



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr,
Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Netze

November 2022

Bericht über die Ergebnisse der Vernehmlassung zum Szenariorahmen 2030/2040 für die Stromnetzplanung

Aktenzeichen: BFE-471.3-20/10/13



BFE-D-5C8C3401/257

Inhaltsverzeichnis

1.	Ausgangslage und Gegenstand der Vernehmlassung	3
2.	Ablauf und Adressaten	3
3.	Übersicht über die Vernehmlassungsteilnehmenden	3
4.	Zusammenfassung der Kernthemen.....	4
5.	Vernehmlassungsergebnisse nach Teilnehmergruppen	6
5.1.	Eingaben der Kantone (inklusive EnDK und RKGK)	6
5.2.	Eingaben der in der Bundesversammlung vertretenen politischen Parteien	11
5.3.	Eingaben der gesamtschweizerischen Dachverbände der Wirtschaft.....	15
5.4.	Eingaben der Kommissionen und Konferenzen.....	16
5.5.	Eingaben der Elektrizitätswirtschaft	16
5.6.	Eingaben der Industrie- und Dienstleistungswirtschaft	25
5.7.	Eingaben der Umwelt- und Landschaftsschutzorganisationen	28
5.8.	Weitere energiepolitische und energietechnische Organisationen	28
5.9.	Weitere Vernehmlassungsteilnehmende	31
6.	Abkürzungsverzeichnis	33
7.	Liste der Vernehmlassungsteilnehmenden.....	35

1. Ausgangslage und Gegenstand der Vernehmlassung

Das Bundesamt für Energie (BFE) erstellt gemäss Artikel 9a des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) einen energiewirtschaftlichen Szenariorahmen (SZR CH) als Grundlage für die Netzplanung. Bei der Erarbeitung des SZR CH soll sich das BFE auf die energiepolitischen Ziele des Bundes und die gesamtwirtschaftlichen Rahmendaten stützen und das internationale Umfeld berücksichtigen. Der SZR CH wird durch den Bundesrat genehmigt und ist für Behörden zu Fragen der Elektrizitätsnetze der des Übertragungsnetzes (Netzebene 1, 380/220 kV) als auch der überregionalen Verteilnetze (Netzebene 3, ab 36 und unter 220 kV) verbindlich. Der SZR CH stellt für die Netzbetreiber eine politisch abgestützte Grundlage dar, um daraus den nötigen Netzausbaubedarf abzuleiten und ihre eigene Mehrjahresplanung zu erarbeiten oder zu aktualisieren. Die Unterlagen stehen auf der Webseite des [BFE](#) und der [BK](#) zur Verfügung.

2. Ablauf und Adressaten

Der Bundesrat hat in seiner Sitzung vom 24. November 2021 die Vernehmlassung zum Szenariorahmen 2030/2040 für die Stromnetzplanung eröffnet. Die Vernehmlassung dauerte bis zum 10. März 2022.

Der vorliegende Bericht fasst die Stellungnahme zusammen, ohne dabei Anspruch auf Vollständigkeit zu erheben¹. Nach einer Übersicht über die Vernehmlassungsteilnehmenden folgt in Kapitel 4 die Zusammenfassung der Vernehmlassungsergebnisse. Anschliessend werden die Stellungnahmen der Vernehmlassungsteilnehmenden nach Teilnehmergruppen gegliedert detailliert wiedergegeben (Kapitel 5).

3. Übersicht über die Vernehmlassungsteilnehmenden

In Rahmen der Vernehmlassung sind insgesamt 51 Stellungnahmen eingegangen. Alle Kantone und 4 der in der Bundesversammlung vertretenden Parteien haben ihre Stellungnahme abgegeben.

Teilnehmende nach Kategorie	Eingegangene Stellungnahmen
Kantone	26
In der Bundesversammlung vertretene politische Parteien	4
Gesamtschweizerische Dachverbände der Wirtschaft	2
Kommissionen und Konferenzen	3
Elektrizitätswirtschaft	6
Industrie- und Dienstleistungswirtschaft	2
Umwelt- und Landschaftsschutzorganisationen	4
Weitere energiepolitische und energietechnische Organisationen	2
Weitere Vernehmlassungsteilnehmende	2
Stellungnahme insgesamt	51

¹ Für die Überarbeitung der Vernehmlassungsvorlage wurden alle Stellungnahmen gemäss Art. 8 des Bundesgesetzes über das Vernehmlassungsverfahren (VIG; SR 172.061) zur Kenntnis genommen, gewichtet und ausgewertet

4. Zusammenfassung der Kernthemen

Der SZR CH als neues Instrument in der Netzplanung wird grundsätzlich begrüsst. Einzig die SVP lehnt den Szenariorahmen 2030/2040 für die Stromnetzplanung in seiner heutigen Form ab. Die meisten Stellungnahmen nehmen Bezug auf die Annahmen und Kennzahlen des SZR CH.

Nachfolgend die wesentlichen Kernthemen der Vernehmlassung:

Stromverbrauch

Swissgrid, SGB, Kantone, FDP, SVP, SPS, die Mitte, SES, Pronatura und PUSCH beurteilen die Kennzahlen zum Stromverbrauch als zu tief. Sie fordern, dass die Zunahme des Stromverbrauchs nochmals zu prüfen ist und die Zahlen im SZR CH anzupassen sind, da sich der Stromverbrauch in den drei Szenarien nicht gross unterscheidet. Andere Studien und aktuelle Entwicklungen (z.B. bei Rechenzentren) weisen auf einen grösseren zukünftigen Stromverbrauch hin.

Photovoltaik

Der Ausbau Photovoltaik wird von Swissgrid, SPS, SES, WWF, Pronatura und PUSCH als zu gering angesehen. Es wird gefordert eine ausreichend grosse Bandbreite von möglichen Zukunftsentwicklungen im SZR CH abzudecken. Deshalb sollte ein Szenario über dem politisch am wahrscheinlichsten bzw. den energiepolitischen Zielen liegen.

Wasserkraft

SVP, Kanton BE und Kanton TI kritisieren, dass die Annahmen zur Wasserkraft im SZR CH zu optimistisch sind. Es gebe zwar einige Projekte, aber diese seien nicht wirtschaftlich. Der VSE und der SWV fordern, dass die Projekte des Runden Tisches im SZR CH abgebildet werden, um damit erforderlichen Anpassungen im Stromnetz rechtzeitig antizipieren zu können.

Annahmen zum Ausland

Swissgrid, Kanton AG und Greenconnector AG fordern, dass die Annahmen zum Ausland gemäss TYNDP2020 der ENTSO alle Szenarien berücksichtigen und damit das Szenario «National Trends» auch miteinschliesst. Zusätzlich wird gefordert, dass der unveröffentlichte TYNDP2022 als Datengrundlage genommen wird.

Stromabkommen EU

EnDK, FDP, SVP, SGV und VSE fordern die Berücksichtigung der Auswirkungen des fehlenden Stromabkommens und eine möglichst rasche Anpassung des SZR CH sobald sich netzrelevante Fortschritte bez. Stromabkommen erzielt werden. Der Bundesrat wird aufgefordert Lösungen mit der EU oder mindestens mit den umliegenden Ländern zu finden.

Sicherheitspolitik

Gemäss einigen Kantonen und der SVP können energiewirtschaftliche Elemente und sicherheitspolitische Aspekte nicht getrennt werden. Es soll im SZR CH ein zusätzliches Kapitel geschaffen werden, in welchem die Aufrechterhaltung der Stabilität des Schweizer Stromnetzes, der Schutz vor Überlastung aus dem Ausland und die Gewährleistung einer hohen Versorgungssicherheit für Bevölkerung und Wirtschaft in engstem Zusammenhang mit Schutzmassnahmen vor Stromausfall, Cyberangriffen und Reduzierung der Abhängigkeit von Stromimport beschrieben werden.

Koordination Bund und Kantone

Swissgrid, VSE, einige Kantone, Primeo und Regiogrid fordern, dass der Bund die Koordination mit den Kantonen bzw. die Abstimmung mit den kantonalen Energieplänen vorzunehmen hat und dies nicht Aufgabe der Netzbetreiber sei. Sie halten es für unabdingbar, dass die Ausgangsdaten für die Erstellung eines Szenariorahmens zunächst auf nationaler Ebene ausgetauscht werden, damit das zu konsultierende Dokument eine transparente und verbindliche Grundlage für die Netzplanung darstellen kann. Insbesondere die Elemente der Energieplanung wie auch der Richtpläne sollten Berücksichtigung finden, ohne dass von allen Netzbetreibern der Abgleich und die Koordination mit den einzelnen öffentlichen Stellen parallel erfolgen muss.

Ausrichtung der Szenarien auf Netto-Null

Die SVP und der SGV finden die Netto-Null Zielsetzung bzw. Ausbau der Erneuerbaren sei vollkommen unrealistisch. Es brauche mind. ein Szenario ohne Netto-Null Ziel bzw. grossen Ausbau der Erneuerbaren. SPS, SES, WWF, Pronatura und PUSCH fordern ein Szenario mit einer beschleunigten Energiewende, sodass die Ziele des Bundes für 2050 bereits 2035 erreicht werden.

Neues Extremszenario

SPS, SES, WWF, Pronatura und Pusch fordern ein Extremszenario, wie in der Frontier Economics Studie «Analyse Stromzusammenarbeit CH-EU» vom September 2021 z.B. Verdoppelung des Stromtransits durch die Schweiz: Italien exportiert im Sommer viel und importiert im Winter viel Strom aus Deutschland.

5. Vernehmlassungsergebnisse nach Teilnehmergruppen

5.1. Eingaben der Kantone (inklusive EnDK und RKGK)

EnDK, AI, AR, BL, JU, LU, NE, NW, OW, SH, SO, TG, UR, ZG, ZH

Die EnDK und die Kantone AI, AR, BL, JU, LU, NE, NW, OW, SH, SO, TG, UR, ZG, ZH haben folgende Anträge:

Der Bundesrat ist eingeladen, die heute erkennbaren möglichen netztechnisch relevanten Auswirkungen des fehlenden Stromabkommens zu beschreiben und darzulegen, welche Fälle durch die gewählten drei Szenarien des Szenariorahmens abgedeckt sind.

Falls netzrelevante Fortschritte bezüglich des Stromabkommens erzielt, andere netztechnisch relevante Vereinbarungen abgeschlossen werden können oder sich in den massgebenden Nachbarstaaten erhebliche netztechnische massgebliche Veränderungen abzeichnen, ist der Szenariorahmen innert nützlicher Frist zu überprüfen und anzupassen (Art. 9a Abs. 5 StromVG).

Der Bundesrat ist aufgefordert, Lösungen mit der EU oder mindestens mit den für die Schweiz relevanten umliegenden Ländern zu suchen, damit die Stabilität der Netze aufrechterhalten, die Fähigkeiten der äusserst flexiblen schweizerischen Speicherkraftwerke dafür eingesetzt und unnötige Kosten für die Endverbraucher vermieden werden können.

AI, AR, BE, BL, LU, OW, SH, VS

Kantone AI, AR, BE, BL, LU, OW, SH, VS haben folgende Anträge:

Im Szenariorahmen ist die unterschiedliche Eintretenswahrscheinlichkeit der einzelnen Szenarien noch deutlicher aufzuzeigen, wobei auch die damit verbundenen Chancen und Risiken darzustellen sind.

Die sicherheitspolitischen Implikationen der vorliegenden Szenarien sind in einem eigenen Kapitel zu verdeutlichen.

Aargau

Der Kanton Aargau fordert: Die Annahmen zur Stromproduktion (insbesondere Geothermie) sowie zur Zunahme des Strombedarfs (namentlich Rechenzentren) sind zu überprüfen und allenfalls sind diese Zahlen im Szenariorahmen anzupassen.

Das Szenario «National Trends» der ENTSO-E ist aus Sicht des Kantons im Referenz-Szenario aufzunehmen, mindestens jedoch zu berücksichtigen.

Szenariorahmen und Regionalisierungsprozess sind zeitlich und inhaltlich miteinander zu koordinieren. Allenfalls ist letzterer als integraler Bestandteil des Szenariorahmens aufzunehmen. Bei der Erstellung und Aktualisierung der Energieperspektiven sind die kantonalen Ziele aufzunehmen und entsprechend zu berücksichtigen.

Der Bund muss rasch Rahmenbedingungen erarbeiten, welche Klarheit schaffen, um den Ausbau der Erneuerbaren sowie allfälliger Gaskraftwerke schnell voranzutreiben.

Bern

Der Kanton Bern ist der Auffassung, dass die Prognosen zum Ausbau der Wasserkraft und der Windkraft in allen drei Szenarien zu optimistisch ausfallen. Dies insbesondere vor dem

Hintergrund, dass entsprechende Projekte in den vergangenen Jahren aufgrund von Rechtsmittelverfahren blockiert waren oder erheblich redimensioniert werden mussten.

Basel-Landschaft

Der Kanton Basel-Landschaft fordert: Es wäre wünschenswert, wenn für den SZR CH die aktuellsten Fassungen der verwendeten Quellen für Rohstoffpreise, Bevölkerungsentwicklung und BIP-Entwicklung verwendet würden.

Basel-Stadt

Der Kanton Basel-Stadt fordert: Richtigerweise wird in der Vernehmlassungsvorlage denn unter Ziff. 2.1. (S. 10) auch ausgeführt, dass die Netzbetreiber infolge ihres (anderen) regionalen Bedarfs die Annahmen aus dem SZR CH übersteuern können. Der Kanton Basel-Stadt begrüsst diese Aussage. Sein Antrag ist, diese Ausnahmebestimmung im SZR CH dauerhaft zu verankern.

Genf

Der Kanton Genf fordert: Im Zusammenhang mit dem bevorstehenden Prozess der Regionalisierung der nationalen Indikatoren des Szenariorahmens und der netzspezifischen Anforderungen zu betonen, dass diese nicht die einzigen Parameter sind, die die Netzbetreiber für ihre Planung benötigen. Im Rahmen dieses Prozesses werden weitere Parameter benötigt, die hier nicht explizit erwähnt werden, wie z.B. die Absichten und Ausrichtungen, die von den Kantonen in den Bereichen Raumplanung und Energie getroffen werden. Daher sollte in diesem Kapitel klargestellt werden, dass die entsprechenden Daten in Absprache mit den Kantonen erstellt werden müssen. Im weiteren Sinne halten sie es für sinnvoll, die notwendigen Studien gemeinsam mit den Kantonen durchzuführen, um diese verschiedenen Skalen zu artikulieren.

Glarus

Der Kanton Glarus fordert: Die Studie Wasserkraftpotenzial beispielsweise berücksichtigt die Auswirkungen der Sanierung Wasserkraft und die Umsetzung der Restwasservorgaben bei Konzessionserneuerungen zu wenig und überschätzt den Zubau von neuen Kleinkraftwerken. In den Energieperspektiven 2050+ wird zu wenig berücksichtigt, dass das Biogas von Kläranlagen in Zukunft wohl nicht mehr verstromt, sondern weitgehend als Biogas ins Gasnetz eingespiesen wird. Die Verwendung von dezentrale Batterien wird in den Energieperspektiven zu optimistisch dargestellt und es wird nicht berücksichtigt, dass durch deren schlechten Wirkungsgrad der Gesamtstromverbrauch namhaft ansteigt. Der Einsatz von Windenergie wird dagegen deutlich zu optimistisch eingeschätzt.

Die energiewirtschaftlichen Rahmendaten (Tabelle 22) basieren auf Zahlen aus dem Jahre 2019, welche weitab von den Realitäten der Marktwerte für die Jahre 2023-2025 liegen. Zum Beispiel der CO₂-Preis: Annahme im Bericht Szenariorahmen für 2030: 33 USD/t.; effektiver Preis für Frontjahreskontrakt (8. Februar 2022): 97.98 Euro/t.

Die Vorgabe einer ausgeglichenen Jahresbilanz (Szenario 1, Referenz) ist höchstens von akademischer Relevanz, da die im Sommer (vor allem an Wochenenden) produzierten Elektrizität stetig an Bedeutung verlieren wird und wertmässig gegen Null tendiert, während die Bedeutung und der Preis von Winterenergie, vor allem in sehr kalten Perioden, sehr stark ansteigen wird. Eine Bilanz von derart ungleichwertiger Energien auszuweisen, ist nicht statthaft. Das Ziel einer ausgeglichenen Jahresbilanz ist nicht anzustreben und ist in einem Grundlagenpapier zu künftigen Investitionen in Netze fehl am Platz.

