

Alpiq Holding AG, Chemin de Mornex 10, CH-1001 Lausanne
Eidgenössisches Departement für auswärtige
Angelegenheiten EDA
CH-3003 Bern

Elektronisch an: vernehmlassung.paket-ch-
eu@eda.admin.ch

Lausanne, 20.10.2025

Vernehmlassung 2025/47: Alpiq Stellungnahme zum Paket «Stabilisierung und Weiterentwicklung der Beziehungen Schweiz-EU»

Sehr geehrter Herr Bundesrat
Sehr geehrte Damen und Herren

Vielen Dank für die Möglichkeit, zum Paket zur Stabilisierung und Weiterentwicklung der Beziehungen Schweiz-EU Stellung nehmen zu können. Die vorliegende Stellungnahme bezieht sich ausschliesslich auf das «Abkommen zwischen der Schweizerischen Eidgenossenschaft und der Europäischen Union über Elektrizität» und den «Bundesbeschluss Weiterentwicklung Elektrizität» (**Stromabkommen**).

Alpiq **befürwortet das Stromabkommen und stuft das sehr gute Verhandlungsergebnis als grossen Erfolg** ein. Für die Stromversorgung der Schweiz ist es aus volkswirtschaftlicher Perspektive zentral, ein Stromabkommen mit der EU zu haben. Denn die Schweiz ist keine Insel – wir sind wirtschaftlich, arbeitsmarktpolitisch, aber auch energiepolitisch und physikalisch in Europa integriert. Aber nur mit einem Abkommen können wir von den Vorteilen der Vernetzung wirklich profitieren. Eine stärkere Einbindung in den Strombinnenmarkt der EU

- fördert die technische Systemstabilität,
- stärkt die langfristige Versorgungssicherheit zu geringstmöglichen Kosten,
- sichert volkswirtschaftliche Wohlfahrtsgewinne durch die Teilnahme an den unionsweiten Stromhandelsmechanismen wie der Marktkopplung,
- erlaubt Schweizer Unternehmen eine vollständige Teilnahme am Strombinnenmarkt auf Basis gleicher Wettbewerbsbedingungen und
- unterstützt die Bestrebungen der Schweiz zur Dekarbonisierung des Energiesystems.

Die **positiven Effekte des Stromabkommens entstehen massgeblich durch die vollständige Integration der Schweiz in die unionsweiten Handelssysteme, Plattformen und Koordinierungsstellen des Strombinnenmarkts sowie mit der stärkeren Ausrichtung des schweizerischen Stromsektors an den marktlichen Mechanismen des europäischen Marktdesigns**. Dabei ist Alpiq davon überzeugt, dass der Abbau von Wettbewerbshürden und Marktverzerrungen zu Effizienzgewinnen führt, Innovation fördert und gesamthaft betrachtet volkswirtschaftlich vorteilhaft ist.

Im Hinblick auf die **Ausrichtung des Schweizer Marktdesigns hin zu mehr Markt überzeugen die Vorschläge zur innerstaatlichen Umsetzung bislang nicht und bedürfen einer grundlegenden Überarbeitung**. Der bestehende Gestaltungsspielraum muss dabei deutlich konsequenter für ein marktliche Ausrichtung und eine schlankere Regulierung genutzt werden.

Im Einzelnen:

Stärkere Integration der neuen Erneuerbaren in den Markt

Alpiq unterstützt aktiv die Bestrebungen des Bundes zur Transformation des Energiesystems. In der Schweiz werden PV-Anlagen hierbei eine zentrale Rolle spielen und deren erfolgreiche Integration in das Energiesystem wird entscheidend sein für das Gelingen der Energiewende.

Insoweit begrüsst Alpiq die Vorschläge des Bundesrates, PV-Anlagen stärker an den Markt heranzuführen, indem die Schwelle für die Abnahmepflicht auf 200 kW gesenkt wird und die Vergütung zu Marktpreisen zum Zeitpunkt der Einspeisung erfolgen soll.

Dies sind Schritte in die richtige Richtung, der Bund sollte hier aber noch ambitionierter vorgehen. Die dezentrale Abnahme- und Vergütungspflicht durch den Grundversorger hat nach wie vor den Charakter eines «Rundum-Sorglos»-Pakets für Betreiber von PV-Anlagen und hemmt dadurch eine konsequente Ausrichtung der Einspeisung am Markt. Eine weitergehende Absenkung der Abnahme- und Vergütungspflicht auf 100 kW wäre deshalb zielführend. Ab einer solchen Anlagengrösse ist es nicht nur zumutbar, sondern gerade sachgerecht, dass sich die Betreiber von PV-Anlagen aktiv mit der Frage der Vermarktung des von ihnen erzeugten Stroms auseinandersetzen. Dies führt frühzeitig zu einer stärkeren Ausrichtung der Anlagen am Markt, welche die Systemintegration von PV verbessert und Innovation durch Wettbewerb bei der Vermarktung fördert.

Wirksame Ausgestaltung der Marktöffnung unter konsequenter Beachtung des Verbraucherschutzes

Die Bestrebungen des Bundes zur **Ausgestaltung der regulierten Grundversorgung** möglichst nahe am Status-Quo des Mantelerlasses sind in einem vollständig geöffneten Markt weder praktikabel noch dienen sie dem Verbraucherschutz. Qualitative Vorgaben in der Grundversorgung machen diese im Zweifel unattraktiv und führen aufgrund der Wechselmöglichkeit der Kunden zu Preisrisiken, welche die Grundversorgung für die verbleibenden Kunden weiter verteuert. Im Sinne des Verbraucherschutzes sollte sich das Grundversorgungsprodukt um ein möglichst einfaches und preislich solides Produkt mit sachgerechten langfristigen Beschaffungsvorgaben handeln. Dies führt zu Transparenz und Stabilität. Weiterhin ist zu bedenken, dass die im Mantelerlass angestrebten indirekten Anreizwirkungen zum Ausbau der Erneuerbaren – insbesondere Mindestanteile und Standardstromprodukt – mit dem Wegfall des Inlandskriteriums voraussichtlich kaum mehr Wirkung entfalten werden. Eine Deregulierung bei der Ausgestaltung erscheint daher sinnvoll.

Weiter sollte für die Pflicht zum Anbieten von **dynamischen Stromlieferverträgen** keine Schwelle basierend auf der Anzahl belieferten Endverbraucher im freien Markt eingeführt werden. Eine Verpflichtung aller Elektrizitätsversorgungsunternehmen im freien Markt zum Angebot dynamischer Tarife stellt sicher, dass Wettbewerbsverzerrungen zwischen den Elektrizitätsversorgungsunternehmen vermieden werden. Diese Aufhebung erweitert das Angebot dynamischer Tarife, wodurch die Erschliessung nachfrageseitiger Flexibilität gefördert, Netzausbaukosten eingespart und die Stabilität des Stromnetzes unterstützt werden kann.

