht zur Sektoruntersuchung über Kapazitätsmärkte (Europäische Kommission (2016), oder die Entscheidungen der Europäischen Kommission zu den individuellen Kapazitätsmechanismen in Deutschland, Frankreich, Griechenland und im vereinigten Königreich (Europäische Kommission 2018a).

6.1.3 Bewertung der Effektivität

Das Kriterium der Effektivität bewertet, inwieweit der jeweilige Prototyp geeignet ist, die Sicherheit der Stromversorgung in der Schweiz zu erhöhen. Eine wesentliche Rolle spielt bei der Bewertung der Effektivität die Frage der Zusätzlichkeit der Reserve, also inwieweit davon auszugehen ist, dass die durch die Reserve beanreizte Leistung bzw. Energie über das ohne Einführung der Reserve zu erwartende Maß hinausgeht.

Unter Effektivität fassen wir dabei jeweils den Beitrag des Reservetypen zur:

- Erhöhung ausreichender Kraftwerks-Leistung zur Absicherung der Last in Zeiten von Leistungsknappheit („Leistungssicherheit“); und
- Erhöhung der Stromproduktionsmöglichkeiten zur Absicherung der Last in Zeiten von Energieknappheit („Produktionssicherheit“).

Abbildung 15 zeigt unsere Einschätzung der Effektivität der fünf Prototypen.

Abbildung 15 Zusammenfassende Bewertung der Effektivität der fünf Prototypen



Quelle: Frontier Economics / Consentec

Dies sei nachfolgend erläutert.

Speicherwasserreserve ohne Leistungszurückhaltung (Prototyp 1) nur bedingt effektiv

Die Effektivität des Prototypen 1 bezüglich der Erhöhung von Versorgungssicherheit in der Schweiz ist differenziert zu betrachten:

- **Leistungssicherheit nicht gewährleistet** – Der Prototyp 1 stellt explizit darauf ab, Anreize zur Vorhaltung von Speicherwasser im Frühjahr zu generieren. Eine Zurückhaltung von Turbinenleistung ist nicht vorgesehen. Entsprechend werden auch keine zusätzlichen Anreize erzeugt, in zusätzliche Turbinenleistung zu investieren bzw. verstärkt Reinvestitionen vorzunehmen. **Die Wahl dieses Mechanismus scheidet daher für den Fall aus, dass zusätzliche Stromerzeugungsleistung zur Absicherung möglicher Leistungsengpässe im Winter (z.B. Januar/Februar) angereizt werden soll.**
- **Produktionssicherheit kann gewährleistet werden** – Eine Speicherwasserreserve mit Wasserfüllstandsvorgabe ist in der Lage, eine Verlagerung der Stromproduktion aus Speicherkraftwerken zu bewirken. In der Folge sorgt der Mechanismus dafür, dass die in der Reserve kontrahierten Speicher in der als potenziell kritisch erachteten Zeitperiode (z.B. März bis Mai) mehr Wasser und somit Stromerzeugungspotenzial verfügbar haben, als dies ohne den Mechanismus der Fall wäre (siehe auch Vergleich der Speicherstände mit und ohne Reserve in den in Abschnitt 4.2

Simulationsrechnungen). **Wenn die Motivation für die Einführung einer Strategischen Reserve in der Schweiz in der Absicherung potenzieller Energieengpässe im Frühjahr (z.B. durch verspätete Schneeschmelze bzw. vorzeitige Turbinierung des Wassers) besteht, ist dieser Prototyp hierzu grundsätzlich geeignet.**

Im Detail hängt die Auswirkung des Mechanismus auf das verfügbare Stromerzeugungspotenzial im Frühjahr von den Rückwirkungen des restlichen Marktes und somit von der konkreten Ausgestaltung des Mechanismus ab:

- Werden **alle Wasserspeicher gleichermaßen kontrahiert** (z.B. in Form einer administrativen Festlegung, siehe Abschnitt 4.1.1]), wird – über geeignete Monitoring- und Sanktionsmechanismen – **sichergestellt, dass die gewünschte Wassermenge in Summe in der Schweiz im gewünschten Zeitraum auch verfügbar ist.** In diesem Fall ist davon auszugehen, dass die Reduktion der Stromproduktion der Speicherkraftwerke im Herbst und Winter (welche zur Erfüllung der Speicherstandsvorgabe im Frühjahr notwendig ist) zu steigenden Großhandelspreisen und in der Folge steigenden Importen in diesem Zeitraum führt. Im Ergebnis steht in dem als potenziell kritisch eingestuften Zeitraum im Frühjahr jedoch mehr Wasser zur Turbinierung zur Verfügung, sodass die Importabhängigkeit in diesem Zeitraum abnimmt.
- Werden **nur einzelne Speicher** im Rahmen eines Auktions- bzw. Ausschreibungsverfahrens kontrahiert, kann – über geeignete Monitoring- und Sanktionsmechanismen – sichergestellt werden, dass die gewünschte Wassermenge in den kontrahierten Speichern im gewünschten Zeitraum auch verfügbar ist. Der **Gesamteffekt auf das in der Schweiz in Summe verfügbare Speicherwasser im Frühjahr ist jedoch ex-ante nicht eindeutig vorherzusagen:** Durch die steigenden Großhandelspreise in Folge der reduzierten Stromproduktion der kontrahierten Anlagen im Herbst und Winter ist damit zu rechnen, dass andere, nicht im Rahmen der Reserve kontrahierte Anlagen die Stromproduktion in diesem Zeitraum erhöhen, zu Lasten der Wasserverfügbarkeit dieser Speicher im Frühjahr. Inwieweit es zu einem positiven Netto-Effekt aus erhöhter Verfügbarkeit der kontrahierten Speicher und reduzierter Verfügbarkeit nicht kontrahierter Anlagen – d.h. letztlich Zusätzlichkeit des Prototypen – kommt, hängt davon ab, welches Verhalten ohne Reserve zu erwarten wäre: Besteht die Befürchtung, dass es ohne Reserve in Extremszenarien zu nahezu leeren Gesamtspeicherständen kommen kann, bewirkt bereits die Kontrahierung einiger Speicher eine Zusatzabsicherung. Ist davon auszugehen, dass die Speicherbetreiber selbst in Extremszenarien noch Wasser als (Realoption) zurückhalten, ist die Zusätzlichkeit einer partiellen Reserve fraglich.

Leistungszurückhaltung bei Speicherwasserreserve (Prototyp 2) führt zu höherer Effektivität

Wird die Speicherwasserreserve um die Verpflichtung einer Leistungszurückhaltung ergänzt, erhöht sich der Effekt auf Stromversorgungssicherheit in der Schweiz:

- **Leistungssicherheit kann erhöht werden** – Erhalten die in der Reserve kontrahierten Speicherkraftwerke zusätzlich zu der Wasserfüllstandsvorgabe auch die Verpflichtung, entsprechende Turbinenleistung (mindestens während des potenziell kritischen Zeitraums im Frühjahr, ggf. auch bereits davor) aus dem Markt zurückzuhalten, und diese nur auf Abruf des Systembetreibers einzusetzen, führt dies in dynamischer Perspektive zu zusätzlicher Stromerzeugungsleistung: Die Leistungszurückhaltung der kontrahierten Anlagen führt zu einer Erhöhung der Großhandelspreise, wodurch es in dynamischer Perspektive ceteris paribus zu erhöhten Investitionen z.B. in neue Gaskraftwerke oder Dieselaggregate bzw. erhöhten Wartungsinvestitionen kommt – immer im Vergleich zu einer Situation ohne Einführung der Reserve. In Summe mit der zurückgehaltenen – aber für den Knappheitsfall zur Verfügung stehenden – Reserveleistung erhöht sich somit die verfügbare Stromerzeugungsleistung und somit die Leistungssicherheit.

Wo und in welchem Ausmaß zusätzliche Leistung entsteht, ist dabei differenziert zu betrachten:

- Das Schweizer Stromsystem ist netztechnisch stark mit dem Stromsystem der umliegenden Länder verbunden, zudem verfügt die Schweiz in Form der dominanten Wasser- und Kernkraft über einen hohen Anteil von Stromerzeugungsanlagen ohne substanzielle variable Kosten. In der Folge basiert der Stromgroßhandelspreis in der Schweiz in den meisten Stunden auf den variablen Kosten der teuersten zum Einsatz kommenden thermischen Kraftwerke in den Nachbarländern, insbesondere Deutschland, Frankreich und Italien (Schweiz als „Preisnehmer“).

