



Revision StromVG

Ausgestaltung einer Speicherreserve

Version 2.0 vom 17. Oktober 2018

1. Zweck der Reserve

Der Energy-Only-Markt soll als Grundmechanismus auch im zukünftigen Strommarktdesign bestehen. Die Versorgungssicherheit kann primär durch die Anbindung an die benachbarten Strommärkte und marktbasierend sichergestellt werden. Zur Absicherung im Fall von unvorhersehbaren Entwicklungen (Marktversagen, Wetter, politische Risiken, Importrestriktionen) soll der Energy-Only-Markt durch eine Speicherreserve ergänzt werden.

2. Grundlagen

Die Grundlagenstudien „*Modellierung der System Adequacy in der Schweiz im Bereich Strom*“ (ETH Zürich und Universität Basel, Okt. 2017) und „*Eckpfeiler eines schweizerischen Strommarktdesigns nach 2020*“ (Frontier Economics, Nov. 2017) haben gezeigt, dass der Energy-Only-Markt grundsätzlich geeignet ist, um die Stromversorgungssicherheit der Schweiz auch künftig zu gewährleisten. Als mögliches Instrument zur zusätzlichen Absicherung wurde eine strategische Reserve untersucht. Die Vertiefungsstudie „*Ausgestaltung einer strategischen Reserve für den Strommarkt Schweiz*“ (Frontier Economics / Consentec, Mai 2018) hat verschiedene Prototypen einer solchen Reserve beleuchtet und entlang verschiedener Kriterien bewertet.

Keiner der untersuchten Prototypen erfüllt alle Kriterien und wäre in seiner Reinform für die spezifische Situation in der Schweiz geeignet. Die vom BFE aus den Prototypen abgeleitete und weiterentwickelte Speicherreserve kombiniert daher verschiedene Elemente der untersuchten Prototypen, so dass die konkrete Ausgestaltung spezifisch auf den Absicherungsbedarf der Schweiz zugeschnitten ist. Nachfolgend werden die wichtigsten Eckpunkte des aktuell diskutierten Modells aufgezeigt.

3. Funktionsweise der Reserve

3.1. Form der Reserve und Teilnahmeberechtigte

Die Reserve soll als festes Element für die Versorgungssicherheit die bisherigen Instrumente ergänzen. Sie soll grundsätzlich jedes Jahr vorgehalten werden und ist, da als Versicherung zum Energy-Only-Markt konzipiert, nicht als eine „schlafende Reserve“ gedacht.

Da in der Schweiz die installierte Kraftwerksleistung (ca. 20 GW) wesentlich höher ist als die Spitzenlast (ca. 10 GW), zielt die Reserve nicht darauf ab, dass zusätzliche Leistung installiert wird. Vielmehr soll sie sicherstellen, dass die existierende Leistung im Bedarfsfall auch tatsächlich eingesetzt werden kann. Die Verfügbarkeit von Kraftwerksleistung wird in der Schweiz wesentlich durch die Bewirtschaftung der Speicherseen beeinflusst. Die Reserve soll daher in Form einer Speicherreserve ausgestaltet werden, die sicherstellt, dass in den kritischen Zeiten genügend Energie vorrätig ist, damit die Kraftwerke dann tatsächlich produzieren können. Dabei ist die Reserve nicht zwingend ausschliesslich aus Wasserkraft bereitzustellen; es sollen alle Betreiber von Energiespeichern am Stromnetz in der Schweiz an der Reserve teilnehmen können. Grosse Wasserkraftwerke werden voraussichtlich am kostengünstigsten anbieten können. Weitere denkbare Teilnehmer sind Kehrlichtverbrennungsanlagen (mit entsprechenden



Speichermöglichkeiten für den Abfall) oder auch grosse Batteriespeicher u.ä. Pooling-Lösungen sollen möglich sein, sofern technisch machbar.

