

# Aktuelle Herausforderungen des Schweizer Strommarkts aus Sicht der ElCom

Referat vor dem Rotary Club Bern  
Dienstag, 30. Januar 2018  
Hotel Bellevue Palace, Bern

Carlo Schmid-Sutter, Präsident ElCom



- 1. Einleitende Bemerkungen zum schweizerischen Strommarkt**
- 1. Bevorzugung freier Endkunden gegenüber festen Endkunden**
- 1. Neue Marktmodelle**
- 1. Versorgungssicherheit**
- 5. Schlussbemerkungen**

# 1. Einleitende Bemerkungen zum schweizerischen Strommarkt

- **Produktion**
- **Netze**
- **Konsumenten**
- **Mengen und Preise**



1. Einleitende Bemerkungen zum schweizerischen Strommarkt

## Stromproduktion = Stromkonsum

**Stromkonsum 2016: 58.2 TWh**

**Stromerzeugung Inland 2016: 58.7 TWh**

**Verluste 2016: ./.** 4.5 TWh

**Importe 2016: 38.1 TWh**

**Exporte 2016: ./. 34.1 TWh**

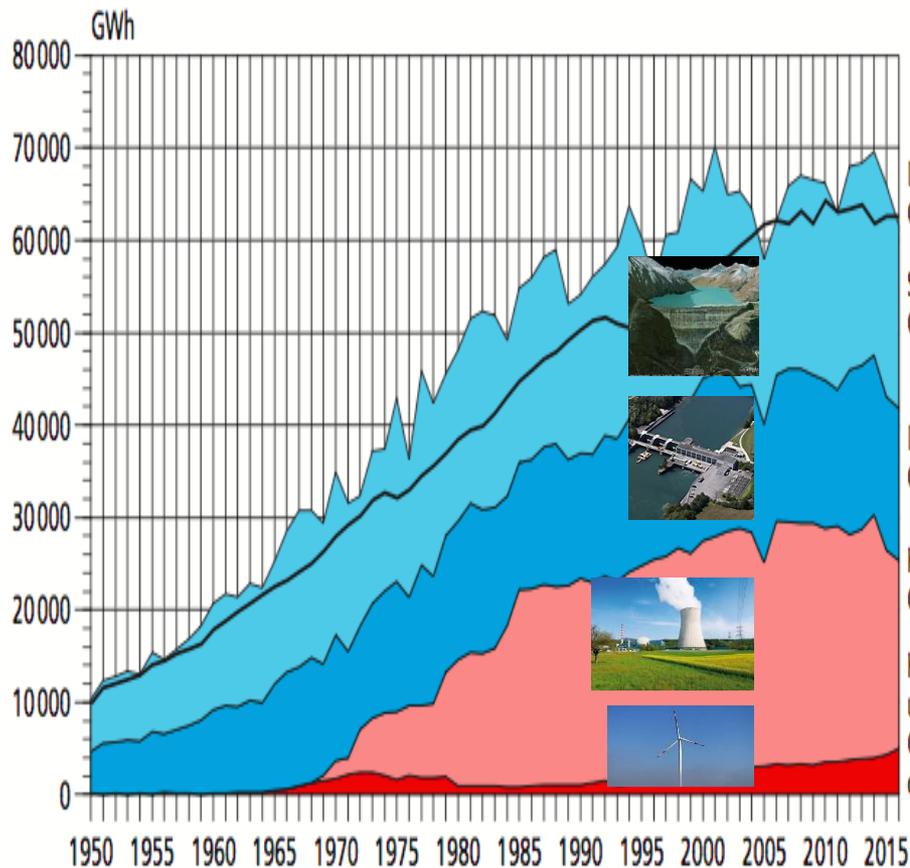
**Stromdargebot 2016: 58.2 TWh**

**Importüberschuss: 4.0 TWh; seit Jahren wachsende  
Importüberschüsse im Winterhalbjahr**



1. Einleitende Bemerkungen zum schweizerischen Strommarkt

### Produktion (TWh)



**2016**

Speicher	19.8 (32,1%)
Laufkraftwerke	16.6 (27,0%)
Kernkraftwerke	20.2 (32,8%)
Fotovoltaik	1.3 (2,1%)
Windkraftwerke	0.1 (0,2%)
Andere (Bio, KVA...)	3.6 (5,8%)
Verluste	./.
	4.5

