

Verein energie-wende-ja

Revision des schweizerischen Energiegesetzes 2020 – Vernehmlassung: Stellungnahme

14. Juli 2020

Verein energie-wende-ja
Bürglenstrasse 35
3006 Bern

info@energie-wende-ja.ch

Autoren:

Walter Ott
Steinstrasse 40 B, 5406 Rütihof
Mobile: 079 317 88 15
walter.ott@econcept.ch

Dr. Ruedi Meier
Bürglenstrasse 35, 3006 Bern
Mobile: 079 406 56 27
ruedimeier@bluewin.ch

Inhalt

1	Einleitung Stellungnahme «energie-wende-ja»	1
2	Zentrale Einschätzungen und Empfehlungen	1
2.1	Zielsetzung Netto Null Treibhausgasemissionen in der Schweiz bis 2050	1
2.2	Sicherung der künftigen Stromversorgung, insbesondere im Winterhalbjahr	2
2.3	Volkswirtschaftliche Effektivität und Effizienz sowie Finanzierung	5
2.4	Umweltaspekte beim Ausbau erneuerbarer Stromproduktion	7
2.5	Energieeffizienz und Energiesparen	7
3	Empfehlungen zu einzelnen Artikeln des Revisionsvorschlages	9
	Literatur	14

1 Einleitung Stellungnahme «energie-wende-ja»

Mit der Ratifizierung des Klimaabkommens von Paris durch die Schweiz im Jahr 2017 und dem Beschluss des Bundesrates, bis 2050 netto Null Treibhausgasemissionen in der Schweiz anzustreben, hat die Klima- und Energiepolitik ein klares Langfristziel erhalten. Die Schweiz hat 2017 die Energiestrategie 2050 mit einem ersten Paket von Umsetzungsmassnahmen beschlossen und wird dieses Jahr mit dem CO₂-Gesetz ein erweitertes klimapolitisches Instrumentarium zur künftigen Reduktion der Treibhausgasemissionen erhalten. Zusätzlich besteht nun ein Entwurf zur Revision des Energiegesetzes (vom 30.9. 2016), in dem die Energiewende vorangetrieben werden soll, mit einer weiteren Steigerung der Effizienz des Energieeinsatzes, einer Reduktion des Energieverbrauches und einem Umstieg von der fossilen und nuklearen Energiebereitstellung zu einer Energieversorgung, die voll auf erneuerbaren Energien basiert.

Mit den folgenden Ausführungen nimmt der Verein «energie-wende-ja» zu den vorgeschlagenen Änderungen des Energiegesetzes vom 30.9. 2016 Stellung. Leitlinie für die vorliegende Stellungnahme sind einerseits die langfristigen Zielsetzungen der Klima- und Energiepolitik, insbesondere die netto Null-Treibhausgasemissionen 2050, im Bereich der Energieversorgung die sich abzeichnenden energiepolitischen Rahmenbedingungen in den umliegenden europäischen Ländern sowie die technologischen Entwicklungstendenzen im Bereich der Energieproduktion und des -verbrauches. Andererseits werden die vorgeschlagenen gesetzlichen Änderungen auch aus volkswirtschaftlicher Sicht beurteilt. Die anvisierten Zielsetzungen sind eine grosse Herausforderung, welche es gebietet, dass die Ziele mit möglichst effektiven und effizienten Massnahmen und Instrumenten verfolgt werden.

«energie-wende-ja» hat zur Bewältigung des wirtschaftlichen Einbruches nach dem COVID-19-bedingten Lockdown ein Impulsprogramm 2020-2030 für eine nachhaltige Wiederbelebung der Wirtschaft erarbeitet, welches voll vom oben erwähnten Langfristziel von netto Null Treibhausgasemissionen bis 2050 ausgeht, mit Zwischenzielen 2030, in welchem viele der Grundlagen für die hier folgende Stellungnahme aufgearbeitet sind (<http://www.energie-wende-ja.ch/>).

2 Zentrale Einschätzungen und Empfehlungen

Wir sehen die folgenden zentralen Herausforderungen für die schweizerischen Klima- und Energiepolitik:

2.1 Zielsetzung Netto Null Treibhausgasemissionen in der Schweiz bis 2050

Der Bundesrat hat diese Zielsetzung als Beitrag der Schweiz zur Erfüllung des Pariser Klimaabkommens beschlossen. Die Zielsetzung ist ambitioniert. Wie diverse Untersuchungen zeigen, sind aber schon heute die technologischen Voraussetzungen dazu weitgehend vorhanden, bzw. sind in Vorbereitung. Angesichts der in den letzten Jahren erzielten technisch-wirtschaftlichen Fortschritten bei klima- und energierelevanten Technologien wäre das Ziel schon vor 2050 erreichbar. Allerdings braucht es dafür die adäquaten politischen Rahmenbedingungen und Vorgaben.

Der EnG-Revisionsvorschlag postuliert zwar das Klimaziel. Die im Entwurf vorgeschlagenen Massnahmen und Rahmenbedingungen sind jedoch klar ungenügend. Ein Absenkpfad für die THG-Emissionen bis 2050, der die künftige Politik und allfällige Anpassungen von Massnahmen und Rahmenbedingungen leiten könnte, fehlt, sonst würde es auch ersichtlich, dass die Zwischenziele für das Jahr 2035 zum Teil völlig ungenügend sind. So reichen beispielsweise die Zielgrösse von 11.4 TWh/a zusätzlicher neuer erneuerbarer Stromproduktion bis 2035, bzw. 24.2 TWh/a bis 2050 bei weitem nicht aus, um bis 2050 netto Null THG-Emissionen zu erreichen (s. folgender Abschnitt).

Empfehlung:

Art. 2 Abs. 1: Der Ausbau erneuerbarer Energien (ausser der Wasserkraft) hat bis ins Jahr 2035 +20-25 TWh/a (gegenüber 2019) und bis 2050 +45-50 TWh/a zu betragen.