Die Energie muss im Bedarfsfall während der festgelegten Zeitdauer abgerufen werden können, d.h. der Speicher muss über eine Mindestleistung verfügen. Die Leistung muss jedoch *nicht* separat vorgehalten werden. Solange mehr als die (an die Reserve verkaufte) Mindestenergiemenge im Speicher verfügbar ist, kann die Leistung verwendet werden, um die „eigene“ (und damit nicht in der Reserve gehaltene) Energie ins Netz einzuspeisen und dadurch einer potenziellen Energieknappheit in der Schweiz entlang normaler Marktmechanismen entgegenzuwirken. Ist der Speicher (bis auf die Reserve) leer, wird die Leistung eingesetzt um die Energie aus der Reserve ins Netz einzuspeisen. Zur Risikominimierung ist es sinnvoll, die Reserve auf verschiedene Speicher zu verteilen.

Nachfrageflexibilität (Demand Side Management, DSM) könnte theoretisch miteinbezogen werden. Dies würde aber bedeuten, dass ein grosser Verbraucher bereit sein müsste, sich während mehrerer Tage abschalten zu lassen. Der typische Anwendungsfall von DSM (Verschiebung der Lastspitzen) ist bei einer Energiereserve nicht relevant und wird deshalb nicht berücksichtigt.

3.2. Kontrahierung

Die Reserve soll über ein wettbewerbliches Verfahren kontrahiert werden (Ausschreibungen). Der Betreiber eines Speichers verpflichtet sich bei Zuschlag in der Ausschreibung, während einer festgelegten Zeitdauer eine bestimmte Mindestenergiemenge im Speicher vorzuhalten.

Der Vorlauf für die Ausschreibung beträgt typischerweise etwa ein halbes Jahr, bedingt durch das saisonale Füllstandsmuster der Speicherseen¹. Damit die Reservevorhaltung für den Kraftwerkseinsatz während der Speicherabstapphase im Winter berücksichtigt werden kann, sollte die Ausschreibung jeweils im Herbst (z.B. September) durchgeführt werden. Als „nicht schlafendes“ Instrument wird die Reserve jährlich kontrahiert, hingegen könnte der Umfang der kontrahierten Menge jährlich (basierend auf Überlegungen zur Risikosituation) angepasst werden. Eine Kontrahierung für mehrere Jahre im Voraus wäre grundsätzlich denkbar.

3.3. Vergütung

Das Bereitstellen der Reserve an sich (d.h. bei Wasserkraftwerken das Aufsparen des Wassers für die Reserve) wird vergütet. Die Vergütungshöhe (Prämie) wird im Ausschreibeverfahren ermittelt. Im Normalfall kommt es zu keinem Abruf der Reserve und die Vergütung des Reserveanbieters resultiert allein aus der Prämie für die Reservehaltung. Da es in der Schweiz nicht sehr viele Betreiber von grossen Speichern gibt und diese untereinander stark vernetzt sind (Partnerwerkstruktur), besteht potentiell das Risiko, dass kein echter Wettbewerb zustande kommt. Die Implementierung von Preisobergrenzen sollte deshalb vorgesehen werden.

Ebenso vorab der Ausschreibung muss festgelegt werden, wie die Energie im Falle eines Abrufs vergütet wird. Dabei ist zu beachten, dass es nicht zu Fehlanreizen kommt². Als einfache Variante denkbar ist die Festlegung eines festen Energiepreises.

3.4. Freigabe und Abruf

Um die Marktmechanismen – die so umfassend als möglich die Versorgungssicherheit sicherstellen sollen – möglichst nicht zu stören, muss bei der Ausgestaltung der Reserve darauf geachtet werden,

¹ Diese sind jeweils nach der Schneeschmelze bis Anfang Herbst gefüllt, werden über den Winter geleert und erreichen die tiefsten Füllstände im Frühling, bevor die Schneeschmelze wieder einsetzt. Der kritische Zeitbereich, in dem die volle Kraftwerksleistung aufgrund leerer Seen potenziell nicht zur Verfügung steht, läuft also ca. von Mitte März bis Mitte Mai.

