



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr,  
Energie und Kommunikation UVEK  
**Bundesamt für Energie BFE**  
Abteilung Energiewirtschaft und Versorgung

**Bericht** vom 31.Okttober 2025

---

# **Studie zur Ausgestaltung einer Schweizer Stromverbrauchsreserve**

---



---



**Datum:** 31.Oktober 2025

**Ort:** Winterthur/ Aachen

**Auftraggeberin:**

Bundesamt für Energie BFE  
CH-3003 Bern  
[www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

**Auftragnehmer:**

Consentec  
Grüner Weg 1, DE-52070 Aachen  
<https://consentec.de/>

ZHAW Center for Energy and Environment (CEE)  
Gertrudstrasse 8, CH-8401 Winterthur  
<https://www.zhaw.ch/de/sml/institute-zentren/cee>

**Autoren:**

Christian Winzer, ZHAW, [christian.winzer@zhaw.ch](mailto:christian.winzer@zhaw.ch)  
Christoph Maurer, Consentec, [maurer@consentec.de](mailto:maurer@consentec.de)  
Moritz Schillinger, Consentec, [schillinger@consentec.de](mailto:schillinger@consentec.de)  
Luise Bangert, Consentec, [bangert@consentec.de](mailto:bangert@consentec.de)

**BFE-Bereichsleitung:** Beat Goldstein, [beat.goldstein@bfe.admin.ch](mailto:beat.goldstein@bfe.admin.ch)

**BFE-Vertragsnummer:** SI/200492-01

**Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autor/innen dieses Be-  
richts verantwortlich.**

Bundesamt für Energie BFE

Pulverstrasse 13, CH-3063 Ittigen; Postadresse: Bundesamt für Energie BFE, CH-3003 Bern  
Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · [contact@bfe.admin.ch](mailto:contact@bfe.admin.ch) · [www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

## Executive Summary

Im Zuge der Energiekrise 2022 und der damit gestiegenen Sensibilität für die Versorgungssicherheit hat die Schweiz beschlossen, ergänzend zu den bestehenden hydraulischen und thermischen Reserven eine verbrauchsseitige Stromreserve einzuführen. Diese Reserve soll es ermöglichen, in Zeiten drohender Knappheit gezielt Stromverbrauch durch grosse Verbraucher zu reduzieren – gegen eine im Voraus definierte Vergütung. Consentec und ZHAW (Consentec & ZHAW, 2023) haben ein Konzept für eine derartige Reserve bereits im Laufe des Jahres 2023 in einem Gutachten für das BFE erarbeitet. Gemäss der Studie kann die Einführung einer Verbrauchsreserve zwar Anreize setzen um Flexibilität zu erschliessen, könnte aber je nach Beschaffungsvolumen zu Windfall Profits und hohen Beschaffungskosten oder geringen zusätzlichen Lastsenkungsvolumen führen (für eine ausführlichere Diskussion hierzu siehe auch (Ehrhart et al., 2024)). Die Einführung einer Verbrauchsreserve wäre daher unter Umständen weniger effizient als eine flächendeckende Einführung von Vertragsformen wie Profilverträgen (VSE, 2024; Winzer et al., 2024), die Endkunden einen Anreiz geben, auf Strompreise zu reagieren.

Im Rahmen der Sommersession 2025 hat das Parlament nun die Einführung einer Verbrauchsreserve beschlossen und entschieden, dass die Verbrauchsreserve bei Marktpreisen unterhalb des maximalen Day-Ahead-Preises automatisch dezentral abgerufen und nicht durch Swissgrid gemanaged werden sollte. Im Vergleich zu dem in (Consentec & ZHAW, 2023) empfohlenen Ansatz einer Aktivierung falls der Spotmarkt nicht schliesst steigt damit aus Sicht der Studienautoren das Risiko, dass die Reserve aufgrund von Knappheiten im Ausland abgerufen und exportiert anstatt für die Deckung der Schweizer Nachfrage genutzt wird. Im Rahmen der aktuellen Studie werden materielle Grundlagen für die Ausführungsbestimmungen auf Verordnungsebene erarbeitet, die diesem veränderten Rahmen entsprechen, und weitere im Rahmen der Ausgestaltung auftretende Fragen adressieren. Dabei zeigt sich insbesondere, dass eine Verpflichtung zum Abschluss von Verträgen, die Endkunden einen Anreiz geben auf Strompreise zu reagieren auch innerhalb der Reserve empfehlenswert ist, um Windfall Profits zu reduzieren und Fehlanreize zu vermeiden. Aus Sicht der Studienautoren würde eine entsprechende Vertragspflicht einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit bewirken, da die Reserveteilnehmern dadurch auch schon unterhalb der Preisschwelle für den Abruf der Verbrauchsreserve einen Anreiz hätten, ihre Last zu einzuschränken, sobald dies aus ökonomischer Sicht effizient ist.

Im Detail schlagen wir im Rahmen der politischen Vorgaben folgende Ausgestaltung des **Reserveproduktes vor:**

- Reduktion der teilnehmenden Lasten auf eine vertraglich definierte **Drop-to-Leistung** (Abschnitt 2.1.1). Im Gegensatz zu einer Reduktion der Leistung um einen festen Betrag vermeidet dies Fehlanreize zum Aufbau künstlich hoher Grundlasten. Die Drop-to-Leistung sollte als ganzjährig konstanter Wert festgelegt werden.
- Die Teilnahme von einzelnen, über **Submetering** (Abschnitt 2.1.2) separat gemessenen Anlagen sollte nicht zulässig sein, da zur Vermeidung von unternehmensinterner Arbitrage das Leistungsprofil gesamthaft für alle Standorte einer Unternehmensparte festgelegt werden muss. Zusätzlich soll die Teilnahme über Lieferanten oder Aggregatoren möglich sein, welche die Lastprofile mehrerer Reserveanbieter aggregieren. Lastprofile von Elektrofahrzeug-Ladestationen sollten aufgrund schwer prübarer Lastverschiebungen von der Teilnahme ausgeschlossen werden. Darüber hinaus sollte der inländische Zukauf der während Reserveabrufen eingeschränkt produzierten Halb-Fertigerzeugnisse untersagt werden, da sonst die Gefahr besteht, dass Lastsenkungen der an der

Reserve teilnehmenden Unternehmen durch entsprechende Lasterhöhungen bei anderen Unternehmen innerhalb der Schweiz kompensiert wird.

- Um die Beschaffungskosten zu senken, sollten **Abrufeinschränkungen** (Abschnitt 2.1.3) bezüglich der maximalen Dauer und Häufigkeit von Reserveabrufen, sowie der Abrufpreis (s.u., sowie Abschnitt 2.4.2) einheitlich festgelegt werden. Die maximale Abrufdauer sollte sich aufgrund der fehlenden Datenbasis für statistische Abschätzungen daran orientieren, wie viel „Bedenkzeit“ der Bund vor einer allfälligen Aktivierung von Kontingentierungsmassnahmen gemäss des Landesversorgungsgesetzes einkaufen will (z.B. 2-6 Wochen).

Als **Entgelt für die Teilnahme** der Reserveanbieter empfehlen wir einen Rabatt auf den Teil ihrer Stromnachfrage, der nicht über die Drop-to-Leistung abgesichert ist und somit im Fall eines Reserveabrufes eingeschränkt werden müsste. Dieser sollte wie folgt berechnet werden:

- Die **rabattierte Energiemenge** (Abschnitt 2.1.3) sollte als Differenz zwischen dem über die Drop-to-Leistung abgesicherten Jahresgesamtverbrauch und dem Jahresgesamtverbrauch eines Referenzlastprofils berechnet werden.
- Als **Referenzlastprofil** (Abschnitt 2.1.5) empfehlen wir im Rahmen der Auktion zunächst das historische Lastprofil des Reserveanbieters, für die Auszahlung dann aber der ex-post gemessene, tatsächliche Stromverbrauch des Reserveanbieters zu verwenden.
- Sowohl die Drop-to-Leistung als auch das Referenzlastprofil sollten mit **Derating-Faktoren** (2.1.6) gewichtet werden, die sich am Niveau des Day-Ahead-Marktpreises und ggf. einer Jahreszeitabhängigen Komponente orientieren. Die Derating-Faktoren sollten so kalibriert werden, dass eine Reserveteilnahme nicht zu Fehlanreizen führt.

Die **Ausschreibung** (Abschnitt 2.2) sollte wie folgt ausgestaltet werden:

- Gebote** (Abschnitt 2.2.1) sollten den gewünschten Vorhaltepreis, die betroffenen Messpunkte, den Liefervertrag inklusive Abrufpreis und Drop-to-Leistung, das Referenzlastprofil und verschiedene Selbstdeklarationen enthalten.
- Gebotsrichtlinien** (Abschnitt 2.2.2) sollten Vorgaben bezüglich der maximale Gebotszahl, den betroffenen Messpunkten, dem Referenzlastprofil und den Lieferverträgen enthalten um Arbitrageanreize und die Komplexität der Preisberechnung reduzieren.
- Die **Nachfragefunktion** (Abschnitt 2.2.3) sollte in Form von Toleranzbändern für die zu beschaffende Energiemenge (MWh) festgelegt werden. Zur Begrenzung von Marktmacht wird empfohlen, eine Preisobergrenze in Abhängigkeit von der Preisobergrenze oder dem teuersten bezuschlagten Gebot für die angebotsseitigen Reserven festzulegen.
- Die **Preisbildung** (Abschnitt 2.2.4) des Preises für Reservevorhaltung sollte mittels eines einheitlichen Clearingpreis erfolgen.
- Der **Zeitpunkt und Häufigkeit** (Abschnitt 2.2.5) für die Ausschreibung sollte einmal jährlich, zeitgleich mit allfälligen Ausschreibungen für angebotsseitige Reserve erfolgen.

Die **Teilnahmebedingungen** (Abschnitt 2.3) sollten es möglichst vielen Anbietern ermöglichen an der Reserve teilzunehmen:

- **Technische Voraussetzung** (Abschnitt 2.3.1) für die Teilnahme sind Smart-Meter
- Als **Reserveanbieter** (Abschnitt 2.3.2) sollten sowohl die Verbraucher selbst als auch Lieferanten und Aggregatoren zugelassen werden. Bei der Gestaltung der **Vertragsbeziehungen** mit den übrigen Akteuren wird empfohlen, dass a) Vergütungen und Sanktionen – nach Verrechnung von Portfolioeffekten und Verwaltungsgebühren – proportional an die sie verursachenden Endkunden weiterverrechnet werden, b) Abrufpreis, Drop-to-Leistung und Jahresverbrauch im Fall von Vollversorgungsverträgen an den Lieferanten oder Händler weitergeleitet werden, der den Weiterverkauf der bei Abruf freiwerdenden Energiemengen am Markt übernimmt.
- Das Portfolio der Reserveanbieter sollte jedoch eine **Mindestgebotsgrösse** (siehe Abschnitt 2.3.3) erfüllen.
- Eine **gleichzeitige Teilnahme** (Abschnitt 2.3.4) an thermischer Reserve und Verbrauchsreserve sollte ausgeschlossen werden, da beide Instrumente typischerweise in denselben Situationen aktiviert würden. Die gleichzeitige Teilnahme an Regelleistungsmärkten sollte in Zeiten mit tiefer Abrufwahrscheinlichkeit möglich sein. Im Falle eines gleichzeitigen Abrufes sollte der Abruf der Verbrauchsreserve jedoch Vorrang haben.
- Um Fehlanreize aufgrund eines Deratings proportional zum Day-Ahead-Marktpreises zu vermeiden, sollten die **Lieferverträge** der Reserveteilnehmer (Abschnitt 2.3.5) ihnen die Marktpreissignale weitergeben.

Der politische Rahmen sieht vor, dass der **Reserveabruf** (Abschnitt 2.4) automatisch erfolgt, sobald im Day-Ahead-Markt eine festgelegte Preisschwelle überschritten wird, und dass die freigewordene Energiemenge zum Verkauf am Markt freisteht. Im Rahmen dieser Vorgaben empfehlen wir folgende Ausgestaltung:

- Die **Höhe des Abrufpreises** (Abschnitt 2.4.1) sollte möglichst nahe am Maximalpreis des Day-Ahead-Markts liegen. Dies ermöglicht einen effizienten Reserveeinsatz und reduziert sowohl die Kosten der Reservebeschaffung als auch das Risiko einer Nichtverfügbarkeit der Reserve vor Ende des Winters.
- Darunter liegende **individuelle Abrufpreise** (Abschnitt 2.4.2) sollten innerhalb der Lieferverträge zwar möglich sein, im Rahmen der Verbrauchsreserve aber nicht begünstigt werden um die Beschaffungskosten, Komplexität und Risiken für die Wirksamkeit der Verbrauchsreserve nicht zu erhöhen.

Die **Kontrollmechanismen und Sanktionen** sind ein wichtiger Bestandteil der Regeln für die Verbrauchsreserve:

- Als **Kontrollmechanismen** (Abschnitt 2.5.1) schlagen wir aufgrund der tiefen Abrufwahrscheinlichkeit für die Reserve vor, Lastgänge nicht nur während Reserveabrufen sondern auch während der übrigen Zeiten zu analysieren, und die Leistungserbringung jährlich durch kurze Testabrufe für eine zufällig ausgewählte Stichprobe von Reserveanbieter zu prüfen.
- Die **Datenlieferung** (Abschnitt 2.5.2) der im Rahmen der Ausschreibung sowie der Kontrollmechanismen verwendeten Messdaten sollte im Rahmen des Messmonopols durch

die zuständigen Netzbetreiber erfolgen. Die Kosten für die Datenbereitstellung gelten als anrechenbare Kosten und werden durch die ElCom geprüft.

- Um Preisrisiken bei der Gebotsabgabe zu beschränken, können **Rückzugsmöglichkeiten** (Abschnitt 2.5.2), wie eine Weitergabe der Leistungsverpflichtung oder sogar ein Rücktritt von dem Reservevertrag sinnvoll sein. Diese sollten jedoch an entsprechend gestaffelte Fristen und Sanktionen gekoppelt werden. Darüber hinaus sollte die Weitergabe der Leistungsverpflichtung nur möglich sein, wenn die Wirksamkeit der Reserve dadurch nicht reduziert wird.

Die **Rückerstattung der Reservezulage** (Abschnitt 2.6) sollte proportional zum Umfang der Reserveteilnahme erfolgen, der sich aus dem Verhältnis der rabattierten Energiemenge im Vergleich zur -ebenfalls per Derating-Faktoren gewichteten - Jahresgesamtlast ergibt. Für Verbraucher bei denen die Stromkosten weniger als 10% der Bruttowertschöpfung betragen, sieht das Gesetz eine teilweise Rückerstattung vor, diese kann analog wie die im Rahmen der Energieverordnung beschriebene Erstattung der Abgaben für Erneuerbare erfolgen.

Bei einem **Vergleich mit EU-Ländern** (Abschnitt 2.7), zeigt sich, dass die Schweizer Verbrauchsreserve aufgrund der unterschiedlichen Grundproblematik (Energie- statt Kapazitätsengpass), der Zielgruppe (Verbraucher statt Anbieter bzw. technologieoffen) und der Art des Mechanismus (Reserve vs. Kapazitätsmarkt) in vielen Punkten von den EU-Mechanismen unterscheidet. Zugleich sind viele Detailmerkmale der Kapazitätsmechanismen in EU-Ländern ebenfalls uneinheitlich. Die Designentscheidungen sind erkennbar vom Kontext abhängig.

## Résumé

Suite à la crise énergétique de 2022 et à la sensibilité accrue qui en a résulté concernant la sécurité d'approvisionnement, la Suisse a décidé d'introduire une réserve d'électricité côté consommation en complément des réserves hydrauliques et thermiques existantes. Cette réserve doit permettre de réduire de manière ciblée la consommation d'électricité par les grands consommateurs en période de pénurie imminente -- contre une rémunération définie à l'avance. Consentec et la ZHAW (Consentec & ZHAW, 2023) ont déjà élaboré un concept pour une telle réserve au cours de l'année 2023 dans une expertise pour l'OFEN. Selon l'étude, l'introduction d'une réserve de consommation peut certes créer des incitations pour mobiliser la flexibilité, mais pourrait, selon le volume d'acquisition, conduire à des profits exceptionnels et à des coûts d'acquisition élevés ou à de faibles volumes supplémentaires de réduction de charge (pour une discussion plus détaillée à ce sujet, voir également (Ehrhart et al., 2024)). L'introduction d'une réserve de consommation serait donc éventuellement moins efficace qu'une introduction généralisée de formes contractuelles telles que les contrats de profil (VSE, 2024; Winzer et al., 2024), qui incitent les clients finaux à réagir aux prix de l'électricité.

Dans le cadre de la session d'été 2025, le Parlement a désormais décidé d'introduire une réserve de consommation et a décidé que celle-ci devrait être appelée automatiquement de manière décentralisée lorsque les prix du marché sont inférieurs au prix Day-Ahead maximal, et non gérée par Swissgrid. Par rapport à l'approche recommandée dans (Consentec & ZHAW, 2023) d'une activation si le marché spot ne se ferme pas, le risque augmente ainsi, du point de vue des auteurs de l'étude, que la réserve soit appelée en raison de pénuries à l'étranger et exportée au lieu d'être utilisée pour couvrir la demande suisse. Dans le cadre de la présente étude, des bases matérielles sont élaborées pour les dispositions d'exécution au niveau de l'ordonnance, qui correspondent à ce cadre modifié, et d'autres questions survenant dans le cadre de la conception sont abordées. Il apparaît notamment qu'une obligation de conclure des contrats qui incitent les clients finaux à réagir aux prix de l'électricité est également recommandable au sein de la réserve, afin de réduire les profits exceptionnels et d'éviter les fausses incitations. Du point de vue des auteurs de l'étude, une telle obligation contractuelle apporterait une contribution importante à la sécurité d'approvisionnement, car les participants à la réserve auraient ainsi une incitation à limiter leur charge même en dessous du seuil de prix pour l'appel de la réserve de consommation, dès que cela est efficace d'un point de vue économique.

En détail, nous proposons dans le cadre des directives politiques la conception suivante du **produit de réserve** :

- Réduction des charges participantes à une **puissance drop-to** définie contractuellement (section 2.1.1). Contrairement à une réduction de la puissance d'un montant fixe, cela évite les fausses incitations à constituer des charges de base artificiellement élevées. La puissance drop-to devrait être fixée comme une valeur constante tout au long de l'année.
- La participation d'installations individuelles mesurées séparément par **sous-comptage** (section 2.1.2) ne devrait pas être autorisée, car pour éviter l'arbitrage intra-entreprise, le profil de puissance doit être fixé globalement pour tous les sites d'une division d'entreprise. De plus, la participation via des fournisseurs ou des agrégateurs qui agrègent les profils de charge de plusieurs fournisseurs de réserve devrait être possible. Les profils de charge des stations de recharge de véhicules électriques devraient être exclus de la participation en raison de déplacements de charge difficilement vérifiables. En outre,

l'achat national de produits semi-finis dont la production est limitée pendant les appels de réserve devrait être interdit, car sinon il existe un risque que les réductions de charge des entreprises participant à la réserve soient compensées par des augmentations de charge correspondantes d'autres entreprises en Suisse.

- Pour réduire les coûts d'acquisition, les **restrictions d'appel** (section 2.1.3) concernant la durée et la fréquence maximales des appels de réserve, ainsi que le prix d'appel (voir ci-dessous, ainsi que la section 2.4.2) devraient être fixés de manière uniforme. La durée maximale d'appel devrait, en raison du manque de base de données pour des estimations statistiques, s'orienter sur le « temps de réflexion » que la Confédération souhaite acheter avant une éventuelle activation de mesures de contingentement selon la loi sur l'approvisionnement du pays (par exemple 2 à 6 semaines).

Comme **rémunération pour la participation** des fournisseurs de réserve, nous recommandons une réduction sur la partie de leur demande d'électricité qui n'est pas couverte par la puissance drop-to et devrait donc être limitée en cas d'appel de réserve. Celle-ci devrait être calculée comme suit :

- La **quantité d'énergie à tarif réduit** (section 2.1.3) devrait être calculée comme la différence entre la consommation annuelle totale couverte par la puissance drop-to et la consommation annuelle totale d'un profil de charge de référence.
- Comme **profil de charge de référence** (section 2.1.5), nous recommandons dans le cadre de l'enchère d'abord le profil de charge historique du fournisseur de réserve, puis pour le paiement d'utiliser la consommation d'électricité réelle mesurée ex-post du fournisseur de réserve.
- Tant la puissance drop-to que le profil de charge de référence devraient être pondérés par des **facteurs de déclassement** (2.1.6) qui s'orientent sur le niveau du prix du marché Day-Ahead et éventuellement une composante dépendant de la saison. Les facteurs de déclassement doivent être calibrés de manière qu'une participation de réserve n'entraîne pas de fausses incitations.

L'**appel d'offres** (section 2.2) devrait être conçu comme suit :

- Les **offres** (section 2.2.1) devraient contenir le prix de maintien souhaité, les points de mesure concernés, le contrat de livraison incluant le prix d'appel et la puissance drop-to, le profil de charge de référence et diverses auto-déclarations.
- Les **directives d'offre** (section 2.2.2) devraient contenir des spécifications concernant le nombre maximal d'offres, les points de mesure concernés, le profil de charge de référence et les contrats de livraison afin de réduire les incitations à l'arbitrage et la complexité du calcul des prix.
- La **fonction de demande** (section 2.2.3) devrait être fixée sous forme de bandes de tolérance pour la quantité d'énergie à acquérir (MWh). Pour limiter le pouvoir de marché, il est recommandé de fixer un plafond de prix en fonction du plafond de prix ou de l'offre la plus chère retenue pour les réserves d'installations de production.
- La **formation des prix** (section 2.2.4) du prix de maintien de la réserve devrait se faire au moyen d'un prix de compensation uniforme.

- Le **moment et la fréquence** (section 2.2.5) de l'appel d'offres devraient avoir lieu une fois par an, simultanément avec d'éventuels appels d'offres pour la réserve d'installations de production.

Les **conditions de participation** (section 2.3) devraient permettre au plus grand nombre possible de fournisseurs de participer à la réserve :

- Les **conditions techniques** (section 2.3.1) pour la participation sont les compteurs intelligents.
- Comme **fournisseurs de réserve** (section 2.3.2), tant les consommateurs eux-mêmes que les fournisseurs et les agrégateurs devraient être autorisés. Dans la conception des **relations contractuelles** avec les autres acteurs, il est recommandé que a) les rémunérations et sanctions -- après compensation des effets de portefeuille et des frais administratifs -- soient répercutées proportionnellement aux clients finaux qui les causent, b) le prix d'appel, la puissance drop-to et la consommation annuelle soient transmis dans le cas de contrats de fourniture complète au fournisseur ou au distributeur qui assume la revente sur le marché des quantités d'énergie libérées lors de l'appel.
- Le portefeuille des fournisseurs de réserve devrait cependant satisfaire à une **taille minimale d'offre** (voir section 2.3.3).
- Une **participation simultanée** (section 2.3.4) à la réserve thermique et à la réserve de consommation devrait être exclue, car les deux instruments sont typiquement activés dans les mêmes situations. La participation simultanée aux marchés de l'énergie de réglage devrait être possible pendant les périodes à faible probabilité d'appel. En cas d'appel simultané, l'appel de la réserve de consommation devrait cependant avoir la priorité.
- Pour éviter les fausses incitations dues à un déclassement proportionnel au prix du marché Day-Ahead, les **contrats de livraison** des participants à la réserve (section 2.3.5) devraient leur transmettre les signaux de prix du marché.

Le cadre politique prévoit que l'**appel de réserve** (section 2.4) se fasse automatiquement dès qu'un seuil de prix fixé est dépassé sur le marché Day-Ahead, et que la quantité d'énergie libérée soit disponible pour la vente sur le marché. Dans le cadre de ces directives, nous recommandons la conception suivante :

- Le **niveau du prix d'appel** (section 2.4.1) devrait être aussi proche que possible du prix maximal du marché Day-Ahead. Cela permet une utilisation efficace de la réserve et réduit à la fois les coûts d'acquisition de la réserve et le risque d'indisponibilité de la réserve avant la fin de l'hiver.
- Des **prix d'appel individuels** inférieurs (section 2.4.2) devraient certes être possibles dans le cadre des contrats de livraison, mais ne devraient pas être favorisés dans le cadre de la réserve de consommation afin de ne pas augmenter les coûts d'acquisition, la complexité et les risques pour l'efficacité de la réserve de consommation.

Les **mécanismes de contrôle et les sanctions** sont un élément important des règles pour la réserve de consommation :

- Comme **mécanismes de contrôle** (section 2.5.1), nous proposons, en raison de la faible probabilité d'appel de la réserve, d'analyser les courbes de charge non seulement pendant les appels de réserve mais aussi pendant les autres périodes, et de vérifier la

prestation de service annuellement par de courts appels de test pour un échantillon aléatoirement sélectionné de fournisseurs de réserve.

- La **livraison de données** (section 2.5.2) des données de mesure utilisées dans le cadre de l'appel d'offres ainsi que des mécanismes de contrôle devrait être effectuée dans le cadre du monopole de mesure par les gestionnaires de réseau compétents. Les coûts de mise à disposition des données sont considérés comme des coûts imputables et sont vérifiés par l'ElCom.
- Pour limiter les risques de prix lors de la soumission d'offres, des **possibilités de retrait** (section 2.5.2), comme un transfert de l'obligation de prestation ou même une résiliation du contrat de réserve, peuvent être judicieuses. Celles-ci devraient cependant être liées à des délais et sanctions échelonnés correspondants. En outre, le transfert de l'obligation de prestation ne devrait être possible que si l'efficacité de la réserve n'en est pas réduite.

Le **remboursement de la contribution à la réserve** (section 2.6) devrait se faire proportionnellement à l'ampleur de la participation à la réserve, qui résulte du rapport entre la quantité d'énergie à tarif réduit par rapport à la charge annuelle totale -- également pondérée par les facteurs de déclassement. Pour les consommateurs dont les coûts d'électricité représentent moins de 10 % de la valeur ajoutée brute, la loi prévoit un remboursement partiel, celui-ci peut se faire de manière analogue au remboursement des taxes pour les énergies renouvelables décrit dans le cadre de l'ordonnance sur l'énergie.

Lors d'une **comparaison avec les pays de l'UE** (section 2.7), il apparaît que la réserve de consommation suisse diffère sur de nombreux points des mécanismes de l'UE en raison de la problématique de base différente (pénurie d'énergie plutôt que pénurie de capacité), du groupe cible (consommateurs au lieu de fournisseurs ou neutre sur le plan technologique) et du type de mécanisme (réserve vs marché de capacité). En même temps, de nombreuses caractéristiques détaillées des mécanismes de capacité dans les pays de l'UE sont hétérogènes. Les décisions de conception dépendent manifestement du contexte.

## Inhaltsverzeichnis

<b>Executive Summary</b>	<b>1</b>
<b>Inhaltsverzeichnis</b>	<b>9</b>
<b>1 Hintergrund und Ziel der Studie</b>	<b>11</b>
<b>2 Empfehlungen zur Ausgestaltung der Verbrauchsreserve</b>	<b>12</b>
2.1 Auktionsprodukt .....	12
2.1.1 Drop-To-Leistung .....	12
2.1.2 Submetering .....	13
2.1.3 Abrufeinschränkungen .....	16
2.1.4 Rabattierte Energiemenge.....	19
2.1.5 Referenzlastprofil .....	20
2.1.6 Derating .....	21
2.2 Ausschreibung.....	25
2.2.1 Gebotsformat .....	25
2.2.2 Gebotsrichtlinien .....	25
2.2.3 Nachfragefunktion .....	26
2.2.4 Preisbildung .....	27
2.2.5 Zeitpunkt und Häufigkeit .....	29
2.3 Teilnahmebedingungen .....	30
2.3.1 Technische Voraussetzungen .....	30
2.3.2 Reserveanbieter und Vertragsbeziehungen .....	30
2.3.3 Mindestgebotsgrösse .....	35
2.3.4 Gleichzeitige Teilnahme.....	36
2.3.5 Liefervertrag .....	36
2.4 Abruf .....	37
2.4.1 Höhe des Abrupreis .....	37
2.4.2 Individuelle Abrupreise .....	38

2.4.3	Koordination mit Massnahmen des Landesversorgungsgesetzes.....	39
2.5	Kontrolle und Sanktionen .....	40
2.5.1	Kontrollmechanismen.....	40
2.5.2	Datenlieferung .....	42
2.5.3	Rückzugsmöglichkeiten, Fristen und Sanktionen .....	44
2.6	Rückerstattung Reservezuschlag für stromintensive Unternehmen.....	46
2.7	Vergleich der Ausgestaltung mit Mechanismen in anderen Ländern .....	47
<b>A</b>	<b>Referenzen</b>	<b>55</b>
<b>B</b>	<b>Nutzen eines Drop-to-Leistungsprofils</b>	<b>56</b>
<b>C</b>	<b>Auswirkung verschiedener Deratingansätze</b>	<b>58</b>
C.1	Auswirkung Derating auf Vorhalteentgelt .....	58
C.2	Auswirkung Derating auf Reservezuschlag .....	59
C.3	Auswirkung Derating auf Preisniveau .....	60
C.4	Fehlanreize aus Derating .....	62

## 1 Hintergrund und Ziel der Studie

Unter anderem in Folge der Energiekrise des Jahres 2022 wird derzeit in vielen europäischen Ländern, darunter auch in der Schweiz, über neue Massnahmen und Instrumente zur Stärkung der Versorgungssicherheit und Absicherung gegen ausserordentliche Stromengpässe nachgedacht. Die Schweiz hat deshalb eine Stromreserve eingeführt. Das Instrument der Stromreserve besteht aus mehreren Säulen, die sicherstellen sollen, dass in einer Versorgungssicherheitskrise jedenfalls unfreiwillige Lastabschaltungen vermieden werden. Angebotsseitig beinhaltet die Stromreserve sowohl hydraulische als auch thermische Reserven. Gemäss dem in der Sommer-session 2025 vom schweizerischen Parlament verabschiedeten Gesetzentwurf für das StromVG sollen die angebotsseitigen Reserven zukünftig um eine Verbrauchsreserve ergänzt werden.