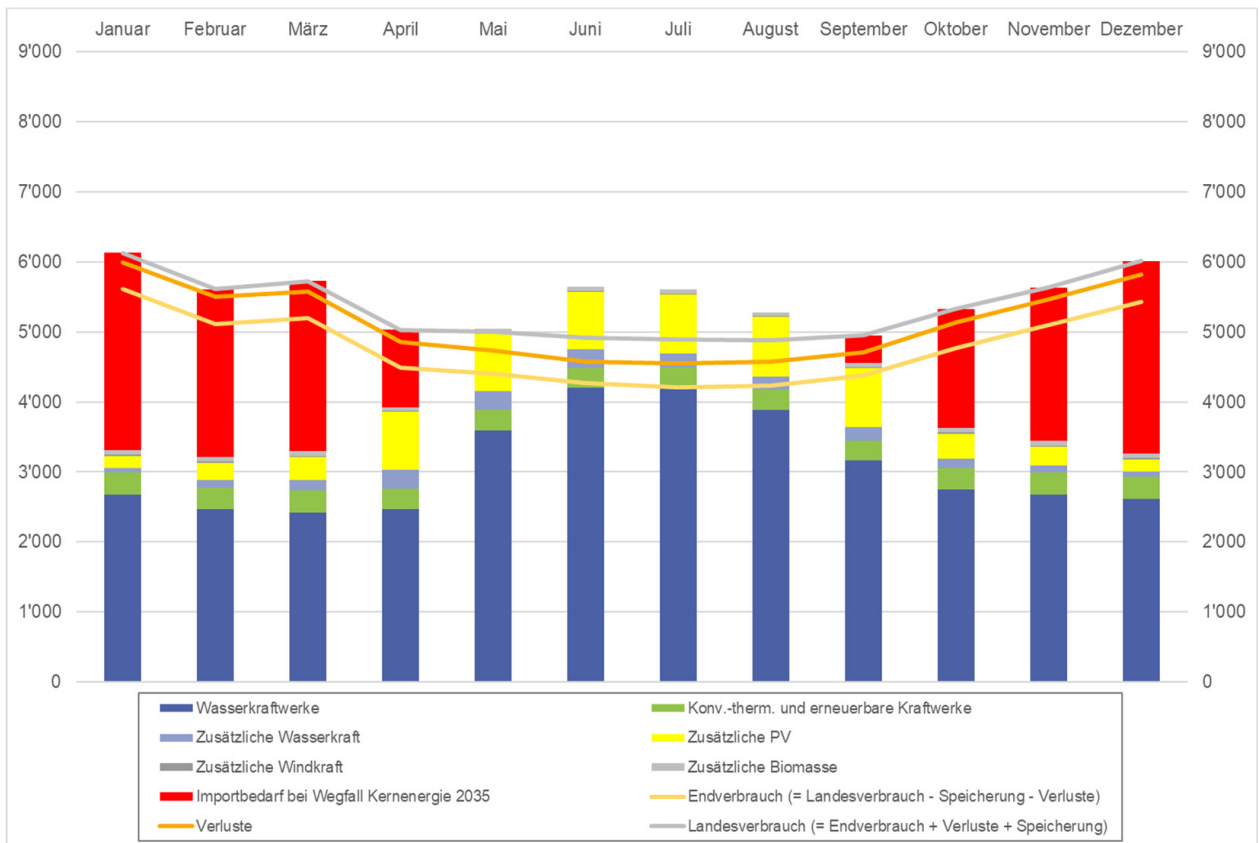
2.2 Sicherung der künftigen Stromversorgung, insbesondere im Winterhalbjahr

Die Schweiz hat beschlossen keine neuen KKW mehr zu erstellen. In absehbarer Zeit (ca. bis 2035) werden daher die bestehenden KKW ausser Betrieb gehen. Dadurch verringert sich die inländische Produktion um rund 24 TWh/a (Mühleberg mitgerechnet). Vor allem im Winterhalbjahr stellt der Wegfall der KKW-Produktion eine besondere Herausforderung dar, müssen doch heute schon (noch mit den KKW) im Winterhalbjahr beträchtliche Strommengen importiert werden. Weil die Energiewende im Hinblick auf die netto Null-Zielsetzung neben Effizienzsteigerungen primär auf einer Elektrifizierung der Energieversorgung beruhen wird (eMobilität, Heizungsersatz durch Wärmepumpen), werden bei der weitgehenden Umstellung auf eMobilität weitere 17 TWh/a und für den Heizungsersatz durch WP zusätzlich rund 9 TWh/a benötigt (beim Heizungsersatz vor allem im Winterhalbjahr!), wobei beim Heizungsersatz angenommen wird, dass in Zukunft noch etwa zwei Drittel des aktuellen Wärmebedarfes für Raumwärme und Warmwasser durch WP gedeckt werden müssen. Damit ergibt sich in Zukunft ein zusätzlicher Bedarf von rund 50 TWh/a, der erneuerbar hergestellt werden muss. Wegen den WP und der jahreszeitlichen Struktur der wegfallenden KKW-Produktion ist der Anteil zusätzlich erforderlicher Produktion im Winterhalbjahr grösser. Die Elcom schätzt das Zubaupotenzial bis 2035 gemäss der untenstehenden Tabelle 1 ein. Das bei weitem grösste Potenzial besteht daher bei der PV.

Technologie	Winterproduktionsanteil	Zubaupotenzial bis 2035 (vs. Ist 2015/2016) TWh/a ³	davon im Winter TWh/Winterhalbjahr
Kernkraft	55% ⁴		
Grosswasserkraft	42% ⁴	1.3	0.55
Kleinwasserkraft	42% ⁴	2.0	0.84
Windenergie	66% ⁵	1.6	1.06
Fotovoltaik	36% ^{6,7}	14.9 – 29.1	5.36 – 10.5
Abfall (erneuerbar)	43% ⁸	k.a.	-
Holz-BHKW	74% ⁹	0.5	0.37
Landwirtschaftliche Biogasanlagen	50% ¹⁰	0.6	0.30
Biogas (ARA)	50% ¹⁰	k.a.	-
Tiefengeothermie	50% ¹⁰	voraussichtlich noch nicht in grossem Massstab verfügbar	-
Summe			8.5 – 13.6

Tabelle 1: Maximale Zubaupotenziale der verschiedenen erneuerbaren Stromproduktionstechnologien in der Schweiz bis 2035 gegenüber 2015/16 und Winterproduktionsanteile (gemäss Elcom, 2020, S. 5).

Besonders brisant an der sich abzeichnenden Entwicklung beim Strombedarf und der Stromversorgung ist die Versorgung im Winterhalbjahr. Schon heute wird von einer "Winterlücke" gesprochen, müssen doch im Winterhalbjahr beträchtliche Importe aus den umliegenden Ländern vorgenommen werden (in den letzten 10 Jahren durchschnittlich etwa 5 TWh/Winterhalbjahr, im Winter des hydrologischen Jahres 2016/2017 sogar hohe 9.7 TWh). Diese Situation wird sich nach dem Ausstieg aus der Kernenergie und infolge der Energiewende (s. oben) in Zukunft massiv verschärfen (siehe unten, Figur 1 und Figur 2).