Markt für Flexibilität stärken – Durch faire Regeln zu Investitionen und Innovation

Mit dem Mantelerlass (Art. 17c Abs. 4 Bst. a StromVG und Art 19c StromVV) wird zum 01. Januar 2026 die sogenannte **3%-Regelung** eingeführt, wonach Verteilnetzbetreiber einen Anteil von bis zu 3% der jährlich erzeugten Energie am Anschlusspunkt von Energieerzeugungsanlagen in ihrem Netzgebiet zu Netzzwecken unentgeltlich abregeln dürfen. Dieses unentgeltliche Zugriffsrecht für einzelne Akteure ist ein Schritt in die falsche Richtung und schnellstmöglich auf Stufe Gesetz zu korrigieren. Die 3%-Regelung sollte sich auf PV-Anlagen beschränken, da ihr wissenschaftlicher Hintergrund und die sachliche Rechtfertigung in der Abregelung von PV-Einspeisung liegt. Dort ist sie ein geeigneter Ansatz zur Limitierung des lokalen Netzausbaubedarfs, da die Abregelung typischerweise in Zeiten mit geringem Marktwert erfolgt und bei einer Limitierung der Einspeiseleistung die Produktionsverluste für den Produzenten letztlich minimal sind. Generell wird die effiziente Integration von Flexibilität der Schlüssel sein zur erfolgreichen Integration der neuen Erneuerbaren. Zentral ist, dass die verfügbare Flexibilität möglichst umfassend genutzt und dort eingesetzt wird, wo sie den grössten Systemnutzen erzeugen kann. Für eine effiziente Allokation braucht es funktionierende Märkte und unverfälschte Preissignale. Kostenlose Zugriffsrechte sind dabei der falsche Weg und unterminieren die Erschliessung und möglichst umfassende Nutzung von Flexibilität.

In einem Stromsystem, in welchem die Integration dezentraler Anlagen von entscheidender Bedeutung ist, werden **Aggregatoren** künftig eine wichtige Rolle bei der Bündelung dezentraler Flexibilität und deren marktorientierter Vermarktung einnehmen. Damit das Flexibilitäts-Potential dezentraler Anlagen bestmöglich ausgeschöpft werden kann, gilt es eine ausgewogene Lösung für die erfolgreiche Integration der Aggregatoren-Rolle in das bestehende Energiesystem zu entwickeln. Die Vorgaben in Art 17c^{bis} StromVG-VL sind insoweit zu begrüßen, bedürfen jedoch einer weitergehenden Ausarbeitung, um die Mindestanforderungen nach Art 17 Abs. 3 Strombinnenmarkt-RL zu erfüllen. Einerseits festzuhalten ist, dass unabhängige Aggregatoren eine hinreichende Informationsweitergabe ihrer Tätigkeit an betroffene Dritte sicherzustellen haben, um dadurch potenzielle Schäden zu vermeiden. Andererseits ist aber auch sicherzustellen, dass sich von den Aktivitäten des Aggregators betroffene Dritte nicht ihrer Verantwortung entziehen können und Informationen über Steuerungen bestmöglich zu berücksichtigen haben. Eine pauschale Kostentragung zu Lasten des Aggregators wäre insoweit nicht zielführend.

Den Wettbewerb verzerrende Elemente sind zu beseitigen – Wasserkraftreserve per Ausschreibung zu beschaffen

Hinsichtlich **Reserven** ist festzuhalten, dass die zeitliche Überlappung der Vernehmlassung zum Stromabkommen mit der am 20. Juni 2025 im Parlament verabschiedeten umfassenden Revision der Stromreserve im StromVG äusserst ungünstig und letztlich nicht praktikabel ist. Die Revision des StromVG zur Stromreserve enthält signifikante Änderungen betreffend die fossilen Reservekraftwerke, die Einführung einer Verbrauchsreserve und die Grundsätze zur Entschädigung der verpflichtenden Wasserkraftreserve. Eine sinnvolle Kommentierung des auf der alten Rechtslage basierenden Abschnitts zu den Reserven ist daher nicht möglich. Es sollte eine erneute, zeitlich verkürzte Vernehmlassung zur innerstaatlichen Umsetzung des Stromabkommens in Bezug auf die Reserven unter Berücksichtigung der vom Parlament zwischenzeitlich beschlossenen Änderungen durchgeführt werden.

Es kann jedoch bereits jetzt hervorheben werden, dass die bislang vorgesehene obligatorische Teilnahme an der **Wasserkraftreserve** nicht mit dem Stromabkommen

vereinbar ist, da sie einen Wettbewerbsnachteil für Schweizer Betreiber im europäischen Kontext darstellt. Deshalb und aufgrund der höheren Versorgungssicherheit durch das Stromabkommen ist spätestens mit Inkrafttreten des Stromabkommens von der obligatorischen Teilnahme in ein wettbewerbliches Ausschreibungsverfahren überzugehen.

Bei BATE von europäischer Integration profitieren

Gleichlaufend zu anderen Aspekten der Vorlage, sollte die Integration von EU-Recht auch hier im Fokus stehen und dadurch die Effizienz steigern und Bürokratie abbauen. Die EICom wird in allen Gremien und Prozessen des ACER-Frameworks teilnehmen und die Regeln aktiv mitgestalten können, wenn auch ohne Stimmrecht. Entsprechend sollte die technische Anbindung beim REMIT Transaktionsreporting genauso gegeben sein und bedarf keiner zusätzlichen, identischen Informationsweitergabe an die EICom, wie dies aktuell in der BATE-VL vorgesehen ist. Damit wird einerseits sichergestellt, dass die EICom im gleichen Masse über Daten verfügt, wie die anderen nationalen Regulatoren und mit diesen kooperieren kann. Gleichzeitig wird eine insbesondere durch Änderungen in der REMIT immer schwerer zu bewerkstelligende Zweigleisigkeit abgebaut, die sowohl für die EICom als auch für die Marktteilnehmer unnötigen Aufwand verursacht.

Anmerkungen zum Energiegesetz (EnG)

Art. 15 Abnahme- und Vergütungspflicht

¹ Grundversorger im Sinne von Artikel 6 Absatz 1 des Stromversorgungsgesetzes vom 23. März 2007 (StromVG) und Gasnetzbetreiber haben in ihrem Netzgebiet abzunehmen und angemessen zu vergüten:

- a. die ihnen angebotene Elektrizität aus Anlagen mit einer Leistung von höchstens ~~200~~ 100 kW;
- b. das ihnen angebotene erneuerbare Gas.

² Kann sich der Grundversorger im Sinne von Artikel 6 Absatz 1 StromVG oder der Gasnetzbetreiber mit dem Produzenten über die Vergütung nicht einigen, so gilt Folgendes:

- a. Bei Elektrizität richtet sich die Vergütung nach dem Marktpreis im Zeitpunkt der Einspeisung.
- b. Bei erneuerbarem Gas orientiert sich die Vergütung am Preis, den der Gasnetzbetreiber für den Kauf bei einem Dritten zu zahlen hatte.

Zu Art. 15: Alpiq begrüsst die vorgesehenen Anpassungen bei der Abnahme- und Vergütungspflicht, konkret die Anpassung der Schwelle und die vorgesehene marktpreisorientierte Vergütung zum Zeitpunkt der Einspeisung.