Grundgedanke der Verbrauchsreserve ist eine Stärkung der nachfrageseitigen Flexibilität, indem insbesondere Grossverbraucher sich gegen eine im Rahmen einer Ausschreibung ermittelte Vergütung dazu verpflichten, ihre Nachfrage zu senken, sobald die Day-Ahead-Börsenpreise einen bestimmten Schwellwert überschreiten.

Die Idee einer Verbrauchsreserve wird in der Schweiz bereits seit einigen Jahren diskutiert. Consentec und ZHAW haben ein Konzept für eine derartige Reserve bereits im Laufe des Jahres 2023 in einem Gutachten für das BFE erarbeitet. Die Grundzüge des Konzepts bleiben auch weiterhin gültig. Allerdings haben die Diskussionen in der Schweiz in der Zwischenzeit zu einigen Veränderungen wesentlicher Parameter geführt - insbesondere soll die Verbrauchsreserve nun als Reserve innerhalb des Marktes aufgestellt werden, ihr Einsatz also im Unterschied zum Konzept aus 2023 bereits bei Marktpreisen im Day-Ahead Markt unterhalb der Preisobergrenze erfolgen. Zudem sind für eine konkrete Umsetzung verschiedene weitere Fragen zum Beschaffungs- und Einsatzprozess und zur Governance-Struktur der Verbrauchsreserve zu klären.

Zur Klärung dieser Fragen und Anpassung des Verbrauchsreserve-Konzeptes an die veränderten Rahmenbedingungen hat das BFE eine erneute Studie ausgeschrieben, deren Ergebnisse in dem vorliegenden Dokument beschrieben werden.

Die Struktur der Studie orientiert sich dabei grob entlang dem zeitlichen Verlauf von der Produktdefinition über die Ausschreibung, Teilnahmebedingungen, Abruf bis hin zu Kontrollmechanismen und Sanktionen, sowie allfälligen im Fall eines Strommarktabkommens gegebenenfalls erforderlichen Anpassungen.

Zur besseren Lesbarkeit werden Empfehlungen aus dem Vorprojekt, die weiterhin gültig sind, im Rahmen dieses Berichtes teilweise wiederholt, so dass der Bericht auch ohne Kenntnis des Vorprojektes verständlich bleibt.

## 2 Empfehlungen zur Ausgestaltung der Verbrauchsreserve

Die wesentliche Leistung dieser Studie besteht in einer detaillierten und umsetzungsreifen Ausgestaltung der Verbrauchsreserve. Das betrifft insbesondere Fragen der Produktdefinition und der Ausgestaltung der Beschaffungsauktionen sowie Fragen der Vertragsabwicklung inklusive der Überwachungs- und Kontrollmöglichkeiten, ob Akteure ihren Verpflichtungen nachgekommen sind. Bei allen Arbeitsschritten und Ausgestaltungsfragen stellen wir - sofern sinnvoll möglich - unterschiedliche Umsetzungsvarianten dar und vergleichen sie anhand ihrer Vor- und Nachteile miteinander. Auf Basis dieses Vergleichs wird ein konkreter Umsetzungsvorschlag unterbreitet.

### 2.1 Auktionsprodukt

Bei der Ausgestaltung des Reserveprodukts stellt sich zunächst die Frage, ob das Produkt bei einem Abruf eine Lastsenkung *um* oder *auf* eine vereinbarte Leistung vorsieht. Wenn von einem Verbraucher gefordert ist, jederzeit eine Lastsenkung *um* eine gewisse Leistung zu gewährleisten, muss er überhaupt erst so viel verbrauchen, damit er die Reduktion jederzeit gewährleisten kann. Dies setzt Mehrverbrauchsanreize, die insbesondere in den kritischen Systemsituationen problematisch sind, für die die Reserve gedacht ist. Um diese zu vermeiden, wurde im Rahmen des Vorprojektes empfohlen, das Produkt so auszugestalten, dass eine Reduktion *auf* eine von den Verbrauchern im Rahmen des Vertrages festgelegte „Drop-To-Leistung“ (Abschnitt 2.1.1) gefordert wird.

Das Entgelt für die Teilnahme an einer Verbrauchsreserve sollte nur solche Verbraucher betreffen, die im Jahresverlauf mehr als die von ihnen zugesicherte Drop-to-Leistung verbrauchen. Denn nur solche Lasten können im Fall eines Reserveabrufes eingeschränkt werden. Es wird daher vorgeschlagen, Verbraucher, die an der Reserve teilnehmen, durch einen Rabatt auf den Teil ihrer Stromnachfrage zu entschädigen, der die über ihre Drop-to-Leistung abgesicherte Nachfrage übersteigt (Abschnitt 2.1.4).

#### 2.1.1 Drop-To-Leistung

Die Drop-To-Leistung kann entweder als konstanter Wert oder ein im Voraus definiertes Leistungsprofil festgelegt werden (Abbildung 1 und Abbildung 2).

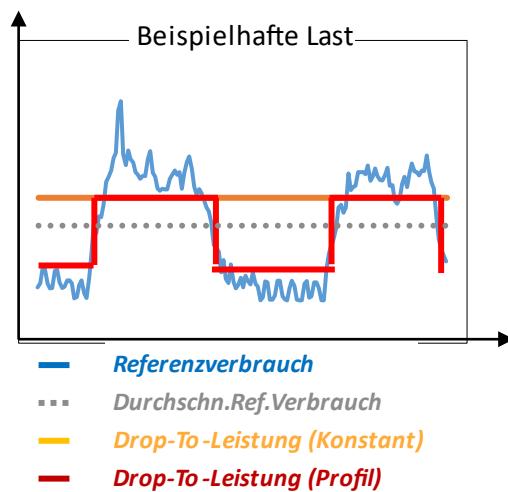
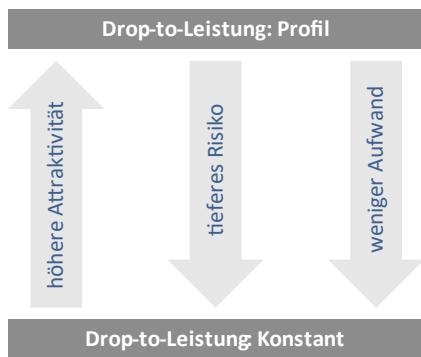


Abbildung 1: Lasteinschränkung auf vertraglich zugesicherte "Drop-To-Leistung".



*Abbildung 2: Trade-off bezüglich Drop-to-Leistung.*

Der Vorteil eines Leistungsprofils wäre die Möglichkeit, für unterschiedliche Wochentage, Tages- oder Jahreszeiten eine unterschiedliche Drop-To-Leistung anzubieten, die sich stärker an dem tatsächlichen Leistungsbedarf des anbietenden Unternehmens orientiert. Dies macht die Verbrauchsreserve insbesondere für solche Unternehmen attraktiver, die während bestimmter Zeiten eine Drop-To-Leistung benötigen, welche ihren durchschnittlichen Referenzverbrauch übersteigt (siehe Abbildung 1). Im Fall einer konstanten Leistungsgrenze (gelbe Linie) wären diese Unternehmen gezwungen, die höhere Drop-to-Leistung ganzjährig einzufordern, so dass sie keinen Rabatt mehr erhalten (s.u., Abschnitt 2.1.4 zu rabattierter Energiemenge). Im Gegensatz dazu ermöglicht ein Drop-to-Leistungsprofil (rote Linie) es ihnen, die Leistungsgrenze ausserhalb der Spitzenlastzeiten auf einen tieferen Wert abzusenken. Solange die von Ihnen über die Drop-To-Leistung insgesamt abgesicherte Energiemenge geringer ist als ihr Referenzverbrauch, könnten sie somit weiterhin von einem Rabatt profitieren.

Die Festlegung eines Drop-to-Leistungsprofils birgt jedoch auch Risiken. Insbesondere in Zeiten mit hoher Wahrscheinlichkeit von teilweisen Reserveabrufen haben Reserveanbieter einen Anreiz, die von Ihnen eingekaufte gesicherte Leistung in diejenigen Stunden zu verschieben, während der ein Abruf der Reserve am wahrscheinlichsten ist, da ihre gesicherte Leistung dort für sie den grössten Mehrwert erzielt. Darüber hinaus erhöht die Möglichkeit zur Festlegung und späteren Anpassung des Drop-to-Leistungsprofiles den Abwicklungs- und Prüfaufwand.

Bei den im Rahmen des Projektes ausgewerteten Lastprofilen entstand durch die Festlegung einer Drop-to-Leistung nur ein geringer Vorteil im Vergleich zur Festlegung einer konstanten Drop-to-Leistung (siehe Anhang A). Der mit der Festlegung eines Leistungsprofiles einhergehende Mehraufwand und die damit verbundenen Risiken erscheinen somit nicht gerechtfertigt.

*Empfehlung:* Die Drop-to-Leistung sollte in Form einer konstanten Leistung festgelegt werden.

### 2.1.2 Submetering

Die Drop-To-Leistung kann entweder i) für eine separat gemessene einzelne Anlage, ii) für alle Anlagen innerhalb einer einzelnen Verbrauchsstätte, iii) für alle Verbrauchsstätten eines Unternehmens, oder iv) für ein Portfolio aus verschiedenen Unternehmen definiert werden. Die kleinste Einheit, für welche die Drop-to-Leistung festgelegt werden kann, beeinflusst dabei sowohl die Prognosegenauigkeit als auch die Stärke allfälliger Arbitrage-Anreize.

Das Kernproblem bezüglich der Abschätzung der benötigten Drop-to-Leistung besteht in der Prognose der unflexiblen Lasten. Die Prognose der benötigten Drop-to-Leistung kann entweder verbessert werden, indem a) eine kleine Masseinheit (z.B. separat gemessene, flexible Anlage) gewählt wird, deren unflexible Last gleich Null ist, oder indem b) eine ausreichend grosse Mass-

einheit gewählt wird, so dass sich die stochastischen Schwankungen der unflexiblen Lasten durch Portfolioeffekte herausmitteln. Im Gegensatz zur Wahl einer grösseren Masseinheit, kann die Wahl von kleineren Masseinheiten den Anreiz zu Arbitrage verstärken, da zusätzlich zu der Möglichkeit unternehmensübergreifender Arbitrage die Möglichkeit geschaffen wird, zwischen den einzelnen Anlagen innerhalb desselben Unternehmens Arbitrage zu betreiben (siehe Box 1). Die Möglichkeiten dazu besteht dabei tendenziell zwischen den verschiedenen Standorten derselben Sparte eines Unternehmens (z.B. Metallverarbeitung), während Arbitrage zwischen verschiedenen Sparten schwierig ist (z.B. kann die Last in Stahlwerken nicht auf Anlagen ausserhalb der Metallindustrie ausgelagert werden).

Anreize zur Lastverschiebung ausserhalb der teilnehmenden Unternehmen können durch die in Box 1 dargestellten Ansätze nur reduziert, aber nicht ganz vermieden werden. Während der Ausschluss von EV-Ladestationen aus regulatorischer Sicht einfach umsetzbar ist, lässt sich die Ausserkraftsetzung von Absicherungsverträgen und das Verbot des Zukaus von im Inland produzierten Gütern deutlich schwerer überprüfen. Ähnlich wie bei Steuererklärungen könnte die Einhaltung dieser Regelung somit in Form von Selbstdeklarationen mit stichprobenweiser Prüfung und ggf. einer Anlaufstelle für Whistleblower erfolgen, die deren Anonymität garantiert. Aufgrund des unsicheren Kosten-Nutzens dieser Massnahmen, kann die Entscheidung darüber, welche Massnahmen zum Einsatz kommen, jedoch auch durch die ElCom getroffen und weiter verfeinert werden.

*Empfehlung:* *Die Drop-to-Leistung sollte daher als kleinste Masseinheit gesamthaft für alle Standorte aus derselben Sparte eines Unternehmens definiert werden. Die Definition des Unternehmens- und Spartenbegriffes (Handelsregisternummer, Steuernummer o.ä.) kann im Rahmen der Ausführungsbestimmungen weiter konkretisiert werden. Zur Vermeidung von Arbitrage sollte die ElCom zusätzlichen Regeln festlegen können.*

### Box 1: Exkurs zu Arbitrage-Anreizen

Soweit dies technisch möglich und rechtlich zulässig ist, haben Verbraucher einen Anreiz ihre Kosten zu senken, indem sie: a) *ausserhalb von Reservedrucken* Ihren Stromverbrauch zu den an der Reserve teilnehmenden rabattierten Anlagen oder Unternehmen verschieben, da der Strom dort günstiger ist und b) *im Fall eines Reserveabrufes* ihren Stromverbrauch zu anderen, nicht an der Reserve beteiligten Anlagen oder Unternehmen verschieben, um Produktionsausfälle aufgrund eines Reserveabrufes zu kompensieren. Um zu gewährleisten, dass die Reserve tatsächlich eine Lastsenkung bewirkt, müssen derartige Lastverschiebungen daher so weit möglich unterbunden werden.

Lastverschiebungen **innerhalb der Unternehmen**, die an der Reserve teilnehmen, können unterbunden werden, indem die Drop-to-Leistung für die Gesamtlast aller Unternehmensstandorte der jeweiligen Sparte eines Unternehmens definiert wird.

Lastverschiebungen **ausserhalb der Unternehmen**, die an der Reserve teilnehmen, können eingeschränkt werden, indem

- a) **EV-Ladestationen von der Reserveteilnahme ausgeschlossen** werden. Elektroautos können ihre Batterie im Fall eines Reserveabrufes an einer anderen Ladestation aufladen, ohne dass hierdurch der Gesamtenergieverbrauch gesenkt wird. Derartige Lastverschiebungen lassen sich nur schwer prüfen. Um Fehlanreize zu vermeiden, könnten EV-Ladestationen von der Reserveteilnahme ausgeschlossen werden, d.h. dass sowohl die Referenzlastprofile als auch die Drop-To-Leistung abzüglich des Lastgangs der Ladestationen bestimmt werden müssten. Aufgrund des damit verbundenen Mehraufwandes für den Datenlieferanten kann der Ausschluss von Ladestationen auch erst ab einem gewissen Schwellwert gelten, z.B. für Unternehmen, die über mehr als 2 Ladestationen pro 100 MWh Jahresstromverbrauch verfügen. Die Festlegung der Schwellwerte könnte durch die Elcom vorgenommen werden und die Einhaltung durch die unabhängigen Datenlieferanten geprüft werden (siehe Abschnitt 2.5.2 Datenlieferung).
- b) **Absicherungsverträge während Reserveabruf ausser Kraft gesetzt** werden. Unternehmen, die sich gegen einen Ausfall Ihrer Produktion absichern wollen, können hierfür Backup Verträge abschliessen, die es Ihnen ermöglichen, von Ihnen selbst hergestellten (Halb)Fabrikate im Fall eines Produktionsausfalles von anderen Produzenten zu beziehen. Während dies ausserhalb von Reserveabrufen sinnvoll ist, sollten derartige Absicherungsverträge für den Zeitraum des Reserveabrufes ausser Kraft gesetzt werden. Die Einhaltung dieser Regelung könnte wie bei der Steuererklärung in Form einer Selbstdeklaration durch die Reserveteilnehmer mit stichprobenweiser Prüfung durch die ElCom erfolgen.
- c) **Inländischer Zukauf von während Reserveabruf eingeschränkt produzierten Güter verboten** wird. Unternehmen, die an der Reserve teilnehmen, könnten die bei Ihnen durch Reserveabruf entstehenden Produktionsausfälle durch den Zukauf von entsprechenden (Halb)Fabrikaten kompensieren. Während Zukäufe aus dem Ausland gegebenenfalls den Import zusätzlicher Energiemengen in die Schweiz ermöglichen, könnten Zukäufe in der Schweiz zu einer Erhöhung der inländischen Stromnachfrage führen, falls die Waren nicht bereits vor dem Engpass auf Lager produziert wurden. Um dies zu vermeiden könnte der inländische Zukauf von der durch den Reserveabruf eingeschränkt produzierten Güter zur Kompensation von Produktionsausfällen verboten werden.

### 2.1.3 Abrufeinschränkungen

Neben der Drop-to-Leistung könnte das Reserveprodukt zusätzliche Abrufeinschränkungen, wie zum Beispiel bezüglich der maximalen Einsatzdauer, maximalen Einsatzhäufigkeit, der minimalen Vorlaufzeit für den Abruf oder der Preisschwelle im Day-Ahead-Markt, ab der ein Reserveabruft möglich ist, enthalten. Zusätzliche Abrufeinschränkungen könnten die Beschaffungskosten senken, da entsprechend parametrisierte Produkte ggf. günstiger sind. Gleichzeitig erschwert eine grössere Produktdiversität die Vergleichbarkeit zwischen den unterschiedlichen Anbietern und Geboten und könnte [unerwünschte Auswirkungen auf die Ausschreibung und oder den Reserveabruft haben, welche] die Effizienz und die Wirksamkeit der Reserve untergraben. In den nachfolgenden Abschnitten wird somit die Motivation, sowie mögliche Risiken der verschiedenen Arten von Abrufeinschränkungen beschrieben, und auf dieser Basis Empfehlungen hergeleitet.

#### Maximale Abrufdauer und oder Abruhäufigkeit

##### Motivation:

Je länger und je häufiger die Reserve abgerufen wird, umso höher ist das Risiko für die Reserveanbieter, dass sie mit Ihren Kunden abgeschlossenen Lieferverträge nicht mehr einhalten können. Mögliche Folgen der Lieferverzüge können von Konventionalstrafen bis hin zum Verlust wichtiger Kunden reichen. Aus Sicht der Reserveanbieter wäre es daher wünschenswert, entsprechende Obergrenzen für die Häufigkeit und Dauer von Reserveabruften zu festzulegen.

##### Risiken:

Je nach Verlauf zukünftiger Energiekrisen, können Obergrenzen bezüglich der maximalen Abrufdauer und Häufigkeit der Verbrauchsreserve dazu führen, dass die Reserve bereits vor Ende des Winters „aufgebraucht“ ist. Dieses Risiko ist deutlich höher, je tiefer der Abrupreis ist, da eine tieferen Abrupreisschwelle im Day-Ahead-Markt zu einer höheren Abruhäufigkeit und Dauer führt [siehe Box 2]. Dabei besteht das Risiko nicht nur darin, dass die Reserve in einer tatsächlichen Notlage nicht mehr zur Verfügung steht, sondern dass solche Notlagen sogar verschärft würden. Denn sobald die maximalen Abrufdauer und Häufigkeit der Abrufe überschritten ist, muss damit gerechnet werden, dass die Reserveanbieter ihren Verbrauch deutlich erhöhen, um ihre durch Reserveabruft verzögerte Produktion nachzuholen. Um die Wirksamkeit der Reserve nicht zu gefährden, sollte die maximale Abrufdauer und Häufigkeit der Reserve somit ausreichend hoch festgelegt werden. Aufgrund der fehlenden Datenbasis kann die hierfür benötigte Abruhäufigkeit und Dauer mit statistischen Methoden nur sehr ungenau bestimmt werden.

Empfehlung: *Die maximale Abrufdauer und Häufigkeit der Reserve sollte sich daran orientieren, wie viel „Bedenkzeit“ der Bund vor einer allfälligen Aktivierung von Kontingentierungsmassnahmen von Grossverbrauchern gemäss Landesversorgungsgesetzes einkaufen will. Im Fall eines einheitlichen Abrupreises sollte sie für alle Reserveanbieter einheitlich festgelegt werden. Sinnvoll wäre beispielsweise ein Zeitraum zwischen 2-6 Wochen.*

#### Minimale Vorlaufzeit

##### Motivation:

Manche Lasteinschränkungen müssen mit einer Vorlaufzeit aktiviert werden, da sofortige Unterbrechung der Produktionsprozesse zu Schäden an den Maschinen führen würden, oder Mitarbeiter über geplanten Betriebseinschränkungen bereits am Vortag informiert werden müssen.

Im Fall der Verbrauchsreserve ist die Vorlaufzeit des Reserveabrufes durch die Wahl des Referenzmarktes festgelegt. Da die Reserve automatisch abgerufen wird, sobald der Preis in der D-1 Auktion von EPEX-Spot für die Schweiz den Abrupreis übersteigt (siehe Abschnitt 2.4), beträgt die minimale Vorlaufzeit aktuell rund 13 Stunden (i.e. von kurz nach 11:00 am Vortag bis 0:00 am Folgetag) und würde sich bei Teilnahme am gekoppelten europäischen Markt (SDAC) auf 11 Stunden verkürzen (i.e. von 13:00 am Vortag bis 0:00 am Folgetag).

Risiken:

Die vertragliche Festlegung einer davon abweichenden Vorlaufzeit ist nicht möglich. Selbst wenn Lasten an der Reserve teilnehmen, die eine längere Vorlaufzeit benötigen, ist das Risiko für die Wirksamkeit der Reserve überschaubar. Da der Abrupreis für die Reserve vermutlich deutlich über den typischen Marktpreisen im Day-Ahead Markt liegt, können Reserveanbieter die steigende Wahrscheinlichkeit eines Reserveabrufes bereits mehrere Tage oder sogar Wochen im Voraus daran ablesen, dass die Preise im Day-Ahead Markt ansteigen. Je nach Vertragsgestaltung mit dem Lieferanten können sie diesbezüglich auch entsprechende Preisschwellen für die Vorwarnung durch den Lieferanten vereinbaren (siehe Abschnitt 2.3.2). Reserveanbieter, deren Lasten eine längere Vorlaufzeit benötigen, könnten somit bereits bei tieferen Preisen im Day-Ahead Markt entscheiden, ihre Lasten präventiv zu senken. Selbst wenn sie dies nicht tun, können sie ihre Lastsenkungen spätestens im Rahmen des ersten Reserveabrufes in die Wege leiten, um so ihre Drop-to-Leistung bei den darauffolgenden Reserveabrufen einzuhalten.

Empfehlung: *Die minimale Vorlaufzeit des Reserveabrufes ist durch die Wahl des Referenzmarktes auf 11:00 am Vortag festgelegt. Davon abweichende Vorlaufzeiten sind im Rahmen des für die Verbrauchsreserve vorgesehenen Self-Dispatch weder möglich noch nötig.*

**Minimale Abrufdauer**

Motivation:

Manche Lasteinschränkungen müssen eine gewisse Mindestdauer aktiviert werden, da die zugehörigen Prozesse bestimmte Regenerations- und Anfahrtszeiten benötigen. Selbst wenn der Preis im Day-Ahead Markt den Abrupreis nur während einer einzigen Stunde übersteigt, müssen die Reserveanbieter mit derartigen Lasten ihre Prozesse für eine längere Zeit unterbrechen.

Risiken:

Längere Mindest-Abrufdauern führen zu höheren Dispatch-Kosten bei den Reserveanbietern. Dadurch erhöht sich gegebenenfalls die Ineffizienz eines Reserveabrufes, da Lasteinschränkungen getätigt werden, deren Kosten den Day-Ahead Marktpreis übersteigen. Das Risiko eines ineffizienten Reserveabrufes ist jedoch umso geringer, je höher der Abrupreis für die Reserve ist, da damit auch die Wahrscheinlichkeit steigt, dass die entsprechenden Lasten auch ausserhalb eines Reserveabrufes allein schon aufgrund der Marktpreise eingeschränkt werden.

Anbieter von Lasten mit einer längeren Mindestabrfudauer könnten für die Zusatzkosten entschädigt werden, die ihnen aus kurzen Reserveabrufen entstehen. Dies würde jedoch die Effizienz des Reserveabrufes senken – da dadurch vermehrt Lasten an der Reserve teilnehmen, deren Abruf ineffizient ist.

Alternativ dazu könnten die Anbieter von Lasten mit einer längeren Mindestabrfudauer bei kurzen Reserveabrufen von der Abrupflicht befreit werden. Dadurch könnte jedoch sowohl die Effizienz des Reserveabrufes als auch die Wirksamkeit der Reserve eingeschränkt werden, da auch

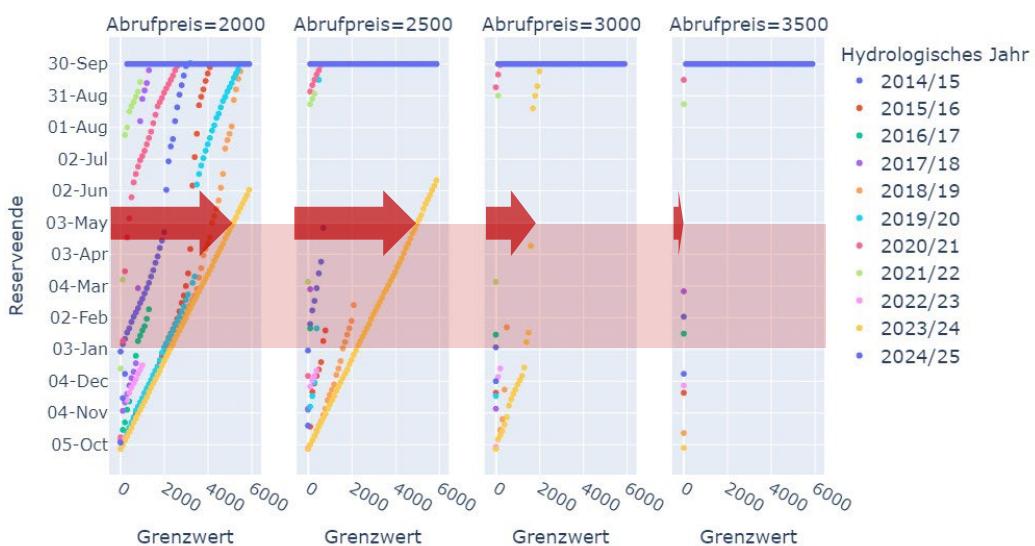
Lasten mit einer kürzeren Abrufdauer einen Anreiz hätten, eine längere Mindestabrufdauer anzugeben. Um dies zu vermeiden, müssten Lasten mit kürzerer Mindestabrufdauer eine höhere Vergütung erhalten. Die korrekte administrative Festlegung des Unterschieds zwischen den Vergütungen mit verschiedener Mindest-Abrufdauer ist nicht trivial.

Wenn hingegen alle Lasten dazu verpflichtet werden, sich auch im Fall von kürzeren Reserveabrufen für die von Ihnen benötigte Mindest-Abrufdauer einzuschränken, sinkt dadurch implizit die Vergütung von Lasten mit längerer Abrufdauer, genau in dem Masse wie ein kürzerer Reserveabruf wahrscheinlich und mit Mehrkosten verbunden ist. Aufgrund der unzureichenden Datenbasis bezüglich der Eintrittswahrscheinlichkeit und Dauer von Reserveabrufen gehen wir davon aus, dass die daraus resultierende implizite Abstufung der Vergütungshöhe für Lasten mit längerer Mindestabrufdauer genauer ist als eine administrative Festlegung.

*Empfehlung: Lasten mit längeren Mindest-Abrufdauern sollten auch bei kürzeren Reserveabrufen zur Lasteinschränkung verpflichtet werden, ohne hierfür eine zusätzliche Entschädigung zu erhalten.*

### Box 2: Reserveende bei verschiedenen Abrufpreisen und Abrufeinschränkungen

Restriktive Obergrenzen bezüglich der Abrufdauer und Häufigkeit der Verbrauchsreserve können dazu führen, dass die Reserve bereits vor Ende des Winters aufgebraucht ist. Neben dem Grenzwert für den Reserveabruf hängt der Zeitpunkt, an dem die Reserve aufgebraucht ist (i.e. das „Reserveende“), dabei auch davon ab, wie hoch der Abrufpreis ist, und wie der Preisverlauf während zukünftiger Energiekrisen ist. Aufgrund der mangelnden Datenbasis hinsichtlich des Preisverlaufs während zukünftigen Energiekrisen wurden für die nachfolgenden Abbildungen die historischen Preise aus jedem hydrologischen Jahr von 2014/15 bis 2024/25 so skaliert, dass der maximale Preis bei 4000 EUR/MWh liegt und der tiefste Wert einem Preis von 0 EUR/MWh entspricht. Anschliessend wurde für verschiedene Abrufpreise und Grenzwerte bezüglich der Abrufeinschränkungen berechnet, wie lange es dauern würde, bis die Reserve erschöpft ist.