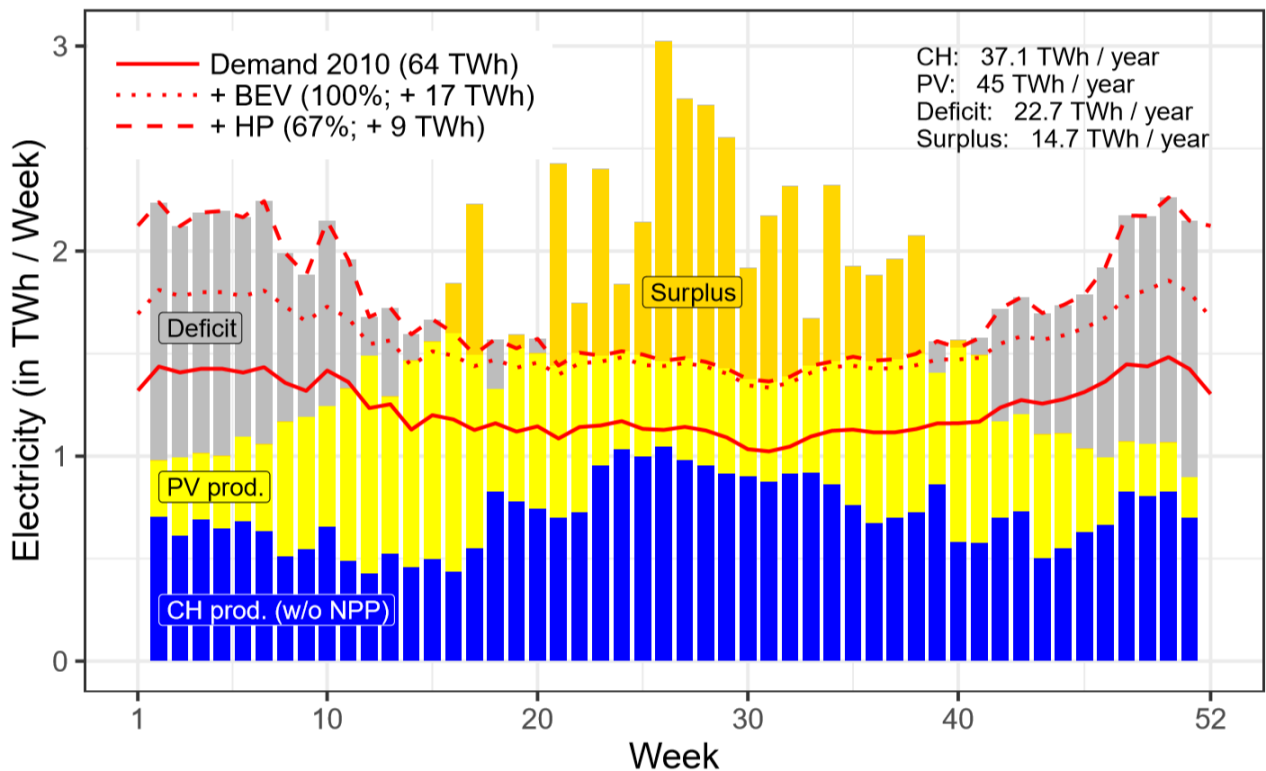


Figur 1: Monatsbilanzen von erwarteter Stromproduktion und Stromnachfrage im Jahr 2035 ohne KKW, aber inkl. erneuerbar produzierte Elektrizität gemäss Energiestrategie 2050 (Tami R., 2019)

Aus der Figur sticht der hohe Importbedarf (rote Säulen) im Winterhalbjahr bei den angenommenen Zielen für den Zubau an neuen erneuerbaren Kapazitäten bis 2035 klar hervor.

Gleichzeitig steigt die Ungewissheit, wie sich das Importpotenzial aus den umliegenden Ländern in Zukunft entwickeln wird: Deutschland will bis 2022 aus der Kernenergie und bis spätestens 2038 aus der Kohleverstromung aussteigen. Die Potenziale erneuerbarer deutscher Stromproduktion liegen schwergewichtig im Norden. Wieweit die Transportleitungen in den Süden ausgebaut werden können ist unsicher, Deutschland bringt es zurzeit nicht mal für sich selbst fertig, die erforderlichen Leitungskapazitäten zu realisieren. Dazu kommt, dass auch Frankreich die KKW-Kapazitäten reduzieren will. Die ursprünglichen Pläne wurden zwar bis 2035 hinausgeschoben, aber längerfristig muss damit gerechnet werden. Das wirft die dringliche Frage auf, wie in Zukunft die Stromversorgung zuverlässig sichergestellt werden kann, vor allem in Winterhalbjahr, wo künftig ein massiv höherer Importbedarf auf deutlich geringere und ungewisse Importmöglichkeiten treffen wird. Strategische Risikoüberlegungen des Bundes orten eine Mangellage bei der Stromversorgung mit einem längeren Stromausfall als eines der möglichen systemrelevanten Sicherheitsrisiken mit potenziell katastrophalen Auswirkungen

(gleiche Risikokategorie wie Pandemie). Auch die Elcom weist auf die resultierende künftige Problematik hin und betont, dass die Ausbaupläne der erneuerbaren Stromproduktion gemäss Energiestrategie 2050 diesen Entwicklungen nicht Rechnung tragen. Sie fordert, dass die Versorgungssituation 2035 politisch adressiert wird und Massnahmen zur Vermeidung künftiger Notmassnahmen und hoheitlicher Markteingriffe vorbereitet werden (Elcom, 2020, S.4).



Figur 2 Wöchentliche Stromproduktion mit **zusätzlich 45 TWh/a PV, ohne KKW** und Landesverbrauch 2010 und **mit zusätzlichem Stromverbrauch für 100% Elektromobilität (BEV: +17 TWh/a)** und für die **Produktion von 67% des aktuellen Wärmebedarfs der Gebäude mit WP (HP: +9 TWh/a)**. Berechnet gemäss den übrigen Annahmen und Modellen von Rüdüsüli et al. 2019. Die trotz massivem PV-Ausbau (45 TWh/a) resultierende **Versorgungslücke im Winter beträgt dabei rund 20 TWh**, bei einem Sommerüberschuss von fast 15 TWh.

