



## Versorgungssicherheit in der Schweiz

---

### Referat von Brigitta Kratz am EICom-Forum 2018, 29.11.2018

Es gilt das gesprochene Wort.

Herren Nationalräte, Herr Regierungsrat, Herr Franke, Monsieur Veyrenc, Monsieur Schmitt, meine sehr verehrten Damen und Herren

Wir hätten für dieses Forum auch einen anderen Schwerpunkt wählen können, wie etwa

- die Marktzugangsbedingungen für die Schweizer Unternehmen im internationalen Grosshandel,
- die volle Marktöffnung oder auch
- die Umsetzung der Strategie Stromnetze.

Wie Sie alle wissen, steht nun aber bei uns das **Thema «Versorgungssicherheit» bereits seit ein paar Jahren ganz weit oben auf der Agenda**. Und dies auch **aus gutem Grund**:

Vor drei Jahren, im Winter 2015/16, waren es Probleme im Übertragungsnetz – in Kombination mit wenig Laufwasser und tiefen Pegelständen. Im Winter darauf war es die schlechte Verfügbarkeit der Kernkraftwerke in Belgien, in Frankreich und auch in der Schweiz. Dies führte dazu, dass die Diskussion zur bereits einmal prognostizierten, dann aber fast vergessenen «Stromlücke» bei einem Ausstieg aus der Kernenergie wieder an Aktualität gewonnen hat.

Nachdem der letzte Winter einigermaßen normal verlief, ist die Situation in diesem Winter zumindest in **Belgien** wegen der fehlenden Verfügbarkeit mehrerer Kernkraftwerke wiederum angespannt. Dank den bisher milden Temperaturen und der hohen Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke ist es aber bisher zu keinen Versorgungsunterbrüchen gekommen. Allerdings bleibt die Lage bis auf Weiteres angespannt, was sich auch durch Preisausschläge an den Märkten beobachten lässt.

Solche Engpässe werden uns in den kommenden Wintern wohl weiterhin beschäftigen.

Die grosse Frage der Versorgungssicherheit ist **stets im internationalen Kontext zu beurteilen**. Dies gilt ganz besonders für die Schweiz. Aufgrund der 25'000 Megawatt installierter Grenzkapazität spüren wir den Puls – oder je nachdem das Fieber – zumindest von Deutschland und Frankreich sehr direkt.

Wir sind deshalb besonders gespannt auf die **Referate der deutschen Bundesnetzagentur, des französischen Systembetreibers RTE und von ENTSO-E**, der Organisation Europäischer Übertragungsnetzbetreiber. Diese Einschätzungen aus erster Hand sind wichtige Mosaiksteine oder Indikatoren, die wir für die Erstellung und Beurteilung des Gesamtbildes brauchen.

**Mittel- bis langfristig ebenso wichtig** für uns **wie der Marktzugang und die Marktbedingungen in Europa** sind die **politischen Rahmenbedingungen für die inländische Produktion**. In dieser Hinsicht sind wir gespannt auf die Vorstellungen und Stossrichtungen von Seiten der Schweizer Politik am Nachmittag.

## Zur Ausgangslage

Vor einem Jahr hat die EICom die Resultate der **Adequacy-Berechnungen für das Jahr 2020** präsentiert. Anlass dafür war die für Ende 2019 geplante Ausserbetriebnahme des Kernkraftwerks in Mühleberg.

Mit Blick auf die Versorgungssicherheit im Winter haben wir dabei **Handlungsbedarf beim Netzausbau** festgestellt. Swissgrid hat deshalb die Ausbauvorhaben neu priorisiert und die Transformatoren ausgebaut. Bei den Leitungsvorhaben, zum Beispiel bei der Spannungserhöhung zwischen Bassecourt und Mühleberg, kämpfen wir jedoch weiterhin mit den rechtlichen Anforderungen im Rahmen der Bewilligungsverfahren.

Im Mai diesen Jahres haben wir sodann die Resultate zur **System-Adequacy für das Jahr 2025** präsentiert. Bis dahin ist mit einer substanziellen Ausserbetriebnahme von Grundlastkraftwerken in Deutschland, Frankreich und auch Italien zu rechnen. Weiter ist aufgrund der aktuellen Entwicklungen davon auszugehen, dass die technisch und energiewirtschaftlich potenziell verfügbaren Importkapazitäten aufgrund der europapolitischen Rahmenbedingungen bis 2025 nicht wesentlich erhöht, oder in gewissen Engpasssituationen sogar reduziert werden.

