

---

# Modellierung der Versorgungssicherheit

Indikatoren und modellgestützte Einschätzung der  
Versorgungssicherheit im Schweizer Stromsystem

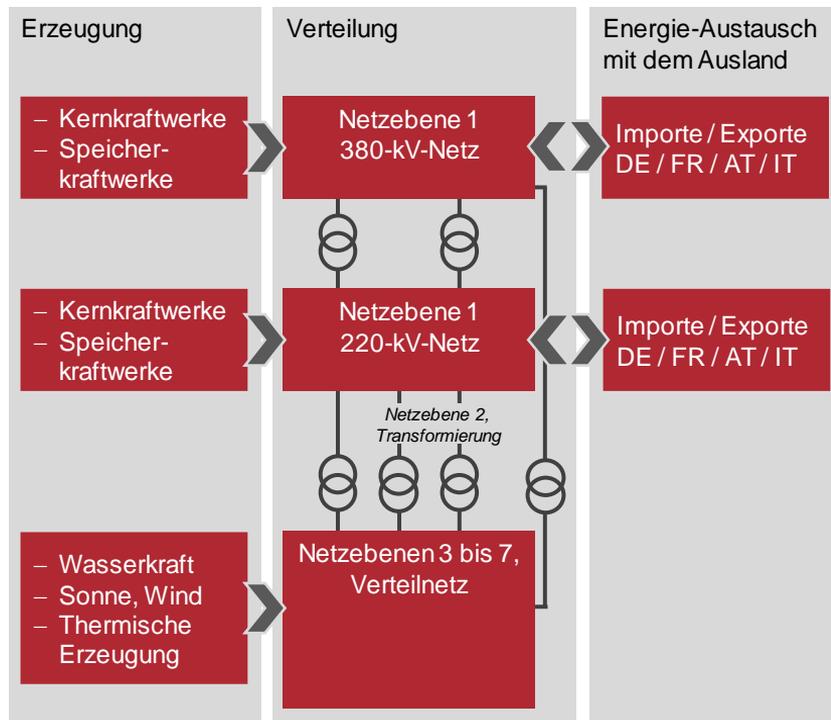
# Einleitung

---

Dieses Dokument beschreibt die EBP-Methode zur Bewertung der Versorgungssicherheit im Schweizer Stromsystem. Sie verwendet zwei Indikatoren, einen für die Leistungs-, den anderen für die Arbeitsebene. Die Methode wird auf den Seiten 3 bis 12 vorgestellt.

Die Seiten 13 bis 20 zeigen die Anwendung der Bewertungsmethode auf einen konkreten Fall.

# Schweizer Stromsystem: Übersicht (1)



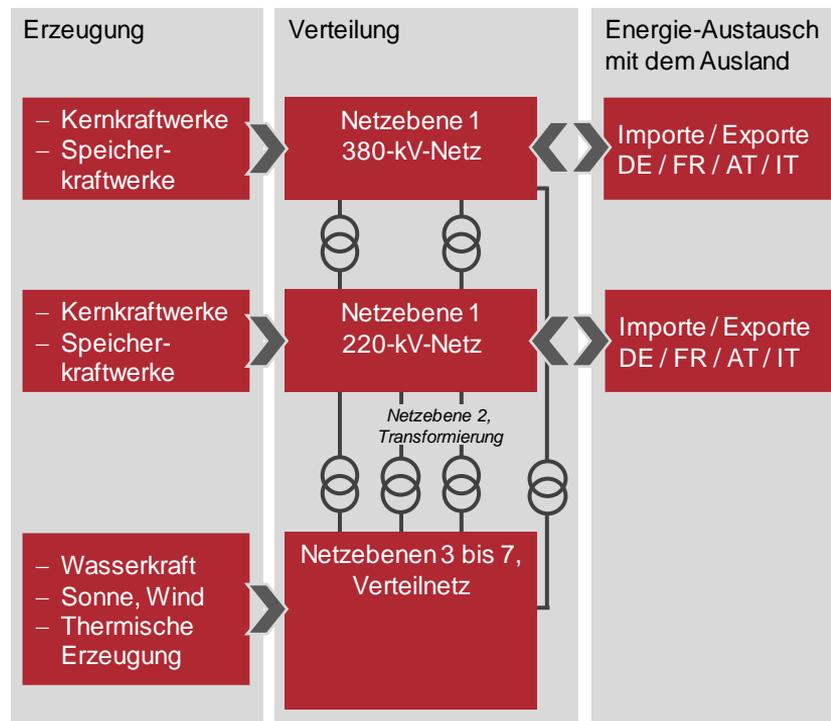
Das Schweizer Stromsystem ist links schematisch abgebildet. Seine wichtigsten Teile sind:

- die Erzeugung von Strom im Inland,
- die Verteilung der Energie an die Endverbraucher, und
- der Stromaustausch mit dem Ausland (Importe und Exporte).

Die Stromerzeugung im Inland lag 2015 bei 66 TWh. Der grösste Teil stammt aus Wasser- (60%) und Kernkraftwerken (33%). Der Rest wird durch thermische Kraftwerke sowie Sonne und Wind erzeugt. Die thermischen Kraftwerke nutzen sowohl fossile als auch biogene Energieträger.

Der Landesverbrauch der Schweiz betrug 2015 63 TWh. In der Jahressicht erscheint die Bilanz zwischen Erzeugung und Verbrauch ausgewogen. Dahinter steckt jedoch ein reger Stromaustausch mit dem Ausland: Im 2015 standen 42 TWh Importen 43 TWh Exporte gegenüber.