**Total Erzeugung Inland 58.7 TWh**

Netze	2015			Anzahl
	Freileitung	Kabel	Total	
Netzebene 1 (220/380 kV: Swissgrid)	6'750		6'750	
Netzebene 2 (Transformatoren)				146
Netzebene 3	6'904	1'911	8'815	
Netzebene 4 (Transformatoren)				1'143
Netzebene 5	10'590	33'870	44'460	327
Netzebene 6 (Trafostationen)				59'153
Netzebene 7	10'653	77'590	88'243	

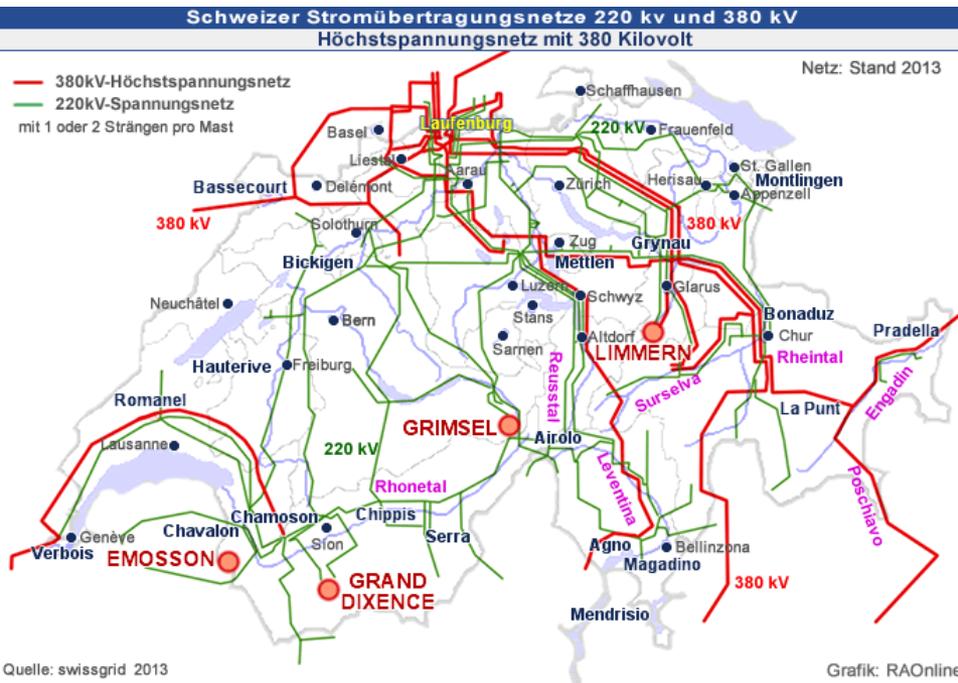
The diagram illustrates the seven levels of the Swiss power grid:

- Netzebene 1 (380 kV):** Übertragungsnetz. Includes Import/Export/Transit (DE / FR / IT / AT) and a power plant.
- Netzebene 2:** Transformierung. A 300/220 transformer.
- Netzebene 1 (220 kV):** Übertragungsnetz. Includes a power plant and a transmission tower.
- Netzebene 2:** Transformierung. Two 300/220 transformers.
- Netzebene 3:** Überregionale Verteilnetze >36 bis <220 kV. A transmission tower.
- Netzebene 4:** Transformierung. Two 300/220 transformers.
- Netzebene 5:** Regionale Verteilnetze 1 bis 36 kV. A transmission tower.
- Netzebene 6:** Transformierung. Two 300/220 transformers.
- Netzebene 7:** Lokale Verteilnetze bis <1 kV. Includes a wind turbine, a house, and a small transformer.