Unsere **Schlussfolgerungen** der Betrachtung mit Zeithorizont 2025 sind:

- Erstens: Mit Blick auf die Ergebnisse bei den Stressszenarien sind wir zur Überzeugung gekommen, dass die **gesetzlichen Rahmenbedingungen für die inländische Produktion im Winterhalbjahr zu verbessern** sind.
- Zweitens: Die Vorbereitung von **vorbehaltenen Beschlüssen für die Etablierung einer strategischen Reserve** sollte an die Hand genommen werden.

Diese beiden Schlussfolgerungen sind auch Ende 2018 noch **aktuell**, namentlich mit Blick auf die internationale Situation.

Mit dem Fokus auf die inländische Diskussion zunächst eine Vorbemerkung zur **Wasserkraft**:

Bei den Überlegungen zur Adequacy sind wir davon ausgegangen, dass die **Wasserkraft grundsätzlich auch zukünftig verfügbar** bleibt. Die variablen Kosten bestehender Wasserkraftwerke können auch bei sehr tiefen Marktpreisen gedeckt werden. Mit dem Zeithorizont 2025 sind marktbedingte Ausserbetriebnahmen von Wasserkraftwerken kein Thema.

Im Hinblick auf die anstehenden **Konzessionserneuerungen** mit dem Zeithorizont 2035 wird die **Frage der Marktfähigkeit der Wasserkraft** dann aber ein Thema.

In diesem Zeithorizont bleibt abzuwarten, inwiefern länger andauernde oder gar verstärkte Marktverzerrungen die – von ihren Gestehungskosten her an sich günstige – Wasserkraft gefährden können.

Sollte sich das Marktumfeld längerfristig nicht im Sinne der Wasserkraft entwickeln, ist davon auszugehen, dass es hierzulande weiterhin grossen politischen Support geben wird, damit die Wasserkraft erhalten bleibt.

Ich komme damit zu den **Herausforderungen**:

#### A. Winterproduktion

Die aktuell grösste Herausforderung sehen wir in der **Substitution der wegfallenden Produktion im Winterhalbjahr** (sukzessiver Wegfall der Kernenergie). Die Substitution von steuerbarer durch fluktuierende (oder anders gesagt stochastische) Produktion entzieht dem Markt Energiereserven. Dies führt dazu, dass hochflexible Wasserkraft zunehmend auch in Schwachlastzeiten benötigt wird. Dieses Wasser fehlt dann potenziell für die Deckung der Spitzenlast.

In den nächsten sieben Jahren werden insbesondere in **Deutschland** weitere, aber auch in **Frankreich in substanziellem Masse steuerbare Kraftwerkskapazitäten aus dem Markt genommen**:

Hier sehen Sie die Zahlen von ENTSO-E: Frankreich wird von 2020 bis 2025 insgesamt sieben Gigawatt und Deutschland 9 Gigawatt an steuerbarer Produktion vom Netz nehmen. Also **insgesamt 16 Gigawatt**. Der **Zubau an stochastischer Kapazität** beträgt in diesem Zeitraum, gemäss den Zahlen von ENTSO-E, **34 Gigawatt**.

In Bezug auf die **Stromproduktion** werden die wegfallenden Kraftwerke **trotz der doppelten Leistung allerdings nicht annähernd kompensiert**.

Aufgrund der nicht uneingeschränkten Verfügbarkeit von Sonne und Wind ist davon auszugehen, dass diese Veränderungen beim Kraftwerkspark zur Folge haben, dass **im Winterhalbjahr in Deutschland und Frankreich rund 40 Terawattstunden weniger Elektrizität produziert** wird. Dies wird sich natürlich auch **auf die Exportfähigkeit dieser Länder auswirken**.

Für die Schweiz sind diese Prognosen höchst relevant:

**Im Winter importieren wir** bereits seit über zehn aufeinander folgenden Jahren netto Elektrizität. **Im Durchschnitt im Umfang von gut vier Terawattstunden**.

Im Klartext heisst dies, dass die Schweiz im Winterhalbjahr auch bei aktuell vorhandener Winterproduktion bereits seit zehn Jahren **Elektrizität im Umfang der Winterproduktion des Kernkraftwerks Gösgen importiert**. Tendenz zunehmend.