*Abbildung 2.3: Termine, an denen das Preisszenario den Grenzwert für die Abrufdauer überschreitet.*

Wie in Abbildung 2.3 dargestellt, müsste für die Gewährleistung eines Reserveendes nach dem 1. Mai im Fall eines Abrufpreises von 2000 EUR/MWh (linke Spalte) eine maximale Abrufdauer von mehr als 5000 h/y (bzw. eine relative Abruhhäufigkeit von mehr als 200 d/y) gefordert werden. Bei einem Abrufpreis von 3500 EUR/MWh (rechte Spalte) wäre hingegen bereits eine Mindest-Abrufdauer von 10 h/y (bzw. eine Abruhhäufigkeit von 1d/y) ausrei-

#### 2.1.4 Rabattierte Energiemenge

Die Rabattierte Energiemenge kann entweder a) als Summe der viertelstundenscharfen Überschreitungen der Drop-to-Leistung oder b) als Differenz zwischen der über die Drop-to-Leistung abgesicherten Gesamtenergiemenge und der im Jahresverlauf insgesamt nachgefragten Energiemenge berechnet werden. Die summarische Betrachtung auf den Jahresverbrauch ist gegenüber einer stundenscharfen Betrachtungsweise zu bevorzugen, da sie Anreize zu unerwünschter, besonders spitzenreicher Fahrweise (zur Maximierung von rabattiertem Verbrauch) vermeidet.

Empfehlung: Die rabattierte Energiemenge sollte als Differenz zwischen der Jahressumme des über Drop-to-Leistung abgesicherten Verbrauchs im Vergleich zur Jahressumme des Referenzlastprofils bestimmt werden. Dabei sollte sowohl die über Drop-to-Leistung jährlich gesicherte Energiemenge als auch das Referenzlastprofil der Last gemäss dem gewählten Deratingansatz gewichtet werden (Vgl. Abschnitt 2.1.6).

## 2.1.5 Referenzlastprofil

Um die bei Bedarf verfügbare Leistungs- bzw. Energiereduktion zu bestimmen, bedarf es eines Lastprofils, welches den ohne Lasteinschränkung im Normalfall erwarteten Referenzverbrauch beschreibt. Als Referenzlastprofil kann entweder i) das historische Lastprofil eines oder mehrerer vergangener Jahre oder ii) das vertragliche Lastprofil, welches der Kunde bei seinem Lieferanten für das aktuelle Jahr eingekauft hat, gewählt werden. Im Vergleich zu vertraglichen Lastprofilen, die im Nachgang zur Reserveauktion angepasst werden könnten, haben historische Lastprofile den Vorteil, dass sie schwerer manipulierbar sind, bzw. eine Manipulation des Lastprofils mit höheren Kosten verbunden ist als im Fall von vertraglich eingekauften Lastprofilen. Für Unternehmen, deren Last sich im Vergleich zum Vorjahr ändert, sind historische Lastprofile jedoch gegebenenfalls weniger genau als ein vertragliches Referenzlastprofil. Insbesondere für das erste Jahr nach der Schliessung oder Neueröffnung von Verbrauchsstätten kann der Referenzverbrauch nur schwer oder gar nicht aus historischen Lastprofilen abgeleitet werden.

Im Rahmen der Abrechnung kann daher entweder i) das ex-ante, im Rahmen der Auktion angenommene Referenzlastprofil, oder ii) ein ex-post, im Lauf der Verpflichtungsperiode gemessenes Referenzlastprofil verwendet werden. Eine ex-post Bestimmung könnte die Messgenauigkeit erhöhen, da sowohl Kunden, deren Energieverbrauch aufgrund von Effizienzmassnahmen sinkt, als auch Kunden, deren Energieverbrauch durch den Anschluss neuer Lasten steigt, für die Bereitschaft von Lasteinschränkungen im Vergleich zu ihrem tatsächlichen Stromverbrauch bezahlt werden. Bei Reserveabruf wird das ex-post gemessene Verbrauchsprofil um die durch den Reserveabruf bewirkte Lastsenkung reduziert. Die daraus entstehende Messgenauigkeit ist voraussichtlich jedoch vernachlässigbar, da Reserveabrufe vergleichsweise selten und auf wenige Wochen des Jahres beschränkt sind (Abschnitt 2.1.3). Somit fällt die aus der Verwendung des gemessenen Lastprofils entstehende Unterschätzung während der (wenigen) Jahren mit Reserveabruf gegenüber der zunehmenden Messgenauigkeit während der (vielen) Jahre ohne Reserveabruf kaum ins Gewicht. Darüber hinaus spricht einiges dafür, dass die aus Verwendung eines ex-post Lastprofils entstehende Unterschätzung des Lastsenkungsvolumens selbst in Jahren mit Reserveabruf gering ist. Zum einen werden viele Verbraucher ihre Last bei steigenden Marktpreisen bereits vor Reserveabruf und somit unabhängig von der Verbrauchsreserve einschränken. Zum anderen werden selbst Verbraucher, die Ihre Lasten nur aufgrund des Reserveabrufes einschränken, möglicherweise einen Teil der dadurch bewirkten Lastsenkungen durch spätere Verbrauchserhöhungen wieder kompensieren, beispielsweise um die Ihnen durch den Reserveabruf entstandenen Produktionsausfälle zu kompensieren. Insgesamt gehen wir somit davon aus, dass die Verwendung der ex-post gemessenen Lastprofile die Messgenauigkeit erhöht. Zum Zeitpunkt der Auktion liegt diese Information jedoch noch nicht vor.

Empfehlung: Für die zur Sortierung der Gebote benötigte Ermittlung der erwarteten rabattierten Energiemenge im Rahmen der Auktion sollte das historische Lastprofil des Kunden aus dem Vorjahr als Referenzlastprofil verwendet werden. Neu ans Netz angeschlossene Kunden können somit erst im zweiten Jahr nach Netzzuschluss an der Reserve teilnehmen. Für die Abrechnung der

*Vergütung sollte der ex-post gemessene, tatsächliche Stromverbrauch des Reserveanbieters als Referenzlastprofil verwendet werden.*

### 2.1.6 Derating

Derating-Faktoren beschreiben in der Regel den Anteil der nominalen Kapazität einer Produktionsanlage, der während der durch einen Kapazitätsmechanismus abgesicherten Engpässen im Mittel als verfügbar angenommen wird (Mastropietro et al., 2019). Für die Berechnung der Derating-Faktoren wird somit die Wahrscheinlichkeit ermittelt, dass die entsprechenden Produktionsanlagen während zukünftiger Engpässe verfügbar sind. Diese ist sowohl abhängig von der Technologie als auch von dem Engpasszenario gegen welches der Kapazitätsmechanismus absichern soll und kann in unterschiedlicher Granularität berechnet werden (von anlagenspezifisch bis technologiespezifisch).

Für die an der Verbrauchsreserve teilnehmenden Lasten existiert keine nominale Kapazität. Darüber hinaus wird die Nachfrage in Form eines Beschaffungsziels für die während Knappheiten verfügbare Energiemenge definiert (Abschnitt 2.2.3). Im Gegensatz zu der bei Kapazitätsmechanismen verwendeten Definition beschreiben die Derating-Faktoren für die Verbrauchsreserve somit nicht das Verhältnis zwischen der Nominalkapazität und der im Mittel verfügbaren Kapazität, sondern bewerten die Relevanz der zu einzelnen Zeitpunkten einschränkbaren Energiemenge für das Energiebeschaffungsziel.

Aus der Drop-to-Leistung, dem Referenzlastprofil, und allfälligen Abrufeinschränkungen kann mittels der Derating-Faktoren für die einzelnen Zeitschritte die im Durchschnitt erwartete Lastsenkung ermittelt werden. Die Festlegung der Derating-Faktoren ist für die **Anreizwirkung** von entscheidender Bedeutung. Eine geeignete Wahl der Derating-Faktoren kann einerseits die **Windfall-Profits** aus einer Reserveteilnahme reduzieren, da Reserveanbieter nur in dem Masse eine Vergütung erhalten, wie sie auch einen Mehrwert zur Absicherung gegen die Knappheitsszenarien bietet, für welche die Reserve eingerichtet wurde. Auf der anderen Seite kann gerade durch die Wahl von Derating-Faktoren, welche die Windfall-Profits reduzieren aber auch ein **Fehlanreiz** entstehen, der im schlimmsten Fall dazu führt, dass Kunden ihre Last in den für die Versorgungssicherheit kritischen Wintermonaten erhöhen.

In Rahmen dieser Studie wird dieser Trade-off beispielhaft anhand der Auswirkungen für die folgenden Derating-Ansätze beschrieben:

1. **Einheitliches Derating:** Alle Zeitschritte werden gleich gewichtet (Derating-Faktor=1).
2. **Monatliches Derating:** Der Derating Faktor in den kritischen Wintermonaten (Jan-April) ist 1, und während der übrigen Monate 0.
3. **Proportional zum Marktpreis:** Der Derating-Faktor ist eine lineare Funktion des Schweizer Marktpreises im Day-Ahead Markt.
4. **Proportional zur Last:** Der Derating-Faktor ist eine lineare Funktion der Schweizer Netzgesamtlast.
5. **Proportional zur Residuallast:** Der Derating Faktor ist eine lineare Funktion der Schweizer Residuallast, nach Abzug der Produktion aus heimischen erneuerbaren Energien.

Die aus diesen Definitionen resultierenden Derating-Faktoren sind in Abbildung 4 dargestellt.

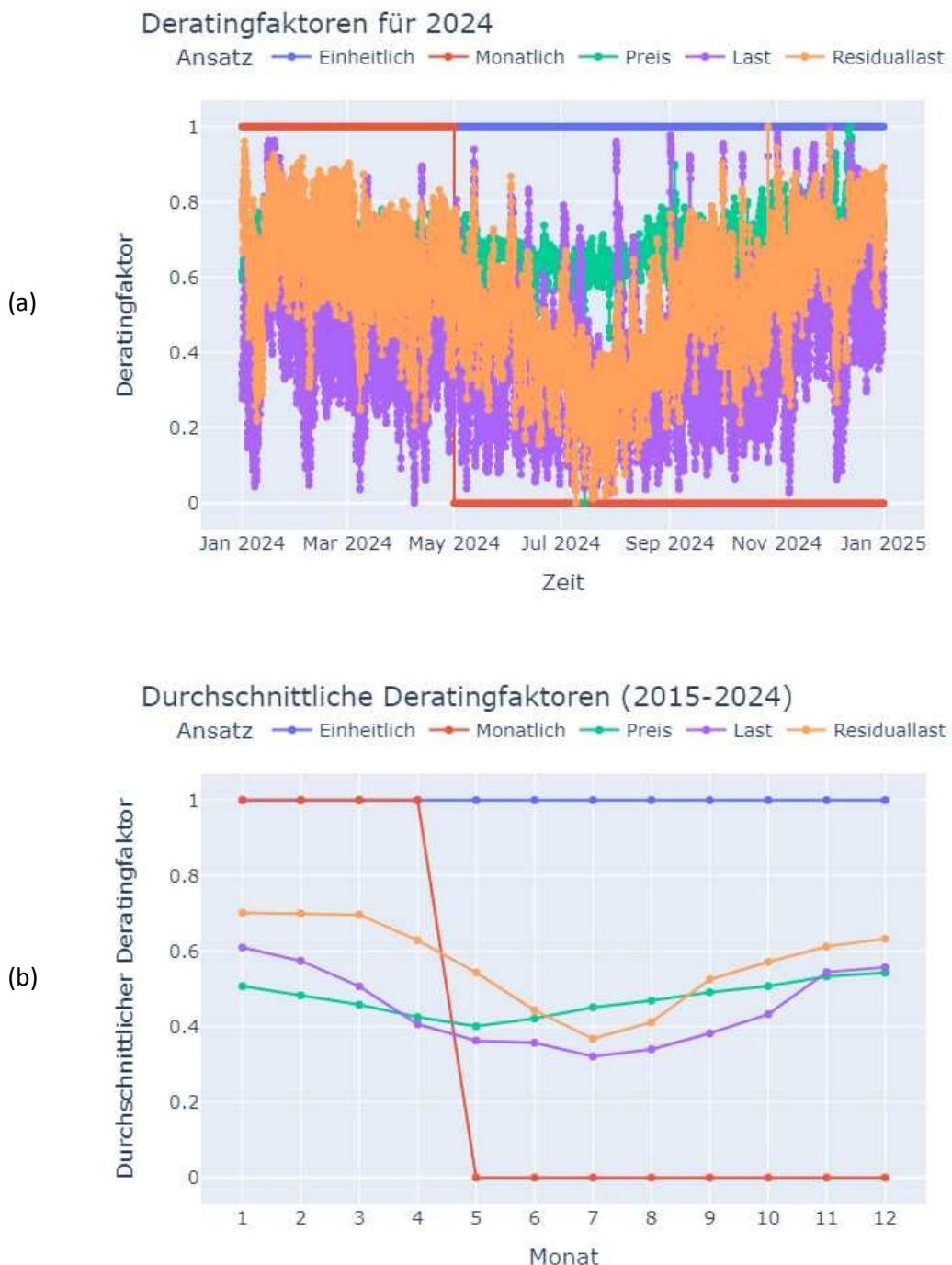


Abbildung 4: Derating Faktoren aus dem Jahr 2024 (a), sowie monatliche Durchschnittswerte der Derating-Faktoren von 2015 bis 2024 (b).

Die aus den Derating-Ansätzen resultierende Wirkung auf das Preisniveau für die Reserveteilnehmer und die daraus resultierende Anreizwirkung wird in Anhang A hergeleitet und in Tabelle

1 zunächst für den Fall von Kunden, die den Anreizen des Spotmarktes<sup>1</sup> ausgesetzt sind, zusammengefasst.

*Tabelle 1: Anreizwirkung der verschiedenen Deratingansätze bei Kunden mit Spotpreisvertrag.*

Derating Ansatz	Vermeidung Windfall	Vermeidung Fehlanreiz	Senkung Preisvolatilität
Einheitlich	✗	✓	✗
Monatlich	✓	✗	✗
Proportional zu Preis	✗	✓	✓
Proportional zur Last	✗	✗	✗
Proportional zu Residuallast	✗	✓	✗

Ein **einheitliches Derating** führt zu Windfall-Profits, da Lasten, die nur im Sommer, oder bei tiefen Preisen betrieben werden (z.B. Freibäder) bei vergleichbarer Lasteinschränkung eine identische Vergütung erhalten, wie Lasten, die nur im Winter oder bei hohen Preisen betrieben werden (z.B. Eislaufhallen). Auf der anderen Seite verursacht ein einheitliches Derating nicht den Fehlanreiz im Winter mehr Strom nachzufragen, und führt nicht zu einer Senkung der Preisvolatilität, da der aus der Reserveteilnahme resultierende Rabatt für die Last in allen Stunden des Jahres identisch ist.

Ein **monatliches Derating** hat den umgekehrten Effekt und vermeidet Windfall-Profits von Lasten, die nur im Sommer betrieben werden. Auf der anderen Seite entsteht dadurch aber auch der Fehlanreiz, Lasten vom Sommer in den Winter zu verschieben, da der Strom im Winter aufgrund des Rabatts aus der Reserveteilnahme unter Umständen deutlich günstiger wäre als im Sommer. Mit Ausnahme des daraus resultierenden Sprungs zwischen den Preisen im Sommer und im Winter, hat ein monatliches Derating keine Auswirkung auf die Preisvolatilität, da der aus der Reserveteilnahme resultierende Rabatt sowohl während der Sommermonate als auch während der Wintermonate konstant ist.

Ein **Derating proportional zum Preis** kann bei geeigneter Parametrierung die Stärken beider Ansätze kombinieren, da Lasten während der Monate aber auch der Tageszeiten, in denen im Strommarkt ein Überangebot herrscht, einen tieferen Rabatt für die Reserveteilnahme erhalten als während Stunden und Monaten mit hohem Preis, in denen der Abruf der Reserve wahrscheinlicher ist. Dadurch werden Windfall-Profits zumindest leicht reduziert. Bei Reserveanbietern, die dem Spotpreis ausgesetzt sind, kann ein korrekt kalibriertes Derating proportional zum Spotpreis den Fehlanreiz zur Lastverschiebung in teurere Stunden vollständig vermeiden (vergleiche Anhang C.4). Der sinkende Preisunterschied zwischen Hoch- und Tiefpreiszeiten reduziert zwar den aus Systemsicht wünschenswerten Anreiz für Reserveteilnehmer ihre Lasten zu verschieben. Die damit einhergehende Senkung der Preisvolatilität wäre aus Sicht der Reserveteilnehmer aber gegebenenfalls durchaus positiv, da sich dadurch auch ihr unternehmerisches Risiko reduziert.

Ein **Derating proportional zur Last oder zur Residuallast** wirkt aufgrund der Korrelation zwischen der (Residual-)Last und dem Day-Ahead Marktpreis ähnlich wie das Derating proportional zum Preis. Insbesondere im Fall des Deratings proportional zur Residuallast ist die Senkung der Windfall-Profits gegebenenfalls noch stärker, da Wintermonate ein höheres und Sommermonate ein tieferes Derating erhalten als im Fall des preisbasierten Deratings (Abbildung 4,b). Auf

<sup>1</sup> Z.B. Kunden, die über einen Spotpreisvertrag, einen Profilvertrag, oder einen Forward beliefert werden, dessen ungenutztes Volumen am Spotmarkt verkauft werden kann.

der anderen Seite treten im Fall eines Deratings proportional zur (Residual-)Last auch bei Kunden, deren Vertrag sie den Spotmarktpreisen aussetzt, vermehrt Fehlanreize auf. Beispielsweise kann es während Tagen mit hoher (Residual-)Last in Stunden von hohen Marktpreisen und tieferer (Residual-)Last Stunden von tiefen Marktpreisen dazu kommen, dass die Summe aus Marktpreisen und Rabatten für Reserveteilnahme während der Stunden mit hohen Marktpreisen tiefer ausfällt als während der Stunden mit tiefen Marktpreisen.

Falls Kunden über einen Fixpreisvertrag beliefert werden, führen mit Ausnahme eines einheitlichen Deratings alle übrigen Deratingansätze zu Fehlanreizen (siehe Anhang C.4). Um Fehlanreize zu vermeiden (oder zumindest zu reduzieren), müssten Reserveanbieter im Fall eines proportionalen Deratings somit über einen Spotpreisvertrag, einen Profilvertrag und/oder einen Forward beliefert werden. Im Vergleich zu einem Fixpreisvertrag würden dadurch auch die Dispatchanreize unterhalb des Abrupreises für die Verbrauchsreserve optimiert. Aufgrund der damit einhergehenden **Einschränkung der Vertragsfreiheit**, dürfte ein Verbot von Fixpreisverträgen jedoch ggf. auf Widerstände stossen.

Grundsätzlich steht der Regulator somit vor dem in Abbildung 5 dargestellten **Trilemma**. Wählt er ein einheitliches Derating, führt die Reserve zu Windfall Profits. Im Fall eines monatlichen Deratings entstehen Fehlanreize zur Lasterhöhung in Stunden mit hohen Preisen. Bei geeignet kalibriertem Derating proportional zur (Residual-)Last kann der Fehlanreiz zur Lastverschiebung in teurere Stunden reduziert, und im Fall eines Deratings proportional zum Marktpreis sogar weitgehend vermieden werden. Voraussetzung hierfür ist jedoch eine Einschränkung der Vertragsfreiheit der Reserveanbieter. Je nach Präferenz könnten die unterschiedlichen Deratingansätze beliebig miteinander kombiniert werden. Darüber hinaus sind viele weitere Deratingansätze denkbar, beispielsweise könnte anstelle des hier dargestellten monatlichen Deratings auch eine weniger sprunghafte deterministische Funktion in Abhängigkeit von der Jahreszeit verwendet werden.

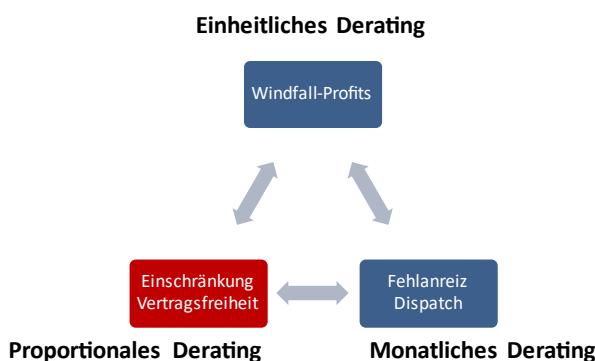


Abbildung 5: Trilemma bei der Ausgestaltung des Deratings.

Die meisten Vorteile aus Systemsicht bietet dabei vermutlich eine Kombination aus einem einheitlichen Derating und einem Derating proportional zum Preis, da die zur Vermeidung von Fehlanreizen erforderlichen Lieferverträge auch unterhalb des Abrupreises für die Verbrauchsreserve zu einer Verbesserung der Dispatch-Anreize führen.

Empfehlung: Derating-Faktoren sollten von der ElCom als Funktion des Day-Ahead Marktpreises mit oder ohne eine zusätzliche jahreszeitabhängige Komponente festgelegt werden. Die Derating Funktionen sollten so kalibriert werden, dass eine Reserveteilnahme nicht zu Fehlanreizen führt. Um Fehlanreize aufgrund des Deratings abhängig vom Marktpreis zu vermeiden, sollten Reserveteilnehmer verpflichtet werden, einen Profilvertrag oder Spotpreisvertrag abzuschließen, der sie den Day-Ahead Marktpreisen aussetzt.

## 2.2 Ausschreibung

### 2.2.1 Gebotsformat

Die Gebote in der Reserveausschreibung sollten pro Gebot die folgenden Angaben enthalten:

#### 1. Vorhalteentgelt

Das im Falle eines Zuschlages mindestens geforderte Vorhalteentgelt [CHF].

#### 2. Betroffene Messpunkte

Die Messpunkte, auf die sich die Drop-to-Leistung und das Referenzlastprofil der Kunden bezieht.

#### 3. Liefervertrag und Drop-to-Leistung

Für Kunden, die ihren Strom über einen Lieferanten einkaufen, sollte ein Angebot ihres im Falle eines Reservezuschlages gültigen Liefervertrages beigefügt werden, der ihre Drop-to-Leistung beinhaltet.

Für Kunden, die ihren Strom nicht von einem Lieferanten, sondern direkt selbst an der Börse einkaufen, sollte ihre im Fall eines Reservezuschlages gültige Drop-to-Leistung angeben werden.

#### 4. Referenzlastprofile

Die von einem unabhängigen Datenlieferanten (Abschnitt 2.5.2) bereitgestellte zur Bestimmung der abrufbaren Energiemenge verwendete Referenzlastprofile des Kunden, für den das Gebot abgegeben wird (siehe Abschnitt 2.1.5).

#### 5. Selbstdeklarationen

Selbstdeklaration des Kunden bezüglich EV-Ladestationen, Absicherungsverträgen und dem Zu-kauf allfälliger durch Reserveabruf eingeschränkt produzierten Güter (siehe Box 1: Exkurs zu Arbitrage-Anreizen).

### 2.2.2 Gebotsrichtlinien

Die Richtlinien für die Reserveausschreibung sollten folgende Vorgaben enthalten:

**Maximale Gebotsanzahl.** Die Kosten der Lasteinschränkung können für jeden Kunden unterschiedlich sein. Darüber hinaus hängen die Lasteinschränkungskosten jedes Kunden davon ab, wie stark seine Last eingeschränkt wird (i.e. von der Höhe seiner Drop-to-Leistung). Um dies zu berücksichtigen und die Komplexität der Berechnung der Preise für die Reservevorhaltung auf ein sinnvolles Mass zu beschränken sollten bis zu 3 Gebote pro Kunde zugelassen werden.

**Betroffene Messpunkte.** Zur Vermeidung von Arbitrage-Anreizen sollten für jeden Kunden, der an der Reserve teilnimmt, die Messpunkte aller Standorte aus der entsprechenden Sparte seines Unternehmens angegeben werden (siehe Box 1: Exkurs zu Arbitrage-Anreizen).

**Referenzlastprofil.** Um die Korrektheit der Angaben zu gewährleisten, sollten die Referenzlast-profile durch einen unabhängigen Datenlieferanten bereitgestellt werden (siehe Abschnitt 2.5.2).

**Liefervertrag.** Der für die Teilnahme an der Verbrauchsreserve mit dem Lieferanten abgeschlos-sene Liefervertrag sollte gemäss *StromVG in Artikel 8o* sowohl den mit dem Lieferanten verein-barten Abrupreis [CHF/MWh] als auch die Drop-to-Leistung [kW] beinhalten (siehe Abschnitt

2.3.1). Der in dem Liefervertrag mit dem Lieferanten vereinbarte Abrufpreis darf nicht höher sein als der Abrufpreis der Verbrauchsreserve. Ein tieferer Abrufpreis ist jedoch zulässig (Vergleiche Abschnitte 2.3.1 und 2.4.2).

Zusätzlich dazu sollten Lieferverträge die Kunden im Fall eines proportionalen Deratings den Anreizen aus dem Spotmarkt aussetzen. Beispielsweise, indem die Kunden den Spotpreis bezahlen, über einen Profilvertrag abgesichert sind, oder das von ihnen auf Termin eingekaufte Lastvolumen am Spotmarkt verkaufen können.

Falls entgegen der Empfehlung in den Abschnitten 2.1.3 und 2.4.2 die Eingabe von Abrufeinschränkungen oder von Abrufpreisen, welche über die Mindestvorgaben hinausgehen, gefördert werden soll, müssten diese ebenfalls im Rahmen der Gebote festgelegt werden. Darüber hinaus müssten die Gebotsrichtlinien Mindestvorgaben zu den Obergrenzen für den Reserveabruft beinhalten. Dabei sollten die Obergrenzen für den Reserveabruft bei tieferem Abrufpreis entsprechend höher festgelegt werden.

### 2.2.3 Nachfragefunktion

Die Beschaffungsziele für die Reserve könnten in Form einer zu beschaffenden i) Leistungsmenge (MW) oder ii) Energiemenge (MWh) festgelegt werden.

In beiden Fällen muss die von den Reserveanbietern bereitgestellte Leistungs- oder Energiemenge aus der Drop-to-Leistung und dem Referenzlastprofil bestimmt werden. Falls die bereitgestellte Leistungsmenge als Jahressdurchschnitt und die bereitgestellte Energiemenge als Jahressumme der *Differenz* zwischen Drop-to-Leistung und nachgefragter Energiemenge berechnet werden (siehe „Rabattierte Energiemenge“ in Abschnitt 2.1), ist das Verhältnis zwischen beiden Masseinheiten bei allen Reserveanbietern identisch, i.e. bereitgestellte Energiemenge = 8760 x durchschnittlich bereitgestellte Leistungsmenge. Für die Beschaffung spielt es somit keine Rolle, ob die Nachfrageziele in (MW) oder (MWh) angegeben werden.

Falls die bereitgestellte Leistungsmenge hingegen davon abweichend als Durchschnittswert der viertelstundenscharfen *Überschreitungen* der Drop-to-Leistung berechnet wird, würde dies den Reserveanbietern einen Anreiz geben, ein spitzeres Lastprofil zu fahren, um den Schätzwert für die bereitgestellte Leistungsmenge künstlich zu erhöhen.

Empfehlung: Um Fehlanreize zu vermeiden, sollte die Nachfragefunktion für die Verbrauchsreserve anders als bei den angebotsseitigen Reserven, zunächst nur in MWh spezifiziert werden.

Die Nachfragekurve für die Verbrauchsreserve kann entweder i) fix, ii) über Toleranzbänder, oder iii) in Form einer preisabhängigen Nachfragefunktion festgelegt werden. Ein fixes Beschaffungsziel erhöht die Marktmacht der Reserveanbieter und ist daher weniger empfehlenswert. Die Verwendung einer preisabhängigen Nachfragefunktion reduziert sowohl die Möglichkeit zur Preismanipulation als auch die Schwankung der Preise für Reservevorhaltung zwischen den verschiedenen Beschaffungsjahren, wodurch die dynamische Effizienz der Reserve erhöht wird (Hobbs et al., 2005). Die Verwendung von Toleranzbändern ermöglicht dem Reserveeinkäufer weitere Freiheitsgrade. Die eingekaufte Energiemenge kann ebenfalls preisabhängig angepasst werden. Darüber hinaus kann die im Rahmen der Auktion verwendete Nachfragekurve jedoch innerhalb der Toleranzbänder frei gewählt werden. Dies ermöglicht es, die eingekaufte Menge innerhalb des Toleranzbandes so festzulegen, dass die Einkaufskosten besser optimiert werden als im Falle einer im Vorfeld festgelegten preisabhängigen Nachfragekurve. Bei der Festlegung der Toleranzbänder besteht ein Trade-off. Je weiter das Toleranzband gefasst wird, umso besser

können allfällige «Hebelgebote» von Anbietern mit Marktmacht unterbunden werden (siehe Abschnitt 2.2.4). Auf der anderen Seite kann ein breiteres Toleranzband zu einem geringeren Angebotsvolumen führen, da dadurch das Risiko steigt, dass Anbieter keinen Zuschlag erhalten (Ehrhart et al., 2019). Die Toleranzbänder sollten somit daher so festgelegt werden, dass eine ausreichend hohe Mindestnachfrage, z.B. 70% des angestrebten Einkaufsvolumens zu dem in der Auktion festgelegten Höchstpreis garantiert ist.