1. Einleitende Bemerkungen zum schweizerischen Strommarkt

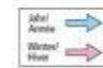
## Import – Export - Transit



## Schweizer Aussenhandel mit Strom

Import- und Export-Saldo mit Nachbarstaaten im Jahr 2015 (blaue Pfeile) und im Winterhalbjahr 2014/15 (rosa Pfeile), in Mrd. kWh

Fig. 3  
Einfuhr-/Ausfuhr-Saldo  
2015 (in TWh),  
vertragliche Werte



14,0  
7,4



4,5  
3,7



Fig. 3  
Solde importateur/  
exportateur 2015 (en TWh),  
valeurs contractuelles

⇒ 0,1  
⇒ 0,1  
Übrige Länder  
Autres pays



4,2  
2,7

Ausfuhrsaldo  
Solde exportateur  
Jahr/Année 2015  
1,035 TWh

Einfuhrsaldo  
Solde importateur  
Winter/Hiver 2014/2015  
525 TWh



23,6  
13,2

1. Einleitende Bemerkungen zum schweizerischen Strommarkt

## Konsumenten

### **Feste Endkunden (ca. 5,1 Mio)**

< 100 MWh Stromverbrauch / Jahr

- Keine Wahl des Stromlieferanten
- Versorgungsgarantie durch lokalen VNB
- Regulierte Netz- und Energietarife



### **Freie Kunden (ca. 50'000)**

Min. 100 MWh Jahresverbrauch

- freie Wahl ihres Stromlieferanten
- Kein Schutz der Grundversorgung



1. Einleitende Bemerkungen zum schweizerischen Strommarkt

## Finanzen Netze 2015

Restwert Übertragungsnetz 2015:	2 Mrd. CHF	
Restwert Verteilnetze 2015:	<u>18 Mrd. CHF</u>	
Total:	20 Mrd. CHF	
Netznutzungskosten:		
- Kapitalkosten:	1.82 Mrd. CHF	
- Betriebskosten:	1.68 Mrd. CHF	
- Leistungen und Abgaben (incl. KEV):	0.95 Mrd. CHF	
- Direkte Steuern:	<u>0.10 Mrd. CHF</u>	
Total:	4.55 Mrd. CHF	
Netznutzungsentgelt (incl. Swissgrid, ca. 13%):		4.45 Mrd. CHF
Unterdeckung kann bei nächster Tarifierung ausgeglichen werden		0.10 Mrd. CHF

1. Einleitende Bemerkungen zum schweizerischen Strommarkt

## Finanzen Energie 2015

Strompreisentwicklung F1BY: 2008 – 2017



### Strombeschaffung

Jahreskontrakt Ende 2017

3.5 c / kWh ; (1.17) =  
4.1 Rp / kWh

Gestehungskosten  
Grosswasserkraft:

5 – 6 Rp / kWh



## 2. Angaben zum schweizerischen Strommarkt

### 2.7. Strompreise

Durchschnitt der Strompreise 2017: 20 Rp. / kWh



## 2. Bevorzugung freier Endkunden gegenüber festen Endkunden



2. Bevorzugung freier Endkunden gegenüber festen Endkunden

Eigenproduktion von Strom aus Wasserkraft ist gegenwärtig ungefähr doppelt so teuer wie die Strombeschaffung am Markt.

Stromproduzenten mit festen und freien Endkunden haben daher begonnen, den festen Endkunden den selbst produzierten Strom zu Gestehungskosten zu verkaufen die freien Kunden mit billigerem am Markt zu beschafften Strom zu Marktpreisen zu beliefern.

Dies widerspricht Art. 6 Abs. 5 StromVG, wonach der Versorger den Preisvorteil aufgrund des freien Netzzugangs an die festen Endkunden weiterzugeben hat.