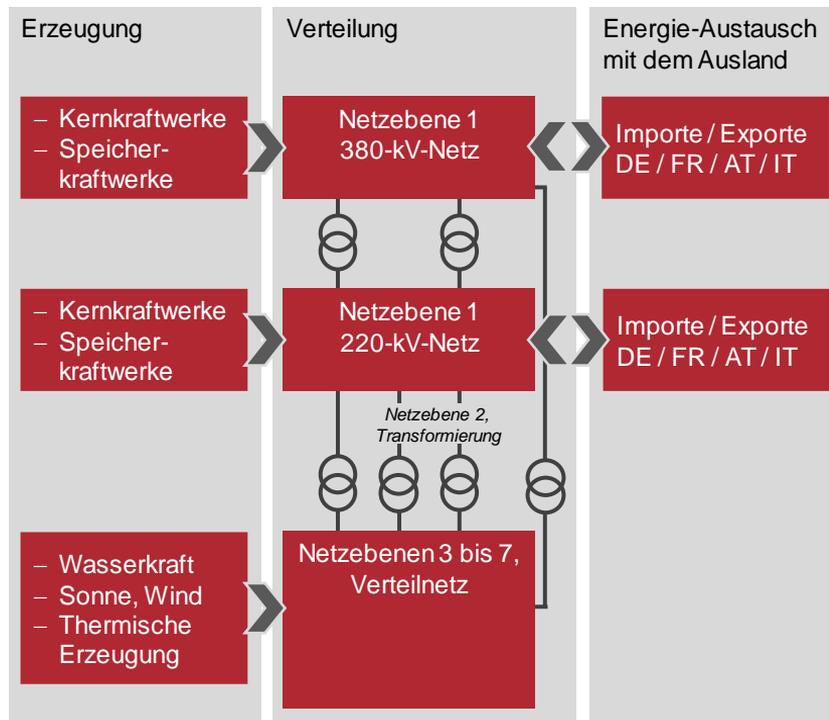
## Schweizer Stromsystem: Übersicht (2)



Eine sichere Stromversorgung braucht neben der Stromerzeugung auch genügend Transport- und Transformatorenkapazität. Entscheidend dafür ist ein leistungsfähiges Stromnetz.

Das Schweizer Stromnetz besteht aus sieben Netzebenen. Dazu gehören neben dem Übertragungsnetz (Netzebene 1) und den drei Verteilnetzen (überregionale, regionale und lokale) auch die drei dazwischen liegenden Transformatorebenen, die den Strom von einer höheren Spannungsebene auf eine tiefere Spannungsebene (oder umgekehrt) transformieren.

## Schweizer Stromsystem: Übersicht (3)



Das Übertragungsnetz (Netzebene 1) wird mit den Spannungen 380 kV und 220 kV betrieben. Auf der 380-kV-Ebene speisen die zwei Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt sowie einige grosse Speicherkraftwerke ein. Auf der 220-kV-Ebene speisen die Kernkraftwerke Benznau 1, Benznau 2 und Mühleberg und die meisten Speicherkraftwerke ein.

Auf der überregionalen Verteilnetzebene 3 speisen hauptsächlich die grossen Laufwasserkraftwerke ein, auf der regionalen und lokalen Netzebene 5 bzw. 7 hauptsächlich die kleineren Wasserkraftwerke, die übrigen thermischen Kraftwerke sowie die Photovoltaikanlagen.

Die Möglichkeit, auf Stromimporte zurückzugreifen, ist insbesondere im Winterhalbjahr wichtig. Da ein Grossteil des importierten Stroms über das 380-kV-Netz in die Schweiz fliesst, ist eine ausreichende Transformatorenkapazität unabdingbar, um den importierten Strom von der 380-kV-Netzebene auf die tieferen Spannungsebenen herunterzutransformieren und für die inländische Versorgung bereitzustellen.

# EBP-Methode zur Einschätzung der Versorgungssicherheit

---

## Szenarien als Bewertungsgrundlage

Die EBP-Methode kann die Versorgungssicherheit für verschiedene Szenarien bewerten. Dazu werden pro Szenario Rahmendaten definiert wie bspw. die Entwicklung des Kraftwerkparks, der Zubau erneuerbarer Energien sowie der jährliche Landesstromverbrauch. Effekte von Photovoltaik-Batteriespeichern oder demand-side-management können bei der Bewertung berücksichtigt werden.

## Bewertung mit Indikatoren

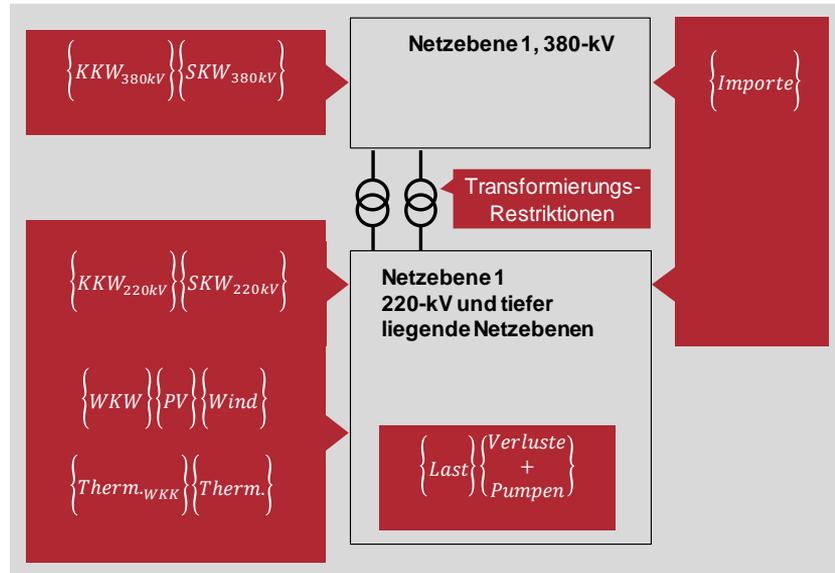
Grundlage der Bewertung ist eine Simulation des Schweizer Stromsystems mit stundengenauer Auflösung. Die quantitative Bewertung der Versorgungssicherheit erfolgt mit zwei Indikatoren:

1. Remaining Capacity auf Netzebene 220 kV und tiefer
2. Stromreserve (minimaler Füllstand der Speicherseen im Verlauf eines hydrologischen Jahres)

## Überprüfung mit Sensitivitäten

Für den Indikator Stromreserve werden drei Schlüsselannahmen mit Sensitivitäten überprüft: Die maximale Netto-Importkapazität, die Auslandverfügbarkeit in kritischen Stunden der Höchstlast und die Bewirtschaftung der Speicherseen.