Die derzeitige Abnahme- und Vergütungspflicht führt nicht nur zu Querfinanzierungen des EE-Ausbaus über die Endkunden in der Grundversorgung, sondern setzt insbesondere falsche Anreize für die Vermarktung des aus den Anlagen erzeugten Stroms, indem beispielsweise durch Prognoseabweichungen verursachte Ausgleichsenergiekosten auf die grundversorgten

Endkunden abgewälzt werden können. Dies reduziert den Druck, die Prognosequalität zu verbessern und erschwert dadurch die Integration der PV-Produktion in das Gesamtsystem.

Zu Abs. 1 Bst. b: Vor diesem Hintergrund erachtet Alpiq die geplante Absenkung der Schwelle für die Abnahme- und Vergütungspflicht als Schritt in die richtige Richtung. Um die bessere Integration der weiter stark zunehmenden PV-Produktion zu fördern, sollte jedoch die Schwelle direkt auf 100 kW abgesenkt werden. Die Machbarkeit eines Schwellenwerts von 100 kW belegen bestehende Anlagen in der Direktvermarktung, welche ihren Strom bereits heute erfolgreich am Markt absetzen.

Zu Abs. 2: Alpiq begrüsst ausserdem, dass sich die Vergütung gemäss Abs. 2 Bst. b neu am Marktpreis orientieren muss. Die konsequente Weitergabe von Marktpreisen und insbesondere auch von negativen Preisen an die Produzentinnen verbessert die Systemintegration von PV-Anlagen: Es entsteht ein klarer Anreiz für eine Einspeisung, welche sich am tatsächlichen Bedarf orientiert. Auch das derzeit im Rahmen des Beschleunigungserlasses diskutierte Vergütungsmodell einer Vergütung zu Marktpreisen inklusive einer als Marktprämie ausgestalteten Minimalvergütung erfüllt diese Anreizwirkung weitgehend und wird von Alpiq insoweit als grundsätzlich gangbarer Weg angesehen. Sollte dieses Modell umgesetzt werden sind folgende Punkte sicherzustellen:

- Aussetzung der Förderung bei negativen Preisen,
- Ausgestaltung der Marktprämie als zweiseitiger Differenzvertrag,
- Wahrung der Fördereffizienz im Hinblick auf die weiterhin bestehende Einmalvergütung.

Art. 29d Direktvermarktung

⁴ Ist der Marktpreis im Day-Ahead Markt länger mindestens als eine Stunde für ein Marktzeitintervall negativ oder null, so erhalten Betreiber ~~von Anlagen mit einer Leistung ab 150 kW~~, für die während diesem Zeitraum eingespeiste Elektrizität keine gleitende Marktprämie, sofern die Anlage ab dem 1. Januar 2027 in Betrieb genommen wurde.

Zu Abs. 4: Die vorgeschlagene vage Formulierung «länger als eine Stunde ununterbrochen» erfordert eine Präzisierung, da sie Interpretationsspielräume eröffnet – etwa, ob für die Beurteilung eine rollierende Stunde oder eine Kalenderstunde massgeblich sein soll. Zudem stellte der europäische Day-Ahead-Handel seit dem 30. September 2025 vollständig auf 15-Minuten-Marktzeitintervalle (MTU) um. Eine Harmonisierung mit dem europäischen Day-Ahead-Raster stellt somit sicher, dass zukünftige Anpassungen der MTU wie beispielsweise eine Erhöhung der Granularität auf 5-Minuten-Marktzeitintervalle keine gesetzliche Anpassung erfordern.

Es ist zudem zu bedenken, dass bereits eine negative MTU ein Stromüberangebot anzeigt. Würde die Prämie erst nach 60 Minuten entfallen, könnten Anlagenbetreiber bis dahin ohne finanzielle Konsequenz weiter einspeisen und damit das Überangebot verschärfen. Die Orientierung an der relevanten MTU für das Aussetzen der Marktprämie verhindert diese Fehlanreize sofort. Wer bei negativen Preisen keine Prämie erhält, investiert zudem eher in Speicher oder Energie-Management-Systeme, um Lastverschiebungen zu erzielen und stärkt damit die Versorgungssicherheit. Dieselbe Anpassung ist in Art. 33a, Abs. 2bis vorzunehmen.

Zudem ist die Nennung einer Mindestgrösse in Abs. 4 nicht erforderlich, da bereits in Art 29a Abs. 1 EnG sachgerechte technologiespezifische Anlagengrössen für den Zugang zum Marktprämienmodell definiert sind.

Anmerkungen zum Stromgesetz (StromVG)

Art. 4 Begriffe

¹ In diesem Gesetz bedeuten:

- b^{bis} *Elektrizitätsversorgungsunternehmen*: Unternehmen, das neben der Tätigkeit als Lieferant im Elektrizitätsmarkt oder in der Grundversorgung auch als Stromproduzent, Stromhändler, Unabhängiger Aggregator, Verteilnetzbetreiber oder in weiteren Bereichen tätig sein kann;
- j. (neu) *Unabhängiger Aggregator*: Marktteilnehmer, der im Bereich der Steuerung von Last und Erzeugung tätig ist, und nicht zugleich für die Versorgung des Kunden zuständig ist.

Abs. 1 Bst. bbis und j (neu): Unabhängige Aggregatoren müssen im Gesetz eindeutig definiert werden, da sie in einem zukünftigen Stromsystem eine entscheidende Rolle bei der Integration dezentraler Flexibilitäten einnehmen. Sie werden deshalb richtigerweise in Art. 17c^{bis} Abs. 2 adressiert, jedoch fehlt eine vorgängige Definition in Analogie zur EU-Strombinnenmarktrichtlinie (Richtlinie (EU) 2019/944).

Art. 4c Stromlieferverträge im freien Markt

¹ Lieferanten, die mindestens 50 000 Endverbraucher beliefern, Lieferverträge im freien Markt anbieten, müssen:

- allen Endverbrauchern im freien Markt Stromlieferverträge mit Festpreis und einer Laufzeit von mindestens einem Jahr anbieten;
- den Endverbrauchern im freien Markt, die mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet sind, Stromlieferverträge mit dynamischen Strompreisen anbieten.

² Der Bundesrat legt fest:

- den obligatorischen Inhalt der Stromlieferverträge;
- wie Absatz 1 in den Verträgen umzusetzen ist;
- die Bedingungen für einseitige Vertragsänderungen durch den Lieferanten;
- Anforderungen an die Rechnung und damit verbundene Informationspflichten. Er kann dabei insbesondere vorsehen, dass der Lieferant auch die Abrechnung der Kosten für die Netznutzung zu übernehmen hat.

Zu Abs. 1: Die Aufhebung der Mindestgrenze würde das Angebot von dynamischen Tarifen im gesamten Markt stärker vorantreiben. Mit dynamischen Tarifen wird ein indirekter Anreiz für die Nutzung von nachfrageseitiger Flexibilität geschaffen, wodurch Kosten beim Netzausbau eingespart und die Stabilität des Stromnetzes unterstützt werden kann. Einheitliche Vorgaben

zum Angebot von dynamischen Stromlieferverträgen schaffen klare Rahmenbedingungen, fördern die Angebotsvielfalt und ermöglichen einen fairen Wettbewerb.

