

# Contributions to the Market Design for the Swiss Energy Strategy 2050 - Consultation questions

## **Q 1: Do stakeholders consider the main market design topics addressed by Swissgrid to be appropriate?**

Der VSE steht für marktwirtschaftliche Lösungen. Aus volkswirtschaftlicher Sicht sind Massnahmen, welche die Preistransparenz erhöhen und kurzzeitige Knappheitssignale möglichst unverfälscht an einem Markt zum Ausdruck bringen sowie Schritte in Richtung einer Integration und Kopplung des Schweizer Marktes mit dem umliegenden Umland grundsätzlich zu begrüessen. Solche Massnahmen haben das Potenzial, die Effizienz des Schweizer Strommarktes zu erhöhen, Kostentransparenz zu schaffen und Kosten verursachergerecht zu verteilen.

Zwischen den verschiedenen dargestellten Elementen und anderen laufenden Initiativen (z.B. integrierter TSO-Markt) bestehen teilweise starke Abhängigkeiten. Um von der vorliegenden Auslegeordnung zu einer umsetzbaren Massnahmenplanung zu gelangen, ist eine weitere Spezifizierung mit Quantifizierung dieser Abhängigkeiten notwendig. Ebenfalls ist die Erstellung einer Roadmap mit Berücksichtigung der Abhängigkeiten zu umliegenden Märkten (EU) notwendig.

Es ist auf jeden Fall notwendig, dass alle EVU zeitnah die mögliche Umsetzung antizipieren und entsprechende Kompetenzen und Prozesse aufbauen können. Der VSE schätzt es daher, dass die Branche hinsichtlich jener Massnahmen, bei denen Swissgrid in der Umsetzungsverantwortung steht, frühzeitig in die Diskussion einbezogen wird.

Bei den Fragen zur Rolle des unabhängigen Aggregators und beim Thema der System Adequacy sehen wir nicht Swissgrid, sondern vielmehr den Gesetzgeber, das BFE, die ElCom bzw. die Branche als Ganzes in der Verantwortung. Eine Diskussion dieser Aspekte kann unseres Erachtens nicht unter der Federführung von Swissgrid erfolgen und müsste Lösungsansätze mit einbeziehen, die über den Verantwortungsbereich von Swissgrid hinausgehen.

## **Q 2: Are the stakeholders of the opinion that Swissgrid should address additional market design topics besides the three main topic areas of the consultation?**

Es wird davon ausgegangen, dass der bestehende Energie (only) Markt (Termin, DA, ID) weiterbestehen und lediglich durch weitere Instrumente ergänzt wird. Vor diesem Hintergrund stimmt die Stossrichtung.

Gemeinsam mit der Massnahme der echtzeitbedingten Ausgleichsenergiepreise sollte auch das bislang nur in Ansätzen bekannte Konzept des integrierten TSO-Marktes konsultiert werden, da zwischen diesen Themen starke Abhängigkeiten bestehen. Zudem sollte der Vergütungsmechanismus beim internationalen Redispatch überdacht werden.

Im Gegensatz zu Deutschland kann man am Schweizer Spotmarkt nur Stundenkontrakte kaufen, in Deutschland hingegen Viertelstundenkontrakte. Abgerechnet wird in der Schweiz aber auf 15-Minuten-Basis. Dieser Zusammenhang führt zu erheblich hoher Ausgleichsenergie und verbunden damit zu instabileren Netzsituationen. Aus diesem Grund würde es der VSE begrüessen, wenn der Schweizer Spotmarkt ebenfalls auf Viertelstundenbasis aufgebaut wäre.

**Q 3: Do the stakeholder support the Swissgrid proposal to implement a (near) real-time imbalance price?**

Wir unterstützen im Grundsatz die Einführung von echtzeitbasierten Ausgleichsenergiepreisen, da dadurch Preisspitzen und Volatilität im Intraday-Markt zunehmen und somit Flexibilität adäquater vergütet wird. Die genaue Ausgestaltung möglicher Veränderungen der Mechanismen zur Berechnung und Verteilung der Ausgleichsenergie gilt es allerdings weiter zu spezifizieren und mit Fallbeispielen zu verifizieren. Der Zusammenhang zum integrierten TSO-Markt ist genau zu definieren.