2. Bevorzugung freier Endkunden gegenüber festen Endkunden

ElCom hat solche Preisgestaltungen untersagt und die Preisgestaltung nach der Differenzpreismethode angeordnet. Summe der Beschaffung von Energie mal bezahlte Preise plus Eigenproduktion mal Gestehungskosten ergibt den Durchschnittspreis der dargebotenen Energie. Dieser ist den festen Endkunden zu verrechnen; die Preise für freie Endkunden sind frei. Beispiel:

1 kWh Eigenproduktion = 6 Rp / kWh

1 kWh Beschaffung am Markt = 3 Rp / kWh

2 kWh Dargebot = 9 Rp / kWh => 1 kWh Dargebot = 4.5 Rp / kWh

Versorger	Freie Endkunden	Feste Endkunden
Eigenproduktion	Freie Preisgestaltung	Lieferung 4.5 Rp / kWh
Beschaffung auf dem Markt	Freie Preisgestaltung	Lieferung 4.5 Rp / kWh

Das Bundesgericht hat die Durchschnittspreismethode bestätigt.



2. Bevorzugung freier Endkunden gegenüber festen Endkunden

**Von dieser Praxis betroffen sind:**

**Verteilnetzbetreiber mit festen Endkunden**

Alpiq und Axpo (exkl. CKW) haben keine grundversorgten Endkunden

**Stromproduzierende Verteilnetzbetreiber mit festen Endkunden**

Stromproduzierende VNB mit festen Endkunden gibt es ca. 60 in der Schweiz.  
Ca. 600 EVUs sind gar nicht betroffen.

Von den betroffenen ca. 60 Unternehmen haben ca. 50 stets korrekt gerechnet; ca. 10 haben die Beschaffungsvorteile nicht weiter gegeben.

**Trotzdem** hat das Parlament, um (wasser-) stromproduzierende Verteilnetzbetreiber mit festen Endkunden finanziell zu entlasten, in Art. 31 EnG diese Regel für fünf Jahre aufgehoben: die in der Grundversorgung absetzbare Energie darf den festen Endkunden weiterhin zu Gestehungskosten verrechnet werden.