Zu Abs. 2 Bst. d: Es ist ergänzend klarzustellen, dass der Bundesrat auch eine gemeinsame Abrechnung von Energie- und Netzkosten durch den Lieferanten vorsehen kann. Dies wäre im Ergebnis zu begrüßen, um einen Gleichlauf mit der Ausgestaltung in der Grundversorgung sicherzustellen. Ausserdem wäre das Vermeiden separater Abrechnungen kundenfreundlicher.

Art. 4d Lieferantenwechsel

³ ~~Der Bundesrat~~ Die Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft ~~regelt~~ regeln die Abwicklung eines Lieferantenwechsels, insbesondere die Fristen sowie die Aufgaben der Lieferanten, der Netzbetreiber, der Bilanzgruppen und des Betreibers der zentralen Datenplattform (Art. 17).

Zu Abs. 3: Im Sinne des Subsidiaritätsprinzips erscheint es sinnvoll, dass die Ausgestaltung der Prozesse in der Verantwortung der Branche liegt, da diese über die notwendige Praxiserfahrung und Systemkenntnis verfügt. So sollten auch die technischen Vorgaben für einen Lieferantenwechsel durch die Branche definiert werden. Zudem kann sie neue Erkenntnisse und entsprechenden Anpassungsbedarf flexibler und schneller in den Branchendokumenten umsetzen, als dies auf Verordnungsstufe der Fall wäre.

Art. 6a Stromlieferverträge

~~Lieferanten, die mindestens 50 000 Endverbraucher in der Grundversorgung und im Elektrizitätsmarkt beliefern, müssen mindestens die Stromlieferverträge nach Artikel 4c Absatz 1 anbieten.~~

Zu Art. 6a: Die Vorgabe zum Angebot von Verträgen mit dynamischen Tarifen gemäss Art. 11 der Strombinnenmarktrichtlinie ist bereits mit Art. 4c erfüllt. Die regulierte Grundversorgung soll eine stabile, transparente und einfache Versorgung sicherstellen. Dynamische Tarife erfordern komplexe Preisbildungsmechanismen und aktives Verbrauchsverhalten. Deshalb gehören Angebote mit dynamischen Tarifen in den freien Markt, wo Endverbraucherinnen und Endverbraucher zwischen unterschiedlichen Modellen wählen können.

Art. 7a Mindestanteile an erneuerbaren Energien

¹ ~~Die Grundversorger bieten als Standard ein Elektrizitätsprodukt an. In der Grundversorgung wird den Endverbrauchern ein einziges Stromprodukt angeboten. Das D~~ieses beruht ~~insbesondere auf der Nutzung von erneuerbarer Energie beruht~~ (Standardstromprodukt).

² ~~Sie setzen in der Grundversorgung die folgenden Mindestanteile an Elektrizität ab:~~
~~a. einen Mindestanteil an Elektrizität aus ihrer erweiterten Eigenproduktion aus erneuerbaren Energien;~~

~~b. einen Mindestanteil an Elektrizität aus erneuerbaren Energien; reicht ihre erweiterte Eigenproduktion dafür nicht aus, so beschaffen sie die nötigen Mengen über mittel- und langfristige Bezugsverträge.~~

Eventualiter:

² Sie setzen in der Grundversorgung die folgenden Mindestanteile inklusive der entsprechenden Herkunftsnachweise an Elektrizität ab:

- a. einen Mindestanteil an Elektrizität aus ihrer erweiterten Eigenproduktion aus erneuerbaren Energien;
- b. einen Mindestanteil an Elektrizität aus erneuerbaren Energien; reicht ihre erweiterte Eigenproduktion nach Bst. a dafür nicht aus, so erhöhen sie den Anteil nach Bst. a oder beschaffen sie die nötigen Mengen über mittel- und langfristige Bezugsverträge.

Zu Abs. 1: Es ist klarzustellen, dass jeder Grundversorger ein einziges Stromprodukt in der Grundversorgung anbietet. Alle weiteren Angebote, wie beispielsweise unterschiedliche Laufzeiten oder ein anderer Energiemix, sind Marktprodukte – die Kundinnen und Kunden sind frei, solche alternative Stromprodukte im Markt zu wählen; dort findet der Wettbewerb um Kunden statt. Der Nachweis über die Qualität der Energie wird mittels erneuerbarer HKN erbracht, mit Ausnahme der Vorgaben nach Abs. 2, wo neben den HKN auch die Elektrizität aus der entsprechenden Anlage oder dem Anlagen-Pool zu liefern ist.

Zu Abs. 2: Mindestanteilm Vorgaben zur Beschaffung und zum Absatz von erneuerbaren Energien in der Grundversorgung haben durchaus ihre Berechtigung in einem nicht vollständig geöffneten Markt, da sie gezielt Investitionen der EVU in EE fördern. Mit der vollständigen Marktöffnung verändert sich aber die Ausgangslage grundlegend: Grundversorger stehen im Wettbewerb mit Lieferanten auf dem freien Markt und müssen Elektrizität kostenoptimiert beschaffen. Starre Vorgaben zur Zusammensetzung des Standardstromprodukts erhöhen die Beschaffungskosten und Komplexität, wodurch die Attraktivität des regulierten Grundversorgungsprodukts gegenüber Produkten im freien Markt massiv gemindert wird.

Zu Eventualiter: Um Missverständnisse zu vermeiden, ist explizit klarzustellen, dass für die Erfüllung der Mindestanteile neben der Zuweisung der entsprechenden Energiemenge auch die Einbringung der jeweiligen Herkunftsnachweise erforderlich ist. Die Herkunftsnachweise sind das Produkt, mit denen die Stromeigenschaft belegt wird. Um sicherzustellen, dass die Stromkennzeichnung nachvollziehbar ist und keine Doppelanrechnung der erneuerbaren Energieeigenschaft erfolgt, müssen auch in der Grundversorgung die entsprechenden Herkunftsnachweise eingebracht werden. Die Systemkonsistenz wird damit gewahrt.

Weiterhin ist in Abs. 2 Bst. b angesichts derzeit bestehender unterschiedlicher Auslegungen zu präzisieren, dass der Umfang der zwingend einzubringenden erweiterten Eigenerzeugung nach dem Prozentsatz gem. Bst. a bestimmt wird. Dies bedeutet, dass der Grundversorger danach die Wahl hat, ob er den Mindestanteil nach Bst. b durch eine Erhöhung des Mindestanteils nach Bst. a erreichen will oder durch den Abschluss von mittel- und langfristigen Bezugsverträgen.

