

Bundesamt für Energie (BFE), Staatssekretariat für Wirtschaft (SECO)

# Regulierungsfolgenabschätzung zur Revision Stromversorgungsgesetz (StromVG)

Schlussbericht  
Zürich/Zug, 4. Mai 2017

Anna Vettori, Rolf Iten (INFRAS)  
Lukas Küng (BG Ingenieure und Partner)

# **Impressum**

## **Regulierungsfolgenabschätzung zur Revision Stromversorgungsgesetz (StromVG)**

Schlussbericht

Zürich/Zug, 4. Mai 2017

Schlussbericht\_RFA\_StromVG\_2017.04.23.docx

### **Auftraggeber**

Bundesamt für Energie (BFE), Staatssekretariat für Wirtschaft (SECO)

### **Autorinnen und Autoren**

Anna Vettori, Rolf Iten (INFRAS)

Lukas Küng (BG Ingenieure und Partner)

INFRAS, Binzstrasse 23, 8045 Zürich

Tel. +41 44 205 95 95

BG Ingenieure und Partner, Lindenstrasse 16, 6340 Baar

Tel. +41 58 424 50 37

### **Begleitgruppe**

Wolfgang Elsenbast, BFE

Matthias Galus, BFE

Florian Kämpfer, BFE

Renato Marioni, BFE

Bruno Le Roy, BFE

Mathias Spicher, SECO

Nicolas Wallart, SECO

Der Bericht spiegelt die Ansichten der Autorin und der Autoren wieder. Sie müssen nicht mit denjenigen des BFE oder des SECO übereinstimmen.

## Inhalt

<b>Zusammenfassung</b>	<b>6</b>
Ausgangslage, Ziel und Methodik	6
Die untersuchten Massnahmen	6
Ergebnisse	7
<b>Teil I: Grundlagen</b>	<b>13</b>
<b>1. Einleitung</b>	<b>13</b>
1.1. Ausgangslage und Fokus	13
1.2. Methodisches Vorgehen	14
1.2.1. Generelles Vorgehen	14
1.2.2. Methodische Aspekte	14
1.3. Aufbau des Berichts	16
<b>2. Die Revision des Stromversorgungsgesetzes</b>	<b>17</b>
2.1. Das Schweizer Stromnetz	17
2.2. Problemstellung und Ziel der Revision	18
2.3. Massnahmen der Revision	19
2.4. Notwendigkeit staatlichen Handelns	20
<b>Teil II: Wirkungsanalyse</b>	<b>22</b>
<b>3. Referenzszenario</b>	<b>22</b>
<b>4. Übersicht über die Wirkungen</b>	<b>23</b>
<b>5. Wirkungen der Massnahmen im Detail</b>	<b>25</b>
5.1. Netznutzer als Anbieter für Systemdienstleistungen (SDL)	25
5.1.1. Beschreibung und Begründung des staatlichen Handelns	25
5.1.2. Nutzen der Massnahme/Zielerreichung	26
5.1.3. Umsetzungsaufwand	27
5.1.4. Weitere Wirkungen	28
5.1.5. Fazit	28
5.2. Flexibilitäten im Verteilnetz	29

5.2.1.	Beschreibung und Begründung staatlichen Handelns _____	29
5.2.2.	Nutzen der Massnahme _____	32
5.2.3.	Umsetzungsaufwand _____	35
5.2.4.	Weitere Auswirkungen _____	37
5.2.5.	Fazit _____	38
5.3.	Vorrang Erneuerbare _____	40
5.3.1.	Beschreibung und Begründung des staatlichen Handelns _____	40
5.3.2.	Nutzen der Massnahme/Zielerreichung _____	40
5.3.3.	Umsetzungsaufwand _____	41
5.3.4.	Weitere Wirkungen _____	41
5.3.5.	Fazit _____	41
5.4.	Teilliberalisierung des Messwesens _____	42
5.4.1.	Beschreibung und Begründung des staatlichen Handelns _____	42
5.4.2.	Nutzen der Massnahme/Zielerreichung _____	43
5.4.3.	Umsetzungsaufwand _____	46
5.4.4.	Weitere Wirkungen _____	47
5.4.5.	Fazit _____	47
5.5.	Sunshine-Regulierung _____	49
5.5.1.	Beschreibung und Begründung des staatlichen Handelns _____	49
5.5.2.	Nutzen der Massnahme/Zielerreichung _____	50
5.5.3.	Umsetzungsaufwand _____	51
5.5.4.	Weitere Wirkungen _____	52
5.5.5.	Fazit _____	52
5.6.	ITC-Mindererlöse _____	54
5.6.1.	Beschreibung und Begründung des staatlichen Handelns _____	54
5.6.2.	Nutzen der Massnahme/Zielerreichung _____	55
5.6.3.	Umsetzungsaufwand _____	56
5.6.4.	Weitere Wirkungen _____	56
5.6.5.	Fazit _____	57
5.7.	Tarifierung _____	58
5.7.1.	Beschreibung und Begründung des staatlichen Handelns _____	58
5.7.2.	Nutzen der Massnahme/Zielerreichung _____	61
5.7.3.	Umsetzungsaufwand _____	63
5.7.4.	Weitere Wirkungen _____	64
5.7.5.	Fazit _____	65
5.8.	Kostenwälzung (in der StromVV vorgesehene Anpassung) _____	67

5.8.1.	Beschreibung und Begründung des staatlichen Handelns _____	67
5.8.2.	Nutzen der Massnahme/Zielerreichung _____	68
5.8.3.	Umsetzungsaufwand _____	69
5.8.4.	Weitere Wirkungen _____	70
5.8.5.	Fazit _____	70
5.9.	WAS-Modell _____	71
5.9.1.	Beschreibung und Begründung des staatlichen Handelns _____	71
5.9.2.	Nutzen der Massnahme/Zielerreichung _____	72
5.9.3.	Umsetzungsaufwand _____	72
5.9.4.	Weitere Wirkungen _____	73
5.9.5.	Fazit _____	73
5.10.	Definition sowie Festlegung von Rechten und Pflichten bei Arealnetzen _____	74
5.10.1.	Beschreibung und Begründung des staatlichen Handelns _____	74
5.10.2.	Nutzen der Massnahme/Zielerreichung _____	75
5.10.3.	Umsetzungsaufwand _____	76
5.10.4.	Weitere Wirkungen _____	77
5.10.5.	Fazit _____	77
<b>6.</b>	<b>Pauschal beurteilte Massnahmen _____</b>	<b>79</b>
	<b>Teil III: Gesamtbeurteilung _____</b>	<b>82</b>
<b>7.</b>	<b>Synthese und Beurteilung _____</b>	<b>82</b>
7.1.	Kosten und Nutzen _____	82
7.2.	Auswirkungen auf die Gesamtwirtschaft, Verteilungswirkungen, KMU-Verträglichkeit	83
	<b>Abkürzungen _____</b>	<b>86</b>
	<b>Literaturverzeichnis _____</b>	<b>87</b>

## Zusammenfassung

### Ausgangslage, Ziel und Methodik

Als das Stromversorgungsgesetz (StromVG) per 1.1.2008 in Kraft trat, erhoffte man sich eine wettbewerbsorientierte und somit auch kosteneffiziente sowie eine sichere Stromversorgung mit transparenten Preisen. Schon bald zeigten sich Lücken und es wurde erkennbar, dass sich diese Ziele nicht vollständig erfüllen lassen. Im Hinblick auf die Energiestrategie 2050 und die geplante volle Marktöffnung hat der Bundesrat deshalb das Eidg. Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) beauftragt, eine Revision des Stromversorgungsgesetzes vorzubereiten. Themenorientierte Arbeitsgruppen haben zu diesem Zweck verschiedene Massnahmen diskutiert und einen konkreten Vorschlag erarbeitet. Die vorliegende Regulierungsfolgenabschätzung (RFA) analysiert die volkswirtschaftlichen Auswirkungen dieser Massnahmen. Der Fokus liegt dabei auf der Notwendigkeit staatlichen Handelns in diesem Bereich und auf der Analyse der Auswirkungen der vorgeschlagenen Massnahmen auf einzelne Gruppen und die Gesamtwirtschaft.

Die Analysen basieren hauptsächlich auf der Auswertung von BFE-internen Dokumenten und extern verfassten Studien, welche im Kontext der Revision erarbeitet wurden sowie übertragbaren Erfahrungen aus dem Ausland. Ziel der RFA ist es, den Nutzen in Form der Zielerreichung der Massnahmen und der damit verbundene Umsetzungsaufwand im Vergleich zu einer Referenzentwicklung ohne diese Massnahmen zu beurteilen. Als Referenzszenario für die Untersuchung der Auswirkungen der einzelnen Massnahmen gilt das aktuelle Stromversorgungsgesetz (StromVG).

### Die untersuchten Massnahmen

Bei der Revision des StromVG sind insgesamt zwei Pakete von Gesetzesanpassungen vorgesehen. Die vorliegende RFA befasst sich mit den im ersten Paket vorgesehenen rund 20 Massnahmen. Von diesen 20 Massnahmen haben wir zehn Massnahmen einer vertieften Wirkungsanalyse unterzogen.<sup>1</sup> Weitere zehn Massnahmen wurden pauschal beurteilt.<sup>2</sup>

---

<sup>1</sup> Zwei Massnahmen (G-Komponente, Anpassungen bei der Speicherregulierung) wurden im Rahmen dieser Arbeiten aus fachlichen Gründen vom BFE verworfen. Eine Anreizregulierung – via ergebnisoffene Testphase – ist für ein zweites Paket vorgesehen. Diese würde bei etwaiger Einführung durch eine Qualitätsregulierung ergänzt.

<sup>2</sup> Vgl. Kapitel 2.3 und 6.

Tabelle 1: In der Revision StromVG vorgesehene Änderungen

Massnahme	Bestehende Regelung	Neue Regelung/Änderung gegenüber heute
1. <b>Netznutzer als Anbieter für Systemdienstleistungen (SDL)</b>	Beschränkung der Angebote für Regenergie für Swissgrid auf Kraftwerkskapazitäten	Erweiterung des Teilnehmerkreises für SDL-Angebote auf alle Netznutzer -> De facto keine Änderung gegenüber heute, da Teilnehmerkreis in Praxis schon erweitert
2. <b>Flexibilitäten im Verteilnetz</b>	Zugriff auf Flexibilitäten nicht geregelt	Regelung des Zugriffs auf Flexibilitäten als Rahmen für Entwicklung von Flexibilitätsmarkt, insbesondere Festlegung von Eigentumsrechten
3. <b>Vorrang Erneuerbare</b>	Vorrang für erneuerbare Energien beim Abruf von Regenergie und bei der Kapazitätszuteilung	Kein Vorrang mehr -> Keine Änderung gegenüber heute, da bisherige Regelung in Praxis nicht umgesetzt
4. <b>Teilliberalisierung Messwesen</b>	Regelung in der StromVV	Teilliberalisierung für Grossverbraucher und grosse Produzenten
5. <b>Sunshine-Regulierung</b>	Cost-plus-Regulierungs-Modell (Netznutzungsentgelte basierend auf den anrechenbaren Netzkosten geregelt)	Zusätzlich Sunshine-Elemente
6. <b>Tarifierung</b>	Anteil Arbeitspreis am Netznutzungstarif mindestens 70%	Anteil Arbeitspreis mindestens 50% Ausnahmeregelung für höheren Leistungspreisannteil
7. <b>Kostenwälzung*</b>	Regelung in der StromVV: Wälzungsvorgabe 30% Arbeit und 70% Leistung, Bruttoprinzip	Regelung in der StromVV: Wälzungsvorgabe 10% Arbeit und 90% Leistung, Betragsnettoprinzip
8. <b>ITC-Mindererlöse</b>	Anlastung der ITC-Mindererlöse bei Endverbrauchern	Anlastung der ITC-Mindererlöse bei LTC-Parteien
9. <b>WAS-Modell</b>	Gestehungskostenregulierung	Vergleichspreisbetrachtung
10. <b>Arealnetze</b>	Arealnetze nicht explizit definiert	Wesentliche Elemente (Definition, Rechte/Pflichten, Kostentragung, Abgeltung Netznutzung) geregelt

(\* ) in der StromVV vorgesehene Änderung.

Tabelle INFRAS.

## Ergebnisse

Die Ergebnisse der Analyse zu den fünf RFA-Prüfpunkten lassen sich wie folgt zusammenfassen:

### 1. Notwendigkeit und Möglichkeit staatlichen Handelns

Stromnetze stellen ein natürliches Monopol dar, bei dem sich unter Marktbedingungen kein effizientes Ergebnis einstellen würde. Stromnetze bzw. Netzbetreiber werden deshalb über das StromVG reguliert. Die bestehenden Regulierungen weisen allerdings einige Schwächen auf, insbesondere ungenügende Verursachergerechtigkeit, ungenügende (Kosten-)Effizianzanreize und mangelnden Wettbewerb.

Diese Defizite gilt es zu anzugehen. Die im Rahmen der Revision vorgesehenen Massnahmen adressieren denn auch vor allem die Schwächen der heutigen Regulierung sowie einige wenige neue Regulierungsbedürfnisse. Ziel der Massnahmen ist es, die Regulierung zu verbessern, indem diese Defizite behoben werden.

Die folgende Tabelle zeigt eine Übersicht der untersuchten Massnahmen und der stichwortartigen Begründung für die Notwendigkeit staatlichen Handelns:

**Tabelle 2: Notwendigkeit staatlichen Handelns**

Massnahme	Begründung für staatliche Eingriffe	Ziel
<b>1. Netznutzer als Anbieter für Systemdienstleistungen (SDL)</b>	Ungenügende Liquidität	Mehr Wettbewerb und bessere Kosteneffizienz dank mehr Anbietern
<b>2. Flexibilitäten im Verteilnetz</b>	Fehlende Eigentumsrechte ungenügende Nutzung des Vermarktungspotenzials von Flexibilitäten	Entwicklung Flexibilitätsmarkt mit neuen Geschäftsmodellen und entsprechendem Ertragspotenzial Nicht-diskriminierende Nutzung von Flexibilitäten, Optimierung Netzausbau
<b>3. Vorrang Erneuerbare</b>	Ungleichbehandlung von erneuerbarer und nicht erneuerbarer Stromproduktion	Effiziente Beschaffung von SDL
<b>4. Teilliberalisierung Messwesen</b>	Hohe Preise und teilweise schlechte Datenqualität	Kostensenkung und bessere Datenqualität
<b>5. Sunshine-Regulierung</b>	Ungenügende Anreize für Kosteneffizienz und smarte Investitionen	Moderate Effizienzanreize
<b>6. Tarifierung</b>	Ungenügende Verursachergerechtigkeit	Höhere Verursachergerechtigkeit bei der Allokation der Netzkosten mit gleichzeitiger Schutzfunktion für Eigenverbrauchsanlagen
<b>7. Kostenwälzung</b>	Ungenügende Verursachergerechtigkeit	Höhere Verursachergerechtigkeit bei der Allokation der Netzkosten
<b>8. ITC-Mindererlöse</b>	Eingeschränkte Verursachungsgerechtigkeit	Höhere Verursachungsgerechtigkeit (damit verbunden: Entlastung Endverbraucher)
<b>9. WAS-Modell</b>	Gefahr von überhöhten Energietarifen	Schutz der Endverbraucher vor stark-überhöhten Energietarifen
<b>10. Arealnetze</b>	Rechtsunsicherheit	Höhere Rechtssicherheit

Tabelle INFRAS.

## 2. Auswirkungen auf die einzelnen gesellschaftlichen Gruppen

Die Massnahmen wirken sich in erster Linie auf die rund 670 Netzbetreiber, die Energie- und Messdienstleister, die Aggregatoren,<sup>3</sup> die Endverbraucher (Kleinkunden und Grossverbraucher) und die „Prosumer“<sup>4</sup> (heute ca. 20'000) aus. Indirekt wirken sich gewisse Massnahmen zudem

<sup>3</sup> Aggregatoren bündeln und vermarkten verbrauchsseitige Flexibilitäten (z.B. Swisscom Energy Solutions, XAMAX (Alpiq) etc.).

<sup>4</sup> Endverbraucher (Consumer), die über kleine Anlagen Strom für den Eigenbedarf erzeugen (Producer).



auf die Endverbraucher aus, weil sie für angemessene Netznutzungstarife sorgen und Wahlfreiheit im Messwesen ermöglichen und weil sie den Rahmen schaffen, dass Endverbraucher ihre Endkundenflexibilitäten<sup>5</sup> vermarkten können.

Die Nutzen der Massnahmen – im Wesentlichen (mittel- bis längerfristiges) Kosteneinsparpotenzial und Vermarktungspotenzial – sind schwierig zu quantifizieren, weshalb die Auswirkungen primär qualitativ dargestellt werden. Quantitative Schätzungen liegen für eine Massnahme vor: Die Kosteneinsparungen beim Netzausbau infolge der Regelung der Flexibilitäten im Verteilnetz werden unter der Annahme einer Abregelung auf 90% auf ca. 800 Mio. CHF geschätzt (Einsparung über 20 Jahre, d.h. umgerechnet ca. 40 Mio. CHF/Jahr).<sup>6</sup> Bei einer Wertschöpfung der Strombranche von jährlich ca. 8 Mrd. CHF entsprechen diese Einsparungen ca. 0.5%, wobei sich die geschätzten Einsparungen ausschliesslich auf die Massnahme zur Regelung der Flexibilitäten beziehen.<sup>7</sup> Die Nettoeinsparungen – nach Berücksichtigung allfälliger Kosten für die informations- und kommunikationstechnologische Anbindung und die Abgeltung von abgeregelter Energie – sind entsprechend geringer. Die Massnahme dürfte zudem ausserhalb des Netzbereiches einen relevanten Nutzen schaffen. Den Umsetzungsaufwand beurteilen wir bei den allermeisten Massnahmen als gering (siehe folgende Tabelle).

---

<sup>5</sup> z.B. Wärmepumpe, Waschmaschine Kühlhäuser.

<sup>6</sup> Consentec 2016.

<sup>7</sup> VSE 2013.

Die folgende Tabelle fasst die Ergebnisse der Auswirkungsanalyse zusammen:

**Tabelle 3: Auswirkungen auf einzelne gesellschaftliche Gruppen**

Massnahme	Hauptbetroffene	Zusätzliche Nutzen	Zusätzlicher Umsetzungsaufwand
1. Alle Netznutzer als Anbieter für Systemdienstleistungen (SDL)	ÜNB (Netzgesellschaft swissgrid)	+	0
2. Flexibilitäten im Verteilnetz	Endverbraucher, Aggregatoren (Energiedienstleister), VNB	+++	-/--
3. Vorrang Erneuerbare	ÜNB, erneuerbare Energieproduzenten	+	0
4. Teilliberalisierung Messwesen	Energie- und Messdienstleister, (grössere) Endverbraucher/Erzeuger	+ / ++	- / --
5. Sunshine-Regulierung	VNB	+ / ++ <sup>8</sup>	-
6. ITC-Mindererlöse	LTC-Parteien, Endverbraucher	+	-
7. Tarifierung	Endverbraucher, Prosumer	+ / ++	-
8. Wälzung	VNB	+	-
9. WAS-Modell	Endverbraucher in der Grundversorgung	+	-
10. Arealnetze	Arealnetzbetreiber	+	-

Zusätzliche Nutzen (insbesondere Kostensenkungspotenzial): +++ gross, ++ mittel, + gering, 0 kein zusätzlicher Nutzen.

Zusätzlicher Umsetzungsaufwand: --- gross, -- mittel, - gering, 0 kein zusätzlicher Aufwand.

Tabelle INFRAS.

### **Stromwirtschaft**

Die VNB erhalten mit den Massnahmen Anreize für einen effizienteren Netzausbau (Regelung Flexibilitäten, Wälzung) und leicht stärkere Anreize, die Netzkosten zu senken (Sunshine-Regulierung). Mögliche negative Nebenwirkungen auf die Stromwirtschaft sind aus unserer Sicht nicht zu erwarten. Entsprechend sehen wir keine grösseren Auswirkungen auf die Beschäftigung in der Strombranche.

### **Unternehmen und Haushalte**

Bei den Unternehmen und Haushalten (in ihrer Funktion als Endverbraucher und Energiedienstleister) beurteilen wir die Gesamtwirkungen insgesamt positiv: Diese Gruppen profitieren in erster Linie vom Vermarktungspotenzial der Flexibilitäten und davon, dass die Netznutzungsentgelte infolge der Effizienzreize in der Bereitstellung und im Netzbetrieb nicht unangemessen steigen. Bei einer Marktöffnung werden die Kleinkunden zudem vor etwaig stark überhöhten Energietarifen besser geschützt. Die grösseren Verbraucher ihrerseits dürften davon profitieren, dass sie ihre Messkosten infolge der Teilliberalisierung des Messwesens senken können und sich die Qualität der Messdienstleistungen verbessert.

<sup>8</sup> Je nach Ausgestaltung, siehe Kapitel 5.5.5

Gewisse Verteilungswirkungen können sich aufgrund der Wälzung innerhalb der Netzebenen und durch die Anlastung der ITC-Mindererlöse (Belastung LTC-Parteien, teilweise Entlastung der Endverbraucher) ergeben. Es dürfte sich dabei aber nur um geringe Effekte handeln. Keine grösseren Verteilungswirkungen sehen wir auch deshalb, weil die Ausgaben für Strom bei den Haushalten in der Regel einen geringen Anteil an den Gesamt-Haushaltsausgaben ausmachen.<sup>9</sup> Grössere unerwünschte Nebenwirkungen erwarten wir ebenfalls keine. Aus sozialer Sicht beurteilen wir die Massnahmen deshalb als unproblematisch. Die Revision ist KMU-verträglich.

### 3. Auswirkungen auf die Gesamtwirtschaft

Die Auswirkungen auf die Gesamtwirtschaft sind aus unserer Sicht insgesamt positiv zu bewerten. Infolge der Effizienzgewinne kann erwartet werden, dass die Netznutzungsentgelte für Strom weniger steigen als im Referenzfall, da das Netz tendenziell effizienter bewirtschaftet wird. Im Weiteren sehen wir Potenzial für Kostensenkungen und bessere Qualität bei den Messdienstleistungen und vor allem ein zusätzliches Effizienz- und Ertragspotenzial durch die Vermarktung von Flexibilitäten. Letzteres dürfte auch Impulse für Innovationen auslösen. Ausserdem bleiben die Anreize für den Ausbau dezentraler erneuerbarer Energieanlagen aufgrund der vorgeschlagenen Tarifierungslösung bestehen. Aufgrund der anvisierten Effizienzsteigerungen in der Stromversorgung erwarten wir, dass die Massnahmen der Revision StromVG einen Beitrag zur Stärkung des Wirtschaftsstandortes Schweiz leisten.

### 4. Alternative Regelungen, Lücken und Unsicherheiten

Für vereinzelte Massnahmen sind zwar Alternativen denkbar. Aus diversen Überlegungen erachten wir sie zum jetzigen Zeitpunkt als nicht zwingend notwendig.<sup>10</sup> Einzelne dieser Massnahmen (z.B. Anreizregulierung) wurden in einem ersten Bericht zu dieser RFA untersucht.<sup>11</sup> Der erste RFA-Bericht enthielt ausserdem weitere Massnahmen, die nicht im ersten Paket enthalten sind. Diese Massnahmen können wie folgt zusammengefasst werden:

- Eine Anreizregulierung weist ein hohes Potenzial für Effizienzsteigerungen bei den Netzkosten auf (Schätzungen gehen von ca. 190-270 Mio. CHF/Jahr aus).<sup>12</sup> Eine Anreizregulierung mit einem gemäss BFE pragmatischen Modell ist für das zweite Paket via offene Testphase vorgesehen.

<sup>9</sup> Anteil an den Haushaltsausgaben ca. 0.5% im Durchschnitt (vgl. INFRAS 2014).

<sup>10</sup> Siehe in den Kapiteln 5.1 bis 5.10 jeweils Abschnitt «Alternativen».

<sup>11</sup> Siehe INFRAS/BG 2015: [https://www.seco.admin.ch/seco/de/home/Publikationen/Dienstleistungen/Publikationen\\_und\\_Formulare/Regulierung/regulierungsfolgenabschaetzung/vertiefte-rfa/revision-des-stromversorgungsgesetz/o-regulierungsfolgenabschaetzung-zur-revision-der-stromversorgung.html](https://www.seco.admin.ch/seco/de/home/Publikationen/Dienstleistungen/Publikationen_und_Formulare/Regulierung/regulierungsfolgenabschaetzung/vertiefte-rfa/revision-des-stromversorgungsgesetz/o-regulierungsfolgenabschaetzung-zur-revision-der-stromversorgung.html)

<sup>12</sup> Frontier Economics 2015.

- Ergänzend zur Einführung einer Anreizregulierung ist eine Qualitätsregulierung vorgesehen. Damit lassen sich allfällige Fehlanreize der Anreizregulierung bzw. Qualitätsprobleme infolge von Unterinvestitionen korrigieren.
- Eine G-Komponente würde die Verursachergerechtigkeit in Bezug auf die Allokation der Netzkosten verbessern, allerdings auch die Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft verschlechtern. Diese Massnahme ist nicht mehr vorgesehen, weil die entsprechende Regulierung in den benachbarten Ländern heterogen ist, was wirtschaftspolitisch gegen die Einführung einer Schweizer G-Komponente spricht.
- Eine Anpassung der Ausnahmeregelung für Pumpspeicherkraftwerke (PSKW): Diese wird aus verschiedenen Gründen als nicht zweckmässig beurteilt: Eine Erweiterung auf dezentrale Speicher wie auch eine Abschaffung würden keine geeigneten Anreize für netzdienliches Verhalten schaffen und wären damit nicht verursachergerecht. Einer verursachergerechte Variante hingegen würde ein grosser administrativer Aufwand gegenüberstehen.

Grössere Lücken und Unsicherheiten bestehen aus unserer Sicht keine.

Dieser Bericht basiert auf dem **Stand der Gesetzgebung und der Arbeiten an der Revision StromVG Mitte März 2017**.

## Teil I: Grundlagen

### 1. Einleitung

#### 1.1. Ausgangslage und Fokus

Als das Stromversorgungsgesetz (StromVG) per 1.1.2008 in Kraft trat, erhoffte man sich eine wettbewerbsorientierte und sichere Stromversorgung mit transparenten Preisen. In die gleiche Richtung zielten auch die Gesetzesreformen im Ausland. Auch hier standen mehr Wettbewerb, mehr Effizianzanreize in der Regulierung und eine möglichst kosteneffiziente Integration der erneuerbaren Energien (unter Berücksichtigung der Förderziele) im Vordergrund.

Schon bald zeigten die praktischen Erfahrungen, dass diese Ziele auch vor dem Hintergrund des sich veränderten Strommarktes nicht vollständig zu erfüllen sind. Auch vor dem Hintergrund der Energiestrategie 2050 und einer vollen Marktöffnung konstatierten die Behörden weitere Regelungslücken und Regulierungsbedarf. Der Bundesrat beauftragte deshalb das Eidg. Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK), einen Vernehmlassungsentwurf für die Revision des Stromversorgungsgesetzes auszuarbeiten. Das Bundesamt für Energie (BFE) hat zu diesem Zweck verschiedene interne und externe Arbeitsgruppen gebildet, welche die Themenfelder der Revision analysieren. Um die volkswirtschaftlichen Auswirkungen der Revision aufzuzeigen, haben BFE und das Staatssekretariat für Wirtschaft (SECO) INFRAS/BG Ingenieure den Auftrag für eine Regulierungsfolgenabschätzung (RFA) erteilt. Die Auswirkungen des revidierten StromVG sollen dabei in zwei Stufen untersucht werden.

Im Fokus der hier vorliegenden ersten Stufe stehen die fünf Prüfpunkte der RFA, insbesondere die Wirkungsmechanismen und die Auswirkungen der Revision. Zudem soll aufgezeigt werden, in welchen Bereichen allenfalls aus ökonomischer Sicht noch offene Fragen bestehen. Im Einzelnen soll die RFA folgende Aufgaben abdecken:

- Überblick über die ökonomischen Wirkungsmechanismen der Revision anhand eines Wirkungsmodells: Welche Massnahmen generieren welche Wirkungen und welche Gruppen sind davon betroffen?
- Qualitative volkswirtschaftliche Bewertung der fünf Prüfpunkte einer RFA:
  - Notwendigkeit staatlichen Handelns,
  - Analyse der zu erwartenden Auswirkungen auf einzelne Gruppen,
  - Analyse der zu erwartenden Auswirkungen auf die Gesamtwirtschaft,
  - Alternativen,
  - Zweckmässigkeit im Vollzug,
  - Zusätzlich: Risiken und mögliche Konsequenzen einer Fehlregulierung.
  - Identifikation offener Fragen bezüglich der ökonomischen Auswirkungen.