### 3. Neue Marktmodelle



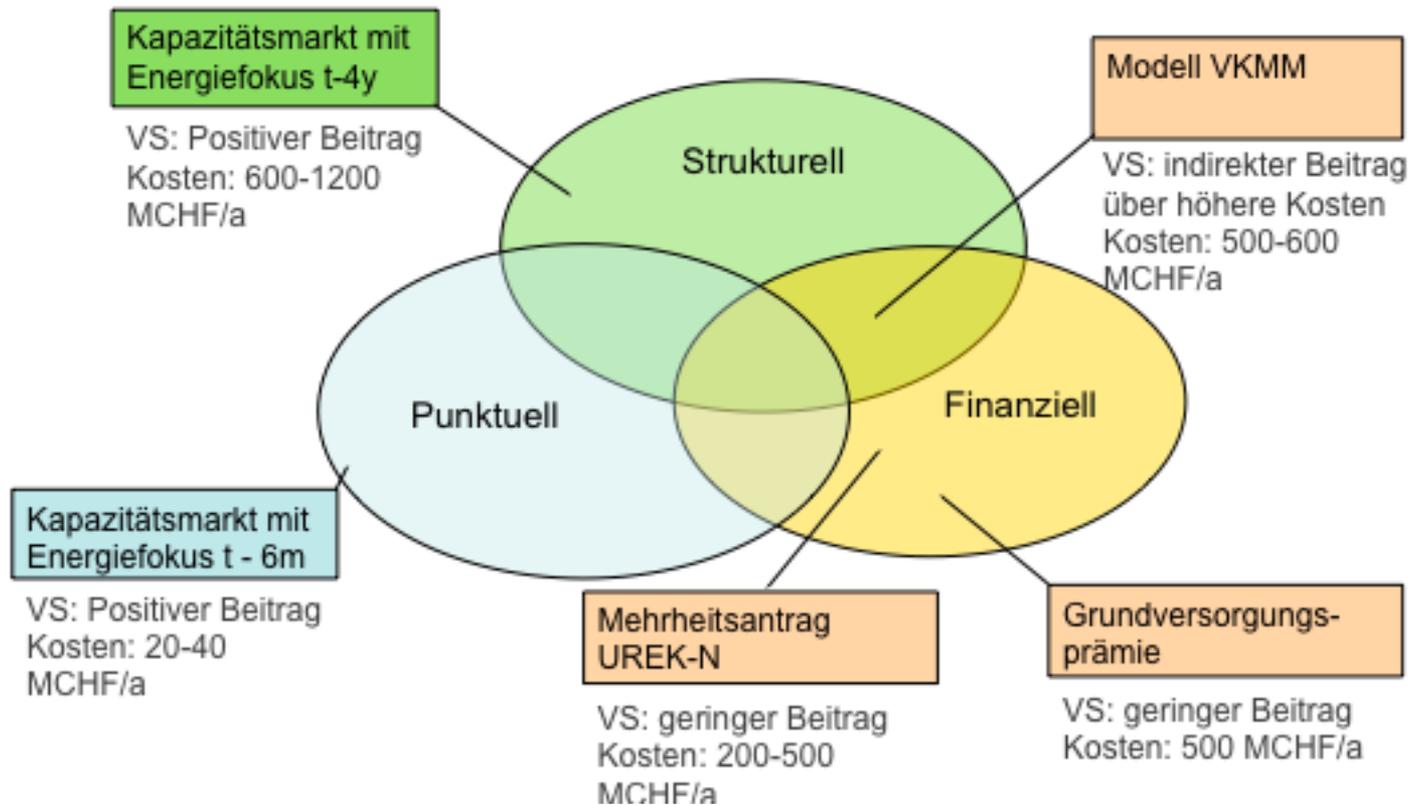
### 3. Neue Marktmodelle

Die tiefen Strommarktpreise gefährden die Rentabilität der Stromproduktion in der Schweiz.

Die Produzenten entwickeln Marktmodelle, die beinahe alle eine staatliche Unterstützung beinhalten.



3. Neue Marktmodelle



3. Neue Marktmodelle

	Versorgungssicherheit	Missing Money
Mehrheitsantrag UREK-N		
Grundversorgungsprämie / GVPM		
Modell VKMM		
Kapazitätsmarkt mit Energiefokus t-4y		
Kapazitätsmarkt mit Energiefokus t-6m		

In der Diskussion zum «Marktdesign» muss zwischen «Versorgungssicherheit» von «Missing Money» unterschieden werden