Art. 8a^{bis} Rahmenbedingungen für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit

- ¹ Der Bundesrat legt auf Grundlage eines Vorschlages der ElCom das notwendige Mass an Versorgungssicherheit fest (Zuverlässigkeitsstandard).
- ² Die ElCom führt jährlich in Absprache mit dem Bundesamt für Energie (BFE) eine Prüfung dazu durch, ob es Anhaltspunkte dafür gibt, dass die Nachfrage nach Strom durch das vorhandene Angebot an Strom nicht ausreichend gedeckt werden kann (Prüfung der Angemessenheit der Ressourcen).
- ³ Ergibt die Prüfung der Angemessenheit der Ressourcen, dass die Ressourcen voraussichtlich nicht angemessen sein werden, so erarbeitet das BFE zuhanden des Bundesrates einen Plan zur Reform des Strommarktes (Umsetzungsplan). Dieser Umsetzungsplan umfasst Massnahmen gemäss Artikel 20 der Verordnung (EU) 2019/943 zur Beseitigung ermittelter regulatorischer Verzerrungen oder von Fällen von Marktversagen.

Zu Abs. 3: Die Umsetzungspläne des BFE sollten sich auf konkrete Massnahmen, wie in der EU vorgesehen, beschränken. Ohne weitere Einschränkungen ergibt sich die Gefahr einer Markt- und Investitionsunsicherheit.

Art. 8b^{bis} Teilnehmer der Stromreserve

- ¹ An der Bildung der Energiereserve nehmen aufgrund von Ausschreibungen teil:
 - a. ~~obligatorisch für die Wasserkraftreserve: die Betreiber von Speicherwasserkraftwerken ab einer Speicherkapazität von 10 GWh, die Wasser vorhalten;~~
 - b. ~~für die restliche Reserve: Betreiber von Speicherwasserkraftwerken,~~ Betreiber thermischer Reserve, die Speicherbetreiber und grössere Verbraucher mit einem Potenzial für Lastreduktion; diese Reserveteilnehmer erhalten ein Entgelt für das Vorhalten von Energie und für die Bereitschaft zur Lastreduktion.

Zu Abs. 1: Die obligatorische Wasserkraftreserve stellt einen Wettbewerbsnachteil für Schweizer Wasserkraftbetreiber im europäischen Kontext dar. Die Grundprinzipien des europäischen Strombinnenmarkts beruhen auf Transparenz, Nichtdiskriminierung und Technologieoffenheit. Damit ist ein Obligatorium zur Teilnahme der Wasserkraftreserve nicht mehr tragbar und eine wettbewerbliche Ausschreibung muss eingeführt werden. Eine Verpflichtung ist nicht konsistent mit den EU-Vorgaben zu der marktlichen Ausgestaltung der Reserven und staatlichen Beihilfen.

Art. 8b^{ter} Operative Abwicklung der Energiereserve

- ¹ Die nationale Netzgesellschaft unterstützt die ElCom beim Vorschlag nach Artikel 8b Absatz 2 und nimmt die operative Abwicklung der Energiereserve vor. ~~Sie schliesst mit den Teilnehmern der Wasserkraftreserve eine Vereinbarung über die Teilnahme an der Reserve.~~
- ² ~~Die betroffenen bezuschlagten~~ Betreiber legen selber fest, in welchen Speicherwasserkraftwerken sie die Reservemenge vorhalten, und können Abreden mit anderen

Betreibern treffen, damit diese die Vorhaltung vornehmen; sie halten sich für diese Modalitäten an die Vorgaben nach Artikel 8b^{quater} Absatz 4 Buchstabe b.

- ³ Für die ~~restliche~~ Reserve führt die nationale Netzgesellschaft die nötigen Ausschreibungen durch und schliesst mit den Betreibern und Verbrauchern, denen sie einen Zuschlag erteilt, ~~ebenfalls~~ eine Vereinbarung. Die Reserveteilnehmer erteilen der ElCom und der nationalen Netzgesellschaft die notwendigen Auskünfte und stellen die erforderlichen Unterlagen zur Verfügung.

Zu Art. 8b^{ter}: In Anbetracht des Antrags, die gesamte Reserve wettbewerblich zu beschaffen, wird die Unterscheidung zwischen Wasserkraftreserve und restlicher Reserve hinfällig.

Art. 8b^{quater} Abruf der Energiereserve

- ¹ Die Energiereserve steht zum Abruf frei, wenn an der Strombörse für den Folgetag die nachgefragte Menge Elektrizität das Angebot übersteigt (fehlende Markträumung) oder bei einer unmittelbaren Gefährdung der Netzstabilität.
- ☐ a. ~~an der Strombörse die nachgefragte Elektrizitätsmenge das Angebot übersteigt (fehlende Markträumung):~~
- ☐ 1. ~~innerhalb des Tages,~~
- ☐ 2. ~~für den Folgetag;~~
- ☐ b. ~~die Ressourcen im Regelenergiemarkt ausgeschöpft sind.~~
- ² Die nationale Netzgesellschaft nimmt den Abruf nach einer durch die ElCom festgelegten Abrufordnung und diskriminierungsfrei vor. Sie informiert die ElCom das UVEK über den Abruf.
- ³ Die Bilanzgruppen und die nachgelagerten Händler dürfen aus der Reserve abgerufene Energie nicht mit Gewinn verkaufen.
- ⁴ Der Bundesrat kann Folgendes vorsehen:
- ☐ a. ~~die Bildung von einzelnen Reserveteilen für länger als ein Jahr; insbesondere bei der Wasserkraftreserve; und die Möglichkeit, zeitweise auf die Bildung eines Reserveteils zu verzichten oder ihn vorzeitig aufzulösen;~~
- ☐ b. ~~die Kriterien, nach denen bestimmt wird, welche Betreiber mit wieviel Energie obligatorisch an der Wasserkraftreserve teilnehmen müssen können, wie sie die Energie auf ihre Speicherseen verteilen und wie sie ihre Vorhalteverpflichtungen durch andere Betreiber vornehmen lassen können, indem sie entsprechende Abreden treffen;~~
- ☐ c. ~~eine moderate Pauschalabgeltung für die Wasservorhaltung, welche die aktuelle Marktsituation, die Preisdifferenz am Strommarkt zwischen den Winter- und den Sommermonaten sowie den Wert der Flexibilität berücksichtigt; [...]~~
- ☐ h. die aufgrund von Ausschreibungen definierte allfällige Vorhaltung von Leistung

Zu Abs. 1: Gemäss Art. 22 Abs. 1 Bst. b der Strombinnenmarkt-VO «dürfen die Kapazitätsmechanismen keine unnötigen Marktverzerrungen herbeiführen und den

zonenübergreifenden Handel nicht beschränken». Folglich sind die Reserven auch in der Schweizer Gesetzgebung restriktiv zu handhaben.