Die EnG-Revision spricht die Versorgungssituation nach dem KKW-Ausstieg nicht adäquat an:

- Die anzustrebende Höhe der künftigen Eigenversorgung der Schweiz im Strombereich sowie die zu erwartenden Unsicherheiten bei grösseren Importen, vor allem im Winterhalbjahr, werden nicht angesprochen und bei den vorgeschlagenen Massnahmen und ihrer Ausgestaltung nicht bzw. viel zu wenig berücksichtigt.
- Die Zielsetzungen für zusätzliche inländische erneuerbare Stromproduktion bis 2035/2050 im EnG-Revisionsvorschlag wirken zufällig. Sie sind völlig ungenügend, um netto Null zu erreichen und ein Bezug dieser Zielsetzungen zu einer expliziten Vorstellung über das anzustrebende Mass von Eigenversorgung der Schweiz fehlt.
- Das Problem der stark wachsenden Winterlücke wird bei den Massnahmen nicht bzw. viel zu wenig berücksichtigt.
- Die Sektorkopplung wird im EnG-Revisionsentwurf zu wenig angesprochen. Ein grosser Teil der zusätzlichen erneuerbaren Stromproduktion wird PV-Elektrizität sein, wodurch - wie in Figur 2 eindrücklich illustriert - grosse Sommer-Produktionsüberschüsse entstehen werden. Diese Überschüsse sollen nicht weggeregelt werden müssen, sondern soweit möglich umgewandelt und als Synfuel oder Wasserstoff

gespeichert und für den Verkehr (insbesondere LKW und Flugverkehr) und/oder für die Winterstromproduktion nutzbar gemacht werden.

Empfehlungen:

- Die Problematik der sich in Zukunft weiter öffnenden Versorgungslücke im Winterhalbjahr ist in der Gesetzesrevision explizit aufzunehmen und, wo von Bedeutung, in allen vorgesehenen Massnahmen bei ihrer Ausgestaltung zu berücksichtigen. So ist bei allen Fördermassnahmen, insbesondere bei Subventionen und Beiträgen, eine starke Differenzierung der Förderung von Produktion im Sommerhalbjahr zugunsten von Produktion im Winterhalbjahr vorzunehmen. Angesichts der vorhandenen Zubaupotenziale gemäss Tabelle 1 ist mit einem hohen Anteil volatiler Erzeugungskapazitäten (v.a. PV) mit einem hohen Produktionsanteil im Sommer zu rechnen. Sommerproduktionsanteile sollen daher deutlich tiefere Beitragsätze erhalten als Winterproduktion.
- Im Stromversorgungsgesetz wie auch im Energiegesetz soll festgelegt werden, welcher Eigenversorgungsgrad anzustreben ist bzw. nach welchen Kriterien er abzuleiten ist.
- Wie oben schon formuliert, sind die Ausbauzielsetzungen für Elektrizität aus erneuerbaren Energien für 2035/2050 deutlich zu erhöhen (siehe Empfehlung zu 1.) und auch auf den anzustrebenden Eigenversorgungsgrad v.a. im Winterhalbjahr auszurichten.
- Die Entwicklung und der Aufbau von Umwandlungs- und Speichertechnologien für die Nutzung überschüssiger volatiler erneuerbarer Stromproduktion sollen unterstützt und gefördert werden (Ergänzungen bei den besonderen Unterstützungsmassnahmen gemäss Kapitel 6 EnG und in Art. 35 von Kapitel 7 EnG).

2.3 Volkswirtschaftliche Effektivität und Effizienz sowie Finanzierung

Die Energiewende und das Ziel von netto Null THG-Emissionen erfordern mittel- bis langfristig einen massiven Umbau der bestehenden Energieversorgungs- und –verbrauchsstrukturen, was infolge der dazu erforderlichen hohen Investitionen und der langen Lebensdauern der Energieproduktions- und –verbrauchsinfrastrukturen einerseits frühzeitiges Handeln und andererseits das Streben nach einem Minimalkosten-Umbaufad erfordert.

Die bisherige Energiepolitik beruhte hauptsächlich auf Vorschriften und Subventionen, erst mit der CO₂-Abgabe konnte nach vielen Anläufen ein global wirkendes Instrument etabliert werden, welches die externen Klima- und Umweltkosten mindestens teilweise den fossilen Energieverbrauchenden anlastet und mehr (gesamtwirtschaftliche) Kostenwahrheit herstellt.

Der vorliegende EnG-Revisionsvorschlag widerspiegelt immer noch weitgehend die bisherigen Sichtweisen in der Energiepolitik und basiert weitgehend auf Vorschriften und Subventionen. Wie oben ausgeführt, wird im EnG-Entwurf den sich abzeichnenden Entwicklungen der Problemfelder zu wenig Rechnung getragen. Notwendig wäre ein aus einer aktuellen Gesamtschau abgeleiteter kohärenter und umfassender Vorschlag.

Das widerspiegelt sich zum Teil auch in den vorgeschlagenen Instrumenten und Massnahmen. Während mit dem vorgeschlagenen CO₂-Gesetz ein effektives und effizientes Lenkungsinstrument zur dynamischen mittel- bis langfristigen Reduktion der CO₂-Emissionen etabliert werden soll, dessen mögliche negativen sozialpolitischen Folgen mit der Rückverteilung eines grösseren Teils der Abgabenerträge abgefedert werden, beruht das Instrumentarium des revidierten EnG stark auf teilweise unzumutbar ausgestalteten Subventionen (z.B. im PV-Bereich und auf komplizierten Vorschriften, insbesondere im Gebäudebereich).