Die **Stromversorgung muss in Echtzeit funktionieren**. Ein «strukturelles Defizit», gemeint ist ein substanzieller und länger andauernder **Importbedarf im Winter**, führt dazu, dass die **gesamte Lieferkette in jeder Sekunde über grössere Distanzen, über Landesgrenzen hinweg, funktionieren** muss.

Eine Betrachtung auf Basis von Jahresbilanzen greift deshalb zu kurz. Genau aus diesem Grund ist die ECom dazu übergegangen – übrigens gleich wie auch ENTSO-E –, die Situation **im Rahmen der System-Adequacy auf stündlicher Basis zu beurteilen**.

Insbesondere die Resultate der System-Adequacy von **Frankreich** geben **Anlass zur Sorge**. Für das Jahr 2025 ergibt sich insbesondere in den Stressszenarien ein substanzieller Wert für die sogenannte «nicht gelieferte Energie».

Der strukturelle Wandel im umliegenden Ausland ist für die Schweiz besonders relevant, wenn eben die aktuellen Rahmenbedingungen dazu führen, dass auch noch die wegfallende inländische Bandproduktion durch zusätzliche Importe kompensiert werden muss.

Die **Wahrscheinlichkeit von physischen Engpässen nimmt** dadurch zu.

Mit Blick auf die Ausserbetriebnahme der Schweizer Kernkraftwerke kommt die ECom deshalb zum **Schluss**, dass **dem wachsenden strukturellen Defizit im Winterhalbjahr auch mit strukturellen Massnahmen zu begegnen** ist. Im Klartext:

Ein permanenter und stark zunehmender Importbedarf im Winterhalbjahr sollte langfristig **nicht nur mit einer punktuellen Massnahme wie eine strategische Reserve flankiert** werden.

Bei einem strukturellen Defizit ist man sonst **permanent von der Versorgungssituation im Ausland abhängig und auf den Goodwill der Nachbarländer angewiesen**.

Konkret zeigt sich dies etwa **bei der grenzüberschreitenden Netznutzung**: Wenn eine substanzielle und permanente Importverfügbarkeit das oberste Ziel sein muss, dann müssen **im grenzüberschreitenden Verbundbetrieb weitere Konzessionen** gemacht werden.

Daraus folgert die ECom, dass **die gesetzlichen Rahmenbedingungen für die künftige Winterproduktion im Inland zu verbessern** sind.

Es ist aber nicht Aufgabe der ECom, konkrete Massnahmen zur Verbesserung der gesetzlichen Rahmenbedingungen vorzuschlagen. Die ECom hat sich grundsätzlich auch nicht für oder gegen eine Produktionstechnologie auszusprechen, sondern ist in diesem Sinne **technologieneutral**.

Welche **Prioritäten** gesetzt werden, ist **Sache der Politik**.

Allerdings erachten wir es als unsere Aufgabe, auf die **Chancen und Risiken bei den verschiedenen Produktionstechnologien mit Blick auf die Versorgungssicherheit** hinzuweisen.

In diesem Sinne möchten wir in Bezug auf die Technologien, die in Frage kommen, Folgendes **zu bedenken geben**:

1. Zuerst die **Wasserkraft**: Das **Potenzial für zusätzliche Winterproduktion aus Wasserkraft** ist **sehr limitiert**. Hier stellt sich eher die Frage, wie die **Verfügbarkeit der Wasserkraft im Winterhalbjahr optimiert** werden kann. Ich komme bei der strategischen Reserve auf diesen Punkt zurück.

2. Zum **weiteren Zubau von erneuerbaren Energien**: Im Rahmen der Energiestrategie 2050 besteht das Ziel, die Schweizer Kernkraft durch weitere erneuerbare Energien wie Wind und Photovoltaik zu ersetzen. Der Zubau an installierter PV machte dabei in den letzten Jahren gute Fortschritte. Die Produktion aus Wind und

Sonne macht **heute schon fast 10 %** der in der Schweiz installierten *Leistung* aus.