Zudem ist zu beachten, dass der Ausgleich in der Bilanzgruppe auf dem Zusammenführen der Produktionsseite mit der Verbrauchsseite basiert. Damit eine Bilanzgruppe überhaupt intraday auf drohende hohe Ausgleichsenergiepreise reagieren kann, muss sie ihre Position in Echtzeit gegenüber ihrer Prognose kennen. Verbraucher in Echtzeit zu messen ist mit hohen Investitionen verbunden und zurzeit gerade bei Marktkunden in fremden Netzen nicht zwingend vorgesehen. Hinzu kommt, dass es bei einer Reaktion der Bilanzgruppen auf kurzfristige Preissignale zu einer Übersteuerung kommen kann, die insgesamt der Systemstabilität schadet.

Eine „Administrative scarcity pricing function“, die die Ausgleichskosten vor dem Eintreten eines Ausfalls erhöht, muss hinsichtlich Annahmen, Prognosen, Parameter etc. transparent definiert und festgelegt werden. Bei der Implementierung einer solchen Funktion muss die missbräuchliche Anwendung verhindert werden.

**Q 4: Do stakeholders see a benefit from formally introducing a new role for an independent aggregator that bundles and markets flexible resources on the wholesale market?**

Die genaue Spezifizierung und Einbettung der Rolle des Aggregators sowie das Verhältnis zu bestehenden Rollen wie Verteilnetzbetreiber, Bilanzgruppenverantwortlichen oder Stromlieferanten müssten in einem ersten Schritt genauer aufgearbeitet werden. Eine Ausgestaltung der Rolle des Aggregators als staatlichen Monopolisten oder die Schaffung eines unabhängigen anreizfreien Aggregators, welcher nicht aufgrund eines Marktbedürfnisses entsteht, wird nicht befürwortet. Der Markteintritt muss für sämtliche Marktteilnehmer, welche über die benötigte Infrastruktur verfügen, möglichst einfach sein. Eine Erweiterung der Palette an Regelprodukten (z.B. nur einseitig positive/negative Primär- und Sekundärregelleistung) würde die Eintrittshürden beispielsweise zusätzlich senken.

Wichtig ist, dass die Kosten, die bspw. durch zusätzlichen administrativen Aufwand entstehen, auch zwingend von demjenigen getragen werden (Aggregator), bei welchem der Ertrag anfällt.

Die Funktion des Aggregators weist prima vista Ähnlichkeit mit derjenigen des Direktvermarkters in Deutschland auf. In beiden Fällen werden dezentrale Akteure kommerziell und technisch gebündelt und deren Einsatz gegenüber einem Marktpreis optimiert. Es erscheint jedoch unwahrscheinlich, dass ein Anbieter von Aggregationsdienstleistungen von Endkundenflexibilität völlig unabhängig von Bilanzgruppeneigentümern und/oder Stromlieferanten auftreten kann. Somit würde eine zusätzliche Rolle Aggregator voraussichtlich Teile dieser beiden Rollen aufweisen und es erscheint möglich, die Funktion des Aggregators auch aus der Warte einer der bestehenden Rollen auszuüben.

Die bestehenden Hürden für die Aggregation und Vermarktung von Endkundenflexibilität würde durch eine zusätzliche Rolle „Aggregator“ vermutlich nicht beseitigt werden. Diese liegen neben der fehlenden Marktrolle auch im gesetzlich bedingten fehlenden Wettbewerb im Segment der festen Endkunden. Es ist nicht davon auszugehen, dass die Einführung der Rolle „Aggregator“ dieses Defizit beheben würde. Die vollständige Strommarktöffnung für Endkunden zusammen mit der notwendigen gesetzlichen Freiheit bei der Gestaltung von Stromtarifen wäre hier ein erster Schritt.