## 1.2. Methodisches Vorgehen

### 1.2.1. Generelles Vorgehen

Das Vorgehen richtet sich nach dem RFA-Handbuch des SECO. Der Fokus liegt dabei auf den Massnahmen, der Analyse der Auswirkungen sowie dem Abschluss.

**Abbildung 1: Umfang der vorliegenden RFA**

<b>Kapitel 2</b> Notwendigkeit einer RFA	2.1 Rechtlicher Anwendungsbereich 2.2 Volkswirtschaft. und regulat. Relevanz 2.3 Weitere Kriterien 2.4 Umfang und Ausrichtung der RFA
<b>Kapitel 3</b> Planung der RFA	3.1 Organisation 3.2 Inhalt
<b>Kapitel 4</b> Handlungsbedarf und Lösungsmöglichkeiten	4.1 Probleme 4.2 Ziele 4.3 Handlungsoptionen 4.4 Massnahmen
<b>Kapitel 5</b> Analyse der Auswirkungen	5.1 Wirkungsmodell 5.2 Identifikation der Auswirkungen 5.3 Grobanalyse der Auswirkungen 5.4 Detailanalyse der Auswirkungen 5.5 Methoden zur Datenabschätzung 5.6 Schätzung der Regulierungskosten
<b>Kapitel 6</b> Abschluss und Verwendung	6.1 Synthese und Beurteilung 6.2 Methoden zur Wirkungsbeurteilung 6.3 Optimierungs- und Vertiefungsbedarf 6.4 Fazit zu den fünf RFA-Prüfpunkten 6.5 RFA-Bericht 6.6 Kommunikation

Fokus der RFA

Grafik INFRAS, basierend auf SECO 2013b.

Für die Bearbeitung der Arbeitsschritte stützen wir uns im Wesentlichen auf:

- primär vom BFE zur Verfügung gestellte (Arbeits-)Dokumente (siehe Literaturverzeichnis),
- Gespräche mit den zuständigen Fachexperten des BFE und des SECO.

### 1.2.2. Methodische Aspekte

Zentraler Bestandteil der vorliegenden RFA ist die Analyse der Auswirkungen. Sie dient dazu, den Nutzen und den Aufwand einer Massnahme im Vergleich zu einem Referenzszenario und unter Berücksichtigung von Nebenwirkungen zu beurteilen. Wesentliche Aspekte dieser Gegenüberstellung sind:

### Referenzszenario

Als Referenzszenario für die Untersuchung der Auswirkungen der einzelnen Massnahmen gilt das aktuelle Stromversorgungsgesetz (StromVG vom 1.1.2008) bzw. die aktuelle Praxis.

### Arten von Wirkungen

Die folgenden Ausführungen beschreiben die Wirkungen der einzelnen Massnahmen. Wir konzentrieren uns dabei auf diejenigen Wirkungen, die bei einer Realisierung der Massnahmen **neu oder zusätzlich** anfallen. Die Wirkungen werden dabei wie im Handbuch RFA vorgegeben in folgende Arten unterteilt:

- **Hauptwirkungen:** Wirkungen entsprechend den Zielen der Massnahme auf die einzelnen gesellschaftlichen Gruppen (Unternehmen, Haushalte, Staat, Regionen, weitere Organisationen oder das Ausland). Die Hauptwirkungen entsprechen dem Nutzen der Massnahme.
- **Umsetzungsaufwand:** Aufwand, der bei den Behörden und Adressaten (Unternehmen, Haushalte) anfällt, um die Massnahmen umzusetzen. Anders ausgedrückt handelt es sich um die Kosten, die anfallen, um die Handlungspflichten zu erfüllen. Dazu zählen Personalkosten, Investitionskosten, sonstige Sachkosten und finanzielle Kosten. Relevant sind dabei die Aufwendungen, die im Vergleich zur heutigen Situation bzw. zum Referenzszenario zusätzlich anfallen: entweder, weil bestehende Aufgaben aufwendiger werden oder weil neue Aufgaben hinzukommen.
- **Weitere Wirkungen:** Wirkungen ausserhalb der Ziele der Massnahme auf die einzelnen gesellschaftlichen Gruppen sowie auf Märkte, Wachstum und Wettbewerb sowie Wirtschaft, Gesellschaft und Umwelt.

### Kosten und Nutzen

Als Nutzen betrachtet werden positive Beiträge zu den Zielen des StromVG sowie positive andere Auswirkungen in den Bereichen Staat, Wirtschaft und Gesellschaft. Als Kosten betrachtet werden dementsprechend negative Beiträge zu den Zielen des StromVG sowie negative andere Auswirkungen.

### Qualitative und quantitative Resultate

Eine vollständig quantifizierte Kosten-Nutzen-Analyse war aus grundsätzlichen und praktischen Gründen nicht möglich. Es werden deshalb mehrheitlich qualitative beschreibende Aussagen und vereinzelte semi-quantitative Aussagen gemacht. In vielen Fällen sind keine belastbaren quantitativen Angaben möglich, weshalb wir in diesen Fällen für die Bewertung in dieser RFA qualitativ argumentieren.

**Unsicherheiten/Wissenslücken**

Relevante Unsicherheiten und Wissenslücken, welche die Beurteilung beeinträchtigen oder verunmöglichen, werden explizit gemacht.

**Alternativen**

Alternativen stellen Regelungsinstrumente dar, mit denen die angestrebten Ziele wirksamer, kosteneffizienter und mit geringeren Einschränkungen für die Adressaten erreicht werden können.

### 1.3. Aufbau des Berichts

Der Bericht ist in drei Teile gegliedert.

- **Teil I** beschreibt den Untersuchungsgegenstand – die Revision des StromVG bzw. die in der vorliegenden RFA untersuchten Massnahmen.
- Die Wirkungen dieser Massnahmen sind – für jede Massnahme separat – im **Teil II** Wirkungsanalyse dargestellt.
- Der Bericht schliesst mit der Gesamtbeurteilung in **Teil III** ab.

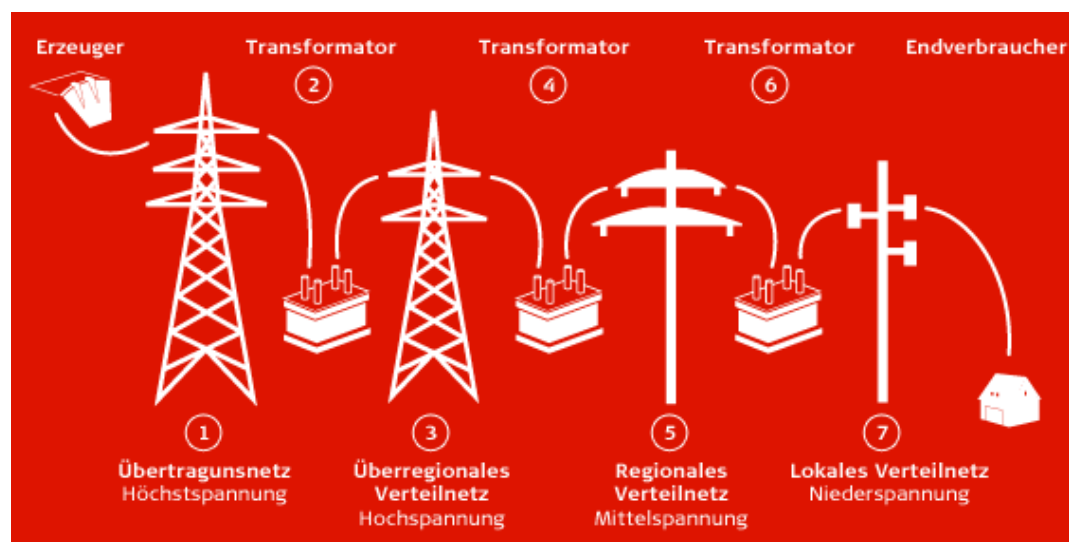


## 2. Die Revision des Stromversorgungsgesetzes

### 2.1. Das Schweizer Stromnetz<sup>13</sup>

Das gesamte Schweizer Stromnetz besteht aus über 250'000 Kilometern Leitungen. Es setzt sich aus einem Übertragungs- und einem Verteilnetz zusammen. Das Schweizer Stromnetz unterteilt sich in sieben Netzebenen. Dazu zählen nebst Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetz auch drei Transformierungsebenen.

Abbildung 2: Netzebenen des Schweizer Stromnetzes



Quelle: Swissgrid.

- **Höchstspannung im Übertragungsnetz (Ebene 1):** Das Übertragungsnetz nimmt den produzierten Strom aus den grossen Kraftwerken oder dem angrenzenden Ausland auf. Der Strom wird mit einer Spannung von 380 kV bzw. 220 kV in die Nähe der Verbraucher transportiert. Dort wird dieser den tieferen Netzebenen, den Verteilnetzen, zur Verfügung gestellt. Das Schweizer Übertragungsnetz ist im Eigentum von Swissgrid.
- **Hochspannung im überregionalen Verteilnetz (Ebene 3):** Im Hochspannungsbereich wird der Strom zur überregionalen Energieversorgung mit 50 bis 150 kV an kantonale, regionale und städtische Verteilnetzbetreiber sowie an grosse Industrieanlagen verteilt.

<sup>13</sup> Dieser Abschnitt stammt von der Swissgrid-Homepage: [https://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/grid/transmission\\_system/grid\\_levels.html](https://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/grid/transmission_system/grid_levels.html)

- Mittelspannung im regionalen Verteilnetz (Ebene 5): Die Mittelspannung von 10 bis 35 kV wird zur regionalen Verteilung von Strom genutzt. Lokale Verteilnetze versorgen einzelne Stadtteile oder Dörfer sowie kleine und mittlere Industriebetriebe.
- Niederspannung im lokalen Verteilnetz (Ebene 7): Mit der Niederspannung von 400 oder 230 Volt kommt der Strom bei Haushalten, der Landwirtschaft und Gewerbebetrieben an.
- Unterwerke: Das Unterwerk – auch Unterstation genannt – verbindet zwei Spannungsebenen miteinander. Das Kernstück einer Unterstation ist der Transformator, der die Spannung von einer Spannungsebene auf eine andere umsetzt: von Höchstspannung zu Hochspannung und von Hochspannung zu Mittelspannung.
- Transformatorenstationen: In der Transformatorenstation wird die Mittelspannung auf die in Haushalt und Gewerbe notwendige Niederspannung von 400 und 230 Volt umgewandelt.

## 2.2. Problemstellung und Ziel der Revision

Stromnetze stellen ein natürliches Monopol dar, das es den Netzbetreibern theoretisch erlauben würde, überhöhte Netznutzungspreise zu verlangen. Aus ökonomischer Sicht kommt es daher – im unregulierten Zustand – zu einem Marktversagen: Das sich ergebende Marktergebnis wäre nicht effizient (allokative und produktive Ineffizienz).<sup>14</sup> Stromnetze werden deshalb in der Regel reguliert, in der Schweiz durch das Stromversorgungsgesetz (StromVG), das am 15. Juli 2007 in Kraft getreten ist. Das StromVG bezweckt eine sichere Elektrizitätsversorgung und einen wettbewerbsorientierten Elektrizitätsmarkt. Es soll ausserdem die Rahmenbedingungen schaffen für eine zuverlässige und nachhaltige Stromversorgung in allen Landesteilen und die Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Stromwirtschaft erhalten.

Das Gesetz regelt insbesondere folgende Aspekte: (Grund-)Versorgung, Netznutzung, Netzzugang und Netznutzungsentgelt sowie das Übertragungsnetz. Die praktischen Erfahrungen zeigen, dass die angestrebten Ziele auch vor dem Hintergrund des sich veränderten Strommarktes nicht vollständig zu erreichen sind.

Seit 2014 hat das BFE verschiedene Themen im Rahmen von internen Arbeitsgruppen und externen Studien untersuchen lassen. Ziel der Revision ist es, die Defizite des jetzigen Regelwerkes zu beseitigen und neue Regelungen zu ergänzen, die aus regulatorischer Sicht zur besseren Zielerreichung beitragen können. Leitgedanke der Revision ist, das Marktversagen besser zu korrigieren, indem die Regulierung dahingehend angepasst wird, dass in den Bereichen mit funktionierenden Märkten durch entsprechende Regulierung die Wettbewerbsmöglichkeiten

---

<sup>14</sup> Allokative Ineffizienzen liegen vor, wenn die Stromnetze nicht in der Menge, Art und Qualität angeboten werden, die sich die Konsumenten wünschen.

Produktive Ineffizienz: Die Stromnetze werden nicht mit minimalen Kosten betrieben und weiterentwickelt.

besser ausgeschöpft werden. Damit sollen die Verursachergerechtigkeit und die Kosteneffizienz in Stromnetzen erhöht und Lücken im Gesetz (bspw. Arealnetze) beseitigt werden. Als Hauptziele des ersten Revisionspakets nennt das BFE:

- Netzkosten verursachergerechter zuteilen – unter gleichzeitiger Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit des Eigenverbrauchs – und dadurch effizienten Netzausbau sicherstellen.
- Stärkere Effizianreize für die Bereitstellung und den Betrieb der Verteilnetze schaffen, in einem ersten Schritt mit Sunshine-Elementen in der bestehenden Cost-plus-Regulierung.
- Zugriffsmöglichkeiten auf Endkundenflexibilitäten definieren, um einen Markt für Flexibilitäten zu schaffen sowie als Alternative zum konventionellen Netzausbau in den Verteilnetzen.
- Weitere Ziele wie: Liquidität bei den Systemdienstleistungen verbessern, bestehende Ungleichbehandlungen im Netz abschaffen, Rechtslage bei den Arealnetzen klären, Kostentragung beim Netzanschluss klären.

## 2.3. Massnahmen der Revision

### Präambel

Bei der Revision des StromVG sind insgesamt zwei Pakete von Gesetzesanpassungen vorgesehen. Die hierfür vorgesehenen Massnahmen wurden in der vorliegenden RFA untersucht. Die RFA hat dabei in zwei Stufen stattgefunden: In der ersten Stufe zwischen März und Oktober 2015 wurden zehn Massnahmen geprüft, zwischen Dezember 2016 und Februar 2017 wurden zehn weiter konkretisierte Massnahmen (sechs bisherige, vier neue) untersucht. Diese sind Teil des ersten Pakets zur Revision des StromVG. Hinzu kommen zehn Massnahmen, die ebenfalls Teil des ersten Pakets sind und deren Auswirkungen pauschal beurteilt werden. Vier der in der ersten Stufe untersuchten Massnahmen sind im aktuellen ersten Massnahmenpaket nicht mehr enthalten. Die zu untersuchenden Massnahmen wurden in Absprache mit dem BFE und dem SECO festgelegt.

**Tabelle 4: In der RFA untersuchte Massnahmen**

Thema	Massnahmen des ersten Massnahmenpakets (fett: vertieft untersuchte Massnahmen, normal: pauschal untersuchte Massnahmen)	Im ersten Paket nicht be- rücksichtigte Massnahmen
Systemdienstleistungen	<b>1. Netznutzer als Anbieter für Systemdienstleistungen (SDL), grenzüberschreitender Austausch Swissgrid</b> ▪ Bilanzgruppen als Zahlungspflichtige	
Strom aus erneuerbaren Energien	<b>2. Flexibilitäten im Verteilnetz</b> ▪ Datensicherheitsfragen <b>3. Vorrang Erneuerbare</b>	
Messwesen	<b>4. Teilliberalisierung Messwesen</b>	

Thema	Massnahmen des ersten Massnahmenpakets (fett: vertieft untersuchte Massnahmen, normal: pauschal untersuchte Massnahmen)	Im ersten Paket nicht be- rücksichtigte Massnahmen
Netznutzungstarife, Qualität	<b>5. Sunshine-Regulierung</b> Tarif Wassertausch	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Anreizregulierung</li> <li>▪ Qualitätsregulierung</li> </ul>
Netzkosten	<b>6. Tarifierung</b> <b>7. Kostenwälzung</b> <b>8. Arealnetze</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Zugang BFE zu Daten ECom</li> <li>▪ Anrechenbare Netzkosten</li> <li>▪ Kostentragung von Erschliessungsleitungen</li> <li>▪ Kontrolle der Netzkostenbeiträge durch die ECom</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ G-Komponente</li> <li>▪ Verursachergerechte Be- handlung von Pumpspei- chern/dezentralen Spei- chern</li> </ul>
Handel	<b>9. ITC-Mindererlöse</b>	
Marktöffnung	<b>10. WAS-Modell</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Ersatzversorgung</li> <li>▪ Abnahme-/Vergütungspflicht</li> </ul>	
Rechtliche Aspekte	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Swissgrid</li> <li>▪ ECom</li> </ul>	

**Fett:** vertieft untersuchte Massnahmen, normal: pauschal untersuchte Massnahmen.

Tabelle INFRAS.

## 2.4. Notwendigkeit staatlichen Handelns

Ziel einer RFA ist es, die Auswirkungen einer Regulierung aufzuzeigen. Dabei ist in einem ersten Schritt zu klären, ob die Regulierung überhaupt notwendig ist.<sup>15</sup> Aus wohlfahrtsökonomischer Sicht ist staatliches Handeln notwendig, wenn ein Marktversagen vorliegt und damit die Allokationseffizienz beeinträchtigt wird. Gründe für ein Marktversagen können sein:

- Öffentliche Güter und Externalitäten,
- asymmetrische oder allgemein unvollkommene Information,
- Marktmacht aufgrund von Monopolen, Kartellen oder dominanter Marktposition.

Staatliche Eingriffe garantieren allerdings nicht automatisch ein effizientes Ergebnis. Handlungsbedarf für den Staat gibt es auch bei Regulierungsversagen, d.h. wenn die Wirkungen staatlicher Eingriffe nicht den angestrebten Zielen entsprechen. Gründe für Regulierungsversagen können sein:

- Mangelhafte Problem- und Zielidentifikation,
- unwirksamer oder zu aufwendiger Vollzug,<sup>16</sup>
- übermässige negative Nebenwirkungen,
- Vereinnahmung durch Regulierungsadressaten,
- Unwirksamkeit aufgrund von Regulierungswettbewerb.

<sup>15</sup> Gemäss WBF 2013b: Prüfpunkt 1: Notwendigkeit und Möglichkeit staatlichen Handelns.

<sup>16</sup> Vollzugsversagen kann zu fehlender Effektivität und Effizienz führen.

Schliesslich gibt es auch noch überwiegende öffentliche Interessen, die staatliche Eingriffe rechtfertigen. Solche Interessen können sein: Schutz der öffentlichen Ordnung, des Lebens, der Gesundheit, der Umwelt, der Konsumenten, der Lauterkeit des Handelsverkehrs, des nationalen Kulturgutes, des Eigentums.

Die Notwendigkeit staatlichen Handelns wird im Rahmen der Auswirkungsanalyse für die einzelnen Massnahmen untersucht. **Im Zentrum stehen dabei Effizienzüberlegungen und weniger Verteilungsfragen.** In gewissen Fällen lassen sich staatliche Aktivitäten auch bei einer effizienten Marktallokation begründen. Dies ist der Fall, wenn die aus dem Marktprozess resultierende Verteilung von Einkommen und Vermögen nicht den gesellschaftlichen oder politischen Vorstellungen der Entscheidungsträger entspricht.

## Teil II: Wirkungsanalyse

### 3. Referenzszenario

Bei der Wirkungsanalyse geht es darum, die Auswirkungen der oben aufgeführten Massnahmen aufzuzeigen. Dies geschieht im Vergleich zu einem Referenzszenario, das die Situation ohne Änderungen des bisherigen Rechts abbildet. Für diese RFA dient das aktuelle Stromversorgungsgesetz (StromVG) als Referenzszenario. Wichtige Eckpfeiler der heutigen Regelung sind:

- Übertragung des Höchstspannungsnetzes an die nationale Netzgesellschaft Swissgrid,
- Regulierung der Netzpreise nach Cost-plus-Methode (Kosten + regulierter Betriebsgewinn<sup>17</sup> = Erlös),
- Finanzierung der Netzkosten ausschliesslich durch die Endverbraucher,
- Diskriminierungsfreier Netzzugang für grosse Endverbraucher (>100 MWh/a) (Marktöffnung 1. Stufe),
- Lieferpflicht für Endverbraucher (<100 MWh/a) (Grundversorgung).

Für den Strommarkt relevant ist ausserdem die Förderung der erneuerbaren Energie über die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) gemäss Energiegesetz.

Der Schweizer Strommarkt ist heute geprägt durch einige wenige grosse Stromkonzerne, die auf der ganzen Wertschöpfungschiene tätig sind (Produktion, Verteilung, Vertrieb, Handel) und viele mittlere und kleine Energieversorgungsunternehmen – häufig auch Querverbundunternehmen –, die primär in der Verteilung und im Vertrieb tätig sind. Grössere Veränderungen sind zu erwarten mit der Neuausrichtung der schweizerischen Energiepolitik im Rahmen der Energiestrategie 2050 und der geplanten vollständigen Marktöffnung.

Das Referenzszenario stellt im Sinne eines Verzichts auf neue Regelungen grundsätzlich auch eine Handlungsalternative dar. Der Übersichtlichkeit halber wird sie aber nicht explizit als Alternative erwähnt.

---

<sup>17</sup> Der Betriebsgewinn wird über den sogenannten Weighted Average Cost Of Capital (WACC) reguliert. Der WACC entspricht der Verzinsung des eingesetzten Kapitals, gemittelt über Eigen – und Fremdkapital (finanzielle Opportunitätskosten). Der WACC wird jährlich festgelegt.

## 4. Übersicht über die Wirkungen

Die folgende Figur zeigt schematisch die wichtigsten Wirkungen der untersuchten Massnahmen. Dabei ist zu beachten, dass die Wirkungen zeitlich unterschiedlich anfallen können (kurz-/mittel-/längerfristig). Der Übersichtlichkeit wegen verzichten wir darauf, die Fristigkeiten sowie die pauschal beurteilen Massnahmen in der Grafik darzustellen.

Die im Wirkungsmodell aufgeführten betroffenen Gruppen lassen sich wie folgt präzisieren:

**Tabelle 5: Betroffene Akteure**

Kategorie	Betroffene Akteure
Behörden	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Regulator ECom</li> </ul>
Erbringer von Energie-/Messdienstleistungen	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Dritte Messstellenbetreiber und Messdienstleister</li> <li>▪ Aggregatoren und andere neue Anbieter</li> </ul>
Netzbetreiber	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) Swissgrid</li> <li>▪ Verteilnetzbetreiber (80 grössere VNB, knapp 600 kleinere VNB), teilweise Mehrspartenunternehmen (Netzbetreiber, Energielieferant, Stromerzeuger)</li> <li>▪ Arealnetzbetreiber (ANB)</li> </ul>
Stromerzeuger	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Kraftwerksbetreiber</li> <li>▪ Betreiber von dezentralen erneuerbaren Energieanlagen</li> <li>▪ Arealnetzerzeuger</li> </ul>
Strombezüger	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Endverbraucher: Industrie-/Gewerbekunden, Haushalte</li> <li>▪ Arealnetzbezüger</li> </ul>
Stromerzeuger/Strombezüger	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Betreiber von Speichern</li> <li>▪ „Prosumer“: Endverbraucher, die über kleine Anlagen Strom für den Eigenbedarf erzeugen</li> <li>▪ Betreiber von Pumpspeicherkraftwerken</li> <li>▪ Flexibilitätenanbieter</li> </ul>

Tabelle INFRAS.

	Flexibilität, System-DL	Netznutzungstarife	Netzkosten/Tarifierung	Handel	Marktöffnung
<b>Massnahmen</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Netznutzer als Anbieter für Systemdienstleistungen (SDL)</li> <li>▪ Flexibilitäten im Verteilnetz</li> <li>▪ Vorrang Erneuerbare</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Sunshine-Regulierung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Tarifierung</li> <li>▪ Kostenwälzung</li> <li>▪ Arealnetze</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ ITC-Mindererlöse</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Teilliberalisierung Messwesen</li> <li>▪ WAS-Modell</li> </ul>
<b>Hauptbetroffene</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ VNB, ÜNB</li> <li>▪ Anbieter von Flexibilitäten</li> <li>▪ Energiedienstleister (Aggregatoren, virtuelle Kraftwerke, flexible Lasten, ...)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ VNB</li> <li>▪ Regulator</li> <li>▪ Endverbraucher</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Endverbraucher/Prosumer</li> <li>▪ VNB</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Endverbraucher</li> <li>▪ LTC-Parteien</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Grössere Endverbraucher</li> <li>▪ Grössere Produzenten/Prosumer</li> <li>▪ Endverbraucher in der Grundversorgung</li> </ul>
<b>Zusätzlicher Umsetzungsaufwand</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Geringer Mehraufwand für VNB (neue Netznutzungsprodukte)</li> <li>▪ Praktisch kein Mehraufwand für ÜNB, Regulator, Anbieter</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Geringer Mehraufwand für Regulator (Kennzahlen publizieren)</li> <li>▪ Praktisch kein Mehraufwand für VNB</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Geringer Mehraufwand für VNB (Tarifierung, Arealnetze)</li> <li>▪ Kein Mehraufwand für Endverbraucher/Prosumer</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Kein Mehraufwand</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Geringer Mehraufwand für VNB (IT)</li> <li>▪ Praktisch kein Mehraufwand für Regulator und Endverbraucher</li> </ul>
<b>Zusätzliche Wirkungen (Nutzen)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ ÜNB: Mehr Anbieter, mehr Wettbewerb, günstigere Beschaffung von SDL, mehr Liquidität, höhere Versorgungssicherheit</li> <li>▪ Anbieter: Möglichkeit zur Vermarktung von Flexibilitäten, neue Geschäftsmodelle (Aggregatoren, flexible Lasten, Speicher), Innovationseffekte</li> <li>▪ VNB: Nicht-diskriminierende Nutzung von Flexibilitäten</li> <li>▪ Effizienterer Netzausbau</li> <li>▪ Endverbraucher: geringerer Anstieg der NNE</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ VNB: Moderate Anreize für Kosteneffizienz und Qualität -</li> <li>▪ VNB: Anreize für smarte Investitionen über zusätzlichen Indikator</li> <li>▪ Endverbraucher: Profitieren von weniger überhöhten Tarifen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Endverbraucher: Höhere Verursachergerechtigkeit, ohne übermässige Belastung von EE-Anlagen</li> <li>▪ Weniger diskriminierend Tarifdifferenzierungen</li> <li>▪ Anreize für netzdienliches Verhalten</li> <li>▪ VNB: höhere Effizienz bei der Allokation der Netzkosten</li> <li>▪ längerfristig effizienterer Netzausbau, höhere Kosteneffizienz</li> <li>▪ ANB: Rechtssicherheit</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Endverbraucher: Höhere Verursachergerechtigkeit, Entlastung</li> <li>▪ LTC-Parteien: Höhere Kosten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Endverbraucher/Produzenten/Prosumer: Mehr Wahlmöglichkeiten, tiefere Messkosten/bessere Qualität, evtl. Innovationseffekte</li> <li>▪ VNB: Anreize für wirtschaftliches Angebot bzw. etwaige Begrenzung preislicher Differenzierung aus Schutzaspekten (GV)</li> <li>▪ Endverbraucher in der GV: Schutz vor stark überhöhten Elektrizitätstarifen</li> </ul>



## 5. Wirkungen der Massnahmen im Detail

### 5.1. Netznutzer als Anbieter für Systemdienstleistungen (SDL)

#### 5.1.1. Beschreibung und Begründung des staatlichen Handelns

##### Beschreibung

Gemäss geltendem StromVG hat die nationale Netzgesellschaft (Swissgrid) für Systemdienstleistungen, einschliesslich die Bereitstellung von Regelenergie zu sorgen. Bislang konnte sie dazu gemäss StromVG nur auf Kraftwerkskapazitäten zurückgreifen. In der Praxis hat Swissgrid aber heute schon auf Lasten als Anbieter von SDL zugegriffen. Zukünftig soll der Teilnehmerkreis geöffnet und Swissgrid damit auch explizit auf Lasten zugreifen können.

- **Geltendes StromVG:** Nationale Netzgesellschaft beschafft die für Systemdienstleistungen benötigten Kraftwerkskapazitäten (StromVG Art. 20 Abs. 2 Bst. b).
- **Neu:** Öffnung des Teilnehmerkreises für Regelenergie auch auf Lasten.