Die aktuelle Regelung stellt eine sinnvolle Definition der möglichen Abrufe dar. Mit dem nunmehr vorgesehenen Abruf im Day-Ahead- und Intraday-Zeithorizont, bestünde die Gefahr, dass die Reserve nicht mehr nur als ultima ratio zur Sicherung von Netzstabilität, sondern faktisch zur Marktstützung eingesetzt werden würde. Dies kann Marktverzerrungen verursachen und Anreize für eine effiziente Gebotsabgabe beeinträchtigen und ist deshalb klar abzulehnen (vgl. Abs. 1 Bst. b). Insbesondere darf der Abruf nicht generell dem Regellenergietmarkt zur Verfügung gestellt werden. Die Energiereserveressourcen sollen nur bei einer Gefährdung des stabilen Netzbetriebs und nur dann, wenn alle anderen Massnahmen (Redispatch, topologische Massnahmen etc.) ausgeschöpft sind, angewendet werden können. Eine komplette Aktivierung der Regelleistung darf nicht zu einer Aktivierung der Energiereserve führen. In der aktuellen Fassung ist insoweit klar definiert, dass es sich um eine «unmittelbare Gefährdung der Netzstabilität» handeln muss.

Zu Abs. 2: Es ist unklar, weshalb Swissgrid das UVEK über einen Abruf der Stromreserve zu informieren hat. Die Erläuterungen liefern keine Begründung. Dem UVEK kommt während der «Vorhaltezeit» der Stromreserve mit Ausnahme des Entscheids über die vorzeitige Auflösung (Art. 8b Abs. 6 StromVG) keine Rolle zu. Demgegenüber hat die ElCom die Umsetzung der Energiereserve zu überwachen (Art. 8b Abs. 4 StromVG). Es ist deshalb naheliegender, dass die Information von Abrufen zuhanden der ElCom zu erfolgen hat.

Zu Abs. 4: Gemäss Art. 8b^{bis} beantragt Alpiq künftig die Ausschreibung der benötigten Reserve und somit die Aufhebung der obligatorischen Wasserkraftreserve (Bst. a und b). Wird gemäss Antrag die obligatorische Wasserkraftreserve in ein wettbewerbliches Verfahren überführt, ist die Pauschalabgeltung hinfällig (Bst. c). Sollte der Antrag auf eine Ausschreibung (und somit freiwillige Teilnahme) der vorzuhaltenden Leistung abgelehnt werden, so sollte zumindest hinzugefügt werden, dass die Vorhaltung von Leistung zu einer marktkonformen Abgeltung geschieht (Bst. h).

Art. 17c Nutzung von Flexibilität

⁴ Den Verteilnetzbetreibern stehen in ihrem Netzgebiet die folgenden garantierten Nutzungen netzdienlicher Flexibilität zu:

- a. Abregelung eines bestimmten Anteils der Einspeisung am Anschlusspunkt von Photovoltaikanlagen, der BR regelt die Einzelheiten;
- b. Nutzung bei einer unmittelbaren erheblichen Gefährdung des sicheren Netzbetriebs.

Eventualiter:

⁶ Der Bundesrat regelt die Einzelheiten in Bezug auf die Absätze 3–5. In Bezug auf Absatz 4 Bst. a stellt er sicher, dass die möglichen Schäden der Betreiber unterhalb einer angemessenen Bagatellgrenze bleiben und sich gleichzeitig entsprechend grosse Einsparungen bei den Netzkosten ergeben.

Zu Art. 17c: Die 3%-Regelung sollte auf PV-Anlagen beschränkt werden, da ihre wissenschaftliche Grundlage in der Abregelung von PV-Einspeisung liegt. Dort ist sie durch

ein positives Kosten-Nutzen-Verhältnis sachlich gerechtfertigt, da sie die Hauptursachen wie hohe Netzbelastung und lokale Engpässe durch gleichzeitige PV-Einspeisung adressiert. Die Produktionsverluste sind gering und können durch die damit beanreizte Eigenverbrauchsoptimierung weiter reduziert werden. Zudem erfolgt die Abregelung in Zeiten mit niedrigem Marktwert.

Für steuerbare Anlagen bspw. der Wasserkraft ist die Regel kritisch und eine sachliche Rechtfertigung der 3%-Regelung fehlt: Lokale Netzengpässe können trotz hohem Marktwert und damit entsprechender Nachfrage nach Strom zu Abregelungen führen. Volkswirtschaftlich sinnvoller ist es, die Netze auf die Spitzenleistung flexibler Kraftwerke auszurichten. Nicht antizipierbare Abregelungen verursachen für Erzeuger hohe Ausgleichsenergiekosten und Pönalen, welche beispielsweise durch nicht erbrachte SDL anfallen. Ohne die ausreichende Berücksichtigung der VNB der technischen Rahmenbedingungen können sogar Gefahr für Leib und Leben entstehen. Schliesslich senden mögliche Ertragseinbussen ein falsches Signal für den wichtigen Ausbau flexibler Kraftwerke.

Zu Eventualiter: Sofern sich die Forderung nach einer Einschränkung der 3%-Regelung auf Photovoltaikanlagen nicht durchsetzen sollte, ist im Wege einer Delegationsnorm zumindest sicherzustellen, dass der Bundesrat auf Stufe Verordnung eine sachgerechte und verhältnismässige Umsetzung gewährleistet. Bei der sog. 3%-Regelung gem. Art 17c Abs 4 Bst. a handelt es sich um einen direkten Eingriff in das verfassungsmässig geschützte Eigentum der Produzenten mit potenziell hohem Schaden. Folglich braucht es eine Umsetzung, welche sicherstellt, dass die möglichen Schäden für die Betreiber unterhalb einer gewissen Bagatellgrenze bleiben und sich gleichzeitig entsprechend grosse Einsparungen bei den Netzkosten ergeben.

Art. 17c^{bis}

¹ Endverbraucher und Erzeuger, die mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet sind, können mit einem Aggregator ihrer Wahl Verträge schliessen, in denen geregelt ist, dass der Elektrizitätsbezug oder die Elektrizitätserzeugung verschiedener Endverbraucher oder Erzeuger zum Kauf, zum Verkauf oder zur Versteigerung auf einem Elektrizitätsmarkt gebündelt wird (Aggregierungsverträge).

^{1bis} (neu) Die Aggregatoren sind verpflichtet mit den betroffenen Marktakteuren relevante Informationen zu teilen und tragen andernfalls die Verantwortung für die von ihnen verursachten Kosten wie insbesondere die Ausgleichsenergie, die mit der unkoordinierten Aktivierung einer Laststeuerung beim Lieferanten entstehen. Der Bundesrat unter Einbezug der Branche regelt die Details.

Zu Art. 17c^{bis}: Hier braucht es eine ausgewogene Lösung. Im Zielmodell muss der unabhängige Aggregator den Lieferanten über seine Steuerung rechtzeitig informieren. Der Lieferant ist dann in der Lage und in der Verantwortung seine Prognose entsprechend anzupassen und so Schäden wie beispielsweise durch Ausgleichsenergiekosten zu vermeiden. Tut er dies trotz Vorliegen der relevanten Informationen nicht, darf die Kostentragung nicht allein beim Aggregator liegen.

Art. 22 Aufgaben

¹ Die ElCom überwacht die Einhaltung dieses Gesetzes und des Stromabkommens. Sie trifft die Entscheide und erlasst die Verfügungen, die für den Vollzug dieses Gesetzes notwendig sind oder für die sie nach dem Stromabkommen zuständig ist.