*Empfehlung: Analog zur angebotsseitigen Reserve, sollten Toleranzbänder mit einer ausreichend hohen Mindestnachfrage für die Verbrauchsreserve bestimmt, und die tatsächlich eingekauften Menge auf Basis der Angebotskurve festgelegt werden.*

Um Marktmacht einzudämmen, könnte zusätzlich i) eine Preisobergrenze in ähnlicher Höhe wie die Preisobergrenze für angebotsseitige Reservearten, oder ii) eine gemeinsame Auktion für angebots- und verbrauchsseitige Reserven eingeführt werden. Die Festlegung einer Preisobergrenze in Abhängigkeit von den Kosten der günstigsten angebotsseitigen Reserveart erscheint sinnvoll, da es beim Überschreiten dieser Kostengrenze günstiger wäre, die Nachfrage für die entsprechende angebotsseitige Reserveart zu erhöhen, anstatt von der Verbrauchsreserve einzukaufen. Im Fall der angebotsseitigen Reserve wird die Entschädigung für Reservevorhaltung entweder administrativ festgelegt (bei der Wasserkraft-Reserve) oder über individuelle Gebotspreise (bei Notstromgruppen oder Reservekraftwerke). Die marginalen Kosten für den Einkauf zusätzlicher angebotsseitiger Reserven entsprechen somit in grober Näherung den Kosten für das teuerste noch bezuschlagte Gebot aus der angebotsseitigen Reserve.

Im Gegensatz zu der Durchführung separater Auktionen, bei denen die Nachfrage jeder Reserveart innerhalb der Toleranzbänder frei gewählt werden kann, erscheint spätestens die Durchführung einer gemeinsamen Auktion nur in dem Masse sinnvoll, wie die Produkte für die angebots- und verbrauchsseitige Reserve vergleichbar sind. Vor Einführung einer gemeinsamen Auktion sind daher weitere Vorarbeiten nötig. Beispielsweise müsste der Abrufpreis und die Regeln für den Reserveabruf, aber auch die Regeln für die Preisbildung an die angebotsseitige Reserve angepasst werden. Darüber hinaus wäre zu prüfen ob / welche weiteren Anpassungen der Regeln für die verschiedenen Reserven möglich wären, ohne zu Fehlanreizen zu führen. Da hierfür eine Änderung des StromVG (*Art. 8n Absatz 2 Punkt c; Art. 8o*) erforderlich wäre, wird dies jedoch voraussichtlich erst bei entsprechendem Druck im Rahmen des Stromabkommens erfolgen (siehe hierzu auch Abschnitt 2.7).

*Empfehlung: Zur Reduzierung von Marktmacht, sollte der Preis für die Reservevorhaltung durch eine Preisobergrenze in ähnlicher Höhe wie für allfällige angebotsseitigen Reserven beschränkt werden. Bei ausreichender Angleichung der Regeln für die angebots- und verbrauchsseitige Reserve könnte die Marktmacht längerfristig weiter eingeschränkt werden, indem die Reserven im Rahmen einer technologieneutralen Ausschreibung beschafft werden. Hierfür bedarf es jedoch einer Anpassung des StromVG.*

## 2.2.4 Preisbildung

Der für die Reservevorhaltung bezahlte Preis kann entweder einheitlich (marginal clearing price) oder auf Basis des Gebotspreises (pay-as-bid) erfolgen. Beide Preisbildungsmechanismen haben Stärken und Schwächen.

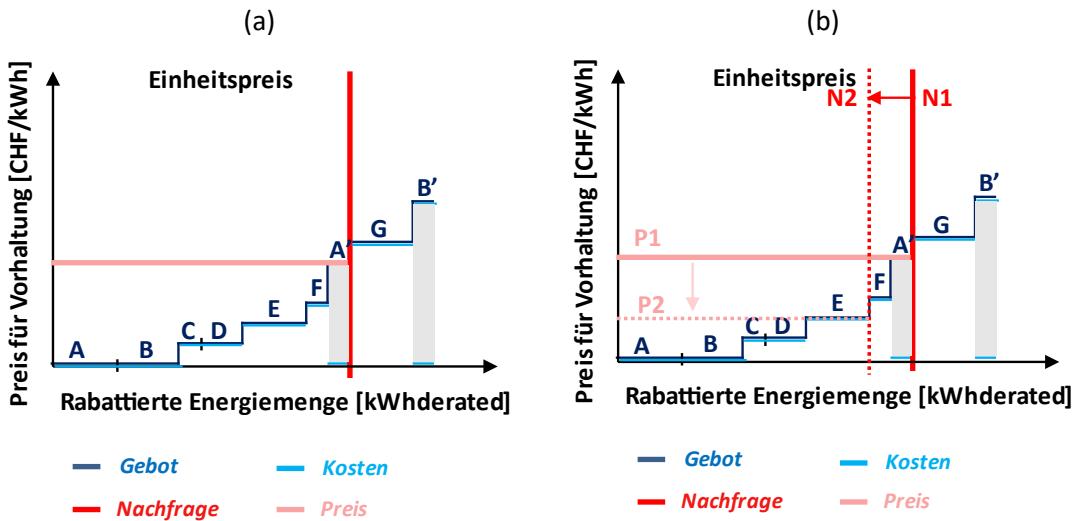


Abbildung 6: Wirkung von Einheitspreisen für Reservevorhaltung im Fall einer Nachfragefunktion  
(a) ohne und (b) mit Toleranzbändern.

Bei Einheitspreisen für die Reservevorhaltung (Abbildung 6, a) haben die Reserveanbieter einen Anreiz, ihre tatsächlichen Kosten zu bieten. Die meisten Anbieter werden dies somit tun. Dies erhöht die Chancen für kleinere Anbieter (C, D und F), die weniger Erfahrung bei der Schätzung der erwarteten Marktpreise für die Reservevorhaltung haben im Rahmen der Auktion einen Zuschlag zu erhalten, was zu einem steigenden Wettbewerbsdruck auf grössere Anbieter (A,B) und damit zu fallenden Preisen führen könnte. Auf der anderen Seite haben insbesondere grössere Anbieter im Fall von Einheitspreisen einen Anreiz den Marktpreis für Reservevorhaltung durch «Hebelgebote» zu erhöhen, d.h. durch Angebot eines kleinen Teilvolumens ihrer Lastsenkung (A' und B') zu deutlich höheren Preisen. Die Verwendung von Toleranzbändern kann das Risiko von Hebelgeboten jedoch reduzieren. Beispielsweise könnte bei dem in (Abbildung 6, b) dargestellten Fall eine Nachfragesenkung von N1 auf N2 den Preis von P1 auf P2 reduzieren.

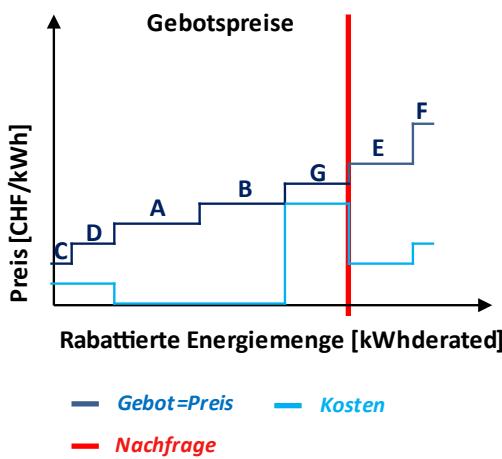


Abbildung 7: Wirkung von Gebotspreisen auf den Preis für Reservevorhaltung.

Gebotspreise für die Reservevorhaltung (Abbildung 6, a) können den Anreiz für Hebelgebote ebenfalls reduzieren, da jeweils nur der gebotene Preis ausbezahlt wird. Die Anbieter haben dadurch jedoch einen Anreiz, anstelle ihrer tatsächlichen Kosten den von ihnen erwarteten Marktpreis für die Reservevorhaltung zu bieten. Dies kann zu Ineffizienz führen, da unter Umständen Reserveanbieter mit höheren Kosten (G) einen Zuschlag erhalten, weil sie den

Marktpreis für Reservevorhaltung besser geschätzt haben als andere Reserveanbieter mit tieferen Kosten (E, F). Darüber hinaus sinken tendenziell die Erlöse von kleineren Anbietern (C, D) die aufgrund ihrer geringeren Erfahrung den Marktpreis für Reservevorhaltung ungenauer schätzen, wodurch die Wahrscheinlichkeit einer Auktionsteilnahme und damit der Wettbewerbsdruck auf die grossen Anbieter sinkt.

Welcher der Preisbildungsansätze zu tieferen Kosten für die Reservevorhaltung führt lässt sich im Voraus nicht eindeutig sagen, da keine empirischen Daten zur Marktliquidität und / oder den Gebotskurven vorliegen. Insbesondere bei der ersten Auktionsdurchführung dürfte es jedoch schwer sein, den Marktpreis für Reservevorhaltung abzuschätzen, wodurch die Ineffizienzen von Gebotspreisen steigt. Im Gegensatz dazu können die durch Hebelgebote bei Verwendung von Einheitspreisen verursachten Preiserhöhungen voraussichtlich gut durch den Einsatz von Toleranzbändern vermieden werden. Um Anreize zum Gebot der tatsächlichen Kosten zu setzen und insbesondere kleinen Anbietern bei den ersten Durchführungen einen Anreiz zur Auktionsteilnahme zu bieten erscheint daher die Verwendung eines Einheitspreises und einer Nachfragefunktion mit Toleranzbändern (siehe Abschnitt 2.2.3) zumindest während der ersten Ausschreibungen empfehlenswert.

*Empfehlung: Der Preis für die Reservevorhaltung sollte zu Beginn in Form eines einheitlichen Clearing-Preises bestimmt werden und bei Verdacht auf Hebelgebote ggf. in den folgenden Jahren durch ElCom überprüft werden.*

Der Preis für Reservevorhaltung kann entweder in einem einzigen Schritt oder im Rahmen eines iterativen Prozesses mit mehreren aufeinanderfolgenden Schritten ermittelt werden. Iterative Auktionen, wie z.B. Descending-Clock-Auctions sind insbesondere dann vorteilhaft, wenn Anbieter ihre Gebote zwischen den Auktionsschritten auf Basis der Informationen aus der vorherigen Auktionsrunde optimieren sollen. Beispielsweise im Fall einer Multi-Kriterien-Auktion, bei der eine Anpassung der Gebote den Anbietern die Möglichkeit gibt, diese auf die «wertvollsten Kriterien» zu optimieren. Falls für die Beschaffung lediglich ein Volumenziel in MWh vorgegeben wird (Abschnitt 2.2.3) bringt eine schrittweise Beschaffung jedoch keinen Vorteil und erhöht lediglich den Auktionsaufwand und das Risiko strategischen Bietverhaltens.

*Empfehlung: Der Preis für die Reservevorhaltung sollte zunächst in einem einzigen Schritt auf Basis der Angebotskurve ermittelt werden.*

## 2.2.5 Zeitpunkt und Häufigkeit

Die Auktionen könnten entweder einmal jährlich oder mehrmals jährlich (z. B. quartalsweise) durchgeführt werden.

Um den Wettbewerb mit der angebotsseitigen Reserve zu erhöhen, könnte es Sinn machen die Auktion für die Verbrauchsreserve zeitgleich wie allfällige Auktionen für angebotsseitige Reserven und für denselben Einsatzzeitraum durchzuführen. Eine zeitgleiche Durchführung der Auktionen würde es ermöglichen, im Rahmen der Toleranzbänder je nach Preisniveau entweder ein grösseres Volumen angebotsseitiger Reserven oder ein grösseres Volumen verbrauchsseitiger Reserven zu beschaffen. In Jahren, während denen die Durchführung einer angebotsseitigen Reserveauktion geplant ist, würde es somit Sinn machen, die Auktion für verbrauchsseitige Reserven zeitgleich durchzuführen.

*Empfehlung: Die Beschaffung der Verbrauchsreserve sollte einmal jährlich, zeitgleich mit allfälligen Ausschreibungen für angebotsseitige Reserven durchgeführt werden.*

## 2.3 Teilnahmebedingungen

Grundsätzlich könnte es sinnvoll sein, die Verbrauchsreserve für möglichst viele Kunden zu öffnen, und – soweit möglich – sowohl eine direkte Teilnahme der Endkunden als auch eine Teilnahme über Lieferanten oder Aggregatoren zu ermöglichen, da dies zu einem stärkeren Wettbewerb zwischen den Anbietern und somit zu tieferen Beschaffungskosten führt.

### 2.3.1 Technische Voraussetzungen

Um zu überprüfen, ob die Aufleistung während Reserveabrufen eingehalten wurde, muss der Lastgang der an der Reserve teilnehmenden Endkunden mit einem Smart-Meter für jede 15-Minuten Abrechnungsperiode separat gemessen werden.

### 2.3.2 Reserveanbieter und Vertragsbeziehungen

Die Teilnahmemöglichkeiten und die Gestaltung der Vertragsbeziehungen hängen sowohl davon ab, um welchen Kundentyp es sich handelt, als auch welcher Akteur in der Auktion als Reserveanbieter auftritt.

#### A) Kundentypen:

**Freie Kunden**, d.h. Kunden mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100 MWh, können ihren Lieferanten am Markt frei wählen. Falls ihr aktueller Lieferant ihnen im Falle einer Teilnahme an der Verbrauchsreserve keine günstigen Konditionen bietet, steht es Ihnen frei, den Lieferanten zu wechseln. Ihrer Teilnahme an der Verbrauchsreserve über ihren Lieferanten, über einen unabhängigen Aggregator, oder – sofern sie die Mindestgebotsgrösse erfüllen (siehe Abschnitt 2.3.3) – auch direkt selbst als Reserveanbieter steht somit nichts im Wege.

**Gefangene Kunden**, d.h. mit einem Jahrestromverbrauch von weniger als 100 MWh, sind gezwungen den Strom von ihrem lokalen Grundversorger zu beziehen. Aufgrund der Mindestgebotsgrösse (siehe Abschnitt 2.3.3) dürfte ihre direkte Teilnahme an der Verbrauchsreserve nicht möglich sein. Falls dies gewünscht ist, wäre eine Teilnahme von gefangenen Kunden somit allenfalls über ihren Lieferanten oder über Aggregatoren möglich.

#### B) Reserveanbieter:

Der Reserveanbieter übernimmt alle Rechte und Pflichten aus dem Reservevertrag. Im Rahmen der Auktion ist der Reserveanbieter dafür zuständig, die Gebote für sich (resp. die von ihm gebündelten Kunden) inklusive der hierfür benötigten Informationen und Selbstdeklarationen der Kunden (Abschnitt 2.2.1) abzugeben. Im Falle eines Zuschlages schliesst er einen Reservevertrag mit Swissgrid ab. Er erhält die Vergütung für die Reserveteilnahme und ist im Gegenzug verpflichtet, die Einhaltung der Drop-to-Leistung im Fall von Reserveabrufen zu gewährleisten, oder entsprechende Sanktionen zu bezahlen. Um sicherzustellen, dass die Lieferanten die durch Reserveabrufe entstehenden Lasteinschränkungen bei ihrer Beschaffung berücksichtigen können, muss der Abrupreis und die Drop-to-Leistung gemäss *StromVG Artikel 8o* im Rahmen des Liefervertrages festgelegt werden.

Für die Gestaltung der **Beziehungen zu den übrigen Marktparteien** werden die folgenden Grundsätze empfohlen:

1. **Verursachergerechte Weiterleitung von Vergütung, Sanktionen:** Um den Anreiz zur Reserveteilnahme und Einhaltung der Drop-to-Leistung nicht zu reduzieren, sollten sowohl die Vergütung als auch die Sanktionen, abzüglich der aus Portfolioeffekten entstehenden

Einsparungen und zuzüglich der für das Portfoliomanagement anfallenden Gebühren proportional an die sie verursachenden Endverbraucher weitergeleitet werden. Da die proportionale Verrechnung der Sanktionen für Nichterfüllung bereits einen ausreichenden Anreiz zur Einhaltung der Drop-to-Leistung bietet, können die Kosten der aus allfälligen Überschreitungen entstehenden Unausgeglichenheiten je nach Vertragsmodell an die sie verursachen Kunden (=Durchrechnungsmodell) weitergeleitet oder vom Lieferanten getragen und eingepreist werden (=All-Inclusive Modell).

2. **Informationspflicht bei Vollversorgungsverträgen:** Falls Reserveanbieter, oder die von ihnen vertretenen Endverbraucher über einen Vollversorgungsvertrag beliefert werden, können Sie die bei Reserveabruf freiwerdenden Energiemengen nicht selbst dem Markt zur Verfügung stellen. Um die freiwerdenden Energiemenge dem Markt zur Verfügung zu stellen, und Unausgeglichenheiten zu vermeiden, ist es in diesen Fällen essentiell dass die für den Handel benötigte Information bezüglich der Drop-to-Leistung, Abrupreis und Jahresenergieverbrauch von dem Reserveteilnehmer an den Händler weitergeleitet werden, der die Abschätzung und den Weiterverkauf freiwerdender Energiemengen am Markt übernimmt.
3. **Keine Informationspflicht bei Profilverträgen:** Falls der Reserveanbieter, oder die von ihm vertretenen Endverbraucher die von Ihnen benötigte Energiemenge selbst einkaufen (z.B. am Terminmarkt, Spotmarkt, oder über ein im Voraus festgelegtes Lastprofil von einem Lieferanten) und für die aus Abweichungen resultierenden Unausgeglichenheiten verantwortlich sind, entfällt die Informationspflicht, da der Reserveanbieter und / oder die von ihm vertretenen Kunden die bei Abruf frei werdenden Energiemengen selbst abschätzen und am Markt handeln müssen.
4. **Unabhängige Datenlieferung:** Um Anreize zur Fehldeklaration zu vermeiden, sollten die für Ausschreibung, Kontrolle und Sanktion benötigten Messdaten soweit möglich von einer unabhängigen Partei geliefert werden (siehe Abschnitt 2.5.2).

In den nachfolgenden Abschnitten werden diese Prinzipien beispielhaft für verschiedene Reserveteilnehmer illustriert.

**Endkunden:** Stromkunden, die als Reserveanbieter auftreten, übernehmen die Rechte und Pflichten aus dem Reservevertrag selbst (siehe Abbildung 8). Sie erhalten die Vergütung für ihre Reserveteilnahme und bezahlen allfällige Sanktionen. Falls sie nicht selbst an der Strombörse einkaufen, halten sie ihren Abrupreis und Drop-to-Leistung im Rahmen des Liefervertrages fest. Darüber hinaus können sie z.B. mit ihrem Lieferanten (im Rahmen des Liefervertrags) oder mit EPEXSpot (im Rahmen von separaten Verträgen) vereinbaren, bei entsprechend hohen Strompreisen Abrufmeldungen oder Vorwarnungen zu erhalten. Da sie die Sanktionen bei Nichterfüllung selbst bezahlen, haben sie bereits einen ausreichen hohen Anreiz ihre Drop-to-Leistung einzuhalten. Die Kosten allfälliger aus Nichteinhaltung entstehenden Unausgeglichenheiten können somit je nach Vertragsmodell an den Kunden weitergereicht (=Durchrechnungsmodell) oder von dem Lieferanten getragen und in den Strompreis eingepreist (=All-Inclusive-Modell) werden.

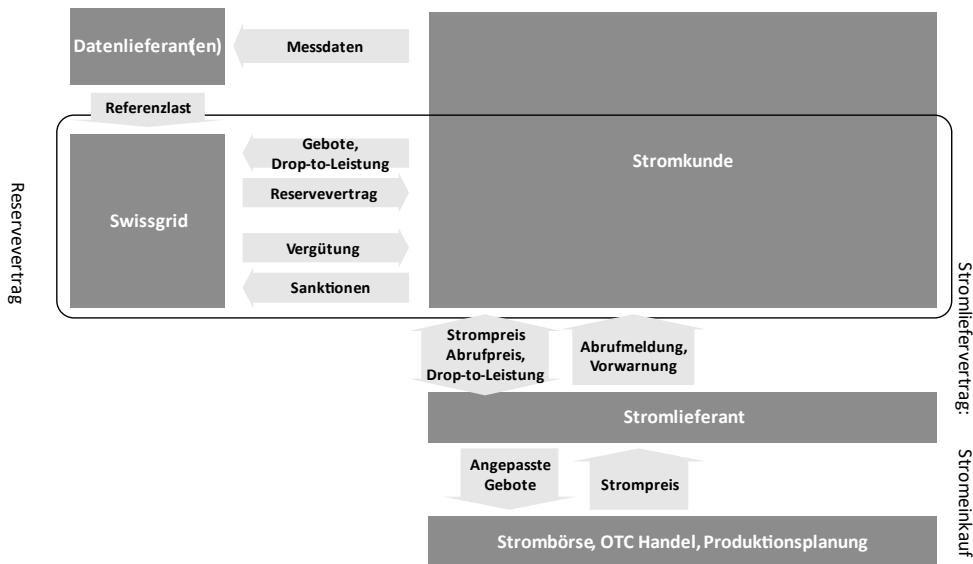


Abbildung 8: Beispielhafte Vertragsbeziehungen bei Teilnahme von Endkunden.

**Lieferanten:** Lieferanten, die als Reserveanbieter auftreten, übernehmen stellvertretend für die von ihnen gebündelten Stromkunden die Rechte und Pflichten aus dem Reservevertrag (siehe Abbildung 9). Sie erhalten die Vergütungen und bezahlen die Sanktionen für alle ihre im Rahmen der Auktion bezuschlagten Endkunden. Sie informieren Ihre Endkunden bei und ggf. vor Reserveabruf. Analog zu dem Vorgehen im Rahmen des Bilanzgruppenmanagements verteilen Sie die Vergütung und Sanktionen innerhalb Ihres Kundenportfolios abzüglich der aus Portfolioeffekten entstehenden Einsparungen und zuzüglich der für das Portfoliomangement veranschlagten Gebühren proportional an die sie verursachenden Kunden weiter. Da die Nichterfüllung der Abrufpflicht in Summe über das ganze Portfolio bewertet wird (2.1.2), können Sie dabei von Portfolioeffekten profitieren.

Die aus Reserveabrufen entstehenden Lastsenkungen berücksichtigen die Lieferanten durch angepasste Beschaffung an der Strombörse, im OTC-Handel oder Anpassungen ihrer Produktionsplanung (Abbildung 9). Falls Lieferanten im Rahmen eines Vollversorgungsvertrages beliefert werden, teilen sie die Abrufpreise, Drop-to-Leistungen und Jahresgesamtverbräuche ihrer im Rahmen der Reserve bezuschlagten Endkunden dem Lieferanten mit Marktzugang fest, von dem sie beliefert werden (Abbildung 10) oder vereinbaren mit dem Lieferanten mit Marktzugang, dass dieser die Abrufmeldungen selbst erstellt, und sowohl an den vollversorgten Lieferanten als auch dessen Endkunden weiterleitet.

Falls Endkunden die von ihnen angegebene Drop-to-Leistung nicht einhalten, bezahlen Sie die dadurch verursachten Sanktionen. Allfällige zusätzliche Kosten der daraus entstehenden Unausgeglichenheiten je nach dem vertraglichen Verrechnungsmodell an den Kunden weitergereicht (=Durchreichungsmodell) oder von dem Lieferanten getragen und in den Strompreis eingepreist (=All-Inclusive-Modell).

## BFE - Verbrauchsreserve

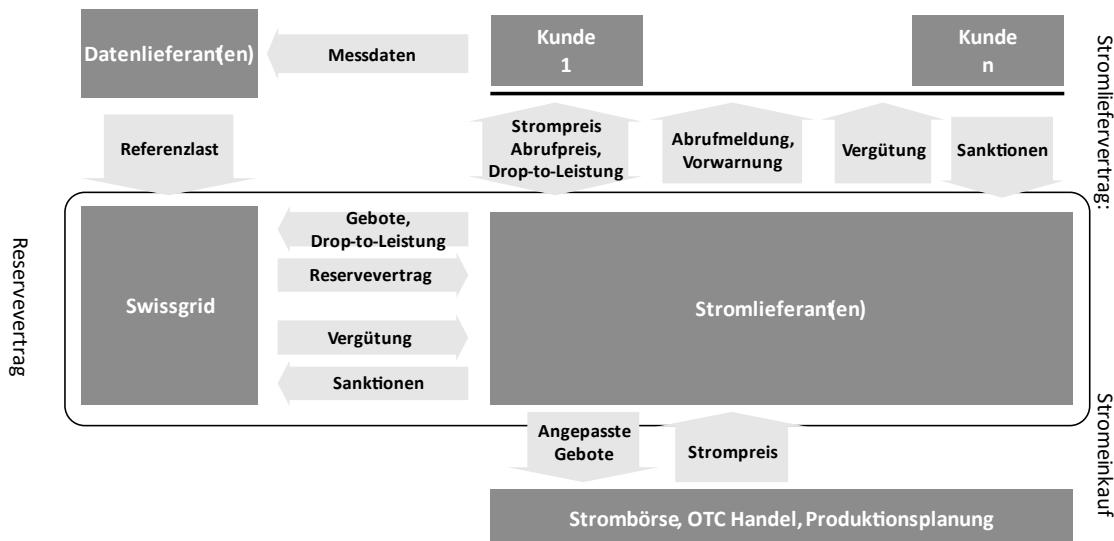


Abbildung 9: Beispielhafte Vertragsbeziehungen bei Teilnahme von Lieferanten mit Marktzugang.

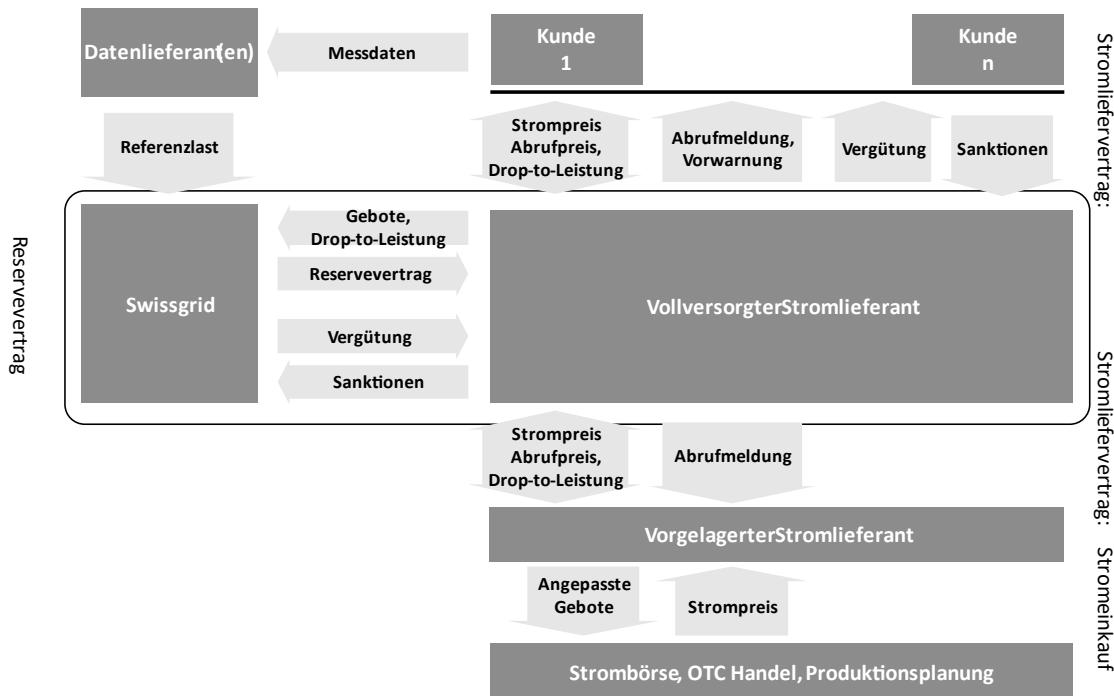


Abbildung 10: Beispielhafte Vertragsbeziehungen bei Teilnahme von vollversorgten Lieferanten

**Aggregatoren:** Aggregatoren, die als Reserveanbieter auftreten, übernehmen stellvertretend für die von ihnen gebündelten Stromkunden die Rechte und Pflichten aus dem Reservevertrag (siehe Abbildung 9). Sie erhalten die Vergütung und bezahlen die Sanktionen für alle im Rahmen der Auktion bezuschlagten Endkunden. Sie informieren die von ihnen gebündelten Endkunden bei und ggf. vor Reserveabruf. Analog zu dem Vorgehen im Rahmen des Bilanzgruppenmanagements verteilen Sie die Vergütung und Sanktionen innerhalb Ihres Kundenportfolios abzüglich der aus Portfolioeffekten entstehenden Einsparungen und zuzüglich der für das Portfoliomangement veranschlagten Gebühren proportional an die sie verursachenden Kunden weiter. Da die Nichterfüllung der Abrufpflicht in Summe über das ganze Portfolio bewertet wird (2.1.2), können Sie dabei von Portfolioeffekten profitieren.