Inwieweit eine Leistungszurückhaltung durch eine Reserve in der Schweiz zu zusätzlicher Leistung in der Schweiz führt, hängt daher wesentlich von der (erwarteten) Engpasssituation an den Interkonnektoren ab:

- Ist zu erwarten, dass Strom durchgehend engpassfrei über Interkonnektoren importiert werden kann, könnte die in der Schweiz zurückgehaltene Leistung vollständig durch Leistung in Nachbarländern – z.B. durch eine verhinderte Stilllegung derzeit wenig beschäftigter Gaskraftwerke in Deutschland – substituiert werden (die Standortentscheidung würde hier in Abhängigkeit der Wirtschaftlichkeit der Standorte getroffen). In diesem Fall erhöht sich die in der Schweiz verfügbare Leistung nicht. Allerdings besteht hier auch kein Versorgungssicherheitsproblem, da – solange nicht eine politisch getriebene Kappung der Interkonnektoren befürchtet wird – importiert werden kann. Die durch die Reserve in der Schweiz im Ausland geschaffene bzw. erhaltene Leistung stünde dann zusätzlich zu der in der Reserve in der Schweiz zurückgehaltenen Leistung zur Verfügung, um Situationen hoher Last zu decken.
- In Situationen, in welchen die Interkonnektoren zur Lieferung von Strom in die Schweiz vollständig beschäftigt sind, muss die Last durch Erzeugung bzw. Nachfrageflexibilität in der Schweiz gedeckt werden. Entsprechend wird sich der Großhandelspreis in der Schweiz (weiter) von denen in den umliegenden Märkten emanzipieren, und so Anreize

für (Re-)Investitionen in der Schweiz generieren. In diesem Fall entsteht die zusätzliche Leistung (zumindest anteilig) in der Schweiz.

- Um die Zusätzlichkeit der kontrahierten Reserveleistung zu gewährleisten, ist zudem die Ausgestaltung der Abruf- und Abwicklungsmechanismen der Reserve von entscheidender Bedeutung: Je „weiter die Reserve aus dem Markt ist“, d.h. je größer die Knappheit und **je höher die Preise sein müssen, damit die Reserve zum Einsatz kommt, desto größer die Additivität der zurückgehaltenen Leistung**. Unter anderem deswegen empfehlen wir, die Reserve entsprechend einer Systemdienstleistung erst nach Ausschöpfen aller Marktalternativen zum Einsatz zu bringen, und im Fall eines Abrufs einen sehr hohen Ausgleichsenergiepreis aufzurufen.²⁷ Auf diese Weise gibt es keinen preisdämpfenden Effekt, und entsprechend keine negativen Rückwirkungen auf Investitionsanreize, welche die Effektivität der Reserve konterkarieren könnten.
- **Produktionssicherheit kann gewährleistet werden** – Eine um eine Leistungszurückhaltung erweiterte Speicherwasserreserve ist in der Lage dafür zu sorgen, dass die in der Reserve kontrahierten Speicher in der als potenziell kritisch erachteten Zeitperiode (z.B. März bis Mai) mehr Wasser und somit Stromerzeugungspotenzial verfügbar haben, als dies ohne den Mechanismus der Fall wäre (siehe auch Vergleich der Speicherstände mit und ohne Reserve in den in Abschnitt 4.2 vorgestellten Simulationsrechnungen). Die Ausführungen zur Effektivität des Prototyp 1 gelten hier im Grundsatz analog, d.h. das Ausmaß der Zusätzlichkeit der Reserve bezüglich verfügbarer Stromproduktionsmöglichkeiten hängt im Detail von der Ausgestaltung ab.

Thermische Neubaureserve (Prototyp 3) am effektivsten

Der effektivste Mechanismus in Bezug auf die Erhöhung der Versorgungssicherheit in der Schweiz ist die Neubaureserve.

- **Leistungssicherheit gewährleistet** – Die als erforderlich angesehene Leistung kann bestimmt, und – mit entsprechendem Vorlauf – zielgerichtet beschafft werden. Über geeignete Sicherheitshinterlegungen, ein Monitoringsystem und Sanktionsmechanismen für den Fall von Nichtverfügbarkeiten (z.B. falls die kontrahierten Anlagen nicht fristgerecht errichtet werden) kann sichergestellt werden, dass die kontrahierte Leistung in dem entsprechenden Zeitraum auch betriebsbereit ist. Dabei ist die **Zusätzlichkeit der Reserve deutlich einfacher zu gewährleisten als im Fall der Kontrahierung von Bestandsanlagen**:
 - Dem Markt wird keine Leistung entzogen, welche im Rahmen von Marktreaktionen ersetzt werden muss (wie dies bei der Kontrahierung von Bestandsanlagen der Fall ist), sondern es wird direkt der Bau neuer Anlagen forciert bzw. beanreizt.
 - Um auch in dynamischer Perspektive sicherzustellen, dass die neu gebaute Leistung auch zusätzlich ist, d.h. nicht etwa bestehende Anlagen oder im Markt geplante Neubauten verdrängt, bedarf es auch hier eines

²⁷ Siehe hierzu auch die Ausführungen zum Abrufmechanismus in Abschnitt 3.5

entsprechend ausgestalteten Abruf- und Abwicklungsmechanismus, sodass die Reserve erst bei sehr hohen Preisen abgerufen wird und somit keinen preisdämpfenden Effekt hat (analog zu den Ausführungen zu Prototyp 2). Durch ein Marktrückkehrverbot wird der Effekt der Zusätzlichkeit zudem gestützt.

- **Produktionssicherheit gewährleistet** – Zudem ist es im Fall von thermischen Kraftwerken in der Neubaureserve **vergleichsweise einfach zu gewährleisten, dass die kontrahierten Kraftwerke im Knappheitsfall auch tatsächlich Strom produzieren können**. Intertemporale Abhängigkeiten der Produktionsmöglichkeiten zu einem Zeitpunkt von der Produktion zu vorherigen Zeitpunkten bestehen – anders als im Fall von Speicherkraftwerken – nicht bzw. kaum. Entsprechend bedarf es allenfalls konkreter Vorgaben für die Brennstoffversorgung der Anlagen sowie eines funktionsfähigen Anreizmechanismus (wie z.B. Bezugs- und Kapazitätsnutzungsverträgen oder Speichervorgaben).

Effektivität von technologieutraler Ausschreibung (Prototyp 4) unklar

Welchen Beitrag eine technologieutrale Ausschreibung, die vor allem Leistung von bestehenden Speicherkraftwerken sowie neuen thermischen Kraftwerke kontrahiert, zur Versorgungssicherheit in der Schweiz leisten kann, ist ex-ante schwierig einzuschätzen. Im Grundsatz gelten jeweils die Ausführungen zu den Prototypen 2 und 3, wobei die Effektivität des Prototypen 4 dann von dem sich in der Ausschreibung durchsetzenden Technologiemitmix abhängig ist. Aufgrund der zu erwartenden Kostenverhältnisse (siehe auch Folgeabschnitt zu Kosten) ist tendenziell davon auszugehen, dass sich in einer offenen Ausschreibung in der Schweiz schwerpunktmäßig bestehende Speicherkraftwerke durchsetzen könnten.

Ergänzung um DSM (Prototyp 5) erhöht Effektivität nicht

Wird eine Reserve mit Leistungszurückhaltung (Prototyp 2 oder 3) um die Möglichkeit der Partizipation von DSM ergänzt, hat dies unseres Erachtens keine positive Auswirkung auf die Effektivität der Reserve bezüglich der Erhöhung von Versorgungssicherheit.