## 3. Neue Marktmodelle

 Finanzielle Kennzahlen EVU  
2015/2016

	Anteil in %	Ebit-Marge		Ebitda-Marge		EK-Quote		
		in % 2016	in % 2015	in % 2016	in % 2015	in % 2016	in % 2015	
Alpiq ohne Sondereinflüsse		3.4	3.9	6.5	7.1			
Alpiq (gem. IFRS)		6.2	-7.6	12.8	0.7	39.4	36.6	
Axpo ohne Sondereinflüsse		7.5	11.1	12.3	14.9			
Axpo (gem. IFRS)		-23.7	-15.5	-7.0	11.5	24.9	32.1	
	Median	11	12	25	24	66	69	
Alpiq-Aktionäre	EOS	31.44	16.6	15.2	59.5	52.0	82.4	87.3
	- Romande Energie (28.72%)	9.03	16.1	17.4	25.1	26.9	79.1	78.1
	- SIG (23.02%)	7.24	6.0	6.5	23.6	24.0	39.5	39.2
	- Groupe E (22.33%)	7.02	14.4	14.4	24.6	24.2	73.5	69.9
	- SIL (20.06%)	6.31	Rg. Stadt Lausanne					
	- FMV (5.87%)	1.85	6.6	9.3	8.4	12.8	31.4	31.6
	EDF	25.04	Frankreich					
	EBM	13.65	4.7	4.7	13.2	14.2	66.2	73.5
	EBL	7.13	11.1	12.7	29.1	22.6	62.0	60.2
	Kt. SO	5.61	Kantonsrechnung					
	AIL	2.13		9.1		42.3		28.2
	IBAsrau	2.00	11.5	11.1	20.5	18.6	65.2	67.6
	WW Zug	0.91	21.1	20.5	39.6	37.6	87.8	86.8
	Publikum	12.09	Keine Angaben					
	Median	10	10	20	20	78	79	
Axpo-Aktionäre	Kanton ZH	18.34	Kantonsrechnung					
	EKZ	18.41	9.1	10.6	22.3	21.3	76.5	80.1
	Kanton AG	13.98	Kantonsrechnung					
	AEW Energie	14.03	12.1	10.5	17.8	19.9	79.1	78.7
	SAK	12.50	10.4	8.8	23.5	20.0	44.1	44.7
	EKT	12.25	4.5	6.9	12.8	13.5	88.2	96.3
	Kanton SH	7.88	Kantonsrechnung					
	Kanton GL	1.75	Kantonsrechnung					
	Kanton ZG	0.87	Kantonsrechnung					
	Median	12	9	18	17	52	45	
Weitere EVU	BKW		12.1	11.7	19.8	19.8	34.3	32.2
	Repower		1.2	-3.6	3.0	2.2	44.8	32.8
	CKW		-9.6	9.9	-2.6	19.2	62.1	68.4
	IWB		15.1	4.3	26.4	16.0	60.5	58.7
	ewb		12.5	8.3	28.0	24.8	33.3	32.2
	AET			3.7		7.4		38.9
	Onyx		12.6	13.2	18.1	17.7	52.3	51.9
	AEK		9.7	8.8	17.7	16.3	67.5	64.3

## 3. Neue Marktmodelle

 Berechnung  
Des „Missing Money“

	Berechnung Swisslectric	Sensitivitäten			
		Gestehungs- kosten <sup>1)</sup>	Absatzpreis	SDL	kombiniert
Menge [TWh] <sup>2)</sup>	34.7	36.6	36.6	36.6	36.6
Kosten / kWh [Rp/kWh]	7.1	6.9	7.1	7.1	6.9
davon: - Overhead [Rp/kWh] <sup>3)</sup>	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
-Produktion [Rp/kWh]	6.3	6.1	6.3	6.3	6.1
Kosten [Mio. Fr.]	2500	2500	2600	2600	2500
Absatzpreis /kWh [Rp/kWh]	3.7	3.7	4.8	3.7	4.8
abzügl. Erlöse Absatz [Mio. Fr.]	-1300	-1400	-1800	-1400	-1800
Ungedeckte Kosten 1 [Mio. Fr.]	1200	1200	800	1200	800
abzügl. Erlöse SDL [Mio. Fr.]	0	0	0	-200	-200
Ungedeckte Kosten 2 [Mio. Fr.]	1200	1200	800	1000	600
Anteil am Markt (Hälfte)	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Ungedeckte Kosten 3 [Mio. Fr.]	600	600	400	500	300
abzügl. Marktprämie [Mio. Fr.]	-120	-120	-120	-120	-120
<b>"Missing Money" [Mio. Fr.]</b>	<b>480</b>	<b>480</b>	<b>280</b>	<b>380</b>	<b>180</b>

1) Kosten Produktion vgl. Filippini und Geissmann, 2014, S. 35, 6.1 Rp./kWh; enthalten ist ein Gewinn der Eigentümer von rund 350 Mio.

2) Produktionserwartung 2016 - 2020 gemäss Elektrizitätsstatistik (Tab. 34)

3) bei Swisslectric inkl. Overhead von 0.8 Rp./kWh; vgl. "Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft in der Schweiz" in: Wasserwirtschaft 1/2017, S. 22;

im Vergleich zu Swisslectric geänderte Parameter



### 3. Neue Marktmodelle

#### **Ergebnis**

Marktprämie für Elektrizität aus Grosswasserkraftanlagen, Art. 30 EnG:

Die Betreiber von Grosswasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW können für die Elektrizität aus diesen Anlagen, die sie am Markt unter den Gestehungskosten verkaufen müssen, eine Marktprämie in Anspruch nehmen, soweit die Mittel reichen (Art. 35 und 36). Die Marktprämie soll die nicht gedeckten Gestehungskosten ausgleichen, beträgt aber höchstens 1,0 Rappen/kWh.