Bei Übererfüllung einzelner Kunden kann dies bedeuten, dass andere Kunden ihre Lasten weniger stark einschränken müssen, um die zugesagte Drop-to-Leistung in Summe einzuhalten. Um sicherzustellen, dass den Stromlieferanten der von dem Aggregator gebündelten Kunden aus Abweichungen von dem erwarteten Abrufverhalten keine Mehrkosten entstehen, können sie entweder:

1. Abrufmeldungen weiterleiten:

Falls die Verantwortung für den Einkauf der benötigten Energiemengen bei den Lieferanten liegt, muss sichergestellt werden, dass dieser über den Stand der Abrufmeldungen informiert ist. Um dies zu erreichen, könnte der Aggregator entweder a) Abrufmeldungen an den Lieferanten weiterleiten (Abbildung 11), oder b) mit den Lieferanten vereinbaren, dass dieser die Abrufmeldungen selbst erstellt, und sowohl an den Aggregator als auch dessen Endkunden weiterleitet.

2. Bilanzverantwortung übernehmen:

Falls Aggregatoren die Verantwortung für den Einkauf der benötigten Energiemengen und daraus ggf. entstehende Uneausgeglichenheiten selbst übernehmen wollen, könnten Kunden, die über einen Aggregator an der Reserve teilnehmen, mit ihrem Lieferanten einen Profilvertrag abschliessen. Der Aggregator könnte dann die Verantwortung übernehmen, ihren Mehr- oder Minderverbrauch im Vergleich zu dem eingekauften Lastprofil am Markt zu beschaffen oder zu veräussern (Abbildung 12).

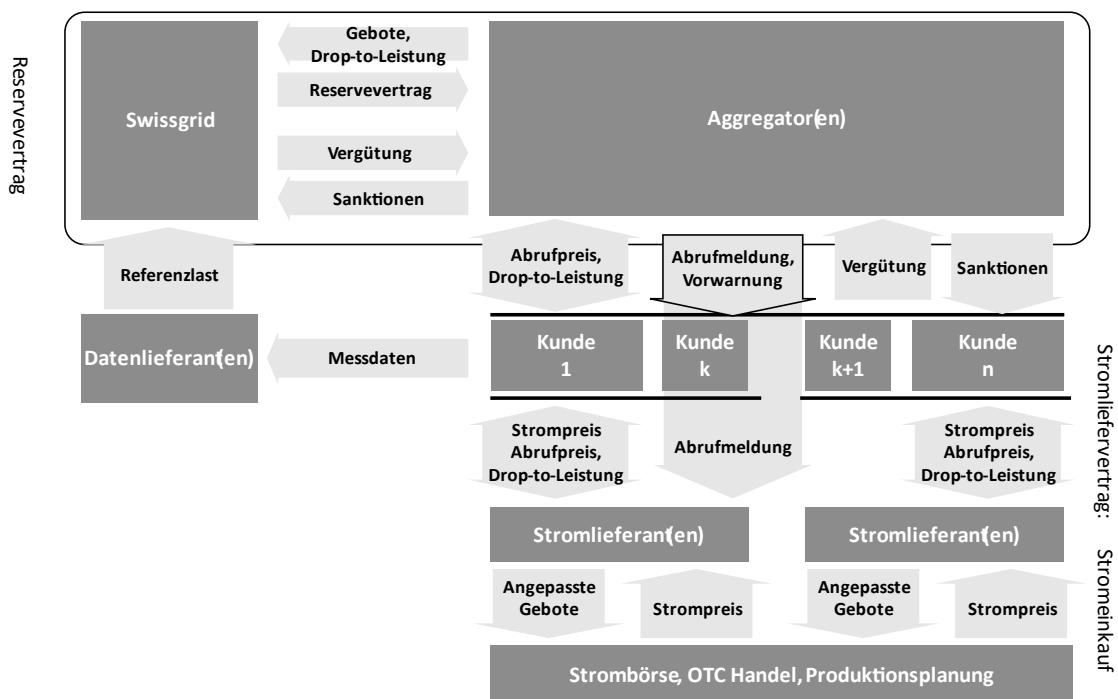


Abbildung 11: Beispielhafte Vertragsbeziehungen bei Teilnahme von Aggregatoren, die Lieferanten über Abruf informieren.

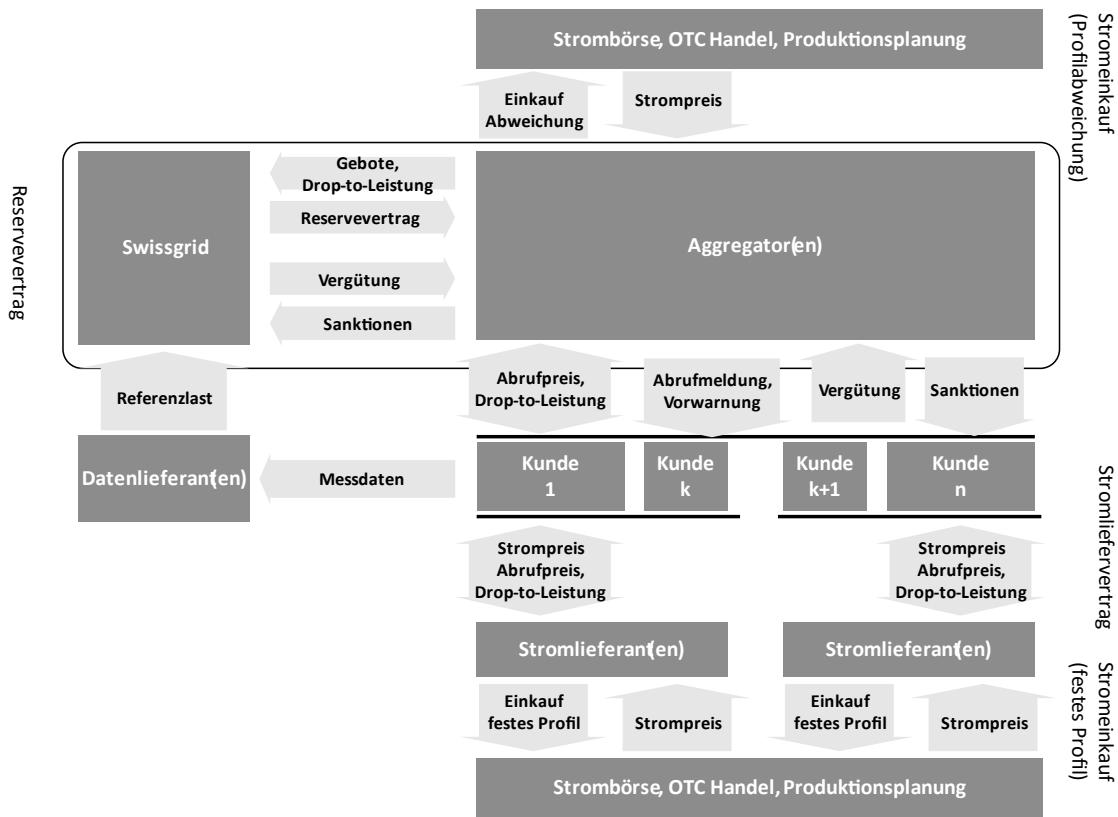


Abbildung 12: Beispielhafte Vertragsbeziehungen bei Teilnahme von Aggregatoren, die Bilanzverantwortung übernehmen.

Falls Kunden die von Ihnen angegebene Drop-to-Leistung nicht einhalten, werden die Kosten der daraus entstehenden Uneigengleichheiten in beiden Fällen je nach dem vertraglichen Verrechnungsmodell an den Kunden weitergereicht (=Durchrechnungsmodell) oder von der bilanzverantwortlichen Partei getragen (i.e. Lieferant (Abbildung 11) oder Aggregator (Abbildung 12)) und in den Strompreis eingepreist (=All-Inclusive-Modell).

Empfehlung: Freie Endkunden sollten sowohl über ihren Lieferanten als auch über einen unabhängigen Aggregator und, sofern sie die Mindestgebotsgrösse (siehe Abschnitt 2.3.3) erfüllen, auch direkt selbst an der Verbrauchsreserve teilnehmen können. Der Reserveanbieter übernimmt sämtliche Rechte und Pflichten aus dem Reservevertrag. Bei der Gestaltung der Vertragsbeziehungen mit den übrigen Akteuren wird empfohlen, dass a) Vergütungen und Sanktionen – nach Verrechnung von Portfolioeffekten und Verwaltungsgebühren – proportional an die sie verursachenden Endkunden weiterverrechnet werden, b) Abruppreis, Drop-to-Leistung und Jahresverbrauch im Fall von Vollversorgungsverträgen an den Lieferanten weitergeleitet werden, der den Weiterverkauf der bei Abruffreiwerdenden Energiemengen am Markt übernimmt.

### 2.3.3 Mindestgebotsgrösse

Im Rahmen der Reserveauktion könnte es dennoch sinnvoll sein, eine gewisse Mindestgrösse zu fordern. Einerseits darum, weil die Komplexität der Lösungsfindung in kombinatorischen Auktionen exponentiell mit der Anzahl von Geboten pro Teilnehmer sowie der Anzahl von Auktionsteilnehmern wächst. Zum anderen aber auch darum, weil die Prognosegenauigkeit der benötigten Drop-to-Leistung und die Zuverlässigkeit des Reserveabrufes steigt, wenn statt separater

Gebote für einzelne Kleinkunden Gebote für grössere Kundenportfolios abgegeben werden. In Anlehnung an die [Präqualifikationsbedingungen für Regelleistung](#) könnte es daher Sinn machen, eine Mindestgebotsgrösse von 1 MW zu fordern. Bei einer zeitlichen Obergrenze für den Reserveabruf von x Stunden (vgl. Abschnitt 2.1.3) entspricht dies einer Mindestgebotsgrösse von x MWh.

*Empfehlung: Die Mindestgebotsgrösse (in MWh) für Teilnehmer an der Verbrauchsreserve sollte sich an der Mindestgebotsgrösse in den Auktionen für Regelleistung orientieren. Beispielsweise könnte die Mindestgebotsgrösse bei einer Mindestabrufdauer von x (in Stunden) für die Verbrauchsreserve auf x MWh festgelegt werden.*

### 2.3.4 Gleichzeitige Teilnahme

Die Teilnahme derselben Verbraucher an der Verbrauchsreserve und weiteren Reserven sollte nur dann und in dem Mass möglich sein, wie die Verbraucher in den verschiedenen Märkten gleichzeitig einen Mehrwert liefern.

#### Regelenergie

Der Abruf der Verbrauchsreserve ist in Zeiten mit tiefen Day-Ahead Marktpreisen sehr unwahrscheinlich. Sobald der Day-Ahead Preis feststeht, steht darüber mit Sicherheit fest in welchen Stunden an dem darauffolgenden Tag die Verbrauchsreserve abgerufen wird. Während aller Stunden, in denen die Reserve nicht, oder sehr unwahrscheinlich abgerufen wird, können die Reserveteilnehmer somit Regelenergie bereitstellen.

Gemäss Art. 20 Abs. 2 des StromVG ist Swissgrid für die Beschaffung von Regelleistung und Regelenergie zuständig. Die Entscheidung darüber, ob Teilnehmer an der Verbrauchsreserve in den Auktionen für Regelleistung (wenige Wochen im Voraus) sowie für Regelenergie (bis zu 4 Stunden vor Echtzeit) zugelassen werden, liegt somit bei Swissgrid. Falls Swissgrid angesichts tiefer Day-Ahead Marktpreise im Regelleistungsmarkt auch solche Verbraucher zulässt, die an der Verbrauchsreserve teilnehmen, ist jedoch zu klären, welche Verpflichtung im Fall einer Aktivierung der Verbrauchsreserve Priorität hat.

*Empfehlung: Im Falle eines Abrufes der Verbrauchsreserve sollte der Reserveabruf gegenüber Verpflichtungen aus anderen Verträgen (wie z.B. Regelleistung) Priorität haben. Auf diese Weise hat Swissgrid einen Anreiz, Teilnehmer an der Verbrauchsreserve in den von ihnen betriebenen Märkten nur dann zuzulassen, wenn die Abrufwahrscheinlichkeit der Verbrauchsreserve ausreichend gering ist.*

#### Thermische Reserven

Bei thermischen Reserven ist davon auszugehen, dass der Abruf zu ähnlichen Zeiten erfolgt wie für die Verbrauchsreserve, so dass eine gleichzeitige Teilnahme nicht zielführend scheint.

*Empfehlung: Kunden mit Notstromgruppen sollten entweder nur an der thermischen Reserve oder nur an der Verbrauchsreserve teilnehmen können.*

### 2.3.5 Liefervertrag

Vorgaben bezüglich Zeitpunkt oder Menge der Stromnachfrage, die am Terminmarkt abgesichert werden sollten, können zu Verzerrungen der Handelsstrategie führen. Falls für das Referenzlastprofil wie in Abschnitt 2.1.5 beschrieben der gemessene tatsächliche Stromverbrauch

verwendet wird, sollte der Liefervertrag daher keine Vorgaben zur Terminbeschaffung enthalten.

Um sicherzustellen, dass die Kombination aus Liefervertrag und Derating (Abschnitt 2.1.6) keine falschen Dispatch-Anreize setzt, ist es im Fall eines Deratings proportional zum Day-Ahead Marktpreis oder zur (Residual-)Last jedoch wichtig, dass der Liefervertrag den Verbrauchern die unverzerrten Marktpreissignalen weitergibt (siehe Anhang C.4). Dies kann entweder geschehen, indem Kunden den Spotpreis für die von Ihnen bezogene Menge bezahlen, oder indem die Kunden die von ihnen gewünschte Menge zu einem festen Preis beziehen, und Abweichungen von dieser Menge zum Spotmarktpreis (ver)kaufen können (sogenannte Profilverträge).

Empfehlung: Die Teilnahme an der Reserve sollte unabhängig von der Handelsstrategie der Unternehmen möglich sein. Im Fall eines Deratings proportional zum Day-Ahead Marktpreis oder zur (Residual-) Last sollten die Reserveteilnehmer jedoch über einen Liefervertrag versorgt werden, der ihnen die Marktpreissignale weitergibt.

## 2.4 Abruf

In der Sommersession 2025 hat das Schweizer Parlament entschieden, dass der Abruf der verbrauchsseitigen Reserve anders als bei den angebotsseitigen Reserven nicht zentral durch Swissgrid bei fehlender Markträumung im Day-Ahead Markt, sondern dezentral durch die Marktteilnehmer, bei Überschreitung der im Liefervertrag vereinbarten Preisschwelle im Day-Ahead Markt erfolgen sollte ([StromVG Art. 8o](#)).

### 2.4.1 Höhe des Abrupreis

Der Abruf der Verbrauchsreserve kann somit entweder a) zu Beginn von Knappheitssituationen bei **tiefen Preisschwellen** oder b) in der Kernphase von Knappheitssituationen, beim Überschreiten einer **hohen Preisschwelle** erfolgen. Wie in Abbildung 13 dargestellt führen hohe Abrupreise fast ausnahmslos zu positiven Auswirkungen.

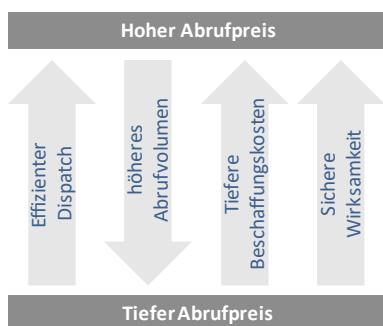


Abbildung 13: Auswirkung von hohen und tiefen Abrupreisen.

Aus volkswirtschaftlicher Sicht sind Lasteinschränkungen nur dann effizient, wenn die Kosten der Lasten, die eingeschränkt werden, kleiner oder gleich dem Day-Ahead Marktpreis sind, während Lasten mit höheren Kosten uneingeschränkt weiterlaufen. Für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit sind Lasteinschränkungen vor allem dann relevant, wenn im Markt nicht mehr genügend Energie vorhanden ist, d.h. bei hohen Preisen oder fehlender Markträumung.

Eine höhere Preisschwelle für den Reserveabruft bewirkt einen **effizienteren Dispatch**. Im Fall eines Day-Ahead Marktpreises unterhalb der Preisschwelle haben Kunden mit tieferen Lasteinschränzungskosten zwar die Möglichkeit sich als Reaktion auf die Preissignale einzuschränken,

sind dazu aber nicht verpflichtet. Ein höherer Abruppreis führt daher insbesondere darum zu einem effizienteren Dispatch, weil die tatsächlichen Kosten der Lasteinschränkung im Voraus nicht eindeutig bestimmbar sind, und von Fall zu Fall abweichen können. Ein höherer Abruppreis stellt es den Reserveanbietern frei, unterhalb der Preisschwelle anhand der Marktpreise zu entscheiden ob und wann sie sich einschränken. Im Vergleich dazu führt ein tieferer Abruppreis zwar zu einem **höheren Abrufvolumen**, das von den Reserveteilnehmern garantiert wird. Im Vergleich zu einem höheren Abruppreis werden jedoch nur solche Lasten stärker eingeschränkt, deren Liefervertrag ihnen keinen Anreiz gibt auf Day-Ahead Marktpreise zu reagieren (siehe (VSE, 2024; Winzer et al., 2024)), oder deren Einschränkung ineffizient ist, da die Kosten der Lasteinschränkungen den Day-Ahead Marktpreis übersteigen.

Neben einem effizienteren Dispatch führt eine höhere Preisschwelle für den Reserveabruft aber auch zu **tieferen Beschaffungskosten** der Reserve und einer **sichereren Wirksamkeit**. Je tiefer der Abruppreis der Reserve, umso früher, häufiger und länger müssen die Reserveteilnehmer mit einem Abruf rechnen und umso höher sind die Opportunitätskosten während des Reserveabruftes. Neben einer Kostenzunahme aufgrund des höheren Reservevolumens wird somit auch der Preis pro beschafftem Reservevolumen ansteigen, wodurch die Kosten der Reserve insgesamt deutlich steigen. Bezuglich der Wirksamkeit reduziert ein höherer Abruppreis das Risiko, dass die Reserve gegen Ende des Winters, im Höhepunkt einer Krise, nicht mehr abrufbar ist, da der durch Obergrenzen beschränkte (vgl. Abschnitt 2.1.3) verpflichtende Abruf erst deutlich später beginnt.

*Empfehlung: Für den Reserveabruft sollte eine hoher Abruppreis, möglichst nahe an dem maximalen Gebotspreis des Day-Ahead Markets gewählt werden.*

#### 2.4.2 Individuelle Abruppreise

Der Abruppreis für die Verbrauchsreserve kann entweder a) zentral vorgegeben werden oder b) individuell durch den Reserveanbieter festgelegt werden.

Die Festlegung von individuellen, tieferen Abruppreisen würde die Wahrscheinlichkeit und Dauer des Reserveabruftes erhöhen. Im Rahmen der Verbrauchsreserve haben die Anbieter hierzu aber nur dann einen Anreiz, wenn Sie hierfür im Fall eines tieferen Abruppreises einen entsprechend höheren Rabatt erhalten. Aufgrund der mangelhaften Datenbasis für die Bestimmung des Deratings (vgl. Abschnitt 2.1.6) ist das Risiko hoch, dass ein entsprechend angepasstes Derating zu Preisverzerrungen führt. Wie bereits im vorherigen Abschnitt dargestellt, führen tieferen Abruppreise darüber hinaus zu einem weniger effizienten Dispatch, höheren Beschaffungskosten und – ohne entsprechend längere Obergrenze für die Abrufdauer und Häufigkeit der Reserve (vgl. Abschnitt 2.1.3) zu einem höheren Risiko bezüglich der Wirksamkeit der Reserve. Aus System-sicht macht es daher wenig Sinn, einen Anreiz zu setzen, im Rahmen der Verbrauchsreserve tieferen Abruppreise zu garantieren. Die freiwillige Festlegung von tieferen Abruppreisen im Rahmen der Lieferbeziehungen (siehe nächster Abschnitt zur Vertragsbeziehung) ist für die Wirksamkeit der Verbrauchsreserve jedoch unbedenklich, da die Obergrenzen für den Abruf der Verbrauchsreserve nur für Überschreitungen des im Rahmen der Reserve festgelegten Abruppreis gelten.

*Empfehlung: Die Verbrauchsreserve sollte einen einheitlichen Abruppreis sowie einheitliche Obergrenzen bezüglich der Dauer des Reserveabruftes verwenden.*

### 2.4.3 Koordination mit Massnahmen des Landesversorgungsgesetzes

Die Verbrauchsreserve sollte gemäss StromVG Art. 8o bei Überschreiten einer entsprechenden Preisschwelle innerhalb des Marktes abgerufen werden (siehe Abschnitt 2.4.1). Der Reserveabruft gilt nur für Reserveanbieter und erfolgt mit relativ kurzer Vorlaufzeit in klar festgelegten Situationen.

Im Gegensatz dazu gelten Massnahmen des Landesversorgungsgesetzes (LVG) wie die Kontingentierung von Grossverbrauchern für einen grösseren Adressatenkreis, sollten gemäss LVG Art. 3 aber nur dann eingesetzt werden, wenn die wirtschaftliche Landesversorgung nicht durch freiwillige Massnahmen der Wirtschaft sichergestellt werden kann. Aufgrund der für die entsprechende Prüfung und die Inkraftsetzung der Verordnungen durch den Bundesrat benötigten Zeit benötigen die Massnahmen des LVG somit gegebenenfalls eine längere Vorlaufzeit als die Verbrauchsreserve.

Aus Sicht der Studienautoren ergäbe sich somit die in Abbildung 14 dargestellte empfohlene Abfolge der verschiedenen Massnahmen.

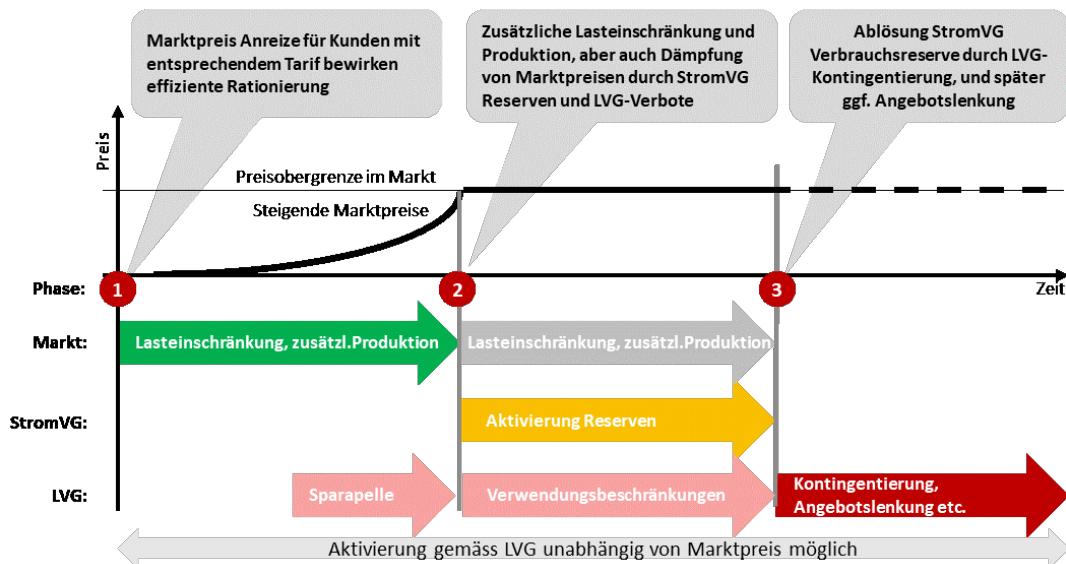


Abbildung 14: Empfohlene Abfolge der Massnahmen gemäss Stromversorgungsgesetz (StromVG) und Landesversorgungsgesetz (LVG).

Bei zunehmenden Engpässen würden:

- zunächst preisbasierte Reaktionen – in Form von reduzierter Nachfrage oder zusätzlichem Angebot – zum Tragen kommen, ggf. begleitet von Sparappellen gemäss LVG, die in erster Linie auf eine Sensibilisierung der Bevölkerung abzielen und somit die freiwillige Reaktion auf Day-Ahead Marktpreise verstärken können
- nach Überschreiten der entsprechenden Preisschwellen (bzw. Nachfrageüberhang im Day-Ahead oder Intraday Markt) die Reserven eingesetzt werden, ggf. parallel zu weniger drastischen Massnahmen des LVG, wie z.B. Verbrauchsbeschränkungen und Verboten
- erst dann, wenn sich trotz Abruf der Reserven keine Entspannung der Engpässe abzeichnet, drastischere Massnahmen des LVG, wie die Kontingentierung von Grossverbrauchern, oder ein Übergang zur Angebotslenkung eingesetzt werden.

Wie in Abbildung 14 ersichtlich besteht eine gewisse Doppelspurigkeit zwischen marktisierten Massnahmen in der freien Wirtschaft, dem Einsatz der Reserven aus dem StromVG, und dem Einsatz der verschiedenen Massnahmen des Landesversorgungsgesetzes (LVG). Aus Sicht der Studienautoren sollten diese gut koordiniert werden, um unerwünschte Wechselwirkungen zu vermeiden. Beispielsweise, indem

1. möglichst viele Endkunden über Verträge versorgt werden, die Ihnen unverzerrten Anreiz geben auf den Marktpreis zu reagieren (VSE, 2024; Winzer et al., 2024), da Kunden andernfalls keinen finanziellen Anreiz haben auf steigende Preise in Phase 1 und 2 zu reagieren,
2. StromVG Reserven und LVG Verwendungsbeschränkungen soweit möglich erst dann, und nur solange zum Einsatz kommen, wie die Preisobergrenze im Day-Ahead (oder besser noch im Intraday) Markt erreicht ist (siehe Abschnitt 2.4.1), da ein früherer oder längerer Einsatz zu einer Dämpfung der Marktpreise, und Verdrängung von volkswirtschaftlich effizienteren preisbasierten Lasteinschränkungen führen könnte,
3. LVG Kontingentierungen und Angebotslenkung erst nach Einsatz der StromVG Reserven erfolgen, da die Einschränkung von Teilnehmern der Verbrauchsreserve voraussichtlich mit tieferen Kosten verbunden ist, und diese im Vorfeld für ihr erhöhtes Risiko durch ein Vorhalteentgelt entschädigt wurden, sowie auch darum, weil eine Aktivierung von LVG Kontingentierungen und Angebotslenkung vor dem Erreichen der Preisobergrenze im Day-ahead (oder Intraday) Markt den Anreiz für Unternehmen senken könnte, Vorrangnahmen für zukünftige Krisen zu treffen.

Diese Reihenfolge findet sich in ähnlicher Weise auch in Publikationen des Bundesamts für wirtschaftliche Landesversorgung (BWL) (z.B. S.2 in (BWL, 2024)). In dieser Logik würde die maximale Einsatzdauer der Verbrauchsreserve somit dem maximalen bis zur Kontingentierung von Grossverbrauchern gewünschten Zeitpuffer entsprechen (siehe hierzu auch Abschnitt 2.1.3).

## 2.5 Kontrolle und Sanktionen

### 2.5.1 Kontrollmechanismen

Die Überprüfung der Leistungserbringung stellt die Grundlage eines erfolgreichen Anreiz- und Sanktionierungsregimes dar. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Wahrscheinlichkeit des Abrufs der Verbrauchsreserve durch das Vorliegen einer tatsächlichen Knappheitssituation am Strommarkt vermutlich gering ist. Es besteht deshalb die Gefahr, dass Bieter darauf spekulieren, im Regelfall überhaupt nicht abgerufen zu werden und deshalb z. B. Gebote abgeben, ohne die technische Umsetzung der Verbrauchsreserve im Aktivierungsfall vorzubereiten. Damit bestünde eine erhebliche Gefahr für die Funktionalität der Verbrauchsreserve. Würde man dieser mit sehr hohen Pönalen im Nichterbringungsfall begegnen, würden als unerwünschter Nebeneffekt möglicherweise auch Bieter mit ehrlicher Erbringungsabsicht erhöhte Pönalekosten für ungewollte Nichterbringung einpreisen bzw. es bestünde die Gefahr, dass bereits einzelne Nichterbringung für Bieter wirtschaftlich nicht tragfähig wären. Deswegen macht es Sinn, die Ernsthaftigkeit der Erbringungsabsicht auch ausserhalb von Energiekrisen durch stichprobenartige Aktivierungstests zu überprüfen.