Systemdienstleistungen (SDL) dienen dazu, den sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten.<sup>18</sup> Sie umfassen eine Reihe von Diensten, die in der Schweiz von Swissgrid koordiniert werden.<sup>19</sup>

Swissgrid beschafft die SDL heute in einem marktorientierten, diskriminierungsfreien und transparenten Verfahren über Ausschreibungen unter Anbietern von Kraftwerken und Regelpoolbetreibern.<sup>20</sup> In der Vergangenheit hat Swissgrid vor allem auf Kraftwerkskapazitäten aus dem Inland und dem grenznahen Ausland (F, D, A) zurückgegriffen, um das Stromangebot an die Nachfrage anzugleichen und somit das System ins Gleichgewicht zu bringen.

Die Revision sieht nun vor, alle Netznutzer zu ermächtigen, Systemdienstleistungen anzubieten,<sup>21</sup> darunter insbesondere auch Lasten (bspw. Kühlhäuser) und Speicher. D.h. neben Produzenten würden auch Stromverbraucher und Speicher einbezogen. Neben zentraler kann sich damit auch dezentrale Flexibilitäten aus dem Verteilnetz für SDL zur Verfügung stellen. Potenzielle Anbieter müssen die Präqualifikationsbedingungen von Swissgrid erfüllen.

<sup>18</sup> Der tatsächliche Stromverbrauch und die Produktion können von der Prognose abweichen, oder es kann unerwartet zum Ausfall eines Kraftwerks oder Verbrauchers kommen. In solchen Fällen wird je nachdem positive oder negative Regelleistung eingesetzt, um die Frequenz stabil bei 50 Hertz zu halten. <https://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/reliability/griddata/balance.html>

<sup>19</sup> Darunter: Primärregelung, Sekundärregelung, Tertiärregelung, Spannungshaltung, Ausgleich der Wirkverluste, Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit, Systemkoordination, betriebliche Messung. Zur Regelenergie siehe: <http://www.bfe.admin.ch/energie/00588/00589/00644/index.html?lang=de&msg-id=55588>

<sup>20</sup> Bei einem Regelenergiepooling werden Kraftwerke und Lasten zusammengeschlossen und Regelenergie über diesen Pool an die nationale Netzgesellschaft vermarktet. Produzenten, die Kraftwerksleistungen vorhalten und kurzfristig zuschalten können, sind beispielsweise Kleinkraftwerke, Notstromanlagen, Blockheizkraftwerke oder Kläranlagen. Als Verbraucher können Kühlhäuser und Wärmepumpenanlagen am Regelpooling teilnehmen. Sind nicht genügend Angebote am Markt vorhanden, um die Systemstabilisierung sicherzustellen, kann Swissgrid Kraftwerke gemäss einem Notkonzept verpflichten. Regelenergiepools wurden auch ohne Anpassung des StromVG schon 2013 eingeführt.

<sup>21</sup> Insbesondere bei der Sekundär- und Tertiärregelung.

### **Notwendigkeit staatlichen Handelns**

Die heutige Praxis entstand, weil man die Gefahr von Illiquidität und Marktmacht von Anbietern bzw. Nachfragern bei der Beschaffung von SDL befürchtete. Seit der Einführung der marktlichen Beschaffung durch Swissgrid sind die Preise für erheblich gesunken, auch weil Swissgrid für die Beschaffung auf Lasten zurückgegriffen hatte. Die Notwendigkeit, das StromVG anzupassen, ergibt sich deshalb daraus, die gängige Praxis im Gesetz abzubilden.

#### **5.1.2. Nutzen der Massnahme/Zielerreichung**

Der Hauptnutzen der Anpassung besteht darin, dass die rechtlich gängige Praxis im Gesetz verankert wird und damit Rechtssicherheit geschaffen wird.

Die Öffnung des Teilnehmerkreises explizit auch auf Lasten wird die Liquidität im Markt verbessern und erlaubt es Swissgrid, die SDL kostengünstiger zu beschaffen. Eine grössere Anzahl Teilnehmer wirkt sich ausserdem tendenziell positiv auf die Versorgungssicherheit aus.<sup>22</sup>

#### **Wirkungen auf den Übertragungsnetzbetreiber (Swissgrid)**

Swissgrid bezieht heute schon Lasten in die Beschaffung von SDL ein. Insofern ändert sich nichts für Swissgrid. Die explizite Erwähnung von Lasten als Anbieter für SDL könnte allenfalls die Anzahl Anbieter erhöhen und damit auch den Wettbewerbsdruck. Dadurch dürfte Swissgrid, die SDL tendenziell günstiger beschaffen können.

#### **Wirkungen auf Anbieter von Systemdienstleistungen**

Da die Öffnung des Teilnehmerkreises auf Lasten in der Praxis schon umgesetzt ist, sind keine grösseren Auswirkungen zu erwarten. Wir gehen davon aus, dass die gesetzliche Verankerung dazu führt, dass sich mehr Lasten für SDL anbieten. Evtl. ziehen sich auch einzelne Anbieter aus dem Markt zurück, weil sich mit der grösseren Anzahl Anbieter der Konkurrenzdruck erhöht. Eine grössere Anzahl Anbieter könnte allenfalls helfen, bei einem längerfristigen Wegfall der Atomkraftwerke leichter neue Anbieter von SDL zu erschliessen.<sup>23</sup>

Mit den Präqualifikationsbedingungen lässt sich sicherstellen, dass die potenziellen Anbieter die technischen und betrieblichen Voraussetzungen erfüllen.

#### **Wirkungen auf Verteilnetzbetreiber**

Direkt hat die Massnahme keine Wirkungen auf die Verteilnetzbetreiber und die Bilanzgruppenverantwortlichen.

<sup>22</sup> Mehr Marktteilnehmer bedeuten mehr Angebote. Bei Bedarf findet der ÜNB leichter und schneller Angebote für SDL. Dadurch kann er den Netzbetrieb und die Versorgungssicherheit im Sinne der Netzstabilität besser gewährleisten.

<sup>23</sup> Bei einem Wegfall der Atomkraftwerke braucht es neue SDL-Anbieter, weil diese heute einen grossen Beitrag an die SDL Leistung leisten (z.B. KKW Gösgen 2014, Erlös von 9.5 Mio. CHF für SDL an Swissgrid (Geschäftsbericht KKW Gösgen)).

### **Wirkungen auf die Endverbraucher**

Davon, dass Swissgrid günstiger beschaffen kann, profitieren letztlich auch die Stromkunden, weil die Netznutzungstarife weniger ansteigen (SDL sind Teil der Netznutzungskosten, die mit Netznutzungstarifen auf die Endverbraucher überwältzt werden).

### **Erfahrungen aus dem Ausland**

Einige europäische Länder haben das Angebot von Regelernergie in den letzten Jahren ausgebaut. Es gibt einige Energie-Regelpool-Betreiber, die grössere Verbraucher oder Erzeuger umfassen. In der Schweiz umfassen die Pools vor allem Haushalte. Bestimmte Umsetzungsprobleme finden sich auch im Ausland. Eine einheitliche Lösung hat sich bislang nicht durchgesetzt.

## 5.1.3. Umsetzungsaufwand

### **Umsetzungsaufwand für Übertragungsnetzbetreiber**

Swissgrid hat aufgrund der Massnahme keinen zusätzlichen Umsetzungsaufwand. Das Präqualifikationsverfahren wird bereits angewandt. Allenfalls steigt die Anzahl der Anbieter, die Lasten als SDL anbieten möchten und Swissgrid müsste mehr Präqualifikationsgesuche bearbeiten. Wir erwarten hieraus aber keinen wesentlichen Mehraufwand. Zu regeln sind allenfalls Details des Regelernergiepoolings. Dieses ist bis anhin in einem Branchendokument beschrieben. Dieses Dokument muss nun allgemein gültig erklärt werden, was jedoch kaum relevanten Mehraufwand auslösen dürfte.

### **Umsetzungsaufwand für Anbieter von Flexibilitäten für SDL**

Für Anbieter, die sich bereits präqualifiziert haben, ändert sich nichts. Anbieter, die sich neu für SDL qualifizieren wollen, haben einen einmaligen Initialaufwand, um das Präqualifikationsverfahren zu erfüllen. Das Verfahren hat sich in der Vergangenheit eingespielt, wir erwarten hieraus keinen wesentlichen Aufwand.

### **Umsetzungsaufwand für Verteilnetzbetreiber und Bilanzgruppenverantwortliche**

Bei den VNB und Bilanzgruppenverantwortlichen fallen ebenfalls keine wesentlichen Zusatzaufwendungen an.

### **Umsetzungsaufwand für den Regulator**

Der Regulator (ElCom) ist wie bisher für die Überwachung des SDL-Marktes zuständig. Im Vergleich zu heute fallen daher keine zusätzlichen Aufgaben an. Es wird zwar mehr Player geben, aber kurz- und mittelfristig nicht viel mehr SDL-Beschaffungen. Von daher erwarten wir keinen

wesentlichen Mehraufwand für den Regulator. Allenfalls muss der Regulator Mechanismen und Vorschriften zum netz- und bilanzgruppenschonenden Einsatz von Regelpools festlegen.

#### 5.1.4. Weitere Wirkungen

Die Öffnung des Teilnehmerkreises für SDL auf Lasten kann bei Energielieferanten und Netzbetreibern etwaig externe Kosten verursachen.<sup>24</sup> Diese sind – soweit nicht schon heute erfasst – bei der Branchenregelung geeignet zu berücksichtigen

#### 5.1.5. Fazit

##### **Gegenüberstellung von Nutzen und Aufwand**

Die vorgesehene Regelung bildet die aktuelle Praxis im Gesetz ab. Es entstehen deshalb keine relevanten Zusatzkosten. Ein Zusatznutzen könnte dadurch entstehen, dass allenfalls die Beschaffungspreise für SDL etwas günstiger werden, weil durch die explizite Verankerung im Gesetz der Anbieterkreis grösser werden dürfte. Sicherzustellen ist allenfalls, dass die Präqualifikationsbedingungen nicht zu einer Marktzutrittschürde für kleine Anbieter werden.

##### **Unsicherheiten und Lücken in der Wirkungsanalyse**

Keine grösseren Unsicherheiten/Lücken vorhanden. Das Ausmass etwaiger (negativer) Externalitäten ist unklar, allerdings wird mit der vorgesehenen Gesetzesanpassung nur die gängige Praxis gesetzlich abgesichert. Insofern erscheint dieser Punkte aus heutiger Sicht nicht von grösserer Bedeutung.

##### **Alternativen**

In einigen europäischen Ländern sind die Erzeuger verpflichtet, SDL zur Verfügung zu stellen (Quotenmodell). D.h. Kraftwerke sind verpflichtet, Regelenergie anzubieten, damit ausreichend Liquidität vorhanden ist. Sie können diese mit dem eigenen Kraftwerk anbieten oder auf dem Markt beschaffen. Die Kosten für Flexibilitäten sind in diesen Ländern bereits im Energiepreis enthalten und nicht im regulierten Netzpreis. Der Nachteil dieser Lösung liegt im hohen Koordinationsaufwand aller Kraftwerke durch Swissgrid, damit immer genügend Regelenergie vorhanden ist. Es ist deshalb zu erwarten, dass eine solche Lösungen ineffizienter ist als die in der Revision vorgeschlagene Marktlösung.

---

<sup>24</sup> Bspw. wenn durch die nicht-koordinierte Steuerung von Anlagen Fahrplanabweichungen und Ausgleichsenergiekosten entstehen oder wenn das Netz durch zusätzliche Lastspitzen belastet wird.

## 5.2. Flexibilitäten im Verteilnetz

### 5.2.1. Beschreibung und Begründung staatlichen Handelns

#### Beschreibung

Das aktuelle StromVG enthält keine Vorgaben bezüglich des Zugriffs auf Flexibilität. Üblich ist, dass die VNB via Rundsteuerung auf Flexibilität zurückgreifen können. Die Revision des StromVG regelt neu den Zugriff der VNB auf Flexibilitäten bei Endverbrauchern und Produzenten.

- **Geltendes StromVG:** Keine Regelung des Zugriffs durch den VNB bzw. von Dritten auf Flexibilitäten.
- **Neu:** Regelung des Zugriffs auf Flexibilitäten, u.a. dass der Zugriff von Dritten auf Flexibilitäten grundsätzlich vergütet werden muss, dass der Flexibilitätseigentümer über den Einsatz seiner Flexibilität entscheidet, dass individuelle Verträge mit Netzanschlussnehmern möglich sind.

Flexibilität bezeichnet die Fähigkeit, die Einspeisung ins Netz oder die Entnahme aus dem Netz auf Veranlassung durch den Verteilnetzbetreiber (VNB) oder einen anderen Akteur zu beeinflussen.<sup>25</sup> Flexibilitäten können z.B. bereitgestellt werden durch:

- Flexible Stromerzeugung: konventionelle Kraftwerke passen ihre Produktion an, Wind- und Solaranlagen werden abgeregelt.
- Flexible Nachfrage: Verbraucher (z.B. industrielle Prozesse oder Wärmepumpen) können ihren Verbrauch anpassen, sei es zur Strompreisoptimierung<sup>26</sup> oder vor allem auch zur Vermeidung von lokalen Engpässen im Verteilnetz.
- Speicherung: Pumpspeicher und Batterien (z.B. von Elektrofahrzeugen) können die Ladung und Entladung ihrer Speicher anpassen.

Flexibilitäten können zu unterschiedlichen Zwecken eingesetzt werden:<sup>27</sup>

- **Netzdienlich:** Flexibilitäten stellen eine Massnahme im Rahmen des Netzengpassmanagements dar. Durch die Aktivierung einer Flexibilität kann die Netzstabilität sichergestellt werden und bspw. ein Netzengpass behoben oder vermieden werden.

<sup>25</sup> Die Einflussnahme kann direkt via Steuerung oder indirekt über Anreize oder Nutzungsbeschränkungen erfolgen.

<sup>26</sup> Die Verbraucher reduzieren ihren Stromverbrauch in Zeiten mit hohen Preisen und verlagern ihre Nachfrage in Zeiten mit geringen Preisen.

<sup>27</sup> BFE/SECO 2016c.

- Marktdienlich: Eine Flexibilität wird abhängig vom Marktpreis nach ökonomischen Kriterien (Kostenminimierung bzw. Gewinnmaximierung) eingesetzt. So wird bspw. ein Speicher bei tiefen Preisen geladen und bei hohen Preisen entladen.
- Systemdienlich: Eine Flexibilität wird so eingesetzt, dass die Systembilanz/Regelzone ausgeglichen werden kann, sei es, indem der Systemführer Flexibilitäten abrufen oder sie über einen Marktmechanismus (bspw. den Regelenergiemarkt<sup>28</sup>) einsetzt.

An Flexibilitäten sind verschiedene Akteure interessiert (wobei Nutzungskonflikte entstehen können):

- VNB bspw. können Flexibilitäten – v.a. falls hinreichend Kostendruck herrscht – netzdienlich zur Netzstabilisierung bzw. zur Vermeidung von Engpässen einsetzen. Sie können sie aber auch marktdienlich nutzen.
- Aggregatoren können Flexibilitäten zur Vermarktung bspw. für Systemdienstleistungen oder am Intraday- und Spotmarkt benutzen.
- Eigenverbraucher können ihren Autarkiegrad optimieren.

Mit dem Ausbau dezentraler Energien und der steigenden Volatilität der Erzeugung sowie neuen Verbrauchsverhalten (z.B. wegen Elektrofahrzeugen) wird es zukünftig einen erhöhten Bedarf an Flexibilität in den Verteilnetzen geben.

Im aktuellen StromVG ist der Zugriff auf Flexibilitäten nicht geregelt. In der Praxis verfügen heute die VNB über den Zugriff auf die verbraucherseitigen Flexibilitäten (über die Rundsteuerung). Die Eigentümer der Flexibilitäten können nicht frei über die Flexibilitäten verfügen, sie sind über Netzanschlussbedingungen etc. verpflichtet, dem VNB Zugriff zu gewähren.

Mit der Revision des StromVG soll nun der Zugriff auf die Flexibilitäten geregelt werden. Der Grundsatz der neuen Regelung besteht darin, dass der Bereitstellung Flexibilitätseigentümer frei über den Zugriff des VNB oder von Dritten auf seine Flexibilität entscheiden kann. Wesentliche Elemente der neuen Regelung sind:

- Differenzierte Netznutzungsprodukte auf der Verbraucherseite: VNB müssen Endverbrauchern Netznutzungsprodukte ohne Zugriffsmöglichkeiten anbieten. Wollen VNB auf Flexibilitäten von Endverbrauchern zugreifen, müssen sie ihnen die Flexibilität mit einem preislich differenzierten Netznutzungsprodukt vergüten.<sup>29</sup> Der VNB kann die Zugriffsbedingungen und die Vergütung pauschal festlegen (implizite Vergütung). Für grosse Verbraucher sind auch

<sup>28</sup> Zur Regelenergie siehe: <http://www.bfe.admin.ch/energie/00588/00589/00644/index.html?lang=de&msg-id=55588>

<sup>29</sup> Die Vergütung kann bspw. über eine Rückerstattung auf dem Leistungspreis erfolgen. Damit ist auch sichergestellt, dass Endverbraucher, unabhängig davon, ob sie Flexibilität anbieten oder nicht, innerhalb eines VNB einem einheitlichen Mindestarbeitspreisanteil unterliegen.

individuelle Zugriffsrechte und Vergütungen denkbar (explizite Vergütung). Dem Endverbraucher steht es frei, ein Produkt mit Zugriffsrechten zu wählen.

- Zugriffsregelungen: Es werden Regeln für den Zugriff auf erzeugungs- und verbrauchsseitige Flexibilitäten durch den Netzbetreiber geschaffen. Die Regeln betreffen die Schwellenwerte bis zu welchen die Verteilnetzbetreiber ohne weitere Nachweise auf die Flexibilitäten zurückgreifen können sowie die Vergütung erzeugungsseitiger Flexibilität. Auf der Erzeugungsseite erhalten die VNB pauschal Zugriff auf Flexibilitäten, insbesondere von dezentralen Energieerzeugungsanlagen wie Wind- und PV-Anlagen. Ohne weiteren Nachweis kann der VNB jeweils nur bis zum einem Schwellenwert zugreifen. Frontier Economics/IAEW (2016) erwähnen, dass das BMWi in einer Verteilernetzstudie ermittelt hat, dass eine Spitzenkapung von 3% das Verhältnis zwischen Netzausbau und Flexibilität optimiert.<sup>30</sup> Die Zugriffsrechte sind zu vergüten.
- Kostenanrechenbarkeit: Der VNB kann die Kosten, die durch die Beschaffung von netzdienlichen Flexibilitäten (und insbesondere für die Vergütung) entstehen, als Netzkosten anrechnen lassen, sofern die Nutzung von Flexibilität eine (effiziente) Alternative zum Netzausbau darstellt.
- Missbrauchskontrolle: Als Korrektiv für allfällige Diskriminierungen wird eine ex post-Missbrauchsaufsicht installiert. VNB sollen einen angemessenen Preis für die genutzte Flexibilität zahlen. Die ElCom kann prüfen, ob die VNB den Grundsatz der Nichtdiskriminierung und das Verbot der Quersubventionierung (bei vertikal integrierten Unternehmen) einhalten. Die ElCom kann zudem die Vergütungshöhe (Tarifkonditionen und bilaterale Verträge) von Nutzungsprodukten für Endverbraucher prüfen. Sie soll regelmässig einen Monitoringbericht zur Flexibilitätsnutzung erstellen.

### **Notwendigkeit staatlichen Handelns**

Grundsätzlich sind Flexibilitäten ein handelbares Gut. Die Eigentümer von Flexibilitäten können heute allerdings häufig nicht frei über den Einsatz ihrer Flexibilität entscheiden, weil die Eigentumsrechte nicht klar geregelt sind. Damit die Flexibilitäten effizient genutzt und dort eingesetzt werden, wo sie den grössten Nutzen entfalten, müssen die Flexibilitätsanbieter aber frei entscheiden können, ob sie ihre Flexibilität selber nutzen oder vermarkten wollen. Damit sich ein Flexibilitätsmarkt entwickeln kann, müssen deshalb die Eigentumsrechte gestärkt werden. Eine Regulierung ist ausserdem notwendig, weil VNB aufgrund unvollständiger Entbündelung Marktmacht erlangen könnten. Beide Marktunvollkommenheiten sollen über die oben aufgeführten Elemente reguliert werden.

---

<sup>30</sup> E-Bridge, IAEW, OFFIS (2014): Moderne Verteilernetze für Deutschland, Studie im Auftrag des BMWi.

### 5.2.2. Nutzen der Massnahme

Die Massnahme hat zum Ziel, die Rahmenbedingungen so festzulegen, dass wirtschaftlich auf Flexibilitäten zugegriffen und sie effizient genutzt werden können. Die Regelung schafft wirtschaftliche Anreize, dass sich ein funktionsfähiger Flexibilitätsmarkt mit einem Preis für Flexibilität herausbildet, der einerseits die Knappheit der Flexibilitäten abbildet und andererseits eine diskriminierungsfreie Vermarktung sicherstellt. Von der Massnahme profitieren insbesondere folgende Akteure:

- Flexibilitätseigentümer und Aggregatoren können neu dank der Massnahme marktbasierende Dienstleistungen mit entsprechendem Ertragspotenzial anbieten. Davon profitiert u.a. auch die Netzgesellschaft (Swissgrid), weil dadurch die Marktliquidität im Regenergiemarkt steigt.<sup>31</sup>
- Die VNB können neu dank der Massnahme auch Flexibilitäten auf der Erzeugungsseite beschaffen und können dadurch Kosten für den Netzausbau sparen, die zur Beseitigung von Netzengpässen notwendig würden. Die Massnahme trägt zudem dazu bei, dass der Systembetrieb effizienter und sicherer erfolgen kann.
- Die Endverbraucher und Lieferanten können neu ihren Eigenverbrauch bzw. ihren Bezug optimieren.

#### **Auswirkungen auf die Verteilnetzbetreiber**

Betroffen auf Seiten der VNB sind alle rund 670 VNB in der Schweiz. Die Massnahme führt dazu, dass die VNB weiterhin Zugriff auf verbraucher- und neu auf produktionsseitige Flexibilitäten nehmen können (sofern nicht bessere Opportunitäten im Regenergiemarkt oder Eigenverbrauch existieren). Im Vergleich zur heutigen Situation müssen die VNB die Flexibilitäten grundsätzlich vergüten, da die Flexibilitätseigentümer neu frei über die Zugriffsrechte entscheiden können. Im Gegensatz zu heute kann der VNB mit grossen und für das Netz besonders relevanten Verbrauchern individuelle Zugriffsrechte und Vergütungen abschliessen.<sup>32</sup> Über das Ausmass der zusätzlich zu entrichtenden Vergütungen liegen keine Angaben vor. Kurzfristig könnten sich durch die grundsätzlich zu entrichtende Vergütung höhere Netzkosten ergeben. Mittel- und längerfristig gehen wir davon aus, dass dieser Effekt von den Auswirkungen einer effizienteren Netzentwicklung kompensiert wird.

Entwickelt sich eine ausreichende Liquidität von Flexibilitäten wird der VNB seine Flexibilitäten längerfristig wettbewerbsfähig in Konkurrenz mit anderen Marktakteuren beschaffen müssen.

<sup>31</sup> Zum Regenergiemarkt: siehe Kapitel 5.1.

<sup>32</sup> In der Praxis entstehen Engpässe häufig am Ende eines Netzes. Mit der neuen Regelung könnte der VNB lokal pragmatische Lösungen anstreben.



VNB mit vertikal integrierten Strukturen könnten allenfalls Quersubventionen vornehmen, indem sie unternehmenseigene Flexibilitäten (z.B. Kraftwerke im Besitz des Unternehmens) gegenüber dezentralen Flexibilitäten von Dritten bevorzugen. Inwieweit die Missbrauchskontrolle der ElCom solche Quersubventionen ebenso wie diskriminierendes Verhalten der VNB bei der Nutzung von dezentralen Flexibilitäten verringern kann, lässt sich nicht abschliessend beurteilen. Es wird teils argumentiert, dass die VNB Anreize haben, sich diskriminierend zu verhalten und Quersubventionierungen zu versuchen, solange die ElCom keine spürbaren Bussen für Fehlverhalten aussprechen kann. Die ElCom könne allenfalls eine Herabsetzung der Netztarife verfügen. Aber selbst dies sei bei 670 VNB und infolge asymmetrischer Informationen vermutlich eher die Ausnahme als die Regel.

Grundsätzlich gehen wir davon aus, dass die VNB in der mittleren bis langen Frist dank der effizienten Nutzung von Flexibilitäten Kosten beim Netzausbau verringern können.<sup>33</sup> Voraussetzung hierfür ist ein hinreichender Kostendruck auf die VNB infolge von Effizienzreizen. Hinweise auf das Potenzial der Kosteneinsparungen beim Netzausbau finden sich in Consentec (2015a):<sup>34</sup> Diese Studie hat die durch Einspeisemanagement erzielbaren Einsparungen des Netzausbaus für die Schweiz untersucht unter der Annahme, dass die Erzeugungsanlagen einheitlich auf 90% der installierten Leistung abgeregelt würden. Gemäss dieser Studie bewirkt eine Anwendung des Einspeisemanagements mit der Abregelung auf 90% eine Reduktion der Netzausbaukosten um ca. 800 Mio. CHF (über die Jahre 2015-2035 gerechnet). Dies entspricht bezogen auf die gesamten Netzkosten einer Senkung um knapp 1%, bezogen auf die Kosten für den erzeugungsbedingten Netzausbau von 5.8-6.6 Mrd. CHF (2015-2035) ca. 12-14%.<sup>35</sup> Nicht enthalten sind hierin die Kosten des Einspeisemanagements, also insbesondere die Kosten für Ersatzbeschaffungen und etwaige Entschädigungszahlungen der abgeregelten Energiemengen. Unter Berücksichtigung dieser Kosten und allfälliger Kosten für die Infrastruktur von Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) dürften die Gesamtkosteneinsparungen geringer ausfallen. Eine Studie für Deutschland kommt zum Schluss, dass bei einer Reduktion des Netzausbaus ein grösserer Anteil der Kosteneinsparungen übrigbleibt, wenn die Kosten für IKT und abgeregelter Energie berücksichtigt werden.<sup>36</sup> Ausgehend davon erwarten wir, dass der Nettoeffekt für die Netzbetreiber positiv ausfallen wird.<sup>37</sup>

In die gleiche Richtung deuten Ergebnisse von BET (2014b): Diese Studie vergleicht verschiedene Optionen zur Integration dezentraler Erzeugung, darunter auch die Möglichkeit von

<sup>33</sup> Zurzeit dürfte sich der Bedarf an Flexibilitäten noch in Grenzen halten, da die Netze gut ausgebaut sind.

<sup>34</sup> Der Bedarf umfasst Investitionen in alle Netzebenen, die sich sowohl aus den prognostizierten Angebots- und Nachfrageänderungen ergeben als auch durch altersbedingten Ersatz des heutigen Netzbestands entstehen (Consentec 2015a).

<sup>35</sup> Der erzeugungsbedingte Netzausbau ist derjenige Bereich, der durch Einspeisemanagement prinzipiell beeinflusst werden kann.

<sup>36</sup> E-Bridge 2016c, S. 7.

<sup>37</sup> Sollte in sehr besondere Einzelfälle die Abregelung weniger effizient bzw. teurer sein als konventioneller Netzausbau, kann sich der Netzbetreiber immer für diese letzte Lösung entscheiden.

Einspeise- und Lastmanagement. Die Studie kommt zum Ergebnis, dass ein Ausbau des kompletten Netzes zur Aufnahme der vollständigen Einspeiseleistung nicht kosteneffizient ist. Vielmehr sollten die Netzbetreiber das Einspeisemanagement in Form einer Kappung der Einspeisespitzen nutzen. Die Aussage bleibt auch bei einem hohen Kostenansatz bestehen, der eine Entschädigung des Anlagenbetreibers für die abgeregelte Energie sowie Kosten der Ersatzbeschaffung mit den Einspeisevergütungssätzen der Erzeugungsanlagen vorsieht.

Der VNB kann neu die durch netzdienlichen Flexibilitätseinsatz anfallenden effizienten Kosten (darunter insbesondere Kosten für die implizite und explizite Vergütung von Flexibilitätsanbietern) als anrechenbare Kosten geltend machen. Dies erlaubt ihm abzuwägen, ob er seine Netzengpässe durch Netzausbau beseitigen oder ob er Flexibilitäten beschaffen will.<sup>38</sup>

### **Auswirkungen auf die Anbieter von Flexibilitäten**

Anbieter von Flexibilitäten sind auf der Produktionsseite konventionelle Kraftwerke und erneuerbare Erzeugungsanlagen wie Wind- und Solaranlagen. Auf der Nachfrageseite sind es Endverbraucher und Eigenverbraucher sowie Betreiber von Speicher/Batterien.