# Stundengenaue Simulation Stromsystem (1)

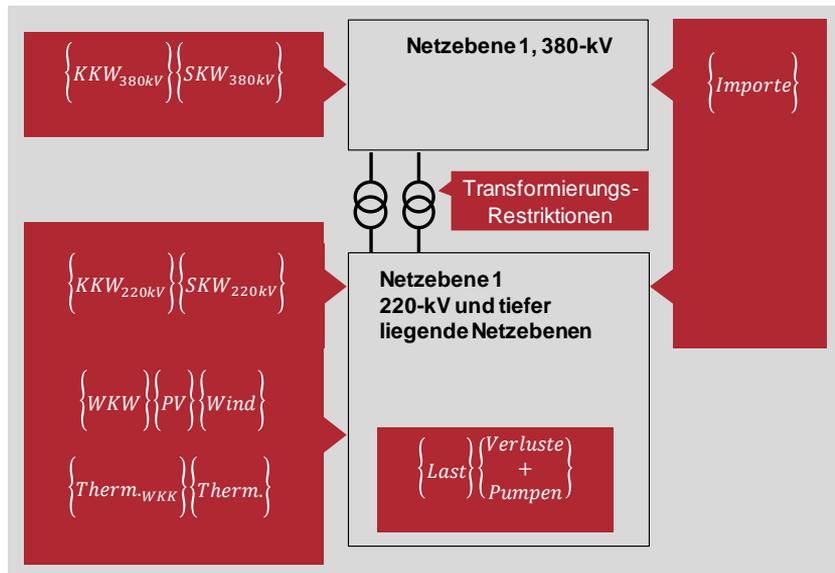


## Übersicht der Simulation

In der Abbildung links bedeuten:

- KKW<sub>380kV</sub>, KKW<sub>220kV</sub>: Kernkraftwerke auf der jeweiligen Spannungsebene. Kraftwerkscharfe Modellierung basierend auf installierter Leistung und Nicht-Verfügbarkeiten
- SKW<sub>380kV</sub>, SKW<sub>220kV</sub>: Speicherkraftwerke auf der jeweiligen Spannungsebene. Kraftwerkscharfe Modellierung basierend auf einer Einsatzlogik (siehe nächste Seite),
- WKW (Laufwasserkraftwerke), PV (Photovoltaik), Wind (Windkraftwerke), Therm.<sub>WKK</sub>, Therm. (Thermische Kraftwerke mit und ohne Wärmekraft-Kopplung WKK): Die Erzeugung wird energieträgerspezifisch modelliert und basiert auf installierter Leistung und synthetisch generierten Profilen.

# Stundengenaue Simulation Stromsystem (2)



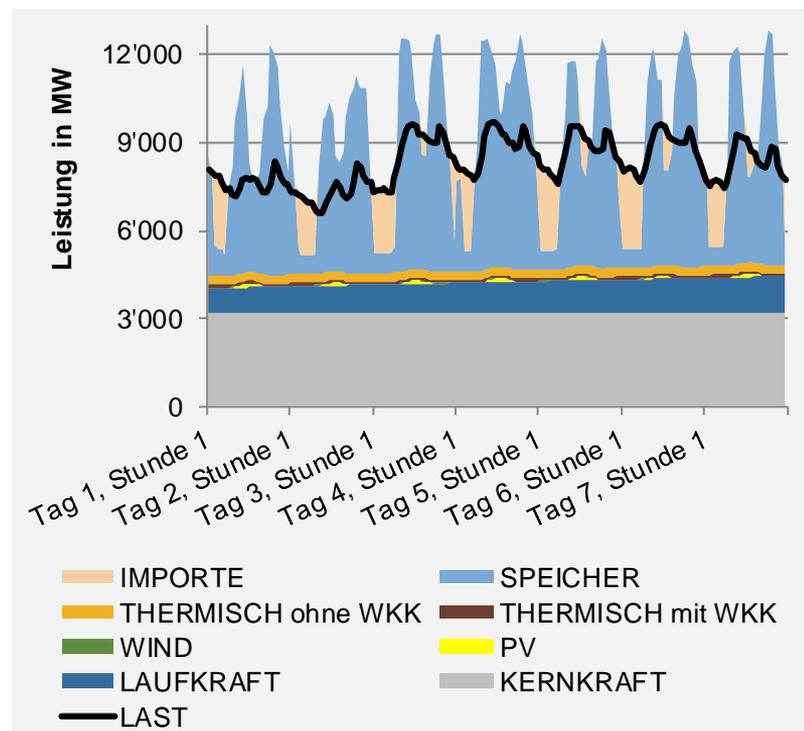
## Einsatzlogik der Speicher

Es werden zwei in Hinblick auf die Versorgungssicherheit gegensätzliche Verhaltensvarianten der Speicherkraftwerke untersucht:

- 1) Alle Speicher werden «erlösorientiert» bewirtschaftet und orientieren sich an stündlichen Preissignalen.
- 2) Die 220-kV-Speicher werden «nachfrageorientiert» bewirtschaftet. Sie werden ausschliesslich in jenen Stunden eingesetzt, in denen die restliche Inlandproduktion sowie Importe nicht zur Schweizer Lastdeckung führen.

Für die **Bewertung der Versorgungssicherheit** wird anhand der stündlichen Simulation der **Füllstand der Speicherseen** abgebildet. Werden die 220-kV-Speicher im geprüften Jahr in keiner Stunde vollständig geleert, gelten die Anforderungen an die Versorgungssicherheit als erfüllt. Die verbleibende Energiemenge in den Speicherseen gibt die «Sicherheitsmarge» an (siehe Stromreserve auf Seite 11).