Finanzierung der Versorgung mit erneuerbar produziertem Strom

Gemäss EnG-Revisionsvorschlag wird das zurzeit bestehende Förderinstrumentarium erweitert und verlängert. Daneben plant der Bundesrat in der zurzeit parallel laufenden Revision des StromVG den Strommarkt auch für Kleinverbrauchende zu öffnen, wonach im energy-only Markt auch den Kleinverbrauchenden tendenziell nur noch die sich auf dem Markt einstellenden Produktions-Grenzkosten (Grenzkosten des teuersten noch eingesetzten Kraftwerkes) verrechnet werden können. Diese Grenzkosten werden zunehmend durch die sehr tiefen variablen Kosten erneuerbarer Produktionskapazitäten geprägt, weshalb die für die Volkostendeckung erforderliche Fixkostendeckung bzw. die Amortisation der hohen Investitionen nicht mehr gewährleistet ist. Nach der vollen Strommarktöffnung wird unter diesen Voraussetzungen der zur Zielerreichung erforderliche starke Ausbau erneuerbarer Stromproduktion nicht realisiert werden können, weil das Risiko zu hoch ist, dass die erforderlichen Investitionen für zusätzliche Kapazitäten, aber auch für die Erneuerung der bestehenden (Wasserkraft-) Kapazitäten, mit den Grenzkostenpreisen im geöffneten Markt nicht über die Lebensdauer amortisiert werden können. Zur Absicherung der Anfangsinvestitionen (Fixkosten) wird daher ein Instrument benötigt, welches einerseits die Verzinsung und Amortisation während der zu erwartenden Lebensdauer der Investitionen ermöglicht und andererseits die Marktpreisentwicklung mitberücksichtigt, um die Risiken für den Investor effektiv zu begrenzen und um gleichzeitig ungerechtfertigte Gewinne bei steigenden Marktpreisen zu vermeiden. Als Zielsetzung für die Ausgestaltung des Instrumentariums soll ein Ausbaupfad für erneuerbare Stromproduktion dienen, welcher netto Null THG-Emissionen bis 2050 ermöglicht.

Empfehlungen

Der für die Zielerreichung erforderliche Ausbau erneuerbarer Stromproduktion (s. 2.1) und die Preisbildungsmechanismen auf dem liberalisierten Strommarkt erfordern bis 2050 konstant grosse Investitionen in den Ausbau und in die Erneuerung erneuerbarer Stromproduktionskapazitäten. Die Finanzierung dieser Investitionen muss sichergestellt werden, ansonsten potenzielle Investoren wie in der jüngeren Vergangenheit praktisch nur noch im Ausland in Erneuerbare investieren. Die in der EnG-Revision vorgeschlagene Finanzierung der Investitionsförderung im energy-only Markt durch die Stromkonsumierenden mit einem Netzzuschlag ist zweckmässig (Verursacherprinzip, Umsetzung Kostenwahrheit). Allerdings sind die vorgeschlagene zeitliche Beschränkung des Netzzuschlages sowie die vorgesehene Begrenzung des Netzzuschlages nicht zweckmässig. Die Dauer der Finanzierung und die Höhe des Netzzuschlages sind im Gesetz explizit an den Fördererfordernissen auszurichten, die sich bei der Umsetzung des Ausbaupfades zur Einhaltung der netto Null Zielsetzung ergeben:

Das Netzzuschlagsmaximum und die Mittelallokation aus dem Netzzuschlagsfonds sollen dynamisiert und auf einen Ausbaupfad ausgerichtet werden.

Die Fördermittel aus dem Netzzuschlagsfonds sind möglichst effizient und effektiv wettbewerbsfähig zu allozieren, unter Beachtung der Strompreise auf dem Markt und der erforderlichen zielkonformen Ausbauproduktionskapazitäten (letztere werden durch Spar- und Effizienzfortschritte beim Stromverbrauch mitbeeinflusst). Dazu gehören:

- Art. 25, Art. 25a: Erneuerbare Produktionskapazitäten im Winterhalbjahr sollen bei der Förderung priorisiert werden (Reihenfolge und Differenzierung Beitragshöhe)
- Art. 25a: Für Grossanlagen sind wie vorgeschlagen technologiespezifische periodische Ausschreibungen durchzuführen. Es sind jedoch gleitende Marktprämien auszuschreiben und nicht Investitionsbeiträge. Bei letzteren besteht die Gefahr, dass aufgrund der verbleibenden Risiken der künftigen Marktentwicklung zu wenig Angebote ausgelöst werden. Auch hier ist eine Differenzierung zwischen Kapazitäten für Winter- und Sommerproduktion vorzunehmen.

- Bei kleinen Solaranlagen, welche nicht der Direktvermarktung unterliegen, ist ein schweizweit einheitliches Minimum für den Rücklieferatarif gemäss Art. 15 einzuführen. Er soll zusammen mit der Einmalvergütung die Amortisation und eine angemessene Verzinsung des Eigenkapitals ermöglichen.

2.4 Umweltaspekte beim Ausbau erneuerbarer Stromproduktion

Die für erneuerbare Energieproduktion benötigten Flächen und Standorte müssen verfügbar gemacht werden. Flächen und Standorte, die Mensch und Umwelt am wenigsten beeinträchtigen, sollen dabei bevorzugt und optimal genutzt werden. Die benötigten Ausbauten für netto Null THG-Emissionen sind gross. Die bestehenden Potenziale von PV auf Dächern und Fassaden werden dafür nicht ausreichen. Es müssen zusätzlich vorteilhafte Produktionspotenziale von Freiflächen-Fotovoltaikanlagen (insbesondere solche mit einem relativ hohen Produktionsanteil im Winterhalbjahr) und von zusätzlichen Windkraftanlagen genutzt werden. In der Revisionsvorlage fehlen Instrumente für eine entsprechende Flächen- und Standortvorratspolitik.

Empfehlungen:

- In der EnG-Revision soll die Definition zu «umweltverträgliche Energieversorgung» präzisiert werden, so dass das Projektierungsrisiko für Investoren verringert werden kann und geeignete Flächen bzw. Standorte eindeutiger bezeichnet werden können
- im Raumplanungsgesetz sollen Vorgaben gemacht werden, damit bei infrastrukturgebundenen Photovoltaikanlagen an Lärmschutzwänden, Staumauern oder ähnlichem auf Baubewilligungen und/oder zonenrechtliche Bewilligungsverfahren verzichtet werden kann,
- bei den vorgeschlagenen Investitionsbeiträgen gemäss Art. 25 soll ein zusätzlicher Beitrag ausgeschüttet werden, wenn die gesamte Dach- oder Fassadenfläche mit Photovoltaikanlagen ausgestattet wird,
- der Bund, die Kantone und die Gemeinden sollen ihre Bauten und Anlagen aktiv für Photovoltaikanlagen zur Verfügung stellen und eine Standortvorratspolitik entwickeln (zu gründen in neuem Artikel),
- es sind Vorkehrungen zu treffen, welche die Ausscheidung/Widmung und Bereitstellung von Flächen für Photovoltaik auf Freiflächen bzw. auf Infrastrukturen begünstigen (zu gründen in neuem Artikel).