Die Massnahme führt dazu, dass verbraucherseitige Anbieter von Flexibilitäten neu frei über den Einsatz ihrer Flexibilität entscheiden können. Verkaufen sie ihre Flexibilität an den VNB, so erhalten sie neu eine Vergütung. Mit der Anpassung des StromVG sind sie aber frei, ihre Flexibilität anderweitig einzusetzen. Der Abschluss eines Vertrags mit dem VNB ist freiwillig. Die Möglichkeit, Flexibilitäten zu verkaufen, schafft Anreize, in Flexibilitäten zu investieren (z.B. in Batterien, Speicher) und diese zu vermarkten (bspw. im Rahmen von virtuellen Kraftwerken oder durch Abtretung an Aggregatoren)<sup>39</sup>.

Was das Potenzial von Endverbraucherflexibilitäten betrifft, so kommt EnAdvice zum Schluss, dass in der Schweiz ein grosses technisches Potenzial an Flexibilitäten bei den Stromverbrauchern vorhanden ist. Die technische Kapazität soll der gesamten verfügbaren Leistung der Schweizer Speicher- und Pumpspeicherwasserkraftwerke entsprechen (davon wäre die wirtschaftliche Kapazität zu differenzieren). Die Studie identifiziert verschiedene Einsatzmöglichkeiten für Endkundenflexibilität und entsprechende Geschäftsmodelle: am Markt, für das Netz und beim Endkunden selber, bspw. im Eigenverbrauch. Neue effiziente Geschäftsmodelle (Aggregatoren, flexible Lasten, Quartiersspeicher, virtuelle Kraftwerke etc.) gewinnen an Bedeutung, was zu Innovationen führen kann. Die vorgesehene Anpassung des StromVG schafft die Voraussetzungen, dass die Endkunden all diese Einsatzmöglichkeiten – über den effizienten netzseitigen Einsatz hinaus – besser nutzen können).

<sup>38</sup> BFE/SECO 2016c: Die reine Kostenanrechenbarkeit bei einer Cost-plus-Regulierung führt allerdings im Gegensatz zu einer Anreizregulierung nicht dazu, dass der Netzbetreiber auch die volkswirtschaftlich effizientesten Entscheidungen trifft.

<sup>39</sup> Siehe Abschnitt «Auswirkungen auf Energiedienstleister und neue Marktteilnehmer».

Flexibilitätsanbieter auf der Produktionsseite unterstehen weiterhin einem limitierten Zugriffsrecht ihres VNB, für das sie eine Entschädigung erhalten. Sie haben neu auch die Möglichkeit, ihre Flexibilität frei zu vermarkten.

### **Auswirkungen auf Energiedienstleister und neue Marktteilnehmer**

Es ist zu erwarten, dass die vorgesehene Regulierung bei den Flexibilitäten neue Marktteilnehmer hervorbringen wird, darunter Aggregatoren und virtuelle Kraftwerke. Die vorgesehene Regulierung erleichtert ihnen den Marktzugang und fördert damit neue Geschäftsmodelle.

Aggregatoren bündeln und vermarkten verbrauchsseitige Flexibilitäten (z.B. Swisscom Energy Solutions, XAMAX (Alpiq) etc.). Das Aufkommen neuer Marktteilnehmer verbessert die Marktliquidität und ermöglicht den Flexibilitätsanbietern mehr Wahlmöglichkeiten. Virtuelle Kraftwerke poolen die Flexibilitäten eines Kraftwerkpools sowie flexiblen Lasten und vermarkten sie an Dritte. Flexible Lasten werden insgesamt durch die Massnahme gefördert.

### **Auswirkungen auf die Netznutzer**

Kurzfristig dürften die Netzkosten ansteigen, weil die VNB die über Rundsteuerungen eingesetzten Flexibilitäten neu vergüten müssen (sofern sie nicht bereits vergütet wurden). In welcher Grössenordnung sich diese Vergütungen bewegen werden, ist aufgrund der uns vorliegenden Angaben nicht abschätzbar. Die Kosten dürften anschliessend auf die Netznutzer überwältigt werden.<sup>40</sup>

Können die VNB ihren Netzausbaubedarf (Neu-/Ersatzbau) dank der Zugriffsregelung mittel- und langfristig reduzieren, steigen ihre Netzausbaukosten weniger stark an. Dies wiederum hat für die Netznutzer zur Folge, dass die Netznutzungstarife weniger erhöht werden müssen.

### **5.2.3. Umsetzungsaufwand**

Die Massnahmen verursachen folgenden Umsetzungsaufwand:

#### **Umsetzungsaufwand bei den Verteilnetzbetreibern**

Bei den VNB sind infolge der neuen Regelung folgende Mehraufwendungen gegenüber heute zu erwarten:

- Aufwand für die Entwicklung eines zusätzlichen Netznutzungsprodukts, das den Zugriff auf die Flexibilität bei den Endverbrauchern erlaubt, Bestimmung der Entschädigung.

---

<sup>40</sup> Flexibilitäten werden von der Elcom nur dann akzeptiert, wenn sie günstiger sind als ein Netzausbau.

- Aufwand für die Veröffentlichung von Angaben zu Flexibilitäten bzw. deren Lieferung an den Regulator. Dies wird vor allem einen Initialaufwand auslösen, um diese Daten für die vom Regulator gewünschte Form zu erheben und zu rapportieren.
- Allfällige Kosten für eine flächendeckende informations- und kommunikationstechnologische Anbindung der verbraucherseitigen Flexibilitätsanbieter, damit die VNB grossflächig auf die Flexibilitäten zugreifen können. Die in der Revision vorgeschlagene Lösung ist kostengünstiger, da sie eine pauschale Abgeltung vorsieht. Es liegt in der Entscheidung der VNB, die IKT-Anbindung auszubauen.
- Hinzu kommen ausserdem die Entschädigungen für die abgeregelte Energie. Schätzungen gehen hierfür für die nächsten Jahre von 12 MWh, längerfristig von 65 MWh (im Jahr 2050) aus.<sup>41</sup>

Nur geringe Mehraufwendungen gegenüber heute sehen wir bei folgenden Aktivitäten:

- Transaktionskosten und weitere Kosten (z.B. Werbekosten) für die Beschaffung der Flexibilitäten in einem wettbewerblichen Umfeld. Diese lassen sich durch pauschale Vergütungs-lösungen minimieren.
- Administrative Abwicklung: Hier bestehen bereits Zahlungsströme zwischen den Endverbrauchern und dem VNB.
- Effektiver Bezug der Flexibilität: Die technischen Voraussetzungen sind bereits gegeben (Rundsteuerung).

#### **Umsetzungsaufwand bei den Anbietern von Flexibilitäten**

Durch standardisierte Verträge dürfte der Aufwand für ein Flexibilitätsangebot gering sein (allgemeine Vertragsbedingungen durchlesen, allenfalls Einbau einer Steuerung ermöglichen). Für Endverbraucher, die ihre Flexibilität weiterhin dem VNB zur Verfügung stellen, ist keine neue Steuerinfrastruktur notwendig und damit kein Mehraufwand zu erwarten, da der Zugriff auf die Flexibilität wie bis anhin über die Rundsteuerinfrastruktur erfolgen kann.

#### **Umsetzungsaufwand für Energiedienstleister und neue Marktteilnehmer (Aggregatoren etc.)**

Für die bestehenden Marktteilnehmer ändert sich infolge der Revision wenig. Neue Marktteilnehmer benötigen eine Kommunikationsinfrastruktur zu den Anbietern von Flexibilitäten, dabei können sie allenfalls auf bestehende Infrastrukturen zurückgreifen (z.B. Telekomanbindung).

---

<sup>41</sup> KEMA 2013: Die finanzielle Entschädigung für die entfallenen Erlöse bei Abregelung sollte sich an den Strommarktpreisen orientieren. Da die abgeregelten Energiemengen im MWh-Bereich sind, sollte der Gesamtbetrag relativ klein sein und auf jeden Fall viel kleiner als die Kosten für den äquivalenten konventionellen Netzausbau.

### Umsetzungsaufwand beim Regulator

Dem Regulator entsteht Mehraufwand, weil er die Nicht-Diskriminierung bei der Nutzung dezentraler Flexibilitäten sowie das Verbot der Quersubventionierung innerhalb vertikal integrierter Unternehmen prüfen muss sowie etwaig die Vergütungshöhe. Zudem muss der Regulator regelmässig einen Monitoringbericht erstellen, u.a. mit Angaben zu den Netznutzungsprodukten, zur im gesamten Netzgebiet kontrahierten Flexibilität oder zur individuellen Flexibilitätsnutzung.

Weiterer Aufwand könnte für die Ausarbeitung und Betreuung der Vollzugsverordnungen anfallen. Eine Einschätzung des Mehraufwands ist schwierig und könnte allenfalls vom Regulator eingeschätzt werden

### 5.2.4. Weitere Auswirkungen

BET (2014b) untersucht, inwieweit der Einsatz smarter Netztechnologien, darunter auch von Last- und Einspeisemanagement, zur Innovationsfähigkeit des Werkplatz Schweiz beitragen könnte. Die Studie erwartet, dass die einheimische Industrie aufgrund ihrer Erfahrungen mit Lastmanagement neue technologische Lösungen entwickeln wird, was sich positiv auf die Innovationsfähigkeit des Landes auswirken dürfte. Beim Einspeisemanagement wird das Potential für innovative Produkte und Dienstleistungen geringer eingeschätzt (da in einem System mit KEV den Anlagenbetreibern bei einer Abregelung einzig die entgangenen KEV-Erlöse vergütet werden müssen).

Weitere positive Effekte ergeben sich gemäss EnAdvice mit der Nutzung der Endkundenflexibilitäten. U.a. liessen sich damit neue Ansätze und Technologien zugunsten von Innovation und Wachstum vorantreiben.

Weitere Wirkungen ergeben sich aus unserer Sicht auch dadurch, dass im Zusammenhang mit Flexibilitäten allenfalls ein Steuerungssystem installiert wird, das neue Möglichkeiten (Synergien) im Bereich «Smart Home» schafft, bspw. Fernsteuerung der Heizung etc.

Die Gefahr unerwünschter Nebenwirkungen erachten wir als gering: Anreize, Anlagen wegen Flexibilitäten grösser zu dimensionieren, werden durch andere Wirkungen (geringere Rentabilität der Anlagen) geschmälert.

### 5.2.5. Fazit

#### **Gegenüberstellung von Nutzen und Aufwand**

Der Hauptnutzen der Massnahme liegt darin, dass mit der Regelung des Zugriffs das Entstehen eines Flexibilitätsmarkts mit einem Wert für Flexibilitäten gefördert wird. Ein solcher Flexibilitätsmarkt ermöglicht den Flexibilitätsanbietern neue Geschäftsmodelle am Strommarkt, im Netz und bei den Endkunden. Für das Marktpotenzial liegen keine monetarisierten Angaben vor, das technische Potential der verbraucherseitigen Flexibilitäten wird von einer Studie in der Grössenordnung der heutigen (Pump-)Speicherkraftwerke geschätzt (ca. 7 GW)<sup>42</sup> – wie viel davon tatsächlich wirtschaftlich nutzbar ist, ist heute unklar.

Gleichzeitig ermöglicht der Flexibilitätsmarkt den VNB neu auch produktionsseitige Flexibilitäten zu nutzen. Damit könnten die VNB Netzausbaukosten einsparen. Studien schätzen, dass bei den Netzausbaukosten über 20 Jahre bis 2035 ca. 800 Mio. CHF eingespart werden könnten. Unter Berücksichtigung von IKT-Kosten und Entschädigungen für abgeregelte Energie dürfte der Nettonutzen tiefer liegen, konkrete Angaben für die Schweiz liegen allerdings nicht vor.

Auf der Aufwandseite sehen wir einen gewissen Mehraufwand auf Seiten der VNB und des Regulators. Insgesamt sehen wir ein positives Kosten-Nutzen-Verhältnis der Massnahme.

Aufgrund des guten Netzzustandes und des noch geringen Marktanteils von neuen erneuerbaren Energien gehen wir davon aus, dass sich das Marktpotenzial für Flexibilitäten eher mittel- und langfristig umfassender ausschöpfen lässt. Die vorgeschlagene Regelung soll aber vor allem auch den Rahmen für die Entwicklung eines Flexibilitätsmarktes stützen. Da sie keinen grossen Mehraufwand verursacht, scheint es uns sinnvoll, die Regelung nicht hinauszuzögern. Somit hat der Markt genügend Zeit, sich zu entwickeln. Um das Einsparpotenzial beim Netzausbau realisieren zu können, scheint uns wichtig, dass ergänzend starke Effizienzreize über die Regulierung gesetzt werden (möglichst wirksame Sunshine-Regelung bzw. weitergehende Anreizregulierung).<sup>43</sup>

#### **Unsicherheiten und Lücken in der Wirkungsanalyse**

Es ist unklar, inwieweit die Sunshine-Elemente innerhalb der Kostenregulierung genügend Anreize setzen, damit das Einsparpotenzial beim Netzausbau realisiert wird (die Anreize einer Anreizregulierung beurteilen wir als wirksamer).<sup>44</sup> Je geringer die Anreize infolge der Sunshine-

---

<sup>42</sup> EnAdvice, S. 26.

<sup>43</sup> Eine Anreizregulierung ist im 2. Paket nach Testphase vorgesehen.

<sup>44</sup> Allerdings wird der Umsetzungsaufwand einer Anreizregulierung als beträchtlich eingestuft.

Regulierung sind, desto bescheidener dürfte das Einsparpotenzial infolge des Einsatzes von Flexibilitäten sein.

### **Alternativen**

- Konventioneller Netzausbau: Netzengpässe werden mit einer Verstärkung der bestehenden Infrastruktur beseitigt. Dies dürfte aber zu höheren Kosten führen, wenn der konventionelle Netzausbau systematisch die gewählte Lösung ist.
- Nur die Abregelung von Einspeisungen als Flexibilität zulassen: Dadurch kann allenfalls das Problem der Netzengpässe gelöst werden. Es entsteht jedoch kein Flexibilitätsmarkt und infolgedessen kann auch der Nutzen eines Flexibilitätsmarkts nicht realisiert werden.
- Alternative Tarifmodelle: Ein höherer Leistungsanteil beim Netznutzungsentgelt oder dynamische Netznutzungspreise schaffen Anreize, das Netz möglichst gleichmässig zu belasten.<sup>45</sup> Es entsteht jedoch auch hier kein Flexibilitätsmarkt und infolgedessen kann auch der Nutzen eines Flexibilitätsmarkts nicht realisiert werden. Dynamische Netznutzungspreise stellen zudem zurzeit noch keine umsetzbare Alternative dar, da Smart Meters noch nicht flächendeckend installiert sind und damit auch noch keine hinreichenden Informationen aus dem Netz verfügbar sind.
- Kurzfristige Ausfälle zugelassen werden: Bei lokalen Überlasten wird das Verteilnetz automatisch von den darüber liegenden Netzebenen getrennt und ausgeschaltet, ohne dass die Anlagen Schaden nehmen. Die Folge einer lokalen Überlast ist ein kurzzeitiger lokaler Strom- oder Kraftwerksausfall, der manuell oder automatisch behoben werden kann. Bei einer Häufung dürften die Kosten für die vom Stromausfall betroffenen Haushalte und Unternehmen massiv ansteigen, insofern ist eine solche Alternative eher hypothetisch.

---

<sup>45</sup> Aus ökonomischer Sicht wären eine verursachergerechte Kostenanlastung (hoher Leistungspreisanteil) und frei handelbare Flexibilitäten wünschbar.

## 5.3. Vorrang Erneuerbare

### 5.3.1. Beschreibung und Begründung des staatlichen Handelns

#### Beschreibung

Gemäss Art. 20 Abs. 3 StromVG kann der Bundesrat die Netzgesellschaft verpflichten, für den Abruf von Regelenergie<sup>46</sup> vorrangig Elektrizität aus erneuerbarer Energie (EE), insbesondere aus Wasserkraft, einzusetzen. Auch bei der Zuteilung von Kapazität im Netz haben Lieferungen von Elektrizität aus erneuerbaren Energien, insbesondere Wasserkraft, Vorrang (Art. 13 Abs. 3 Bst. c). Im Rahmen der Revision wird vorgeschlagen, beide Absätze ersatzlos zu streichen.

- **Geltendes StromVG:** Vorrang für Lieferungen aus erneuerbaren Energien (StromVG Art. 20 Abs.3, Art. 13 Abs. 3 Bst. c).
- **Neu:** Streichung der Bestimmungen.

#### Notwendigkeit staatlichen Handelns

Den Vorrang für Erneuerbare hat ursprünglich das Parlament eingebracht, die Bestimmung sollte dem Ausbau der EE dienen. Die Regelung wirkt diskriminierend und stellt eine Marktverzerrung dar, durch die die allokative Effizienz des Regelenergiemarktes verringert wird. Bspw. kann es vorteilhafter sein, eine erneuerbare Last zu reduzieren anstatt wie vom Gesetz gefordert Wasserkraft für den Einsatz von Regelenergie hochzufahren.

Vom seinem Recht hat der Bundesrat bis heute aus mehreren Gründen keinen Gebrauch gemacht. Neben Schwierigkeiten in der Umsetzung sei insbesondere darauf hingewiesen, dass ein solcher Vorrang die Effizienz des Regelenergiemarktes, der auf eine möglichst hohe Liquidität angewiesen ist, vermindern würde. Es erstaunt daher nicht, dass auch die Nachbarstaaten der Schweiz für den Bereich der Regelenergiebeschaffung keine Vorränge kennen und die Swissgrid einer solchen Regelung ablehnend gegenübersteht.

### 5.3.2. Nutzen der Massnahme/Zielerreichung

Ziel der Massnahmen ist die Beseitigung von Ungleichbehandlungen bzw. die Schaffung von Rechtssicherheit. Damit bleibt die effiziente Allokation von Ressourcen bestehen und Kostenerhöhungen bei der Beschaffung von SDL werden vermieden. Hauptbetroffene der Massnahme ist die Netzgesellschaft Swissgrid.

---

<sup>46</sup> Zur Regelenergie siehe: <http://www.bfe.admin.ch/energie/00588/00589/00644/index.html?lang=de&msg-id=55588>



### **Wirkungen auf die Netzgesellschaft**

Die Streichung der Vorrangregelung hat keine Wirkungen und auch keine Kostenfolgen, da die Regelung in der Vergangenheit nicht angewandt wurde. Sie stellt vielmehr sicher, dass die Netzgesellschaft auch in Zukunft basierend auf Effizienzüberlegungen über den Einsatz von Regenergie und die Zuteilung von Kapazität entscheidet. Die Effizienz in der Beschaffung von SDL bleibt dadurch bestehen.

### **Wirkungen auf die Betreiber von EE-Anlagen**

Für die Betreiber von Anlagen mit erneuerbarer Energie ändert sich nichts, da die Regelung bereits in der Vergangenheit nicht befolgt wurde.

### **Erfahrungen aus dem Ausland**

Keine.

#### **5.3.3. Umsetzungsaufwand**

Da die Regelung in der Vergangenheit nicht befolgt wurde, hat eine Streichung der Vorrangregelung auch keine Kostenfolgen.

#### **5.3.4. Weitere Wirkungen**

Keine weiteren Wirkungen.

#### **5.3.5. Fazit**

### **Gegenüberstellung von Nutzen und Aufwand**

In Anbetracht, dass die Vorrangregelung heute schon nicht eingehalten wird, wird durch eine Anpassung der StromVG nur die geltende Praxis nachvollzogen. Der Nutzen – eine effiziente Beschaffung von SDL – bleibt bestehen. Kostenfolgen sind keine zu erwarten.

### **Unsicherheiten und Lücken in der Wirkungsanalyse**

Keine.

### **Alternativen**

Keine.

## 5.4. Teilliberalisierung des Messwesens

### 5.4.1. Beschreibung und Begründung des staatlichen Handelns

#### Beschreibung

Aktuell ist das Messwesen nur in der Stromversorgungsverordnung (StromVV) geregelt. Die Revision des StromVG sieht neu eine Teilliberalisierung des Messwesens vor.

- **Geltendes StromVG:** Regelung in der StromVV.
- **Neu:** Regelung einer Teilliberalisierung des Messwesens auf Gesetzesstufe; im nichtliberalisierten Bereich Einführung von Sunshine-Regulierung und Möglichkeit, auf Verordnungsebene Obergrenzen für Messentgelte definieren zu können.

Aktuell ist das Messwesen in Stromnetzen in Art. 8 StromVV geregelt. Im StromVG selber finden sich keine Bestimmungen zum Messwesen. Art. 8 der StromVV hält fest, dass Dienstleistungen im Rahmen des Mess- und Informationswesens mit Zustimmung des Netzbetreibers auch von Dritten erbracht werden können.<sup>47</sup> Dazu hat die Branche einen entsprechenden Metering-Code erarbeitet, der den Betrieb von Messstellen sowie die Messdienstleistung beschreibt.

Im Rahmen der Revision des StromVG ist eine Liberalisierung des Messwesens für die Grosskunden und grösseren Produzenten vorgesehen (Teilliberalisierung). Als Grosskunden werden Verbraucher mit einem Jahresverbrauch  $\geq 100$  MWh pro Messstelle bezeichnet, grössere Produzenten umfassen Produzenten mit Erzeugungsanlagen mit einer Anschlussleistung von  $\geq 30$  kVA oder Erzeugungsanlagen, die gesetzlich verpflichtet sind, eine Lastgangmessung zu betreiben. Mit der Liberalisierung erhalten diese Gruppen das Recht, ihren Messstellenbetreiber (u.a. für Installation, Betrieb und Wartung) und ihren Messdienstleister (u.a. für Ableseung, Bearbeitung und Versand der Daten) bzw. ihren selber zu wählen. Der liberalisierte Bereich des Messwesens wird keiner Regulierung durch die ElCom unterliegen.

Für den nicht-liberalisierten Bereich sollen die Preise für das Messwesen weiterhin im Rahmen einer Cost-plus-Regulierung geregelt werden. Dabei sind die Kosten für die Messung von den Kosten des Netzes separat auszuweisen. Die Messentgelte sollen ebenfalls in die Sunshine Regulierung aufgenommen und veröffentlicht werden. Für den nicht-liberalisierten Bereich ist zudem die Möglichkeit vorgesehen, dass der Bundesrat Obergrenzen für Messentgelte definieren kann.

---

<sup>47</sup> Für Hinweise über die Hintergründe dieser Regelung, siehe ElCom 2015.

### **Notwendigkeit staatlichen Handelns**

Hintergrund der Diskussion über die Liberalisierung des Messwesens ist, dass im vorhandenen Monopol der Netzbetreiber überhöhte Preise und Qualitätsprobleme bei der Messdienstleistung beobachtet werden.<sup>48</sup> Gemäss Elcom weisen über 20% der Messpunkte auf der Netzebene 5 und rund 10% der Messpunkte auf Ebene 7 Messkosten über 1'000 CHF pro Jahr auf.<sup>49</sup> In der Vergangenheit kam es zudem vor, dass dezentrale Erzeuger hohe Messkosten hätten bezahlen sollen, bevor sie Strom haben einspeisen dürfen. Dadurch verschlechterte sich die Rentabilität dieser Anlagen und sie wurden schon gar nicht gebaut.

Grundsätzlich ist das Messwesen wettbewerblich organisierbar.<sup>50</sup> Es geht dabei darum, monopolistisches Verhalten und sich daraus ergebende ökonomische Ineffizienzen und ungenügende Qualitätsleistungen durch die Einführung von Wettbewerb angemessen zu korrigieren.

#### **5.4.2. Nutzen der Massnahme/Zielerreichung**

Ziel der Teilliberalisierung des Messwesens sind mehr Wettbewerb und Kundenorientierung (allokative Effizienz) sowie kostenminimale Bereitstellung der Dienstleistungen (produktive Effizienz) im Bereich des Messstellenbetriebs und der Messdienstleistungen bei grösseren Endverbrauchern und bei von der Liberalisierung ebenfalls betroffenen grösseren Produzenten/Prosumern.<sup>51</sup> Die Folge sind tendenziell attraktivere Preise für diese Leistungen, besserer Service, bessere Qualität und zusätzliche Dienstleistungen. Zusätzlich sind dynamische Effekte im Sinne von Produkt- und Prozessinnovationen zu erwarten.

#### **Auswirkungen auf die Verteilnetzbetreiber**

Die Teilliberalisierung und die Aufnahme der Messentgelte für den nicht-liberalisierten Bereich schaffen bei den rund 670 VNB Anreize, dass sie die Messdienstleistungen möglichst effizient durchführen. Dies hat tendenziell sinkende Preise und eine bessere Dienstleistungsqualität zur Folge. Im nicht-liberalisierten Bereich wird der Druck zu effizienten Preisen durch die Androhung von Obergrenzen für Messentgelte verstärkt, Quersubventionen von freien durch gebundene Kunden können jedoch nicht ausgeschlossen werden.

<sup>48</sup> Siehe WIK 2015: 7 von 25 Stromerzeugern sind unzufrieden oder sehr unzufrieden mit dem Auslesen der Daten durch den Messdienstleister.

<sup>49</sup> Gemäss ElCom: Wird der Messpreis in der Netzebene 5 betrachtet, sind 21% von insgesamt 5'502 Messpunkten (1163 Messpunkte über 1000 Franken pro Jahr (Aufgreifkriterium)). Hinzu kommt, dass manche Netzbetreiber ein Teil der Messkosten in einem Grundpreis in Ergänzung zu Arbeitstarif (HT, NT) verrechnet, was schlussendlich die Messkosten noch erhöht. Der Anteil der zu hohen Messpreise in der Netzebene 5 ist somit sehr wahrscheinlich höher als 21% und demnach recht hoch. Dieser Anteil in der Netzebene 7 beträgt rund 10%, was auch relativ hoch ist.

<sup>50</sup> Siehe BFE 2016b, S. 17.

<sup>51</sup> WIK 2015.

Bei den VNB könnte der Kostendruck infolge der Teilliberalisierung ausserdem dazu führen, dass sie vermehrt versuchen könnten, Skalenerträge und Synergien (bspw. in der Beschaffung) auszuschöpfen. Inwieweit sich grössere Skaleneffekte (z.B. Mengenrabatte) realisieren lassen, lässt sich aber nicht genau quantifizieren.

Ein positiver Einfluss der Teilliberalisierung auf die Ausbringung von Smart Metern erscheint gering. Internationale Erfahrungen zeigen, dass eine Liberalisierung nicht per se zu einer höheren Anzahl an Smart Metern führt.<sup>52</sup> Hier sind die Ziele der ES2050 für das flächendeckende Roll out von Smart Meter Systemen in der Schweiz massgebend.

### **Auswirkungen auf die Drittanbieter von Messdienstleistungen**

Eine Teilliberalisierung schafft auch bei den bestehenden 10-20 Drittanbietern von Messdienstleistungen, welche heute im Auftrag von VNB agieren, (z.B. Energiepool, Wincasa, EKZ, Swispower) Anreize, Messungen möglichst effizient durchzuführen und dadurch attraktive Preise und Qualitäten für Messdienstleistungen anzubieten.

Eine Teilliberalisierung ermöglicht ihnen auch, Prozessinnovationen und neue Geschäftsmodelle voranzutreiben. Denkbar sind etwa:<sup>53</sup>

- die Verbesserung der Ablaufprozesse, d.h. eine Steigerung der Effizienz von Prozessen, z.B. der datenaustausch mit / zum Kunden,
- oder die Möglichkeiten zum Auffinden neuer Geschäftsmodelle wie z.B. Apps zur Kontrolle des Energieverbrauchs oder Energieeinsparberatungen auf Grundlage individueller Verbrauchsdaten.

### **Auswirkungen auf Endverbraucher**

Von einer Teilliberalisierung dürften vor allem Grossverbraucher und Prosumer profitieren: Kostenersparnisse könnten sich ergeben, weil die Preise für Messdienstleistungen tendenziell eher sinken und/oder weil die Grossverbraucher und -produzenten ihren Stromverbrauch zunehmend selber mithilfe von Gebäude-/Prozessleitsystemen erfassen und damit auf teure redundante Messsysteme verzichten können. Kostendämpfend könnte sich auch auswirken, dass Unternehmen mit mehreren netzgebietsübergreifenden Standorten einen einzigen Messstellenbetreiber/Messdienstleister auswählen können. Dies spart Transaktionskosten, da einheitliche Messdaten vorliegen.