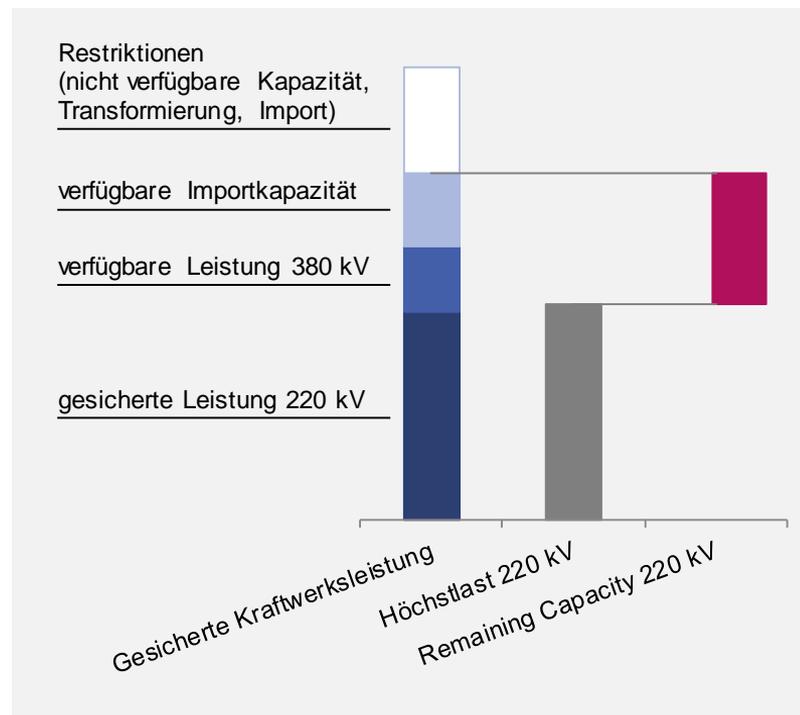
# Simulation Stromsystem: Beispielresultat



## Februarwoche in 2012 (Referenzsimulation)

Die Abbildung zeigt ein beispielhaftes Resultat einer Simulation für eine Februarwoche im hydrologischen Jahr 2011/12. Diese Simulation dient als Referenz.

## Indikator «Remaining Capacity 220 kV»

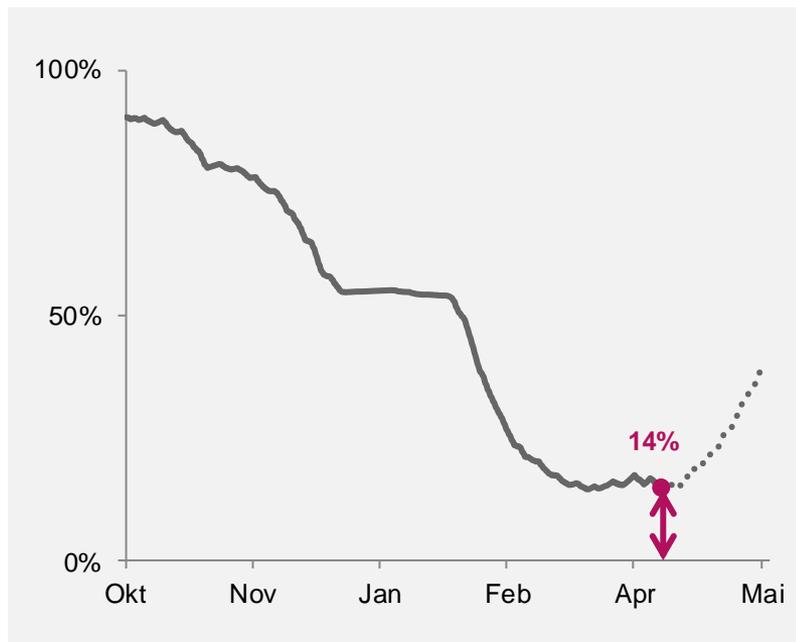


### «Remaining Capacity 220 kV»

Der erste Indikator beschreibt die Remaining Capacity auf Netzebene 220 kV und tiefer. Der Indikator fokussiert auf die Leistungsebene und zeigt die Differenz zwischen gesicherter Kraftwerksleistung und Jahreshöchstlast als Sicherheitsmarge auf. Er wird mit einer Leistungsbilanzierung zur Jahreshöchstlast berechnet. Betrachtet werden die Netzebenen 220 kV und tiefer unter Berücksichtigung der Transformierungs- und Importrestriktionen.

Die Abbildung links zeigt die «Remaining Capacity 220 kV» für das hydrologische Jahr 2011/12. Die gesicherte Erzeugungsleistung auf den Netzebenen 380 kV, 220 kV und tiefer zusammen mit der verfügbaren Importkapazität ergibt einen Leistungsüberschuss (Remaining Capacity) zur Stunde der Höchstlast von 6.1 GW.