Zudem erscheint es fraglich, ob marktseitig zurzeit überhaupt eine Nachfrage für die brachliegende Flexibilität besteht und ob diese gegenwärtig nicht aus kostengünstigeren Quellen bereitgestellt werden könnte. Die Schaffung der Rolle des Aggregators alleine schafft noch keinen Markt für die Dienstleistung.

**Q 5: Do stakeholders agree with the assessment that a balancing responsibility for renewables would be beneficial? Should Swissgrid implement any other measures to achieve a more efficient integration of renewables?**

Eine Marktintegration von erneuerbaren Energien wird befürwortet. Im Hinblick auf den langfristig zu erwartenden Ausbau der NEE erscheint es sinnvoll, möglichst früh die Rahmenbedingungen klar zu definieren und die entsprechenden Strukturen für eine Marktintegration zu schaffen. Wie das Beispiel Deutschland zeigt, bildete sich innert kurzer Zeit ein neuer Markt für Erzeugungsprognosen, virtuelle Kraftwerke und andere neue Dienstleistungen, welcher im System einer reinen Einspeisevergütung nicht entstanden wäre.

Werden die Neuen Erneuerbaren Energien weiter ausgebaut und die Prognoseungenaugigkeit durch Flexibilität vom Markt abgedeckt, so ist die Öffentlichkeit und insbesondere die ElCom sowie das BfE dahin zu informieren, in welcher Grössenordnung die Besitzer erneuerbaren Energieanlagen mit Kosten beim nicht Einhalten von Produktionszeitreihen zu rechnen haben. Auch sollten die Auswirkungen aller installierten nicht lastganggemessenen Anlagen aufgezeigt werden. Im Zusammenhang mit der KEV-Vergütung werden diese Kosten bei Anlagen >30 kVA durch die Stiftung KEV getragen. Die Kosten der kleineren Anlagen sowie allfällige zusätzlicher Prognoseaufwand wird den gebundenen Kunden über die Energierechnung belastet. Bei einer Marktintegration sind diese Kosten durch den Anlagenbetreiber zu übernehmen. Die Kosten der erneuerbaren Energien - auch zum Erreichen der Energiestrategie 2050 - dürfen nicht beschönigt werden.

Anfängliche Fehlregulierungen sollten mit Blick auf die Erfahrungen in Deutschland (Windfallprofits unter dem Grünstromhändlerprivileg) durch eine frühzeitige Konsultation der Marktakteure vermieden werden. Dasselbe gilt für die Ausgestaltung der Mechanismen, welche einen bedarfsgerechten Einsatz der NEE zum Ziel haben. Die Erfahrung in Deutschland zeigte, dass eine Regelung (vor Beschluss von §24 des EEG) erst bei stark negativen Preisen attraktiv wurde und somit praktisch keinen Einfluss auf die nachfragegerechte Einspeisung der NEE hatte. Auch die Höhe einer möglichen Managementprämie ist mit Vorsicht zu wählen, um eine unnötige Überförderung zu vermeiden.

Auf Grund der limitierten Menge NEE in der Schweiz stellt sich jedoch die Frage, ob ein funktionierender Direktvermarktungsmarkt kurzfristig überhaupt entstehen kann oder ob auf Grund der starken Fragmentierung und geringen Anlagengrösse die Economies of scale ausreichen, um eine genügende Anzahl Anbieter zum Markteintritt zu bewegen und die Fixkosten der Direktvermarktung zu decken. Vor diesem Hintergrund ist es umso wichtiger, die regulatorische Ausgestaltung der Direktvermarktung möglichst einfach zu halten und keine unnötigen Hürden für den Markteintritt durch unnötige Überregulierung zu errichten.