Die Teilliberalisierung dürfte auch dazu führen, dass die Qualität der Messleistungen steigt, weil Verbraucher/Produzenten zeitnahe, bedarfsgerechte Messdaten erhalten. Dies erlaubt

---

<sup>52</sup> WIK 2015.

<sup>53</sup> WIK 2015.

ihnen, ein effizientes Energiemanagement zu betreiben (Strombeschaffung, Energieeffizienzvergleich zwischen den Filialen etc.) und bspw. den Bezug teurer Ausgleichsenergie zu vermeiden.

Die Kostenersparnis ist schwierig zu quantifizieren. Betroffen sind primär die ca. 31'000 zum Markt zugelassenen Grossverbraucher<sup>54</sup> mit einem Zähler (z.B. eine grössere Bäckerei) bzw. mit bis zu mehreren 100 Zählern an zum Teil unterschiedlichen Standorten (z.B. ein Detailhändler).

Nicht zur Liberalisierung zugelassen sind Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch von weniger als 100 MWh sowie und kleinere Produzenten (insbesondere Prosumer<sup>55</sup>) mit einer Anschlussleistung kleiner als 30 kVA. Im nicht-liberalisierten Bereich erhofft man sich tendenziell eine Senkung der zu hohen Preise, weil Messtarife in der Sunshine-Regulierung berücksichtigt werden und die Messkosten auf der Rechnung separat ausgewiesen werden müssen. Dadurch sollen VNB mit sehr hohen Messtarifen gezwungen werden, ihre Tarife gegenüber Endverbrauchern zu rechtfertigen. Die Berücksichtigung in der Sunshine-Regulierung ermöglicht es, einen milden Druck auf die Messtarife auszuüben, ohne eine staatliche Preisobergrenze festzulegen.

### **Erfahrungen aus dem Ausland**

Bislang haben nur wenige Länder ihr Messwesen liberalisiert, darunter Deutschland, die Niederlande, Grossbritannien und Österreich. Die Erfahrungen aus diesen Ländern zeigen, dass sich im Grosskundenbereich in allen Ländern mit liberalisiertem Messwesen tragfähige Märkte bzw. Geschäftskonzepte entwickelt haben. Detaillierte Zahlen zur Markt- und Preisentwicklung liegen für die Grosskunden allerdings nicht vor.

Bei den Haushaltskunden erscheint das Interesse am Thema Messstellenbetrieb und Messdienstleistung grundsätzlich sehr gering. Unabhängig von der Organisationsform hat sich in diesem Segment kein liquider, funktionierender Markt etablieren können.<sup>56</sup> WIK 2015 hält allerdings fest, dass z.B. in Deutschland die Preise für Messstellenbetrieb und Messdienstleistung seit der Liberalisierung in diesem Bereich gesunken sind. Inwiefern dies das Ergebnis der Liberalisierung oder gleichzeitiger Einfluss der Anreizregulierung ist, ist nicht quantifizierbar. Hingegen hat die Marktöffnung in den Niederlanden mangels Wettbewerbsentwicklung zu steigenden Preisen bei den Haushaltskunden geführt, weshalb die Liberalisierung für dieses Kundensegment zurückgenommen wurde.

---

<sup>54</sup> ElCom: Tätigkeitsbericht 2015.

<sup>55</sup> Prosumer = Endverbraucher, die über kleine Anlagen Strom für den Eigenbedarf erzeugen.

<sup>56</sup> WIK 2015.

### 5.4.3. Umsetzungsaufwand

#### **Umsetzungsaufwand für die Verteilnetzbetreiber**

Gewisse VNB haben bereits heute Drittanbieter gem. Art. 8 StromVV zugelassen. Andere VNB haben eigene Unternehmen gegründet, die diese Dienstleistung anderen VNB anbieten (EKZ: Enplus AG, Repower: swibi). Die technischen Bestimmungen zum Messstellenbetrieb und Messdienstleistung sind ausserdem bereits im Metering Code geregelt. Insofern hält sich der Mehraufwand für die VNB gegenüber der heutigen Praxis in Grenzen. Mehraufwand ergibt sich allenfalls durch folgende Aufgaben:

- Aufbau eines zentralen Datahubs (der allerdings hauptsächlich durch eine allfällige Strommarktöffnung bedingt wäre).
- Kontrolle, ob alle notwendigen Daten von Dritten frist- und normgerecht eintreffen.

#### **Umsetzungsaufwand für die Drittanbieter von Messdienstleistungen**

Für Drittanbieter ergeben sich im Vergleich zu heute keine grösseren Mehraufwendungen.

#### **Umsetzungsaufwand für Endverbraucher**

Grossverbraucher haben die Möglichkeit ihre Messdienste auszuschreiben (wenn sie auf einen neuen Messdienstleister wechseln wollen) und/oder ihr Leitsystem umzuprogrammieren. Eine nochmalige Erfassung des Stromverbrauchs durch den VNB entfällt, die Grossverbraucher müssen die Daten nur automatisch an den Netzbetreiber weiterleiten.

Kleinere Endverbraucher (Haushaltskunden, KMU) und kleinere Produzenten (insbesondere Prosumer) sind weiterhin an ihren VNB gebunden. Falls die VNB aufgrund der Sunshine-Regulierung ihre Preise für Messstellen und Messdienstleistungen senken, ergeben sich Kostenersparnisse für die kleineren Endverbraucher. Das Ausmass dieser Kostenreduktionen ist schwer zu quantifizieren, da die Evidenz aus dem Ausland keinen eindeutigen Schluss zulässt. Grundsätzlich gehen wir davon aus, dass das Preisreduktionspotenzial bei den gebundenen Stromkunden tendenziell tiefer ist als bei den freien Grosskunden, welche Wahlfreiheit haben.

#### **Umsetzungsaufwand beim Regulator**

Auf Seiten des Regulators sehen wir infolge einer Teilliberalisierung folgende Mehraufwendungen:

- Einführung eines Indikators in der Sunshine-Regulierung: In der Cost-plus-Regulierung wären die Messentgelte in die Sunshine Regulierung aufzunehmen und zu veröffentlichen.

#### 5.4.4. Weitere Wirkungen

Eine Liberalisierung kann eine Chance oder ein Risiko für VNB darstellen: Sie können versuchen, sich als Anbieter von Messdienstleistungen zu profilieren. Ein Teil der VNB hat den Messstellenbetrieb bzw. die Messdienstleistung bereits in separate Unternehmen oder an Dritte ausgelagert. Evtl. führt der Wettbewerbsdruck auch dazu, dass sich nicht kompetitive VNB aus dem Messwesen zurückziehen müssen,

Der Wettbewerbsdruck schafft ausserdem bei integrierten Energieversorgungsunternehmen Anreize, Synergien mit weiteren Zählern im Haus zu nutzen (z.B. gleichzeitige Erfassung von Wärme-, Gas-, Wasserzählern).

#### 5.4.5. Fazit

##### **Gegenüberstellung von Nutzen und Aufwand**

Grundsätzlich gehen wir davon aus, dass Grossverbraucher und Prosumer bei einer Liberalisierung ihre Kosten senken können und sich die Qualität und das Dienstleistungsangebot rund um die Messstelle und die Messung verbessern. Dadurch verbessert sich das Preis-Leistungs-Verhältnis und es ergibt sich – angesichts des beschränkten Mehraufwands für die Betroffenen – ein positiver Kosten-Nutzen-Vergleich. Grossverbraucher/grössere Stromerzeuger – insbesondere solche mit mehreren Standorten – werden insgesamt von einer Teilliberalisierung profitieren.

Haushalte und KMU verbleiben im nicht-liberalisierten Bereich, dürften aber von der Sunshine-Regulierung profitieren, wenn es dieser gelingt, hohe Messtarife zu reduzieren.<sup>57</sup>

##### **Unsicherheiten und Lücken in der Wirkungsanalyse**

Theoretisch kann bei einer Teilliberalisierung infolge des Wettbewerbsdrucks mit tendenziell sinkenden Preisen gerechnet werden. Die Erfahrungen aus anderen Ländern zeigen, dass sich im Grosskundenbereich in allen Ländern mit einem teilliberalisierten Messwesen tragfähige Märkte bzw. Geschäftskonzepte entwickelt haben. Detaillierte Zahlen zur Markt- und Preisentwicklung liegen für die Grosskunden allerdings nicht vor.

##### **Alternativen**

Ein Nachteil der Teilliberalisierung ist, dass Unternehmen mit mehreren Standorten, die einzeln nicht zum liberalisierten Markt zugelassen sind (z.B. Detailhändler, Versicherungen), eben nicht

---

<sup>57</sup> Siehe Kapitel 5.5.

von den möglichen Vorteilen einer Liberalisierung profitieren können (einfacheres Erstellen einer gesamtheitlichen Energiebilanz und Ableiten von Massnahmen).

Eine Alternative zur Teilliberalisierung stellt deshalb die vollständige Liberalisierung der Messdienstleistungen und der Messstellen für alle Endverbraucher dar. Die internationalen Erfahrungen in Bezug auf den Haushaltsbereich sind allerdings unklar.<sup>58</sup> Bei einer Öffnung im Bereich Haushalts- bzw. Kleinkunden zum heutigen Zeitpunkt dürfte das Verhältnis von Aufwand und Nutzen unter Berücksichtigung des administrativen Aufwands für diese Messkunden sehr wahrscheinlich negativ ausfallen.<sup>59</sup> Begründen lässt sich dies auch damit, dass der Umsetzungsaufwand aufgrund von Sprungfixkosten im Falle einer Liberalisierung höher sein dürfte als bei einer Teilliberalisierung. Falls sich für die kleinen Kunden Zusatznutzen ergeben (z.B. aufgrund von Angebotsinnovationen) oder sich der Aufwand reduzieren lässt (z.B. infolge zunehmender Durchdringung von Smart Metern) hätte eine vollständige Liberalisierung zu einem späteren Zeitpunkt ein besseres Kosten-Nutzen-Verhältnis.

---

<sup>58</sup> Siehe Ausführungen im Abschnitt Erfahrungen aus dem Ausland.

<sup>59</sup> WIK 2015, S. 80.



## 5.5. Sunshine-Regulierung

### 5.5.1. Beschreibung und Begründung des staatlichen Handelns

#### Beschreibung

Das geltende StromVG regelt die Netznutzungsentgelte im Rahmen eines Cost-plus-Regulierungsmodells basierend auf den anrechenbaren Netzkosten. Die Revision des StromVG schlägt vor, die Cost-plus-Regulierung zu einer Sunshine-Regulierung zu erweitern.

- **Geltendes StromVG:** Ex-post-Kostenkontrolle (Art. 15).
- **Neu:** Erweiterung der Ex-post-Kostenkontrolle mit Sunshine-Elementen.

Die derzeitige Regulierung der Netzkosten beruht auf dem sogenannten Cost-plus-Prinzip. Dieses sieht vor, dass die Netzbetreiber ihre «anrechenbaren Netzkosten» über die Netznutzungstarife an die Endverbraucher verrechnen dürfen. Anrechenbar sind die Betriebs- und Kapitalkosten eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes. In den Kapitalkosten ist zudem ein angemessener Betriebsgewinn enthalten (über den WACC reguliert).<sup>60</sup> «Cost» bezeichnet die Kostendeckung und «plus» den regulierten Betriebsgewinn. Die ECom prüft die Richtigkeit und Sachgerechtigkeit der vorgelegten Kostenkalkulation, es existieren jedoch keine direkten Vorgaben hinsichtlich der zu erzielenden Effizienz. Die ECom publiziert ausserdem differenzierte Informationen zur Preisen und Tarife und bewertet bei den grösseren Netzbetreibern auch die Versorgungsqualität. Bei Bedarf prüft die ECom Tarife bei einzelnen Netzbetreibern.

Die Revision des StromVG sieht nun vor, dass die Cost-plus-Regulierung mit einer Sunshine-Regulierung und weiteren Anreizen für smarte Netzinvestitionen ergänzt wird:

- Die Sunshine-Regulierung sieht vor, dass der Regulator individuelle Kennzahlen zur Performance der Verteilnetzbetreiber erheben und publizieren darf. Vorgesehen sind folgende Indikatoren:
  - Versorgungsqualität: Anzahl und Dauer von Stromunterbrüchen, Qualität der Kundenbeziehung (Dienstleistungsqualität),
  - Angemessene Kosten und Tarife: Energietarifvergleiche, möglichst einfach gehaltene Netzkostenvergleiche,
  - Compliance: Einhaltung von Gesetzen, Richtlinien und Verhaltensregeln.
- Zusätzlich soll die ECom einen Indikator entwickeln, der Anreize für smarte Investitionen schafft. Die konkrete Ausgestaltung des Indikators würde durch die ECom erfolgen.<sup>61</sup> Zudem ist ein zusätzlicher Indikator für das Messwesen vorgesehen.

<sup>60</sup> Siehe Kapitel 3.

<sup>61</sup> Im Zusammenhang mit smarten Investitionen sieht die Revision des StromVG noch weitere Anpassungen vor (Anerkennung von Kosten für Massnahmen im Zusammenhang mit Flexibilitäten sowie Anerkennung von Betriebskosten im Zusammenhang mit SDL-Massnahmen). Diese werden hier nicht weiter vertieft.

### **Notwendigkeit staatlichen Handelns**

Stromnetze stellen ein natürliches Monopol dar, d.h. der Netzbetreiber besitzt eine monopolistische Marktmacht und kann die Preise diktieren. Die Folge sind zu hohe Preise, weil der Netzbetreiber seinen Gewinn maximieren kann und keinen Anreiz hat, seine Tarife zu senken. Um dieses Marktversagen zu korrigieren, wurde eine Regulierung in Form einer Cost-plus-Regulierung eingeführt. Diese Ex-post-Regulierung kann das Marktversagen nicht adäquat korrigieren. Da alle ausgewiesenen Kosten auf die Verbraucher überwältzt werden können, haben kostenregulierte Firmen wenig Anreize, ihre Kosten zu senken oder die Effizienz zu erhöhen. Da sie mit zusätzlichen Netzkosten ihren Gewinn erhöhen können, haben sie vielmehr Anreize, ihre Netze auszubauen. Hinzu kommt, dass die Cost-plus-Regulierung auch keine spezifischen Anreize für (effiziente) smarte Investitionen setzt. Vor diesem Hintergrund sollen deshalb im Rahmen der Revision des StromVG eine Sunshine-Regulierung und Anreize für smarte Investitionen eingeführt werden.

#### **5.5.2. Nutzen der Massnahme/Zielerreichung**

Ziel der Sunshine-Regulierung und der weitergehenden Anreize ist es, mehr Transparenz bei Tarifen, Kosten und Qualität zu schaffen und Betriebs- und Branchenvergleiche zu ermöglichen. Damit soll Druck auf die Netzbetreiber ausgeübt werden, die Kosteneffizienz zu erhöhen. Davon profitieren schlussendlich die Endverbraucher, weil ihre Netznutzungstarife weniger ansteigen. Die weitergehenden Anreize sollen zusätzlich Anreize für smarte Investitionen schaffen.

#### **Auswirkungen auf die Verteilnetzbetreiber**

Hauptbetroffene der Sunshine-Regulierung sind die rund 670 VNB bzw. deren Eigentümer. Die bisher von ElCom publizierten Angaben bieten nur ein unvollständiges Bild über das Verhalten und die (Kosten-)Effizienz der VNB und haben somit keine Anreizwirkung. Die Veröffentlichung der Sunshine-Indikatoren schafft neu moderate Anreize die Kosten zu senken und damit die Kosteneffizienz zu verbessern. Der zusätzliche Indikator für Smart Grids schafft zudem Anreize, vermehrt in (effiziente) smarte Massnahmen zu investieren.

Denkbar ist allerdings auch, dass die VNB – statt die Kosten tatsächlich zu senken – die Kosten einfach anders zuordnen und so bessere Indikatoren vorweisen können. Oder dass ein relativ effizienter VNB die gewonnene Transparenz dazu ausnutzt, seine Kosten bis zum Mittelmass oder auf das Niveau der benachbarten VNB zu erhöhen. Letzteres Verhalten dürfte dadurch eingeschränkt werden, dass steigende Kosten einen öffentlichen Erklärungsbedarf beim VNB

hervorrufen. Grundsätzlich haben die VNB mit der Sunshine-Regulierung Anreize, möglichst unauffällige Kosten auszuweisen.

#### **Auswirkungen auf die Endverbraucher**

Der Nutzen für die Endverbraucher besteht darin, dass die Netznutzungstarife sinken, wenn die VNB ihre Kosteneffizienz steigern.

#### **Erfahrungen aus dem Ausland**

Die internationalen Erfahrungen mit einer Sunshine-Regulierung sind überschaubar und betreffen mehrheitlich Gesundheitssektor und Wasserwirtschaft.<sup>62</sup> Praktische Erfahrungen aus der Stromwirtschaft sind einzig für Neuseeland in den 90er-Jahren bekannt. Diese zeigen, dass Transparenz alleine den Wettbewerb zwischen den (natürlichen) Monopolisten nicht dauerhaft simulieren kann.

In der Wasserwirtschaft haben sich Kostensenkungen beobachten lassen. Die beschriebenen positiven Effekte in den verschiedenen Ländern lassen sich jedoch nicht vorwiegend auf die gestiegene Transparenz aus der Einführung einer Sunshine Regulierung zurückführen. Es ist eher davon auszugehen, dass die Kombinationen aus mehreren regulatorischen Instrumenten, beispielsweise eine komplementäre Preis- oder Kostenregulierung oder zumindest die glaubhafte Drohung zur Einführung eines Anreizregulierungssystems, zu den aufgezeigten Effekten führen. Bei allen Mechanismen wird gemäss den zuständigen Regulatoren die Beteiligung der Medien als hilfreich erachtet, um die Sichtbarkeit und Effektivität der Anstrengungen zu gewährleisten.

#### **5.5.3. Umsetzungsaufwand**

Umsetzungsaufwand fällt in erster Linie bei den Netzbetreibern und dem Regulator an.

#### **Umsetzungsaufwand bei den Verteilnetzbetreibern**

Bei den VNB entsteht gegenüber heute kein wesentlicher Mehraufwand, da sie die für die Sunshine-Regulierung benötigten Angaben bereits heute dem Regulator zur Verfügung stellen müssen. Durch die Revision StromVG werden die bisher nur den VNB mitgeteilten Kennzahlen der Öffentlichkeit zugänglich gemacht. Die VNB haben bislang freiwillig an den "Testrunden" der ECom mitgearbeitet.

---

<sup>62</sup> E-Bridge 2016b (S. 42ff.).

### **Umsetzungsaufwand beim Regulator**

Aufwand entsteht beim Regulator, weil er bei einer Sunshine-Regulierung zusätzliche unternehmensspezifische Angaben publizieren muss. Den Mehraufwand gegenüber der reinen Cost-plus-Regulierung erachten wir als gering. Allenfalls wird es für die ElCom einfacher, die Kosten vertieft zu prüfen (wenn mehrere produktionsrelevante Indikatoren schlecht ausfallen), weil sie sich auf Daten der VNB abstützen kann.

#### 5.5.4. Weitere Wirkungen

Keine.

#### 5.5.5. Fazit

### **Gegenüberstellung von Nutzen und Aufwand**

Eine Sunshine-Regulierung schafft leichte Anreize für eine Verbesserung der Kosteneffizienz bei den Netzbetreibern bei gleichzeitig geringem Mehraufwand bei VNB und Regulator. Aus ökonomischer Sicht erwarten wir daher einen leichten Wohlfahrtsgewinn. Dies gilt umso eher, je stärker die ElCom vertiefte Kostenprüfungen durchführen wird. Wichtig scheint uns zudem, dass der Regulator die Ergebnisse einfach und transparent veröffentlicht (im Sinne eines Benchmarkings), damit Medien und Öffentlichkeit auch Druck auf die VNB ausüben können.

Die Anreize, welche von einem Cost-plus-System ausgehen, beurteilen wir aber weiterhin als schwächer als die Anreize, die von einer Anreizregulierung ausgehen (auch wenn Cost-plus durch ein Sunshine-Element ergänzt wird.) Solange der WACC einen angemessenen Gewinn erlaubt, besteht ein finanzieller Anreiz eher kapitalintensiv auszubauen. Ohne konkrete finanzielle Anreize (z.B. Effizienzbonus<sup>63</sup> oder weitergehend eine Anreizregulierung) dürfte der Druck, die Kosten zu senken, eher gering bleiben.

### **Unsicherheiten und Lücken in der Wirkungsanalyse**

Keine.

### **Alternativen**

Aus ökonomischer Sicht wäre eine Anreizregulierung einer mit Sunshine-Elementen ergänzten Cost-plus-Regulierung vorzuziehen. Eine Anreizregulierung schafft stärkere Anreize zur Kosteneffizienz, da sich ihre Zielvorgaben an den Kostenstrukturen von effizienten Unternehmen orientieren. Sie birgt erhebliche volkswirtschaftliche Vorteile, würde allerdings zu einem höheren

---

<sup>63</sup> Siehe Abschnitt «Alternativen» in diesem Kapitel.

Regulierungsaufwand führen. Vor allem wenn die Wirksamkeit der Cost-plus-/Sunshine-Regulierung in Bezug auf die Kosteneffizienz ungenügend ist, sollte die Einführung einer Anreizregulierung geprüft werden.

Um die Anreize in smarte Investitionen zu stärken, wäre anstelle des vorgesehenen Indikators der ElCom auch ein spezieller Effizienzbonus denkbar.<sup>64</sup> Die Idee dahinter ist, dass VNB einen Teil des Effizienzgewinns als Bonus beibehalten können, wenn sie mit Investitionen in Smart-Grid-Massnahmen eine Effizienzsteigerung gegenüber einem konventionellen Netzausbau erzielen. Den Vorteilen – stärkere Anreize für smarte Investitionen – stünde allenfalls ein etwas höherer Aufwand gegenüber (für Ermittlung der Referenzkosten für den konventionellen Ausbau und Verwaltungsaufwand). Ausserdem gibt es hier, im Gegensatz zu einer Anreizregulierung, welche die gesamten beeinflussbaren Kosten betrifft, strategische Anreize durch bestimmte Kostenallokationen im Unternehmen höhere Boni zu erwirken.

---

<sup>64</sup> E-Bridge 2016b.

## 5.6. ITC-Mindererlöse

### 5.6.1. Beschreibung und Begründung des staatlichen Handelns

#### Beschreibung

Das geltende StromVG enthält keine Bestimmungen in Bezug auf den Umgang mit ITC-Mindererlösen. Die in der StromVV enthaltene Bestimmung (Art. 14 Abs. 3) hat sich als nicht ausreichend erwiesen. Im Rahmen der StromVG-Revision ist deshalb eine Neuregelung vorgesehen.

- **Geltendes StromVG:** Nicht reguliert.
- **Neu:** Regelung der ITC-Mindererlöse.

Grenzüberschreitende Lieferungen von elektrischer Energie verursachen bei den beteiligten Übertragungsnetzbetreibern Kosten für die Netznutzung. Diese Netznutzungskosten werden gemäss dem «Inter-Transmission System Operator-Compensation»-Mechanismus (ITC-Mechanismus) entschädigt.<sup>65</sup> Da die Schweiz viel Strom durchleitet, gehört sie zu den Nettoempfängern von Ausgleichszahlungen. Die Ausgleichszahlungen werden dadurch gemindert, dass für Lieferungen aufgrund von internationalen Bezugs- und Lieferverträgen (sogenannten Long-Term-Contracts", LTC) Kapazitäten im grenzüberschreitenden Übertragungsnetz reserviert werden (insbesondere für Bezugsrechte von ausländischem AKW-Strom). Die ECom hat im Jahr 2010 verfügt, dass diese Mindererlöse den Vertragsparteien von internationalen Energiebezugs- und -lieferungsverträgen anzulasten sind (Longterm Contractor, „LTC-Halter/Parteien“, u.a. BKW, Axpo, Alpiq). Das Bundesverwaltungsgericht hat diese Verfügung mit Urteil vom 20.3.2013 aufgehoben. Laut BVG genügt die bestehende Regelung auf Verordnungsstufe nicht, um diese Mindereinnahmen den LTC-Parteien individuell anzulasten. Hierfür bedarf es einer gesetzlichen Grundlage. Seit dem BVG-Entscheid werden deshalb die Mindererlöse mit den übrigen Kosten des Übertragungsnetzes an die Endverbraucher überwält.

Die Revision des StromVG sieht deshalb vor, eine hinreichende gesetzliche Basis zu schaffen, dass die ITC-Mindererlöse nicht mehr weiter auf die schweizerischen Endverbraucher überwält werden, sondern den LTC-Parteien individuell angelastet werden.

Mit einem allfälligen Stromabkommen dürften die ITC-Mindererlöse wegfallen und damit wäre auch die Frage der Anlastung hinfällig.

---

<sup>65</sup> Die Entschädigung ist in einer internationalen Vereinbarung des European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) geregelt, zu der auch Swissgrid gehört. Die Ausgleichszahlungen werden von der Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) festgelegt.

### **Notwendigkeit staatlichen Handelns**

Als Begründung für eine Anlastung der ITC-Mindererlöse bei den LTC-Parteien wird argumentiert, dass die Reservation von Grenzkapazitäten durch die LTC-Parteien den internationalen Transit beschränkt und damit auch dessen Vergütung. Eine Anlastung der ITC-Mindererlöse bei den LTC-Parteien erscheine deshalb verursachergerechter als eine Anlastung derselben bei den Endverbrauchern, die allenfalls teilweise im Zusammenhang mit den über die LTC abgewickelten Energielieferungen stehen. Für andere gibt es hingegen keinen direkten Bezug zwischen ITC-Mindererlösen und LTC-Parteien, da die Zahlungen als politisch determiniert gewertet werden.<sup>66</sup>

### **5.6.2. Nutzen der Massnahme/Zielerreichung**

Der Nutzen der Neuregelung der ITC-Mindererlöse besteht darin, dass die ITC-Mindererlöse gemäss BFE verursachergerechter angelastet werden. Andere sind der Ansicht, dass es sich um eine Änderung der Finanzierungsquelle handelt. Aus unserer Sicht liegen beide Effekte vor.

### **Wirkung auf Swissgrid**

Die Neuregelung der ITC-Mindererlöse führt dazu, dass Swissgrid die Kosten nicht mehr den Endverbrauchern (über ihre Netzkosten), sondern den LTC-Parteien anlasten kann. Der Gesamterlös von Swissgrid aus den Ausgleichszahlungen verändert sich aufgrund der Neuregelung nicht. Ökonomisch gesehen handelt es sich damit um einen Verteilungseffekt.

### **Wirkungen auf die LTC-Parteien**

Negativ betroffen von der Neuregelung sind vor allem die Vertragsparteien von internationalen Energiebezugs- und -lieferungsverträgen (LTC) und indirekt ihre Eigentümer (insbesondere die Kantone).<sup>67</sup> Mit der Neuregelung werden den LTC-Vertragsparteien die ITC-Mindererlöse angelastet. Die Neuregelung beinhaltet damit auch einen Verteilungseffekt, weil sich die Wirtschaftlichkeit von Energiebezugs- und -lieferungsverträgen aus dem Ausland verschlechtert. Es ist davon auszugehen, dass der Wert der Vorränge durch eine individuelle Anlastung der ITC-Mindererlöse um ca. 15-35% vermindert würde.<sup>68</sup>

Unklar ist, ob die LTC-Parteien die ihnen auferlegten Mindererlöse über die Energiekosten weiterwälzen können. Sicher ist, dass sie die Mindererlöse nicht als anrechenbare Netzkosten

<sup>66</sup> Gemäss SECO schränken LTC den Wettbewerb um die knappen Grenzkapazitäten ein. Dies habe aber nur sehr bedingt etwas mit dem internationalen Transit zu tun. Die transitierte Strommenge hänge immer von der physisch vorhandenen Kapazität ab. Aus unserer Sicht ist diese Überlegung korrekt.

<sup>67</sup> Dazu zählen u.a. Axpo, Alpiq, Electricité d'Emosson, Kernkraftwerk-Beteiligungsgesellschaft, Aktiengesellschaft für Kernenergiebeteiligungen, BKW, Enalpin, Group E und IWB.