## Indikator «Stromreserve»

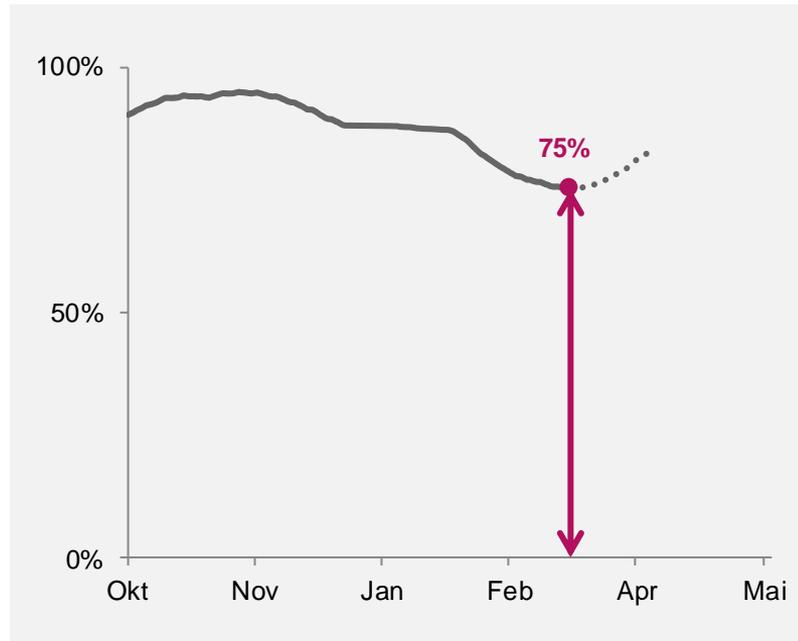


### «Stromreserve»

Der zweite Indikator ist die «Stromreserve», die auf die Arbeitsebene fokussiert. Der Indikator wird als minimaler Füllstand der Speicherseen im Verlauf eines hydrologischen Jahres ausgedrückt. Auch dieser zweite Indikator wird auf der 220 kV-Netzebene (und tiefer) analysiert und berücksichtigt Transformierungs- und Importrestriktionen. Für die Bewertung dieses Indikators wird die stundengenaue Simulation des Stromsystems (Seiten 7 und 8) angewendet.

Die Abbildung links zeigt die «Stromreserve» für das hydrologische Jahr 2011/12. Das Speicherminimum beträgt 14% und wird im April erreicht. Damit verbleibt eine Stromreserve von knapp 1'300 GWh. Diese Simulation geht von einer «**erlösorientierten**» Bewirtschaftung der Speicherseen aus.

# Indikator «Stromreserve»: Sensitivitäten



## Sensitivitäten Stromreserve

Eine wichtige Sensitivität für den Indikator «Stromreserve» ist die Bewirtschaftung der Speicherseen. Die Abbildung auf Seite 11 basiert auf einer «erlösorientierten» Bewirtschaftung. Die Abbildung hier links zeigt eine **«nachfrageorientierte»** Bewirtschaftung. Die 220-kV-Speicherkraftwerke werden nur in jenen Stunden eingesetzt, in denen die restliche Inlandproduktion sowie Importe die Last nicht decken.

Unter Annahme einer **«nachfrageorientierten»** Bewirtschaftung hätte die Stromreserve im hydrologischen Jahr 2011/12 rund 6.6 TWh betragen. Der minimale Speicherfüllstand von 75% wäre im März erreicht worden.

Neben der Bewirtschaftung der Speicherseen werden für den Indikator «Stromreserve» zwei weitere Sensitivitäten betrachtet:

- zur maximalen Netto-Importkapazität
- zur Auslandverfügbarkeit

# Konkrete Anwendung der EBP-Methode

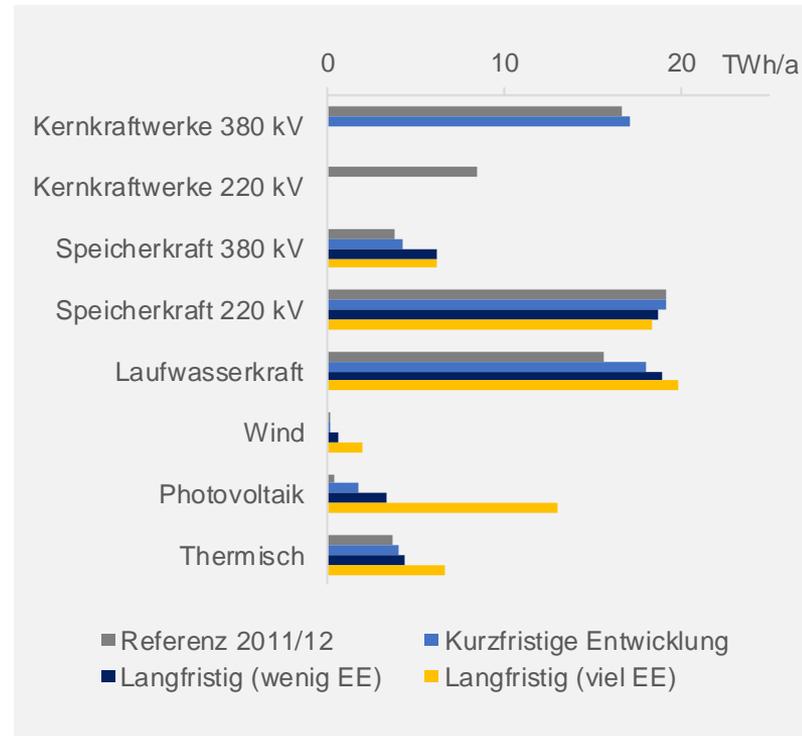
---

Um die EBP-Methode zu veranschaulichen, zeigen die folgenden Seiten die Anwendung auf einen konkreten Fall. Mit den Indikatoren werden die Auswirkungen gezeigt, wenn

1. kurzfristig die Ausserbetriebnahme der Kernkraftwerke Mühleberg, Beznau-1 und Beznau-2 und
2. langfristig die Ausserbetriebnahme aller Kernkraftwerke erfolgt.

Die erste Frage wird beantwortet, in dem die Indikatoren auf eine bestmögliche Schätzung für die kurzfristige Entwicklung angewendet wird. Für die zweite Frage werden zwei langfristige Szenarien untersucht. Die quantitativen Resultate werden mit einer Referenz verglichen.

# Untersuchte Szenarien



## Szenarien und Struktur der Energieerzeugung

Links ist die Struktur der Energieerzeugung in den betrachteten Szenarien abgebildet. Als Vergleich dient die Referenz des hydrologischen Jahres 2011/12.

Die kurzfristige Ausserbetriebnahme der Kernkraftwerke Mühleberg, Beznau-1 und Beznau-2 wird mit einem einzigen Szenario (bestmögliche Schätzung) betrachtet.