Der Kanton Glarus beantragt, dass der Bericht zu den Szenariorahmen die neuesten Erkenntnisse betreffend Verfügbarkeit von zusätzlichem Produktionspotenzial und künftigen Marktverhältnissen besser abbildet und in diesem Sinn überarbeitet wird. Der Bericht «Szenariorahmen 2030/2040 für

die Stromnetzplanung» hat grosse Auswirkungen auf künftige Investitionen. Er muss die künftig eintretenden Entwicklungen zuverlässig abbilden. Das ist mit dem vorliegenden Bericht nicht sichergestellt.

Graubünden

Der Kanton Graubünden fordert: Das Schweizer Übertragungsnetz ist stark von den energiewirtschaftlichen Entwicklungen und der Energiepolitik der EU sowie der Integration der Schweiz in den europäischen Strommarkt abhängig. Aufgrund dessen wird die Weiterentwicklung des EU-Strombinnenmarkts und die entsprechende Einbindung der Schweiz ein wesentlicher Einfluss auf den Szenariorahmen 2030/2040 haben.

Der Kanton Graubünden erachtet den für die Stromnetzplanung erarbeiteten Szenariorahmen 2030/2040 als grundsätzlich nachvollziehbar und sinnvoll.

Hinsichtlich der im Szenariorahmen 2030/2040 dargelegten Ausbauziele der verschiedenen Technologien meldet der Kanton Graubünden allerdings seine Bedenken an. Um die gesteckten Ziele zu erreichen, müssen die Rahmenbedingungen nach Ansicht des Kantons investitionsfreundlicher ausgestaltet und die Zielkonflikte zwischen Energieversorgung und Umwelt- sowie Naturschutz gelöst werden.

Das Kapitel 4.3 «Thermische Kraftwerke» ist für den Kanton Graubünden zu unbestimmt gehalten. In Bezug auf die Stromversorgungssicherheit wird seitens des Kantons der Einsatz von grossen Gaskraftwerken als kritisch bewertet, weil die Schweiz über keine nennenswerten Speicher verfügt, was sich wiederum negativ auf die Stromversorgungssicherheit auswirkt. Auch beim beschriebenen Einsatz von Wasserstoff für die Gaskraftwerke ist sicherzustellen, dass dessen Verfügbarkeit und die dafür benötigte Speicherkapazität eingeplant werden. In einer kritischen Phase muss nämlich davon ausgegangen werden, dass die Lieferkette in die Schweiz nicht sichergestellt ist.

Im Kapitel 8.2 «Gesamtwirtschaftliche Rahmendaten» wird unter anderem das Referenzszenario 2015-2045 des Bundesamtes für Statistik (BFS) aufgeführt. Der Kanton weist darauf hin, dass mittlerweile mit den BFS-Szenarien 2020-2050 aktuellere Zahlen vorliegen.

Nidwalden

Der Kanton Nidwalden fordert: Extrembelastungen des Stromnetzes (maximaler Bezug bei minimaler Einspeisung und minimaler Bezug bei maximaler Einspeisung) sollen in den Szenarien berücksichtigt werden.

St. Gallen

Der Kanton St. Gallen stellt sich die Frage, ob der vorliegende SZR CH die Bewilligungsverfahren für Stromleitungen von der Frage des Bedarfs effektiv entlasten kann. Der SZR CH ist hoch aggregiert und geht nicht auf räumliche Gegebenheiten ein. Es ist somit nicht ersichtlich, wie der Bedarf einer spezifischen Stromleitung aus dem SZR CH abgeleitet werden soll. Auch wenn das BFE ergänzend zum SZR CH zur Unterstützung der Netzbetreiber einen Leitfaden zu den Methoden der Regionalisierung zur Verfügung stellt, sehen wir grosse methodische Herausforderungen. Aus den nationalen Kennzahlen lassen sich nur bedingt Aussagen über den Bedarf von Netzausbauten machen. So führt beispielsweise ein starker Ausbau der dezentral produzierten erneuerbaren Energien nicht zwingend zu einem Bedarf, die Netzebenen 1 und 3 auszubauen.

Eine weitere Herausforderung sehen wir in der zeitlichen Dimension der Kennzahlen. Die Szenarien weisen alle darauf hin, dass vorwiegend im Winterhalbjahr Strom importiert werden muss. Leider sind im SZR CH diese wichtigen Kennzahlen nicht enthalten. Die nationalen Kennzahlen sind auch hier zu wenig aufgelöst.

Aufgrund der oben genannten Mängel bezweifeln wir, dass der SZR CH als Grundlage für die Netzplanung der Übertragungsnetze und Verteilnetze hoher Spannung grosse Wirkung entfalten wird.

Tessin

Während der Kanton Tessin die Form des Szenariorahmens befürwortet, hat er Vorbehalte gegen seinen Inhalt, die im Folgenden dargelegt werden.

Im SZR CH, werden drei Szenarien vorgestellt, die «eine breite Palette möglicher Entwicklungen» berücksichtigen und darauf hinweisen, dass «alle Szenarien darauf abzielen, die Schweiz bis 2050 klimaneutral zu stellen». Die Funktionsweise der Szenarien richtet sich daher nach den übergeordneten energiepolitischen Zielen, die in der Energiestrategie 2050 auf der Grundlage der in den Energieperspektiven 2050+ enthaltenen Analysen und Bewertungen definiert werden. Der SZR CH wird daher auf der Grundlage der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung, weltwirtschaftlicher Daten und des internationalen Kontextes erstellt. Ziel ist es, durch eine Strategie der Informationsverarbeitung und des Wissensmanagements sicherzustellen, dass die Vision des Gesamtsystems in der Praxis für die Netzplanung angewendet werden kann.

Dieser Ansatz ist jedoch mit Unsicherheiten in den Ausgangsdaten konfrontiert, z. B. in Bezug auf die Stromerzeugung und den Stromverbrauch, die technologische Entwicklung und eine Reihe anderer Varianten, über die noch kein Konsens erzielt wurde, der eine ausreichend solide Grundlage für die Entwicklung des SZR CH für die Netzplanung bieten würde. Dabei handelt es sich insbesondere um nicht voneinander abgegrenzte Szenarien für den künftigen Stromverbrauch, um zu optimistische Prognosen für die Steigerung der Stromerzeugung aus Wasserkraft, selbst im Vergleich zu den jüngsten Schlussfolgerungen des Runden Tisches zur Wasserkraft, oder um optimistische Prognosen für die Entwicklung neuer erneuerbarer Energiequellen, die in der Praxis mit einer ganzen Reihe von wirtschaftlichen, technischen, verfahrenstechnischen und ökologischen Problemen konfrontiert sind.

Daher halten wir es für unabdingbar, dass die Ausgangsdaten für die Erstellung eines SZR CH zunächst auf nationaler Ebene ausgetauscht werden, damit das Konsultationsdokument eine transparente und verbindliche Grundlage für die Netzplanung bieten kann.

Ein operativer Aspekt ist der in Kapitel 9 des SZR CH erwähnte Regionalisierungsprozess. Dies beinhaltet die Übertragung von Befugnissen und Zuständigkeiten an die Netzbetreiber. Diese Aufgabe kann nicht einfach an die betroffenen Netzbetreiber delegiert werden, sondern muss zwischen dem BFE und den Kantonen koordiniert werden, um die Abstimmung und Konsistenz mit den jeweiligen kantonalen Energieplänen zu gewährleisten.

Im Kanton Tessin wurde eine ähnliche Betriebsweise für die oberen Netzebenen bereits im Rahmen des Sachplans Stromleitungen beschlossen. Die Planung der Stromleitungen im Tessin basiert auf einem integrierten Ansatz, der die territorialen und ökologischen Aspekte unmittelbar mit den funktionalen und wirtschaftlichen Anforderungen des Netzes in Verbindung bringt. Seit 2013 haben der Kanton Tessin, die Azienda elettrica Ticinese (AET), Swissgrid und die SBB eine Vereinbarung unterzeichnet, mit der eine Zusammenarbeit zur Planung des künftigen Stromleitungsnetzes nach den Grundsätzen der Reorganisation und Kohärenz auf regionaler und kantonaler Ebene durch eine «Allgemeine Studie über Hoch- und Höchstspannungsnetze im Tessin» aktiviert wurde. Die gewählte Arbeitsmethode sieht umfassende Analysen und die Prüfung aller möglichen Lösungen vor, die nach und nach anhand objektiver Kriterien gefiltert und von Zeit zu Zeit von allen Partnern bewertet werden. Der gesamte Prozess wird von einem strategischen Managementteam geleitet, dem alle Akteure angehören und das von einem operativen Team und externen Akteuren begleitet wird. Diese Studie stellt einen innovativen Ansatz dar, der die Bedürfnisse der Netzbetreiber, die technischen Anforderungen und die raumplanerischen Aspekte integriert und zu einem Referenzmodell für andere Kantone geworden ist.

Der italienische Text enthält in Tabelle 1 auf Seite 4 einige Angaben zum Nettostromverbrauch, die völlig falsch sind und sich von den Angaben in der deutschen Fassung desselben Dokuments unterscheiden.

Waadt

Der Kanton Waadt teilt die Stellungnahme der Konferenz der kantonalen Energiedirektoren (EnDK) zu diesem Gegenstand und die Besorgnis über das Fehlen eines Stromabkommens mit der EU. Obwohl es wünschenswert ist, dass dieser Punkt vertieft wird, betont er, dass es sich um ein kurzfristiges Thema handelt und dass es in der Tat schwierig ist, eine Entwicklung der politischen Positionen über einen Zeithorizont von 10 bis 20 Jahren zu planen.

Daher sollten die nationalen Import-/Exportkapazitäten nicht gedrosselt werden. Allerdings, und obwohl diese Problematik nicht direkt mit dem Szenariorahmen zusammenhängt, scheint es unerlässlich, schnelle Maßnahmen zu empfehlen, um die ungeplanten Flüsse auf Schweizer Ebene mit anderen technischen Mitteln als dem einfachen Redispatching, das bestimmte Produktionsmittel blockiert und verbraucht, zu begrenzen.

Andererseits scheint der Szenariorahmen nicht die zunehmende Entwicklung von Rechenzentren in der Schweiz zu berücksichtigen, die einen sehr hohen Stromverbrauch haben. Im Kanton Waadt werden derzeit Umfragen bei den Stromversorgern durchgeführt, um zu erfahren, welche Anschlussanträge bei ihnen gestellt wurden. Obwohl es sich hierbei nur um vorläufige Anfragen handelt, von denen noch nicht sicher ist, ob sie alle realisiert werden, zeigen die ersten Rückmeldungen, dass im Kanton Rechenzentren mit einer Anschlussleistung von 250 bis 500 MW entstehen könnten. Sollte sich dieser Trend auch bei anderen Schweizer Unternehmen bestätigen, muss diese Tatsache angesichts ihrer erheblichen Auswirkungen auf den Stromverbrauch und die Netzbelastung in den Szenariorahmen aufgenommen werden. Der Staatsrat schlägt vor, dass der Bund bei den wichtigsten Verteilnetzbetreibern (VNB) das Niveau der Anschlussgesuche für Leistungen über 10 MW überprüft und den Szenariorahmen auf der Grundlage dieser Informationen eventuell aktualisiert. Der Energiebedarf, der sich aus der Digitalisierung ergibt, sollte analysiert und antizipiert werden, um in die verschiedenen Energieplanungen einbezogen zu werden.

Im Konsultationsentwurf heisst es, dass das BFE zur Unterstützung der VNB einen Leitfaden zu Regionalisierungsmethoden zur Verfügung gestellt hat. Es scheint, dass diese Veröffentlichung noch nicht wirksam ist. Es ist daher notwendig, dass das BFE dieses Dokument zusammen mit der endgültigen Fassung des Szenariorahmens veröffentlicht.

Der Kanton stellt im Übrigen fest, dass dieser Szenariorahmen die Ziele festlegt, die bis 2030/2040 erreicht werden sollen, und gleichzeitig das Erreichen der Kohlenstoffneutralität bis 2050 in Aussicht stellt (Ziel: null Nettoemissionen). Eine Abstimmung zwischen dem Szenario und der Erreichung der Klimaziele muss daher in dem Sinne erfolgen, dass der Anteil der zu berücksichtigenden Elektrofahrzeuge höher sein sollte (die Waadtländer Regierung möchte jedoch an ihren Willen erinnern, vorrangig die Verkehrsverlagerung auf öffentliche Verkehrsmittel und aktive Mobilität zu verstärken). Andernfalls werden entweder die Klimaziele nicht erreicht, oder es besteht weiterhin die Gefahr, dass der Strombedarf für die Mobilität unterdimensioniert wird. Im Einzelnen stellt der Staatsrat fest, dass der Szenariorahmen die Stromverbrauchszahl der Energieperspektiven 2050+ für die Mobilität (42 PJ, d.h. 12 TWh) nicht zu berücksichtigen scheint und dass die betrachteten Zahlen weit unter dieser Projektion liegen (zwischen 6,8 und 8,3 TWh). Er weist außerdem darauf hin, dass ihm die Projektion der Energieperspektiven 2050+ im Vergleich zur aktuellen Entwicklung der Elektromobilität zu niedrig erscheint. Es scheint daher unerlässlich, den Abschnitt zur Elektromobilität im Detail zu wiederholen.

Zum selben Thema wird in Anhang 10.1 des Konsultationsdokuments ausgeführt, dass es in der Schweiz bis 2040 zwischen 1,7 und 2 Millionen Elektroautos und zwischen 0,7 und 0,8 Millionen Plug-in-Hybridautos geben dürfte. Nach dem aktuellen Stand des Fahrzeugbestands in der

Schweiz und den Schätzungen für die Entwicklung des Bestands bis 2040 dürften bis dahin also noch etwa 1,5 Millionen Autos mit Verbrennungsmotor existieren. In Anbetracht des Gesamterneuerungsrhythmus des Fahrzeugbestands ist festzustellen, dass auf der Grundlage dieser Hypothesen über die in diesem Szenariorahmen betrachteten Zeiträume hinaus, aber bis zum Jahr 2050, für das die CO₂-Neutralität festgelegt wurde, ein erheblicher Anteil an Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren bestehen bleiben dürfte. Im Übrigen ist der tatsächliche Beitrag von Plug-in-Hybridfahrzeugen zur Erreichung der Klimaziele fraglich.

Zusammenfassend hält es der Kanton Waadt daher für unerlässlich, den Abschnitt über die Elektromobilität im Detail wieder aufzugreifen und die aktuelle Entwicklung der Nachfrage nach neuen Rechenzentren und ähnlichen Einrichtungen genauer zu berücksichtigen.

5.2. Eingaben der in der Bundesversammlung vertretenen politischen Parteien

Die Mitte

Die Mitte begrüsst die Bestrebungen, Planungssicherheit für die Energiewirtschaft zu schaffen, steht den vorliegenden Szenarien jedoch skeptisch gegenüber.

Mit der Umsetzung der Energiestrategie 2050 und der damit verbundenden politisch gewollten Dekarbonisierung und dem schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie kann davon ausgegangen werden, dass der Strombedarf in den nächsten Jahrzehnten stark zunimmt und dass es zu einer Verlagerung zu dezentraler, teils unregelmässiger Stromproduktion kommt, was ein Aus- und Umbau der Strominfrastruktur erfordert. Für die Gewährleistung einer umfassenden Stromversorgung sind die Stromnetze von grösster Bedeutung, da sie wichtige Bindeglieder zwischen Produzenten, Verbrauchern und der Energiespeicherung darstellen.

Vor diesem Hintergrund begrüsst es Die Mitte, mit dem Instrument des Szenariorahmens neu über eine Grundlage zu verfügen, die es den Netzbetreibern des Übertragungsnetzes und des überregionalen Verteilnetzes erlaubt, den Netzausbau einzuschätzen und eine entsprechende längerfristige Planung zu erstellen. Dies ist insbesondere für die Planungssicherheit, aber auch für eine einheitliche Netzplanung und die Koordination sowie den Informationsaustausch zwischen den Netzbetreibern von grösster Bedeutung. Wir erwarten, dass mit dieser Planung zielgerichtete und aufwärtskompatible Investitionen in das Stromnetz gewährleistet werden.