**Energiemässig** gibt es aber **zwei wesentliche Abstriche** zu machen: Erstens ist der **Energieertrag** aus dieser installierten Leistung **schon bei einer Jahresbetrachtung um einen Faktor vier bis fünf (bei Wind) bzw. fünf bis zehn (bei PV) geringer** als bei der Bandproduktion. Zweitens fallen **rund zwei Drittel dieser geringeren Produktion im Sommerhalbjahr** an. Die **inländische Produktion aus neuer erneuerbarer Energie** macht deshalb **im Winter heute trotz des markanten Zubaus erst rund drei Prozent** aus. Geothermie scheint in absehbarer Zeit kaum realisierbar zu sein.

**Wichtig** ist das Verständnis der **Grössenordnung**: Müssten die **vierzehn Terawattstunden Winterproduktion der Schweizer Kernkraftwerke** durch neue erneuerbare Energie im Inland produziert werden, käme wohl **nur PV in Frage**. In der Grafik macht PV rund die Hälfte der grünen Fläche aus (die andere Hälfte ist mehrheitlich Strom aus Abfall). Damit die **dunkelblaue Fläche mit PV ersetzt** werden kann, bräuchte es **über 40'000 Megawatt an zusätzlicher PV-Kapazität** – also **rund 23 mal mehr als heute** bereits installiert.

Meteotest hat im Auftrag von Swisssolar das **Potenzial für inländische PV-Produktion auf immerhin dreissig Terawattstunden pro Jahr** geschätzt. Wenn **rund ein Drittel dieser Jahresproduktion** (vgl. vorangehende Folie) **im Winter** verfügbar ist, dann könnten also theoretisch immerhin **zehn der vierzehn Terawattstunden durch PV substituiert** werden. Das würde nun aber bedingen, dass wir nicht mehr «nur» 70'000, sondern **weit über eine Million PV-Anlagen** hätten – inklusive der dazu notwendigen **Speicherkapazität** für die kurzfristige Umlage. Mit einer Zubaurate wie in den Boom-Jahren 2013 bis 2015 von über 300 Megawatt PV pro Jahr bräuchten wir für diesen Kraftakt aber immer noch **rund 130 Jahre**.

Anders, wenn auch nicht unbedingt positiver ausgedrückt: Wenn wir die **Mittel für die PV-Förderung verzehnfachen** könnten, dann hätten wir «schon» in 13 Jahren genügend Winterproduktion.

3. Beim **Gas** stellt sich, wie beim Strom, die **Frage der Importabhängigkeit**. Das Gasnetz wird allerdings weniger an den Kapazitätsgrenzen betrieben als das Stromnetz. Eine aktuelle Studie des BFE zum Gasmarkt zeigt für das Jahr 2030,

dass es zu keinen Versorgungsunterbrüchen in der Schweiz kommt und die **Versorgungssicherheit beim Gas hoch bleibt**. Dies ist der natürlich geschützten Lage in Zentraleuropa als auch den guten Anbindungen an das Gas-Transportnetz zu verdanken. Eine **strategische Speicherung in der EU** könnte die Schweiz selbst vor langen Liefereinschränkungen aus Russland schützen.

Gemäss VSE würde die Gasinfrastruktur auch ausreichen, um acht GUD-Blöcke zu betreiben. Da die Stromversorgung in Echtzeit gewährleistet werden muss, kann die **Diversifizierung der Risiken der Importe**, durch eine Aufteilung auf Strom- und Gasnetz, **aus versorgungstechnischer Sicht also ein Pro-Argument** sein.

Mit **Blick auf die klimapolitischen Zielsetzungen** erscheint es allerdings fraglich, wie realistisch der Bau von GUD oder dezentraler Produktion mit Wärme-Kraft-Kopplung im Inland wäre. Bei dieser Diskussion müsste aber fairerweise **mitberücksichtigt** werden, **wie der importierte Strom produziert wird**.

- Substanziell Strom aus Wind und PV zu importieren funktioniert primär auf dem Papier. Herkunftsnachweise werden zeitlich losgelöst von der tatsächlichen Produktion und unabhängig von Netzengpässen gehandelt. Damit wird das Problem kaschiert, dass Strom aus erneuerbarer Energie saisonal nur sehr limitiert gespeichert werden kann und Netzengpässe den Transport über grössere Distanzen begrenzen.
- Strom aus Kohle verursacht immerhin rund das Doppelte an CO<sub>2</sub>-Emissionen im Vergleich zu Strom aus GUD.
- Strom aus Kernkraft zu importieren, entspricht nicht dem Ziel der Energiestrategie.