Die langfristige Ausserbetriebnahme aller Kernkraftwerke wird für 2030 mit zwei Szenarien betrachtet. In einem ersten Szenario (wenig EE) werden die erneuerbaren Energien kaum ausgebaut, der Wegfall der Kernkraftwerke muss hauptsächlich durch Importe ausgeglichen werden. Im zweiten betrachteten Szenario (viel EE) werden die erneuerbaren Energien deutlich ausgebaut mit einem klaren Schwerpunkt auf Photovoltaik.

# Untersuchte Sensitivitäten

---

## Indikator «Remaining Capacity 220 kV»

Die Remaining Capacity 220 kV bildet die gesicherte Leistung auf der Spannungsebene 220 kV und tiefer ab. Die Importkapazität ist eine wichtige Komponente in diesem Indikator. Diese Leistung kann nur angerechnet werden, wenn in Europa entsprechende Erzeugungskapazität vorhanden ist. Um dies abzubilden werden zwei Ausprägungen des Indikators betrachtet:

Importkapazität voll verfügbar	Nationale Betrachtung
Annahme, dass in Europa Kapazitäten im vollen Umfang der netztechnischen Importkapazität vorhanden sind	Annahme, dass in Europa gar keine Kapazitäten vorhanden sind und die netztechnische Importkapazität daher nicht genutzt wird.

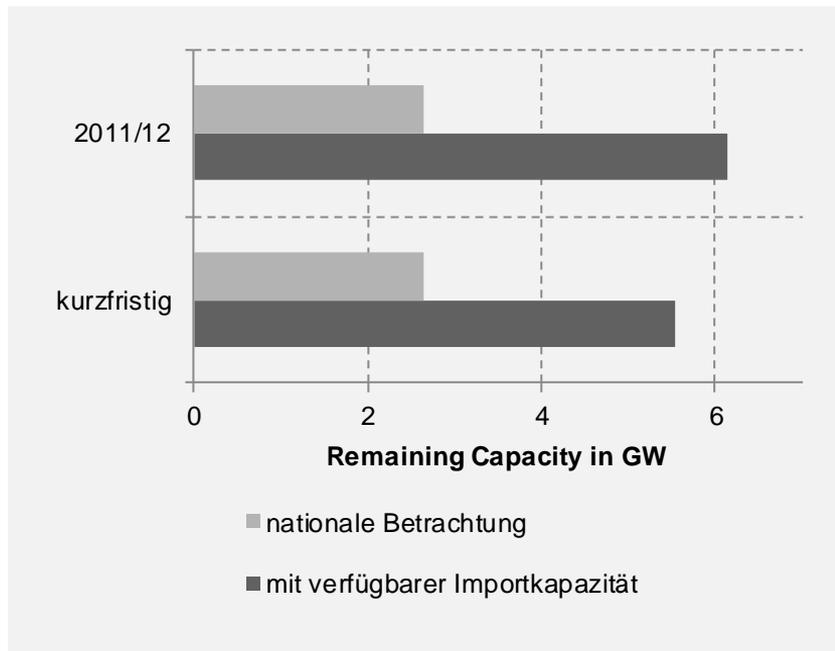
# Untersuchte Sensitivitäten

## Indikator «Stromreserve»

Bei der Untersuchung der Stromreserve werden für drei Schlüsselannahmen Sensitivitäten betrachtet. Die Schlüsselannahmen sind die maximale Netto-Importkapazität, die Auslandverfügbarkeit in kritischen Stunden der Höchstlast und die Bewirtschaftung der Speicherkraftwerke.

Importkapazität	Auslandverfügbarkeit	Speicherbewirtschaftung
<p><b>Importkapazität</b>→ Die maximale Netto-Importkapazität bleibt konstant und entspricht dem Referenzzustand in 2011/12.</p> <p><b>Importkapazität</b>\ Die Importkapazität reduziert sich auf 75% der Referenz.</p> <p><b>Importkapazität</b>↗ Die Importkapazität erhöht sich gegenüber der Referenz deutlich.</p>	<p><b>Ausland</b>✓ Die Importkapazität ist in jeder Stunde maximal verfügbar.</p> <p><b>Ausland</b>✗ Während den 200 Winterstunden mit der höchsten inländischen Nachfrage sowie in einer ganzen hypothetischen zweiwöchigen Kältewelle (Annahme: vom 1. bis 14. Februar) sind <i>keine</i> Importe möglich: Die Importkapazität wird auf null gesetzt.</p>	<p><b>Speicher nachfrageorientiert</b> Die 220-kV-Speicher werden orientiert an der Nachfrage in der Schweiz bewirtschaftet. Sie werden ausschliesslich in jenen Stunden eingesetzt, in denen die restliche Inlandproduktion sowie Importe nicht zur Lastdeckung führen.</p> <p><b>Speicher erlösorientiert</b> Alle Speicher werden erlösorientiert bewirtschaftet und orientieren sich an stündlichen Preissignalen.</p>

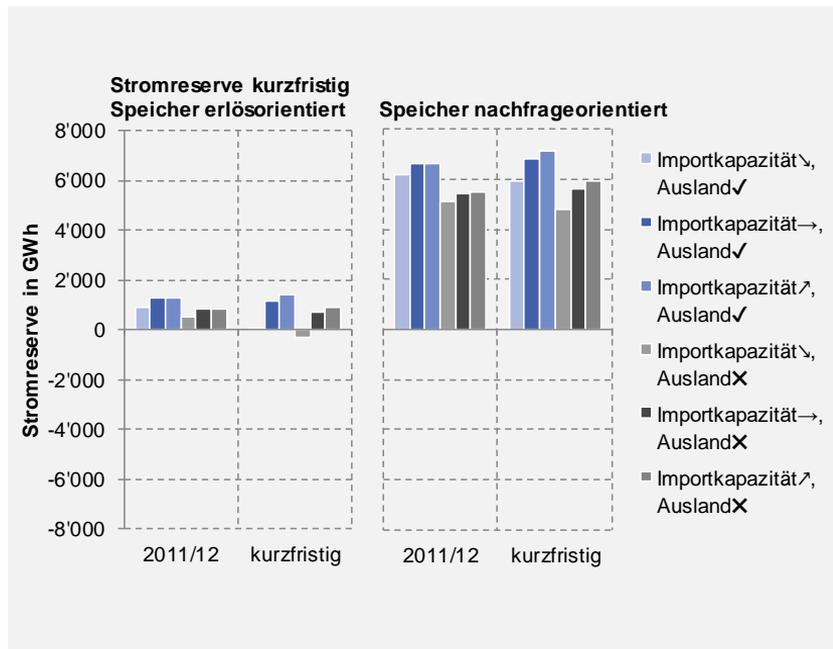
## Resultate Kurzfristige Betrachtung (1)