<sup>68</sup> BFE basierend auf Schätzung ElCom.

weiterwälzen können. Inwieweit eine etwaige Wälzung gelingt, ist insbesondere von der Preiselastizität der betroffenen Endverbraucher, d.h. der Kunden der LTC-Halter.<sup>69</sup>

### **Wirkung auf die Endverbraucher**

Die Endverbraucher tragen heute die Mindererlöse, indem diese als Teil der Kosten für das Übertragungsnetz von Swissgrid auf die Verteilnetzebenen weitergewälzt werden. Mit der Neuregelung würden diese Kosten wegfallen. Die Endverbraucher würden - ausgehend von den heutigen ITC-Einnahmen und den bestehenden LTC's – um ca. 9-15 Mio. CHF pro Jahr entlastet.<sup>70</sup> Dieser Effekt könnte dadurch teilweise kompensiert werden, dass die LTC-Vertragsparteien die Mindererlöse auf die Energiekosten schlagen und sich die Energiekosten damit erhöhen. Dadurch würden wiederum die Endverbraucher belastet, allerdings nicht mehr alle, sondern nur noch die von den LTC-Parteien direkt und indirekt belieferten Endkunden (etwaig v.a. die nicht marktfähigen), was prinzipiell verursachungsgerechter wäre, da diese auch Nutzniesser der Reservation der Grenzkapazitäten sind.

### 5.6.3. Umsetzungsaufwand

Wesentlicher Umsetzungsaufwand fällt nicht an.

#### **Umsetzungsaufwand bei Swissgrid**

Der Aufwand bei Swissgrid dürfte sich kaum verändern. Swissgrid müsste initial eine Methodik festlegen, um die Mindereinnahmen einzelnen LTC-Haltern zuzurechnen.

#### **Umsetzungsaufwand bei den LTC-Vertragsparteien**

Die LTC-Vertragsparteien haben einen keinen höheren Aufwand.

### 5.6.4. Weitere Wirkungen

Beteiligungen an Stromerzeugungsanlagen (AKW) im Ausland bzw. Bezugsrechte verlieren an Wert, weil ihnen die Mindererlöse angelastet werden.

---

<sup>69</sup> Solange keine vollständige Marktöffnung besteht, dürften nicht-marktfähige Endverbraucher eine geringere Elastizität haben als marktfähige Grossverbraucher.

<sup>70</sup> BFE basierend auf Schätzung ElCom.



### 5.6.5. Fazit

#### **Gegenüberstellung von Nutzen und Aufwand**

Durch die Neuregelung der ITC-Mindererlöse wird ein Teil der Endverbraucher mit einigen Millionen CHF entlastet, die sie nicht verursachen. Belastet werden die LTC-Parteien und ihre Endverbraucher. Den Aufwand für die Umsetzung der Regelung beurteilen wir als sehr gering. Das Kosten-Nutzen-Verhältnis dürfte damit tendenziell positiv ausfallen.

#### **Unsicherheiten und Lücken in der Wirkungsanalyse**

Keine.

#### **Alternativen**

Keine.

## 5.7. Tarifierung

### 5.7.1. Beschreibung und Begründung des staatlichen Handelns

#### **Beschreibung**

Die aktuelle Stromversorgungsverordnung (StromVV) legt fest, dass der Netznutzungstarif für Endverbraucher auf Niederspannungsebene und ohne Leistungsmessung zu mindestens 70% aus einem nicht-degressiven Arbeitspreis (Rp./kWh) bestehen muss. Die Revision des StromVG schlägt nun für Endverbraucher und Eigenverbraucher einen tieferen einheitlichen Arbeitspreisananteil von mindestens 50% vor.

- **Geltendes StromVG:** Anteil Arbeitspreis (Rp./kWh) an Netznutzungstarif: Mindestens 70% (StromVV Art. 18 Abs. 2).
- **Neu:** Einheitliche nicht-degressive Arbeitskomponente (Rp./kWh) von mindestens 50% für Endverbraucher ohne Leistungsmessung.

Tarifierung bezeichnet die Verrechnung der Netzkosten an die Endverbraucher über einen Netznutzungstarif. Dieser kann im Wesentlichen aus drei Komponenten bestehen:

- Der **Arbeitspreis** (Franken pro Kilowattstunde) berücksichtigt die energieabhängigen Netzkosten und zielt damit auf die Stromeffizienz.
- Der **Leistungspreis** (Franken pro Kilowatt) bezieht sich auf die Spitzenlast (maximal bezogene Leistung aus dem Netz) innerhalb eines bestimmten Zeitraums (z. B. ein Jahr oder ein Monat). Er wird in Franken pro Kilowatt berechnet. Die Spitzenlast ist ein wesentlicher Treiber für die Netzdimensionierung und damit die Netzkosten. Der Leistungspreis deckt die leistungsabhängigen Kosten des Netzes ab und zielt damit auf eine kosteneffiziente Netznutzung.
- Der **Grundpreis** deckt die verbrauchsunabhängigen Kosten für Messung, Verrechnung, Kundenverwaltung/-information etc.

Bei der Diskussion über die Regulierung der Tarifierung ist zwischen Endverbrauchern ohne Leistungsmessung und Endverbrauchern mit Leistungsmessung zu unterscheiden:

#### ***Endverbraucher ohne Leistungsmessung***

Art. 18 StromVV Abs. 2 legt fest, dass der Netznutzungstarif für **Endverbraucher** auf Spannungsebenen unter 1 kV in ganzjährig genutzten Liegenschaften **ohne Leistungsmessung** zu

mindestens 70% ein nicht-degressiver Arbeitstarif (Rp./kWh) sein muss. Zu den Endverbrauchern ohne Leistungsmessung zählen fast alle der 3.6 Mio. Haushalte<sup>71</sup> und die KMU-Betriebe sowie ein kleiner Teil der Eigenverbraucher ohne Leistungsmessen (geschätzt ca. 20%).<sup>72</sup> Darüber hinaus sind die VNB bei der Festlegung und der Ausgestaltung der Netznutzungstarife frei. Die Netznutzungstarife enthalten heute entweder einen Arbeitspreis und einen Grundpreis oder nur einen Arbeitspreis (soweit bekannt, wird den Endverbrauchern ohne Leistungsmessung heute noch kein Anteil Leistungspreis verrechnet).

Die Revision des StromVG sieht nun vor, den Mindestanteil des Arbeitspreises auf 50% zu senken. Neu sollen also noch mindestens 50% des Netznutzungstarifs mit einem einheitlichen nicht-degressiven Arbeitspreis verrechnet werden können.<sup>73</sup> Die restlichen 50% können dann über einen Grundpreis und/oder einen Leistungspreis verrechnet werden.<sup>74</sup>

### ***Endverbraucher mit Leistungsmessung***

Bei Endverbrauchern mit Leistungsmessung handelt es sich vor allem um Endverbraucher mit Eigenverbrauch (Prosumer) (ca. 80% der Eigenverbraucher, heutiger Anteil Eigenverbrauch an Gesamtstromverbrauch: ca. 0.1%)<sup>75</sup>. Für diese gelten heute teilweise Netznutzungstarife mit bis zu 100% Leistungspreis.

Der Revisionsvorschlag sieht nun vor, dass die VNB für diese Endverbraucher ebenfalls eine einheitliche Arbeitskomponente anwenden müssen. Diese darf auch tiefer als 50% sein, solange die Eigenverbraucher (Prosumer) im Durchschnitt nicht ein höheres Netznutzungsentgelt entrichten müssen als im Falle einer Mindestarbeitskomponente von 50%.

### ***Übrige Endverbraucher***

Für Endverbraucher mit einer Leistungsmessung und einem Stromverbrauch von mehr als 50 MWh/Jahr sowie für Eigenverbraucher mit einem Netzanschluss von mehr als 30 kVA gilt mit der vorgesehenen Regelung Tariffreiheit.

<sup>71</sup> <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/bevoelkerung/stand-entwicklung/haushalte.html>

<sup>72</sup> Ausgenommen sind Zweitwohnungen, da diese nicht ganzjährig genutzt sind.

<sup>73</sup> Vgl. dazu Abschnitt «Alternativen» im Kapitel 5.7.5.

<sup>74</sup> Bei nicht leistungsgemessenen Kunden kann sich der Leistungstarif nach der beim Netzbetreiber bestellten Leistung (bestellte Kapazität) bemessen.

<sup>75</sup> Berechnungsgrundlagen: Einmalvergütungen durch KEV Ende 2016, ca. 20'000 Anlagen (Quelle: EIV-Cockpit Q4 2016), ca. 200 MW / 200'000 MWh im Jahr (Einmalvergütungen machen im Gegensatz zu Anlagen im KEV vom Eigenverbrauch gebrauch). Davon werden maximal ca. 25% wirklich eigenverbraucht: 50'000 MWh (ca. 75% kommt aus dem Netz). Im Vergleich zu den ca. 60'000'000 MWh Jahresverbrauch ist der Eigenverbrauchsanteil heute bei ca. 0.1%.

### Notwendigkeit staatlichen Handelns

Stromnetze sind ein natürliches Monopol. Ohne Regulierung bestünde die Gefahr eines Marktversagens und dass die Netznutzungspreise über einem hypothetischen Marktgleichgewichtspreis liegen würden. Um das Marktversagen zu korrigieren, wurde eine Cost-plus plus-Regulierung eingeführt, welche die Höhe der Netznutzungsentgelte beschränkt. Gleichzeitig wurden Vorgaben zur Preisstruktur eingeführt, die einen minimalen Arbeitspreisanteil im Netznutzungstarif festlegten. Gründe für den Eingriff in die Preisstruktur waren vor allem Anreize für mehr Stromeffizienz.

Die heutigen Tarifierungsvorgaben bzw. die beobachtete Praxis sind nicht verursachergerecht und diskriminierend:

- **Ungenügende Verursachergerechtigkeit:** Für eine optimal verursachergerechte Allokation der Netzkosten sollten die Netznutzungsentgelte so ausgestaltet sein, dass sie die energieabhängigen, leistungsabhängigen und fixen Kosten jeweils über Arbeits-, Leistungs- und Grundpreise in Höhe der Anteile der drei Bezugsgrößen an den Gesamtkosten abbilden. Solche Netznutzungsentgelte stellen sicher, dass der Verursacher von Kosten für diese aufkommt und somit Anreize für netzdienliches Verhalten geschaffen werden. Da die Netzkosten zu einem Grossteil leistungsgetrieben sind,<sup>76</sup> wäre es verursachergerecht und effizient, wenn der Netznutzungstarif grösstenteils aus einem Leistungspreis bestehen würde.<sup>77</sup>

Die heutigen Vorgaben führen jedoch dazu, dass die meisten Endverbraucher und ein Teil der Prosumer Netznutzungstarife erhält, die aus hohen oder ausschliesslich aus Arbeitspreisen bestehen. Gerade bei Prosumern sind solche Tarife nicht verursachergerecht. Dank ihres Eigenverbrauchs haben sie einen geringeren Bezug aus dem Netz und werden daher kaum verursachergerecht belastet, obwohl die Netzkosten auch durch die von ihnen benötigte Kapazität bestimmt werden. Prosumer greifen in Zeiten, in denen sie nicht produzieren, in vollem Umfang auf die Netzkapazitäten zu. Für den Eigenverbraucher entspräche das einer Versicherung, für die er keine Prämie bezahlt. Das Netz muss auch für den Zeitpunkt dimensioniert sein, an dem der Prosumer nicht produziert oder ein Überschuss an dezentraler Stromerzeugung besteht. Eine alleinige Belastung des entnommenen Stroms ist somit nicht verursachergerecht und beeinträchtigt die allokativen Effizienz. Insofern wäre es effizient, wenn dem Prosumer eine verursachergerechte Leistungspreiskomponente verrechnet würde.

- **Diskriminierende Tarife:** Die heutigen Vorgaben führen dazu, dass in der Praxis ein Teil der Eigenverbraucher Netznutzungstarife mit sehr hohen oder ausschliesslichen Leistungspreisanteilen entrichten muss. Dies wiederum führt dazu, dass sich die Wirtschaftlichkeit von Eigenverbrauchsanlagen verschlechtert. Hintergrund dieser hohen Leistungspreise dürfte auch

<sup>76</sup> Ein wesentlicher Treiber für die Netzdimensionierung ist die Spitzenlast.

<sup>77</sup> Siehe Abschnitt «Alternativen» im Kapitel 5.7.5.

sein, dass VNB teilweise noch vertikal integriert sind. Sie haben daher ein Interesse neue Stromanbieter zugunsten ihrer eigenen Produktion zu benachteiligen. Das fehlende Unbundling lässt sich als ein Regulierungsversagen sehen.

Die Notwendigkeit einer Anpassung ergibt sich also daraus, die Verursachergerechtigkeit zu verbessern und ein Regulierungsversagen infolge fehlenden Unbundlings zu lindern. Entsprechend sind die Vorgaben zur Preisstruktur anzupassen. Im Hinblick auf die Ausbauziele im Bereich dezentrale erneuerbare Energien ergibt sich ausserdem die Forderung, Eigenverbrauchsanlagen nicht übermässig mit Leistungspreisannteilen zu belasten. Die neuen Vorgaben sollen die politischen Zielsetzungen reflektieren und werden aufgrund ihrer Wichtigkeit auf Gesetzesstufe gehoben.

#### 5.7.2. Nutzen der Massnahme/Zielerreichung

Ziel der Massnahme ist es, die Verursachergerechtigkeit bei den Netznutzungsentgelten zu stärken. Der tiefere Mindestanteil beim Arbeitspreis erlaubt es, die Netznutzer stärker an den Netzkosten zu beteiligen, entsprechend ihrer Nutzung der Netzinfrastruktur, ohne die Wirtschaftlichkeit von Eigenverbrauchsanlagen übermässig zu belasten.

Die Vorgabe einer einheitlichen Arbeitskomponente vermeidet ausserdem diskriminierende Tariffdifferenzierungen zwischen kleinen Endverbrauchern und Eigenverbrauchern (Prosumern).

#### **Wirkungen auf die Endverbraucher**

Hauptbetroffene der Massnahme sind die Endverbraucher ohne Leistungsmessung sowie die Endverbraucher mit Eigenverbrauch (Prosumer). Die Zusammensetzung ihrer Netznutzungstarife kann ändern und damit folgende Wirkungen auslösen:

#### ***Endverbraucher ohne Leistungsmessung***

Bei Endverbrauchern ohne Leistungsmessung kann der Mindestanteil des Arbeitspreises infolge der Revision auf 50% sinken. Grundsätzlich verringern sich dadurch die Anreize für stromeffizientes Verhalten. Im Gegenzug kann der Anteil des Leistungspreises im Netznutzungsentgelt steigen (auf max. 50%). Weil Haushalte das Netz hauptsächlich zu Spitzenzeiten nutzen (niedriger Lastfaktor), könnten bestimmte Haushalte möglicherweise mit höheren, aber verursachergerechteren Netznutzungspreisen als heute konfrontiert werden. Dadurch würden sich theoretisch Anreize für netzdienliches Verhalten ergeben.<sup>78</sup> Diese Wirkungen erachten wir heute aber

<sup>78</sup> Netzdienliches Verhalten ergibt sich, wenn Endverbraucher elektrische Geräte (Waschmaschine, Spülmaschine) nicht alle gleichzeitig, sondern nacheinander laufen lassen.

als vernachlässigbar, da Haushalte kurzfristig wenige Möglichkeiten haben, ihre bestellte Leistung zu verringern. Stärkere Anreize für netzdienliches Verhalten ergeben sich erst, wenn eine Messung der effektiv benötigten Leistung erfolgt und auch entsprechend abgerechnet wird. Voraussetzung hierfür sind Smart Meter, die im Rahmen der Energiestrategie eingeführt werden sollen, sowie die Einführung eines Flexibilitätsmarktes.<sup>79</sup>

### ***Eigenverbraucher mit Leistungsmessung***

Bei Eigenverbrauchern (Prosumer), die heute einen Netznutzungstarif mit einem *sehr hohen Anteil Leistungspreis* haben, könnte der Anteil Leistungspreis u.U. sinken. Ein Leistungsanteil von mehr als 50% für Eigenverbraucher ist aber möglich, solange die jährlichen Netzkosten der Eigenverbraucher im Durchschnitt nicht höher ausfallen als bei einem Modell mit 50% Mindestarbeitstarif.<sup>80</sup> Dadurch bleibt es möglich, geeignete Anreize für netzdienliches Verhalten zu definieren. Dank der Vorgabe, dass die durchschnittlichen Netzkosten nicht höher sein dürfen als bei einem Modell mit 50% Mindestarbeitstarif, könnte sich die Rentabilität von Photovoltaik-Anlagen für den Eigenverbrauch verbessern.<sup>81</sup>

Bei Eigenverbrauchern (Prosumer, häufig mit Leistungsmessung), deren Netznutzungstarif heute *einen tiefen Anteil Leistungspreis* beinhaltet, kann der Anteil Leistungspreis steigen. Dadurch ergeben sich allenfalls insgesamt höhere Netznutzungspreise und Anreize, die vom Nutzungsverhalten ausgehende Belastung des Netzes zu berücksichtigen und sich netzdienlich zu verhalten. Eigenverbrauchern ist dies möglich, indem sie Lastspitzen mit lokalen Speichern (Batterien) vermeiden. Dank der Vorgabe, dass die durchschnittlichen Netzkosten nicht höher sein dürften als bei einem Modell mit 50% Mindestarbeitstarif, sollte die Rentabilität von Photovoltaik-Anlagen für den Eigenverbrauch erhalten bleiben.

Insgesamt verändern sich die Netzkosten infolge dieser Massnahme erst einmal nicht. Die Netzkosten werden jedoch je nach Kundenkategorie verursachergerechter angelastet, d.h. Endverbraucher (ohne Eigenverbrauch) dürften eher stärker belastet, Eigenverbraucher eher entlastet werden. Dadurch steigt die Effizienz der Kostenallokation des Netzes und Eigenverbrauchslösungen werden nicht unwirtschaftlich. Da der Anteil des Arbeitspreises am Netznutzungsentgelt für den allergrössten Teil der Endverbraucher auf Niederspannungsebene aber immer noch 50% betragen muss, dürfte die relative Änderung der Netznutzungstarife begrenzt

<sup>79</sup> Vgl. Kapitel 5.2.

<sup>80</sup> Siehe Bsp. Repower: Repower verfügt über einen reinen Leistungspreis für die Netznutzung durch Privathaushalte <http://www.repower.com/ch/privatkunden/innovation-energieeffizienz/die-neue-smart-home-loesung-von-repower/>

<sup>81</sup> Beispielrechnungen zeigen, dass die Rentabilität von Photovoltaik-Anlagen für den Eigenverbrauch sinkt, wenn der Leistungsanteil im Netznutzungstarif steigt (bzw. der Arbeitsanteil sinkt) (BFE/SECO 2016b). Bei einem Arbeitstarif von 30% können sich teilweise sogar negative Rentabilitäten ergeben. Bei Leistungsanteilen von 50% gibt es hingegen Rentabilitäten von 0.4 bis gut 2%.

ausfallen. Entsprechend sind v.a. in der kurzen Frist nur geringe Wirkungen in Bezug auf die Stromeffizienz, die Netznutzung und die Investitionen in PV-Anlagen zu erwarten. In der längeren Frist könnte die verursachergerechtere Tarifierung dazu führen, dass weniger Netzausbauten notwendig werden. Dies ist jedoch ein eher langsamer dynamischer Prozess und nicht antizipierbar.

#### **Wirkungen auf die Grossverbraucher**

Keine Wirkungen.

#### **Wirkungen auf die Netzbetreiber**

Grundsätzlich reduzieren verursachergerechte Netznutzungsentgelte in der längeren Frist den Netzausbaubedarf. Sie tragen damit zur Vermeidung von Netzkosten bei und verbessern die Kosteneffizienz des Netzes. Die Wirkungen dürften jedoch (zumindest in der kürzeren Frist) nicht allzu gross ausfallen, da der Mindestanteil des Arbeitspreises immer noch 50% betragen muss.

#### **Erfahrungen aus dem Ausland**

Eine Kombination von Arbeits-, Leistungs- und Grundpreisen ist in vielen Ländern üblich, wobei die Anteile zum Teil erheblich variieren.<sup>82</sup> Inwieweit die Netzbetreiber die Aufteilung der Netzkosten des Grund-, Arbeits- und Leistungspreises gemäss ihrer Kostenstruktur selber bestimmen können, ist ebenfalls unterschiedlich und meist an gewisse Rahmenbedingungen geknüpft. Im Bereich der Verteilnetze überwiegt die Erhebung von Arbeits- und Grundpreisen für Haushaltskunden, wobei in einigen Ländern auch Leistungspreise erhoben werden (Haushaltskunden haben selten eine Leistungsmessung). Für Industriekunden werden in fast allen Ländern Arbeits- und Leistungspreise, sowie in vielen Fällen auch Grundpreise erhoben. In der Schweiz hingegen besteht für Grossverbraucher Tariffreiheit. In vielen europäischen Ländern wird gegenwärtig die Einführung von Leistungspreisen bzw. eine Ausweitung von Grundpreisen auch auf niedrigeren Spannungsebenen und für Haushaltskunden diskutiert.

#### **5.7.3. Umsetzungsaufwand**

Der Hauptaufwand für die Umsetzung eines höheren Anteils des Leistungspreises fällt bei den Netzbetreibern an. Bei den Endverbrauchern fällt kein Umsetzungsaufwand an (unabhängig davon, ob sie Strom für den Eigenverbrauch produzieren). Sie werden mit Netznutzungspreisen konfrontiert, die individuell gesehen höher oder niedriger sein können.

---

<sup>82</sup> DNV GL 2015.

### Netzbetreiber

Der Umsetzungsaufwand bei den Netzbetreibern dürfte sich einerseits leicht erhöhen, wenn sie für Endverbraucher ohne Leistungsmessung das Netznutzungsentgelt neu mit einem (höheren) Anteil Leistungspreis festlegen wollen. Sie benötigen zu diesem Zweck Angaben zur bestellten maximalen Leistung. Ein Leistungspreis basierend auf der bestellten Leistung (Fixpreis, Franken/kW) erhöht die Komplexität nur unwesentlich im Tarifwesen der Netzbetreiber. Jährlich wiederkehrend sind die Anpassungen der Netznutzungsentgelte (Ermittlung der verursachergerechten Kosten, Neuberechnung der Netznutzungspreise, einmalige Anpassung von Tarifblättern/Rechnungen). Im Prinzip fallen diese Aufwendungen auch bisher schon an, der Leistungspreis erhöht aber die Komplexität.

### Regulator

Die ElCom führt bereits heute Tarifvergleiche für die Netznutzungsentgelte durch. Ein tieferer Anteil des Arbeitspreises würde keinen Mehraufwand verursachen, da die ElCom die Gesamtkosten für exemplarische Haushalte und Unternehmen bewertet.

#### 5.7.4. Weitere Wirkungen

Weitere Wirkungen können bei den Endverbrauchern und den Eigenverbrauchern (Prosumern) auftreten: Bei den Endverbrauchern reduziert eine geringere Gewichtung des Arbeitspreises im Netznutzungspreis die Anreize für stromeffizientes Verhalten. Sie sparen dadurch weniger Strom. Dafür werden die Kosten für die Stromnetze stärker durch ihre Verursacher getragen.

Bei Eigenverbrauchern (Prosumern) verschlechtert ein tieferer Arbeitspreisanteil die Wirtschaftlichkeit von erneuerbaren Energieanlagen. Damit entfällt bei Eigenverbrauchern ein Teil der impliziten Förderwirkung für erneuerbare Energieanlagen, die sie heute über tiefere Netzegebühren erhalten. Auf der anderen Seite setzt ein höherer Leistungspreisanteil Anreize für netzdienliches Verhalten, zum Beispiel durch den Einsatz von Batterien. Eigenverbraucher könnten sich theoretisch mit Batterien ganz vom Netz abkoppeln. Dies hätte zur Folge, dass die Netzbenutzungskosten für die verbleibenden Netznutzer zumindest kurzfristig steigen würden.<sup>83</sup> Angesichts des noch geringen Anteils Prosumer an allen Endkunden erachten wir diese kostensenkende Wirkung noch als vernachlässigbar. Mit einem zunehmenden Anteil Prosumer und/oder sinkenden Preise für Batterien würden die schweizweiten Effizienzgewinne steigen.

---

<sup>83</sup> Längerfristig wäre allenfalls eine Redimensionierung des Netzes möglich.



### 5.7.5. Fazit

#### **Gegenüberstellung von Nutzen und Aufwand**

Ein tieferer Anteil des Arbeitspreises am Netznutzungstarif (verbunden mit einem höheren Anteil Leistungspreises) verbessert die Verursachergerechtigkeit und schafft grundsätzlich Anreize für netzdienliches Verhalten. Dies reduziert mittel-/längerfristig den Netzausbaubedarf und damit die Netzkosten.

Durch die Vorgabe, für Endverbraucher ohne Leistungsmessung und Eigenverbraucher (Prosumer) eine einheitliche Arbeitskomponente von mindestens 50% anzuwenden, lassen sich negative Investitionsanreize für Prosumer (vor allem mit PV-Anlagen) weitgehend vermeiden.

Demgegenüber hält sich der Mehraufwand für die VNB in Grenzen.

#### **Unsicherheiten und Lücken in der Wirkungsanalyse**

Keine.

#### **Alternativen**

Aus ökonomischer Sicht stellt sich grundsätzlich die Frage, ob Eingriffe in die Preissetzung notwendig sind oder ob es genügt den Regulierungsrahmen (Cost-plus-Regulierung) festzulegen. Ohne Eingriffe in die Preissetzung ist damit zu rechnen, dass die Netzbetreiber einen höheren Anteil Leistungspreis festlegen. Dies hätte folgende Auswirkungen:

- Ein höherer Leistungspreisanteil hat den Vorteil, dass die Netzkosten verursachergerechter verrechnet werden. Da Verteilnetze insbesondere Fixkosten getrieben sind, bildet ein höherer Leistungspreisanteil die tatsächlichen Kostenstrukturen der VNB besser ab. Verursachergerechte Netznutzungsentgelte stellen sicher, dass der Auslöser von Kosten für diese aufkommt und somit im Gesamtsystem eine langfristig verbesserte Steuerungswirkung erreicht wird. Sie reduzieren in der mittleren bis längeren Frist den Netzausbaubedarf und tragen damit zur Verringerung der Netzkosten bei. Ökonomisch gesehen stellen verursachergerechte Netznutzungsentgelte eine First-Best-Lösung dar.
- Aus Sicht Ökologie hat ein reiner (oder hoher) Leistungspreisanteil den Nachteil, dass die Wirtschaftlichkeit von dezentralen erneuerbaren PV-Anlagen sinkt und Eigenverbrauchslösungen damit unwirtschaftlich werden. Damit verringert sich auch die implizite Förderwirkung von Eigenverbrauchslösungen.<sup>84</sup> Der Ausbau mit solchen Anlagen ist jedoch ein wesentlicher Bestandteil der Energiestrategie 2050. Eine weitere Steigerung der Verursacher-

---

<sup>84</sup> Das SECO bezeichnet diese implizite Förderung als versteckte Subvention.

gerechtigkeit bei den Netznutzungsentgelten steht diesem Ziel entgegen, wenn die Wirtschaftlichkeit zu schlecht ausfällt. Dies hat das BFE bei der Ausgestaltung der Anpassung berücksichtigt.

- Zusätzlich stärkeres Unbundling, um beim VNB Anreize zu eliminieren, eigene Anlagen zu bevorzugen.

Aus rein ökonomischer Sicht wäre die First-Best-Lösung mit den verursachergerechten Netznutzungsentgelten dem vorgesehenen Eingriff in die Preissetzung vorzuziehen. Allfällige weitere Ziele (z.B. Ausbauziele via Eigenverbrauchslösungen) müssten dann aber mit einem separaten Instrument verfolgt werden. Die Schwierigkeit einer solchen First-Best-Lösung wäre, die richtigen Anteile für Grund-, Leistungs- und Arbeitspreis zu bestimmen.

## 5.8. Kostenwälzung (in der StromVV vorgesehene Anpassung)

### 5.8.1. Beschreibung und Begründung des staatlichen Handelns

#### Beschreibung

- **Geltende StromVV:** Wälzungsvorgabe 30% Arbeit und 70% Leistung (StromVV Art. 16 Abs. 1), basierend auf Bruttoprinzip.
- **Neu:** Regelung in der StromVV: Wälzungsvorgabe: 10% Arbeit und 90% Leistung, basierend auf Betragsnettoprinzip.