Im Rahmen des Vorprojektes wurde bereits darauf hingewiesen, dass die Einführung einer Verbrauchsreserve zu erheblichen Windfall-Profits führen könnte, da Reserveanbieter unter

Umständen vor allem für solche Lasteinschränkungen anbieten, die sie auch ausserhalb der Verbrauchsreserve, aufgrund steigender Day-Ahead Marktpreise vornehmen würden. Um dies zu prüfen könnte der Verbrauch der Reserveteilnehmer mit dem Verbrauch einer geeigneten Referenzkundengruppe verglichen werden.

Damit ergeben sich grundsätzlich nachfolgenden Überprüfungsansätze:

#### **Lastgangmessung ohne Abruf**

In einem ersten Schritt könnte der Lastgang von Teilnehmern an der Verbrauchsreserve mit dem Lastgang des Vorjahres, sowie mit dem Lastgang einer geeigneten Gruppe von Referenzkunden verglichen werden (z.B. Kunden des gleichen Typs, mit ähnlichem Jahresenergieverbrauch, falls möglich aus derselben Branche). Falls die Last der Reserveanbieter im Vergleich zum Vorjahr stärker abnimmt als die Lasten aus der Vergleichsgruppe, könnte dies beispielsweise ein Indiz dafür sein, dass vor allem solche Teilnehmer einen Zuschlag erhalten haben, die ihre Last auch ohne eine Teilnahme an der Reserve – z.B. aufgrund von Effizienzmassnahmen gesenkt hätten. Die Erkenntnisse aus einer solchen Analyse können in zukünftige Ausschreibungen einfließen, würden jedoch nicht zu einer Sanktionierung führen.

#### **Lastgangmessung bei Testabrufen**

Reserveabrufe sind sehr unwahrscheinlich. Wenn der Ernstfall dann eintritt, ist es jedoch umso wichtiger, dass der Abruf funktioniert. Um dies bereits im Vorfeld zu überprüfen, könnte es daher Sinn machen, jährliche Funktionstests bei einer zufällig ausgewählten Stichprobe von Reserveteilnehmern durchzuführen. Um das daraus entstehende Risiko für die Reserveteilnehmer zu beschränken, könnten die Testabrufe mit einer tiefen Wahrscheinlichkeit (z.B. Testwahrscheinlichkeit pro Teilnehmer 10-20%, i.e. 1 Testabruf alle 5 bis 10 Jahre), sowie für eine kurze Dauer (z.B. 6 bis 24 Stunden) durchgeführt und entsprechend entschädigt werden (z.B. Differenz zwischen dem durchschnittlichen Day-ahead Preis während der Stunden des Reserveabrufes und dem 0.5- bis 1.0-fachen Abrupreis der Reserve multipliziert mit der Differenz zwischen Referenzlast- und Drop-to-Leistung). Die Auswertung der Lastprofile bei Testabrufen, sowie allfällige Sanktionen sind im nachfolgenden Abschnitt beschrieben.

#### **Lastgangmessung bei Reserveabruf**

Spätestens im Falle eines Reserveabrufes ist zu prüfen, ob die Reserveanbieter ihre Drop-to-Leistung eingehalten haben. Die Auswertung der Lastprofile bei Reserveabrufen, sowie allfällige Sanktionen sind im nachfolgenden Abschnitt beschrieben.

Analog zur Lastgangmessung ohne Abruf könnten zusätzlich dazu die Lastgänge der zu Verbrauchseinschränkungen verpflichteten Reserveanbieter mit den Lastgängen der Referenzgruppe verglichen werden, um abzuschätzen, welcher Anteil der Lasteinschränkungen auch ohne einen Reserveabruf, aufgrund der hohen Day-Ahead Marktpreise erfolgt wäre. Dies würde nicht zu Sanktionen führen, wäre aber ein Hinweis auf die Mitnahmeeffekte der Verbrauchsreserve.

**Empfehlung:** Aufgrund der geringen Abrufwahrscheinlichkeit sollte zusätzlich zu der Leistungserbringung bei Reserveabruf die jährliche Lastentwicklung der Reserveteilnehmer während der übrigen Jahre sowie die Leistungserbringung während Testabrufen untersucht werden, so dass mögliche Risiken bei der Leistungserbringung frühzeitig erkannt werden.

## 2.5.2 Datenlieferung

Gemäss *Art. 17f Abs. 1 StromVG* sind die Netzbetreiber verpflichtet sowohl der nationalen Netzgesellschaft als auch den Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft und den Bilanzgruppen alle für eine ordnungsmässige Elektrizitätsversorgung benötigten Daten und Information unmittelbar, unentgeltlich, diskriminierungsfrei und in der notwendigen Qualität bekanntzugeben.

**Messdatenlieferung.** Für eine ordnungsgemäss Abwicklung der Verbrauchsreserve sind mindestens die folgenden Messdatenlieferungen erforderlich:

1. **Historische Referenzlastprofile:** die Referenzlastprofile der an der Verbrauchsreserve teilnehmenden Endkunden aus dem Vorjahr (Abschnitt 2.1.5) müssen im Rahmen der Präqualifikation mit ausreichender Vorlaufzeit, z.B. **1 bis 2 Woche(n) vor Gebotsabgabe**, von den Verteilnetzbetreiber an die **Reserveanbieter** sowie an **Swissgrid** geliefert werden, um es den Reserveanbietern zu ermöglichen, ihre Gebotsabgabe zu kalkulieren, und um zu gewährleisten, dass Swissgrid innerhalb der Auktion zeitnah die je nach Aufleistung und Zuordnung der Messpunkte zu den Geboten der Reserveteilnehmer resultierende rabattierte Energiemenge berechnen kann.
2. **Gemessene Lastprofile:** die Lastprofile der an der Reserve teilnehmenden Endkunden müssen während der gesamten Dauer ihrer Teilnahme an der Verbrauchsreserve von den Verteilnetzbetreiber – wie im aktuellen Entwurf des Metering Code MC-CH 2025 / 8.2 vorgesehen – bis spätestens um **10:00 Uhr am Folgetag** an den entsprechenden Lieferanten, Endverbraucher, sowie zusätzlich den Reserveanbieter, die Kontrollbehörde und Swissgrid geschickt werden, damit:
  - **Reserveanbieter** abschätzen können, welcher Teil ihres Portfolios im Fall eines Reserveabrufes eingeschränkt werden müsste, um die für das Portfolio zugesecherte Aufleistung einzuhalten.
  - **Lieferanten** die bei einem Reserveabruf freiwerdende Energiemenge möglichst genau berechnen können. Je nach Vertragsstruktur müssen die Zeitreihen hierfür entweder dem Lieferanten des Endkunden, oder – im Fall von Vollversorgungs-Verträgen – zusätzlich dem vorgelagerten Händler übermittelt werden, der die im Rahmen des Vollversorgungs-Vertrages gelieferte Energiemenge am Markt beschafft.
  - **Endverbraucher** abschätzen können, wie stark sie ihre Last im Fall eines Reserveabrufes einschränken müssen, respektive welche Anlagen sie hierfür abschalten müssen.
  - die **Kontrollbehörde** die in Abschnitt 2.5.1 vorgesehenen Prüfungen durchführen kann.
  - **Swissgrid** den Umfang der Reserveteilnahme bzw. die mittels Derating gewichteten rabattierten Energiemenge zu berechnen kann.

Die aus der Bereitstellung der Messdaten entstehenden Kosten sind grundsätzlich anrechenbare Kosten, deren Verhältnismässigkeit durch die ElCom geprüft und ggf. reguliert wird.

**Abrufmeldungen:** Neben der Lieferung von Messdaten durch die Verteilnetzbetreiber sowie der Festlegung von Abrupreis und Drop-to-Leistung im Rahmen der Lieferverträge ist es für das Funktionieren der Reserve darüber hinaus wichtig, dass Abrufmeldungen der Reserveanbieter nicht nur an die betreffenden Endverbraucher, sondern auch an die Lieferanten und Händler geschickt werden, die für den Weiterkauf der freiwerdenden Energiemengen im Markt zuständig sind (siehe Abschnitt 2.3.2).

**Veröffentlichungspflicht:** Gemäss [Art. 3 und Art.7 BATE](#) müssen Teilnehmer am Schweizer Markt sämtliche ihnen vorliegenden Insiderinformationen über Unternehmen und Anlagen veröffentlichen, i.e. vertrauliche und präzise Informationen, die direkt oder indirekt ein schweizerisches Energiegrosshandelsprodukt betreffen und im Fall ihres Bekanntwerdens den Preis dieses Produktes erheblich beeinflussen könnten. Im Fall der Verbrauchsreserve ist aufgrund des einheitlichen Aktivierungspreises davon auszugehen, dass das Volumen der im Fall eines Abrufes freiwerdenden Energiemenge einen erheblichen Einfluss auf den Preis im Schweizerischen Day-Ahead-Markt haben könnte. Beispielsweise macht es einen Unterschied, ob die an der Reserve beteiligten Endverbraucher ihre Lasten angesichts steigender Marktpreise schon vor Erreichen der Preisschwelle für den Reserveabruf eingeschränkt haben, oder dies erst im Fall eines Reserveabrufes tun würden. Je nach Auslegung von Art. 3 und Art. 7 BATE könnten die Reserveanbieter daher dazu verpflichtet sein, Informationen über die im Fall eines Reserveabrufes aus ihrem Portfolio freiwerdende Energiemenge zu veröffentlichen. Dabei wäre zu klären, ob dies lediglich die bei Abruf freiwerdenden Energiemengen beinhaltet, oder auch die Abrufmeldungen selbst und in welcher Granularität die Veröffentlichung zu erfolgen hat, i.e. ob es bereits ausreicht, die tägliche Differenz der aufsummierten Lastzeitreihen und der durch die Drop-to-Leistung abgesicherten Energiemenge zu veröffentlichen, oder ob der Summenlastgang des Portfolios als Zeitreihe zusammen mit der für das Portfolio gültigen Drop-to-Leistung veröffentlicht werden muss. Dabei ist auch zu beachten, dass die Lieferverträge und Verbrauchsdaten teilweise für die Endverbraucher wirtschaftlich sensible Informationen beinhalten.

**Möglichst günstige, unabhängige Datenlieferung:** Um die Zuverlässigkeit der Messdaten zu gewährleisten, sollten die Messzeitreihen für die Referenzlast (Abschnitt 2.1.5) sowie die Kontrollmechanismen (Abschnitt 2.5.1) soweit möglich von einem unabhängigen Datenlieferanten bereitgestellt werden. Gleichzeitig sollten bestehenden Prozesse zur Datenmessung und Datenaustausch mit den Verteilnetzbetreiber genutzt werden, um unnötige Kosten zu vermeiden. In den meisten Fällen sollten die bestehenden Prozesse zur Datenlieferung über die Verteilnetzbetreiber die Unabhängigkeit der Datenlieferung gewährleisten. Bei Endverbrauchern, deren Ladestationen von der Teilnahme ausgeschlossen werden (Abschnitt 2.1.2), könnte die separate Messung der Ladestationen jedoch zusätzliche Kosten verursachen. Darüber hinaus werden feste Endverbraucher gemäss [Art. 6 StromVG](#) von ihrem Verteilnetzbetreiber beliefert. Spätestens wenn festen Endverbraucher über ihren Lieferanten an der Verbrauchsreserve teilnehmen wäre die Unabhängigkeit der Datenlieferung somit nicht mehr gewährleistet. Angesichts der gemäss [Art. 10 StromVG](#) lediglich informatorisch und buchhalterisch notwendigen Entflechtung zwischen Verteilnetzbereich und Energielieferung kann die Unabhängigkeit der Datenlieferung aber auch bei freien Endverbrauchern fragwürdig sein, wenn diese den Strom bei ihrem lokalen Verteilnetzbetreiber einkaufen.

*Empfehlung:* *Die Messzeitreihen für die Referenzlast sowie die Kontrollmechanismen sollten zumindest im Rahmen der ersten Ausschreibungen der Verbrauchsreserve durch die Verteilnetzbetreiber bereitgestellt und in dem für die ordnungsgemässe Abwicklung der Reserve benötigten Umfang während der gesamten Dauer der Verbrauchsreserve täglich am Folgetag an Swissgrid, Reserveanbieter, Lieferanten, Endverbraucher und die Kontrollbehörde geliefert werden. Die Kosten für die Datenbereitstellung gelten als anrechenbare Kosten der Verteilnetzbetreiber und werden durch die ElCom geprüft. Zusätzlich zu den Messdaten, sollten mindestens die Lieferanten und Händler, die für den Verkauf der bei Reserveabruf freiwerdenden Energiemengen am Markt zuständig sind, die Abrufmeldungen für die von ihnen belieferten Endverbraucher erhalten. Darüber hinaus ist zu klären, ob gemäss BATE eine Pflicht zur Veröffentlichung der Messzeitreihen oder Abrufmeldungen besteht.*

### 2.5.3 Rückzugsmöglichkeiten, Fristen und Sanktionen

Flexibilisierungsmöglichkeiten für erfolgreiche Bieter mit Blick auf Weitergabe eines Zuschlags inklusive aller Rechten und Verpflichtungen oder sogar die Rückgabe von Zuschlägen können sinnvoll sein, um die bei einer Gebotsabgabe eingepreisten Risiken zu begrenzen. Um die Wirksamkeit der Reserve zu gewährleisten, sollte die Weitergabe des Reservezuschlages jedoch an entsprechende Qualitätskriterien und Fristen gebunden werden. Darüber hinaus sollte die Verletzung der Qualitätskriterien oder der Rückzug von der Reserve mit Konventionalstrafen belegt werden, um das Risiko von rein opportunistischen Geboten zu senken.

Eine Übersicht der vorgeschlagenen Fristen und Rückzugsmöglichkeiten ist in Tabelle 2 dargestellt. Während die prinzipiellen Rückzugsmöglichkeiten bereits in der Verordnung festgehalten werden sollten, könnten die Eckwerte für die Fristen und Verwaltungssanktionen jährlich durch die ElCom festgelegt werden.

*Tabelle 2: Fristen, Rückzugsmöglichkeiten und Sanktionen.*

Beschreibung	Frist	Sanktionen
Angebot Liefervertrag	Auktion	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ungültiges Gebot</li> </ul>
Abschluss Liefervertrages	2-4 Wochen vor Beginn des Lieferzeitraums	<ul style="list-style-type: none"> <li>2-3xVergütung</li> </ul>
Vertragsrücktritt,		
Abtausch von Messpunkten	4-Wochen vor Lieferung	<ul style="list-style-type: none"> <li>Abtausch oder Anpassung nicht genehmigt</li> </ul>
Nichterfüllung	bei Testabruf	<ul style="list-style-type: none"> <li>unvergütete Testabrufe</li> <li>2x Ausgleichsenergielpreis</li> </ul>
	bei Abruf	<ul style="list-style-type: none"> <li>2x Ausgleichsenergielpreis</li> </ul>

**Angebot Liefervertrag.** Gemäss *StromVG Artikel 8g und 8o* sollte sowohl die Drop-to-Leistung als auch der Abrupreis im Rahmen des Liefervertrages festgehalten werden. Um sicherzustellen, dass allfällige aus der Drop-to-Leistung oder der dem Abrupreis resultierenden Preisanpassungen im Rahmen der Auktion berücksichtigt werden, sollten Kunden, die ihren Strom von einem Lieferanten beziehen, somit spätestens im Rahmen der Gebotsabgabe das Angebot eines Liefervertrages bereitstellen, den sie im Fall eines Reservezuschlages abschliessen könnten (siehe Abschnitt 2.2.1).

**Abschluss Liefervertrag oder Vertragsrücktritt.** Um die Risiken für Anbieter zu senken, und es den Reserveanbietern zu ermöglichen, absatzseitig mit Ihren Kunden Vereinbarungen für allfällige Produktionsausfälle zu treffen, sollte die Frist für den Abschluss der Lieferverträge mehrere Wochen nach dem Ende der Auktion, jedoch vor Beginn des Lieferzeitraums liegen. Gemäss *StromVG Artikel 8t* sollte die Verwaltungssanktion für Reserveanbieter, deren Liefervertrag die Teilnahmebedingungen 8dbis nicht erfüllt, das 2- bis 5-fache des Entgeltes für die Reserveteilnahme betragen. Um das Risiko der Auktionsteilnahme zu senken, könnte im Fall eines früheren Gebotsrückzuges eine tiefere Konventionalstrafe, z.B. in Höhe des 2- bis 3-fachen Entgelts für die Reserveteilnahme in dem betreffenden Jahr gefordert werden.

**Abtausch von Messpunkten.** Sofern die Wirksamkeit der Reserve dadurch nicht reduziert wird, sollte eine Weitergabe des Reservezuschlages auch nach Ablauf der Frist für den Vertragsrücktritt jederzeit möglich sein. Dies ermöglicht es den Reserveteilnehmern, auf unvorhergesehene Ereignisse zu reagieren. Um die Wirksamkeit der Reserve zu gewährleisten, sollte die nach dem Abtausch der Messpunkte erwartete rabattierte Energiemenge aber sowohl für den verbleibenden Vertragszeitraum insgesamt als auch für jeden einzelnen Monat mindestens genauso hoch

sein, wie vor der Anpassung. Bei Verdacht auf Missbrauch sollte es der Prüfbehörde freistehen, den Abtausch auch dann zu verbieten, wenn die erwartete rabattierte Energiemenge die zuvor genannten Kriterien erfüllt.

**Nichterfüllung.** Wenn die Verpflichtung zur Einhaltung der Drop-to-Leistung im Rahmen eines tatsächlichen Abrufes nicht erfüllt wird, stellt dies einen schweren Verstoss gegen die vertraglichen Pflichten des Reserveanbieters dar. Gemäss *StromVG Artikel 8t* sollte die Verwaltungssanktion für Reserveanbieter dementsprechend hoch sein und sich auf das Doppelte des Ausgleichsenergiepreises für die nicht gelieferte Energie belaufen.

Bei Nichterfüllung während tatsächlicher Reserveabrufe ist davon auszugehen, dass der Preis für positive Ausgleichsenergie sich in der Nähe des maximalen Day-Ahead Marktpreises und somit auf einem sehr hohen Niveau bewegt, so dass eine Nichterfüllung für die Reserveteilnehmer entsprechend teuer ist.

Bei Nichterfüllung während eines Testabrufes wären sowohl der volkswirtschaftliche Schaden als auch die Sanktionen für Reserveanbieter deutlich geringer, da der Ausgleichsenergiepreis in diesen Fällen vermutlich deutlich tiefer ist als während tatsächlicher Reserveabrufe. Um nachzuweisen, dass es sich bei der Nichterfüllung um eine Ausnahme handelt, sind jedoch weitere Testabrufe erforderlich. Neben der Bezahlung des doppelten Ausgleichsenergiepreises für die zu viel bezogene Energiemenge könnten erfolglose Testabrufe somit dadurch sanktioniert werden, dass die zusätzlichen Testabrufe nicht mehr vergütet werden. Falls die Drop-to-Leistung auch bei dem 3. Testabruf nicht eingehalten werden konnte, ist davon auszugehen, dass die Reserveanbieter eine unrealistische Drop-to-Leistung angeboten haben, so dass sie von der Reserve zurücktreten und die für Vertragsrücktritt anfallende Pönale bezahlen müssen.

Da der doppelte Ausgleichsenergiepreis in beiden Fällen lediglich für die nicht gelieferte Energie bezahlt werden muss, wächst der absolute Betrag für die Nichterfüllung proportional zum Ausmass der Nichterfüllung. Im Vergleich zu einem Ansatz mit Toleranzbändern für die Nichterfüllung hat dies den Vorteil hat, dass auch bei kleineren Abweichungen von der Drop-to-Leistung schon ein Anreiz zur Lastreduktion besteht, und nicht erst dann, wenn das Toleranzband für die Nichterfüllung erreicht ist.

Für die Bestimmung der benötigten Drop-to-Leistung müssen die Reserveanbieter eine Prognose ihrer unflexiblen Last erstellen (siehe Abschnitt 2.1.2). Aufgrund von zufälligen Lastabweichungen kann es dabei auch im Fall einer guten Prognose passieren, dass die Drop-to-Leistung während einzelner Abrufperioden überschritten wird. Für die Wirksamkeit der Reserve ist dies weniger kritisch, solange die im Durchschnitt während der Reserveabrufe bezogene Energiemenge die über Drop-to-Leistung abgesicherte Energiemenge nicht überschreitet. Dementsprechend würde es ausreichen, die Reserveanbieter nur dann zu sanktionieren, falls sie in Summe über ihr Portfolio sowie alle Reserveabrufe mehr verbrauchen als die von ihnen für ihr Portfolio in Summe zugesicherte Drop-to-Leistung. Die daraus resultierende nicht gelieferte Energiemenge, sollte proportional zum Profil der Drop-to-Leistungs-Überschreitungen auf die einzelnen Abrechnungsperioden verteilt werden.

*Empfehlung: Um die Preisrisiken bei der Gebotsabgabe zu beschränken und Spielraum für ab-satzseitige Verhandlungen zu liefern, sollten gestaffelte Fristen und Sanktion für den Vertrags-rücktritt sowie Qualitätskriterien für die Weitergabe der vertraglichen Verpflichtung oder die Anpassung der Drop-to-Leistung festgelegt werden. Während die prinzipiellen Rückzugsmög-lichkeiten bereits in der Verordnung festgehalten werden sollten, könnten die Eckwerte für die Fristen und Verwaltungssanktionen jährlich durch die ElCom festgelegt werden.*

## 2.6 Rückerstattung Reservezuschlag für stromintensive Unternehmen

Das Ziel aller Stromreserven ist es, den unverzichtbaren Verbrauch während Stromknappheiten abzusichern. Kunden, die sich an der Verbrauchsreserve beteiligen, verfügen sowohl über flexible als auch unverzichtbare Lasten. Während die an der Reserve teilnehmenden flexiblen Lasten im Fall einer Stromknappheit eingeschränkt werden, und somit nicht durch eine Stromreserve abgesichert werden müssen, wird der unverzichtbare Teil der Last auch im Fall einer Stromknappheit weiter nachgefragt und muss durch die Stromreserve abgedeckt werden.

Entsprechend der Regelung aus *StromVG Artikel 14b* werden daher „Endverbrauchern, deren Elektrizitätskosten mindestens 10 Prozent der Bruttowertschöpfung ausmachen und die an der verbrauchseitigen Reserve teilnehmen, [...] die Kosten der Stromreserve (Art. 15a Abs. 1 Bst. b) im Umfang der Teilnahme an der verbrauchseitigen Reserve zurückerstattet. Endverbrauchern, deren Elektrizitätskosten mindestens 5 Prozent und weniger als 10 Prozent der Bruttowertschöpfung ausmachen und die an der verbrauchseitigen Reserve teilnehmen, werden die Kosten der Stromreserve teilweise rückerstattet; massgebend für die Höhe der Rückerstattung sind das Verhältnis zwischen Elektrizitätskosten und Bruttowertschöpfung und der Umfang der Teilnahme an der verbrauchsseitigen Reserve. Der Bundesrat kann vorsehen, dass weiteren Endverbrauchern, die an der verbrauchsseitigen Reserve teilnehmen, die Kosten der Stromreserve (Art. 15a Abs. 1 Bst. b) im Umfang der Teilnahme an der verbrauchsseitigen Reserve teilweise rückerstattet werden.“

Ausgehend von den Vorgaben des StromVG kann die Rückerstattung in den folgenden Schritten berechnet werden:

**Umfang der Reserveteilnahme.** Der Umfang der Reserveteilnahme  $U$  kann als Quotient zwischen der mittels Derating gewichteten rabattierten Energiemenge ( $\widetilde{LY} - \widetilde{GY}$ ) (vgl. Abschnitt 2.1.3 und Anhang C) und dem mittels Derating gewichteten Jahresverbrauch  $\widetilde{LY}$  bestimmt werden.

$$U = \frac{\widetilde{LY} - \widetilde{GY}}{\widetilde{LY}} = 1 - \frac{\widetilde{GY}}{\widetilde{LY}}$$

**Verhältnis Elektrizitätskosten und Bruttowertschöpfung.** Der Faktor  $B$ , der den Einfluss des Bruttowertsschöpfungsanteils auf die Rückerstattung beschreibt, kann analog zu *EnV, Anhang 6, Ziffer 1* gemäss der folgenden Formel bestimmt werden:

$$B = \max \left( 0.3, \min \left( 1, \frac{\frac{\text{Stromkosten}}{\text{Bruttowertschöpfung}} - 0.05}{0.05} \right) \right)$$

**Rückzahlung Reservezuschlag.** In Abhängigkeit von dem administrativ festgelegten Zuschlagsatz pro kWh  $r$  und der Jahresdurchschnittslast  $LY$  und der Anzahl Stunden pro Jahr  $TY$  lautet die Formel für den zurückbezahlte Reservezuschlag somit wie folgt:

$$\text{Rückzahlung} = r \cdot LY \cdot TY \cdot U \cdot B$$

Empfehlung: Die Rückerstattung der Reservezulage sollte proportional zum Umfang der Reserveteilnahme erfolgen, der sich aus dem Verhältnis der rabattierten Energiemenge im Vergleich zur Jahresgesamtlast ergibt. Für Verbraucher bei denen die Stromkosten weniger als 10% der Bruttowertschöpfung betragen, sollte die Rückerstattung teilweise erfolgen, analog wie im Rahmen der Energieverordnung.

## 2.7 Vergleich der Ausgestaltung mit Mechanismen in anderen Ländern

In diesem Kapitel wird die vorgeschlagene Ausgestaltung der Schweizer Verbrauchsreserve mit den Erfahrungen anderer Länder bezüglich Auktionsprodukt (Abschnitt 2.1), Ausschreibung (Abschnitt 2.2), Teilnahmebedingungen (Abschnitt 2.3), Abruf (Abschnitt 2.4), Kontrolle (Abschnitt 2.5) und der Rückerstattung des Reservezuschlags (Abschnitt 2.6) verglichen.

Für den Vergleich mit den Erfahrungen anderer Länder werden die in folgende sieben EU-Mechanismen herangezogen und mit der Schweizer Verbrauchsreserve (**CH**) verglichen:

### A. Peak-Shaving-Mechanismen:

- ① Demand-Side-Response-Stromsparprodukt Österreich: Die DSR-Ausschreibungen zur Verbrauchsreduktion in Spitzenzeiten dienen als Notfallmechanismen in Zeiten von Energiekrisen und wurden Anfang 2023 von der EU genehmigt.

### B. Reserven:

- ② Netzreserve Deutschland: Die Netzreserve wird ausserhalb des Marktes für Engpass-/Redispatch-Situationen vorgehalten und war von der EU bis Mitte 2020 vorübergehend genehmigt. Eine Verlängerung dieser Genehmigung wird aktuell nicht angestrebt.
- ③ Kapazitätsreserve Deutschland: Die strategische Kapazitätsreserve, die ausserhalb des Marktes vorgehalten wird und im Notfall eingesetzt werden kann, wurde im Februar 2018 von der EU genehmigt und ist im Winter 2018/2019 gestartet.
- ④ Netzreserve Österreich: Die gesetzlich verankerte Netzreserve zur Sicherstellung ausreichend flexibler Kapazitäten (erzeuger- oder verbraucherseitig) für das Engpassmanagement wurde 2020 eingeführt und ist beihilferechtlich bis zum 31.12.2025 genehmigt.

### C. Kapazitätsmärkte:

- ⑤ Zentraler Kapazitätsmarkt Belgien: Der Kapazitätsmarkt sieht eine zentrale Beschaffung mit umfassender Integration verbrauchsseitiger Anbieter vor. Er wurde 2021 von der EU beihilferechtlich genehmigt, woraufhin im selben Jahr die ersten Auktionen stattfanden.
- ⑥ Dezentraler Kapazitätsmarkt Frankreich: Der dezentrale Kapazitätsmarkt basiert auf der Verpflichtung der beteiligten Parteien, den Verbrauch während der Spitzenzeiten im Winter zu decken, sowie auf der Zertifizierung von (erzeuger- und nachfrageseitigen) Kapazitäten. Er wurde Ende 2016 von der EU genehmigt und ist seit 2017 operativ.
- ⑦ Kombinierter Kapazitätsmarkt Deutschland: Das kombinierte Modell sieht sowohl zentrale als auch dezentrale Elemente vor. Es handelt sich jedoch bisher nur um Vorüberlegungen. Sowohl das definitive Modell als auch der Zeitpunkt der Einführung sind noch offen.

Die Untersuchungen zeigen, dass sich die Ausgestaltung der Schweizer Verbrauchsreserve von den betrachteten Mechanismen in vielen Punkten aufgrund der unterschiedlichen Grundproblematik der Versorgungssicherheit (Energie- vs. Kapazitätsengpass), die anvisierten Reserveanbieter (Verbraucher vs. Technologieoffen) oder der Art des Mechanismus (Reserve vs. Kapazitätsmarkt) unterscheidet. Bezuglich der übrigen Kriterien ergibt sich bei den betrachteten EU-Mechanismen kein einheitliches Bild, so dass die Schweizer Verbrauchsreserve je nach Kriterium dem einen oder anderen EU-Mechanismus ähnelt.