Aus den genannten Gründen lässt sich der Schluss des **Bundesrates**, den er 2012 in der Botschaft zur **Energiestrategie 2050** formuliert hatte (Botschaft Energiestrategie Ziffer 4.2.8) ohne Weiteres nachvollziehen, nämlich: **In einer Übergangsphase sollten GUD mit Blick auf die Versorgungssicherheit eine Option bleiben**. Damit zu verknüpfen wäre wohl auch eine Liberalisierung des Gasmarktes im Sinne eines GasVG.

Eine **wesentliche Rahmenbedingung für die Rentabilität** der fossilen Produktion ist der **Anteil an CO<sub>2</sub>-Kompensation**, der **im Inland** zu erbringen ist.



In der gezeigten Folie geht es um die **Grössenordnung**:

**Aktuell** müssen GUD **die Hälfte** ihrer Emissionen **in der Schweiz kompensieren**.

Der **Bundesrat** hat mit der initiierten Gesamtrevision des CO<sub>2</sub>-Gesetzes für den Zeitraum 2021 bis 2030 eine erste Weichenstellung vorgenommen. Er schlägt den **Wechsel auf einen EU-kompatiblen Mechanismus** vor.

Zum **Vergleich**: Die Kosten für die Kompensation von CO<sub>2</sub> im Inland belaufen sich auf über 100 Franken pro Tonne. **Rund fünf bis zehnmal günstiger wäre eine Kompensation im Rahmen des europäischen Emissionshandelssystems**. Dies zeigt, dass die Politik **hier eine Stellschraube für die Produktion im Inland** verfügbar hat. Allenfalls müsste der Zubau für Investitionen in GUD noch zusätzlich **beanreicht** werden.

4. Ebenfalls fossil betrieben werden **WKK (Wärmeerkopplung)** im Sinne von BHKW (Blockheizkraftwerke). Diese haben gegenüber GUD den Vorteil, dass die **Energie besser ausgenutzt** wird. Dies **erhöht die politische Akzeptanz**. Deshalb genießt diese Technologie **im CO<sub>2</sub>-Gesetz einen besonderen Status**. Die dezentrale Wärmenutzung bei WKK ist allerdings aufwändig und kostenintensiv. Für den substanziellen Zubau von WKK bräuchte es deshalb ebenfalls **zusätzliche Anreize**.

Die **Optionen** für einen Ersatz der wegfallenden Winterproduktion im Inland noch einmal **kurz auf einen Blick**:

Was passiert, wenn wir nichts machen? Der aktuelle Gesetzesrahmen führt dazu, dass wir **zunehmend auf Überschüsse und Investitionen im Ausland angewiesen** sind. Wie eingangs erwähnt, ist diese Import-Option aber **mit Risiken für die Versorgungssicherheit verbunden**.

Für **PV** müsste der **KEV-Deckel massiv erhöht** werden.

Auch für **WKK** bräuchte es **zusätzliche Anreize**, sprich Subventionen.

Für **GUD** bräuchte es als erstes eine **EU-kompatible CO<sub>2</sub>-Gesetzgebung**, eventuell zusätzliche Investitionsanreize.

Da **nicht davon auszugehen** ist, dass die vierzehn Terawattstunden **eingespart** werden können, deshalb unser **Zwischenfazit**:

Die **gesetzlichen Rahmenbedingungen mit dem Ziel einer ausreichenden Winterproduktion für die schweizerische Versorgungssicherheit** sind **anzupassen**. Und dazu sind vorgängig alle Alternativen durch die Politik vertieft zu prüfen.

## B. Strategische Reserve

Nun zu einer weiteren wesentlichen Herausforderung: Braucht die Schweiz eine strategische Reserve? Wenn ja, welche?

Eine **kritische Phase** ist jeweils im **März-April**. In dieser Phase **nähern sich die Speicherpegel dem Tiefststand**. Gleichzeitig können aber immer noch kältebedingte Leistungsspitzen auftreten.

Wie eingangs erwähnt, ist die Schweiz mit Frankreich, Deutschland und Italien **in Bezug auf die Stromnetze und den –handel sehr eng verbunden**. Dies eröffnet die Möglichkeit, dass in angespannten Situationen **Reserven theoretisch auch grenzüberschreitend genutzt** werden können. Wenn nur auf einer Seite der Grenze ein Engpass besteht, ist dies eine Chance. Wenn beidseitig der Strom knapp wird, wird dies allerdings zur Herausforderung oder zum Risiko.