² Sie hat sowohl im Streitfall als auch von Amtes wegen insbesondere folgender Aufgaben: 

c. Sie [Anm.: die ElCom] erteilt die Bewilligungen für die Vergütungen nach Artikel 15b Absatz 3 und für Zählerergänzungen nach Artikel 17a^{bis} Absatz 8. ~~und Sie entscheidet zudem~~ über die Verwendung der Einnahmen aus dem marktorientierten Zuteilungsverfahren nach Artikel 17 Absatz 1 unter Vorbehalt des Stromabkommens.

³ Die ElCom beobachtet und überwacht die Entwicklung der Elektrizitätsmärkte im Hinblick auf eine sichere und erschwingliche Versorgung in allen Landesteilen. Sie überprüft zu diesem Zweck insbesondere den Zustand und den Unterhalt des Übertragungsnetzes; und die regionale Ausgewogenheit der Investitionen der nationalen Netzgesellschaft. Sie bezieht den Ausbau der Erzeugungs- und Speicherkapazitäten in ihre Beurteilung der Versorgungssicherheit mit ein.

Zu Abs. 1 Bst. c: Die finanzielle Kompensation der LTC-Halter für die Aufhebung der Grenzvorränge (Anpassung Art. 17 Abs. 2 StromVG) wird gemäss Stromabkommen durch die Erlöse aus dem marktorientierten Verfahren finanziert. Es gilt zu präzisieren, dass die ElCom nur insoweit über die Zuteilung der Erlöse bestimmt, als dass sie nicht gemäss Modalitäten des Stromabkommens den LTC-Haltern zukommen.

Zu Abs. 3: Der Ausbau von Erzeugungs- und Speicherkapazitäten ist für die ElCom hinsichtlich der Beurteilung der Versorgungssicherheit relevant. Die ElCom hat jedoch – im Gegensatz zu den Investitionen der nationalen Netzgesellschaft – keine Kompetenz, den Investoren in Erzeugungs- und Speicherkapazitäten Investitionsvorgaben zu machen.

Art. 22b Monitoring

¹ Die ElCom ~~führt im Rahmen ihrer Aufsichtsfunktion ein Monitoring durch über~~ monitort die Wirksamkeit der Marktöffnung. Der Bundesrat regelt die Details.

- ☐ ~~a. den Grad und die Wirksamkeit der Marktöffnung;~~
- ☐ ~~b. die Anwendung von restriktiven Vertragspraktiken, mit denen Endverbraucher daran gehindert werden können, gleichzeitig mit mehreren Lieferanten Verträge abzuschliessen;~~
- ~~c. die Häufigkeit von Lieferantenwechsell;~~
- ☐ ~~d. die Preise für Haushaltskunden, das Verhältnis zwischen Haushalts- und Grosshandelspreisen, die Auswirkungen von Stromprodukten mit dynamischen Strompreisen;~~
- ☐ ~~e. die Beanstandungen von Haushaltskunden;~~
- ☐ ~~f. die Fortschritte beim Ausbau eines intelligenten Netzes durch die Netzbetreiber;~~
- ~~g. Hindernisse, die den Eigenverbrauch, Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch und lokale Elektrizitätsgemeinschaften erschweren.~~

Zu Art. 22b: Die heutige Fassung ist auf Gesetzesstufe zu detailliert und riskiert, bei Änderungen im EU-Recht rasch veraltet zu sein. Der Monitoringauftrag über die Wirksamkeit der Markttöffnung der ElCom soll allgemein im Gesetz verankert werden, während der Bundesrat die Einzelheiten gemäss den EU-Vorgaben (Art. 59 Abs. 3 Richtlinie (EU) 2019/944) festlegt. Damit bleibt der Gesetzestext schlank, während Anpassungen effizient auf Verordnungsstufe erfolgen können.

Art. 23a Vergleichsinstrument

¹ Die ElCom stellt sicher, dass den Endverbrauchern mit einem Jahresverbrauch von weniger als 100 MWh ein Instrument zur Verfügung steht, mit dem sie die Angebote für Liefer- und Abnahmeverträge, einschliesslich der Angebote in der Grundversorgung, unentgeltlich vergleichen können (Vergleichsinstrument). Die genannten Instrumente können von einer beliebigen Einrichtung, einschliesslich privaten Unternehmen und öffentlichen Verwaltungen oder Stellen, betrieben werden.

² Der Bundesrat legt die Anforderungen an die Funktionalitäten des Vergleichsinstruments fest. ~~Er kann die Lieferanten verpflichten, der ElCom die Informationen zu ihren Angeboten, die für den Betrieb des Vergleichsinstruments erforderlich sind, zu übermitteln und diese fortlaufend zu aktualisieren.~~

Zu Abs. 1: Die EU-Strombinnenmarktrichtlinie (Richtlinie (EU) 2019/944) verpflichtet die Mitgliedsstaaten lediglich sicherzustellen, dass den Endverbrauchern ein kostenloses und unabhängiges Vergleichsinstrument zur Verfügung steht. Sie verlangt jedoch nicht, dass die ElCom in der Rolle der Regulierungsbehörde das Instrument selbst betreibt. Die europäische Vorgabe wird dementsprechend hier präzise umgesetzt, indem die Betreiberfunktion flexibel wahrgenommen und auch durch geeignete, innovative Dritte erfüllt werden kann. Gleichzeitig behält die ElCom die Möglichkeit, bei Marktversagen oder unzureichender Angebotslage selbst tätig zu werden und ein Instrument zu betreiben.

Zu Abs. 2: Eine Verpflichtung zur Bekanntgabe der Angebote ist insofern nicht erforderlich, als die Lieferanten einen Anreiz haben, ihre Angebote zu platzieren und so mehr potenzielle Kunden zu erreichen.

Art. 23b Ombudsstelle

² Die Endverbraucher können die Ombudsstelle bei Streitigkeiten mit Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft anrufen, sofern sie vorgängig erste Schritte unternommen haben, um eine Einigung mit dem Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft zu finden. Ruft ein Endverbraucher mit Anspruch auf die Grundversorgung die Ombudsstelle an, so muss das Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft am Vermittlungsverfahren teilnehmen.

³ Ruft ein Endverbraucher die Ombudsstelle an, so zahlt er eine Bearbeitungspauschale. Die Gegenpartei trägt die ~~Verfahrenskosten~~ Vermittlungskosten abzüglich der Bearbeitungspauschale, sofern die Ombudsstelle nicht offensichtlich missbräuchlich angerufen wurde.

⁵ Die Ombudsstelle veröffentlicht jährlich einen Tätigkeitsbericht. Werden wiederholt Fälle vor die Ombudsstelle gebracht, die berechtigten Anliegen der Endverbraucher vorbringen, die dieselben Unternehmen betreffen und die auf gleichgelagerten Sachverhalten basieren, so kann sie darin Name und Adresse dieser Unternehmen nennen und die behandelten Fälle beschreiben.

Zu Abs. 2: Endverbraucher sollen nicht grundlos ein Schlichtungsverfahren einleiten können. Endverbraucher müssen belegen können, dass Versuche unternommen wurden, das Problem anderweitig zu klären, wie auch im erläuternden Bericht ausgeführt wird. Der Bundesrat soll auf Verordnungsstufe klären, ob der ElCom hierzu eine entsprechende Kompetenz zugeordnet werden kann.