Dies liegt darin begründet, dass das Kriterium der Zusätzlichkeit im Fall von DSM in einer Reserve kaum zu erfüllen ist: Die Reserve wird abgerufen, wenn eine Situation droht, in welcher der Ausgleich von Stromverbrauch und verfügbarem Angebot ohne den Reserveabruf nicht mehr gewährleistet werden kann (z.B. in Form eines Abrufs als Systemdienstleistung über die Tertiärreserve hinaus, siehe hierzu Abschnitt 3.6). Dies sind naturgemäß Situationen, in welcher der Großhandelspreis sehr hoch steigt, sodass flexible Verbraucher in diesen Situationen bereits ohne Kontrahierung in der Reserve Anreize haben, ihren Stromverbrauch zu verringern. Inwieweit es durch die Kontrahierung dieser Verbraucher zu einer zusätzlichen Verbrauchsverringern kommt, ist daher unklar, und hängt zudem von der konkreten Ausgestaltung ab:

- In der von uns präferierten Variante, in welcher ein Abruf der DSM-Reserve eine Reduktion des Stromverbrauchs der kontrahierten Verbraucher **auf** einen

bestimmten Wert erfordert, hängt die Zusätzlichkeit direkt von der Angemessenheit der bei Kontrahierung determinierten Baseline ab. Wenn es gelänge, diese Baseline in der Höhe des Stromverbrauchs zu bestimmen, den der kontrahierte Verbraucher in einer Systemknappheitssituation (in der die Reserve abgerufen wird) verbraucht hätte, wenn er nicht in der Reserve kontrahiert worden wäre, wäre eine darüberhinausgehende Reduktion auf einen bestimmten Wert (unter der Baseline) tatsächlich „zusätzlich“. Nur dann wäre die Kontrahierung dieser Verbraucher effektiv bezüglich der Erhöhung von Versorgungssicherheit. In der Praxis ist eine angemessene Bestimmung dieser Baseline allerdings mit erheblichen Unwägbarkeiten verbunden, wodurch die Zusätzlichkeit der kontrahierten DSM fraglich ist.²⁸

Ein Vorteil der Kontrahierung von DSM in der Reserve könnte in dem Fall vor allem darin liegen, dass die Kapazitätzahlungen an die kontrahierten Anbieter dafür sorgen, dass die für die Flexibilisierung von Verbrauchern erforderlichen Investitionen (z.B. in Mess- und Steuertechnologie oder Produktzwischenpeicher) getätigt werden, was ohne diese gesicherten Zahlungen ggf. nicht der Fall wäre. Allerdings ist dieses Argument für DSM wegen der vergleichsweise geringen Investitionskosten in Vergleich zu sehr hohen Abrufkosten – also vor allem Opportunitätskosten, d.h. Kosten durch den Verzicht von Stromverbrauch – deutlich weniger tragend als für Wasserkraftwerke oder thermische Kraftwerke.

- In der Variante, in der die kontrahierten Verbraucher ihre Last bei Abruf der Reserve um einen zuvor definierten Wert reduzieren, besteht der Anreiz für die Verbraucher, die Last zunächst einmal zu erhöhen, wenn eine Aktivierung der Reserve erwartet wird, um eine Reduktion der Last in jedem Fall anbieten zu können. Es ist dann nicht sichergestellt, dass die Knappheitssituation durch DSM-Massnahmen entschärft wird.

Ein positiver Effekt der Kontrahierung von DSM in der Reserve auf die Versorgungssicherheit (dies gilt für Leistungs- und Produktionssicherheit gleichermaßen) ist insofern fraglich. Sollte im Vergleich zu Prototyp 2, 3 oder 4 eine DSM-Leistungstranche eingeführt werden, die Wasserkraft- oder thermische Leistung substituiert, wirkt diese Ergänzung um DSM entsprechend sogar negativ auf die Effektivität der Reserve. Handelt es sich bei der DSM-Tranche um eine zusätzliche Leistung, ist der Effekt auf die Effektivität der Reserve als voraussichtlich neutral anzusehen.

6.1.4 Bewertung der Kosten

Unter dem Kriterium „Kosten“ bewerten wir die mit dem jeweiligen Mechanismus einhergehenden Kosten der Reservebeschaffung. Im Fall von Bestandsreserven sind dies vor allem die Opportunitätskosten entgangener Stromproduktion der kontrahierten Reserveanlagen, im Fall der Neubaureserve auch Investitionskosten.

²⁸ Im Grundsatz könnte Zusätzlichkeit von DSM dadurch gewährleistet werden, dass DSM, deren erwartete „Abruf-Opportunitätskosten“ unterhalb des maximal möglichen Marktpreises liegen, im Rahmen der Präqualifikation nicht zugelassen werden, da ihre Baseline die Aktivierung bereits beinhaltet. In der Praxis wird dies jedoch kaum möglich sein.

Abbildung 16 zeigt unsere Einschätzung der Kosten der fünf Prototypen. Letztlich hängt die Höhe und das Verhältnis der Kosten der Prototypen natürlich von der konkreten Dimensionierung der Reserve ab.

Abbildung 16 Zusammenfassende Bewertung der Kosten der fünf Prototypen



Quelle: Frontier Economics / Consentec

Diese Einschätzung sei nachfolgend erläutert.

Speicherwasserreserve ohne Leistungszurückhaltung (Prototyp 1) am kostengünstigsten, thermische Neubaureserve (Prototyp 3) am teuersten

Eine Strategische Reserve des Prototyp 1 führt in der Schweiz voraussichtlich zu den geringsten Beschaffungskosten. Die Füllstandsvorgabe für kontrahierte Speicher führt zu Opportunitätskosten, da der in den Anlagen erzeugte Strom zu geringeren durchschnittlichen Großhandelspreisen verkauft werden muss, weil die Stromerzeugung der kontrahierten Anlagen teilweise von den höherpreisigen Stunden im Herbst und Winter (um die Füllstandsverpflichtung im Frühjahr einzuhalten) in die geringerpreisigen Stunden im Sommer verschoben werden müssen. Siehe hierzu exemplarisch die modellhaft abgebildete Auswirkung einer Füllstandsvorgabe auf Speicherprofile in Abschnitt 4.2.

Diese Opportunitätskosten fallen bei Prototyp 1 jedoch im Vergleich zu den Prototypen mit verpflichteter Leistungszurückhaltung geringer aus. Ursache hierfür ist, dass die Speicherbetreiber die Speicher im Grundsatz noch frei optimieren können, d.h. während Hochpreisphasen auch weiterhin Strom produzieren können. Sie müssen „nur“ sicherstellen, dass die jeweilige Füllstandsvorgabe jederzeit eingehalten wird.

Im Fall einer verpflichteten Leistungszurückhaltung wie in Prototyp 2 fallen zusätzliche Opportunitätskosten an, da die Nutzung der kontrahierten Kraftwerksleistung grundsätzlich (bzw. zumindest über den Verpflichtungszeitraum) untersagt ist, solange nicht ein die Reserve auslösender Knappheitsfall eintritt.

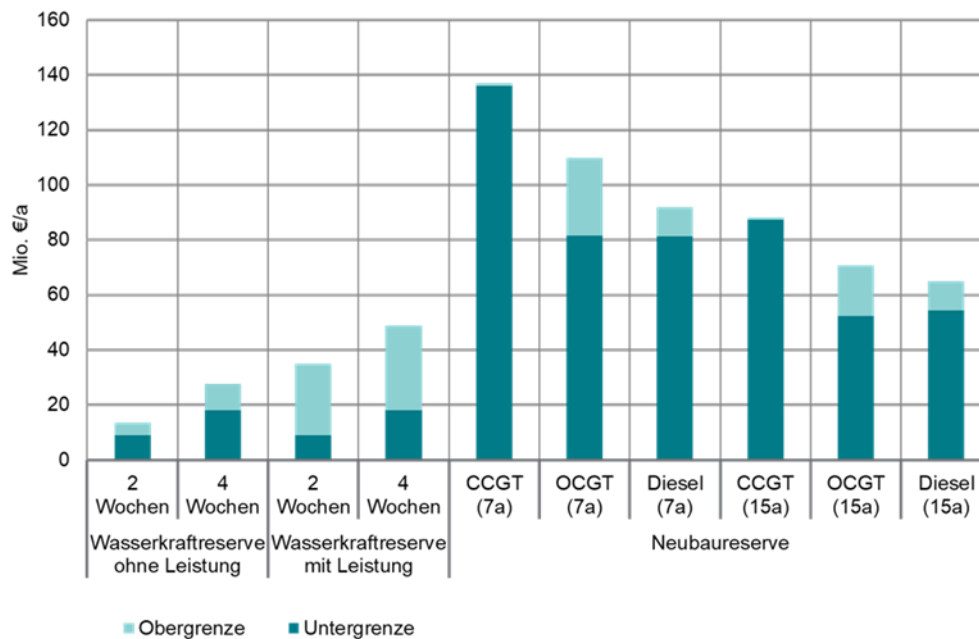
Dies sei anhand eines hypothetischen Beispiels illustriert:

- Treten z.B. im Januar am Großhandelsmarkt Preisspitzen von 1.000 EUR/MWh für mehrere Stunden auf (z.B. aufgrund eines Zusammentreffens von hoher Last und „Dunkelflaute“ in mehreren europäischen Ländern), könnte ein unter Prototyp 1 kontrahierter Speicherkraftwerks-Betreiber Strom produzieren und am Großhandelsmarkt verkaufen. Er müsste dann nur dafür Sorge tragen, in anderen, weniger hochpreisigen Stunden weniger Strom zu erzeugen, um zum Zeitpunkt der Gültigkeit der Füllstandsvorgabe ausreichend Wasser im Speicher zu haben.
- Im Gegenzug dazu dürfte ein unter Prototyp 2 kontrahierter Speicherkraftwerks-Betreiber in diesem Fall keinen Strom produzieren und

verkaufen. Denn für diesen Typ ist ja gerade konstituierend, dass die Leistung aus dem Markt zurückgehalten wird, um die Großhandelspreise nicht zu dämpfen und so letztlich zusätzliche Leistung zu beanreizen. Dies gilt im Grundsatz sowohl für die Fahrplanmärkte (z.B. day-ahead) als auch für die Reservemärkte (Regelenergiemärkte).