² Ist die Vergütung im Abrufsfall zu hoch (weil sie beispielsweise an einen Markt- oder Ausgleichsenergiepreis gekoppelt ist), besteht für den Reserveanbieter der Anreiz, den Abruf „künstlich“ herbeizuführen, indem z.B. andere Kraftwerke bewusst vom Markt genommen werden.



dass eine klare Trennung zwischen Markt und Reserve erfolgt. Die Reserve soll grundsätzlich erst an dem Punkt zum Einsatz kommen, an dem der Markt nicht mehr in der Lage ist, Angebot und Nachfrage auszugleichen. Auf dem Weg zu diesem Punkt können (kurzfristig) auch sehr hohe Marktpreise resultieren, ohne dass der Abruf der Reserve notwendig und sinnvoll wäre. Erst wenn sich eine ausserordentliche Knappheitssituation abzeichnet, wird die Energie für einen Abruf grundsätzlich *freigegeben* (jedoch noch nicht abgerufen). Um eine Wechselwirkung mit den Strommärkten auszuschliessen, soll der *effektive* Abruf möglichst erst nach Handelsschluss (d.h. wenn die Möglichkeiten des Abgleichs durch die Märkte erschöpft sind) erfolgen. Die aus der Reserve abgerufene Energie geht dabei nicht direkt an die Marktakteure, sondern an den Systemführer Swissgrid über und wird eingesetzt, um bei fehlender Markträumung verbliebene Fehlstellungen in der Bilanz auszugleichen. Die Energie kommt damit nicht auf den Strommarkt³. Damit wird die Rückwirkung der Reserve auf den Strommarkt minimiert: *vor* dem Abruf der Reserve werden alle verbleibenden Möglichkeiten zum Einhalten der Bilanz über die regulären Märkte ausgenutzt (Hochfahren von teuren Kraftwerken, Abschalten von flexiblen Lasten etc.), um teure Ausgleichsenergie zu vermeiden.

3.5. Auflösung

Am Ende der kontrahierten Reserveperiode kann die bis dann von den Speicherbetreibern zurückgehaltene Energie frei im Strommarkt eingesetzt werden, die Reserve wird damit aufgelöst. Ebenfalls könnte im Verlaufe der Reserveperiode ein Teil der (bis dann ungenutzten) Reservemenge aufgelöst werden.

4. Rollen und Verantwortlichkeiten, Abgrenzungen

Vorbemerkung: Die bisherigen Verantwortlichkeiten bei der Versorgungssicherheit werden durch die Implementierung der Speicherreserve nicht in Frage gestellt.

4.1. Dimensionierung

Der **Bundesrat** soll die Grundsätze zur Dimensionierung der Reserve festlegen. Im Ergebnis könnte dies als Festlegung einer *Zeitdauer* erfolgen (beispielsweise zwei Wochen), während der der Schweizer Strombedarf vollständig aus inländischen Kraftwerken gedeckt werden können muss.

Die **EICom** errechnet anschliessend – aufgrund der bundesrätlichen Vorgaben und in Absprache mit der **Swissgrid** – die genaue Vorhaltemenge sowie den Vorhaltezeitraum, unter anderem indem sie sich auf eine umfassende Versorgungssicherheitsanalyse stützt. Die EICom ist hierzu besonders geeignet, da sie in ihrer Rolle als unabhängige Überwacherin der Versorgungssicherheit die kurz- und mittelfristigen Risiken für das Schweizer Stromsystem kennt.

4.2. Kontrahierung, Freigabe, Abruf und Auflösung

Die **EICom** definiert in Absprache mit der **Swissgrid** die Eckpunkte der Ausschreibemodalitäten (insbesondere Entschädigung und allfällige Pönalen). Der Einbezug der Swissgrid hierzu ist wichtig, da diese über umfangreiche Kenntnisse über das Gesamtsystem (Netz, Erzeugung, Last) verfügt und sich angelehnt an den Bereich der Systemdienstleistungen auf relevante Erfahrungen (wie z.B. betreffend die Produktegestaltung) abstützen kann.

³ Grundsätzlich denkbar wäre ein Abruf der Reserve zum Verkauf der Energie in den regulären Strommärkten (Day-Ahead und Intraday), um in Knappheitssituationen sicherzustellen, dass die Nachfrage auf diesen Märkten gedeckt werden kann. Der Abruf würde dann z.B. an eine Preisschwelle geknüpft. Nebenwirkung eines solchen Einsatzes der Reserve ist die Schwächung der Preissignale, zudem könnte die aus der Reserve freigewordene Energie in kurzfristigen (Intraday-/OTC-)Handelsgeschäften ins Ausland „abfliessen“.