Auf Grund der geringen Grösse und bisher überschaubaren Liquidität des Schweizer Intradaymarktes sollten die kurzfristigen Erwartungen an Liquiditätssteigerungen nicht zu hoch gesteckt werden. Jegliche Massnahmen, welche die Liquidität erhöhen, sind jedoch zu begrüssen. Die Schaffung von zusätzlicher Nachfrage nach Intradayprodukten durch die Integration der NEE kommt diesem Ziel entgegen. Der Ausbau der NEE sollte dadurch jedoch nicht behindert werden (Investitionssicherheit).

Kurzfristig wäre zu prüfen, ob die Struktur der Abgeltung für die Führung der Bilanzgruppe Erneuerbare überarbeitet werden sollte im Sinne einer Stärkung der Anreize für den Ausgleich der Bilanzgruppe.

Spätestens bei der nächsten Ausschreibung der Dienstleistung wäre der gesetzliche Rahmen hierfür auszuschöpfen oder – solange auf Verordnungsstufe möglich – zu verschärfen.

**Q 6: Do the stakeholders support the proposed measures for an optimization of cross-border trading?**

**Grenzüberschreitende Intraday-Gate-Closure-Zeiten (Kapitel 3.1)**

Die Verkürzung und Harmonisierung der Vorlaufzeiten für den Abschluss von Geschäften im kontinuierlichen Viertelstunden Intraday-Handel stellt die offensichtlichste der vorgeschlagenen Massnahmen dar. Eine solche ist prioritär anzustreben. Wie in der Studie erwähnt, steigt die Preisvolatilität kurz vor Lieferung auf Grund verbesserter Informationen zur Angebots- und Nachfragesituation an. Ein „Import“ von Volatilität in den Schweizer Markt ist aus Sicht von Anbietern flexibler Produktion stark zu befürworten.

**Intraday-Eröffnungsauktion für Energie und Übertragungsrechte (Kapitel 3.2)**

Es ist zu prüfen, ob ein Systemwechsel hin zu einer Versteigerung der Grenzkapazitäten im Intraday eine volkswirtschaftliche Effizienzsteigerung mit sich brächte. Voraussetzung hierfür wäre jedoch sicher eine Harmonisierung an den (west-) europäischen Grenzen. Von einer alleinigen Einführung von Auktionen an den CH-Grenzen ist abzusehen.

Zu spezifizieren wären die genaue Mechanismen und Modalitäten der Auktion. Insbesondere sind Wechselwirkungen mit dem kontinuierlichen Intraday-Handel kritisch zu prüfen. Aus dem Bericht geht weiterhin nicht klar hervor, wie eine implizite (Strom + Kapa) Auktion im ID genau funktionieren würde.

Die Auktion am Ende der ID-Handelsperiode wirft verschiedene Fragen auf, welche im Vorfeld geklärt werden müssen. Wann würde eine solche Auktion durchgeführt? Wäre im Anschluss noch Handel möglich? Eine zu hohe Zahl von Auktionen und Marktprodukten ist aus Effizienz- und Transparenz-Gründen zu vermeiden. Prioritär sollte eine für alle Grenzen identische, implizite Intraday-Auktion angestrebt werden.

Zudem ist zu beachten, dass eine Teilnahme der Schweiz am Market Coupling bereits zu einer deutlich effizienteren Koordination von Engpassmanagement und Stromhandel führen würde und daher angestrebt werden sollte.

**15-Minuten-Intraday-Call-Auktion zwischen der Schweiz und Deutschland (Kapitel 3.3)**

Die Einführung einer gekoppelten 15-min Intraday-Auktion ist aus Schweizer Sicht zu begrüssen. Insbesondere, da sich die Liquidität vom kontinuierlichen Intraday-Handel hin zur Auktion zu verlagern scheint, bietet sich für die Schweiz die Möglichkeit im kontinuierlichen Handel verlorene Liquidität auf einer neuen Plattform zu kompensieren. Der Aufteilung der verfügbaren Grenzkapazitäten auf die Auktion und den kontinuierlichen Intraday-Handel ist entsprechende Aufmerksamkeit zu widmen. Eine Entkopplung der Märkte im kontinuierlichen Intraday-Handel auf Grund fehlender Grenzkapazitäten ist durch eine sinnvolle Allokation der vorhandenen Kapazitäten zu vermeiden.