### Auswirkungen der Grundproblematik, der Reserveanbieter und der Mechanismus-Art auf Design-Merkmale

Bei der **Grundproblematik der Versorgungssicherheit** geht es um die Frage, ob ein Land tendenziell ein Energie- oder ein Kapazitätsproblem mit einem Mechanismus adressieren möchte. Die meisten betrachteten EU-Länder weisen eher ein Kapazitätsproblem auf, weshalb die untersuchten Mechanismen überwiegend darauf abzielen, zusätzliche Kapazität – sprich zusätzliche Megawatt – zu beschaffen. In der Schweiz ist die installierte Produktionskapazität deutlich höher als die Spitzennachfrage, so dass kein systematisches Kapazitätsproblem vorliegt. Aufgrund des hohen Anteils von Speicherkraftwerken an der Erzeugungsleistung besteht aber – je nach hydrologischen Bedingungen – ein potenzielles Energieproblem.

Bezüglich des eingekauften *Produkts* und der *Nachfragefunktion* fokussiert die Verbrauchsreserve auf Energie, das heisst auf ein Produkt in Megawattstunden. Der einzige untersuchte EU-Mechanismus mit ebenfalls energiebezogener Produktdefinition ist der Peak-Shaving-Mechanismus in Österreich. Dieser versucht jedoch primär, in krisenbedingten Hochpreisphasen durch Verbrauchsreduktion die Preise zu reduzieren, und adressiert weniger ein strukturelles Energieproblem.

Aus dieser unterschiedlichen Zielsetzung ergeben sich auch Unterschiede bei der *Abrufdauer*: Während das Kapazitätsproblem in der EU häufig in kurzen Phasen hoher Residuallast auftritt und die Mechanismen daher eher auf kurze Abrufe abzielen, soll die Schweizer Verbrauchsreserve Verbrauchsreduktionen in den aus Sicht der Versorgungssicherheit kritischen WintEMONaten ermöglichen. Die im EU-Recht angelegten Mechanismen verlangen daher tendenziell kürzere Zeitfenster bei der Erbringung: Die Kapazitätsreserve in Deutschland sieht Abrufe von bis zu zwölf Stunden vor, während die Netzreserve in Österreich eine Reduktion oder Verlagerung des Verbrauchs von mindestens sechs Stunden verlangt. Die Verbrauchsreserve fokussiert sich demgegenüber auf längere Abrufe, um das potenzielle Energieproblem wirksam zu adressieren, bevor andere Massnahmen des LVG wie die Kontingentierung von Grossverbrauchern erforderlich werden (siehe Abschnitt 2.4.3).

Ein weiterer Unterschied, der sich aus dieser Grundproblematik ergibt, betrifft das *Derating*: Bei einem Fokus auf Energie wie bei der Verbrauchsreserve drückt der Derating-Faktor den Beitrag einzelner Stunden zu einem Gesamtenergievolumen aus. Bei einem Fokus auf Kapazität – insbesondere in EU-Kapazitätsmärkten – spiegelt er hingegen den Beitrag der Nominalkapazität zum Kapazitätsziel wider. Die übrigen untersuchten EU-Mechanismen – die Netzreserve in Deutschland und Österreich, die Kapazitätsreserve in Deutschland sowie der österreichische Peak-Shaving-Mechanismus – sehen kein explizites Derating vor.

Tabelle 2-3 fasst die Designunterschiede, die sich aus der Grundproblematik Energie vs. Kapazität ergeben, sowie die Zuordnung der betrachteten Mechanismen nochmals zusammen. Sie zeigt, dass die Adressierung eines Energieproblems der Schweizer Verbrauchsreserve zu zahlreichen Unterschieden in der Ausgestaltung gegenüber den untersuchten EU-Mechanismen führt.

Tabelle 2-3: Zusammenfassung der Designunterschiede die sich aus der Grundproblematik Energie vs. Kapazität ergeben

Grundproblem:	Energieproblem	vs.	Kapazitätsproblem
Produkt	MWh <b>CH</b> ①	vs.	MW ② ③ ④ ⑤ ⑥ ⑦
Nachfragefunktion	MWh <b>CH</b> ①	vs.	MW ② ③ ④ ⑤ ⑥ ⑦
Abrufdauer	Lange Abrufdauer <b>CH</b>	vs.	Kurze Abrufdauer ① ② ③ ④ ⑤ ⑥ ⑦
Derating	Beitrag Einzelstunden zu MWh-Volumen <b>CH</b>	vs.	Beitrag Nominalkapazität zu Kapazitätsziel ⑤ ⑥ ⑦

**CH** Verbrauchsreserve CH ① Demand-Side-Response-Stromsparprodukt Österreich ② Netzreserve Deutschland ③ Kapazitätsreserve Deutschland ④ Netzreserve Österreich ⑤ Zentraler Kapazitätsmarkt Belgien ⑥ Dezentraler Kapazitätsmarkt Frankreich ⑦ Kombinierter Kapazitätsmarkt Deutschland

Ein zweiter zentraler Aspekt ist die Frage, an welche potenziellen **Reserveanbieter** sich die Mechanismen primär richten.

Die **Marktteilnehmer**, an die sich die Schweizer Verbrauchsreserve richtet sind ausschliesslich Akteure auf der Nachfrageseite. Abgesehen vom österreichischen Peak-Shaving-Mechanismus, der sich ebenfalls auf Lastsenkungspotenziale fokussiert, sind die übrigen Mechanismen formal technologieoffen, wie auch in den *Beihilfeleitlinien* bzw. in der *Elektrizitätsbinnenmarktverordnung* für Kapazitätsmechanismen gefordert. In der Praxis sind die EU-Mechanismen jedoch häufig stärker auf erzeugungsseitige Anbieter ausgerichtet.

Damit korrespondiert die Definition der *Leistungsreduktion*: In den untersuchten EU-Mechanismen ist sie als Drop-by-Produkt konzipiert. Dies ist für einen technologieoffenen Ansatz plausibel, da eine Reduktion um x Megawatt auf der Nachfrageseite einer Erhöhung um x Megawatt auf der Erzeugungsseite entspricht. Für die Schweizer Verbrauchsreserve mit ihrem ausschliesslichen Fokus auf die Lastsenkung erscheint hingegen die Definition als Drop-to-Produkt sinnvoll, da so der Fehlanreiz vermieden wird die Nachfrage künstlich zu erhöhen, um eine bestimmte Reduktionsmenge zu gewährleisten.

Daraus folgen auch Unterschiede im *Submetering*. In EU-Mechanismen mit stärkerem Erzeugungsfokus bezieht es sich in der Regel auf einzelne Anlagen bzw. auf einzelne Verbrauchseinheiten auf der Nachfrageseite, sofern die Mindestgrösse erreicht wird (dies ist in der Regel auch über eine Teilnahme über Aggregatoren möglich). In der Verbrauchsreserve hingegen erfolgt das Submetering auf Unternehmensebene, u.a. um Arbitrage zu vermeiden.

Der Fokus auf die Nachfrageseite beeinflusst schliesslich auch den Ansatz für die *Vergütung*: In der Verbrauchsreserve kann die Vergütung als Rabatt auf einen Teil des Stromverbrauchs ausgestaltet werden (siehe Abschnitt 2.1.4). Zu beachten ist allerdings, dass für die Teilnahme an der Verbrauchsreserve ein gesetzlich vorgesehenes Teilnahmeentgelt anfällt. Der Rabatt ist somit als ökonomischer Kniff zu verstehen. In den betrachteten EU-Mechanismen ist prinzipiell eine Zahlung zur Vergütung der Anbieter vorgesehen. Sofern ein Mechanismus Beihilfen zur Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit umfasst und somit gemäss den Beihilfeleitlinien genehmigungspflichtig ist, ist eine kapazitätsbasierte Vergütung (in Euro/MW) vorzusehen.

Tabelle 2-4 fasst die Designunterschiede, die sich aus der Fokussierung auf bestimmte Reserveanbieter ergeben, sowie die Zuordnung der betrachteten Mechanismen nochmals zusammen. Dabei zeigt sich ein deutlicher Unterschied im Design der Verbrauchsreserve gegenüber den übrigen betrachteten Mechanismen.

*Tabelle 2-4: Zusammenfassung der Designunterschiede die sich durch die fokussierten Reserveanbieter ergebenen*

Reserveanbieter:	primär Nachfrage	vs.	Erzeuger bzw. Technologieoffen
Marktteilnehmer	Verbraucher <b>CH</b> ①	vs.	Erzeuger bzw. Technologieoffen ② ③ ④ ⑤ ⑥ ⑦
Leistungsreduktion	Drop-to-Produkt <b>CH</b>	vs.	Drop-by-Produkt ① ② ③ ④ ⑤ ⑥ ⑦
Submetering	Gesamtunternehmen <b>CH</b>	vs.	Einzelanlagen ① ② ③ ④ ⑤ ⑥ ⑦
Vergütung	Rabatt <b>CH</b>	vs.	Zahlung ① ② ③ ④ ⑤ ⑥ ⑦

**CH** Verbrauchsreserve CH ① Demand-Side-Response-Stromsparprodukt Österreich ② Netzreserve Deutschland ③ Kapazitätsreserve Deutschland ④ Netzreserve Österreich ⑤ Zentraler Kapazitätsmarkt Belgien ⑥ Dezentraler Kapazitätsmarkt Frankreich ⑦ Kombinierter Kapazitätsmarkt Deutschland

Der dritte Aspekt betrifft die **Art des Mechanismus**, also die Unterscheidung zwischen einer Reserve und einem Kapazitätsmarkt.

In den EU-Reserven erfolgt der *Abruf* grundsätzlich ausserhalb des Marktes, wie es auch in der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung für (strategische) Reserven gefordert wird. Dabei ist zwischen Netzreserven, die von den Übertragungsnetzbetreibern im Engpassmanagement eingesetzt werden können, und der Kapazitätsreserve in Deutschland zu differenzieren, die aktiviert wird, wenn der Markt nicht mehr funktionsfähig ist. Konkret bedeutet dies, dass der Einsatz der deutschen Kapazitätsreserve zentral durch die Übertragungsnetzbetreiber ausgelöst wird, wenn die Day-Ahead-Schlussauktion oder die Intraday-Eröffnungsauktion nicht räumt oder wenn im kontinuierlichen Intraday offene Kaufgebote zum technischen Preislimit länger als eine Stunde bestehen. Die betrachteten Kapazitätsmärkte in der EU sind demgegenüber als Mechanismen im Markt zu interpretieren. Dort gibt es jedoch keinen Abruf im engeren Sinne. Vielmehr nehmen die Kapazitätsanbieter regulär am Strommarkt teil. Dieser bestimmt ihre Einsätze. In Knappheitssituationen müssen sie zudem Verfügbarkeitsanforderungen erfüllen. Die Schweizer Verbrauchsreserve unterscheidet sich von den EU-Reserven insofern, als dass sie per gesetzlicher Vorgabe eine Reserve im Markt ist und der explizite Abruf bereits erfolgt, solange der Markt noch funktioniert. Dies vermeidet zwar einerseits mögliche Ineffizienzen bei der umfangreicher Vorhaltung von Erzeugungskapazität ausserhalb des, führt auf der anderen Seite aber auch zu einer Unterdrückung von Marktpreisen und Abschwächung von Marktanreizen zur Behebung der Versorgungsgpässe (Abschnitt 2.4.3). Eine Teilnahme am Markt ist auch im Falle des österreichischen Peak-Shaving-Mechanismus möglich, der – wie oben beschrieben – allerdings explizit darauf abzielt Marktpreise zu dämpfen und daher greifen muss, solange der Markt funktionsfähig ist.

Analog dazu ergeben sich auch bezüglich der *gleichzeitigen Teilnahme in Regelenergiemärkten* Unterschiede aufgrund der Art des Mechanismus. In der EU ist eine Teilnahme der Reserven in

anderen Märkten grundsätzlich nicht erlaubt. Dahinter stehen die Vorstellung, dass Reserven, die ausserhalb des Marktes vorgehalten werden auch nicht auf anderen Märkten eingesetzt werden sollen. Bei Anlagen, die innerhalb von Reserven vorgehalten werden, besteht die Sorge, dass diese Anbieter, die bereits für diese Vorhaltung vergütet werden bei der Teilnahme an den anderen Märkten für Wettbewerbsverzerrungen sorgen könnten. Sie wären in der Lage aggressivere Gebote in anderen Märkten abzugeben, das Preisniveau zu drücken und schlussendlich Anbieter zu verdrängen, die ihre (Fix-)Kosten ohne eine zusätzliche Vergütung nicht mehr decken können. Um den Angebotsrückgang zu kompensieren, müsste die Reserve vergrössert werden, wodurch sich die Angebotsverdrängung noch verstärkt (sogenannter Slippery Slope Effekt). Gleichzeitig kann ein Ausschluss von Anlagen von der Teilnahme in anderen Märkten dazu führen, dass die Effizienz in diesen Märkten beeinträchtigt wird, wenn das potenzielle Anbieterfeld in diesen Märkten eingeschränkt wird. In Kapazitätsmärkten hingegen ist das Risiko eines solchen „Slippery-Slope“-Effekts geringer, da die Zusatzvergütung breiter wirkt, das heisst, sie wird an eine Vielzahl von Akteuren ausgezahlt. Für Anbieter auf Kapazitätsmärkten ist eine Teilnahme an anderen Märkten daher grundsätzlich zulässig. Gleiches gilt für die Schweizer Verbrauchsreserve: Eine Teilnahme am Regelenergiemarkt ist möglich, solange die Wirksamkeit der Reserve nicht gefährdet wird (siehe Abschnitt 2.3.4).

Tabelle 2-5 fasst die Designunterschiede, die sich auf die Mechanismus-Art zurückführen lassen, noch einmal zusammen. Dabei zeigt sich erneut, dass sich die Schweizer Verbrauchreserve deutlich von den anderen Reserven in der EU unterscheidet.

*Tabelle 2-5: Zusammenfassung der Designunterschiede die sich durch die Mechanismus-Art (Reserve vs. Kapazitätsmarkt) ergebenen*

Mechanismus:	Reserve	vs.	Kapazitätsmarkt
<b>Abruf</b>	ausserhalb des Marktes ② ③ ④	vs.	im Markt CH ① ⑤ ⑥ ⑦
<b>Gleichzeitige Teilnahme in Regelenergiemarkt</b>	nicht erlaubt ② ③ ④	vs.	erlaubt CH ⑤ ⑥ ⑦

**CH** Verbrauchsreserve CH ① Demand-Side-Response-Stromsparprodukt Österreich ② Netzreserve Deutschland ③ Kapazitätsreserve Deutschland ④ Netzreserve Österreich ⑤ Zentraler Kapazitätsmarkt Belgien ⑥ Dezentraler Kapazitätsmarkt Frankreich ⑦ Kombinierter Kapazitätsmarkt Deutschland

#### Weitere Merkmale der Verbrauchsreserve im Vergleich zu anderen EU-Mechanismen

Neben den bereits dargestellten Designunterschieden, die im Kern auf die drei Aspekte Grundproblematik, Reserveanbieter und Art des Mechanismus zurückzuführen sind, gibt es eine Reihe weiterer Ausstattungsmerkmale, die davon **unabhängig** sind und bei denen sich zwischen den betrachteten (EU-)Mechanismen zumeist kein einheitliches Bild ergibt.

So unterscheiden sich beispielsweise die *Abrupreise* bzw. die *Festlegung der Abrufreihenfolge* zwischen der Schweizer Verbrauchsreserve, die einen einheitlichen Abrupreis definiert, und den übrigen EU-Mechanismen. Dort wird die Abrufreihenfolge eher individuell je Anbieter festgelegt. In den EU-Reserven erfolgt die Aktivierung beispielsweise durch die Übertragungsnetzbetreiber, die die Einsatzreihenfolge gegebenenfalls gemäss einer Merit-Order der teilnehmenden Reserveanbieter bestimmt. In Kapazitätsmärkten wiederum erfolgt der Einsatz über den Strommarkt, sodass die Anbieter ihren Einsatz an ihren individuellen kurzfristigen Grenzkosten ausrichten.

Auch hinsichtlich der *Preisbildung* in der Ausschreibung, also der Frage, ob das Verfahren Pay-as-cleared oder Pay-as-bid zur Anwendung kommt, zeigt sich kein einheitliches Bild. So sieht die Schweizer Verbrauchsreserve ein Pay-as-cleared-Verfahren vor, um Anreize zur Abgabe kostenbasierter Gebote zu setzen und insbesondere kleineren Anbietern den Einstieg bei den ersten Auktionen zu erleichtern. Die Kapazitätsreserve in Deutschland sieht ebenfalls Pay-as-cleared vor. Die übrigen betrachteten EU-Mechanismen arbeiten hingegen mit Pay-as-bid. Daraus lässt sich jedoch nicht ableiten, dass Kapazitätsmärkte tendenziell Pay-as-bid bevorzugen. So kommt beispielsweise im belgischen zentralen Kapazitätmarkt Pay-as-bid zur Anwendung, während der ebenfalls zentrale britische Kapazitätmarkt Pay-as-cleared vorsieht. Die konkrete Ausgestaltung erscheint in diesem Punkt vielmehr fallspezifisch, beispielsweise abhängig vom (erwarteten) Anbieterfeld.

Mit Blick auf die *Kontrollmechanismen* sehen die meisten untersuchten EU-Mechanismen ebenso wie die Schweizer Verbrauchsreserve sowohl Lastgangmessungen als auch mögliche Testabrufe vor.

Bei der *Referenzlast*, also der Frage, ob die historische Last oder die Last des Lieferjahres als Referenz herangezogen wird, gibt es jedoch keinen einheitlichen Ansatz. Während die Schweizer Verbrauchsreserve sowie die untersuchten Kapazitätsmärkte die historische Last als Referenz nutzen, beziehen sich die Kapazitätsreserve in Deutschland, die Netzreserve und der Peak-Shaving-Mechanismus in Österreich auf das Lieferjahr.

Im Einklang mit der Schweizer Verbrauchsreserve finden *Ausschreibungen* in der EU überwiegend jährlich statt, vereinzelt – etwa bei der deutschen Kapazitätsreserve – erfolgt die Ausschreibung zweijährlich. Im Rahmen des Peak-Shaving-Mechanismus sind mehrere Ausschreibungen pro Jahr möglich, abhängig von der zugrunde liegenden Krisensituation (z. B. von der Krisendauer).

Bezüglich der *Mindestgrösse* empfiehlt dieses Gutachten für die Schweizer Verbrauchsreserve eine Orientierung an den Regelleistungsmärkten, die eine Mindestgrösse von 1 MW (sowie eine entsprechende Mindestabrufdauer in Stunden) vorsehen. Eine Teilnahmegrenze von 1 MW gilt auch für die Netzreserve in Österreich sowie für die Kapazitätsmärkte in Belgien und Frankreich. Anbieter unterhalb dieses Schwellenwerts können über Aggregatoren teilnehmen. Die Kapazitätsreserve in Deutschland sowie der Peak-Shaving-Mechanismus in Österreich verlangen hingegen höhere Mindestgrössen (2 MWh im österreichischen Peak-Shaving-Mechanismus und 5 MW in der deutschen Kapazitätsreserve).

In Bezug auf *Rückzugsmöglichkeiten* durch Weitergabe des Zuschlags ist dies in der Schweizer Verbrauchsreserve sowie im belgischen Kapazitätmarkt zulässig, insb. in den EU-Reserven dagegen grundsätzlich nicht, es sei denn, die Nutzungsberechtigung an der Anlage wird zugleich übertragen, da die Verträge an die Anlagen gebunden sind.

Eine *Umlagebefreiung* durch eine teilweise Rückerstattung der Reservezulage, wie sie für die Schweizer Verbrauchsreserve vorgesehen ist, gibt es in den übrigen untersuchten EU-Mechanismen nicht – da sie mit EU-Recht nicht kompatibel wäre.

Die *grenzüberschreitende Teilnahme* ist ein weiteres Merkmal, das sich den drei Aspekten Grundproblematik, Reserveanbieter und Art des Mechanismus nicht eindeutig zuordnen lässt, jedoch gemäss den Beihilfeleitlinien für Beihilfen zur Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit sowie für Kapazitätsmechanismen gemäss der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung erforderlich ist. In den betrachteten Reserven in der EU sowie im Kapazitätmarkt in Belgien und in den Überlegungen zum Kapazitätmarkt in Deutschland ist eine grenzüberschreitende

Teilnahme explizit vorgesehen. Für den französischen Kapazitätsmarkt liegt ebenfalls ein geplantes Modell zur expliziten Teilnahme grenzüberschreitender Teilnehmer vor. Dieses wurde jedoch vorerst nicht in die Praxis umgesetzt. In der Schweizer Verbrauchsreserve sowie im österreichischen Peak-Shaving-Mechanismus ist eine grenzüberschreitende Teilnahme allerdings nicht vorgesehen. Alle weiteren untersuchten Ausstattungsmerkmale – etwa zu Geboten, Gebotsrichtlinien oder Datenlieferungen – erweisen sich als stark Mechanismus-spezifisch und lassen sich daher hier nicht sinnvoll kategorisieren. Eine Zusammenfassung der unabhängigen Ausstattungsmerkmale sowie die Zuordnung der untersuchten Mechanismen findet sich in Tabelle 2-6.

Tabelle 2-6: Zusammenfassung der weiteren Merkmale

<b>Abruppreis/Reihenfolge</b>	einheitlich <b>CH</b>	vs.	individuell ① ② ③ ④ ⑤ ⑥ ⑦
<b>Preisbildung</b>	Pay-as-cleared <b>CH</b> ③	vs.	Pay-as-bid ① ② ④ ⑤ ⑥
<b>Kontrollmechanismus</b>	Lastgangmessung <b>CH</b> ① ③ ④ ⑤ ⑥	vs.	Testabruf <b>CH</b> ③ ④ ⑤ ⑥
<b>Referenzlast</b>	Historisch <b>CH</b> ⑤ ⑥	vs.	Lieferjahr ① ③ ④
<b>Ausschreibung</b>	unterjährig ①	vs.	Jährlich/Mehrjährig <b>CH</b> ② ③ ④ ⑤ ⑥ ⑦
<b>Mindestgrösse</b>	1 MW(h) <b>CH</b> ④ ⑤ ⑥	vs.	> 1 MW(h) ① ③
<b>Rückzugsmöglichkeit</b>	Weitergabe des Zuschlags: erlaubt <b>CH</b> ⑤	vs.	nicht erlaubt ② ③ ④
<b>Umlagebefreiung</b>	vorgesehen <b>CH</b>	vs.	nicht vorgesehen ① ② ③ ④ ⑤ ⑥ ⑦
<b>Explizite grenzüberschreitende Teilnahme</b>	vorgesehen ② ③ ④ ⑤ ⑥	vs.	nicht vorgesehen <b>CH</b> ①

**CH** Verbrauchsreserve CH ① Demand-Side-Response-Stromsparprodukt Österreich ② Netzreserve Deutschland ③ Kapazitätsreserve Deutschland ④ Netzreserve Österreich ⑤ Zentraler Kapazitätsmarkt Belgien ⑥ Dezentraler Kapazitätsmarkt Frankreich ⑦ Kombinierter Kapazitätsmarkt Deutschland

### Fazit aus Vergleich mit EU-Mechanismen

Die Ausgestaltung der Verbrauchsreserve in der Schweiz zielt auf eine andere Grundproblematik ab als die Mechanismen in den meisten EU-Ländern. Während dort häufig ein Kapazitätsproblem im Vordergrund steht, adressiert die Schweiz mit der Verbrauchsreserve primär ein Energieproblem. Diese unterschiedliche Problematik prägt die Ziele und durchzieht die konkrete Ausgestaltung der Mechanismen – vom Produktzuschnitt bis zur praktischen Umsetzung.

Ein wesentlicher Unterschied zeigt sich in der adressierten Zielgruppe. In der Schweiz richtet sich die Verbrauchsreserve ausdrücklich an Verbraucher, in der EU hingegen stehen meist Erzeuger im Mittelpunkt. Dort erhalten Verbraucher oftmals eher aus Gründen der Technologieneutralität Zugang zu den Mechanismen. Durch diesen Fokus verschiebt sich das Teilnehmerfeld, was sich u. a. auf die Definition der Leistungsreduktion auswirkt.

Die politische Zielvorgabe für die Schweizer Verbrauchsreserve ist, dass sie im Markt eingesetzt wird. Die Reserve wird somit nicht als isolierter Notfallmechanismus betrachtet, sondern

bewusst in die marktliche Einsatzreihenfolge integriert. Diese Ausrichtung unterscheidet sich wesentlich von der EU-Reserven.

Abgesehen von der Grundproblematik, den fokussierten Anbietern und der Mechanismus-Art zeigen sich bei weiteren Gestaltungsmerkmalen keine einheitlichen Bilder. Bereits zwischen den EU-Mechanismen gibt es deutliche Unterschiede, beispielsweise bei der Preisbildung (d. h. Pay-as-cleared vs. Pay-as-bid). Diese Vielfalt ist dabei stark kontextabhängig und spiegelt spezifische Umstände wider, beispielsweise das (erwartete) Anbieterfeld.

In der Summe führt der abweichende Fokus der Schweiz – Energie statt Kapazität, Verbraucher statt Erzeuger sowie die Vorgabe, dass es sich um eine Reserve im Markt handeln soll – zu einer eigenständigen Ausgestaltung der Verbrauchsreserve, die sich deutlich von vielen EU-Mechanismen unterscheidet. Zugleich bleibt die europäische Landschaft bei vielen Detailmerkmalen ebenfalls uneinheitlich. Die Designentscheidungen sind erkennbar kontextgetrieben.

## A Referenzen

- BWL. (2024). Faktenblatt-Strom-Kontingentierung der Grossverbraucher. [https://www.bwl.admin.ch/dam/de/sd-web/6u7HJjcB3onM/241213\\_Faktenblatt-Strom-Kontingentierung-D.pdf](https://www.bwl.admin.ch/dam/de/sd-web/6u7HJjcB3onM/241213_Faktenblatt-Strom-Kontingentierung-D.pdf)
- Consentec, & ZHAW. (2023). Möglichkeiten der Stromverbrauchsreduktion zur Stärkung der Versorgungssicherheit.
- Ehrhart, K.-M., Eicke, A., Hirth, L., Ocker, F., Ott, M., Schlecht, I., & Wang, R. (2024). Analysis of a Capacity-Based Redispatch Mechanism. SSRN Electronic Journal. <https://doi.org/10.2139/ssrn.4830366>
- Ehrhart, K.-M., Hanke, A.-K., & Ott, M. (2019). Endogene Rationierung in Ausschreibungen für Erneuerbare Energien. [https://ftp.zew.de/pub/zew-docs/ZEWKurzexpertisen/ZEW\\_Kurzexpertise1906.pdf](https://ftp.zew.de/pub/zew-docs/ZEWKurzexpertisen/ZEW_Kurzexpertise1906.pdf)
- Hobbs, B. F., Inon, J. G., Ming-Che Hu, & Stoft, S. E. (2005). Capacity markets: Review and a dynamic assessment of demand-curve approaches. Power Engineering Society General Meeting, 2005. IEEE, 514-522 Vol. 1.
- Mastropietro, P., Rodilla, P., & Batlle, C. (2019). De-rating of wind and solar resources in capacity mechanisms: A review of international experiences. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 112, 253–262. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.05.053>
- Swissgrid. (2023, September 14). Die Beschaffung der dritten Tranche der Wasserkraftreserve für kommenden Winter ist erfolgt. <https://www.swissgrid.ch/de/home/newsroom/newsfeed/20230914-01.html>
- VSE. (2024). Vorschläge zur Hebung der Verbrauchsflexibilität Fokus Endverbraucher im freien Markt. <https://www.strom.ch/de/dokument/bericht-vorschlaege-zur-hebung-der-verbrauchsflexibilitaet-fokus-endverbraucher-im-freien-markt>
- Winzer, C., Ramírez-Molina, H., Hirth, L., & Schlecht, I. (2024). Profile contracts for electricity retail customers. Energy Policy, 195, 114358. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2024.114358>

## B Nutzen eines Drop-to-Leistungsprofils

Im Rahmen des Projektes wurde der Nutzen eines Drop-to-Profils im Vergleich zu einer konstanten Drop-to-Leistung somit beispielhaft für zwei Lastprofile aus der Begleitgruppe analysiert. Die auf den Wertebereich zwischen 0 und 1 skalierten Lastprofile sind in Abbildung 15 dargestellt.

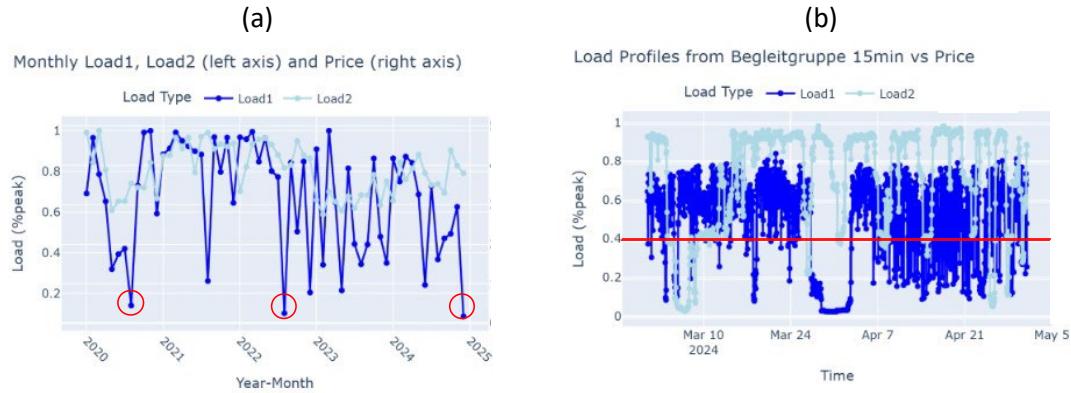


Abbildung 15: (a) Monatsdurchschnitt über mehrere Jahre und (b) 15-min Werte über 3 Monate der normierten Beispieldlastprofile aus der Begleitgruppe.