Die Mitte steht den vorliegenden Szenarien jedoch skeptisch gegenüber. Unserer Ansicht nach sollte das Leitszenario von einer kohärenten Lagebeurteilung sämtlicher Akteure ausgehen. Die unterschiedlichen Einschätzungen des BFE und der ECom zum Strombedarf – insbesondere für die in naher Zukunft drohenden Winter-Stromlücke – erachtet Die Mitte als sehr unbefriedigend. Da der Strombedarf die Netzplanung beeinflusst, plädiert Die Mitte für eine rasche fundierte Klärung des Strombedarfs unter den Akteuren der Energiewirtschaft. Überdies regen wir in einem Fraktionspostulat an, dass sich das Leitszenario noch stärker an weiteren Faktoren orientiert, wie beispielsweise am Wassermangel, am verminderten Strom-Import aus dem Ausland oder auch an der Problematik der langjährigen Genehmigungsprozesse und Einsprache-Regelungen bei der Netzinfrastruktur. Ebenfalls sollte die Möglichkeit von Stresstests miteinbezogen werden.

FDP. Die Liberalen

Kritisch beurteilt die FDP die zugrundeliegenden Annahmen des Szenariorahmens. Auch wenn es nachvollziehbar und gemäss Art. 9a Abs. 1 StromVG folgerichtig ist, dass sich das zuständige Bundesamt auf die eigene Analyse (Energieperspektiven 2050+) bezieht, bestehen berechtigte Zweifel in Bezug auf die Aktualität dieser Analyse. Für die FDP ist z.B. nicht nachvollziehbar, wieso in keinem Szenario die Konsequenzen des Abbruchs der Verhandlungen zum institutionellen Rahmenabkommens mit der EU berücksichtigt wurden. Die Auswirkungen auf den Abschluss eines Stromabkommens mit der EU und die Komplikationen bezüglich der weiteren Integration im EU-

Strommarkt (Stichwort 70%-Regel) müssten im Kontext der hohen Relevanz von Stromimporten viel stärker in den Szenariorahmen miteinfließen. Vor allem bezüglich der relevanten Auswirkungen des fehlenden Stromabkommens auf die Stromnetze bleibt der Szenariorahmen viel zu vage. Das hat u.a. direkte Konsequenzen für die Planung des Betriebs des Übertragungsnetzes durch Swissgrid, die somit nicht wissen, wie die Belastung der Netze u.a. durch den Abschluss von neuen Verträgen (z.B. mit der Kapazitätsberechnungsregion CORE) ausfallen wird.

Ebenfalls kritisch beurteilt die FDP die Annahmen zum künftigen Stromverbrauch und die damit zusammenhängende Belastung der Stromnetze. Seit der erstmaligen Präsentation der Energieperspektiven 2050+ des BFE im November 2020 haben sich diverse relevante Indikatoren verändert. Neben den Veränderungen bezüglich der Integration im europäischen Strommarkt, der angestrebten Beschleunigung der Bewilligungsverfahren betrifft das auch die kürzlich veröffentlichten Beschlüsse des runden Tisches zugunsten des Vorantreibens von Wasserkraftprojekten. Zudem hat sich in diversen zusätzlichen Studien gezeigt, dass die Annahmen bzw. die Analysen des BFE in Bezug auf den künftigen Stromverbrauch deutlich zu optimistisch ausfallen. Gemäss Art. 9a Abs. 3 StromVG müssen die Szenariorahmen die gesamte Bandbreite wahrscheinlicher energiewirtschaftlicher Entwicklungen abdecken. Die präsentierten drei Szenarien liegen diesbezüglich zu nahe beieinander. Darum fordert die FDP den Bundesrat auf, hier nachzubessern und auch ein Szenario zu präsentieren, das von einem noch höheren Stromverbrauch ausgeht (u.a. im Bereich Elektromobilität) und damit eine ausreichend grosse Bandbreite von Zukunftsentwicklungen abgedeckt wird.

Sozialdemokratische Partei der Schweiz

Die SPS fordert: Der hiermit erstmals entstehende energiewirtschaftliche Szenariorahmen ist eine unverzichtbare Steuerungsgrundlage für die erfolgreiche und verlässliche Umsetzung der Energiewende im Verlauf der nächsten 20 Jahre. Bei der Erarbeitung dieses Szenariorahmens hat sich das BFE (gemäss Art. 9a StromVG) auf die energiepolitischen Ziele des Bundes, die gesamtwirtschaftlichen Rahmendaten sowie das internationale Umfeld abgestützt. Wesentliche energiepolitische Datengrundlage bilden dabei die kürzlich neu und sehr detailliert erarbeiteten «Energieperspektiven 2050+». Dies ist richtig und konsequent, jedoch lässt sich damit die von den Umweltverbänden geäusserte und von der SP Schweiz teilweise mitgetragene Kritik an den «Energieperspektiven» auch auf den «Szenariorahmen» übertragen.

Der Szenariorahmen soll möglichst breit das realistische Spektrum an Szenarien abbilden, um eine sinnvolle Planungsgrundlage darzustellen. Es ist daher wichtig, dass dabei auch die Extreme abgebildet sind. Sämtliche den Energieperspektiven 2050+ zugrundeliegenden Entwicklungsszenarien bzw. -varianten (ZERO Basis, ZERO A, ZERO B und ZERO C) liegen allerdings deutlich unter dem, was aus Klimasicht nötig und auch möglich wäre – es ist eher ein «weiter-wie-bisher». In Bezug auf den Ausbau der erneuerbaren Energien, insb. PV, bilden die EP2050+ aus klimapolitischer Sicht nur die absolute Minimalerwartung ab. Sie taugen damit nur begrenzt als innovatives Instrument der Politikunterstützung.

Ein beschleunigter PV-Ausbau (in den nächsten 10-15 Jahren) könnte mittels politischer Massnahmen herbeigeführt werden und würde dann weit schneller verlaufen als in den Energieperspektiven modelliert. Deshalb sollte dies in einer Netzplanung mit entsprechend langen Zeithorizonten berücksichtigt werden. Anderenfalls könnte die Gefahr bestehen, dass sich die auf der Grundlage des «Szenariorahmens 2030/2040» geplanten Kapazitäten des Übertragungsnetzes sowie der überregionalen Verteilnetze zum neuen systemischen Flaschenhals entwickeln. Solche Entwicklungsoptionen sollten deshalb optimalerweise im Rahmen zusätzlicher Szenarien im Blick behalten werden. Dies nur schon deshalb, weil aufgrund des sehr langen Zeithorizontes grundsätzlich jedem Szenario enorme Unsicherheiten innewohnen (gerade auch, was das internationale Umfeld betrifft).

Die Herausforderungen des Klimawandels bedingen zudem nicht nur einen starken und schnellen Ausbau der PV, sondern ebenfalls eine stärkere Elektrifizierung. Der maximale Stromverbrauch in den Szenarien deckt dies nicht ab. Verschiedene andere publizierte Szenarien (z.B. Nordmann, Grossen, Rechtsteiner, aber auch Axpo und McKinsey) rechnen im Jahr 2040 mit einem höheren jährlichen Stromverbrauch von 5 bis 15 TWh.

Auch bei der Übernahme der Laufzeiten der Atomkraftwerke aus den EP2050+ handelt es sich um eine mit grossen Unsicherheiten (und gleichzeitig grossem Einfluss auf das Stromnetz) behaftete Annahme. Eine Ausserbetriebnahme eines AKW aus wirtschaftlichen Gründen ist jederzeit möglich, ein höherer Anteil wetterabhängige erneuerbare Energien wird öfter zu anhaltenden Phasen mit Tiefstpreisen führen. Das ist für den Betrieb von AKW wirtschaftlich schwieriges Terrain. Zudem ist auch aufgrund des hohen Alters der AKW und dem damit verbundenen zunehmenden Risiko mit unplanmässigen Ausfällen zu rechnen – Atomstrom ist unzuverlässig fluktuierend, wie das Beispiel Frankreich oder die längere Ausserbetriebnahme des Kernkraftwerks Leibstadt anfangs Winter 2021/2022 zeigen.

Die starken Veränderungen der Produktionsprofile der umliegenden Länder haben schon in der Vergangenheit gezeigt, dass plötzlich neue Transit- resp. Import-/Export-Profile resultieren können. Beispielsweise exportiert seit ca. 10 Jahren Italien im Sommer Strom und in den vergangenen Jahren kam es zu immer extremeren Export-/Import-Situation zwischen Frankreich und Deutschland, was einen Einfluss auf das Schweizer Netz hat. Mit dem vorgeschlagenen Szenariorahmen sind extreme Transitszenarien nicht gewährleistet.

Eine zukünftige sichere Stromversorgung kann nicht nur durch einen Netzausbau erreicht werden, sondern auch durch eine gezielte Steuerung der Last. Ein Szenario, welches die Möglichkeiten der intelligenten Regel- und Steuersysteme ausnutzt, sollte diese Option abdecken. Allerdings wäre hierfür zuerst die gesetzliche Grundlage zu einer Verpflichtung zum Einsatz dieser Systeme zu schaffen (z.B. via Anpassung Art. 17b StromVG).

Aufgrund des Szenariorahmens wird ein Zielnetz durch die Netzbetreiber definiert. Die Vergangenheit hat gezeigt, dass die Umsetzung des Zielnetzes häufig aufgrund der langen Verfahren nur extrem langsam voranschreitet. Sind verschiedene Netzprojekte aufgrund der zukünftigen Herausforderungen der Stromversorgung notwendig, müssen diese umsetzbar sein. Es sollte deshalb geprüft werden, ob für Netzprojekte die Planungs- und Bewilligungsverfahren ähnlich wie für die bedeutendsten Anlagen von Wasserkraft und Windenergie vereinfacht werden können unter der Voraussetzung, dass die Interessen des Natur-, Umwelt- und Denkmalschutzes gewahrt werden.

Abschliessend ist festzustellen, dass die Begrenzung auf drei Szenarien (gemäss Art. 9a StromVG) eine starke Einschränkung darstellt. Es ist praktisch unmöglich, damit die verschiedenen möglichen Entwicklungen im In- und Ausland darzustellen.

Um den Szenariotrichter zu erweitern, sind folgende Varianten einzupflegen:

Szenario «Beschleunigte Energiewende»: Energieperspektiven 2050+ werden bis 2035 (statt 2050) umgesetzt. Eine alternative Datenquelle für dieses Szenario kann das neue Gesamtenergieszenario «Versorgungssicherheit und Klimaschutz» von Greenpeace Schweiz bieten: <https://www.greenpeace.ch/de/publikation/79839/versorgungssicherheit-und-klimaschutz>. Sowohl eine höhere PV-Produktion als auch ein höherer Stromverbrauch müssen berücksichtigt werden.

Szenario «Stromtransit-Extreme»: Bei der Variante 1 entfällt der Transit; bei der Variante 2 nimmt der Transit stark zu (z.B. Verdoppelung: Italien exportiert im Sommer viel und importiert im Winter viel Strom aus Deutschland). Die Studie «Analyse Stromzusammenarbeit CH-EU» (Frontier Economics, September 2021) hat solche Szenarien bereits skizziert. Variante 3 nimmt hohe Nord-Südwest Transite an.

Szenario «Steuerbare Verbraucher»: In diesem Szenario soll angenommen werden, dass der Verbrauch der steuerbaren Lasten im Jahr 2040 netzdienlich eingesetzt werden kann.

Schweizerische Volkspartei

Die SVP lehnt den Szenariorahmen 2030/2040 für die Stromnetzplanung in seiner heutigen Form ab: Die Energiestrategie 2050 ist gescheitert, die Schweiz schlittert kaskadenartig in eine Katastrophe und es gibt kein realistisches Konzept sowie keine verantwortliche Person, um die drohende Strommangellage abzuwenden bzw. um den Zubau genügender Produktionskapazität zu gewährleisten.

Eine Studie der Empa (2019) zeigt eindrücklich auf, dass der Stromverbrauch – trotz der Steigerung der Energieeffizienz – durch die zunehmende Elektromobilität, die Dekarbonisierung im Gebäudebereich und die fortschreitende Digitalisierung deutlich ansteigen wird. Konkret geht die Empa von einem Anstieg des Stromverbrauchs um 25% bzw. um 13.7 Terrawattstunden in den kommenden Jahren aus. Neben diesem Verbraucheranstieg (+13,7 TWh) fallen auch die Ausserbetriebnahme der Kernkraftwerke (-24 TWh) sowie Verluste bei der Wasserkraft durch höhere Restwassermengen (-3,7 TWh) massiv ins Gewicht.

Diese Fakten finden sich nicht in den beschönigten Kennzahlen der Szenarien wieder (vgl. S. 4). So gehen die Szenarien bis 2040 von einem Verbraucheranstieg von rund 4 – 9 TWh aus. Auf Produktionsseite soll dabei ein unglaublich hoher Anstieg der Photovoltaikenergie den Energie-Mehrbedarf kompensieren (nebst Geothermie, Windkraft u.a. Energieträger).

Dabei ist ein umfassender Ausbau der Sonnenenergie, der Geothermie sowie der Windkraft aufgrund raumplanerischer, technischer und politischer Faktoren in der notwendigen Grössenordnung (40 TWh) vollkommen unrealistisch. Ausgeblendet wird, dass bereits bis heute alle namhaften Ausbauziele verfehlt wurden: Sei es bei der Wasserkraft, der Windkraft, der Geothermie, der Biomasse oder der Photovoltaik.

- Bei der Windenergie herrscht Totalblockade: Bis in der Schweiz ein Windpark steht, vergehen durchschnittlich 20 Jahre. Zudem gibt es selten optimale Windverhältnisse;
- Die Wasserkraft ist weitgehend ausgeschöpft. Es gibt zwar einige Projekte, und das BFE identifiziert tatsächlich noch Potenzial. Das Problem ist aber, dass sie durchwegs nicht wirtschaftlich sind. Bisher wurden nur für wenige Projekte Investitionsbeiträge beantragt;
- Der Bund wollte bis zu 10% des Stroms mit Geothermie erzeugen – aus heutiger Sicht ein leeres Versprechen;
- Ein rascher, umfassender Ausbau der Photovoltaik ist unrealistisch – aus technischen, finanziellen, rechtlichen und politischen Gründen.

Dass die Energiestrategie nicht aufgehen kann veranschaulicht in alarmierender Art und Weise auch eine am 1. Februar 2022 publizierte Empa-Studie: Es wurden 3 verschiedene Szenarien durchgerechnet, in denen die Kernkraftwerke abgeschaltet werden – allein diese Bedingung hat ein Grunderfordernis von 16m² Solarpanels pro Kopf, eine Speicherbatterie von 9 kWh für jeden Einwohner und zusätzlich 4 Pumpspeicherkraftwerke von der Grösse des Kraftwerks «Grande Dixence». Beim Szenario «voll Elektrifiziert» braucht es 48m² Solarpanels pro Kopf, eine Speicherbatterie von 26 kWh für jeden Einwohner und zusätzlich 13 Pumpspeicherkraftwerke – dabei gibt es gar nicht genügend geeignete Täler.

Die zwei anderen Szenarien benötigen 25 Gotthard-Röhren voller Wasserstoff oder 12-mal die Dachfläche der Schweiz, bei Energiepreisen von bis zu 9600 CHF pro Jahr und Kopf. Der Leiter des verantwortlichen Forschungsinstituts lässt sich zitieren mit: «*Wir müssen uns also von der Vorstellung verabschieden, dass wir unseren gesamten Energiebedarf mit im Inland erzeugter, erneuerbarer Energie decken können*». Die Ausgangslage bzw. die Szenarien im Vernehmlassungsbericht bilden offensichtlich keine geeignete realistische Grundlage für die Netzplanung.

Fest steht, dass 2020 nicht einmal das Minimalziel für Strom aus erneuerbaren Energien (Sonne, Wind, Geothermie, Biomasse) erreicht wurde. In diesem Licht sind die kaum begründeten Prognosen und Kennzahlen völlig unglaubwürdig und gleichen öko-religiösen Durchhalteparolen – gegen jegliche, objektive Vernunft.