Auch hier zunächst ein Blick über die Grenze:

**Frankreich und Italien** arbeiten daran, **über nationale Kapazitätsmärkte zusätzliche Anreize für den Kraftwerksbau** zu schaffen. Ob dadurch Engpässe in Frankreich bis 2025 vermieden werden können, werden wir gleich im Referat von RTE erfahren. **Deutschland** hat keinen Kapazitätsmarkt, verfügt jedoch gemäss ENTSO-E über rund **8'000 Megawatt an Reserven**, die bei Bedarf aktiviert werden können. **Österreich** verfügt über **inländische Gasreserven** für ein Jahr, hydraulische und thermische Produktionskapazität und ist dementsprechend gut abgesichert.

Zu beachten ist, dass strategische Reserven grundsätzlich ein **marktfremdes Instrument** sind, welches **über das Netznutzungsentgelt finanziert** wird. Diese Reserven werden **ausserhalb vom Grosshandelsmarkt bereitgestellt**.

Die **grenzüberschreitende Nutzung von Reserven** wird rasch zur regulatorischen, wenn nicht auch politischen Angelegenheit. In Extremsituationen **auf politische Entscheidungen im Ausland angewiesen** zu sein, ist jedoch **versorgungstechnisch kritisch** zu hinterfragen.

Wie eingangs erwähnt, sind wir gestützt auf die Adequacy-Betrachtungen für das Jahr 2025 zum Schluss gekommen, dass die **Vorbereitung vorbehaltener Beschlüsse für die Vorhaltung einer strategischen Reserve im Inland sinnvoll** ist, um die verbleibenden Restrisiken abzudecken.

Dabei ist jedoch zu beachten: Eine strategische Reserve ist **vergleichbar mit einem Medikament**. Sie ist **wirksam** und kein Placebo. Sie ist - je nach Versicherungsmodell - **nicht unbedingt billig**. Sie kann Nebenwirkungen haben bzw. **zu unerwünschtem Verhalten führen**.

Die EICom hat deshalb **im Rahmen der Vernehmlassung zur Revision StromVG** ihre **Einschätzung zur strategischen Reserve** eingebracht.

Ich möchte die Gelegenheit nutzen, hier unsere **grundsätzliche Unterstützung**, aber auch unsere Vorbehalte bzw. **Anregungen in Bezug auf die Ausgestaltung** kurz zu erläutern:

Die Etablierung einer strategischen Reserve **drängt sich dann auf, wenn es unsicher ist, dass kommende Engpässe vom Markt antizipiert** werden können.

Diese Unsicherheit scheint beim aktuellen Umbruch vorhanden zu sein. Der Zeithorizont im Terminmarkt für Jahresprodukte beträgt lediglich drei Jahre. Die **Unsicherheit für einen Investor, in ein Kraftwerk nur für Notfälle, also mit nur wenigen Betriebsstunden im Hinblick auf 2025 zu investieren**, dürfte **beträchtlich** sein.

Aus diesem Grund ist die EICom nach wie vor der Ansicht, dass die **Vorbereitung einer strategischen Reserve an die Hand genommen werden sollte**: Ja, wir brauchen eine strategische Reserve.

Allerdings besteht aus Sicht der EICom mit dem geltenden **Artikel 9 des StromVG** **bereits eine ausreichende Rechtsgrundlage für den Bundesrat**, damit bei Bedarf eine strategische Reserve eingeführt werden könnte.

Der Etablierung einer strategischen Reserve **erst im Rahmen der Revision StromVG** steht die EICom dagegen **kritisch** gegenüber:

1. Erstens werden damit die erwünschten **Vorbereitungsarbeiten** im Rahmen von Artikel 9 StromVG erschwert bzw. in unerwünschter Weise **aufgeschoben**.

2. Zweitens werden **bei einer permanenten Vorhaltung die Verantwortlichkeiten verwässert**. Staatliche Eingriffe ins Risikomanagement bei der Bewirtschaftung der Speicher können dazu führen, dass der Handel die Reserven mit einkalkuliert und noch härter ans Limit geht.