Die Kosten sind jedoch in beiden Fällen als geringer einzuschätzen als im Fall einer thermischen Neubaureserve, im Rahmen derer neue Stromerzeugungskapazität für den ausschließlichen Zweck einer Reserve gebaut werden muss. Dies geht mit vergleichsweise hohen Kosten einher, wie bereits die in Abschnitt 4.2 erläuterten vereinfachten Modellrechnungen indizieren (siehe Abbildung 17).

Abbildung 17 Modellhafter Vergleich der Beschaffungskosten verschiedener Reservetypen



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Zur Erläuterung der Modellierung und der zentralen Annahmen siehe Abschnitt 4.2.

Allerdings basiert diese modellhafte Einschätzung auf der Annahme eines perfekten Wettbewerbs. In der Schweizer Praxis besteht die Gefahr einer begrenzten Wettbewerbsintensität im Rahmen einer Wasserkraftreserve.²⁹ Hierdurch könnte es zu oligopolistisch überhöhten Kapazitätspreisen kommen, wodurch sich die Kapazitätzahlungen in einer Wasserkraftreserve und einer thermischen Neubaureserve (in welcher von intensivem potenziellen Wettbewerb auszugehen ist) gegenüber den hier abgebildeten Modellrechnungen annähern.

Gleiches gilt im Grundsatz für den Fall, dass eine begrenzte Wettbewerbsintensität dazu führt, dass statt eines wettbewerblichen Auswahlverfahrens auf Verpflichtungsregelung mit administrativer Preisfestlegung zurückgegriffen wird. Da die (Opportunitäts-)Kosten der verpflichteten Betreiber in diesem Fall

²⁹ Siehe hierzu Abschnitt 4.1

approximiert werden müssten, ist nicht unwahrscheinlich, dass die Kompensation tendenziell oberhalb der Kosten festgelegt wird – allein schon um eine geschäftsschädigende und nicht gerichtsfeste Unterkompensation zu vermeiden.

Die hierdurch entstehenden Produzentenrenten für Kraftwerksbetreiber sind allerdings keine volkswirtschaftlichen Kosten im engeren Sinn, da es sich hier um eine Umverteilung von Stromverbrauchern zu Kraftwerksbetreibern handelt.

Kosten von technologieoffener Reserve (Prototyp 4) ggf. ergänzt um DSM (Prototyp 5) voraussichtlich im mittleren Bereich

Eine Einschätzung der Kosten von technologieoffenen Strategischen Reserven ist nur begrenzt möglich. In der Theorie führt ein Wettbewerb von Technologien dazu, dass sich bei gleicher Eignung die kostengünstigsten Technologien durchsetzen. Dementsprechend dürften die Kosten von Prototyp 4 maximal denen des teureren Typs von 2 und 3 entsprechen, da die teurere Technologie bei einem „fairen“ Wettbewerb (und ausreichend verfügbarer Kapazität der günstigeren Technologie) keine Rolle spielen dürfte. Zudem würde der zusätzliche Wettbewerb die Anbieter der jeweiligen Technologien in ihrer Gebotssetzung gegenüber einer technologiespezifischen wettbewerblichen Beschaffung disziplinieren.

Die Praxis einer „technologieoffenen“ wettbewerblichen Beschaffung gemäß Prototyp 4 könnte allerdings anders aussehen: Um sowohl thermischen Neubauanlagen, welche lange Vorlauf- und Vertragslaufzeiten benötigen, als auch bestehenden Wasserkraftwerken, welche kürzere Vorlauf- und Vertragslaufzeiten präferieren, die Partizipation in der Reserve zu ermöglichen, könnten zwei unterschiedliche Tranchen mit jeweils eigenen Ausschreibungen vorgesehen werden. In einer solchen Ausgestaltung müsste bereits vor der ersten Ausschreibung administrativ festgelegt werden, welcher Anteil der als erforderlich betrachteten Reserveleistung durch Neubauanlagen erbracht werden soll, und welcher in späteren Auktionen durch Bestandsanlagen erbracht werden soll.

Ein solches Vorgehen würde die Kosten des Prototyp 4 gegenüber einer Reserve mit einheitlicher technologieoffener Ausschreibung erhöhen. Im Vergleich zu einer technologiespezifischen Reserve (z.B. Typ 2) oder einer auf Neubau beschränkten Reserve (Typ 3) könnte die Disziplinierung durch weitere potenzielle Anbieter jedoch bereits einen positiven Effekt auf die Beschaffungskosten haben.

Gleiches gilt im Grundsatz für eine Ergänzung der Reserve um DSM. Wird eine zusätzliche Tranche mit eigener Ausschreibung und eigenen Produktspezifika entworfen, wird der Vorteil des Wettbewerbs der Technologien gedämpft.

6.1.5 Bewertung des Markteingriffs

Unter dem Kriterium „Markteingriff“ bewerten wir, wie stark die Marktintervention des Mechanismus ist und inwieweit Rückwirkungen der Einführung des Reservetyps auf die Funktionsfähigkeit von Großhandels- und Systemdienstleistungsmärkten zu erwarten sind.

Abbildung 18 zeigt unsere Einschätzung der fünf Prototypen diesbezüglich.

Abbildung 18 Zusammenfassende Bewertung der Schwere des Markteingriffs der fünf Prototypen



Quelle: Frontier Economics / Consentec

Diese Einschätzung sei nachfolgend erläutert.

Speicherwasserreserve ohne Leistungszurückhaltung (Prototyp 1) mit mittlerem Markteingriff

Im Vergleich zu umfassenden Kapazitätsmechanismen, im Rahmen derer wie z.B. in Großbritannien oder Frankreich die gesamte als erforderlich betrachtete gesicherte Leistung kontrahiert und mit Kapazitätszahlungen entlohnt wird, stellt eine Strategische Reserve per se einen geringen Markteingriff dar.

Im Vergleich der verschiedenen Prototypen für eine Strategische Reserve in der Schweiz – wie er in diesem Kapitel im Vordergrund steht – geht Prototyp 1 mit einem mittleren Markteingriff einher. Hierbei ist zu differenzieren:

- Erfolgt eine wettbewerbliche Auswahl der Reserveanbieter, ist die Marktintervention vergleichsweise gering. Die Marktteilnehmer haben die Wahl ob sie teilnehmen oder nicht, und selbst die kontrahierten Betreiber sind im Grundsatz weiterhin frei, ihre Speicher und Speicherkraftwerke im Markt zu optimieren. Allerdings führt die Reserve zu einer systematischen zeitlichen Verschiebung der inländischen Stromproduktion, und beispielsweise auch zu einer Erhöhung der Stromimporte außerhalb von Knappheitssituationen in der Schweiz.
- Eine größere Marktintervention liegt vor, wenn alle Speicher zur Einhaltung einer Füllstandsvorgabe verpflichtet und im Rahmen einer administrativen Preisfestlegung vergütet werden. Die weiteren Ausführungen gelten analog zur wettbewerblichen Variante.

Speicherwasserreserve mit Leistungszurückhaltung (Prototyp 2) mit hohem Markteingriff

Im Vergleich zu Prototyp 1 geht eine Strategische Reserve nach Prototyp 2 mit einem höheren Markteingriff einher:

- Grundsätzlich werden die Optimierungsspielräume der kontrahierten Betreiber durch die verpflichtete Leistungszurückhaltung stärker beschnitten als bei Prototyp 1;
- Insbesondere kann diese erforderliche Leistungszurückhaltung negative Rückwirkung auf die Verfügbarkeit von Leistung im Systemdienstleistungsmarkt haben.

Die Auswirkungen beispielsweise auf die Importe sind hingegen im Grundsatz analog zu Prototyp 1.