Dem Bericht fehlt es weiter an einer Würdigung der Massenzuwanderung. Kenntnis über eine erfolgte und anhaltende «Migration» scheint es im einschlägigen Bundesamt nicht zu geben. Aber der Stromverbrauch der Schweiz hat seit 2000 um gesamthaft 10% zugenommen, obwohl der Verbrauch pro Kopf um 6.9% gesunken ist. Es nützt nichts, wenn wir in teure Energieeffizienzmassnahmen investieren und Strom sparen, wenn gleichzeitig jedes Jahr allein aus der EU eine Masseneinwanderung in der Grösse der Stadt Biel stattfindet.

Auch ein Stromabkommen mit der EU bleibt weiterhin unrealistisch, zumal die Kapazitäten der Nachbarländer – besonders im Winterhalbjahr – ebenfalls schwinden. Bei einer Unterversorgung würde die Schweiz benachteiligt. Ein fehlendes Stromabkommen muss in jedem Fall in einem eigenständigen Szenario gewürdigt werden. Weiter fehlt es dem Szenariorahmen offensichtlich an nachvollziehbaren Eintretenswahrscheinlichkeiten. Diese sind zusammen mit Chancen und Risiken eingehend darzustellen.

Weiter werden gewichtige, sicherheitspolitisch relevante Risiken ausgeblendet. Mit Blick auf die Strommangellage steht doch die Aufrechterhaltung der Stabilität des Schweizer Stromnetzes, der Schutz vor Überlastung aus dem Ausland und die Gewährleistung einer hohen Versorgungssicherheit in einem Zusammenhang mit Schutzmassnahmen vor Stromausfall, Cyberangriffen und Reduzierung der Abhängigkeit von Stromimport. Die Szenarien sind daher mit ihrer sicherheitspolitischen Relevanz zu gewichten.

Betreffend die im Szenariorahmen ausgewiesene energiewirtschaftliche Entwicklung bzw. Verfügbarkeit von Energie im Ausland und deren Preisentwicklung, lässt sich mit Blick auf die Ukraine aus aktuellem Anlass festhalten, dass sich wohl kaum realistische Szenarien mit einem Zeithorizont bis 2040 berechnen lassen und die Eintretenswahrscheinlichkeit einschlägiger (Import-)Risiken unberechenbar ist.

Schlussendlich halten wir fest, dass die Modernisierung, die Digitalisierung, der Ausbau und die Sicherheit der Schweizer Stromnetze einen zentralen Stellenwert für die SVP und die Versorgungssicherheit einnehmen. Die den Szenarien zugrundeliegenden Strategien und Annahmen sind offensichtlich dem politischen Öko- Mainstream geschuldet, an dem – koste es was es wolle – festgehalten werden soll.

5.3. Eingaben der gesamtschweizerischen Dachverbände der Wirtschaft

Schweizerischer Gewerkschaftsbund

Die den Energieperspektiven 2050+ zugrundeliegenden Entwicklungsszenarien bzw. -varianten (ZERO Basis, ZERO A, ZERO B und ZERO C) liegen allesamt relativ nahe an einem ««Weiter-wie-bisher»»-Ansatz. Sie bilden in Bezug auf den Ausbau der erneuerbaren Energien (und insbesondere jenen der Photovoltaik) aus klimapolitischer Sicht nur das absolute Minimum ab und taugen damit nur begrenzt als innovatives Instrument der Politikunterstützung. Ein beschleunigter Ausbau könnte – und sollte! – aber politisch herbeigeführt werden und würde dann weit schneller verlaufen als in den Energieperspektiven modelliert. In diesem Fall wäre wiederum zu befürchten, dass sich die auf der Grundlage des ««Szenariorahmens 2030/2040»» geplanten Kapazitäten des Übertragungsnetzes sowie der überregionalen Verteilnetze zum neuen systemischen Flaschenhals entwickeln. Solche Entwicklungsoptionen sollten deshalb optimaler Weise im Rahmen zusätzlicher Szenarien im Blick behalten werden. Dies nur schon alleine deshalb, weil aufgrund des sehr langen Zeithorizontes grundsätzlich jedem Szenario enorme Unsicherheiten innewohnen (gerade auch, was das internationale Umfeld betrifft).

SGV Dachorganisation der Schweizer KMU

Während die Szenarien grossmehrheitlich verständlich und fehlerfrei sind, regt der sgv an, die Vorlage anzupassen, damit weitere Faktoren berücksichtigt werden können, etwa:

- Es braucht ein Szenario ohne die normative Dekarbonisierungsvorgabe.
- Ebenso braucht es ein Szenario mit höherer Energieproduktion aus Kernkraftwerken; eventuell auch mehrerer aber kleinerer Kraftwerke.
- Die Auswirkungen des fehlenden Stromabkommens mit der EU sind deutlich zu machen; Szenarien mit einer ganzen, teilweisen und ausbleibenden Anbindung an den europäischen Strom sind zu erarbeiten.

5.4. Eingaben der Kommissionen und Konferenzen

Regierungskonferenz Militär, Zivilschutz und Feuerwehr

Die RK MZF fordert: Im Szenariorahmen ist die unterschiedliche Eintretenswahrscheinlichkeit der einzelnen Szenarien noch deutlicher aufzuzeigen, wobei auch die damit verbundenen Chancen und Risiken darzustellen sind.

Die sicherheitspolitischen Implikationen der vorliegenden Szenarien sind in einem eigenen Kapitel zu verdeutlichen.

5.5. Eingaben der Elektrizitätswirtschaft

Elektrizitätswerk der Stadt Zürich

Die ewz begrüsst den vorgeschlagenen energiewirtschaftlichen Szenariorahmen für die Schweiz (SZR CH) mit drei Szenarien basierend auf den Energieperspektiven 2050+. Nicht im SZR CH abgebildet werden Erneuerungs- und Ersatzprojekte sowie dem Netzbetreiber bekannte regionale und lokale Projekte wie in Kapitel 2.1 «Der Szenariorahmen als erster Schritt der Netzplanung» beschrieben. Lokale und regionale Besonderheiten werden als weiterer Bedarf von der Netzbetreiberin höher gewichtet. Sie «übersteuert» damit die Annahmen aus dem SZR CH. Als Beispiele für bekannte regionale und lokale Projekte werden in Kapitel 2.1 vor allem Grossprojekte genannt wie verbrauchsseitig eine Kartonfabrik oder Rechenzentren und produktionsseitig der Um- und Ausbau von bestehenden Wasserkraftwerken oder Neuanlagen zur Erzeugung von Strom.

Aus Sicht von ewz entsteht durch die genannten Beispiele der Eindruck, dass vor allem Grossprojekte ab einer bestimmten Leistung als weiterer Bedarf in die Netzplanung einfließen sollen. Im urbanen Netz von ewz wird insbesondere aufgrund strategischer Vorgaben der Stadt Zürich die Summe vieler kleiner Projekte wie etwa neue Wärmepumpen oder der Zubau von kleineren Photovoltaik-Anlagen relevant sein für die Netzplanung.

ewz beantragt, in Kapitel 2.1 zu ergänzen, dass die durch strategische Vorgaben einer Stadt oder Gemeinde ausgelöste Summe vieler kleiner Projekte einem Grossprojekt gleichwertig ist und die nach der reinen Bevölkerungsentwicklung zu erwartenden Werte übersteuern kann.

Primeo Energie

Primeo Energie nimmt erfreut zur Kenntnis, dass die Umsetzung von Netzausbauprojekten grundsätzlich beschleunigt werden soll. Allerdings befürchten sie, dass mit dem vorliegenden Szenariorahmen der Ablauf eher verzögert würde. Die Netzgebiete der einzelnen Verteilnetzbetreiber sind netztopologisch weder mit Kantonsgrenzen noch in einzelnen Fällen gar mit Landesgrenzen gleichzusetzen. So versorgt Primeo Energie beispielsweise Gebiete in den Kantonen Basellandschaft und Solothurn. Gleichzeitig hat sie aber auch grenzüberschreitende Verbindungen

ins französische Staatsgebiet und versorgen Teile des Elsass mit Strom. Die angedachte Regionalisierung wird so für ihr Netzgebiet nicht durchführbar sein und müsste somit mit einem überregionalen Ansatz auf Basis von Netzknoten aufgefangen werden. Insbesondere die Elemente der Energieplanung wie auch der Richtpläne sollten darin Berücksichtigung finden, ohne dass von allen Netzbetreibern der Abgleich und die Koordination mit den einzelnen öffentlichen Stellen parallel erfolgen muss. Dies ist im Leitfaden zur Regionalisierung gemäss Art. 9c Abs. 2 StromVG bereits eingeflossen und sollte daher im Szenariorahmen analog Eingang finden.

Es ist zu begrüßen, dass verschiedene Ausprägungen des Rahmens analysiert werden und die Überlegungen auf den Energieperspektiven 2050+ beruhen. Die beiden Szenarien «Divergenz» und «Sektorkopplung» werden jedoch in den Erläuterungen als «Belastungsszenario» bzw. «Entlastungsszenario» aufgenommen. Diese Formulierungen suggerieren bereits ein mögliches Resultat und sollten daher weggelassen werden. Generell sollten die Begrifflichkeiten vereinheitlicht und mit anderen Dokumenten abgeglichen sein (z. B. Begriffe «Verbrauch» und «Erzeugung»).

Damit das Ziel der Erhöhung der Investitions- und Planungssicherheit aufgrund der langjährigen Nutzungsdauern erreicht werden kann, sollten weitere Aspekte wie Ausfallsicherheit, Netzstabilität und Frequenzhaltung Berücksichtigung finden. Zumindest sicher auf höheren Netzebenen besteht im Rahmen des Mehrkostenfaktors eine Vorgabe zur Prüfung verschiedener Umsetzungsvarianten. Hier würde z. B. eine generelle Verkabelungspflicht sehr wahrscheinlich eine Verfahrensbeschleunigung und damit verbunden eine rasche Verbesserung der Versorgungssituation bewirken. Je nach Variantenentscheide können lange Bewilligungsverfahren und Kostenabwägungen darüber entstehen, welche Annahmen zur effektiv günstigsten Umsetzung führen.

Die beschriebene Flexibilitätssteuerung respektive die Möglichkeit zur Abregelung von Produktion anstelle von überproportional erforderlichem Netzausbau wird erst im Rahmen des Mantelerlasses thematisiert werden. Aktuell fehlen hier entsprechende Handhabungen für die Netzbetreiber und der Durchdringungsgrad für private Batterielösungen als Alternative ist noch sehr gering.

Ohne detailliert auf die einzelnen Produktionsarten einzugehen möchten wir zur Elektromobilität noch eine Anmerkung anfügen. Es fehlen die durchschnittlich gefahrenen Kilometer an einem Tag sowie der durchschnittliche Energieverbrauch dieser Fahrzeuge, damit dies effektiv in ein Szenario umgewandelt werden. Nach der Erfahrung von Primeo Energie ist die Ladeleistung zu tief, die Batteriespeicherkapazität hingegen zu hoch angesetzt. Sie regen an, dies, zusammen mit anderen Aspekten, in Sensitivitäten ebenfalls noch aufzunehmen.

Swissgrid

Entwicklung des Stromverbrauchs: Die drei Szenarien zur Entwicklung des Stromverbrauchs im SZR CH unterscheiden sich nicht stark genug. Die ambitionierte Annahme, dass eine rasche Realisierung der Effizienzpotenziale in allen Verbrauchssektoren und Szenarien gelingt, ist aus Sicht von Swissgrid zu optimistisch. Andere publizierte Szenarien wie z.B. die von den Nationalräten Roger Nordmann, Jürg Grossen und Altnationalrat Rudolf Rechsteiner, der Axpo und von McKinsey weisen zur Entwicklung des Schweizer Stromverbrauchs im Jahr 2040 einen je nach Szenario um 5-15 TWh höheren jährlichen Stromverbrauch aus. Das Szenario mit dem grössten Stromverbrauch sollte von einem noch höheren Stromverbrauch ausgehen, damit eine ausreichend grosse Bandbreite von möglichen Zukunftsentwicklungen abgedeckt wird.

Zubau der Photovoltaik (PV): Die drei Szenarien zur Entwicklung des Ausbaus der Photovoltaik unterscheiden sich aus Sicht von Swissgrid nicht stark genug. Der SZR CH sieht die PV-Nutzung im Jahr 2040 zwischen 10-24 GW. Die zuvor genannten publizierten Szenarien, halten einen PV-Ausbau je nach Szenario von 15-40 GW bis 2040 für möglich.

Das Szenario mit dem grössten PV-Zubau sollte von einem noch höheren Zubau ausgehen, damit eine ausreichend grosse Bandbreite von möglichen Zukunftsentwicklungen abgedeckt wird.

Kopplung SZR CH mit den Szenarien der ENTSO: ENTSO legt im Ten-Year-Network-Development-Plan 2022 (TYNDP2022) für das Zieljahr 2040 drei verschiedene Szenarien zu Grunde. Neben den zwei im SZR CH bereits referenzierten Szenarien «Global Ambition» und «Distributed Energy» gibt es noch das Szenario «National Trends», welches den aktuellen Stand der national ergriffenen Massnahmen abbildet. Einige europäische Übertragungsnetzbetreiber planen auch mit diesem Szenario. Aus Sicht Swissgrid ist es daher angebracht dieses Szenario im SZR CH ebenfalls zu berücksichtigen.

Das Szenario «Distributed Energy» passt aufgrund der Vielzahl von Kleinanlagen und der Dezentralisierung gut zum Szenario 1 «Referenz» mit seiner relativ hohen dezentralen Erzeugung.

Das Szenario «Global Ambition» passt aufgrund der weiträumigen Stromflüsse gut zum Szenario 2 «Divergenz» mit seinen hohen Stromimporten.

Alle drei Szenarien der ENTSO aus dem TYNDP2022 sollten mit Szenarien im SZR CH verknüpft werden. Das Szenario «National Trends» sollte mit dem Szenario 3 «Sektorkopplung» verknüpft werden.

Der SZR CH referenziert den TYNDP2020 als Datenbasis für das Ausland. Sofern rechtzeitig für die Planung des Strategischen Netzes aktuellere Zahlen durch den TYNDP2022 vorliegen, sollte für Swissgrid die Verwendung dieser aktualisierten Zahlen, an Stelle der im SZR CH genannten Quelle TYNDP2020, möglich sein.

Berücksichtigung der Geothermie: Der SZR CH sieht bis 2040 einen Ausbau der Geothermie von 20 MW bis zu 90 MW vor. Aktuell ist unklar, ob und wo diese Anlagen realisiert werden könnten. Ausserdem ist die zusätzliche Leistung für das Übertragungsnetz kaum relevant. Geothermie sollte bei der Netzplanung von Swissgrid nicht berücksichtigt werden.

Zusätzliche generelle Punkte, welche den Prozess, die Weiterentwicklung und die Umsetzung des SZR CH betreffen:

Nachhaltigkeit bei der Erstellung des SZR CH sicherstellen: Der SZR CH soll alle vier Jahre aktualisiert werden. Hierfür ist es notwendig, dass entsprechend aktualisierte Daten vorliegen. Der SZR CH basiert auf den Szenarien der Energieperspektiven. Für den SZR CH wurden keine eigenen Daten erhoben.

Bereits 2022 bis 2024 müssen zumindest die Teile der Energieperspektiven aktualisiert werden, welche in den SZR CH einfließen, damit im Jahr 2024 die Aktualisierung des SZR CH mit der Begleitgruppe beginnen kann.

Frage: Ab welchem Zeitpunkt stehen aus Sicht des BFE aktualisierte Daten für die Überarbeitung des SZR CH zur Verfügung, damit Swissgrid ihre Planung frühzeitig daran ausrichten kann?

Stärkere Kopplung SZR CH und Regionalisierung: Für die Netzplanung werden lokale und keine nationalen Daten bzgl. der Entwicklung von Erzeugern, Speichern und des Verbrauchs benötigt. Aus der Sicht von Swissgrid wird das in der Strategie Stromnetze formulierte Ziel, dass der SZR CH die Grundlage für die Netzplanung bildet, nicht vollständig erreicht, weil die Regionalisierung der nationalen Zielwerte fehlt.