Im Anschluss definiert die **Swissgrid** die spezifischen Produkte und führt jährlich die Ausschreibung der Reserve durch.

Ist der Speicher im Eigentum von mehreren Partnern (was bei der Wasserkraft meist der Fall ist), übernimmt der **betriebsführende Partner** die Koordination der Angebote und des allfälligen Abrufs der Reserve, so wie es beim Einsatz von Regelenergie bereits heute erfolgt.

Die **EICom** entscheidet aufgrund der aktuellen Engpasssituation im europäischen Stromsystem über die Grundsätze, ob und wann die Reserve freigegeben wird. Mögliche Auslöse-Kriterien sind: fehlende Markträumung, Vermeidung von einschneidenden operativen Massnahmen (vgl. Abschnitt 5). Im tatsächlichen Abrufsfall könnte **Swissgrid** die Energie über ein Fahrplangeschäft (analog der heutigen positiv-Tertiärregelenergie) abrufen.

Die **EICom** kann die Reserve während der Reserveperiode vorzeitig abbauen bzw. auflösen.

4.3. Transparenz und Überwachung

Zur Sicherstellung der Transparenz des Systems und zur Kontrolle der effektiven Verfügbarkeit der Reserve sind gewisse Informationspflichten der an der Reserve teilnehmenden Betreiber vorzuschreiben.

4.4. Übersicht Prozesse und Verantwortlichkeiten

In der nachfolgenden Abbildung sind die wichtigsten Prozesse und Rollen grafisch festgehalten.

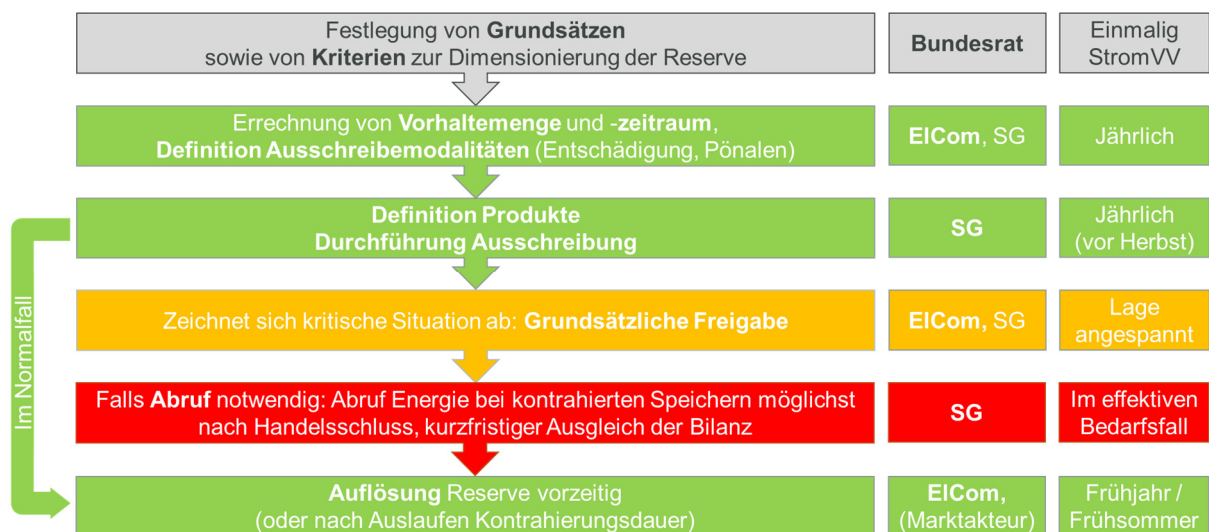


Abbildung 1: Die wichtigsten Prozessschritte, die Hauptverantwortlichen sowie die Zeitpunkte der Schritte für die Speicherreserve (SG = Swissgrid). Hauptverantwortliche sind in fetter Schrift dargestellt, weitere direkt Involvierte in normaler Schrift. Zur Farbgebung: grau = einmaliger und vorbereitender Schritt; grün = Schritte finden im Normalfall jährlich statt; gelb = Schritt findet nur statt, wenn sich eine kritische Versorgungssituation abzeichnet, diese aber noch nicht eingetreten ist; rot = Schritt zum Abruf der Reserveenergie, falls sich effektive Knappheitssituation ergibt.