Thermische Neubaureserve (Prototyp 3) mit vergleichsweise geringem Markteingriff

Eine thermische Neubaureserve stellt einen vergleichsweise geringen Eingriff in den Markt dar:

- Die Auswahl der Anbieter ist per se wettbewerblich, und es kann von einer hohen Wettbewerbsintensität ausgegangen werden (da die Anzahl potenzieller Anbieter groß ist);
- Dem Großhandels- und Systemdienstleistungsmarkt wird keine Kapazität entzogen, sondern es wird neue, außerhalb des Marktes betriebene Kapazität geschaffen; und
- Entsprechend gibt es auch – bei entsprechenden Abruf- und Abwicklungsmechanismen, die Sorge tragen, dass die Reserve nur im Fall großer Knappheit d.h. sehr hoher Strompreise zum Einsatz kommt – keine substantiellen Rückwirkungen auf den Großhandels- und Systemdienstleistungsmarkt.

Technologieneutrale Ausschreibung (Prototyp 4) mit mittlerem Markteingriff

Eine Reserve des Prototyps 4 ist letztlich eine Mischung aus Prototyp 2 und 3, und auch bezüglich der Marktintervention entsprechend zu bewerten.

Ergänzung um DSM (Prototyp 5) führt zu erhöhter Marktintervention

Die Partizipation von DSM in einer Strategischen Reserve geht mit erhöhten Marktrückwirkungen einher. Zwar ist die Partizipation von DSM im Rahmen einer wettbewerblichen Ausschreibung freiwillig. Allerdings bedeutet die Kontrahierung von DSM, dass diese Flexibilität dem Markt dauerhaft entzogen wird. Und dies – anders als im Fall von Wasserkraft und thermischen Kraftwerken – obwohl die Flexibilität im Grundsatz ohnehin verfügbar gewesen wäre, da der Verbraucher ja auch ohne Reserve Strom verbraucht hätte, und im Fall sehr hoher Preise Anreize gehabt hätte diesen Verbrauch zu reduzieren.³⁰

6.1.6 Bewertung der Komplexität

Unter dem Kriterium „Komplexität“ bewerten wir, wie kompliziert und aufwändig der jeweilige Mechanismus in der praktischen Umsetzung einzuschätzen ist. Ein einfacher und für Marktteilnehmer und Verbraucher nachzuvollziehender Mechanismus ist ein Wert an sich. Umgekehrt gehen mit komplexen Mechanismen Risiken von Designfehlern („Regulierungsrisiken“) und unerwünschten Marktreaktionen einher.

Abbildung 19 zeigt unsere Einschätzung der Komplexität der fünf Prototypen.

³⁰ Ist es wirtschaftlich attraktiv DSM am Markt anzubieten, kann die Aufnahme von DSM in eine Strategische Reserve höchstens damit begründet werden, dass auf diesem Weg DSM Potenziale erschlossen werden, die bislang nicht durch die Marktpreise von der Teilnahme am Markt abgehalten wurden, sondern durch Erschliessungskosten.

Abbildung 19 Zusammenfassende Bewertung der Komplexität der fünf Prototypen

	1	2	3	4	5
	Wasserkraft SR ohne Leistungs-zurückhaltung	Wasserkraft SR mit Leistungs-zurückhaltung	Neubau therm. Kraftwerke	Technologie-offene SR (= 2 + 3)	Ergänzung von 2/3/4 um DSM
Komplexität in der Umsetzung	+/-	+/-	+ ²	-	-

Quelle: Frontier Economics / Consentec

Diese Einschätzung sei nachfolgend erläutert.

Wesentliche Komplexität der praktischen Umsetzung einer Speicherwasserreserve (Prototyp 1 & 2) bei Verfügbarkeitskontrolle

Die wesentliche Komplexität einer Strategischen Reserve, die Wasserkraftwerke beinhaltet, erwächst aus der Herausforderung, die kontrahierte und bezahlte Energie-Verfügbarkeit auch sicherzustellen. Im Gegensatz zu einer Reserve mit thermischen Kraftwerken, in welchen die Sicherstellung der Brennstoffversorgung vergleichsweise einfach ist, müssen für Speicherkraftwerke komplexere Mechanismen zur Sicherstellung der Energie-Verfügbarkeit entwickelt werden.

Im Grundsatz kann dies über eine Transformation der erforderlichen Energiemenge in einen Mindestfüllstand (über dem genehmigungsrechtlichen Mindestfüllstand hinaus) erfolgen, der jederzeit – oder in einem bestimmten Zeitraum³¹ – eingehalten werden muss. Hierzu müsste ein Monitoringsystem eingeführt werden, durch welches der Speicherstand in regelmäßigen Abständen beckenstark gemessen und an die für die Reserve zuständige Institution gemeldet wird. Zusätzlich ist ein Sanktionsmechanismus im Fall eines Unterschreitens des Mindestwasserstandes erforderlich.

Dieses Vorgehen ist für ein einzelnes Speicherbecken mit einer angeschlossenen Erzeugungsanlage, die vollständig im Eigentum eines Stromerzeugers liegt, noch vergleichsweise einfach, auch wenn bereits hier, z.B. aufgrund unterschiedlicher Turbinentechnologien, Fallhöhen und Wirkungsgrade eine erhebliche Komplexität entsteht. In der Praxis kommt jedoch verkomplizierend hinzu, dass Wasserkraftwerke typischerweise Teil komplexer hydraulischer Systeme sind, in denen Wasserbecken zum Teil über mehrere Stufen miteinander verbunden sind, mehrere Wasserkraftanlagen zu Kraftwerksgruppen zusammengefasst und Laufzeiten zu beachten sind, Dadurch hat der Betrieb einzelner Wasserkraftanlagen Rückwirkungen auf die Verfügbarkeit von Wasser für andere Wasserkraftanlagen. Zudem werden viele Kraftwerke als sogenannte Partnerwerke betrieben, wobei die jeweiligen Partner in der Regel verpflichtet sind, die auf ihren Beteiligungsanteil entfallenden Jahreskosten zu bezahlen und die Energie entsprechend ihrer Beteiligung abzunehmen.³²

Entsprechend bedarf es hier eines Mechanismus, der diese Komplexität berücksichtigt.

³¹ Denkbar ist hier auch ein graduelles Abschmelzen des Mindestfüllstands gegen Ende des als potenziell kritisch erachteten Zeitraums, da die Wahrscheinlichkeit zum Ende sinkt, dass die gesamte zurückgehaltene Energie als Reserve benötigt wird.

³² Vgl. z.B. Piot (2017).

Die vorhergehenden Ausführungen gelten für Prototyp 1 und 2 gleichermaßen. Unterschiede zwischen den Typen ergeben sich vor allem wie folgt:

- Bei Prototyp 1 beschränkt sich die Kontrolle auf Energieverfügbarkeit (s.o.). Eine Überprüfung, ob die Leistung im Markt eingesetzt wird, ist hier nicht erforderlich. Außerdem bedarf es keines Abrufregimes, da die kontrahierten Betreiber sich weiterhin im Markt optimieren („Selbstabruf“). Entsprechend erfolgt auch die bilanzielle Abwicklung im Rahmen des heutigen Bilanzierungssystems.³³
- Bei Prototyp 2 bedarf es zusätzlich einer Kontrolle der Zurückhaltung der Leistung aus dem Markt. Hierunter fallen im Grundsatz auch die Systemdienstleistungsmärkte. Zudem muss ein Abruf- und Abwicklungsregime etabliert werden, da die kontrahierte Reserve nur auf Signal der verantwortlichen Institution eingesetzt werden darf. Analog bedarf es einer gesonderten Berücksichtigung der eingesetzten Energie im Bilanzierungssystem. Allerdings kann diesbezüglich auf bestehende Prozesse aufgesetzt werden, insbesondere in Form der Sekundär- und Tertiärreserve. Ein Vorteil von Wasserkraft in der Reserve sind diesbezüglich zudem die kurzen Anfahrzeiten, welche einen kurzfristigen Abruf analog zu Tertiärreserve im Grundsatz ermöglichen.