2.5 Energieeffizienz und Energiesparen

Bei den empfohlenen Verbrauchsrichtwerten gemäss Art. 3 des aktuellen EnG werden im EnG-Revisionsskizzenentwurf keine Anpassungen vorgenommen. Die heutigen Stromverbrauchsrichtwerte entsprechen ungefähr einer Stabilisierung des absoluten Stromverbrauchs. Angesichts der für netto Null erforderlichen Dekarbonisierung und der damit einhergehenden Elektrifizierung sind diese Verbrauchsrichtwerte unrealistisch und sollten reduziert werden. Die Potenziale für die Stromproduktion aus erneuerbaren Energiequellen sind, abgesehen von der Photovoltaik, begrenzt und mit steigender Nutzung bestehender Potenziale mit zunehmenden Konflikten mit Schutzinteressen konfrontiert.

Ambitionierte und verbindliche Ziele erfordern zusätzlich wirksame Instrumente, mit denen sie umgesetzt werden können. Energieeffizienz und -sparen sind die umweltfreundlichsten aller energetischen Massnahmen, denn sie beeinträchtigen Natur und Umwelt am wenigsten. Bemühungen in diesem Bereich sind daher eine zwingende Ergänzung zum Ausbau der Elektrizität aus erneuerbaren Energien und dieser Hebel ist daher zu verstärken.

Empfehlungen:

- Beim Energieverbrauch (Art. 3 Abs. 1 EnG) sind die Energieverbrauchswerte für 2035/2050 gemäss der erwarteten Bevölkerungsentwicklung zu verschärfen und als verbindlich zu erklären. Das technisch-wirtschaftliche Potenzial für weitergehende Energieverbrauchsreduktionen aufgrund von Effizienz und Sparen ist vorhanden:
Die Energieverbrauchsziele gemäss Art. 3 Abs. 1 sind so zu verschärfen, dass die Differenz zwischen dem Ausbauziel der Elektrizität aus erneuerbaren Energien gemäss Art. 2 und dem Verbrauchsziel mit nichtelektrischen, umweltverträglichen erneuerbaren Energien (z.B. Biomasse, Solarwärme) im Jahresmittel im Inland gedeckt werden kann und das Stromverbrauchsziel ist gemäss Abs. 2 mit dem Ausbauziel der Elektrizität aus erneuerbaren Energien gemäss Art. 2 so in Übereinstimmung zu bringen, dass die Produktion im Jahresmittel bei der angenommenen Bevölkerungsentwicklung ungefähr den Bedarf decken kann
- Das im Zuge der Energiestrategie 2050 entwickelte Sparbonusmodell macht die in Bezug auf den Stromverbrauch zentralen Stromnetzbetreiber, zu Akteuren für Effizienz und Stromsparen. Im Licht der veränderten Marktlage und des dringlichen Klimaschutzes ist eine grössere Zustimmung in der Branche zu erwarten. Alle notwendigen Konzepte dafür liegen vor.
- Das Grossverbrauchermodell nach Art. 46 Abs. 3 EnG wird von den Kantonen bislang bloss als Kann-Vorschrift umgesetzt. Folglich ist nicht gewährleistet, dass die Kantone tatsächlich Unternehmen mit besonders hohem Energie bzw. Stromverbrauch verpflichten, ihren Energieverbrauch zu analysieren und zumutbare Massnahmen zur Verbrauchsoptimierung (Effizienz und Sparen) zu realisieren. Um die enormen Potenziale dieses Instruments besser auszuschöpfen, sollten die Kantone zur Umsetzung verpflichtet werden.
- Beim Ausstieg aus den ineffizienten Elektroboilern und Widerstandsheizungen könnte es zielführend sein, die unzureichende Effizienzpolitik der Kantone durch direkte bundesrechtliche (Mindest-) Vorgaben zu flankieren. Da es sich bei Elektroboilern und Widerstandsheizungen um serienmässig hergestellte Anlagen gemäss Art. 44 EnG handeln müsste, dürfte der Bund dabei über Handlungskompetenz verfügen. Diese könnte er nutzen, indem eine Effizienzvorgabe für den Gebrauch konstituiert wird. Analog zu den Luftreinhaltevorschriften für Öl-, Holz- und Gasheizungen sollen fest installierte elektrische Anlagen zur Erzeugung von Warmwasser und Raumwärme einen festgeschriebenen Mindestwirkungsgrad von z.B. 200% bei kalten Winterbedingungen erreichen. Damit könnte nicht nur der extrem hohe Stromverbrauch dieser Technologie reduziert, sondern auch der Stromverbrauch im Winterhalbjahr reduziert werden.
- Mit den Wettbewerblichen Ausschreibungen für Effizienzmassnahmen nach Art. 32 EnG ist es auch nach rund zehn Jahren noch nicht gelungen, Effizienzlösungen im Massenmarkt durchzubringen. Dazu sind die aktuellen Rahmenbedingungen (wie maximale Förder- und Investitionskosten pro Massnahme, zeitliche und finanzielle Begrenzung von Projekten und Programmen, pauschaler Ausschluss von Handlungsfeldern, die durch irgendwelche anderen Politikinstrumente berührt sind, Ausschluss von wirtschaftlichen Massnahmen bzw. enge Definition desselben etc.) zu restriktiv. Die Grundlagen im Energiegesetz und den zugehörigen Verordnungen sollten so formuliert werden, dass einer zu restriktiven Auslegung im Vollzug vorgebeugt wird. Weil davon auszugehen ist, dass mit weniger restriktiven Bedingungen viel mehr Projekte und Programme eingereicht werden, ist der finanzielle Rahmen für die Wettbewerblichen Ausschreibungen von 0,1 Rp/kWh auf 0,2 Rp/kWh aus dem Netzzuschlagfonds aufzustocken.

3 Empfehlungen zu einzelnen Artikeln des Revisionsvorschlages

Art. 1 Abs. 2 Bst c; Zweck

Empfehlung: Es bezweckt: c. den Übergang hin zu einer Energieversorgung, die **stärker** auf der Nutzung erneuerbarer Energien, insbesondere einheimischer **und umweltverträglicher** erneuerbarer Energien, gründet.

Begründung: Mit dem Ziel, Netto Null Treibhausgasemissionen zu erreichen, haben nicht erneuerbare Energien längerfristig keinen Platz mehr. Die Energieversorgung muss vollständig auf erneuerbare Energien umgestellt werden. Dabei ist die Umweltverträglichkeit der Produktionsanlagen zu beachten.