Aktuell führen die Netzbetreiber der Netzebenen (NE) 1 bis 3 parallel zur Vernehmlassung und Finalisierung des SZR CH den sogenannten Regionalisierungsprozess durch. Hierbei werden die Vorgaben des SZR CH aus der Vernehmlassungsversion, auf die Netzknoten der NE 1 und 3 heruntergebrochen. Dazu treffen die Netzbetreiber zahlreiche Annahmen bzgl. Standorten und Zeitpunkten, an denen neue, grössere Kraftwerke und Verbraucher gebaut werden könnten. Sollten sich die Zielwerte, in dem vom Bundesrat beschlossenen SZR CH von denen im Vernehmlassungsentwurf unterscheiden, dann muss die Regionalisierung für die betroffenen

Parameter nach dem Bundesratsbeschluss zum SZR CH wiederholt werden. Das wird Zeit in Anspruch nehmen. Das StromVG sieht in Art. 9d Abs. 1 vor, dass die Netzplanung in neun Monaten nach dem Bundesratsbeschluss abgeschlossen sein muss. Neun Monate sind für Markt-/Netzsimulation, Projektdefinition, Koordination mit ausländischen Übertragungsnetzbetreibern und Schweizer Verteilnetzbetreibern sowie für die Kosten-Nutzen-Analysen pro zusätzlichem Netzprojekt sehr wenig Zeit.

Sofern die angenommenen Anlagen kantonal aggregiert werden, kann es ausserdem zu Widersprüchen hinsichtlich der kantonalen Energieplanung kommen. Aus Sicht von Swissgrid ist es nicht Aufgabe der Netzbetreiber, Widersprüche von politischen Zielen zw. Bund und Kantonen zu lösen.

Swissgrid (und die VNB) übernehmen durch ihre Annahmen Verantwortung, welche, gemäss Grundgedanke der Strategie Stromnetze, in der Verantwortung des Bundes / der Politik liegen.

Da die Netzplanung erst beginnen kann, wenn nationale und auf Netzknoten² regionalisierte Zielwerte vorliegen beantragt Swissgrid was folgt: Die Abstimmung von energiepolitischen Zielwerten soll durch das BFE und die kantonalen Energiedirektoren erfolgen. Die Ergebnisse dieses Abstimmungsprozesses würden bei der Erstellung des zukünftigen SZR CH einfließen. Der Bundesrat würde dann einen SZR CH beschliessen, der konsistente nationale und kantonale Zielwerte beinhaltet. Hierdurch erhalten die Netzbetreiber eine abgestimmte, gute Basis für ihre Netzplanung bei der sie im Rahmen des immer noch notwendigen Regionalisierungsprozesses auf die Netzknoten weniger Annahmen zur lokalen Entwicklung des zukünftigen Kraftwerksparks treffen müssen. Bereits beim jetzigen Netzplanungsprozess, aber auch bei zukünftigen, sollte die gesetzliche Frist von neun Monaten für die Netzplanung erst zu laufen beginnen, sobald auch der Regionalisierungsprozess abgeschlossen ist. Der Regionalisierungsprozess kann folglich erst durchgeführt werden, wenn die Daten des SZR CH final vorliegen, d.h. nach dem Bundesratsbeschluss. Die Netzbetreiber (Swissgrid und die VNB am Übertragungsnetz) erhalten ausreichend Zeit für die Regionalisierung (maximal 6 Monate). Swissgrid meldet den Abschluss des Regionalisierungsprozesses an das BFE. Ab diesem Zeitpunkt beginnt die Frist von neun Monaten für die Netzplanung zu laufen. Im Rahmen des «Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien», dem sogenannten «Mantelerlass» könnte eine entsprechende Anpassung im StromVG noch erfolgen.

Grenzkapazitäten und Stromabkommen: Swissgrid ist gemäss gesetzlichem Auftrag nicht dafür zuständig, dass die energieseitige Versorgungssicherheit der Schweiz sichergestellt ist. Der SZR CH gibt keine definitiven Grenzkapazitäten vor. Swissgrid wird mit Hilfe von Marktsimulationen prüfen, ob die für 2030/40 von Swissgrid angenommenen Grenzkapazitäten ausreichend sind, um den absehbaren Stromaustausch mit den Nachbarstaaten, gemäss der Szenarien im SZR CH, abwickeln zu können. Mangels konkreter Vorgaben im SZR CH trifft Swissgrid für das Jahr 2030 die Annahme, dass an den Schweizer Grenzen Netzkapazitäten in Form von NTC-Werten zur Verfügung stehen – so wie dies heute der Fall ist. Deren Höhe wird auf Grund der Umsetzung des minRAM-Kriteriums der EU vermutlich geringer sein als die heute üblichen Werte. Swissgrid trifft für das Jahr 2040 die Annahme, dass die Schweiz bis dahin in das Flow Based Market Coupling der EU integriert ist. Hiermit wäre ein optimierter Stromaustausch mit dem Ausland möglich. Für die Integration in das Market Coupling ist der Abschluss eines Stromabkommens mit der EU notwendig.

Der Bund strebt weiterhin den Abschluss eines Stromabkommens an, damit die Integration der Schweiz gelingt.

Beschleunigung der Bewilligungsverfahren von Netzprojekten: Für den Netzanschluss von grossen Wasserkraft- und allfälligen Gaskraftwerken trifft Swissgrid Annahmen auf Basis von Projektideen und

² Das Übertragungsnetz hat ca. 140 Netzknoten. Ein Netzknoten ist z.B. eine Schaltanlage oder Umspannwerk, an das Kraftwerke bzw. Verteilnetze angeschlossen sind. Die Leitungen des Übertragungsnetzes verbinden die Netzknoten miteinander.

Potentialstudien inklusive der gemeinsamen Erklärung des «Runden Tisches Wasserkraft»³. Swissgrid begrüsst es, wenn möglichst bald Anpassungen an den Rahmenbedingungen (z.B. durch den «Mantelerlass») erfolgen, damit sich diese Projekte konkretisieren und auf dieser Basis zukünftig die Netzplanung erfolgen kann. Zu bedenken ist, dass für die Realisierung (Planung, Genehmigung, Bau) eines Leitungsprojektes, welches einen Sachplan erfordert, in der Regel rund 10 bis 15 Jahre benötigt werden. Der Anschluss von neuen Kraftwerken und der Abtransport der Energie zu den Verbrauchszentren benötigt ausreichend Vorlaufzeit und Planungssicherheit, ansonsten kann dieser nicht gewährleistet werden.

Weitere Massnahmen zur Beschleunigung oder Optimierung der Bewilligungsverfahren von Netzprojekten müssen dringend ergriffen werden.

Schaffung der regulatorischen Grundlagen, um Flexibilität nutzbar zu machen (z.B. durch die Flexibilisierung der Netznutzungsentgelte): Der SZR CH geht davon aus, insbesondere lastseitiges Flexibilitätspotential u.a. durch finanzielle Anreize nutzbar zu machen, vgl. dazu SZR CH Seite 24: *«Auf der Nachfrageseite wurde in der Vergangenheit mit Rundsteuerungsanlagen und der Tarifierung (u.a. Doppeltarif) der Verbrauch gesteuert resp. beeinflusst. Dies waren zumeist starre Lösungen, da die Tarife und Zeiten nicht dem Angebot angepasst wurden. Zukünftig soll beispielsweise die Ladung der Batterien der Elektrofahrzeuge, die Verwendung der Wärmepumpen und der Einsatz von PtX-Anlagen teilweise flexibel sein»*). Aktuell ist es nicht möglich Preissignale über die Netznutzungstarife zu senden, da die regulatorischen Vorgaben (StromVG & StromVV) keinen Gestaltungsspielraum zulassen. Zusätzliche Preissignale durch variable Netznutzungsentgelte, könnten die Basis sein, damit die im SZR CH angesprochenen Flexibilitätspotentiale bei E-Mobility-Ladung, Wärmepumpen und Speichereinsatz genutzt werden können. Hiermit könnte der Netzausbaubedarf, insbesondere in den tieferen Spannungsebenen, reduziert werden, was einen volkswirtschaftlichen Mehrwert bedeutet. Dafür ist jedoch eine Anpassung der gesetzlichen Grundlagen, insbesondere der StromVV, nötig.

Auch für die Anreizsetzung für systemdienliches Verhalten von (reinen) Speichern und die Nutzung des Potentials sektorübergreifender Lösungen müssen rechtliche Rahmenbedingungen geschaffen werden. Der derzeit im Parlament befindliche Mantelerlass geht diesbezüglich aber in die falsche Richtung. Mit dem neu vorgesehenen Wortlaut von Art. 4 Abs. 1 Bst. b StromVG würden nur noch der Elektrizitätsbezug für den Eigenbedarf von Kraftwerken sowie für den Antrieb von Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken vom Netznutzungsentgelt befreit. (Reine) Stromspeicher (mit Ausnahme von Pumpspeicherkraftwerken) müssten künftig für den Bezug aus dem Netz immer Netznutzungsentgelte bezahlen. Die Rentabilität von Stromspeichern würde sich damit verschlechtern.

Um das Flexibilitätspotential weiter zu erhöhen, sollten vielmehr Anreize geschaffen werden, damit beispielsweise Elektrofahrzeuge mit bidirektional ladbaren Batterien ausgestattet werden, aktuell gibt es nur wenige PKW-Modelle mit dieser Technologie.

Damit Swissgrid zukünftig auf ausreichend Flexibilität im Stromnetz zugreifen kann, müssen regulatorische Rahmenbedingungen geschaffen werden, welche das Angebot und die Verfügbarkeit von Flexibilität maximieren. Dazu gehören u.a. die Möglichkeit für flexible Netznutzungsentgelte, die Befreiung der reinen Stromspeicher von den Netznutzungsentgelten, die Förderung von E-Mobility-Lösungen mit bidirektionalem Lademanagement, Modelle für den Umgang mit sektorübergreifender Speicherung, etc.

Ziff. 3.1 letzter Absatz (S. 14): Die Aussage, dass die weiträumigen Stromflüsse beim Szenario 1 geringer sein werden als bei den anderen Szenarien stimmt nicht. Das stimmt nur gegenüber Szenario 2, weil nur dieses mit dem Szenario «Global Ambition» verknüpft ist, welches zu weiträumigen Stromflüssen führt.

³ [Runder Tisch Wasserkraft mit gemeinsamer Erklärung abgeschlossen - UVEK \(admin.ch\)](#)

Abb. 8 (S. 17): Die Werte der installierten Leistung pro Erzeugertechnologie für das Jahr 2019 sollten zum Vergleich in der Grafik ergänzt werden.

Ziff. 4.1 (S. 17): Die installierte Leistung der Wasserkraftwerke wurde ermittelt, indem die Nennleistungen der Generatoren addiert wurden.

In der Praxis kann die maximale Leistung eines Kraftwerkes auch durch eine kleinere Turbinenleistung oder durch den Wasserzufluss limitiert werden, so dass die Addition der Generatorleistungen zu einer grösseren Summenleistung führt, als in Realität zur Verfügung steht. Daher sollte für jedes Kraftwerk die maximal ins Netz abgebbare Leistung erfasst werden.

Ziff. 4.5 (S. 19): Die durchschnittliche Leistung einer PV-Anlage soll von heute 22 kWp auf 26 kWp im Jahr 2040 ansteigen. Das impliziert, dass die durchschnittliche Grösse der Anlagen nur geringfügig steigt. Inwieweit wurde berücksichtigt, dass zukünftig ggfs. vermehrt grossflächige (und wirtschaftlich effizientere) PV-Anlagen (z.B. auf Freiflächen oder Brachen) gebaut werden könnten?

Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband

Der SWV begrüsst, dass der SZR CH auf den Energieperspektiven 2050+ des BFE basiert. Damit ist eine Kongruenz zwischen der vorliegenden Vorlage und den energiewirtschaftlichen Grundlagen des Bundes sichergestellt. Im Gegensatz zu den Energieperspektiven 2050+ wird im SZR CH allerdings kein Szenario «Weiter wie bisher» berücksichtigt, sondern sämtliche Varianten basieren auf dem Szenario Netto-Null (ZERO). In diesem Szenario wird unterstellt, dass die Wasserkraft unter «optimierten Nutzungsbedingungen» ausgebaut wird. Im Grundlagenbericht des BFE «Wasserkraftpotenzial der Schweiz» aus dem Jahr 2019 wird allerdings nur sehr generisch umschrieben, was darunter zu verstehen ist. Der SWV sieht jedenfalls erheblichen Handlungsbedarf, damit die im SZR CH angegebenen Leistungsziele (und die nicht erwähnten aber implizit unterstellten Produktionsmengenziele) der Wasserkraft erreicht werden können.

Dank der Verabschiedung der Parlamentarischen Initiative 19.443, der Botschaft zur Revision des Energiegesetzes und des Stromversorgungsgesetzes sowie dem vom UVEK initiierten Runden Tisch im Jahr 2020 und der soeben eröffneten Vernehmlassung zur Verfahrensbeschleunigung wird auf politischer Ebene ein Interesse an der Verbesserung der heutigen Rahmenbedingungen zugunsten der Wasserkraft signalisiert.

Am 13. Dezember 2021 hat der Runde Tisch Wasserkraft eine Erklärung verabschiedet, in der 15 Projekte der Speicherwasserkraft identifiziert wurden, welche gemäss heutigem Kenntnisstand energiewirtschaftlich am meistversprechenden sind und gleichzeitig mit im Verhältnis geringsten Auswirkungen auf die Biodiversität und Landschaft umgesetzt werden können. Ihre Realisierung würde die Winterhalbjahresproduktion im Umfang von 2 TWh bis ins Jahr 2040 erhöhen und damit einen wichtigen Beitrag an die Verbesserung der Versorgung leisten.

Um «optimierte Nutzungsbedingungen» und damit die Ziele der Energiestrategie in Bezug auf die Wasserkraft erreichen zu können, sieht der SWV allerdings weiterhin substantielle Hemmnisse in der Umsetzung:

Gewässerschutzgesetz (GSchG): Je nach Auslegung der Art. 31–Art. 33 GSchG ist bei Neukonzessionierungen mit bedeutend höheren Einbussen aus Restwasservorschriften zu rechnen, als dies in den Energieperspektiven 2050+ (und damit im SZR CH) unterstellt wird;

Eine im SZR CH unterstellte Leistungserhöhung um 2.8 GW der Pumpspeicherkraftwerke durch den zusätzlichen Zubau der Projekte Grimsel 1E, Grimsel 3 und Lago Bianco ist unter den aktuellen Rahmenbedingungen unrealistisch, insbesondere deshalb, weil gemäss aktueller Gesetzgebung Pumpspeicherkraftwerke explizit ohne Fördermittel auskommen müssen;

Mit dem Einreichen der Biodiversitätsinitiative und dem indirekten Gegenvorschlag des Bundesrates nimmt der Druck auf die Wasserkraftproduktion weiter zu. Insbesondere werden dadurch Ausbauprojekte durch Nutzung neuer Gletscherseen erschwert oder verunmöglicht;

Trotz erhöhten Investitionsbeiträgen zugunsten neuer Wasserkraftprojekte ist die Realisierung der Projekte des Runden Tisches nicht gesichert: i) unter dem heute geltenden gesetzlichen Rahmen ist weiterhin mit Opposition aus Umweltkreisen zu rechnen und ii) trotz stark gestiegener Strompreise an den Börsen im Jahr 2021 bleibt die Unsicherheit über die Entwicklung der Preise gross. Mit der Verlängerung des fixen Wasserzinssatzes bis Ende 2030 sehen sich die Wasserkraftbetreiber grundsätzlich weiterhin mit hohen fixen Abgaben bei gleichzeitig sehr volatilen Strompreisen konfrontiert, was ihre Investitionsbereitschaft negativ beeinflusst.