Die Komplexität hängt zudem von der gewählten Beschaffungsform ab:

- Wird ein wettbewerbliches Beschaffungsverfahren gewählt, bei welchem nur die günstigsten Anbieter ausgewählt werden, hat dies zweierlei Auswirkungen auf die Komplexität:
 - Einerseits muss ein entsprechender Auswahlmechanismus (z.B. Ausschreibung) ausgestaltet und durchgeführt werden. Wegen der Gefahr einer geringen Wettbewerbsintensität bedürfte es zudem einer ex-ante Regulierung (z.B. der Bestimmung von Maximalgeboten) oder einer intensiven ex-post Missbrauchskontrolle.
 - Andererseits beschränkt sich die eingangs genannte Kontrolle der Energieverfügbarkeit auf die wenigen im Beschaffungsverfahren ausgewählten Anlagen.
- Werden alle Speicher zur Vorhaltung von Reserve verpflichtet:
 - Entfällt die Komplexität des wettbewerblichen Beschaffungsverfahrens. Allerdings bedarf es in diesem Fall einer administrativen Festlegung der angemessenen finanziellen Kompensation, was keinesfalls trivial ist.
 - Bedarf es der Kontrolle der Energieverfügbarkeit von allen verpflichteten Anlagen.

³³ Siehe Abschnitt 5.2.

Praktische Umsetzung der thermischen Neubaureserve (Prototyp 3) vergleichsweise einfach

Im Vergleich zu einer Wasserkraftreserve ist die Verfügbarkeitskontrolle einer aus thermischen Anlagen bestehenden Strategischen Reserve vergleichsweise einfach. Dies gilt

- sowohl für die Kontrolle der Leistungszurückhaltung vom Markt;
- als auch insbesondere für die Energieverfügbarkeit, da thermische Kraftwerke i.d.R. über eine kontinuierliche Brennstoffversorgung z.B. über Pipelines (im Fall von Erdgas) verfügen, und – anders als Speicherwerke – nicht von kumulierten natürlichen Zuflüssen abhängig sind. Zur Sicherstellung der Brennstoffversorgung könnten bestimmte Anforderungen an Brennstoffbezugsverträge o.Ä. gestellt werden.

Eine Komplikation von thermischen Kraftwerken in einer Strategischen Reserve besteht in den vergleichsweise langsamen Anfahrtsvorgängen. Soll ein Abrufregime analog zu Systemdienstleistungen etabliert werden, bedarf es der Möglichkeit eines kurzfristigen Abrufs. Um dies zu ermöglichen, müsste daher ein zweistufiger Prozess entwickelt werden bestehend aus

- Aktivierung der Anlagen (z.B. am Vortag) falls eine mögliche Engpasssituation antizipiert wird; und
- tatsächlichem Abruf (z.B. mit 15 Minuten Vorlauf) nur in dem Fall, dass ohne den Abruf tatsächlich eine Engpasssituation entsteht.

Eine zusätzliche Herausforderung bei der Kontrahierung von Neubuanlagen besteht darin, sicherzustellen, dass die Leistung auch tatsächlich fristgerecht gebaut wird und betriebsbereit ist. Hier kann allerdings auf vielfältige Erfahrungen mit Neubauausschreibungen (z.B. aus dem Bereich Erneuerbare Energien in Europa) zurückgegriffen werden, wo regelmäßig Mechanismen zum Einsatz kommen wie z.B.

- die Notwendigkeit des Belegs eines bestimmten Fortschritts im Bauprozess (z.B. Baugenehmigung) zum Zeitpunkt der Ausschreibung;
- die Anforderung der Hinterlegung von Sicherheiten zum Zeitpunkt der Ausschreibung, um die finanzielle Robustheit der Anbieter sicherzustellen (und den im Folgenden erläuterten Sanktionsmechanismus zu unterstützen); oder
- die Implementierung eines Sanktionsmechanismus, der verspätete Fertigstellung finanziell pönalisiert. Hierbei helfen die hinterlegten Sicherheiten, da diese bei nicht fristgerechter Fertigstellung (teilweise) zurückgehalten werden können.

In der Abwägung mit einer Wasserspeicherreserve schätzen wir die praktische Umsetzung einer auf thermische Neuanlagen fokussierten Strategischen Reserve als weniger komplex ein.

Technologieneutrale Ausschreibung (Prototyp 4) kumuliert Komplexität

Sollen in einer Reserve sowohl Speicherwerke als auch thermische Neubaukraftwerke partizipieren können, müssen letztlich die praktischen Herausforderungen beider Technologien adressiert werden. Zum Beispiel:

- Allein um die Möglichkeit zu schaffen, dass Speicherwerke als Reserve fungieren können, müssen entsprechende Monitoring- und Sanktionsmechanismen zur Sicherstellung der Energieverfügbarkeit geschaffen werden.
- Analog bedarf es allein um die Möglichkeit für die Partizipation von thermischen Anlagen zu schaffen bereits der Schaffung eines zweistufigen Abrufsystems.

Im Ergebnis kumuliert sich die Komplexität der Umsetzung.

Hinzu kommt die Herausforderung in der praktischen Umsetzung, mehrere Technologien miteinander in Wettbewerb treten zu lassen.³⁴

Ergänzung um DSM (Prototyp 5) induziert zusätzliche Komplexität

Soll auch DSM Teil der Reserve werden können, wird die praktische Umsetzung zusätzlich aufwändiger. Unter anderem bedarf es für DSM eigener Produktdefinitionen (z.B. bezüglich der maximalen Häufigkeit und Dauer von Abrufen) sowie – im Fall der von uns präferierten Variante der Reduktion auf einen Wert im Fall eines DSM-Abrufs – der Bestimmung eines Baseline-Verbrauchs.

Eine technologieoffene Strategische Reserve mit der Möglichkeit der Partizipation von DSM geht entsprechend mit der höchsten Komplexität in der praktischen Umsetzung einher.

6.1.7 Bewertung der Konformität mit dem EU-Beihilferecht

Unter diesem Kriterium schätzen wir ein, inwieweit der Mechanismus mit den beihilferechtlichen Vorgaben der EU vereinbar wäre. Diese Vereinbarkeit ist für die Schweiz derzeit nicht bindend, ist jedoch für ein bilaterales Stromabkommen zwischen der Schweiz und der EU von Relevanz. Hier nehmen wir eine erste Einschätzung auf Basis unserer wettbewerbsökonomischen Expertise vor; eine abschließende juristische Prüfung erfolgt nicht.

Die Einschätzung basiert dabei auf Überlegungen zu zentralen Design-Elementen der Mechanismen, auf welche die Europäische Kommission in Ihren einschlägigen Dokumenten und Entscheidungen zu Kapazitätsmechanismen bzw. Strategischen Reserven nach unserer Erfahrung besonderen Fokus legt. Zu diesen zählen

- der Nachweis der Notwendigkeit des Mechanismus;
- eine wettbewerbliche Ausschreibung;
- die Technologieoffenheit des Mechanismus; und
- die Möglichkeit einer grenzüberschreitenden Teilnahme.

³⁴ Siehe Abschnitt 4.1.

Abbildung 20 zeigt unsere nach diesen Aspekten differenzierte Einschätzung der fünf Prototypen.

Abbildung 20 Bewertung der EU-Beihilferechts-Konformität der fünf Prototypen im Detail

	1 Wasserkraft-SR ohne Leistungszurückhaltung	2 Wasserkraft-SR mit Leistungszurückhaltung	3 Neubaureserve	4 Technologie- offene SR (= 2 + 3)	5 Ergänzung von 2/3/4 um DSM
Beleg der Notwendigkeit	• Wäre für die Schweiz (auch empirisch) zu belegen				
Wettbewerbliche Ausschreibung	• Grundsätzlich denkbar, allerdings enge Anbieterstruktur		• Möglich; potenziell hohe Wettbewerbsintensität	• Möglich, wenn auch ggf. in unterschiedlichen Ausschreibungen	• Möglich, wenn auch ggf. in unterschiedlichen Ausschreibungen
Technologie-offenheit	Nicht gegeben, wird KOM voraussichtlich kritisch sehen Grundsätzlich auch technologieoffene Ausschreibung denkbar, jedoch praktisch kaum relevant (bzw. Prototyp 4)			• Zum Teil gegeben • Ausschluss von DSM allerdings kritisch	• Gegeben, wenn auch in unterschiedlichen Ausschreibungen (analog zu BE oder SE/FI)
Grenzüberschreitende Teilnahme	• Nicht gegeben/vorgesehen, wird jedoch von KOM bei Strategischer Reserve bisher nicht gefordert				
Gesamteinschätzung*	EU-Rechtskonformität herausfordernd Geringes finanzielles Volumen vereinfacht ggf.	EU-Rechtskonformität herausfordernd		EU-Rechtskonformität denkbar	EU-Rechtskonformität wahrscheinlich (wenn Notwendigkeit belegbar)

Quelle: Frontier Economics / Consentec

* Die Gesamteinschätzung erfolgt hier für alle fünf Prototypen unter der Annahme, dass die Notwendigkeit der Reserveeinführung belegt werden kann.