Art. 2; Ziele für den Ausbau der Elektrizität aus erneuerbaren Energien: Siehe Kap. 2.1

Art. 3; Verbrauchsrichtwerte: Siehe Kap. 2.5

Art. 7, Abs. 1; Leitlinien

Empfehlung: Art. 7, Abs. 1 der Revisionsvorlage ist wie folgt zu ergänzen:

¹ Eine sichere Energieversorgung umfasst die jederzeitige Verfügbarkeit von ausreichend Energie, ein breit gefächertes Angebot sowie technisch sichere und leistungsfähige Versorgungs- und Speichersysteme. Zu einer sicheren Energieversorgung gehört auch der Schutz der kritischen Infrastrukturen einschliesslich der zugehörigen Informations- und Kommunikationstechnik. Die Stromversorgung berücksichtigt die längerfristige Entwicklung der Stromversorgung in der EU und der Importmöglichkeiten im Winterhalbjahr, unter Beachtung künftiger Verknappungstendenzen und der dabei zu erwartenden Lieferbereitschaft der EU bzw. der betreffenden Länder.

Begründung: Siehe Kapitel 2.2. Selbst mit einem stärkeren Ausbau der inländischen Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen öffnet sich im Winterhalbjahr eine grosse Versorgungslücke. Aufgrund der Ausstiegspläne von Deutschland und später Frankreich aus der Kernenergie, des von Deutschland geplanten Ausstiegs aus der Kohleverstromung sowie infolge knapper Transportleitungskapazitäten ist mit knapper werdenden Importmöglichkeiten aus diesen Ländern zu rechnen.

Art. 12 und 13; nationales Interesse

Empfehlung: Ein nationales Interesse soll nicht nur für Pumpspeicherkraftwerke, sondern auch für andere Speichertechniken gelten. Die Netzdienlichkeit soll eine Voraussetzung für die Anerkennung sein.

Begründung: Speicher sind als Ergänzung zu wetterabhängigen erneuerbaren Energien wie Wind- und Solarenergie nützlich zur Entlastung der Netze. Insbesondere Batterien können – wenn systemdienlich betrieben – auf Netzebene 7 (dezentral, Quartierspeicher) einen Beitrag leisten. Es gibt keinen Grund, nur Pumpspeicherkraftwerken als einziger Speichertechnologie ein nationales Interesse zuzugehen.

Art. 16 - Art. 18; Eigenverbrauch

Empfehlung: Die Definition von «am Ort der Produktion» ist im Gesetz zu regeln und geografisch auszuweiten, so dass das lokale Verteilnetz genutzt werden kann.

Begründung: Die Regelung in Frankreich könnte im Grundsatz ein Vorbild sein: Hier gilt, dass Eigenverbrauch bis zum nächsten Trafo, sprich innerhalb einer Netzebene möglich ist. Anliefer- und Ein-

speisepunkt dürfen jedoch maximal zwei Kilometer Abstand haben. Die kumulierte Kapazität der Produktionsanlagen darf drei Megawatt nicht überschreiten. Bei Beanspruchung des lokalen Verteilnetzes kann eine Entschädigung des Netzbetreibers vorgesehen werden.

Art. 21; Direktvermarktung

Antrag: Wir empfehlen dem Bundesrat eine Bagatellgrenze von mind. 500 kW im Gesetz festzulegen.

Begründung: Die Grenze zwischen einer Photovoltaik-Klein- und Grossanlage ist heute in der Energieförderverordnung (EnFV) geregelt. Art. 14 Abs. 1 zieht die Grenze bei 100 kW. Wir schlagen eine gesetzliche Bagatellgrenze von mindestens 500 kW vor in Anlehnung an die Regelung in der Europäischen Union: Anlagen mit einer Leistung <500 kW können in der EU gemäss den Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020 ohne Marktprämie unterstützt werden.

Art. 25; Investitionsbeitrag für Photovoltaikanlagen

Siehe Kapitel 2.2 und Kap. 2.3

Ergänzende Empfehlung: Ausrichtung des Beitragssystems auf die besonders erwünschte Winterstromproduktion

Begründung: Analog zum vorgeschlagenen Bonus für Anlagen, die die Dachfläche vollständig ausnutzen, soll ein Bonus für Anlagen, die viel Winterstrom liefern und dadurch allenfalls auf einen Teil der Jahresernte verzichten (typisch für steil aufgestellte Anlagen, z.B. an Fassaden oder auf Ost-West-Dächern) eingeführt werden. Damit kann der künftig kritischen Versorgungssicherheit im Winter zusätzlich Rechnung getragen werden.

Art. 25a; Auktionen

Siehe Kapitel 2.2 und Kap. 2.3

Empfehlung: Einführung von erhöhten Vergütungssätzen für Anlagen mit Volleinspeisung. Anlagen, die sich nicht über den Eigenverbrauch finanzieren können, sind sonst benachteiligt.

Art. 27; Investitionsbeitrag für Biomasseanlagen

Empfehlung: Für Biomasseanlagen ist zu prüfen, ob gleitende Marktprämien statt Investitionsbeiträge sinnvoller bzw. ökonomischer sind.

Begründung: Bei Biomasseanlagen sind nicht nur die Investitionskosten, sondern auch die Betriebskosten relevant. Eine Marktprämie würde verhindern, dass Anlagen zwar gebaut werden, der Betrieb aber nach kurzer Zeit eingestellt wird, wenn die Brennstoffkosten teurer sind als der Stromerlös. Ob die gleitende Marktprämie mittels Ausschreibungen oder in administrierten Verfahren festgelegt wird, ist ebenfalls zu prüfen. Falls es für ein Ausschreibungsverfahren genügend Projekte gibt, ist dieses grundsätzlich vorzuziehen.

Art. 27a; Investitionsbeitrag für Windenergieanlagen

Empfehlung: Analog Art. 27.

Begründung: Siehe Art. 27. Zwar entfällt das Argument der Brennstoffkosten bei der Windenergie. Wie bei grossen Photovoltaikanlagen sind hier die Investitionskosten relativ hoch und das Risiko von Strompreisschwankungen kann Investoren abschrecken. Ausserdem ist bei einer längerfristigen Finanzierung die Gefahr von «build and forget» kleiner – die Anlagen werden tendenziell besser gewartet und gepflegt. Die Bedingungen nach Abs. 1 begrünnen wir. Es ist auf eine räumliche Bündelung der Windenergie zu achten, um die Umweltauswirkungen zu konzentrieren.