Auswirkungen des Ausbaus auf die Netzbelastung:

Die am Runden Tisch priorisierten Speicherwasserkraftprojekte wurden in den Arbeiten der Energieperspektiven 2050+ nur summarisch berücksichtigt. Inwiefern diese Projekte zusätzlich zu den im SZR CH bereits berücksichtigten Projekten Auswirkungen auf die Netzinfrastruktur und damit auf die Aussagen des SZR CH haben, ist vorerst unklar;

Da die Planungs- und Realisierungsdauern für Netzverstärkungen lange sind, ist wichtig, dass diese Verfahren mit der Planung und Realisierung der Ausbauprojekte der Wasserkraft synchronisiert erfolgen, damit die Inbetriebnahme der vollen Leistung der Ausbauten nicht verzögert wird und Netzkapazitätsengpässe beim Ableiten der zusätzlichen Energie vermieden werden können;

Der SWV schlägt deshalb vor, die Projekte des Runden Tisches im SZR CH und damit in der Netzplanung zu berücksichtigen, um allenfalls erforderliche Anpassungen am Übertragungs- und Verteilnetz rechtzeitig antizipieren zu können.

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, Regiogrid Verband kantonaler und regionaler Energieversorger

Szenarien (Zusammenfassung, Kapitel 2.2, Kapitel 3). Der VSE erachtet es als sinnvoll, die Energieperspektiven 2050+ (EP2050+) als Basis für die energiewirtschaftlichen Daten heranzuziehen. Diese widerspiegeln die übergeordneten energie- und klimapolitischen Zielsetzungen der Schweiz und somit die Entwicklungsrichtung, die auch für die Stromnetzplanung relevant ist. Der VSE hat die Erarbeitung der EP2050+ durch das BFE begleitet und sich mehrfach zu den Annahmen und Resultaten dieser Arbeiten geäußert. Er verzichtet daher darauf, vorliegend die Kennzahlen nochmals im Detail zu kommentieren und verweist stattdessen auf seine Mitwirkung in der Begleitgruppe und seine bereits veröffentlichten diesbezüglichen Stellungnahmen. An dieser Stelle sei jedoch nochmals auf den gemäss EP2050+ inakzeptabel hohen Importsaldo im Verlauf der 2030er Jahre hingewiesen. Dieser muss insbesondere durch einen beschleunigten Ausbau erneuerbarer Energien deutlich verringert werden. Dies wird sich ebenfalls in der Stromnetzplanung niederschlagen und muss entsprechend berücksichtigt werden können. Zudem sollten ergänzend auch Planungsgrundlagen im SZR CH abgebildet werden, die seit der Publikation der Energieperspektiven 2050+ erarbeitet wurden, wie z.B. die Projektliste runder Tisch Wasserkraft. Das bis auf Weiteres fehlende Stromabkommen dürfte vorderhand die realistische Entwicklung darstellen. Daher erscheint es notwendig, in allen drei Szenarien die Auswirkungen des fehlenden Stromabkommens darzulegen, da das Netz mit dieser Ausgangslage umgehen können muss.

Der VSE begrüsst, dass durch die Präsentation von mehreren Szenarien ein Entwicklungskorridor aufgespannt wird. Er begrüsst ebenfalls die Definition eines Leitszenarios, unterstreicht jedoch die in Kapitel 2.1 festgehaltene Möglichkeit für die Netzbetreiber, auf die spezifischen Gegebenheiten in ihrem Netzgebiet eingehen zu können.

Der VSE begrüsst weiter, dass sich der SZR CH auf die Netzebenen 1 und 3 ausrichtet. Er weist jedoch darauf hin, dass die Begriffe «Entlastungsszenario» bzw. «Belastungsszenario» irreführend sind. Welches der Szenarien für die Netzplanung anspruchsvoller ist, wird sich in der Durchführung der Netzplanung erweisen. Im Weiteren sei darauf hingewiesen, dass eine Netzplanung für beide Flussrichtungen aufwendiger ist als nur für eine Richtung. Dies ist bei der Erläuterung der Szenarien im SZR CH zu präzisieren resp. zu ergänzen.

Netzplanung und Szenariorahmen (Kapitel 2.1 und 2.2). Der VSE hat bereits in seiner Stellungnahme vom 9. Februar 2021 zum «Leitfaden Regionalisierung» darauf hingewiesen, dass die Gewährleistung der Netzsicherheit einen grossen Einfluss auf die Prognose der Lastflüsse und somit auf die Netzplanung hat. Er beantragt daher nochmals, im SZR CH aufzunehmen, dass energiewirtschaftliche Daten nicht allein als Basis für die Netzplanung dienen können, sondern auch andere Parameter wie die Ausfallsicherheit zwingend durch die Netzbetreiber berücksichtigt werden müssen.

Zudem ist darauf hinzuweisen, dass die nationalen Kennzahlen des SZR CH und netzspezifische Anforderungen nicht die einzigen Parameter sind, die der Netzbetreiber für seine Planung benötigt. Im Rahmen der Regionalisierung sind weitere, hier nicht explizit erwähnte Parameter wie raum- und energieplanerische Absichten der Kantone vonnöten. Es ist daher in Kapitel 2.1 darauf hinzuweisen, dass entsprechende Daten durch die Kantone bereitzustellen sind.

Stromerzeugung (Kapitel 4). Bei den Produktionsdaten beantragt der VSE, nebst den Erzeugungskapazitäten (installierte Leistung) auch ergänzend die Energiemenge anzugeben. Dies würde einen besseren Vergleich mit den Verbrauchsdaten ermöglichen. Zudem bestehen von Technologie zu Technologie Unterschiede bezüglich der Volllaststunden der Anlagen, die so besser sichtbar gemacht werden können.

Im Bereich Wasserkraft (Kapitel 4.1) stützt sich der SZR CH auf die «Potenzialstudie Wasserkraft Schweiz» von 2019 ab. Diese Studie ist aus Sicht VSE nicht mehr aktuell. Die in dieser Studie ausgewiesenen Leistungs- und Energiepotenziale sind mittlerweile für verschiedene Projekte überholt und teilweise deutlich zu tief angesetzt, mit dem runden Tisch Wasserkraft haben sich Ende 2021 verschiedene Stakeholder zu konkreten Ausbauprojekten für die Speicherwasserkraft bekannt, so dass deren Realisierungswahrscheinlichkeit höher als in der ursprünglichen Studie angesehen werden kann. Der VSE ist daher der Ansicht, dass die Projektauswahl des runden Tisches Wasserkraft im Szenariorahmen abgebildet werden sollte.

Die normierte Gleichstrom-Spitzenleistung bei Photovoltaikanlagen ist für die Netzplanung als Kenngrösse nicht relevant. Sie muss sich stattdessen auf die maximale Leistung, die ins Netz eingespeist werden kann, abstützen. Diese fällt nach Abzug von Umwandlungsverlusten (DC zu AC) und eigenverbrauchtem Strom deutlich tiefer aus als die nominale Modulleistung. Der VSE würde es begrüssen, wenn im SZR CH Umrechnungsfaktoren angegeben würden, um unterschiedliche Annahmen bei den Netzbetreibern zu vermeiden und damit eine einheitliche Anwendung in den Szenarien zu gewährleisten.

Der SZR CH stellt in Aussicht, dass die Photovoltaik künftig vermehrt auf Winterproduktion ausgerichtet wird, was Auswirkungen auf die Volllaststunden hat. So soll sich der Anteil der Winterproduktion von 25% im Jahr 2019 auf 26% im Jahr 2030 und auf 29% im Jahr 2040 steigern. Zudem vergrössert sich gemäss SZR CH die durchschnittliche Grösse einer PV-Anlage von 22 kWp im Jahr 2019 auf 24 kWp im Jahr 2030 und weiter auf 26 kWp im Jahr 2040, da bestehende Dachflächen besser ausgenützt werden. Diese Entwicklung kann einen massgebenden Einfluss auf die PV-Prognose bzw. die Regionalisierung haben. Herkömmliche Annahmen basierend auf der Eignung von Dächern für PV würden unter diesen Voraussetzungen nicht mehr zutreffen, da bei entsprechenden Anreizen beispielsweise auch Dächer mit einer Nord-Ausrichtung attraktiver würden. Es ist daher notwendig, dass der SZR CH auch Kennzahlen differenziert nach Dach- und Fassadenanlagen sowie ggf. nach der Ausrichtung (Himmelsrichtung) liefert.

Stromverbrauch und Flexibilität (Kapitel 5 und 6). Die Nutzung des Flexibilitätspotenzials von Anlagen (z.B. Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge etc.) und der Abregelung von Erzeugungsanlagen können auch für die Netzplanung auf Ebene 1 und 3 relevant werden, insbesondere in Bezug auf die Rückspeisung. Sie fällt für die Netzplanung jedoch nur ins Gewicht, wenn der Netzbetreiber darauf dauernden und garantierten Zugriff hat. Entsprechende gesetzliche Grundlagen fehlen heute. Der Bundesrat schlägt in seiner Botschaft über ein Bundesgesetz für eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (21.047) eine Regelung für Peak Shaving und die Schaffung eines Flexibilitätsmarktes vor. Diese Möglichkeiten stehen dem Netzbetreiber jedoch bis Inkrafttreten des Gesetzes nicht zur Verfügung. Zudem bleibt der Flexibilitätsinhaber gemäss bundesrätlichem Vorschlag Herr über die Nutzung seiner Flexibilität und somit frei, ob und wem er diese anbieten möchte. Für den Netzbetreiber ergibt sich daraus, dass der Einsatz von Flexibilitäten und Peak Shaving für einen geringeren Netzausbau- oder -verstärkungsbedarf vorderhand nicht in der Netzplanung berücksichtigt werden kann. Für eine effiziente Netzauslegung und einen sicheren Netzbetrieb wäre hingegen die rasche Klärung der gesetzlichen Regelungen relevant, insbesondere die Möglichkeit zur Abregelung von PV, z.B. im Umfang von 70% der maximalen DC-Produktionsleistung.

In Tabelle 10 ist beim Sektor Verkehr wie im «Leitfaden Regionalisierung» (Leitfaden Kapitel 5, Seite 8) zu präzisieren, dass dieser die Elektromobilität nicht einschliesst.

Beim Stromverbrauch sind im SZR CH Richtwerte zu ergänzen zu den Leistungen bzw. zur Umrechnung der Energiewerte in Leistungswerte für die verschiedenen Lastarten, insbesondere für die Elektromobilität und Wärmepumpen, z.B. mit Diagrammen zum Leistungsverhalten in Abhängigkeit der Zeit oder mit Standard-Verbrauchskurven. Dies würde eine einheitliche Anwendung der Energiewerte unterstützen, insbesondere bei noch fehlenden historischen Daten.

Weitere Vorgaben (Kapitel 8). In Kapitel 8 werden weitere energiewirtschaftliche Rahmendaten wie Rohstoff- und CO₂-Preise aufgeführt. Diese sind für die Netzplanung nur bedingt relevant und sollten daher nicht verbindlich berücksichtigt werden müssen.

Regionalisierung (Zusammenfassung und Kapitel 9). Die Netzbetreiber ziehen die Kantone gemäss Art. 9c Abs. 2 StromVG basierend auf dem regionalisierten SZR CH in ihre Netzplanung mit ein. Wie in den Bemerkungen zu Kapitel 2.1. und in der Stellungnahme des VSE zum Leitfaden dargelegt, kann es jedoch nicht Aufgabe der Netzbetreiber sein, die Koordination mit den Kantonen bzw. die Abstimmung mit den kantonalen Energieplänen vorzunehmen. Diese Differenzierung zwischen Koordinationsaufgaben auf Ebene Netzbetreiber einerseits und auf energiepolitischer Ebene andererseits wurde in der vom BFE überarbeiteten Fassung des Leitfadens aufgenommen. Dies muss auch im SZR CH so wiedergegeben werden.

Die Aufgaben der Netzbetreiber bei der Regionalisierung gemäss Art. 9c Absatz 2 StromVG werden ausführlich im Leitfaden dargestellt und sind in diesem Dokument damit redundant oder bei abweichenden Formulierungen sogar irreführend. Zwecks einer einheitlichen Formulierung ist daher der 3. Abschnitt in Kapitel 9 anzupassen.

Textanpassung in der Zusammenfassung, Abschnitt «Regionalisierung»:

... Ergänzend zum SZR CH stellt das BFE auf Amtsstufe zur Unterstützung der Netzbetreiber einen Leitfaden zu den Methoden der Regionalisierung zur Verfügung. In diesem Leitfaden werden die Kennzahlen der Grossregionen veröffentlicht und Methoden vorgeschlagen, wie die Kennzahlen aus dem SZR CH auf die Netzgebiete und danach auf die Netzknoten verteilt werden können. ...

Änderung des 3. Abschnitts in Kapitel 9: Bei der Als Grundlage für die Regionalisierung der nationalen Kennzahlen des SZR CH durch die Netzbetreiber ist durch das BFE eine Abstimmung der regionalen Annahmen zu Entwicklung von Erzeugung und Nachfrage mit den betroffenen Kantonen vorzunehmen. Die Netzbetreiber beziehen die Kantone (gemäss Artikel 9c Absatz 2 StromVG) angemessen in ihre Netzplanung ein.

Weitere Anmerkung. Wie bereits in seiner Stellungnahme zum «Leitfaden Regionalisierung» vom 9. Februar 2021 verweist der VSE nochmals auf die Relevanz einer stichhaltigen und einheitlichen Begrifflichkeit und empfiehlt, durchgehend die Begriffe «Verbrauch» und «Erzeugung» zu verwenden.

5.6. Eingaben der Industrie- und Dienstleistungswirtschaft

Fédération des Entreprises Romandes

Der Verband FER nimmt die drei möglichen Szenarien für den Ausbau des Stromnetzes in der Schweiz zur Kenntnis. Die Regierung setzt vor allem auf den raschen Ausbau der Photovoltaik und der Windenergie, sie setzt auch auf Importe, Biogas und Gaskraftwerke mit Nutzung von importiertem Wasserstoff. Die FER hat eine gewisse Sensibilität für Szenario 3, das die Elektrifizierung mit der Entwicklung von Gaskraftwerken verbindet, deren Betrieb auf der Grundlage einer zunehmend genutzten Ressource erfolgen würde: Wasserstoff. Das zu erreichende Ziel ist immer die Sicherheit der Energieversorgung.

FER unterstützt zwar grundsätzlich die Entwicklung von Szenarien, um die Stromnetze auszubauen, bedauert aber zutiefst, dass es kein Stromabkommen zwischen der Schweiz und der EU gibt. Auch wenn im erläuternden Bericht erwähnt wird, dass das Fehlen eines Stromabkommens an sich keine Option für den Energiesektor darstellt. Die Tatsache, dass kein Stromabkommen mit der EU unterzeichnet wurde, wirkt sich eindeutig auf alle oben genannten Szenarien aus. Wie im erläuternden Bericht (S. 30) ausgeführt, «würde ein Stromabkommen zwischen der Schweiz und der EU im Wesentlichen die Übernahme des europäischen Besitzstandes beinhalten und den Zugang zu den europäischen Marktplattformen sowie die diesbezügliche Marktkopplung regeln».

Mit anderen Worten: Das Fehlen eines Stromabkommens zwischen der Schweiz und der EU wird sich negativ auf den Betrieb der Stromnetzsysteme, auf die Importkapazitäten und auf die Wirtschaft im Allgemeinen auswirken. Der Bundesrat hat die Unternehmen und die Bevölkerung bereits vor einem möglichen Blackout im Energiebereich in den kommenden Jahren, insbesondere in den Wintermonaten, gewarnt. In diesem besonderen Kontext weist FER auf die Notwendigkeit hin, vorausschauend zu handeln und realistische Szenarien zu entwickeln, um die Kontinuität der Energieversorgung der Schweiz und der wirtschaftlichen Aktivitäten zu gewährleisten. Es ist daher von grundlegender Bedeutung, Lösungen zu finden, um die Stabilität des Schweizer Stromnetzes zu erhalten, auch wenn die Energieimporte stark zurückgehen.

FER befürwortet grundsätzlich die Entwicklung erneuerbarer Energien. Er stellt sich jedoch die Frage, ob der prognostizierte starke Anstieg dieser in den verschiedenen Szenarien wirklich realistisch ist. Den Zahlen über den in der Schweiz erzeugten Strom zufolge stammt dieser mehrheitlich aus Wasserkraft und Kernenergie, während die «neuen» erneuerbaren Energien (Solar-, Wind-, Biomasse- und Kleinwasserkraft) nur 7 % des Gesamtvolumens ausmachen. Was den Verbrauch dieser neuen erneuerbaren Energien angeht, so steigt ihr Anteil von 8,4 auf 10,3 % im Jahr 2020. Die verbrauchte Energie stammt überwiegend aus Wasser- und Atomkraftwerken. Vor diesem Hintergrund ist die Lücke, die von den neuen erneuerbaren Energien gedeckt werden muss, gigantisch und ihre Fortschritte bleiben vorerst bescheiden.