Diese Einschätzung sei nachfolgend erläutert.

Notwendigkeit einer Strategischen Reserve wäre zu belegen

In der Vorgängerstudie „Eckpfeiler eines schweizerischen Strommarktdesigns nach 2020“, ebenfalls im Auftrag des BFE, stellt Frontier Economics fest, dass der Energy Only Markt grundsätzlich geeignet ist, die Versorgungssicherheit der Schweiz in der Zukunft zu gewährleisten. Als mögliche Option zur zusätzlichen Absicherung der Versorgungssicherheit in der Schweiz wird darüber hinaus die Einführung einer Strategischen Reserve für den Fall diskutiert, dass eine zusätzliche Absicherung der Versorgungssicherheit für Ausnahmesituationen angestrebt wird.

Damit die EU-Kommission einen Kapazitätsmechanismus genehmigt (falls dies im Fall der Schweiz gewünscht ist oder im Zuge eines bilateralen Stromabkommens erforderlich werden sollte), müsste belegt werden, dass ein solcher Mechanismus tatsächlich erforderlich ist und auf einem wirtschaftlich gerechtfertigten Ziel der Versorgungssicherheit basiert. Dies hat die EU-Kommission in der 2016 veröffentlichten „Sektoruntersuchung über Kapazitätsmechanismen“ deutlich gemacht,³⁵ und in den jüngsten Entscheidungen über die Genehmigung von Kapazitätsmechanismen jeweils eingehend geprüft.³⁶ In dem im November 2016 vorgelegten Paket „Saubere Energie für alle Europäer“ („Winterpaket“) wird eine auf europäischer Ebene erfolgende Bewertung der Angemessenheit der Ressourcen vorgeschlagen, die im Laufe der Zeit eine immer verlässlichere Grundlage für die Feststellung bieten soll, ob Kapazitätsmechanismen erforderlich sind.

³⁵ Siehe Europäische Kommission (2016).

³⁶ Vgl. Europäische Kommission (2018b).

Zudem fordert die EU-Kommission, dass der gewählte Mechanismus geeignet ist, das festgestellte Problem zu beheben. Eine Strategische Reserve hält die EU-Kommission vor allem dann für geeignet, wenn vorübergehende Probleme (z.B. bis zur Wirksamkeit von Marktdesign-Reformen oder durch die Überbrückung von Phasen wie z.B. einem Kernenergieausstieg) identifiziert werden. Für die Schweiz kann eventuell die fehlende rechtlich-institutionelle Integration in den europäischen Strommarkt zur Begründung von temporärem Marktversagen im Sinne des EU-Rechts herangezogen werden. Diese Begründung müsste allerdings mit Zustandekommen eines Strommarktabkommens neu beurteilt werden.

Darüber hinaus ist nicht erkennbar, dass es im Schweizer Strommarkt – außer dem Ausstieg aus der Kernenergie – Transformationsprozesse gibt, welche die Versorgungssicherheit beeinträchtigen und die Notwendigkeit einer Strategischen Reserve begründen könnten. Die Motivation eine Strategische Reserve aufgrund von temporärem Marktversagen einzuführen wird deshalb im Folgenden nicht weiter betrachtet.

Auch ein Beleg einer dauerhaften Notwendigkeit für einen Kapazitätsmechanismus liegt für die Schweiz unseres Wissens bisher nicht vor. Ein solcher Nachweis wäre für die Genehmigung des Mechanismus durch die EU-Kommission zu erbringen.

Handelt es sich um eine reine Energiereserve ohne Leistungsvorhaltung (im Sinne von Prototyp 1), ist offen, ob ein solches Instrument von der EU-Kommission als Kapazitätsmechanismus qualifiziert würde. Insbesondere wenn die Kosten bzw. die Entschädigungszahlungen an die Kraftwerksbetreiber gering sind, würden u.U. nicht die üblichen beihilferechtlichen Kriterien angewendet.

Wettbewerbliche Ausschreibung essenziell für Genehmigung durch EU-Kommission

Die EU-Kommission verlangt explizit, dass die Vergütungszahlung in einem wettbewerblichen Verfahren festgesetzt wird, damit der für die Kapazitäten zu zahlende Preis möglichst niedrig ausfällt. Dies ist bereits in den Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen von 2014³⁷ verankert. Die Sektoruntersuchung hat nochmals bestätigt, dass die Preise nicht im Wege eines Verwaltungsverfahrens festgesetzt werden sollten, da sonst die Gefahr besteht, dass die Begünstigten eine zu hohe Vergütung erhalten oder das Ziel der Versorgungssicherheit nicht erreicht wird.

Insofern hätte eine Reserve des Prototyp 1 in Form einer Verpflichtung aller Speicher in der Schweiz mit administrativer Vergütungsfestlegung voraussichtlich keine Chance auf eine beihilferechtliche Genehmigung auf EU-Ebene.

Alle anderen Prototypen, inklusive der Variante von Prototyp 1 mit wettbewerblichem Auswahlverfahren, erfüllen dieses Kriterium im Grundsatz. Im Rahmen eines Genehmigungsverfahrens würde Ausgestaltung des wettbewerblichen Verfahrens natürlich im Detail analysiert.

³⁷ Vgl. Europäische Kommission (2014).

Technologieoffene Ausschreibung als zentrale Voraussetzung für beihilferechtliche Genehmigung

Ein weiteres wesentliches Kriterium für eine beihilferechtliche Genehmigung durch die EU-Kommission ist die Technologieoffenheit: Indem die Präqualifikationskriterien derart festgelegt werden, dass eine Beteiligung aller potenziellen Kapazitätsanbieter ermöglicht wird, soll gewährleistet werden, dass der für die Kapazitäten zu zahlende Preis möglichst niedrig ausfällt, um die Strompreise für die Verbraucher gering zu halten.

Offen sind die Teilnahmebedingungen dann, wenn sowohl verschiedene Kapazitätstypen – wie z.B. verschiedene Kraftwerkstypen, Speicher oder flexible Nachfrager unterschiedlicher Größe und Charakteristika – als auch bestehende wie neu zu errichtende Anlagen teilnehmen dürfen.

Vor diesem Hintergrund ist eine beihilferechtliche Genehmigung sowohl für die Prototypen 1 und 2 (da diese thermische Kraftwerke und DSM ausschließen) als auch für Prototyp 3 (da dieser bestehende Anlagen ausschließt) kaum vorstellbar, auch wenn in begründeten Ausnahmefällen auch technologiefokussierte Reserven zugelassen werden (siehe z.B. die auf Braunkohlekraftwerke beschränkte „Sicherheitsbereitschaft“ in Deutschland).

Prototyp 4 erfüllt das Kriterium der Technologieoffenheit bereits größtenteils, eine vollständige Technologieoffenheit gewährleistet jedoch erst Prototyp 5 (wenn dieser eine Ergänzung von Prototyp 4 mit DSM darstellt). Dies gilt in der Einschätzung der EU-Kommission voraussichtlich auch dann, wenn die verschiedenen Technologien nicht in einem gemeinsamen wettbewerblichen Verfahren mit einheitlicher Produktdefinition miteinander konkurrieren, sondern wenn separate Tranchen mit spezifischen Produktdefinitionen gebildet werden, z.B. für DSM.

Grenzüberschreitende Partizipation bei Strategischer Reserve nicht zwingend für beihilferechtliche Genehmigung

Im Grundsatz fordert die EU-Kommission, dass Kapazitätsmechanismen auch für grenzübergreifende Teilnehmer offen sind. Hierdurch soll zum einen sichergestellt werden, dass möglichst viele unterschiedliche Kapazitätsanbieter an unterschiedlichen Standorten miteinander konkurrieren und im Ergebnis die Kapazitätswahlungen und somit die Kosten für Endverbraucher gering ausfallen. Zum anderen sollen durch grenzübergreifende Teilnahme Anreize für weitere Investitionen in Interkonnektoren geschaffen werden.

In der Sektoruntersuchung wird die Forderung einer grenzüberschreitenden Teilnahme allerdings explizit nicht an Strategische Reserven gerichtet. Ein Grund hierfür ist, dass für die Strategischen Reserven keine neuen Kapazitäten gefördert werden sollen, die langfristige Verpflichtungen (zwischen den Übertragungsnetzbetreibern der betroffenen Länder) erfordern, weil Strategische Reserven nach Einschätzung der EU-Kommission nur zur Behebung vorübergehender Probleme eingesetzt werden und in einer Weise gestaltet werden sollen, dass die von ihr ausgehenden Störungen des Marktes minimal sind.