Dabei fällt auf, dass Lastprofil 1 aufgrund von Betriebsferien länger anhaltende Lastsenkungen beinhaltet, die zu tiefen monatlichen Durchschnittswerten führen (Abbildung 15, a), während bei Lastprofil 2 ein durch Abschalten eines Teils der Lasten klar definierter Betriebszustand in Höhe von rund 40% der Höchstlast erkennbar ist, der sich als Drop-to-Leistung eignen würde.

Die Analyse der monatlichen (Abbildung 16, a), wöchentlichen (Abbildung 16, b) und stündlichen (Abbildung 16, c) Durchschnittswerte lässt – mit Ausnahme der ferienbedingt tiefen Durchschnittslast im August bei Lastprofil 1 – keine wiederkehrenden Lastmuster erkennen. Dies scheint nahezulegen, dass die Festlegung eines Leistungsprofils im Vergleich zu einer konstanten Drop-to-Leistung für diese Unternehmen nur einen geringen Mehrwert bieten würde.

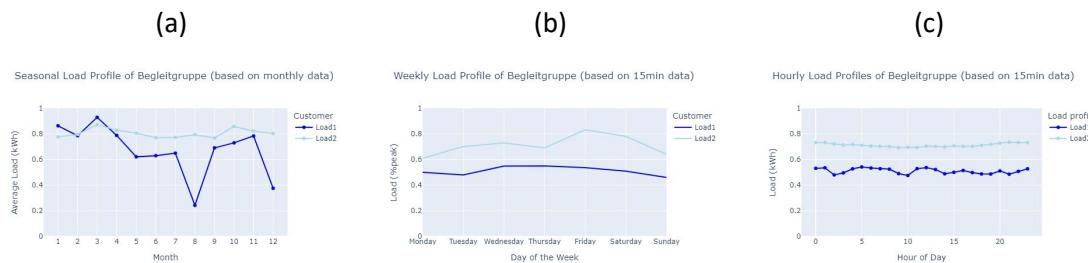


Abbildung 16: Durchschnittswert der Beispieldlastprofile für verschiedene (a) Monate, (b) Wochentage und (c) Stunden des Tages.

Um dies zu prüfen wurde für beide Beispieldämmen die sich aus der in Abbildung 17 dargestellten konstanten Drop-to-Leistung (oben), variablen Drop-to-Leistung (Mitte) und dem zugehörigen Referenzlastprofil (unten) ergebende Energiemenge für verschiedene Höhen der Drop-to-Leistung berechnet.



Abbildung 17: Konstante Drop-to-Leistung (oben), Drop-to-Leistungsprofil (mitte) und Referenzlast (unten) für Beispieldat 1 und Drop-to-Leistung von 40% der maximalen Last.

Wie in Abbildung 18 dargestellt, ist die über ein Drop-to-Profil (rot) abgesicherte Energiemenge für tiefe Drop-to-Leistungen zwischen 5% und 40% der maximalen Last nahezu identisch wie die über eine konstante Drop-to-Leistung (blau) abgesicherte Energiemenge. Falls eine Drop-to-Leistung in dieser Höhe gewählt wird, entsteht für die Unternehmen aus der Wahl eines Leistungsprofils im Vergleich zu einer konstanten Drop-to-Leistung somit kaum ein Vorteil. Erst im Fall höherer Drop-to-Leistungen von 60% und 80% der Maximallast entsteht durch die Festlegung eines Leistungsprofils ein erheblicher Vorteil, da die über eine konstante Drop-to-Leistung in dieser Höhe abgesicherte Energiemenge die Nachfrage des Referenzlastprofils übersteigt, so dass eine Auktionsteilnahme nur im Fall eines Drop-to-Profils lukrativ wäre.

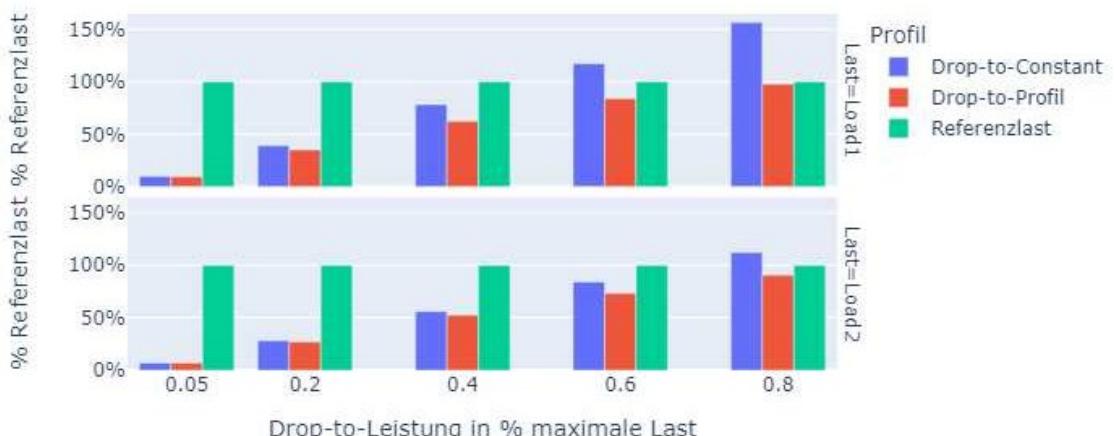


Abbildung 18: Gesamtvolume verschiedener Profile in Abhängigkeit von der Drop-to-Leistung.

## C Auswirkung verschiedener Deratingansätze

Der Ansatz für das Derating bestimmt sowohl wie stark die Last während jeder Stunde des Jahres rabattiert wird als auch, wie stark Überschreitungen der Drop-to-Leistung den für die Rückerstattung des Reservezuschlags relevanten Umfang der Reserveteilnahme beeinflussen. In Summe führen beide Effekte zu einer Anpassung des für den Dispatch relevanten effektiven Preisniveaus. Je nach Deratingansatz und Verhältnis zwischen den Preisniveaus kann dies zu Fehlanreizen führen.

### C.1 Auswirkung Derating auf Vorhalteentgelt

Der Erlös  $E$  aus der Reservevorhaltung kann aus dem in der Auktion bestimmten durchschnittlichen Vorhalteentgelt  $e$ , der mittels Derating gewichteten durchschnittlichen Last  $\widetilde{LY}$ , der mittels Derating gewichteten, über die Drop-to-Leistung gesicherten Last  $\widetilde{GY}$  und der Anzahl Stunden pro Jahr  $TY$  wie folgt berechnet werden:

$$(1) \quad E = e \cdot (\widetilde{LY} - \widetilde{GY}) \cdot TY$$

Durch eine Verbrauchszunahme  $x_t$  im Zeitschritt  $t$  erhöht sich das Einkommen auf:

$$(2) \quad E' = e \cdot (\widetilde{LY}' - \widetilde{GY}) \cdot TY$$

Die Zunahme des Einkommens beträgt somit:

$$(3) \quad E' - E = e \cdot TY \cdot [(\widetilde{LY}' - \widetilde{GY}) - (\widetilde{LY} - \widetilde{GY})] = e \cdot TY \cdot (\widetilde{LY}' - \widetilde{LY})$$

Die durchschnittliche Jahreslast  $\widetilde{LY}'$  nach Verbrauchserhöhung ist abhängig von dem Deratingfaktor  $D_t$  für den Zeitschritt  $t$ :

$$(4) \quad \widetilde{LY}' = \widetilde{LY} + \frac{x_t \cdot D_t}{TY}$$

Die Zunahme des Einkommens beträgt somit:

$$(5) \quad E' - E = e \cdot TY \cdot \left( \widetilde{LY} + \frac{x_t \cdot D_t}{TY} - \widetilde{LY} \right) = e \cdot x_t \cdot D_t$$

Damit ist der Grenzerlös pro zusätzliche Last:

$$(6) \quad \lim_{x_t \rightarrow 0} \left( \frac{E' - E}{x_t} \right) = e \cdot D_t$$

## C.2 Auswirkung Derating auf Reservezuschlag

Die nach Abzug der Rückzahlung verbleibenden Kosten des Reservezuschlags  $R$  können aus dem administrativ festgelegten Zuschlagssatz  $r$ , dem Umfang der Reserveteilnahme  $U$ , dem vom Anteil an der Bruttowertschöpfung abhängigen Faktor  $B$ , der Jahresschnittslast vor dem Derating ( $LY$ ) und nach dem Derating ( $\widetilde{LY}$ ) und der Anzahl Stunden pro Jahr  $TY$  wie folgt berechnet werden:

$$\begin{aligned}
 R &= r \cdot LY \cdot TY \cdot (1 - U \cdot B) \\
 (7) \quad &= r \cdot LY \cdot TY \cdot \left( 1 - \left( 1 - \frac{\widetilde{GY}}{LY} \right) \cdot B \right) \\
 &= r \cdot LY \cdot TY \cdot \frac{\widetilde{GY}}{\widetilde{LY}} \cdot B
 \end{aligned}$$

Durch eine Verbrauchszunahme  $x_t$  im Zeitschritt  $t$  erhöhen sich die Kosten auf:

$$(8) \quad R' = r \cdot LY' \cdot TY \cdot \frac{\widetilde{GY}}{\widetilde{LY'}} \cdot B$$

Die Zunahme der Kosten beträgt somit:

$$(9) \quad R' - R = r \cdot TY \cdot B \cdot \left[ LY' \cdot \frac{\widetilde{GY}}{\widetilde{LY'}} - LY \cdot \frac{\widetilde{GY}}{\widetilde{LY}} \right] = r \cdot TY \cdot B \cdot \widetilde{GY} \cdot \left[ \frac{LY'}{\widetilde{LY'}} - \frac{LY}{\widetilde{LY}} \right]$$

Abhängig von dem Deratingfaktor  $D_t$  für den Zeitschritt  $t$  ist die durchschnittliche Last nach Verbrauchserhöhung ohne Derating  $LY'$  und mit Derating  $\widetilde{LY}'$ :

$$(10) \quad LY' = LY + \frac{x_t}{TY}$$

$$(11) \quad \widetilde{LY}' = \widetilde{LY} + \frac{x_t \cdot D_t}{TY}$$

Wird dies in Formel (9) eingesetzt ergibt sich:

$$\begin{aligned}
 (12) \quad R' - R &= r \cdot TY \cdot B \cdot \widetilde{GY} \cdot \left[ \frac{LY + \frac{x_t}{TY}}{\left( \widetilde{LY} + \frac{x_t \cdot D_t}{TY} \right)} - \frac{LY}{\widetilde{LY}} \right] \\
 &= r \cdot TY \cdot B \cdot \widetilde{GY} \cdot \left[ \frac{\left( LY + \frac{x_t}{TY} \right) \cdot \widetilde{LY} - LY \cdot \left( \widetilde{LY} + \frac{x_t \cdot D_t}{TY} \right)}{\left( \widetilde{LY} + \frac{x_t \cdot D_t}{TY} \right) \cdot \widetilde{LY}} \right] \\
 &= r \cdot B \cdot \widetilde{GY} \cdot \left[ \frac{\widetilde{LY} \cdot x_t - LY \cdot x_t \cdot D_t}{\left( \widetilde{LY} + \frac{x_t \cdot D_t}{TY} \right) \cdot \widetilde{LY}} \right]
 \end{aligned}$$

Bei Substitution von  $\widetilde{LY} = DY \cdot LY$  in Formel (12) ergibt sich:

$$\begin{aligned}
 (13) \quad R' - R &= r \cdot B \cdot \tilde{G}\bar{Y} \cdot \left[ \frac{DY \cdot LY \cdot x_t - LY \cdot x_t \cdot D_t}{\left( DY \cdot LY + \frac{x_t \cdot D_t}{TY} \right) \cdot DY \cdot LY} \right] \\
 &= r \cdot B \cdot \tilde{G}\bar{Y} \cdot x_t \cdot \left[ \frac{1 - \frac{D_t}{DY}}{\left( DY \cdot LY + \frac{x_t \cdot D_t}{TY} \right)} \right]
 \end{aligned}$$

Die Grenzkosten pro zusätzlicher Last sind somit:

$$(14) \quad \lim_{x \rightarrow 0} \left( \frac{R' - R}{x} \right) = r \cdot B \cdot \frac{\tilde{G}\bar{Y}}{LY} \cdot \left( 1 - \frac{D_t}{DY} \right)$$

### C.3 Auswirkung Derating auf Preisniveau

Bei einem Spotmarktpreis  $s_t$ , Deratingfaktor  $D_t$ , Reservezuschlag  $r$  und Entgelt für die Reserveverhaltung  $e$  bezahlen Reserveteilnehmer den folgenden effektiven Preis  $p_t$  für Ihre Nachfrage im Zeitschritt  $t$ :

$$(15) \quad p_t = s_t + r \cdot B \cdot \frac{\tilde{G}\bar{Y}}{LY} \cdot \left( 1 - \frac{D_t}{DY} \right) - e \cdot D_t$$

In den nachfolgenden Graphiken wird der resultierende Preis für Reserveteilnehmer unter Annahme der folgenden Parameter berechnet:

Tabelle 7: Annahmen für die Berechnung der Preiswirkung.

Parameter	Quelle
$R = 20$	Aktueller Reservezuschlag 20 [CHF/MWh]
$B = 1.0$	Bruttowertschöpfungsfaktor für Grossunternehmen
$\frac{\tilde{G}\bar{Y}}{LY} = 0.5$	Mittlerer Wert des möglichen Wertebereiches [0, 1]
$E = 100$	Beschaffungskosten Wasserkraftreserve 2024 zwischen 66.41 und 162.6 [EUR/MWh] (Swissgrid, 2023)

Die Deratingfaktoren für die in Abschnitt 2.1.6 beschriebenen Ansätze wurden als lineare Funktion der in Abbildung 19 (a) dargestellten historischen Zeitreihen für den Spotmarktpreis, die schweizerische Gesamtlast und die Residuallast nach Abzug der schweizerischen Produktion aus Erneuerbaren Energien für die Jahre 2016 bis 2025 berechnet. Dabei wurde dem Minimum der historischen Zeitreihen in jedem Jahr der Deratingfaktor „0“ und dem Maximum jeweils der Deratingfaktor „1“ zugewiesen Abbildung 19 (b). Für das „Einheitliche“ Derating wurde ganzjährig ein Deratingfaktor von „1“ und für das Monatliche Derating in den für die Winterreserve kritischen Monaten Januar bis April ein Deratingfaktor von „1“ und in den übrigen Monaten ein Deratingfaktor von „0“ angenommen.

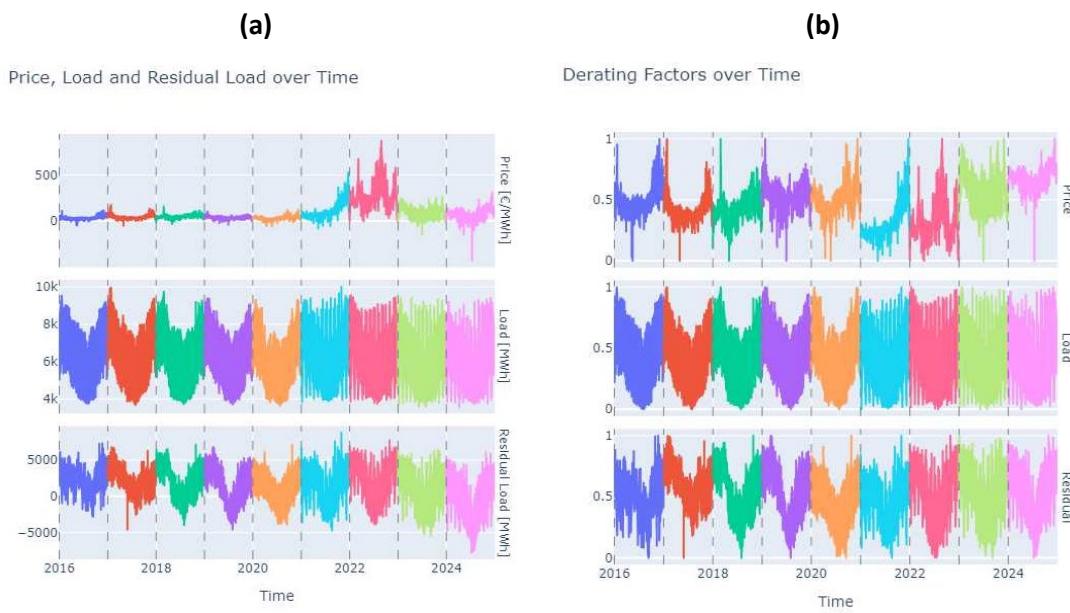


Abbildung 19: Rohdaten (a) und resultierende Deratingfaktoren (b) für die proportionalen Deratingansätze.

Die monatlichen Durchschnittswerte dieser Deratingfaktoren sind in Abbildung 19 (b) dargestellt. Die unter Verwendung von Formel (15) und für die Parameter in Tabelle 7 resultierenden Preise für die Reserveteilnehmer werden in Abbildung 20 beispielhaft für das Jahr 2018 mit den historischen Marktpreisen verglichen. Bei den in Abbildung 20 (a) dargestellten Deratingansätzen steigt der Preis für Reserveteilnehmer (auf der y-Achse) sobald der Marktpreis (auf der x-Achse) zunimmt. Im Fall eines einheitlichen Deratings haben die Reserveteilnehmer somit stets einen Anreiz in der günstigsten Stunde zu produzieren, da das Derating lediglich eine Parallelverschiebung der Preiskurve bewirkt. Bei der in Abbildung 20 (a) dargestellten Kalibrierung des Deratings proportional zum Preis ist dies ebenfalls der Fall, da die von dem Derating bewirkte Stauchung des Preissignals ausreichend klein ist. Im Gegensatz dazu kann eine höheres Marktpreisniveau bei den in Abbildung 20 (b) dargestellten Ansätzen sowohl mit einem höheren als auch einem tieferen Preis für die Reserveteilnehmer verbunden sein. Ein monatliches Derating, sowie eine Derating proportional zur Last, oder zur Residuallast kann somit dazu führen, dass Reserveteilnehmer einen Anreiz haben ihre Last von Stunden mit tiefen Marktpreisen in Stunden mit hohen Marktpreisen zu verschieben.



Abbildung 20: Marktpreis vs. Preis für Reserveteilnehmer mit Spotpreisvertrag (a) bei Einheitlichem Derating und Derating proportional zum Marktpreis sowie (b) bei monatlichem Derating und Derating proportional zur Last, oder zur Residuallast.

#### C.4 Fehlanreize aus Derating

Für die Analyse von Fehlanreizen hilft es, Formel (15) geringfügig umzustellen:

$$(16) \quad p_t = s_t + \left( \frac{r \cdot B \cdot \tilde{G}Y}{\tilde{L}Y} \right) - D_t \cdot \left( \frac{r \cdot B \cdot \tilde{G}Y}{DY \cdot \tilde{L}Y} + e \right)$$

Der effektive Preis besteht somit aus dem Spotpreis  $s_t$ , einer konstanten Preisverschiebung (=erste Klammer) und einem Vielfachen des Deratingfaktors  $D_t$  (=zweite Klammer).

Ein Fehlanreiz entsteht immer dann, wenn der Preisunterschied  $\Delta s$  durch die entsprechend gewichtete Veränderung der Deratingfaktoren  $\Delta D$  überkompensiert wird, d.h. falls

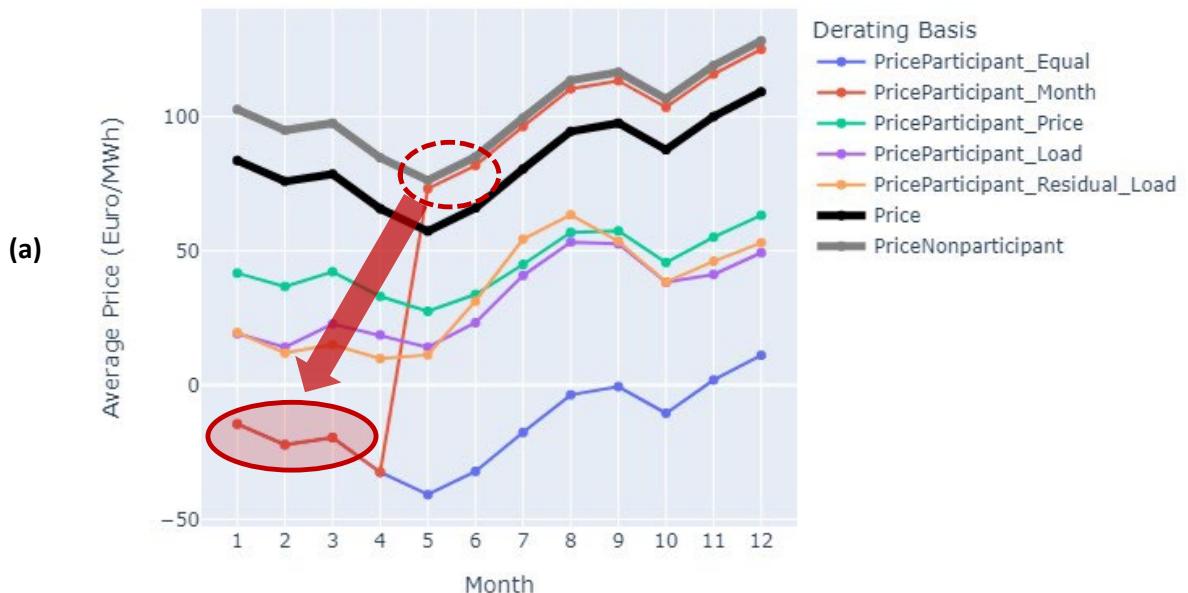
$$(17) \quad \Delta s \leq \Delta D \cdot \left( \frac{r \cdot B \cdot \tilde{G}Y}{DY \cdot \tilde{L}Y} + e \right)$$

$$\Leftrightarrow \frac{\Delta D}{\Delta s} \geq \frac{1}{\frac{r \cdot B \cdot \tilde{G}Y}{DY \cdot \tilde{L}Y} + e}$$

Mit Ausnahme eines Einheitlichen Deratings, welches lediglich eine Parallelverschiebung der Preise für die Reserveteilnehmer bewirkt, kann somit je nach Kalibrierung jeder der in Abschnitt 2.1.6 erläuterten Deratingansätze dazu führen, dass Reserveteilnehmer einen Anreiz haben ihre Last von Stunden mit tiefen Marktpreisen in Stunden mit hohen Marktpreisen zu verschieben.

In Abbildung 21 ist dies für die im vorherigen Abschnitt C.3 hergeleiteten Preiszeitreihen beispielhaft illustriert. Aufgrund des grossen Unterschieds zwischen den Deratingfaktoren sind Fehlanreize im Fall eines monatlichen Deratings (Abbildung 21 (a)) am stärksten. Während Fehlanreize bei einem Derating proportional zur Last (Abbildung 21 (b)) oder zur Residuallast (Abbildung 21 (c)) aufgrund der unvollständigen Korrelation zu den Marktpreisen bei nahezu jeder Kalibrierung auftreten, treten die Fehlanreize im Fall eines Deratings proportional zum Marktpreis (Abbildung 21 (d)) nur auf, wenn die Parameter abweichend von Tabelle 7 so gewählt werden, dass der in Gleichung (17) beschriebene Fall eintritt. Dies ist umso wahrscheinlicher, je tiefer die für die Kalibrierung der Deratingfaktoren angenommenen Marktpreise sind.

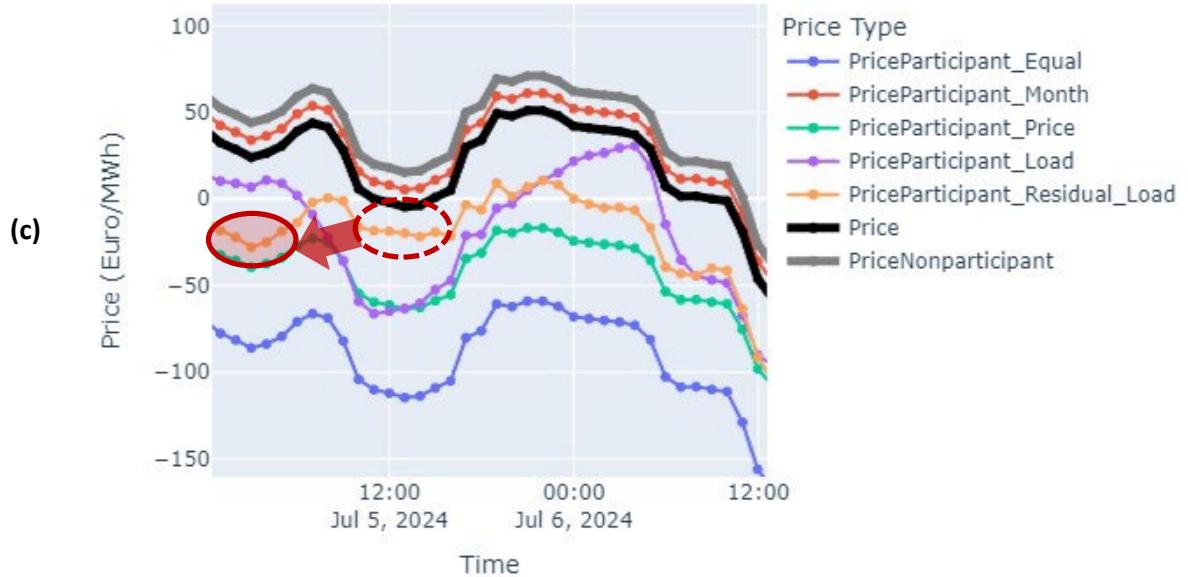
Average Participant Prices per Month (All Years)



Participant Prices for  $r=20.0$ ,  $e=100.0$ ,  $GY_d/LY_d=0.5$ ,  $DY=0.5$



Participant Prices for  $r=20.0$ ,  $e=100.0$ ,  $GY_d/LY_d=0.5$ ,  $DY=0.5$



Participant Prices for  $r=20.0$ ,  $e=100.0$ ,  $GY_d/LY_d=0.5$ ,  $DY=0.1$



Abbildung 21: Illustration der Fehlanreize bei (a) monatlichem Derating, sowie Derating proportional zu (b) Last, (c) Residuallast und (d) Marktpreis.

In Abbildung 20 und Gleichung (17) waren wir davon ausgegangen, dass Endkunden einen Spotpreisvertrag oder einen Profilvertrag ohne Price-Cap haben, der die Anreize aus allfälligen Spotpreisschwankungen an die Kunden weitergibt. Bei Kunden mit Fixpreisverträgen ändert sich Gleichung (17) zu:

$$(18) \quad p_t = \left( \frac{r \cdot B \cdot \tilde{G}Y}{\tilde{L}Y} \right) - D_t \cdot \left( \frac{r \cdot B \cdot \tilde{G}Y}{DY \cdot \tilde{L}Y} + e \right)$$

Das bedeutet, dass jegliche Form von Derating, die – systematisch oder gelegentlich – Zeiten mit einem höheren Spotpreis einen höheren Deratingfaktor zuordnet als Zeiten mit einem tieferen Spotpreis, zu Fehlanreizen führen kann. Wie in Abbildung 22 dargestellt, ist dies mit Ausnahme des Einheitlichen Deratings für alle Deratingansätze, und im Fall eines Preisbasierten Deratings sogar systematisch der Fall. Um Fehlanreize zu vermeiden, empfiehlt es sich daher im Fall eines Proportionalen Deratings von den Reserveteilnehmern den Abschluss eines Spotpreisvertrages oder eines Profilvertrages zu fordern. Dadurch können Fehlanreize bei geeigneter Kalibrierung im Fall eines Preisbasierten Deratings vollständig vermieden, und im Fall eines Last- oder Residuallastabhängigen Deratings zumindest reduziert werden. Im Fall eines monatlichen Deratings verbleibt hingegen auch im Fall eines Spotpreisvertrag ein grosser Unterschied zwischen den (günstigeren) Preisen im Winter und (teuren) Preisen im Sommer, der dazu führen könnte, dass Reserveteilnehmer ihren Verbrauch, beispielsweise durch entsprechende Revisionsplanung, vermehrt in den Winter verlegen.



Abbildung 22: Marktpreis vs. Preis für Reserveteilnehmer mit Fixpreisvertrag (a) bei Einheitlichem Derating und Derating proportional zum Marktpreis sowie (b) bei monatlichem Derating und Derating proportional zur Last, oder zur Residuallast.