Die Nutzung der Photovoltaik nimmt in der Schweiz zu. In einem kleinen Land wie der Schweiz wird es jedoch schwierig sein, diese Energie in grossem Maßstab zu entwickeln, da die Photovoltaik im Verhältnis zur erzeugten Energie sehr viel Platz beansprucht. Was die Windenergie betrifft, so sind die im Bericht genannten Zahlen sehr hoch, wenn man sie mit der tatsächlichen Umsetzung vergleicht. Die Aufgabe wird sich als kompliziert erweisen, wenn man bedenkt, wie viele Standorte tatsächlich für diese Art von Energie genutzt werden können und dass es relativ häufig Widerstände gegen Windkraftanlagen gibt. Was die Geothermie betrifft, so gibt es in der Schweiz derzeit keine geothermischen Kraftwerke, die Strom erzeugen. Zudem hat diese Technologie bislang viel Widerstand hervorgerufen. Daher wird es schwierig sein, in der Schweiz auf die Entwicklung dieser Technologie in grossem Maßstab zu setzen.

Die eigentliche Herausforderung wird darin bestehen, die Nutzung der Kernenergie durch erneuerbare Energien zu ersetzen. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt und unter Berücksichtigung der oben genannten Bemerkungen plädiert FER für den Betrieb von Kernkraftwerken bis zur maximalen gesetzlich vorgesehenen Dauer, sofern die Sicherheitsstandards angemessen sind. Sie ist auch nicht gegen die in Szenario 3 angesprochene Entwicklung von Gaskraftwerken, insbesondere wenn die Entwicklung der erneuerbaren Energien nicht schnell genug voranschreitet.

In Bezug auf die Stromspeicherung zeigt der Szenariorahmen die steigende Entwicklung der Leistung und der Speicherkapazitäten durch dezentrale Batterien und Pumpspeicherkraftwerke. In diesem Punkt weist FER darauf hin, wie wichtig es ist, Projekte im Zusammenhang mit der Energiespeicherung zu entwickeln. Alle Innovationen müssen mit grösster Aufmerksamkeit betrachtet werden, da die Versorgungssicherheit davon abhängt, insbesondere in den Wintermonaten. Es sei darauf hingewiesen, dass, wenn die Absicht des Bundesrates darin besteht, bis 2050 eine Netto-Null-Emission zu erreichen, einige Technologien wie dezentrale Batterien überdacht werden müssen, da die Produktionskette noch weit davon entfernt ist, dekarbonisiert zu sein. Diese Situation wird zusätzliche Schwierigkeiten mit sich bringen, während die Sicherheit der Stromversorgung dringend erforderlich ist.

Darüber hinaus wird der konventionelle Stromverbrauch dank der verbesserten Energieeffizienz zwar höchstwahrscheinlich sinken, dies wird jedoch nicht für die Elektromobilität oder die Wärmepumpen gelten. Der Gesamtstromverbrauch in der Schweiz wird in den kommenden Jahren steigen. Daher ist es von grundlegender Bedeutung, den Bedarf zu antizipieren, um die Kontinuität der Energieversorgung zu gewährleisten und einen Blackout in der näheren oder fernerer Zukunft zu vermeiden.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass FER diese Planung des Stromnetzes befürwortet, da es ohne ein Stromabkommen zwischen der Schweiz und der EU unerlässlich ist, die Zukunft vorzusehen, da einige europäische Länder nicht mehr in der Lage sein werden, ihre Energie in die Schweiz zu exportieren. FER ist besonders besorgt über die Situation im Bereich der Elektrizität und, unter Berücksichtigung der jüngsten Regierungserklärungen, über einen möglichen Blackout. Es ist daher von grundlegender Bedeutung, geeignete Lösungen zu finden, Innovationen zu fördern, insbesondere bei der Entwicklung von Technologien zur Energiespeicherung, und die Kernkraftwerke bis zum Ende ihrer Betriebszeit zu pushen. Es stellt sich auch die Frage, wie neue erneuerbare Energien angesichts der erwähnten Barrieren und der in den verschiedenen Szenarien festgelegten Ziele entwickelt werden können.

Gruppe Grosser Stromkunden

Im Bericht heisst es: «Genauerer hierzu [nämlich zu den Szenarien] werden die dem Szenariorahmen nachfolgenden Markt- und Netzsimulationen der Swissgrid zeigen» und «Die Ausgestaltung der konkreten Regionalisierung bleibt in der Kompetenz und Zuständigkeit der jeweiligen Netzbetreiber. Bei der Regionalisierung der nationalen Kennzahlen des SZR CH durch die Netzbetreiber ist eine Abstimmung der regionalen Annahmen zu Entwicklung von Erzeugung und Nachfrage mit den betroffenen Kantonen vorzunehmen (gemäss Artikel 9c Absatz 2 StromVG)»,

Der SZR CH ist gespickt mit Tabellen zu der zugrunde gelegten Entwicklung der Erzeugungskapazitäten und Verbräuche, die wiederum auf den Energieperspektiven 2050+ (EP 2050+) basieren. Über die Annahmen in den EP 2050+ liesse sich trefflich streiten, aber diese stehen nicht zur Debatte.

Bezüglich des erwarteten Stromverbrauchs stellen wir fest, dass man in der Energiestrategie unter der Leitung damaligen BR Leuthard noch davon ausgegangen ist, dass der Stromverbrauch in der Schweiz aufgrund von Effizienzmassnahmen trotz Elektrifizierung weiterer Sektoren in etwa konstant bleiben werde. In den EP 2050+ geht man mittlerweile davon aus, dass es zu einem deutlichen Anstieg des Bedarfs kommen wird. Dieser Mehrbedarf und der Wegfall der Kernenergie sollen überwiegend mit einem massiven Zubau von PV bewältigt werden.

Wie gut die gewählten Szenarien die zukünftige Realität abdecken werden, können wir nicht beurteilen. Ob eine ausgeglichene Jahresbilanz auf Basis eines massiven Ausbaus der Photovoltaik geringere grossräumige Lastflüsse aufgrund dezentraler Produktion mit sich bringen wird, ist keineswegs sicher, denn einer massiven Überproduktion im Sommer – nicht nur in der Schweiz – steht eine nicht minder grosse Lücke im Winter gegenüber, die irgendwie geschlossen werden muss. Nachfolgende Grafik veranschaulicht den Sachverhalt anhand von Produktion und Verbrauch in Monatsauflösung, so wie dies für 2050 aufgrund der verfügbaren Daten und Berichte antizipiert werden kann.

Beim Übertragungsnetzbetreiber Swissgrid sind aufgrund tatsächlicher Erfahrung und Simulationen, die nicht erst nach der Genehmigung des SZR CH durch den Bundesrat gemacht werden, die Netzengpässe grösstenteils bekannt. Auf der Mittelspannungsebene führt die vermehrte Installation von Messgeräten und steuerbaren Netzelementen dazu, dass die Kapazität der Netze besser genutzt werden kann, d.h. sie können mit weniger Reserve betrieben werden. Interessant ist in diesem Zusammenhang eine Äusserung von Dr. Marina Gonzalez Vaya, Head of Smart Solutions Development at Elektrizitätswerke des Kantons Zürich (EKZ), die kürzlich an der Energy Week an der ETH 2021 im Fokusdialog zur Automatisierung der Stromnetze gesagt hat, dass sie bei der Anpassung der Stromnetze an dezentrale Produktion nicht mit wesentlichen Mehrkosten rechne, die über die normale Erneuerung von Netzelementen hinausgehen. Dank der sukzessiven Verbreitung von Mess- und Steuergeräten könne die Mittelspannungsebene immer intelligenter betrieben werden.

Das steht doch ziemlich im Widerspruch zum enormen Investitionsbedarf, der von den Verteilnetzbetreibern auf der politischen Bühne immer wieder moniert wird...

Es ist sicher richtig, sich anhand von Szenarien Gedanken über mögliche Entwicklungen in der zukünftigen Stromversorgung zu machen. Ein national abgestützter Szenariorahmen kann die Sichtweisen zwischen dem Übertragungsnetz und den Verteilnetzen koordinieren. Mit der periodischen Überprüfung wird gewährleistet, dass der aktuellen Entwicklung Rechnung getragen wird.

Aus Sicht der industriellen Stromkunden sind drei Elemente wichtig:

- Das Netz soll leistungsfähig genug sein, um die Versorgung sicherzustellen
- Es soll zu volkswirtschaftlich optimalen Kosten erstellt, unterhalten und dem Bedarf entsprechend ausgebaut werden
- Wie mit der Grafik gezeigt, führt der massive Ausbau von PV zeitweise zu signifikanter Überproduktion – es ist nicht die Aufgabe der Verteilnetze, diese jederzeit vollumfänglich abzunehmen

Der Szenariorahmen darf keinen Anreiz für den Bau von überdimensionierten Netzen geben.

Während für Projekte der Stromnetze des Übertragungsnetzes (380/220 kV, Netzebene 1) eine umfassende Kosten-Nutzenanalyse vorgesehen ist, fehlt eine entsprechende Bestimmung für die Planung der überregionalen Verteilnetze (ab 36 und unter 220 kV, Netzebene 3).

Da in der Branche die Meinungen über die erwarteten Kosten für den Ausbau des Verteilnetzes sehr stark divergieren, sollen auch auf den unteren Netzebenen Kosten-Nutzenanalysen vorgesehen werden. Es scheint, dass der Begriff des NOVA-Prinzips (Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau) aus der «Strategie Stromnetze» zwar Eingang in das Abkürzungsverzeichnis des Szenariorahmens gefunden hat, im Text ist darüber aber nichts zu finden.

Wir beantragen, dass im Szenariorahmen explizit auf die Notwendigkeit von Kosten-Nutzenanalysen auf den unteren Netzebenen und auf das NOVA-Prinzip verwiesen wird.

Alsdann ist in Anbetracht der zeitweise zu erwartenden gewaltigen Überproduktion aus PV-Anlagen ein Hinweis angebracht, dass kein Anspruch besteht, dass jederzeit die gesamte PV-Produktion ins Netz eingespiesen werden kann.

5.7. Eingaben der Umwelt- und Landschaftsschutzorganisationen

Pronatura, PUSCH, Schweizerische Energie-Stiftung, WWF

Die Umweltschutzorganisationen fordern: Der Szenariorahmen soll möglichst breit das realistische Spektrum an Szenarien abbilden, um eine sinnvolle Planungsgrundlage darzustellen. Es ist darum wichtig, dass dabei auch die Extreme abgebildet sind. Sämtliche Szenarien der EP2050+ liegen aber deutlich unter den Anstrengungen, die aus Klimasicht nötig wären und auch deutlich unter dem, was überhaupt möglich ist. Die EP2050+ bilden die absolute Minimalerwartung ab in Bezug auf den Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere der Photovoltaik.

Ein beschleunigter PV-Ausbau – insbesondere in den nächsten 10-15 Jahren – könnte mittels politischer Massnahmen herbeigeführt werden und sollte somit nach unserem Dafürhalten in einer Netzplanung mit entsprechend langen Zeithorizonten berücksichtigt werden. Anderenfalls besteht die Gefahr, dass die Übertragungsnetze zum Flaschenhals des Ausbaus werden. Von letzterem gehen wir zwar nicht aus, aber wir verfügen nicht über die Möglichkeiten, das mittels Netzmodellen zu prüfen.

Des Weiteren wurden die Laufzeiten der Atomkraftwerke aus den EP2050+ übernommen – auch das eine mit grossen Unsicherheiten (und gleichzeitig grossem Einfluss auf das Stromnetz) behaftete Annahme. Eine Ausserbetriebnahme aus wirtschaftlichen Gründen ist jederzeit möglich, ein höherer Anteil wetterabhängige erneuerbare Energien wird öfter zu anhaltenden Phasen mit Tiefstpreisen führen. Das ist für den Betrieb von AKW wirtschaftlich schwieriges Terrain. Zudem ist auch mit dem mit dem Alter der AKW zunehmendem Risiko von unplanmässigen Ausfällen zu rechnen – Atomstrom ist ein unzuverlässiges Klumpenrisiko, wie auch das Beispiel Frankreich zeigt.

Abschliessend ist festzustellen, dass die Begrenzung auf drei Szenarien (gem. Art. 9a StromVG) eine zu starke Einschränkung darstellt. Es ist schwer, damit die verschiedenen möglichen Entwicklungen im In- und Ausland ausreichend darzustellen.

Um den Szenariotrichter zu erweitern, sind folgende Varianten einzupflegen:

Beschleunigte Energiewende: Energieperspektiven 2050+ werden bis 2035 (statt 2050) umgesetzt. Eine alternative Datenquelle für dieses Szenario kann das neue Gesamtenergieszenario «Versorgungssicherheit und Klimaschutz» von Greenpeace Schweiz bieten: <https://www.greenpeace.ch/de/publikation/79839/versorgungssicherheit-und-klimaschutz>

Stromtransit-Extreme: Variante 1: Transit entfällt, Variante 2: Transit nimmt stark zu (z.B. Verdoppelung: Italien exportiert im Sommer viel und importiert im Winter viel Strom aus Deutschland. Die Studie «Analyse Stromzusammenarbeit CH-EU», Frontier Economics, September 2021 hat solche Szenarien bereits skizziert: <https://www.news.admin.ch/newsd/message/attachments/68913.pdf>

5.8. Weitere energiepolitische und energietechnische Organisationen

Energie Club

Grundsätzlich findet es der Energie Club richtig, dass sich die Netzplanung nach den energiewirtschaftlichen Vorgaben ausrichtet wird.

Ein energiewirtschaftliches Szenario, das die gesamtschweizerischen Mengengrüste enthält, ist für die Netzplanung allerdings wenig hilfreich. Erst mit einer geographischen und zeitlichen Aufteilung der Szenarien kann eine Stromnetzplanung 2030/2040 wirklich an die Hand genommen werden. Zusätzlich werden drei sehr unterschiedliche Szenarien dargestellt, die sich deshalb auch zwangsläufig gegenseitig widersprechen. Auch die offene Frage, ob nun Batterien mit einer Leistung von 5.5 oder 2.3 GW [!] installiert werden, sollte ebenso wie deren Einbindung (welche Netzebene) und geografische Verteilung sowie der Zeitpunkt der Inbetriebnahme bekannt sein.

Dies wird im Dokument gemäss Abbildung 3 zwar richtig dargestellt (Szenarienrahmen > Regionalisierung > Netzplanung), ist aber leider nicht Bestandteil des Dokumentes.

Das vorliegende Dokument ist eigentlich eine energiewirtschaftliche Schweizweite Auslegeordnung in einem sehr groben Raster.

Für den Leser ist es schwierig, die in den Tabellen angegebenen Werte in Relation zueinander zu setzen, da z.B. MW für die Produktion und MWh für den Verbrauch verwendet werden. Dadurch ist es nicht möglich, die Produktion dem Verbrauch gegenüberzustellen. Für die Netzplanung und die Netzstabilität sind Leistungswerte in Megawatt essentiell. Für die Stromversorgungssicherheit dagegen sind es Kilowattstunden bzw. MWh, dies kann nicht genügend betont werden.

Zweckmässiger wären zudem Angaben von mindesten Quartalswerten oder noch besser von Monatswerten in der gleichen Einheit MW bzw. MWh. In der Netzplanung ist primär auf die Leistung (hier also MW) abzustellen. Damit kann festgelegt werden, wo welche Netzstärke (Querschnitt der Leitung – analog zur Wasserleitung) geplant werden muss. Die Dauer, während welcher die Leistung effektiv bezogen wird (in der Analogie: das Wasser also konkret fliesst), ist hier sekundär. So könnten auch Nettodarstellungen gewonnen werden.

Netzplanung - wer hat Priorität? Für die Netzplanung wäre eine strategische Vorgabe sinnvoll wie z.B.: «Der Kraftwerksstandort bestimmt den Netzausbau auf den Netzebenen 1 und 3. Auf tieferen Ebenen richtet sich der Produktionsstandort nach dem Netzausbau». Oder «Ein Kraftwerk mit einer Leistung von mehr als z.B. 25 MW» bestimmt den Netzausbau.