Wälzung bezeichnet die Aufteilung der nicht direkt zurechenbaren Kosten an nachgelagerte Netzbetreiber und an die am betreffenden Netz direkt angeschlossenen Endverbraucher.<sup>85</sup> Heute gelten in Bezug auf die Wälzung folgende Vorgaben: Die Kosten des Übertragungsnetzes werden im Verhältnis 30% Arbeit, 60% Leistung und 10% Grundpreis (pro Ausspeisepunkt) an die direkt angeschlossenen Endverbraucher und VNB gewälzt. Die Wälzung der Verteilnetzkosten (von der Netzebene 3/5 auf die Ebenen 5/7) erfolgt im Verhältnis 30% Arbeit und 70% Leistung. Der Arbeitspreis berechnet sich nach dem Bruttoprinzip, d.h. massgebend für den Arbeitspreis ist die von den VNB an ihre Endverbraucher abgegebene Energie.<sup>86</sup>

Im Rahmen der Revision des StromVG werden die Vorgaben in der StromVV neu geregelt:

- Wälzung auf alle Netzebenen im Verhältnis 90% Leistung, 10% Arbeit
- Berechnung des massgebenden Energiewerts für die Arbeitspreiskomponente in der Wälzung neu nach dem Betragsnettoprinzip. Dabei wird die auf derselben und auf den unteren Netzebenen produzierte und eingespeiste Energie vom Energieverbrauch abgezogen, die Rückspeisungen auf die höheren Netzebenen 3 bzw. 5 werden hingegen hinzugerechnet.

#### Notwendigkeit staatlichen Handelns

Die heutigen Vorgaben entsprechen nicht dem Prinzip der Verursachergerechtigkeit. Weder die Verteilschlüssel noch das Bruttoprinzip geben die tatsächliche Kostenstruktur der Netzbetreiber wider. Dies führt zu Fehlanreizen bei der Netznutzung und damit zu allokativen Ineffizienzen. Insofern ergibt sich hieraus die Notwendigkeit, die bestehende Regulierung anzupassen.

<sup>85</sup> Wälzbar sind insbesondere die Betriebskosten (für Verteilnetzbetreiber inklusive ihrer Systemdienstleistungen) und die Kapitalkosten der Verteilnetzbetreiber sowie allenfalls vom vorliegenden Netzbetreiber verrechnete Kosten der vorliegenden Netzebenen.

<sup>86</sup> Das heisst, die von Endverbrauchern selbst erzeugte und für den Eigenbedarf verwendete Energie (Eigenerzeugung) wird in der Bruttoenergie nicht berücksichtigt.

Ein höherer Leistungspreisanteil entspricht besser dem Kostenentstehungsprinzip und ist verursachergerechter.<sup>87</sup> Das Betragsnettoprinzip ist ebenfalls verursachergerechter, weil es die tatsächliche Nutzung der Verteilnetzebenen besser berücksichtigt.

### 5.8.2. Nutzen der Massnahme/Zielerreichung

Ziel der Massnahme ist es, die Netzkosten verursachergerechter anzulasten. Dadurch verbessert sich die Allokation der Kosten und es sollen Fehlanreize für die Ausgestaltung der Netzinfrastruktur eliminiert werden.

#### **Auswirkungen auf die Netzbetreiber**

Hauptbetroffene der Massnahme sind die Netzbetreiber. Durch den höheren Leistungsanteil und die daraus folgende verursachergerechtere Wälzung erhalten die Netzbetreiber Signale für eine effizientere Netzentwicklung,<sup>88</sup> bspw. indem sie mit Investitionen in Phasenschiebern oder den Einsatz von Flexibilitäten die Lastspitzen glätten.<sup>89</sup> Dadurch können mittel- und längerfristig Netzkosten eingespart werden und die Kosteneffizienz des Netzes verbessert sich. Ausserdem werden Fehlanreize, Ausspeisepunkte zu reduzieren, eliminiert. Dies erhöht die Versorgungssicherheit.

Das Betragsnettoprinzip berücksichtigt ausserdem besser die tatsächliche Nutzung der Verteilnetzebenen. Bei einem Ausbau der dezentralen Erzeugung führt dies zu einer gerechteren Kostenverteilung, weil dann erhebliche Rückspeisungen in vorgelagerte Netzebenen auftreten können und so die tatsächliche Nutzung der Verteilnetzebenen besser berücksichtigt wird.

Mit der Anpassung der Wälzungsvorgaben bleibt die Summe der Netzkosten zwar kurzfristig unverändert, die Allokation der Netzkosten erfolgt aber verursachergerechter und damit effizienter. Die sich daraus ergebenden Verteilungswirkungen hat Consentec (2016) ermittelt:

- Durch die Erhöhung der Leistungsanteile von 70% auf 90% gibt es grundsätzlich eine gewisse Verschiebung der Kostentragung von den oberen auf die unteren Netzebenen, weil letztere eine höhere Höchstleistung aufweisen.<sup>90</sup> Die Erhöhung wirkt dagegen tarifenkend in Gebie-

<sup>87</sup> Die Dimensionierung der Netzkapazitäten und damit die Netzkosten sind im Wesentlichen von der individuellen Lastspitze im Verhältnis zur Systemspitze und im Verhältnis zur lokalen Lastspitze abhängig.

<sup>88</sup> Weitere Impulse für eine effiziente Netzentwicklung können auch eine gut wirkende Sunshine-Regulierung oder eine Anreizregulierung setzen.

<sup>89</sup> Inwieweit vertikal integrierte Netzbetreiber ihre Leistung optimieren werden, ist unklar. Denkbar ist, dass auf ein vertikal integrierter VNB dank Informationsvorsprung auf tieferen Netzebenen optimieren kann, zulasten der anderen VNB auf diesen Netzebenen. Der vertikal integrierte VNB könnte seine Informationen auch dafür verwenden, seinen eigenen tieferen Netzebenen möglichst viele Kosten anzulasten. Da auf den Netzkosten ein garantierter Gewinn (WACC) enthalten ist, kann mit höheren Netzkosten auch ein höherer Gewinn erzielt werden.

<sup>90</sup> Consentec 2016: Die unteren Netzebenen weisen aufgrund der dort geringeren Durchmischung der Verbräuche und aufgrund der höheren Volatilität der Verbräuche der dort angeschlossenen Verbraucher (Haushalte und Kleingewerbe) eine im Vergleich zur Arbeit höhere Höchstleistung auf als die höheren Netzebenen, in denen sich die Verbrauchsprofile stärker durchmischen.

ten, in denen dezentrale Erzeugungsanlagen den Höchstbezug erheblich verringern. Die Veränderungen liegen meist im kleinen einstelligen Bereich.<sup>91</sup> Insbesondere für Verbraucher mit Anschluss in den unteren Netzebenen sind die Wirkungen sehr gering. Für Verbraucher in den oberen Netzebenen, also v. a. Industriekunden, sind die Auswirkungen hingegen tendenziell etwas grösser.

- Der Übergang vom Brutto- zum Nettoprinzip verändert die Kostentragung nur geringfügig, da sich die Vorgabe nur noch auf die als Arbeitspreis definierten 10% der Kosten bezieht. Je nach Umfang der dezentralen Erzeugung sind die Unterschiede grösser. Ein Nettoprinzip kann die Tarife auf der Netzebene 7 um bis 10% absenken. Ansteigen würden hingegen die Netzentgelte auf der Netzebene 3 um circa 10 bis 20%. Auch die Tarife auf der Netzebene 5 würden ansteigen, aber deutlich weniger. Unterscheidet sich die dezentrale Erzeugung erheblich zwischen Land und Stadt, so sinken die Tarife in den aufkommensstarken Regionen (etwaig eher Stadt und steigen die Tarife in den aufkommensschwachen Regionen (etwaig eher Land). Das vorgeschlagene Betragsnettoprinzip dämpft extremere Effekte.
- Grundsätzlich werden die Verteilungswirkungen als gering beurteilt. Grössere Effekte sind in Einzelfällen bei besonderen Konstellationen jedoch nicht ausgeschlossen.

#### **Auswirkungen auf die Endverbraucher**

Für die Endverbraucher ändert sich in der Summe vorerst nichts, da die Wälzung kurzfristig nur die Allokation der Netzkosten, nicht aber die Summe der Netzkosten beeinflusst. Tarifreduzierende Wirkungen sind erst mittel- und längerfristig zu erwarten, wenn die Anreize infolge der neuen Wälzungsvorgabe den Netzausbaubedarf und damit auch die Netzkosten reduzieren.

#### **5.8.3. Umsetzungsaufwand**

Umsetzungsaufwand fällt bei den Netzbetreibern an. Beim Regulator und den Endverbrauchern fällt kein wesentlicher Mehraufwand an.

#### **Umsetzungsaufwand bei den Netzbetreibern**

Den Umsetzungsaufwand bei den Netzbetreibern erachten wir als gering. Mit der Revision müssen sie einmalig die Berechnung der zu wälzenden Kosten anpassen. Der Wechsel vom Brutto- auf das Betragsnettoprinzip dürfte die Berechnung der Wälzung insgesamt vereinfachen. Es können die Messwerte an der Übergabestelle verwendet werden anstelle nicht aggregierter Messwerte von Endkunden (zu unterschiedlichen Zeiten erfasst und hochgerechnet mit Ungenauigkeiten von mehreren Prozent).

---

<sup>91</sup> Vgl. Consentec 2016, S. 13f.

#### 5.8.4. Weitere Wirkungen

Keine

#### 5.8.5. Fazit

##### **Gegenüberstellung von Nutzen und Aufwand**

Ein höherer Leistungspreisanteil bei der Wälzung und der Wechsel reduzieren in der mittleren bis längeren Frist den Netzausbaubedarf und tragen damit zur Verringerung der Netzkosten bei. Dies bei einem geringen Mehraufwand auf Seiten der VNB.

##### **Unsicherheiten und Lücken in der Wirkungsanalyse**

Keine.

##### **Alternativen**

Eine Alternative wäre, keine Wälzungsvorgaben festzulegen. Aus ökonomischer Sicht ist eine Regulierung nicht unbedingt zwingend, da auch ohne Wälzungsvorgaben keine zusätzlichen Monopolrenten realisiert werden. Es bestünde allerdings die Gefahr, dass die Wälzung nicht mehr verursachergerecht erfolgt. Ausserdem wären dann die Wälzung und damit auch die Tarife nicht mehr transparent und mögliche Diskriminierungen wären nicht auszuschliessen (vor allem wenn der vorgelagerte Netzbetreiber neben weiteren Netzbetreibern auch ein nachgelagertes Netz besitzt).

## 5.9. WAS-Modell

### 5.9.1. Beschreibung und Begründung des staatlichen Handelns

#### Beschreibung

Gemäss der aktuellen Stromversorgungsverordnung (StromVV) orientieren sich die Energietarife für Endkunden in der Grundversorgung an den Gestehungskosten. Mit der vollen Marktöffnung ist eine stärker an Marktpreisen orientierte Tarifregulierung vorgesehen.

- **Geltendes StromVG:** Gestehungskostenregulierung (StromVV Art. 4 Abs. 1).
- **Neu:** Vergleichspreisbetrachtung, sobald volle Marktöffnung in Kraft tritt.

Nach geltendem Recht haben sich die Energietarife der Endkunden in der Grundversorgung an den Gestehungskosten einer effizienten Produktion und an langfristigen Bezugsverträgen des Verteilnetzbetreibers zu orientieren. Die Tarife werden von der ECom überprüft.

Im voll geöffneten Strommarkt ist vorgesehen, allen Marktteilnehmern Netzzugang zu gewähren. D.h. alle Kunden können ihren Stromlieferanten frei wählen. Für Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch von weniger als 100 MWh besteht weiterhin die Möglichkeit, sich zu regulierten Tarifen vom bisherigen Versorgungsunternehmen mit Strom beliefern zu lassen. Diese Möglichkeit wird als Wahlmodell der abgesicherten Stromversorgung (WAS-Modell) bezeichnet. Für die volle Marktöffnung ist ein referendumsfähiger Bundesbeschluss erforderlich (Artikel 34 Absatz 3 StromVG). Mit dem Bundesbeschluss werden diejenigen Bestimmungen des StromVG in Kraft gesetzt, welche die Grundsätze der vollen Marktöffnung enthalten, darunter das WAS-Modell.

Im voll geöffneten Strommarkt haben alle Marktteilnehmer Netzzugang, d.h. alle Endverbraucher können ihren Stromlieferanten frei wählen. Für Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch von weniger als 100 MWh besteht weiterhin die Möglichkeit, sich zu regulierten Tarifen vom bisherigen Versorgungsunternehmen mit Strom beliefern zu lassen.

Die Revision des StromVG sieht nun vor, dass für die Energietarife der Endverbraucher in der Grundversorgung eine Vergleichspreisbetrachtung mit einem Referenzmarktpreis erfolgt. Als Basis für den Referenzmarktpreis soll der Marktpreis im Detailhandel herangezogen werden, unter Berücksichtigung unterschiedlicher Verbrauchskategorien sowie ökologischer Qualitäten. Die ECom prüft ex post die Angemessenheit der Tarife, die Regulierung kann insofern als eine verschärfte Missbrauchsaufsicht verstanden werden. Liegt ein Tarif deutlich über dem (passenden) Referenzmarktpreis, muss er gesenkt werden. Hierzu hat die ECom eine geeignete (nicht öffentliche) Toleranzschwelle für den Eingriff zu bestimmen. Zulässig sind höhere Tarife, wenn der VNB sie durch hohe Gestehungskosten rechtfertigen kann und die Kosten anteilmässig auch auf Kunden im freien Markt wälzt.

### **Notwendigkeit staatlichen Handelns**

Das StromVG sieht im Falle einer vollen Marktöffnung vor, dass die VNB die Endverbraucher im WAS-Modell zu angemessenen Tarifen zu beliefern haben. Um die Angemessenheit der Tarife im Sinne des WAS-Modells sicherzustellen, ist eine begrenzte Tarifregulierung notwendig, weil VNB sonst ihre Marktmacht ausüben und Monopolpreise verlangen könnten. Mögliche Marktmacht und bessere Branchenkenntnisse sind gemäss BFE auch die Begründungen, dass die Missbrauchsaufsicht bei der ElCom und nicht bei der Wettbewerbskommission (WEKO) angesiedelt wird.

#### **5.9.2. Nutzen der Massnahme/Zielerreichung**

Der Hauptnutzen der Preisregulierung besteht darin, dass Endverbraucher in der Grundversorgung vor stark überhöhten Energiepreisen geschützt sind.

#### **Wirkung auf die Netzbetreiber**

Die VNB (in ihrer Funktion als Grundversorger) erhalten mit der vorgesehenen Tarifregulierung Anreize, ihre Tarife für die Endverbraucher im WAS-Modell an den Marktpreisen zu orientieren und nicht stark überhöhte Tarife zu verlangen. Da die Prüfung durch die ElCom fallweise erfolgt und es keinen einheitlichen Schwellenwert gibt, bestehen auch keine Anreize, die Tarife möglichst nahe am Schwellenwert festzulegen.

Kann ein VNB ausserdem nachweisen, dass seine Gestehungskosten höher ausfallen als beim Referenzmarktpreis und verrechnet er diese Gestehungskosten allen Kunden (auch denen im freien Markt), so kann er auch höhere Tarife verlangen.

#### **Wirkungen auf die Endverbraucher**

Dadurch, dass die Tarifregulierung auf stark überhöhte Preise abzielt, besteht für die Endverbraucher ein Schutz in der Grundversorgung. Grundsätzlich haben die Endverbraucher Anreize, bei hohen Tarifen den Anbieter zu wechseln. Inwieweit dies tatsächlich erfolgt, hängt von den Preisvorteilen und der Transparenz der Angebote ab.

#### **5.9.3. Umsetzungsaufwand**

Wesentlichen Mehraufwand gegenüber der heutigen Regulierung sehen wir nicht, da heute ebenfalls eine Tarifregulierung besteht.

#### **Umsetzungsaufwand bei den VNB**

Die VNB unterstehen auch heute schon einer Tarifregulierung. Bei den Netzbetreibern erwarten wir deshalb, dass der Aufwand in etwa gleichbleibt.



### **Umsetzungsaufwand beim Regulator**

Grundsätzlich gibt es keine wesentliche Änderung für den Regulator: Sowohl unter der aktuellen als unter der Regelung bei einer vollen Marktöffnung obliegt es der ECom, die Energietarife in der Grundversorgung zu überprüfen. Heute prüft die ECom allerdings die Kostenrechnung, um die Angemessenheit der Tarife zu prüfen. Für die vorgeschlagene Regulierung anhand eines Referenzmarktpreises benötigt die ECom eine Marktübersicht und Angaben zu vergleichbaren Preisen. Dennoch gehen wir davon aus, dass die Vergleichspreisbetrachtung nicht wesentlich aufwendiger ausfallen dürfte als die Prüfung der Gestehungskosten.

#### 5.9.4. Weitere Wirkungen

Keine

#### 5.9.5. Fazit

### **Gegenüberstellung von Nutzen und Aufwand**

Unter den gegebenen Bedingungen – ohne WAS-Modell keine Marktöffnung – scheint uns die vorgeschlagene Lösung mit dem Referenzmarktpreis pragmatisch. Der Eingriff beschränkt sich auf eine generelle Missbrauchskontrolle, die VNB werden bei der Tarifgestaltung nicht übermäßig eingeschränkt.

### **Unsicherheiten und Lücken in der Wirkungsanalyse**

Keine.

### **Alternativen**

Aus ökonomischer Sicht wäre eine vollständige Marktöffnung ohne Regulierung der Energiepreise die effiziente Lösung. Die Gefahr einer allfälligen Marktmacht durch den WAS-Anbieter wird dadurch diszipliniert, dass die Endverbraucher zu anderen Lieferanten wechseln könnten. Das Parlament hat jedoch entschieden, dass eine Marktöffnung nur erfolgt, wenn die Endverbraucher (< 100 MWh/a Verbrauch) weiterhin den Verbleib in einer Grundversorgung mit angemessenen Preisen wählen können (Wahlmodell abgesicherte Stromversorgung).

Eine weitere Alternative wäre, dass die Wettbewerbskommission (WEKO) auch für die Endverbraucher im WAS-Modell zuständig ist. Dadurch könnte der Aufwand des Regulators reduziert werden. Ob die WEKO eine Preiskontrolle mit geringerem Aufwand durchführen könnte, können wir nicht beurteilen. Grundsätzlich hat aber die ECom eine bessere Markteinsicht, was

vorteilhaft in der Umsetzung ist. Zudem ist sie gesetzlich zur Regulierung der Grundversorgung beauftragt.

## 5.10. Definition sowie Festlegung von Rechten und Pflichten bei Arealnetzen

### 5.10.1. Beschreibung und Begründung des staatlichen Handelns

#### Beschreibung

Heute besteht im StromVG lediglich indirekt über die Definition des Elektrizitätsnetzes (in Art. 4 Abs. 1, Bst. a) ein Hinweis, was mit Arealnetzen gemeint ist. Die Revision regelt nun die wesentlichen Elemente von Arealnetzen.

- **Geltendes StromVG:** Keine Regelung von Arealnetzen.
- **Neu:** Verankerung der Definition sowie der Rechte und Pflichten von Arealnetzen, der Kostentragung und der Abgeltung für die Nutzung der Arealnetzinfrastruktur im StromVG.

Arealnetze umfassen in der Regel einen Grossverbraucher mit einer breiten Lastverteilung und daraus resultierenden tiefen Netzkosten. Bezüglich Leistung und Anzahl Kunden können Arealnetzbetreiber grösser sein als kleine Netzbetreiber, ihre geografische Ausdehnung ist in der Regel kleiner als die von Netzbetreibern. Arealnetze sind private Netze, sie unterliegen nicht der Regulierung für VNB gemäss StromVG. In der Vergangenheit haben diverse Aspekte zu Rechtsstreitigkeiten in Arealnetzen geführt, u.a. die Abgrenzung zwischen Arealnetz und Hausinstallation,<sup>92</sup> die Höhe der Abgeltung für die Nutzung des Arealnetzes oder Pancaking-Situationen zwischen Arealnetzen und vorgelagerten Verteilnetzen.<sup>93</sup>

Die Revision sieht nun folgende Regelungen vor, wobei bestehende Arealnetze weiterhin als Arealnetze bestehen dürfen sollen (Bestandsschutz):

- Klare gesetzliche Definition für Arealnetze mit zu erfüllenden Bedingungen und Ausschlusskriterien. Es liegt z.B. kein Arealnetz vor, wenn der Verbrauch durch Haushaltskunden auf dem Areal dominant ist.<sup>94</sup> Die Definition ist so ausgelegt, dass Arealnetze primär auf industrielle und gewerbliche Nutzung ausgerichtet sind und nicht den Regelfall darstellen.

<sup>92</sup> Hausinstallationen von grossen Gebäuden (z.B. Einkaufszentren) können grosse Ausmasse annehmen, die durchaus Verteilnetz-Charakter annehmen können: Die Grenze ist fließend. Laut noch nicht rechtskräftigen Entscheiden der Elektrizitätskommission vom 13.12.2012 (Entschädigung für Elektrizitätsleitungen mit kleiner räumlicher Ausdehnung zur Feinverteilung) sollen diese Kosten jedoch verbrauchsunabhängig in die Miete einfließen.

<sup>93</sup> Als Pancaking werden Doppelbelastungen bezeichnet, die entstehen, wenn Netzzugangsentgelte oder Durchleitungsgebühren von Netzen summiert werden, die innerhalb einer Netzebene hintereinandergeschaltet sind.

<sup>94</sup> Die Operationalisierung der Ausschlusskriterien ist noch ausstehend.

- Festlegung von Rechten und Pflichten von Arealnetzbetreibern und von betroffenen Akteuren. Im StromVG enthaltene Rechte und Pflichten von Endverbrauchern und Produzenten gelten grundsätzlich auch im Arealnetz.
- Regelung der Kostentragung vorgelagerter Infrastruktur.
- Regelung der Abgeltung der Nutzung der Arealnetzinfrastruktur: Die Abgeltung für die Benutzung der Arealnetzinfrastruktur (Durchleitung) ist vertraglich zu regeln. Die Entgeltberechnung ist durch ANB transparent auszuweisen und zu begründen. Die ElCom ist nicht zuständig für die Prüfung des Entgelts.

Ansonsten sind Arealnetze wie alle anderen Netzanschlussnehmer zu behandeln.

#### **Notwendigkeit staatlichen Handelns**

Arealnetze stellen wie Verteil- und Übertragungsnetze ein natürliches Monopol dar. Ein relevanter Unterschied zu gewöhnlichen Verteilnetzen liegt allerdings im Zweck von solchen Netzen. Historisch gesehen sind Arealnetze meist auf Industrie- und Gewerbearealen entstanden – Industrieunternehmen haben ihre eigene Netzinfrastruktur aufgebaut. Somit hatten sie ein ureigenes Interesse für eine effiziente und günstige Infrastruktur. Aus diesem Grund bestand bisher die Möglichkeit solche Netze von der Regulierung der Netzkosten auszuschliessen. Wesentliche Aspekte im Zusammenhang mit Arealnetzen sind aber nicht hinreichend geregelt (u.a. Schnittstelle Arealnetz-vorgelagerter VNB). Um künftige Rechtsstreitigkeiten vermeiden zu können, sind Regelungen notwendig, insbesondere in Bezug auf die Kostentragung und die Rechte und Pflichten der im Arealnetz angeschlossenen Endverbraucher und Erzeuger.

#### **5.10.2. Nutzen der Massnahme/Zielerreichung**

Der Nutzen dieser Massnahme liegt in der höheren Rechtssicherheit und der klaren und einheitlichen Regelung von Arealnetzen. Damit können Kosten für Rechtsstreitigkeiten vermieden werden. Sie gewährleistet zugleich, dass Arealnetze – da sie unregulierte Monopole darstellen – weiterhin eher die Ausnahme als die Regel darstellen.

#### **Wirkungen auf Arealnetzbetreiber**

Die Regelung von Arealnetzen im Gesetz erhöht für die ANB die Rechtssicherheit im Umgang mit vorgelagerten Netzbetreibern, Endverbrauchern und Produzenten auf Arealnetz. Die Regelungen zur Kostentragung stellen sicher, dass die Kosten der vorgelagerten Netzinfrastruktur verursachergerecht auf die Arealnetze gewälzt werden.

**Auswirkungen auf den Regulator**

Der Regulator hat weniger Streitfälle zu bearbeiten, wenn die Rechtsklage geklärt ist.

**Wirkungen auf Netzbetreiber**

Für die Netzbetreiber erhöht sich die Rechtssicherheit im Umgang mit Arealnetzbetreibern.

**Wirkungen auf die Endverbraucher und Erzeuger**

Auch für die Endverbraucher und Produzenten auf dem Arealnetz erhöht sich die Rechtssicherheit im Umgang mit dem Arealnetzbetreiber.

**Erfahrung aus dem Ausland**

In Deutschland sind Arealnetze eher restriktiv definiert:<sup>95</sup> Es dürfen beispielsweise

- keine Haushaltskunden via Arealnetz versorgt werden,
- nur 5 bis 10% der Energie darf an Dritte abgegeben werden,
- die Durchleitung von Energie von Dritten muss diskriminierungsfrei möglich sein,
- es darf keine verbrauchsabhängige Arealnetznutzung erhoben werden (die Nutzung ist in den Mietpreisen enthalten),
- Endverbraucher auf Arealnetz können den Regulator auffordern, die Kosten des Arealnetzes zu überprüfen.

Die Arealnetzbetreiber müssen einen Antrag stellen, als geschlossene Verteilernetze akzeptiert zu werden. Die Bedingungen werden regelmässig überprüft. Arealnetze sind dann z.B. von der Anreizregulierung ausgeschlossen.

**5.10.3. Umsetzungsaufwand****Umsetzungsaufwand für Arealnetzbetreiber**

Für die Arealnetzbetreiber gibt es gegenüber der heutigen Situation keinen wesentlichen Mehraufwand.

**Umsetzungsaufwand für Netzbetreiber**

Den vorgelagerten VNB entstehen gegenüber heute Mehraufwendungen, weil sie separate Netztarife ermitteln und mögliche Doppelbelastungen (Pancaking) ausschliessen müssen. Betroffen sind ca. 50 VNB (d.h. weniger als 8% der VNB).

---

<sup>95</sup> Gemäss §110 Geschlossene Verteilernetze des Energiewirtschaftsgesetzes und des Dokuments "Gemeinsames Positionspapier der Länder und der Bundesnetzagentur zu geschlossenen Verteilernetzen vom 23.2.2012".

### Umsetzungsaufwand für Regulator

Der Regulator hat weniger Aufwand, weil es weniger Streitfälle gibt. In den letzten Jahren wurden einzelne Fälle zu Arealnetzen bis ans Bundesgericht weitergezogen.<sup>96</sup> Hinzu kommen Rechtsabklärungen bei der ElCom, die ebenfalls eingespart werden können.

#### 5.10.4. Weitere Wirkungen

Es sind keine wesentlichen weiteren Wirkungen zu erwarten.

#### 5.10.5. Fazit

### Gegenüberstellung von Nutzen und Aufwand

Eine klare Definition der Arealnetze schafft Rechtssicherheit und vermeidet damit juristische Streitigkeiten. Ausserdem steigt die alloкатive Effizienz, wenn die Kostentragung klar und verursachergerecht festgelegt ist (kein Pancaking möglich). Den Umsetzungsaufwand für die involvierten Akteure erachten wir als gering.

### Unsicherheiten und Lücken in der Wirkungsanalyse

Keine.

### Alternativen

Eine Alternative zum eher restriktiven Vorschlag wäre eine grosszügige Definition von Arealnetzen. Es könnte argumentiert werden, dass die Bildung von Arealnetzen – bspw. von grösseren Wohnüberbauungen und einem dezentralen Produzenten – grundsätzlich möglich sein sollte. Ein Arealnetz kann aus Sicht der darin angeschlossenen Endverbraucher und Produzenten vorteilhaft sein,<sup>97</sup>

- wenn es sich gleichzeitig an einer höheren Netzebene (Mittelspannung) anschliessen könnte. In diesem Fall könnte das Arealnetz davon profitieren, dass ihm keine Kosten der tieferen Netzebene (Niederspannung) angelastet würden. Dies ist ökonomisch von Vorteil, wenn der Netzbetrieb über das Arealnetz effizienter erfolgt – auch wenn dadurch eine Solidarisierung der Netzkosten auf Niederspannungsebene umgangen werden kann.
- wenn es den Bezug aus dem vorgelagerten Verteilnetz optimieren kann, weil es Eigenverbrauch anwenden und Angebot und Nachfrage lokal ausgleichen kann.

<sup>96</sup> Siehe Bundesverwaltungsgericht: <http://www.bvger.ch/publiws/pub/search.jsf>, Stichwort: Arealnetz.

<sup>97</sup> Vorteile könnte ein Arealnetz allenfalls auch in Bezug auf die Energiebeschaffung bieten, wenn es die Nachfrage auf dem Arealnetz bündeln könnte und sich so als marktfähiger Kunde qualifizieren würde. (Dies gilt aber nur im Rahmen der derzeitigen Teilmarktöffnung und nicht mehr bei einer avisierten vollen Marktöffnung bei der Energie.)