**Q 7: Do stakeholders propose additional measures that are not mentioned in the consultation document in order to increase the efficiency of cross-border trading?**

Zum grenzüberschreitenden Handel zählen wir auch den Austausch von Systemdienstleistungsprodukten. Die Ausweitung von gemeinsamen Märkten ähnlich demjenigen für Primärregelleistung ist aus unserer Sicht voranzutreiben.

Neben den vorgeschlagenen Massnahmen an der Nordgrenze sind auch Massnahmen an der Südgrenze vertieft zu untersuchen.

**Q 8: Do the stakeholders agree with the assumption that adequacy responsibility of balance groups in combination with a strengthened price signal will increase market efficiency?**

Die konkretere Ausgestaltung dieser Massnahmen ist unklar. Diese müssen erst näher spezifiziert werden. Insbesondere das Verhältnis zum integrierten TSO-Markt ist zu klären.

Grundsätzlich ist zu begrüßen, dass Bilanzgruppenverantwortliche ihre Risiken tragen müssen, wenn sie spekulative Positionen eingehen. Eine Verschärfung der Bilanzierungsanforderungen kann sinnvoll sein, um diesen Grundsatz durchzusetzen. Es ist fraglich, ob ein dezentralisierter Ansatz (die Bilanzgruppen mit mehr Adäquanzverantwortung auszustatten mittels vielen unterschiedlichen Vertragstypen) tatsächlich mehr Markteffizienz bringt.

Wie der Winter 15/16 zeigt, muss auch die Frage beantwortet werden, wie mit dem unterschiedlichen Wert von Einspeisung auf Spannungsebenen 380 kV und 220 kV sowie in Abhängigkeit vom Einspeisepunkt umgegangen wird.

Zu beachten ist, dass eine physische Absicherung mit Mehrkosten verbunden ist, insbesondere wenn der Markt illiquid ist. Dieses Risiko bleibt im aktuellen Marktdesign beim BGV hängen und kann nicht an die verursachende Partei (z.B. EE-Erzeuger) finanziell oder physisch weitergegeben werden. Es müsste nicht nur die Verantwortung beim BGV gestärkt werden, sondern auch die Mittel des BGV gegenüber Parteien in seiner BG. Solange die Urheber die Risiken nicht tragen, wird die Markteffizienz nicht erhöht.

Insbesondere ist zu beachten, dass Bilanzgruppen virtuelle Abrechnungseinheiten sind, welche mit Physik und Adäquanz in keinem Zusammenhang stehen. Sie tragen heute nur im kurzen Zeithorizont die Verantwortung für eine ausgeglichene Energiebilanz ihrer Abrechnungseinheiten. Sie sind einzig für die fristgerechte Übermittlung von Fahrplänen verantwortlich, jedoch weder Händler noch Lieferanten noch Produzenten. Längerfristig sind die ECom und der Bundesrat für die Sicherstellung der eigentlichen Adequacy verantwortlich (vgl. Art. 9 und Art. 22 Abs. 3-4 StromVG). Eine Übertragung dieser Verantwortung im längerfristigen Horizont auf Bilanzgruppen sehen wir als problematisch an. Bilanzgruppen sind reine Mess- und Abrechnungseinheiten, die selbst keine Energie kaufen oder verkaufen. Um über einen solchen Mechanismus tatsächlich dezentral Investitionsanreize für zusätzliche Erzeugungs- oder DSR-Kapazität zu schaffen, müssten vielmehr die Stromversorger dazu verpflichtet werden, über mehrere Jahre hinaus ihren Bedarf abzuschätzen und langfristig zu beschaffen. Diese Beschaffung müsste von zentraler Stelle überwacht und die Nichterfüllung pönalisiert werden. Die Bedarfsabschätzung für die Versorger wäre aufgrund der Bewegungen im Endverbraucherportfolio (Kundenwechsel, Mehr- und Minderverbrauch) mit hoher Unsicherheit verbunden. Sollte jeder Versorger hier eine Sicherheitsmarge einplanen (müssen), dann ist insgesamt mit einer Überbeschaffung von Kapazität zu rechnen, was daran zweifeln lässt, dass ein solches Modell volkswirtschaftlich sinnvoll ist.