Zu Abs. 3: Die Ombudsstelle hat die Aufgabe zwischen den Endverbrauchern und den Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft zu vermitteln und nicht ein Verfahren einzuleiten. Dabei bezahlen Endverbraucher eine Bearbeitungspauschale, die verbleibenden Kosten trägt das EVU. Details dazu soll der Bundesrat in der Verordnung regeln. Sollte sich ein Antrag als missbräuchlich herausstellen, so trägt der Endverbraucher sämtliche anfallende Kosten. Ferner sind die Bestimmungen aus dem Fernmeldegesetz anzuwenden. Es gibt keinen Grund im Strombereich eine andere Handhabe zu wählen als im Telekombereich.

Zu Abs. 5: Eine Veröffentlichung insbesondere mit Namen und Adressen der Unternehmen ist nur bei berechtigten Anliegen und sofern die Ombudsstelle zugunsten der Endverbraucher entscheidet, gerechtfertigt. Hier muss die Formulierung präzisiert werden. Es ist anzumerken, dass auch im Telekombereich Namen und Adressen nicht kommuniziert werden und nur anonymisierte Fallbeispiele benannt werden.

Art. 23c Auswirkungen der Marktöffnung auf die Arbeitsbedingungen

¹ ~~Die ElCom beobachtet während den ersten zehn Jahren nach Inkrafttreten des Stromabkommens die Auswirkungen der Marktöffnung auf die Arbeitsbedingungen im Elektrizitätsmarkt. Sie erstattet dem Bundesrat darüber Bericht, erstmals spätestens nach vier Jahren, anschliessend mindestens alle drei Jahre.~~

Eventualiter:

¹ Die ElCom Das SECO beobachtet während den ersten zehn Jahren nach Inkrafttreten des Stromabkommens die Auswirkungen der Marktöffnung auf die Arbeitsbedingungen im Elektrizitätsmarkt. Sie erstattet dem Bundesrat darüber Bericht, erstmals spätestens nach vier Jahren, anschliessend mindestens alle drei Jahre.

Zu Art. 23c: Ein Monitoring der Arbeitsbedingungen erachtet Alpiq als überflüssiges Swiss-Finish, welches mit einem unverhältnismässigen administrativen Aufwand einherzugehen droht. In der Strombranche herrscht schon seit geraumer Zeit Fachkräftemangel (und zwar nicht nur in der Schweiz, sondern europaweit). Diese Situation wird sich mit der Pensionierung der Babyboomer nochmals massiv zuspitzen. Ein Stellenabbau und eine Verschlechterung der Arbeitsbedingungen sind nicht zu befürchten.

Zu Eventualiter: Falls der Bundesrat dennoch die Auswirkungen der Marktöffnung beobachten will, so ist sicherzustellen, dass das SECO als bereits heute fachlich zuständige Stelle diese Rolle zur Arbeitsmarktaufsicht übernimmt. Die ElCom ist nicht die richtige Stelle dafür.

Art. 33 Übergangsbestimmung zur Änderung vom ...

³ (neu) Bei einer Beendigung oder Suspendierung des Stromabkommens tritt der in den internationalen Bezugs- und Lieferverträgen, die vor dem 31. Oktober 2002 abgeschlossen wurden, enthaltene Vorrang bei der Zuteilung der verfügbaren grenzüberschreitenden Übertragungskapazität wieder in Kraft.

Zu Art. 33: Mit der vorliegenden Revision des StromVG wird der Grenzvorrang der LTC gestrichen und durch eine finanzielle Kompensation im Stromabkommen ersetzt. Würde das Stromabkommen gekündigt, muss der ursprüngliche Anspruch auf die priorisierte Zuteilung der Grenzkapazitäten wiederhergestellt werden. Die Formulierung orientiert sich dabei an der heutigen Version von Art. 17 Abs. 2 StromVG.

Bundesgesetz über die Aufsicht und Transparenz in den Energiegrosshandelsmärkten (BATE)

Art. 1 Zweck und Gegenstand

¹ Mit diesem Gesetz sollen die Aufsicht über die ~~Gas- und die Stromgrosshandelsmärkte~~ (Energiegrosshandelsmärkte) sowie die Transparenz dieser Märkte gestärkt werden, um: [...]

¹ ~~die Entwicklung dieser Märkte im Hinblick auf die eine sichere und erschwingliche Versorgung in der Schweiz zu beobachten und zu überwachen.~~

Zu Abs. 1 Bst. c: Die Definition in Abs. 1 Bst. c ist entsprechend Vorschlag zu streichen. Das Gesetz zielt auf Marktintegrität und Transparenz und damit eine faire Preisbildung ab. Somit müsste der Zweck des Gesetzes kongruent sein und sollte nicht die Erschwinglichkeit der Preise für die Endkunden zum Ziel haben. Über Marktintegrität kann zudem auch die Versorgungssicherheit nicht beeinflusst werden. Die im Zuge der Marktüberwachung gelieferten Daten sind nicht dafür geeignet, die Versorgungssicherheit oder Erschwinglichkeit der Versorgung zu überwachen oder zu bewerten.

Art. 12 Übermittlung von Informationen an die ElCom

³ Die Teilnehmer am europäischen Gasmarkt müssen die Informationen, ~~die sie~~ gemäss den Regelungen der EU den Behörden der EU oder eines EU-Mitgliedstaates zur Verfügung stellen ~~müssen, gleichzeitig und in identischer Form der ElCom übermitteln~~, namentlich:

a. Angaben über ihre Transaktionen und Handelsaufträge auf den Energiegrosshandelsmärkten, die europäische Gasgrosshandelsprodukte betreffen;

Zu Abs. 3: Die in Absatz 3 erforderliche Gleichzeitigkeit im Transaktionsreporting wird nicht mehr notwendig sein. Wenn ElCom bei ACER einbezogen ist und REMIT in der Schweiz übernommen wird (kein Äquivalenzprinzip), dann sollte die ElCom im Reporting voll integriert werden und die Daten über ACER von der ARIS-Datenbank abrufen können. Dies stellt einerseits ACER mit den europäischen Regulatoren gleich und macht zudem das Reporting effizienter. Gerade durch die Änderungen in REMIT II wurde festgestellt, dass diese Zweigleisigkeit immer schwerer aufrecht zu erhalten ist. Mit der vorgesehenen Integration von ElCom als gleichwertiger Regulator (ohne Stimmrechte), macht es nur Sinn, dass auch diese technische Integration vollzogen wird und ElCom über die gleichartigen Daten wie andere nationale Regulatoren verfügt und so die Datenqualität sichergestellt ist.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Anliegen. Für Rückfragen oder eine allfällige Diskussion stehen Ihnen Noémie Kipfer (noemie.kipfer@alpiq.com) und Holger Feser (holger.feser@alpiq.com) gern zur Verfügung.

Freundliche Grüsse
Alpiq Holding AG



Antje Kanngiesser
CEO



Amédée Murisier
Head Switzerland