Fazit: EU-Rechtskonformität erfordert Nachweis der Notwendigkeit und zudem technologieoffene Ausgestaltung

Für alle Prototypen einer Strategischen Reserve müsste für eine beihilferechtliche Genehmigung auf EU-Ebene zunächst also die Notwendigkeit einer Einführung nachgewiesen werden. Die identifizierten Probleme, welche ein solches Instrument erforderlich machen, müssten zudem vorübergehend sein, damit eine Strategische Reserve nach derzeitiger Einschätzung der EU-Kommission als geeigneter Mechanismus angesehen wird.

Im Vergleich der Prototypen hätte eine Wasserspeicherreserve mit administrativer Preisfestlegung die geringste Chance auf eine Genehmigung. Selbst bei wettbewerblicher Beschaffung dürfte jedoch eine Genehmigung der Prototypen 1, 2 und 3 mangels Technologieoffenheit herausfordernd sein. Die größte Wahrscheinlichkeit für eine Genehmigung hat eine Ergänzung einer technologieoffenen Ausschreibung gemäß Prototyp 4 um die Teilnahme von DSM (Prototyp 5).

Abbildung 20 fasst diese Einschätzung zusammen.

Abbildung 21 Zusammenfassende Bewertung der EU-Beihilferechts-Konformität der fünf Prototypen

	1 Wasserkraft SR ohne Leistungs-zurückhaltung	2 Wasserkraft SR mit Leistungs- zurückhaltung	3 Neubau therm. Kraftwerke	4 Technologie- offene SR (= 2 + 3)	5 Ergänzung von 2/3/4 um DSM
Kompatibilität EU-Beihilferecht	- ²	-	-	+/-	+

Quelle: Frontier Economics / Consentec

* Die Bewertung der Kompatibilität mit EU-Beihilferecht erfolgt hier für alle fünf Prototypen unter der Annahme, dass die Notwendigkeit der Reserveeinführung belegt werden kann.

6.2 Schlussfolgerungen für die Schweiz

Wie von Frontier Economics bereits in der Studie „Eckpfeiler eines schweizerischen Strommarktdesigns nach 2020“ erläutert, ist das derzeitige „Energy Only“ Marktdesign in der Schweiz grundsätzlich dazu in der Lage, ein effizientes Maß an Stromversorgungssicherheit in der Schweiz sicherzustellen.

Wie wir in Abschnitt 2.2 ausführlich erläutern, kann es aus unterschiedlichen Gründen dennoch sinnvoll sein, einen funktionalen Energy Only Markt um eine Strategische Reserve zu ergänzen:

- **Zur Absicherung gegen extrem seltene Ereignisse** – Für die Schweiz lassen sich insbesondere zwei konkrete Beispielfälle hierzu ableiten:
 - Absicherung potenzieller Lastunterdeckung im Winter (Januar/Februar); und
 - Absicherung potenzieller Wasserknappheit am Ende des Winters bzw. im Frühjahr (März bis Mai).
- **Inlandversorgung** – d.h. der Wunsch, das ökonomisch effiziente Versorgungssicherheitsniveau zumindest für einen gewissen Zeitraum von z.B. einigen Wochen alleine durch inländische Produktion sicherstellen zu können.

- **Überbrückung von temporärem Marktversagen** – d.h. Einführung einer Strategischen Reserve als begleitendes Instrument während Transformationsprozessen im Strommarkt oder der Umsetzung von Reformen, welche die Versorgungssicherheit temporär beeinflussen.

In Abhängigkeit der Motivation für die Einführung einer Strategischen Reserve und der sonstigen politisch/strategischen Präferenzen eignen sich die fünf skizzierten Prototypen einer Strategischen Reserve für die Schweiz in unterschiedlicher Weise:

- **Prototyp 1: Eine Speicherwasserreserve ohne Leistungszurückhaltung** kann dann sinnvoll sein, wenn
 - der Fokus auf einer Absicherung der potenziellen Wasserknappheit im Frühjahr liegt und der Mechanismus möglichst kostengünstig sein soll;
 - jedoch von ausreichender Erzeugungsleistung ausgegangen wird.
- **Prototyp 2: Eine Speicherreserve mit Leistungszurückhaltung** kann dann sinnvoll sein, wenn
 - neben der potenziellen Wasserknappheit auch dazugehörige Erzeugungsleistung abgesichert werden soll, die Kosten des Mechanismus in Grenzen gehalten werden sollen, und auf bestehenden Abruf- und Abwicklungsmechanismen aufgebaut werden soll;
 - jedoch die Rückwirkungen auf den Regelenergiemarkt in Kauf genommen werden und die Konformität des Mechanismus mit EU-Beihilferecht (zumindest kurzfristig) nicht im Vordergrund steht, weil mit einem Stromabkommen das Risiko, dass die Schweiz in einer Knappheitssituation benachteiligt wird, vermindert würde.
- **Prototyp 3: Eine Neubaureserve** (mit Fokus auf thermischen Anlagen) kann dann sinnvoll sein, wenn
 - ein vergleichbar einfaches und wenig intervenierendes Instrument gesucht wird, das sowohl Leistungs- als auch Produktionssicherheit erhöht; und
 - erhebliche Mehrkosten hierfür in Kauf genommen werden.
- **Prototyp 4: Eine technologieoffene Reserve**, welche sowohl bestehende Wasserkraft als auch thermische Neubauanlagen teilhaben lässt, kann dann sinnvoll sein, wenn
 - sowohl Leistungs- als auch Produktionssicherheit erhöht werden sollen und eine Offenheit für mehrere Technologien im Fokus steht (z.B. um die Chancen der EU-Beihilferechts-Konformität zu erhöhen); und
 - eine hohe Komplexität des Mechanismus in Kauf genommen wird.
- **Prototyp 5: Eine Ergänzung der Prototypen 2, 3 oder 4 um die **Partizipation von flexiblen Verbrauchern**** kann dann sinnvoll sein, wenn
 - sowohl Leistungs- als auch Produktionssicherheit erhöht werden sollen und eine Einbeziehung flexibler Verbraucher in die Reserve im Vordergrund steht (z.B. um die Chancen der EU-Beihilferechts-Konformität deutlich zu erhöhen); und

- eine hohe Komplexität des Mechanismus in Kauf genommen wird.

Allerdings ist Nachfrageflexibilität als Teil der Strategische Reserve nur bedingt geeignet, da die Zusätzlichkeit der Flexibilität ggü. einem Referenzfall ohne Reserve praktisch kaum sichergestellt werden kann. Dies gilt, auch wenn Nachfrageflexibilität für die Funktionsfähigkeit des Strommarktes in Zukunft generell erheblich an Bedeutung gewinnen wird.

LITERATURVERZEICHNIS

Europäische Kommission (2014), Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen, abgerufen unter: [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014XC0628\(01\)&from=DE](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014XC0628(01)&from=DE).

Europäische Kommission (2016), Abschlussbericht zur Sektoruntersuchung über Kapazitätsmärkte, abgerufen unter: http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/capacity_mechanisms_final_report_de.pdf.

Europäische Kommission (2018a), Pressemitteilung - Staatliche Beihilfen: Kommission genehmigt sechs Kapazitätsmechanismen zur Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit in Belgien, Deutschland, Frankreich, Griechenland, Italien und Polen, abgerufen unter: http://europa.eu/rapid/press-release_IP-18-682_de.htm.

EU-Kommission (2018b), EU-Wettbewerbsaufsicht genehmigt Kapazitätsmechanismen zur Stromversorgungssicherheit in Deutschland, abgerufen unter: https://ec.europa.eu/germany/news/20180207-stromversorgungssicherheit_de.

Frontier Economics (2017): Studie "Eckpfeiler eines schweizerischen Strommarktdesigns nach 2020", abrufbar unter: <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-68741.html>.

Piot (2017), Wem gehört die Schweizer Wasserkraft – ein Werkstattbericht.

Swissgrid (2017a): Vorgezogene Ausschreibungen Regelleistung 2018, abgerufen unter: <https://www.swissgrid.ch/de/home/about-us/newsroom/newsfeed/20170803-02.html>.

Swissgrid (2017b): Präsentation Arbeitsgruppe Winter, abgerufen unter: <https://www.swissgrid.ch/de/home/about-us/newsroom/newsfeed/20170117-01.html>.