**Q 9: Do the stakeholders agree that balancing responsibility should include the prognosis and, if necessary, forward hedging of sufficient resources for end-customer supply?**

Die Pflicht, die Bilanzgruppe in der Lieferung ausgeglichen zu halten, besteht bereits heute.

Eine Einschränkung der Bewirtschaftungsfreiheit der Bilanzgruppeneigentümer, beispielsweise über eine zeitlich gestaffelte Pflicht, offene Positionen frühzeitig zu schliessen, ist mit einem dezentralen, liberalen Marktdesign nicht kompatibel. Anreize zur Erstellung und laufenden Verbesserung von Verbrauchsprognosen ist jedoch zielführend.

Gemäss der gegenwärtigen gesetzlichen Konzeption ist die Swissgrid als TSO verantwortlich für die Gewährleistung der Netzstabilität, namentlich durch Beschaffung von Systemdienstleistungen im Rahmen

von marktorientierten, diskriminierungsfreien und transparenten Verfahren (vgl. va Art. 20 StromVG und Art. 22 StromVV). Eine Verschiebung dieser Verpflichtung auf die BGV ist unter der geltenden gesetzlichen Konzeption nicht zulässig: Bilanzgruppen können für Abweichungen in den Prognosen zur Verantwortung gezogen werden, nicht aber für einen Mangel an Kraftwerks- und Netzinfrastrukturen.

Falls die Idee dennoch weiter verfolgt wird, muss beim Forward Hedging die Beschaffung am Markt zulässig sein. Denn wenn der BGV jederzeit garantieren müsste, dass er seine Endkunden ohne Beschaffung am Markt beliefern können muss, würden BG wegen den Absicherungskosten vor finanzielle Probleme gestellt oder aus dem Markt gedrängt.

**Q 10: Do the stakeholders consider the proposed hedging products to be appropriate for the hedging of potentially volatile imbalance prices? Are there other proposals?**

Bei Vorhandensein einer entsprechenden Nachfrage und einem innovations- und wettbewerbsfördernden Regulierungsrahmen wird der Markt ein entsprechendes Angebot an Instrumenten zur Verfügung stellen.

Falls die Instrumente einem Marktbedürfnis entspringen, spricht grundsätzlich nichts dagegen. Dezentrale Reliability Optionen können als Alternative zu Kapazitätsmärkten betrachtet werden und im Rahmen der Ausgestaltung des neuen Markt-Designs und unter Rücksichtnahme auf die Stossrichtungen der umliegenden Ländern (insb. Deutschland) in einen Energy-Only Markt integriert werden. Optionen auf physikalische Energie- und Leistungsbereitstellung (ggf. gekoppelt) sind geeignet, um Notsituationen vorzubeugen.

Die Teilnahme an ausländischen Kapazitätsmechanismen für Schweizer Akteure sollten durch das BFE und die ElCom gewährleistet werden. Mit Blick auf die von Swissgrid in Abbildung 13 des Konsultationsdokuments besprochenen Modelle zur expliziten Teilnahme an ausländischen Kapazitätsmechanismen sei schliesslich noch erwähnt, dass der VSE das TSO-Generator-Model bevorzugt und das TSO-TSO-Model ablehnt. Es gehört nicht zum Aufgabenbereich des TSO, am Elektrizitätsmarkt als Teilnehmer aufzutreten.