### Indikator Remaining Capacity 220 kV

Der Indikator Remaining Capacity 220 kV zeigt kurzfristig gegenüber der Referenz 2011/12 nur geringfügige Änderungen. In der kurzfristigen Entwicklung ist eine Höchstlast von maximal 11 GW zu decken. Die Remaining Capacity liegt unter Einbezug der verfügbaren Importkapazitäten bei 5.5 GW und damit um 0.6 GW tiefer als im Referenzjahr 2011/12. Bei einer nationalen Betrachtung (ohne Importleistung) liegt die Remaining Capacity im Referenzjahr bei 2.6 GW, in der kurzfristigen Entwicklung bei 2.7 GW. Auch bei einer n-1-Betrachtung, also bei Ausfall des grössten Kraftwerks (1 GW), bleibt die Remaining Capacity deutlich positiv.

## Resultate Kurzfristige Betrachtung (2)

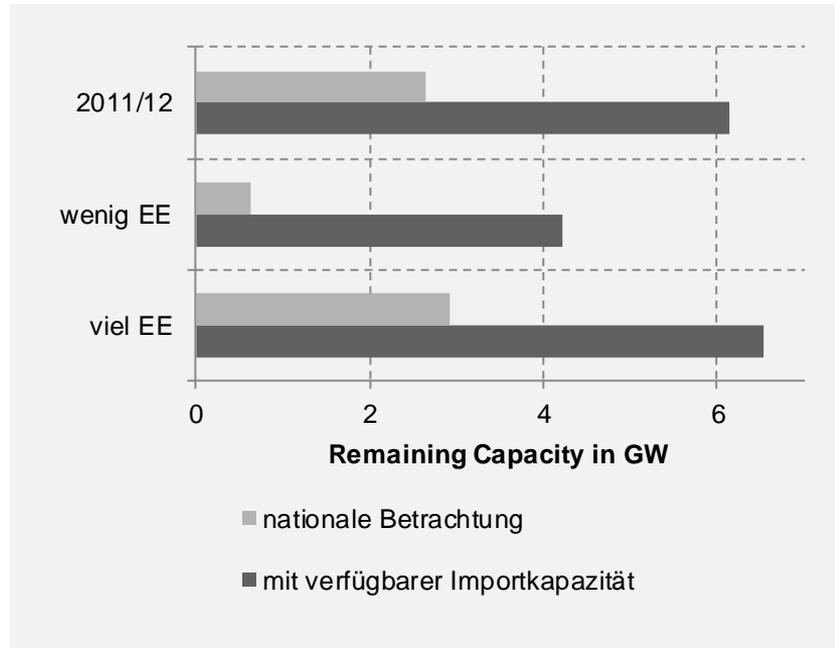


### Stromreserve

Die Abbildung links zeigt, dass sich die Stromreserve kurzfristig trotz Abschaltung der Kernkraftwerke Beznau-1, Beznau-2 und Mühleberg wenig verändert. Alle Sensitivitätsfälle mit gleichbleibender oder erhöhter Importkapazität zeigen, dass die Versorgungssicherheit gewährleistet werden kann.

Im Sensitivitätsfall mit einer um 25% reduzierten Netto-Importkapazität bleibt die Stromreserve kurzfristig jedoch nur bei einer nachfrageorientierten Bewirtschaftung der 220-kV-Speicherseen deutlich positiv. Bei gleichbleibender Importkapazität und einer erlösorientierten Speicherbewirtschaftung bleibt die Versorgungslage stabil, selbst wenn während den 200 Winterstunden mit der höchsten inländischen Nachfrage sowie während einer hypothetischen 2-wöchigen Kältewelle keine Importe möglich wären (dunkelgraue Balken im rechten Teil der Abbildung).

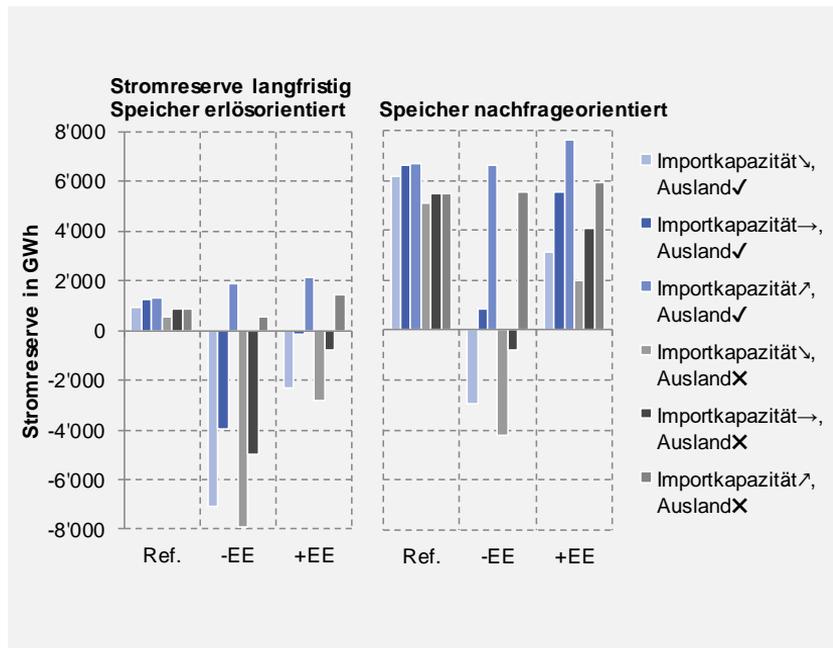
## Resultate Langfristige Betrachtung (1)