Art. 27b; Investitionsbeitrag für Geothermieranlagen

Empfehlung: Analog Art. 27 und 27a, falls die Mittel nach Art. 35 Abs. 3 nicht begrenzt bleiben (siehe Kapitel 2.3). Bleiben die Mittel begrenzt, empfehlen wir, Geothermieranlagen nicht über den Netzzuschlag, sondern über Forschungsbudgets zu finanzieren. Dasselbe schlagen wir für die Risikogarantien gemäss Art. 33 vor.

Begründung: Sofern die Mittel begrenzt bleiben, sollen über den Netzzuschlag nur Anlagen unterstützt werden, die zu marktnahen Konditionen effektiv Strom produzieren. Bei der Geothermie-Stromproduktion ist in der Schweiz weder die Marktreife noch die Marktnähe gegeben.

Art. 29; Einzelheiten

Empfehlung: Die Modalitäten der Auktionen sollten weiter präzisiert werden:

- Es soll explizit die Möglichkeit geben, mehrere Anlagen als «Cluster» in Auktionen einzubringen.
- Bei Anlagen, die z.B. wegen der Winterstromproduktion besonders nützlich sind, soll die Deckung der Anschlusskosten nach Art. 22 Abs. 3 der Stromversorgungsverordnung (StromVV) auf die allgemeinen Netzkosten überwälzt werden können.

Art. 30; Marktprämie für Elektrizität aus Grosswasserkraftanlagen

Empfehlung: Die Marktprämien ist wie geplant auslaufen zu lassen. Aus dem Netzzuschlag sollen nur Massnahmen finanziert werden, welche die Zwecke dieses Gesetzes unterstützen. Eine reine Unterstützung bestehender Produktion ohne weitere Verpflichtungen trägt weder zur Erreichung der Zubau- oder Effizienzziele, noch zur Erhöhung der Umweltverträglichkeit der Energieversorgung bei. Dieser Artikel ist daher zu streichen.

Art. 35; Netzzuschlag: Erhebung und Verwendung

Siehe Kapitel 2.2 und 2.3

Empfehlung: Die Finanzierungstatbestände gemäss Art. 35, Abs. 2 EnG sollen mit 2 weiteren Förderatbeständen erweitert werden:

- Förderung der Entwicklung, Produktion, Speicherung und allfälligen Wiederverstromung von Synfuel und Wasserstoff zur Speicherung und Wiederverwendung von Überschüssen von erneuerbar produzierter Elektrizität.
- Förderung von Ladestationen für die eMobilität und von Wasserstoffladestationen für den (Schwer-) Verkehr (ev. alternativ: Förderung mit Mitteln der CO₂-Abgabe).

Begründung: Der massive Ausbau von erneuerbarer PV-Stromproduktion führt zu einer starken Zunahme der Stromproduktion im Sommer, weshalb in Zukunft im Sommer (auch europaweit) Produktionsüberschüsse zu erwarten sind, obwohl im Winterhalbjahr immer noch eine erhebliche Lücke zur Deckung der Nachfrage bestehen bleiben wird. Die Speicherung von Sommer-Überschüssen als Wasserstoff oder Synfuel für die Dekarbonisierung primär des Schwerverkehrs und des Luftverkehrs wie auch für die Wiederverstromung im Winterhalbjahr sind daher höchst erwünscht. Die Technologien sind im Grundsatz vorhanden, müssen jedoch noch marktnäher gemacht werden (Kostensenkungen, Skalierung).

Ladestationen sind eine Voraussetzung dafür, dass sich die eMobilität schnell und breit durchsetzen kann. Der Auf- bzw. Ausbau vor allem öffentlicher und leistungsfähiger Ladestationen soll daher gefördert und damit beschleunigt werden. Bei Wasserstofftankstellen soll insbesondere der Aufbau einer Tankstelleninfrastruktur gefördert werden, welche mindestens die Bedürfnisse der Schwerverkehrs abdecken kann.

Art. 37, Abs. 4; Netzzuschlagsfonds

Empfehlung: Wir empfehlen das Verschuldungsverbot aufzuheben. Der Absatz würde entsprechend lauten: *«Die Mittel des Netzzuschlagsfonds sind zu verzinsen».*

Begründung: Der Bundesrat hat der Motion Damian Müller 19.3742 (vom Ständerat angenommen, im Nationalrat voraussichtlich in der Sommersession traktandiert) zugestimmt, ist nun aber offenbar zum Schluss gekommen, dass keine Gesetzesänderung nötig ist. Der erläuternde Bericht nennt dafür jedoch keine materiellen Gründe. Ohne gesetzliche Grundlage ist eine Änderung der bisherigen Praxis nicht sichergestellt.

Art. 38; Auslaufen der Unterstützungen

Siehe Kapitel 2.3

Art. 44; Serienmässig hergestellte Anlagen, Fahrzeuge und Geräte

Empfehlung: Wir begrüßen die Neuerungen bei den Angaben zu serienmässig hergestellten Anlagen, Fahrzeugen und Geräten. Wir empfehlen, sicherzustellen, dass dabei nicht nur energieverbrauchsrelevante Eigenschaften, sondern auch andere Umweltschäden wie Emissionen über den ganzen Lebenszyklus betrachtet werden können.

Begründung: Eine grössere Flexibilität bei der Ausgestaltung der Energieetikette erachten wir als sehr sinnvoll. Wir begrüßen insbesondere, dass die Möglichkeit geschaffen wird, Emissionen wie Lärm, und Schadstoffe sowie Herstellungs- und Entsorgungsaufwand zu berücksichtigen. Art. 44 Abs. 1 Bst.

a. ist allerdings so formuliert, dass nur die energieverbrauchsrelevanten Eigenschaften über den gesamten Lebenszyklus betrachtet werden können, nicht aber die davor genannten anderen Emissionen. Wir gehen davon aus, dass unter diesen Emissionen nicht energieverbrauchsrelevante Emissionen gemeint sind, wie beispielsweise Luftschadstoffe.

Literatur

Elcom, 2020: Rahmenbedingungen für die Sicherstellung einer angemessenen Winterproduktion, Grundlagenpapier, 27. Februar 2020

Rüdisüli M., Teske S.L., Elber U., 2019: Impacts of an Increased Substitution of Fossil Energy Carriers with Electricity-Based Technologies on the Swiss Electricity System; Energy 2019, 12, 2399; doi:10.3390/en12122399 und Berechnung eines zusätzlichen Szenarios August 2019

Tami R., 2019: Herausforderungen Versorgungssicherheit; Referat bei der SP-Fachkommission "Umwelt, Raumplanung und Energie" zur Versorgungssicherheit, Bern, 19.12.2019