Diese Regelung gilt 5 Jahre.



## 4. Versorgungssicherheit



### 3. Versorgungssicherheit

Winter 2015/2016 Netzengpass	Winter 2016/2017 Energieengpass
<p>Ungenügende Netztransformierungskapazität 380/220 kV führte zu ungenügender Importkapazität auf 380kV-Ebene</p>	<p>Ausfall Leibstadt und Beznau I (rund 18% der gesamtschweizerischen Produktion);</p>
<p>Ursachen erhöhter Importbedarf:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Ausfall Beznau I und II</li> <li>- Unterdurchschnittliche hydraulische Produktion (Einspeisung auf 220kV-Ebene)</li> </ul>	<p>tiefe Verfügbarkeit Kraftwerkspark in Frankreich und Belgien;</p>
	<p>durch Knappheit hohe Grosshandelspreise;</p>
	<p>reduzierte Exporte nach Italien.</p>

### 3. Versorgungssicherheit

#### Bundesamt für Energie BFE

- System Adequacy Studien
- Welches Strommarktdesign für die Zukunft?
- Kein Leistungs-/Kapazitätsproblem → Optimierung Energy Only Market (EOM)
- Ergänzend strategische Reserve?
- Integration mit EU → Stromabkommen (Preis dafür?)

#### ECom

- Erstellt im Rahmen ihres gesetzlichen Auftrags eigene Adequacy Studien.
- Für Projektionsjahr 2020 bereits erstellt, für Projektionsjahr 2025 in Arbeit; zukünftig alle zwei Jahre
- Berücksichtigt verschiedene Stressszenarien, z.B.:
  - Ausfall KKL / KKG im Winter + reduzierter Import Frankreich / Italien
  - Ausfall KKL / KKG / KKB im Winter + reduzierter Import Italien
  - Ausfall KKL / KKG / KKB im Winter + Ausfall Grande Dixence + reduzierter Import Italien

### 3. Versorgungssicherheit

#### Ergebnis

Dem Bundesrat sind aktuell keine Massnahmen nach Artikel 9 StromVG vorzuschlagen, aber

- tendenziell zunehmenden Importrisiken vorbeugen durch eine angemessene Produktion im Inland,
- die Bestrebungen zur Optimierung, bzw. Maximierung der (Netto-) Importverfügbarkeit hat weiterhin hohe Priorität,
- die organisatorischen Vorbereitungen für die Durchführung manueller Lastabwürfe sind zu treffen,
- als Option für eine zusätzliche Absicherung gegenüber Extremsituationen sind eine strategische Reserve und ggf. andere Alternativen zu prüfen.



## 5. Schlussbemerkungen



## 5. Schlussbemerkungen

Drei wichtige Herausforderungen kommen dazu:

### **Energiestrategie 2050**

- Ambitiöse Ziele, geht die Strategie auf?
- Totalrevision StromVG birgt Risiko, Rechtsunsicherheit zu schaffen (NB: 10 Jahre waren nötig für gefestigte Praxis im bestehenden StromVG!)
- Smart Meter ermöglichen neue Versorgungs- und Geschäftsmodelle, bergen Cyber-Gefahren und werfen Fragen zu Privatsphäre und Datenschutz auf
- Chancen für unabhängige Stromproduzenten

### **Volle Marktöffnung (KMU, Haushalte)**

- Nach Gesetz überfällig
- Würde nicht beabsichtigte Marktverzerrungen aufheben

### **Strommarktdesign und EU**

- Nach BFE Stärkung EOM
- Allenfalls zusätzlich strategische Reserve
- Stärkere Integration in den EU-Markt mittels Stromabkommen?