### Indikator Remaining Capacity 220 kV

Der Indikator Remaining Capacity 220 kV bleibt langfristig in beiden betrachteten Szenarien positiv. Im Szenario mit einem deutlichen Ausbau der erneuerbaren Energien erhöht sich die Remaining Capacity 220 kV gegenüber der Referenz (Winter 2011/12) geringfügig. Im Szenario mit einem geringen Ausbau der erneuerbaren Energien sinkt die Remaining Capacity auf 4.2 GW (bei voller verfügbarer Importkapazität). Bei einer nationalen Betrachtung sinkt die Remaining Capacity auf 0.6 GW. Dieses Szenario hält damit bei nationaler Bilanzierung der n-1-Betrachtung nicht mehr Stand.

## Resultate Langfristige Betrachtung (2)



### Stromreserve

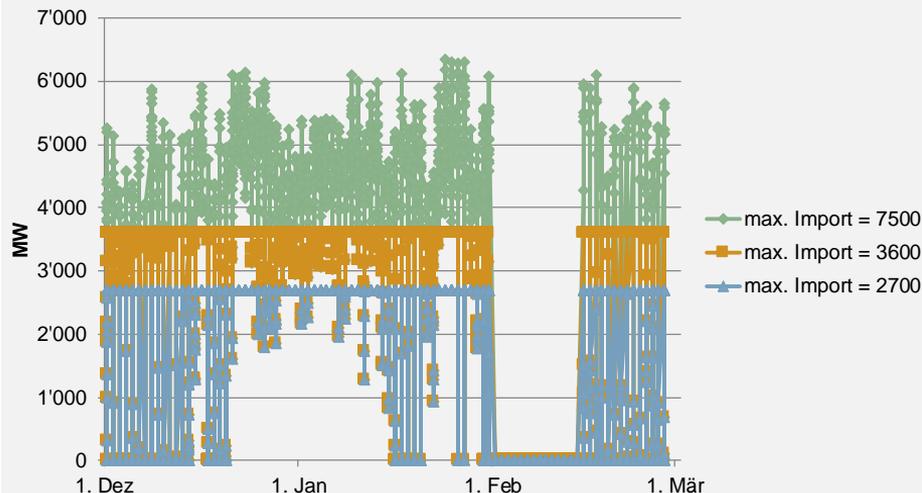
Die Abbildung zeigt, dass die Stromreserve langfristig nach Abschaltung aller Schweizer Kernkraftwerke bei erlösorientierter Speicherbewirtschaftung in vielen Sensitivitätsfällen negativ wird. Nur bei starkem Ausbau der Netto-Importkapazität bleibt die Stromreserve positiv.

Würden die 220-kV-Speicherseen nachfrageorientiert bewirtschaftet, sinkt die Stromreserve langfristig nur im Szenario mit wenig Erneuerbaren (-EE) ins Negative. Im Szenario mit deutlichem Ausbau der Erneuerbaren (+EE) bleibt die Stromreserve bei nachfrageorientierter Speicherbewirtschaftung deutlich positiv. Dies auch bei einer gegenüber heute um 25% reduzierten Netto-Importkapazität und einer langanhaltenden Auslands-Nichtverfügbarkeit während Hochlaststunden.

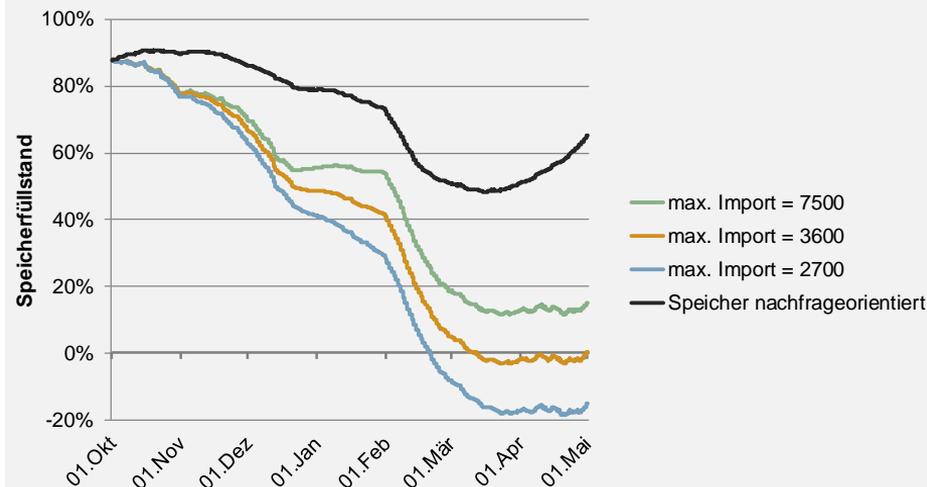
In beiden Szenarien nehmen die Importe im Winterhalbjahr zu. Je nach Szenario und verfügbarer Importkapazität steigen sie auf 9.1 bis 17.3 TWh. In der Referenz betragen die Importe rund 5.5 TWh.

# Sensitivität: Importabhängigkeit & Speicherbewirtschaftung

Stündliche Importe im Winter 2029/30  
(Speicher erlösorientiert, +EE, Ausland X)



Speicherfüllstand im Winter 2029/30  
(Speicher erlösorientiert, +EE, Ausland X)



*Importabhängigkeit steigt in allen betrachteten Szenarien*

## Ihre Ansprechpartner

---



Silvan Rosser

Direktwahl +41 44 395 13 11

[silvan.rosser@ebp.ch](mailto:silvan.rosser@ebp.ch)

[www.ebp.ch](http://www.ebp.ch)



Dr. Michel Müller

Direktwahl +41 44 395 11 26

[michel.mueller@ebp.ch](mailto:michel.mueller@ebp.ch)

[www.ebp.ch](http://www.ebp.ch)