Arealnetze haben allerdings den Nachteil, dass ANB innerhalb ihres Netzes Marktmacht nützen könnten.<sup>98</sup> Eine grosszügige Arealnetz-Lösung könnte ausserdem grössere Verteilungseffekte nachvollziehen, wenn (auf Mittelspannungsebene) viele Arealnetze mit unabhängigen ANB entstünden. Dies könnte dazu führen, dass die Arealnetze nicht mehr zu den Kosten der Niederspannungsebene beitragen und dadurch die heutigen Verteilnetze entsolidarisiert würden. D.h. die Kosten der Niederspannungsebene müssten von denjenigen Endverbrauchern getragen werden, die sich nicht mit geringen Kosten an einer Mittelspannungsleitung anschliessen könnten.

---

<sup>98</sup> Die in der Revision StromVG vorgesehene Lösung sieht deshalb eine Anschlusspflicht vor.

## 6. Pauschal beurteilte Massnahmen

Neben den in den in den vorangehenden Kapiteln untersuchten Massnahmen enthält das erste Paket der Revision Strom noch weitere Massnahmen. Dabei handelt es sich um Massnahmen, mit denen Regulierungslücken beseitigt werden sollen. Die Auswirkungen auf die Akteure werden grundsätzlich geringer eingeschätzt, weshalb sie hier pauschal beurteilt werden.

Grundsätzlich stufen wir die Mehrheit der Massnahmen als positiv in Bezug auf ihr Kosten-Nutzen-Verhältnis ein. Die Massnahme zur Kostentragung von Erschliessungsleitungen bei Anlagenbetreibern und Endverbrauchern beinhaltet primär Verteilungseffekte.

Grundlegende Alternativen zu den vorgeschlagenen Änderungen sind aus ökonomischer Sicht nicht ersichtlich.

Tabelle 6: Beurteilung der weiteren Massnahmen des ersten Pakets der Revision StromVG

Massnahmen	Inhalt (Änderung gegenüber heute)	Notwendigkeit des staatlichen Handelns	Hauptbetroffene	Wirkung auf die Akteure bzw. die Netze (Nutzen)	Umsetzungsaufwand (Kosten)
Bilanzgruppen als Zahlungspflichtige	Kosten des Bilanzmanagements individuell in Rechnung stellen	Ungenügende Verursachergerechtigkeit, weil viele Bilanzgruppenverantwortliche (BVG) im Ausland	Bilanzgruppenverantwortliche	Verursacher für Bilanzmanagement bezahlen für verursachte Kosten des Bilanzmanagements Höhere Verursachergerechtigkeit Falls Kosten gewälzt, Endverbraucher unter verursachenden BGV stärker belastet, übrige Endverbraucher entlastet	Kein Mehraufwand für BGV Geringer Mehraufwand für Swissgrid für individuelle Festlegung der Bilanzgruppentarife
Datensicherheitsfragen	V.a. Erarbeitung eines Schutzprofils und Durchführung einer Konformitätsprüfung für Zugriff auf Flexibilitäten und weitere Smart-Grid-Anwendungen	Datensicherheit und Sicherheit (Integrität) des Netzes nicht gewährleistet	VNB	Sicherer Betrieb des Netzes	Mehraufwand für Erarbeitung Schutzprofil und Konformitätsprüfung, aber Mehraufwand ist bei Netzkosten anrechenbar
Tarif Wasser-tausch	Befreiung der Partnerwerke der Schweizer Eisenbahnen von Netznutzungsentgelt Überprüfung durch ElCom	Ungleichbehandlung	Kraftwerke der CH-Eisenbahnen	Gewährleistung der Gleichbehandlung, Anreize für effizienten Kraftwerksbetrieb	Kein Mehraufwand für Kraftwerke Geringer Mehraufwand für ElCom für Prüfung
Zugang BFE zu Daten ElCom	ElCom und BFE gewähren gegenseitigen Zugang zu Daten	Gefahr von Doppelspurigkeiten und fehlende Grundlagen für Gesetzgebung	BFE, ElCom	Vermeidung von Doppelspurigkeiten und verbesserte Gesetzesvorbereitung (bessere Grundlage für Testphase Anreizregulierung)	Aufwand für etwaige zusätzliche Datenerhebung, dafür Ausschöpfung von Synergien mit ElCom (dieser Effekt dürfte in der Summe überwiegen)
Anrechenbare Netzkosten	Auf an Netzbetrieb verrechnete unternehmens-/konzerninterne Leistungen kein Gewinn erlaubt	Gefahr versteckter Gewinne infolge Monopolstellung	VNB	Gewinn alleinig über WACC möglich Keine Zusatzrenten über Betriebskostenüberhöhungen	Kein Mehraufwand für VNB



<b>Massnahmen</b>	<b>Inhalt (Änderung gegenüber heute)</b>	<b>Notwendigkeit des staatlichen Handelns</b>	<b>Hauptbetroffene</b>	<b>Wirkung auf die Akteure bzw. die Netze (Nutzen)</b>	<b>Umsetzungsaufwand (Kosten)</b>
Kostentragung von Erschliessungsleitungen	Einspeisepunkt massgebend für Kosten der Anschlussleitung	Unklare, uneinheitliche Regelung	Anlagebetreiber, VNB	Verursachergerechte Anlastung der Kosten für Erstellung der Erschliessungsleitung durch die Anlagebetreiber	Entlastung der VNB von Erschliessungskosten, Belastung der Anlagenbetreiber (Verteilungswirkung)
	Regelung der Kostentragung von Erschliessungsleitungen zu Endverbrauchern durch Kantone/Gemeinden/VNB	Unklare Regelung	VNB, Endverbraucher	Verursachergerechte Anlastung der Erschliessungsleitung an die Endverbraucher (unter Berücksichtigung kantonaler Vorgaben)	Entlastung der VNB von Erschliessungskosten, Belastung der Endverbraucher (Verteilungswirkung)
Kontrolle der Netzkostenbeiträge durch die ECom	Überprüfung der Netzkostenbeiträge (für Anschlüsse von Endkunden an Niederspannungsnetz) durch die ECom	Gefahr von Doppelverrechnungen (über Netzkostenbeitrag und Netznutzungsentgelt)	VNB	Höhere Transparenz bzgl. Verrechnung der Netzkosten	Kein Mehraufwand (keine Doppelverrechnungen mehr möglich)
Ersatzversorgung	Übernahme der Versorgung durch Grundversorger bei Ausfall des Lieferanten mit Missbrauchsaufsicht durch ECom	Versorgungslücke bei Ausfall des Lieferanten	Grundversorger ECom	Versorgungssicherheit	Geringer Mehraufwand bei ECom infolge Missbrauchsaufsicht
Swissgrid	Suspendierung Stimmrechte und Regelung Vorkaufsrechte	Gefährdung der CH-Beherrschung und damit der Versorgungssicherheit	Swissgrid-Aktionäre	Gewährleistung der CH-Beherrschung, höhere Versorgungssicherheit, etwaig aber auch geringerer Wert der Aktien.	Kein Mehraufwand
ECom	Einführung eines Beschwerderechts für ECom am Bundesgericht (BG)	Unabhängigkeit der ECom (sie soll in eigener Sache Beschwerde am BG einlegen können)	ECom	Stärkung der Unabhängigkeit der ECom	Kein Mehraufwand

Tabelle INFRAS.

## Teil III: Gesamtbeurteilung

### 7. Synthese und Beurteilung

Dieses Kapitel beurteilt die Auswirkungen im Querschnitt über alle gesellschaftlichen Gruppen, die Gesamtwirtschaft, die Gesellschaft und die Umwelt. Die Kriterien für die Bilanzierung orientieren sich am RFA-Handbuch: Kosten und Nutzen, Auswirkungen auf die Gesamtwirtschaft, Verteilungswirkungen, KMU-Verträglichkeit, Unsicherheiten/Wissenslücken.

#### 7.1. Kosten und Nutzen

##### Hauptnutzen

Wie wir in den vorangehenden Kapiteln hergeleitet haben, bestehen die Hauptnutzen der vertieft untersuchten Massnahmen aus folgenden Wirkungen:

- Verursachergerechtere Anlastung der Netzkosten durch die Anpassungen bei der Tarifierung und der Wälzung und damit Anreize für einen effizienteren Netzausbau bei den VNB und netzdienliches Verhalten bei den Endverbrauchern.<sup>99</sup> Gleichzeitig Erhalt der Wirtschaftlichkeit von Eigenverbrauchsanlagen.
- Stärkere Anreize zur Kosteneffizienz für Verteilnetze dank der Einführung von Sunshine-Elementen (mehrdimensionaler Ansatz mit Indikatoren zur Versorgungsqualität, Kosten und Tarife und Compliance), vor allem, wenn vertiefte Kostenprüfungen stattfinden.
- Neue Geschäftsmodelle und Möglichkeit zum Ausschöpfen des Vermarktungspotenzials von Flexibilitäten durch die Regelung des Zugriffs auf Flexibilitäten und damit Schaffung von Anreizen für einen effizienteren Netzausbau (Vermeidung von konventionellen Netzausbauten).
- Mehr Liquidität bei den Systemdienstleistungen und damit günstigere Beschaffung von SDL durch Swissgrid durch den Nachvollzug der gängigen Praxis beim Teilnehmerkreis für Anbieter von SDL und dem Vorrang von erneuerbaren Energien im Gesetz.
- Mehr Wettbewerb im Messwesen und damit Potenzial für Kostensenkungen und bessere Qualität bei den Messdienstleistungen dank der Teilliberalisierung des Messwesens.
- Tendenziell verbesserte Verursachergerechtigkeit und geringe Verteilungseffekte durch die Anlastung der ITC-Mindererlöse bei den LTC-Parteien und durch die neuen Vorgaben bei der Kostenwälzung.
- Vermeidung von überhöhten Energietarifen durch die Missbrauchsaufsicht im WAS-Modell.

<sup>99</sup> Netzdienliches Verhalten ergibt sich, wenn Endverbraucher Netzengpässe vermeiden, indem sie elektrische Geräte (Waschmaschine, Spülmaschine) nicht alle gleichzeitig, sondern nacheinander laufen lassen.

- Höhere Rechtssicherheit durch die Regelung der Arealnetze und damit weniger Streitfälle.

Die bedeutendsten Nutzen sind von der Regelung bzgl. Flexibilitäten im Verteilnetz zu erwarten. Schätzungen sehen ein Einsparpotenzial durch vermiedene Netzausbauten in der Höhe von ca. 800 Mio. CHF (über 20 Jahre). Hinzu kommt das Vermarktungspotenzial für Flexibilitäten durch die Endkunden. Der Nutzen ist aufgrund fehlender Datengrundlagen in diesem Rahmen nicht quantifizierbar. Alleine aufgrund der Gesamtkapazität der Endkundenflexibilitäten (ca. 7 GW) schätzen wir das Vermarktungspotenzial als beträchtlich ein.

Weitere bedeutende Nutzen wären grundsätzlich aus der Anreizregulierung zu erwarten, jährlich ca. 190–270 Mio. CHF. Die Anreizregulierung ist allerdings – im Sinne eines stufenweisen Vorgehens – erst im zweiten Paket der Revision StromVG vorgesehen. Insofern beurteilen wir die Einführung der Sunshine-Regulierung auch deshalb als relevant, weil sie den Übergang zur Anreizregulierung einleiten kann.

#### **Aufwand**

Die meisten Massnahmen verursachen im Vergleich zur heutigen Situation nur geringen zusätzlichen Umsetzungsaufwand. Zwei Massnahmen bewirken praktisch keinen Mehraufwand, weil sie lediglich die bestehende Praxis gesetzlich verankern (Anbieter für SDL, Vorrang erneuerbare Energien).

Höherer Mehraufwand könnte im Zusammenhang mit der Regelung der Flexibilitäten im Verteilnetz entstehen, u.a. für allfällige IKT-Kosten, die Entschädigung für abgeregelte Energie, Reporting der VNB oder die Missbrauchsaufsicht des Regulators. Hier wird der Mehraufwand durch die pauschale Vergütungslösung aber schlank gehalten. Ausserdem sollte der Zugriff auf die Flexibilitäten ohne grössere informations- und kommunikationstechnologische Kosten realisierbar sein.

## **7.2. Auswirkungen auf die Gesamtwirtschaft, Verteilungswirkungen, KMU-Verträglichkeit**

Die Auswirkungen auf die Gesamtwirtschaft beurteilen wir für die verschiedenen Gruppen wie folgt:

#### **Stromwirtschaft**

Die VNB erhalten mit den Massnahmen Anreize für einen effizienteren Netzausbau (Regelung Flexibilitäten, Wälzung) und leicht stärkere Anreize, die Netzkosten zu senken (Sunshine-Regulierung). Mögliche negative Nebenwirkungen auf die Stromwirtschaft sind aus unserer Sicht

nicht zu erwarten. Entsprechend sehen wir keine grösseren Auswirkungen auf die Beschäftigung in der Strombranche.

### **Unternehmen und Haushalte**

Bei den Unternehmen und Haushalten (in ihrer Funktion als Endverbraucher und Energiedienstleister) beurteilen wir die Gesamtwirkungen insgesamt ebenfalls positiv: Diese Gruppen profitieren in erster Linie vom Vermarktungspotenzial der Flexibilitäten und davon, dass die Netznutzungsentgelte infolge der Effizianzanreize in der Bereitstellung und im Netzbetrieb nicht unangemessen steigen. Bei einer Marktöffnung werden die Kleinkunden zudem vor etwaig stark überhöhten Energietarifen besser geschützt. Die grösseren Verbraucher ihrerseits dürften davon profitieren, dass sie ihre Messkosten infolge der Teilliberalisierung des Messwesens senken können und sich die Qualität der Messleistungen verbessert.

Gewisse Verteilungswirkungen können sich aufgrund der Wälzung innerhalb der Netzebenen und durch die Anlastung der ITC-Mindererlöse (Belastung LTC-Parteien, teilweise Entlastung der Endverbraucher) ergeben. Es dürfte sich dabei aber nur um geringe Effekte handeln. Keine grösseren Verteilungswirkungen sehen wir auch deshalb, weil Strom bei den Haushalten einen geringen Anteil an den Gesamt-Haushaltsausgaben ausmacht. Grössere unerwünschte Nebenwirkungen erwarten wir ebenfalls keine. Aus sozialer Sicht beurteilen wir die Massnahmen deshalb als unproblematisch. Bezogen auf die KMU-Verträglichkeit sehen wir ebenfalls keine Probleme, allenfalls ergeben sich neue Geschäftsmöglichkeiten für diese Gruppe.

### **Energiepolitische Sicht**

Die Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen können profitieren, weil die Rentabilität ihrer Anlage mit der vorgeschlagenen Tarifierungslösung erhalten bleibt. Allenfalls könnten sich durch die stärkere Gewichtung des Leistungspreises in der Tendenz die Anreize zum Energiesparen reduzieren, allerdings nicht in einem energiepolitisch kritischen Ausmass.

### **Alternative Überlegungen**

Grundlegende Alternativen sehen wir allenfalls in Bezug auf folgende Massnahmen:

- Anstelle einer Sunshine-Regulierung würde eine Anreizregulierung stärkere Anreize zur Kosteneffizienz schaffen. Das Potenzial für Kosteneinsparungen wird auf jährlich 190–270 Mio. CHF geschätzt. Allerdings wird auch der Umsetzungsaufwand als erheblich eingestuft. Eine konkrete Umsetzung einer Anreizregulierung sollte basierend auf Daten, die in der geplanten Sunshine-Regulierung gesammelt werden, besser beurteilt werden können.
- Die Teilliberalisierung des Messwesens ist im Hinblick auf die hohen Kosten im Kleinkundenbereich zum jetzigen Zeitpunkt vertretbar, grundsätzlich wäre aber auch eine vollständige Liberalisierung möglich. Diese könnte aber auch zu einem späteren Zeitpunkt erfolgen.

- Die freie Bildung von Arealnetzen wäre grundsätzlich möglich, birgt aber die Gefahr, dass neue unregulierte Verteilnetze mit marktmächtigen ANB entstehen. Hinzu kämen Verteilungseffekte, wenn Arealnetze sich an der Mittelspannungsebene anschliessen und nicht mehr zu den Kosten der Niederspannungsebene beitragen.

### **Unsicherheit und Lücken**

Lücken bestehen aus unserer Sicht allenfalls in Bezug auf die Quantifizierung der Auswirkungen. Diese ist jedoch bei den meisten Massnahmen sehr schwierig, weshalb es aus unserer Sicht ausreichend ist, wenn die Auswirkungen qualitativ dargestellt werden. Grössere Unsicherheiten sind keine vorhanden.

### **Gesamtbeurteilung**

Über alles gesehen beurteilen wir die Revision des StromVG bzw. die untersuchten Massnahmen als geeignet, um die Rahmenbedingungen für die zukünftige Stromversorgung effizient zu gestalten. Die verschiedenen Massnahmen verbessern im Vergleich zu heute die Verursachergerechtigkeit in Bezug auf die Allokation der Netzkosten und schaffen Anreize und Rahmenbedingungen für eine effiziente Netzbewirtschaftung und eine effiziente Netzentwicklung. Sie ermöglichen die Realisierung von Marktpotenzialen im Bereich der effizienten Bewirtschaftung der Flexibilitäten und schaffen damit Anreize für Innovation und Wachstum. Insgesamt be-scheinigen wir der Revision StromVG aus RFA- und gesamtwirtschaftlicher Sicht ein günstiges Kosten-Nutzen-Verhältnis. Die angestrebten Ziele lassen sich mit angemessenem Umsetzungsaufwand und geringen Nebenwirkungen erreichen. Optimierungen sind gegebenenfalls im Rahmen der oben aufgeführten Alternativen zu diskutieren.

## Abkürzungen

ANB	Arealnetzbetreiber
BFE	Bundesamt für Energie
BG	Bundesgericht
CHF	Schweizer Franken
EE	Erneuerbare Energien
EVU	Energieversorgungsunternehmen
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologien
ITC	Inter-Transmission System Operator-Compensation
LTC	Long-Term-Contracts
kVA	Kilovoltampere
kW/MW	Kilo-/Megawatt
kWh/MWh/GWh	Kilo-/Mega-/Gigawattstunden
NNE	Netznutzungsentgelt
RFA	Regulierungsfolgenabschätzung
PSKW	Pumpspeicherkraftwerke
SDL	Systemdienstleistungen
SECO	Staatssekretariat für Wirtschaft
StromVG	Bundesgesetz über die Stromversorgung (Stromversorgungsgesetz)
StromVV	Stromversorgungsverordnung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UVEK	Eidg. Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation
VNB	Verteilnetzbetreiber
WACC	Gemischter Zinssatz für das eingesetzte Kapital
WAS-Modell	Wahlmodell abgesicherte Stromversorgung
WEKO	Wettbewerbskommission

## Literaturverzeichnis

Agora Energiewende 2013: Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland. Endbericht einer Studie von Fraunhofer ISI und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft. Berlin, August 2013.

Agora Energiewende 2014: Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. In Zusammenarbeit mit Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher (FENES), Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW), ef.Ruhr, Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA), Berlin, September 2014.

BET DYNAMO SUISSE 2014a: Abschlussbericht: Studie zur Ausgestaltung einer Anreizregulierung in der Schweiz, BET DYNAMO SUISSE, Zofingen, 17. Dezember 2014.

BET DYNAMO SUISSE 2014b: Kosten und Nutzenaspekte von ausgewählten Technologien für ein Schweizer Smart Grid, im Auftrag des BFE, Aachen und Zofingen, 15. Dezember 2014.

BFE 2008: Zahlungsbereitschaft für Service public und Versorgungsqualität im Strombereich, Bern, September 2008.

BFE 2011: Revision Stromversorgungsgesetz, Schlussbericht der Arbeitsgruppe Systemdienstleistungen, Bundesamt für Energie, Abteilung Energiewirtschaft, Bern, 13. Januar 2011.

BFE 2013: Wiederaufnahme der Revision des Stromversorgungsgesetzes (StromVG): Mandate der Steuerungsgruppe und Arbeitsgruppen (vertraulich), Bern, Dezember 2013.

BFE 2014a: Aktennotiz zum Netznutzungsmodell (vertraulich).

BFE 2014b: Identifizierung von Handlungsbedarf hinsichtlich der Regulierungsbedarf für Smart Grids, Arbeitspapier (vertraulich).

BFE 2014c: Projektskizze: Kosten-Nutzen-Analyse einer Ampelmodellösung zur Flexibilitätsbereitstellung für den Strommarkt in der Schweiz, Studie im Rahmen der Revision StromVG, Bern, 21. Oktober 2014.

BFE 2015a: Aktennotiz Weiterentwicklung des Systemdienstleistungsmarktes (vertraulich).

BFE 2015b: Aktennotiz zur Vermeidung von Diskriminierung (vertraulich).

BFE 2015c: Die Smart Grid Roadmap der Schweiz, Stakeholdermeeting Revision StromVG, Bern, 22. Januar 2015.

BFE 2015d: Grundelemente einer Anreizregulierung (Entwurf), Bundesamt für Energie, AG Anreiz- und Qualitätsregulierung, Stakeholdermeeting Revision StromVG, Bern, 22. Januar 2015.

BFE 2015e: Infos zu sonstigen Grundlagenarbeiten, Bundesamt für Energie, AG Marktdesign und AG Tarife, Stakeholdermeeting Revision StromVG, Bern, 22. Januar 2015.

- BFE 2015f: Inputs der Stakeholder (Kick-off), Wiederaufnahme Revision StromVG , Stakeholdermeeting Revision StromVG (vertraulich), Bern, 22. Januar 2015.
- BFE 2015g: Pflichtenheft Studie „Umsetzung Smart Grid Roadmap: Ausgestaltung der Schnittstelle Markt-Netz“, Bundesamt für Energie, Abteilung Energiewirtschaft, Bern, 12. Januar 2015.
- BFE 2015h: Wiederaufnahme Revision StromVG, Grundlagen und aktueller Stand der Arbeiten (erster Entwurf), Stakeholdermeeting Revision StromVG, Bern, 22. Januar 2015.
- BFE 2015i: Zukünftige Energiemärkte und Rolle der Netzbetreiber, Bundesamt für Energie, Stakeholdermeeting Revision StromVG, Bern, 22. Januar 2015.
- BFE 2016a: Revision StromVG: Massnahmenüberblick 1. Paket, Bern.
- BFE unter Einbezug ECom 2016b: Revision StromVG, vertraulicher Schlussbericht der AG Netzaspekte. 20. Januar 2016.
- BFE/SECO unter Einbezug ECom 2016a: Revision StromVG, vertraulicher Schlussbericht der AG Anreiz- und Qualitätsregulierung. Bern, 31. Januar 2016.
- BFE/SECO unter Einbezug ECom 2016b: Revision StromVG, vertraulicher Schlussbericht der AG Tarife, Bern, 31. Januar 2016.
- BFE/SECO unter Einbezug ECom 2016c: Revision StromVG, vertraulicher Schlussbericht Arbeitsgruppe Marktdesign, Bern, 20. Januar 2016.
- Bundesnetzagentur 2015: Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung. Bericht der Bundesnetzagentur für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie zur Evaluierung der Anreizregulierung, insbesondere zum Investitionsverhalten der Netzbetreiber, mit Vorschlägen zur weiteren Ausgestaltung, Bonn, 21. Januar 2015.
- Consentec 2015a: Entwicklung der Netzkosten in der Schweiz vor dem Hintergrund des derzeitigen Bedarfs, der ES2050 und der Strategie Stromnetze. Im Auftrag des BFE, Aachen, 30. September 2015.
- Consentec 2015b: Koordination von Markt und Netz – Ausgestaltung der Schnittstelle. Im Auftrag des BFE, Aachen, 09. Juli 2015.
- Consentec 2016: Auswirkungen von neuen Wälzungsvorgaben im Übertragungs- und Verteilnetz. Im Auftrag des BFE, Bern, 22. Dezember 2016.
- DNV GL 2015: Weiterentwicklung Netznutzungsmodell, Endbericht, DNV GL, KEMA Consulting GmbH, im Auftrag des BFE, Bonn, 16. Januar 2015.
- DNV-GL / IAEW / RWTH 2016: Kostentragung beim Anschluss von Erzeugungsanlagen ans Stromnetz. Im Auftrag des BFE, Bonn/Aachen, 28. Oktober 2016.
- E-Bridge 2016a: Smart Grids in der Cost+ Regulierung. Präsentation Stakeholder Workshop, 16. September 2016.



- E-Bridge 2016b: Smart Grids in der Cost+ Regulierung. Im Auftrag des BFE, Bonn, 31. Oktober 2016.
- E-Bridge 2016c: Studie „Moderne Verteilernetze für Deutschland“, im Auftrag des BMWi. Dr. Henning Schuster, Vortrag auf Forum „Netzbau und Netzbetrieb“, Bonn, 2. Juni 2016.
- E-Bridge/BET 2011: Kostenrechnerische Detailfragen der Anreizregulierung, Gutachten im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Aachen, 11. Oktober 2011.
- ECOFYS 2015a: Zukünftige Energiemärkte und die Rolle der Netzbetreiber, Endbericht, ECOFYS/Swiss Economics, im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern, 20. Januar 2015.
- ECOFYS 2015b: Zukünftige Energiemärkte und die Rolle der Netzbetreiber, Ergebnispräsentation für Stakeholder, ECOFYS/Swiss Economics, Bern, 22. Januar 2015.
- ECOFYS/Swiss Economics 2015: Zukünftige Energiemärkte und die Rolle der Netzbetreiber, Ergebnispräsentation für Stakeholder, 22. Januar 2015.
- Elcom: Verfügung der Eidgenössischen Elektrizitätskommission ElCom. 15. Oktober 2015.
- EnAdvice: Endkundenflexibilität. Multi Client-Studie. Im Auftrag von Elektrizitätswerk des Kantons Schaffhausen (EKS) / Swisscom Energy Solutions / Swissgrid. Nicht öffentlich, Zusammenfassung unter [www.erdgas.ch](http://www.erdgas.ch) verfügbar.
- Frontier Economics / IAEW 2016a: Ausgestaltung der Schnittstelle Markt-Netz. Im Auftrag des BFE, Köln, 16. September 2016.
- Frontier Economics / IAEW 2016b: Praktische Aspekte bei der Ausgestaltung der Schnittstelle Markt-Netz im Verteilernetz. Im Auftrag des BFE, Bern, Köln/Aachen, Oktober 2016.
- Frontier Economics 2014: Investitionsregulierung bei steigenden Kapitalkosten. Ein Bericht im Auftrag des BFE, Köln, Dezember 2014.
- Frontier Economics 2015: Kosten-Nutzen-Analyse der Einführung einer Anreizregulierung für Stromnetzbetreiber. Studie für das BFE, Endbericht, Köln, Mai 2015.
- INFRAS 2014: Differenzierte Stromabgabe – Ausgestaltung und Folgen in der Schweiz, Zürich 2014.
- INFRAS/BG Ingenieure und Partner 2015: Regulierungsfolgenabschätzung zur Revision des Stromversorgungsgesetzes. Im Auftrag des BFE, Zürich, 29. Oktober 2015.
- KEMA Consulting 2013: Energiespeicher in der Schweiz, Bedarf, Wirtschaftlichkeit und Rahmenbedingungen im Kontext der Energiestrategie 2050. Im Auftrag des BFE, Bonn, Schlussbericht 12. Dezember 2013.
- OFFIS Energie / fhs / ECOFYS 2016: Schutz- und Sicherheitsanalyse im Rahmen der Entwicklung von Smart Grids in der Schweiz – Fokus auf die Koordination an der Schnittstelle Markt und Netz. Im Auftrag des BFE, Oldenburg, 27. Juli 2016.
- OFFIS Energie 2016: Schutz- und Sicherheitsanalyse im Rahmen der Entwicklung von Smart Grids in der Schweiz – Fokus auf die Koordination an der Schnittstelle Markt und Netz.

Polynomics 2013: Grund- und Ersatzversorgung in geöffneten Elektrizitätsmärkten. Im Auftrag des BFE, Olten, 20. Dezember 2013.

VSE 2013: Strommarkt als Wirtschafts- und Standortfaktor. Basiswissen-Dokument. Stand Dezember 2013.

WBF 2013a: Regulierungsfolgenabschätzung Checkliste. Eidgenössisches Departement für Wirtschaft, Bildung und Forschung, März 2013.

WBF 2013b: Regulierungsfolgenabschätzung Handbuch. Eidgenössisches Departement für Wirtschaft, Bildung und Forschung, März 2013.

WIK 2015: Kosten-Wirksamkeits-Analyse von Organisationsmodellen des Messwesens in Stromverteilnetzen in der Schweiz. Im Auftrag des BFE, Bad Honnef, 12. August 2015.