3. In den vergangenen Wintern haben Swissgrid und die ECom bereits **mit verschiedenen Redispatch-Produkten Erfahrungen gesammelt**. Diese sind vergleichbar mit einer strategischen Reserve. Dabei mussten wir feststellen, dass je nach Ausgestaltung der Produkte – zum Beispiel mit oder ohne Leistungsvorhaltung – die **Wirksamkeit**, aber auch die **Stärke des Markteingriffs**, stark beeinflusst werden. **Je nach Situation ist das eine oder das andere Ziel wichtiger**. Die ECom plädiert deshalb dafür, bei der Ausgestaltung einer möglichen Reserve die **Flexibilität** für die Ausgestaltung zu bewahren und nicht im Gesetz zu fixieren.

Damit lautet das **zweite Zwischenfazit**: Eine **strategische Reserve** sollte zwar **umgehend vorbereitet** werden. Aufgrund der aktuellen Situation sind aber **grösstmögliche Zurückhaltung sowie eine maximale Flexibilität** angebracht.

### C. Rechtssicherheit im Verbundbetrieb

Zum Thema «Versorgungssicherheit im internationalen Fokus» möchte ich abschliessend auch noch auf die **rechtlichen Probleme** hinweisen, welche eine **Koordination im Verbundbetrieb erschweren**.

Europäisch wird aktuell um Preiszonen, Netzmodelle, Kapazitätsfestlegung und Redispatch-Prozeduren gefeilscht. Auf Details möchte ich dabei nicht eingehen. Aber auch hier ist die **enge elektrische Verknüpfung mit den grössten Märkten Europas** wichtig: die Physik folgt ihren eigenen Gesetzen – unabhängig von politischen Grenzen. **Der Strom nimmt den Weg des geringsten Widerstandes, unabhängig, ob wir ein Stromabkommen und/oder ein Rahmenabkommen haben**.

Die ungelösten Fragen im Verhältnis der Schweiz zu Europa führen dazu, dass **bei der Optimierung des europäischen Grosshandels die Anliegen der Schweiz systematisch hinten angestellt** werden:

So hat die europäische Spotbörse EPEX zum Beispiel die **einwandfrei funktionierende Plattform für den Kurzfristhandel auf Druck der EU Mitte diesen Jahres eingestellt**. Die hochflexiblen Kraftwerke der Schweiz sind für den einheimischen

Markt überdimensioniert. Der Umsatz des untertäglichen (des Intraday-) Handels in der Schweiz ist um 80 % eingebrochen. Das vorhandene **Potenzial an flexibler Produktion kann international nun nicht mehr richtig genutzt** werden.

Weiter ist es schwierig, die **netztechnischen Probleme**, welche die **flussbasierte europäische Marktkoppelung** in der Schweiz verursacht (Stichwort **ungeplante Flüsse**), in den entsprechenden Gremien in CWE einzubringen. Hier erwarten wir mit den weiteren Entwicklungen ernsthafte **Probleme bei der Netzsicherheit**, wenn nicht rechtzeitig entsprechende Prozeduren vereinbart werden können.

Wir hoffen, dass es uns gelingen wird, insbesondere in enger **bilateraler oder trilateraler Zusammenarbeit mit Frankreich und Deutschland**, die **Netzsicherheit auch unter erschwerten Rahmenbedingungen bestmöglich zu gewährleisten**.

Damit komme ich zum **Fazit**:

Die **Schaffung von gesetzlichen Rahmenbedingungen mit Anreizen zum Erhalt einer ausreichenden Winterproduktion in der Schweiz ist vordringlich**. Diese muss bereits **im Rahmen der aktuellen Revision StromVG** angegangen werden.

Eine **strategische Reserve begrüßen wir grundsätzlich** – plädieren aber zur Wahrung der Marktordnung auf **grösstmögliche Zurückhaltung und ausreichend Flexibilität**.

Ferner sind die **Herausforderungen**, die sich für die Schweiz **aus der Umsetzung des 3. Regulierungspakets** ergeben und weiter **im Rahmen des 4. Pakets** ergeben werden, auch **politisch zu adressieren**. Aus diesem Grund dürfte es nicht das letzte Mal sein, dass die Versorgungssicherheit beim ECom-Forum auf der Agenda steht.

Ich danke Ihnen für die Aufmerksamkeit.