5. Abgrenzung zu „verwandten Instrumenten“

Swissgrid greift auf Systemdienstleistungen zurück, um ihr Netz stabil betreiben zu können. Zu den Systemdienstleistungen (SDL) gehören auch die Beschaffung und der Einsatz von Regelenergie. Diese wird alltäglich eingesetzt, um kurzzeitige Schwankungen bei Ein- und Ausspeisung im Stromsystem auszugleichen. Die Speicherreserve grenzt sich von der Regelenergie durch längere Kontrahierungs-



dauern und längere Vorlaufzeiten ab. Zudem sollte die als Versicherung konzipierte Reserve nur äusserst selten abgerufen werden. Dennoch greifen beide Instrumente auf dieselben Kraftwerke zurück. Der Einfluss der Reserve auf den SDL-Markt ist allerdings, da keine Leistung kontrahiert wird, gering.

Bevor in einer Knappheitssituation tiefer greifende Massnahmen wie ein manueller Lastabwurf oder ein Betrieb gemäss der „Organisation für die Stromversorgung in ausserordentlichen Lagen“ (OSTRAL) erfolgen, ist die Reserve einzusetzen, wenn diese der Knappheit entgegenwirken und dadurch tiefer greifende Massnahmen möglicherweise verhindern kann.

6. Kosten und Finanzierung

Die geschätzte Grössenordnung der Kosten bewegt sich im tiefen zweistelligen Millionenbereich. In der Studie von Frontier/Consentec wurde zwecks Illustration die Vorhaltung von 775 und 1525 GWh angenommen und daraus Vorhaltekosten zwischen 15 bis 30 Mio. CHF pro Jahr berechnet. Ähnlich wie die Systemdienstleistungen dient eine Speicherreserve letztlich auch der Aufrechterhaltung der Systemstabilität. Die Reserve ist mithin eine Art Systemdienstleistung von Swissgrid. Sie wird somit über das Netznutzungsentgelt des Übertragungsnetzes finanziert. Getragen werden die Kosten also letztlich von den Endkunden, die Strom aus dem Verteilnetz beziehen (Kostenwälzung und Ausspeiseprinzip). Im Falle eines Abrufs der Reserve sollten die ungedeckten Bilanzgruppen als „Verursacher“ der Knappheitssituation über die Zahlung von Ausgleichsenergie zur Finanzierung der Reserve beitragen.

Illustration der Wirkungsweise:

Um den Jahreswechsel im Winter 2016/2017 entwickelte sich der Füllstand der Speicherseen deutlich hin zu einem langjährigen Tiefstwert (vgl. nachfolgende Grafik). Aufgrund der internationalen Preissituation kam es zu weniger Importen und hoher Speicherproduktion. Zwar ist es richtig und wichtig, dass Speicherbetreiber ihre Stromproduktion marktorientiert optimieren. Allerdings bestanden auf Grund der niedrigen Füllstände hinsichtlich der Versorgungssituation für das nachfolgende Frühjahr gewisse Bedenken, weshalb – wie schon im Winter davor – von Swissgrid die „Arbeitsgruppe Winter“ eingesetzt wurde.

In der nachfolgenden Grafik ist die aus den ersten beiden Januarwochen 2017 linear fortgesetzte, hypothetische Abstaukurve in Rot gestrichelt eingezeichnet. Auch wenn ein linearer Abstau übertrieben erscheint und keiner Marktlogik entspricht, stellte sich die grundsätzliche Frage, wie gut die Marktakteure ausserordentliche Risiken der Versorgungssituation im Frühjahr einschätzen können.

Eine frühzeitig eingesetzte Speicherreserve hätte, mit der Absicherung einer Reservemenge an Energie für von Marktakteuren unvorhersehbare Situationen, auf diese Bedenken eine Antwort gegeben. In der Grafik ist die Speicherreserve als durchgezogene rote Linie schematisch als minimale Füllstandsvorgabe eingezeichnet.