Der Energie Club Schweiz empfiehlt, neue Produktionsstandorte von Kraftwerken für die Netzebenen 1 und 3 rasch festzulegen.

Thermische Kraftwerke Tab. 5. Wenn allgemein von einer Strommangellage gesprochen wird, sollte in allen Szenarien bereits 2030 ein markanter Zubau von Kraftwerken 400-1000MW erfolgt sein und nicht erst im Zeitraum 2030 bis 2040 wie im Szenario 3. Zusätzlich sind fossile Stromproduktionskapazitäten entsprechend den Empfehlungen der ECom schon wesentlich früher – nämlich ab 2025 - einzuplanen.

Der Energie Club Schweiz empfiehlt, Gaskraftwerke sofort zu planen, wie dies die ECom am 17. Februar auch gefordert hat. In Anbetracht der geopolitischen Lage muss aber zusätzlich auch die Beschaffung von flüssigem Erdgas (LNG) sofort an die Hand genommen werden, da die Schweiz keine Gasspeicher besitzt. Zudem liegen die vom Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung geforderten Gasvorräte in Form von Heizöl extraleicht vor. Auch diese Reserven sollten in fossilen Multifuel-Anlagen in Strom umgewandelt werden können. Dies ist in der Netzplanung zu berücksichtigen.

EU und CH/Swissgrid. Die Einbindung der Swissgrid (aber auch der ECom) in die Europäischen Gremien ist dringend notwendig und zu unterstützen. Zunehmend belasten ungeplante Stromnetzflüsse (LoopFlow) durch das Schweizer Stromnetz.

Im Dokument heisst es: «Die quantitativen Vorgaben für die Auslegung der Stromnetze im Rahmen der Netzplanung müssen unabhängig von möglichen Einschränkungen der Importmöglichkeiten während gewisser Stunden im Jahr festgelegt werden». Die Dauer der Einschränkungen könnten auch länger als nur gewisse Stunden betragen.

Der Energie Club Schweiz empfiehlt, die Importeinschränkungen genauer zu quantifizieren.

Netzkosten. Über Kosten wird im Dokument nicht gesprochen! Es gilt zu eruieren, welche Kosten durch den Netzausbau anfallen werden und wer wofür zahlt.

Das heutige Netznutzungsmodell sollte im Hinblick auf den geplanten Ausbau der dezentralen Produktion dringend überarbeitet werden. Je mehr Eigenproduktion von z.B. Photovoltaik vorhanden ist, desto mehr wird das Netznutzungsentgelt auf immer weniger Kunden (ohne Eigenproduktion) verteilt.

Der Energie Club Schweiz empfiehlt dringend, ein neues Netznutzungsmodell zu entwickeln.

Flexibilität der Stromerzeugung und des –Verbrauchs. Zurecht wird auf diese Möglichkeit hingewiesen. So heisst es unter anderem «Die Power-to-X-Anlagen werden im Dauerbetrieb betrieben, aber bei kritischen Versorgungslagen kann der Betrieb eingestellt werden». Daraus ergibt sich die Frage nach dem verantwortlichen Steuermann: Wer hat die Steuerungshoheit, Swissgrid oder der lokale Energieversorger? Welche Tarifierungen sind vorgesehen?

Der Energie Club Schweiz empfiehlt, unbedingt die Verantwortlichkeiten genau festzulegen.

Zusätzliche Hinweise auf laufende Projekte sind im Dokument nicht enthalten. Der Sachplan Übertragungsleitungen (SÜL) ist das übergeordnete Planungs- und Koordinationsinstrument des Bundes für den Aus- und Neubau der Hochspannungsleitungen der allgemeinen Stromversorgung (Netzebene 1 und 3).

Der Energie Club Schweiz empfiehlt, bestehende SÜL-Projekte zügig umzusetzen.

Verband der Schweizerischen Gasindustrie

Der VSG findet, dass die Zielsetzung von Netto-Null und der damit verbundene tiefgreifende Wandel in allen Sektoren der Energieversorgung bedingen neue Ansätze bei der Energienetzplanung. Die künftig immer enger werdende Kopplung der Netzinfrastrukturen von Strom, Wärme und Gas u.a. durch Power-to-Gas Technologien sowie Wärme-Kraft-Kopplung verlangt daher mehr als eine isolierte Betrachtung der Stromnetze. In Deutschland wurde dies erkannt und die dena-Netzstudie III kommt daher zum Schluss, dass zeitlich vor den eigentlichen Netzentwicklungsplänen ein integriertes Gesamtsystem entwickelt werden sollte. Daher schlägt die in einem breiten Stakeholderprozess erarbeitete Studie vor, den bisherigen Planungsprozess mit einem vorgelagerten System-Entwicklungsprozess (SEP) zu ergänzen. Dieser SEP enthält ein breit abgestütztes Leitbild, sog. Ankerpunkte und eine Strategie. Diese Elemente sind die Vorgaben für die drauf folgende Planung der Infrastruktur im Bereich Gas und Strom. Der vorliegende Szenariorahmen entspricht in Teilen den erwähnten «Ankerpunkten» für den Strombereich. Wir sind der Meinung, dass dieser gesamtheitliche Ansatz eines SEP in einem nächsten Schritt auch für die Schweiz geprüft werden sollte.

Der VSG hat sich im Rahmen der Erarbeitung stark dafür eingesetzt, dass als Entlastungsszenario das Szenario «Sektorkopplung» in den Szenariorahmen eingefügt wurde. Es ist aus unserer Sicht zentral, dass Energieversorger in ihren Planungen auch prüfen, welche Konsequenzen eine Entwicklung haben könnte, die eine geringere Elektrifizierung von Wärmeversorgung und Mobilität vorsieht. Auf die vorgegebenen Zieljahre 2030 und 2040 ist heute noch nicht absehbar, welche Entwicklungen sich durchsetzen werden. Die Berücksichtigung des Szenarios Sektorkopplung bzw. Zero B gemäss Energieperspektiven 2050+ führt indirekt dazu, dass mögliche Entwicklungen im Bereich der Gasnetze grob einfließen und nimmt so unsere grundsätzlichen Anliegen mindestens in Ansätzen auf. Das Szenario Sektorkopplung kann ja nur umgesetzt werden, wenn die Gasinfrastruktur – langfristig betrieben mit ausschliesslich klimaneutralen Gasen - weiterhin einen hohen Stellenwert hat. Aus unserer Sicht muss an der Wahl dieses Szenarios daher unbedingt festgehalten werden.

Im Übrigen sind wir überzeugt, dass mit dem Szenariorahmen 2030/2040 eine gute Grundlage für die Stromnetzplanung geschaffen worden ist, die nun einmal konkret genutzt werden sollte. Diese erste Anwendung wird sicher zu zusätzlichen Erkenntnissen und allenfalls Anpassungen in den Vorgaben gemäss Szenariorahmen führen. Wir haben keine weiteren Ergänzungs- oder Anpassungsvorschläge.

5.9. Weitere Vernehmlassungsteilnehmende

Centre Patronal

Generell steht das Centre Patronal der Entwicklung eines Planungsinstruments für das Stromnetz sehr positiv gegenüber. Der Vernehmlassungsentwurf basiert auf den Energieperspektiven 2050 des Bundes und reflektiert deren ehrgeizigste Ziele, was sie für sinnvoll halten.

Sie weisen jedoch darauf hin, dass unser Land eine rasche Verringerung seiner Auslandsabhängigkeit bei der Stromversorgung anstreben muss, wobei das Ziel darin besteht, eine Stromknappheit zu vermeiden. Diese Abhängigkeit muss vor allem durch einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien erheblich reduziert werden, was sich auch auf die Planung des Stromnetzes auswirken wird. Das Netz muss nämlich für alle Szenarien gerüstet sein, sei es ein internationales Stromabkommen, ein verstärkter Ausbau der Photovoltaik oder eine Erhöhung der Wasserkraftkapazität. Die Einbeziehung der verschiedenen Szenarien in die Planung muss es den Netzbetreibern ermöglichen, sich an die Entwicklungen in den für sie relevanten Gebieten anzupassen. Die jüngste Absicht des Bundesrates, rasch mehrere Gaskraftwerke im Land zu bauen, muss ebenfalls in diese Planung einbezogen werden.

Schliesslich berücksichtigt der Szenariorahmen die Energiesparziele, doch für die Wirtschaft im Allgemeinen ist es unerlässlich, den unumgänglichen Parameter der Ausfallsicherheit sowie regionale, kantonale und eidgenössische Parameter der Raumplanung einzubeziehen.

Greenconnector AG

Greenconnector AG fordert zum internationaler Rahmen: Zu Recht betont das Dokument die Notwendigkeit der Koordination der Schweizer Szenarien mit den Entwicklungen in der EU (siehe z.B. den Abschnitt: «Zeithorizont Szenariorahmen»). Die Art und Weise, wie die EU-Entwicklung berücksichtigt wird, wirft unserer Meinung nach jedoch einige Fragen auf:

Die in dem Dokument betrachteten EU-Szenarien sind die ENTSO-E TYNDP-2020-Szenarien. Diese Szenarien beruhen wiederum auf Daten, die sich auf das Jahr 2018 beziehen. ENTSO-E hat jedoch bereits eine Konsultation zu den Szenarienenwürfen für den TYNDP-2022 durchgeführt. Die neuen TYNDP-2022-Szenarien basieren auf den nationalen Energie- und Klimaplänen (NECP) der Mitgliedstaaten im Falle des Szenarios Nationale Trends (das auch das zentrale PolitikszENARIO ist) und auf der Annahme der Klimaneutralität in der EU im Jahr 2050, ähnlich wie bei EP-2050+, im Falle der Szenarien Globale Ambition und Verteilte Energie. Die endgültigen TYNDP-2022-Szenarien werden in der ersten Hälfte dieses Jahres veröffentlicht. Da der SZR CH alle 4 Jahre überarbeitet wird, basiert die mehrjährige Planung des Schweizer Netzes auf veralteten Annahmen in Bezug auf die Entwicklungen in der EU. In der Tat wird ENTSO-E während der vierjährigen Gültigkeit des SZR CH nicht nur die Szenarien des TYNDP-2022, sondern auch die des TYNDP-2024 übernommen haben. Die Diskrepanz zwischen den internationalen Annahmen, die in der mehrjährigen Schweizer Netzplanung berücksichtigt werden, und den Annahmen, die in der EU tatsächlich berücksichtigt werden, wird daher erheblich sein. Diese Situation könnte wiederum zu nicht optimalen Planungsentscheidungen führen.

Die Gefahr einer nicht optimalen Planung ist noch größer, wenn man die rasante Entwicklung der Energiepolitik in der EU in den letzten Jahren berücksichtigt. Seit der Erstellung der TYNDP-2020-Szenarien haben Ereignisse wie das Konjunkturprogramm (EU-weit), das EEG 2021 (Deutschland) oder in jüngerer Zeit und noch radikaler das so genannte «Osterpaket», über das derzeit in Deutschland beraten wird (Novelle des EEGs), die Energielandschaft in der EU in rasantem Tempo verändert. Es ist klar, dass es nicht möglich sein wird, alle aktuellen Änderungen in der mehrjährigen Netzplanung zu berücksichtigen. Wir sind jedoch der Meinung, dass alle vernünftigen Anstrengungen unternommen werden sollten, um die aktuellsten verfügbaren Informationen zu verwenden, wie

z.B. die TYNDP-2022-Szenarien oder, in wenigen Monaten, die Informationen der «Novelle des EEGs».

Die SRZ CH stützt sich bei ihrem Referenzszenario auf das TYNDP-2020-Szenario «Distributed Energy». Distributed Energy ist jedoch weder im TYNDP-2020 noch im TYNDP-2022 das Referenzszenario. In beiden TYNDP ist das Szenario «National Trends» das zentrale politische Szenario. Das Szenario «National Trends» ist auch das Szenario, das von der EU-Kommission zur Bewertung der vorrangigen Projekte in der EU verwendet wird. Es erscheint daher angemessen, dass das Referenzszenario im SRZ CH das Referenzszenario im TYNDP, d.h. die Nationalen Trends, aufgreift. Die Tatsache, dass die alternativen Szenarien auf Distributed Energy und Global Ambition basieren, ist in der Tat akzeptabel.

Brennstoffpreise. Ähnlich wie bei den obigen Ausführungen haben sich auch die Rohstoffpreise seit dem WEO 2018 erheblich verändert. Natürlich sind die Rohstoffpreise sehr volatil, aber es lassen sich einige Trends beobachten, vor allem der starke Kostenanstieg von Erdgas gegenüber Öl und Kohle sowie der deutliche Anstieg der CO₂-Emissionszertifikate. Der Trend zu höheren Erdgaspreisen könnte durch den erhöhten Druck der jüngsten Klimapolitik gerechtfertigt und vorhersehbar sein. Auch in diesem Fall wäre es ideal, wenn die Netzplanung auf aktuelleren Brennstoffpreisannahmen beruhen könnte.

Klimajahre (Wetterdaten). ENTSO-E berücksichtigt für seine Simulationen drei verschiedene Klimajahre (1982, 1984 und 2007 im Falle des TYNDP-2020; 1995, 2008 und 2009 im Falle des TYNDP-2022). Im Gegensatz dazu beziehen sich die im SRZ CH verwendeten Wetterdaten auf das Jahr 2012. Daher werden die Profile für die Erzeugung (insbesondere erneuerbare Energien und Wasserkraft) und die Nachfrage in der Schweiz und in der EU nicht unbedingt übereinstimmen. Um eine bessere Konsistenz zu erreichen und auch um die Netzentwicklung unter einem breiteren Satz von Wetterdaten zu testen, wäre es unserer Meinung nach angebracht, zumindest ein weiteres Klimajahr in die Simulation einzuführen, vielleicht eines, das mit den ENTSO-E-Szenarien zusammenfällt. Idealerweise sollte neben einem «stressigen» Klimajahr für das Netz ein eher «durchschnittliches» oder günstiges Klimajahr berücksichtigt werden.

Transit-/Handelsleitungen. Da die Notwendigkeit der Koordination mit den Entwicklungen in der EU zu Recht ein zentraler Punkt im SRZ CH ist, sollte auch die Koordination mit den grenzüberschreitenden Projekten im TYNDP und im PCI angesprochen werden.

6. Abkürzungsverzeichnis

AET	Azienda elettrica Ticinese
AKW	Atomkraftwerk (= KKW)
BIP	Bruttoinlandprodukt
BFE	Bundesamt für Energie
BFS	Bundesamt für Statistik
BK	Bundeskanzlei
BR	Bundesrat
CH	Confoederatio Helvetica
CHF	Schweizer Franken
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CORE	Capacity Calculation Region umfasst die Gebotszonengrenzen zwischen Österreich, Belgien, Kroatien, Tschechien, Frankreich, Deutschland, Ungarn, Luxemburg, Niederlande, Polen, Rumänien, Slowakei und Slowenien
DE	Szenario «Distributed Energy» des TYNDP 2020
DSM	Demand-Side-Management
DSR	Demand-Side-Response
EEG	Deutsches Erneuerbare-Energien-Gesetz
EKZ	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich
EiCom	Eidgenössische Elektrizitätskommission
Empa	Eidgenössische Materialprüfungs- und Forschungsanstalt
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnG	Energiegesetz
EP	Energieperspektiven
ES 2050	Energiestrategie 2050
ETH	Eidgenössische Technische Hochschule
EU	Europäische Union
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FER	Fédération des Entreprises Romandes
FDP	Die Liberalen, politische Partei
GA	Szenario «Global Ambition» des TYNDP 2020
GGS	Gruppe Grosser Stromkunden
GJ	Gigajoule
GuD	Gas und Dampf Kombikraftwerk
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
Hz	Hertz
IEA	International Energy Agency (Internationale Energie Agentur)
KKW	Kernkraftwerk
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen
kV	Kilovolt
KVA	Kehrichtverbrennungsanlage
LKW	Lastkraftwagen
LNF	leichte Nutzfahrzeuge
LNG	flüssiges Erdgas
MW	Megawatt
NE	Netzebene
NECP	nationalen Energie- und Klimapläne
NET	Negativ-Emissions-Technologien
NOVA	Netzoptimierung vor Verstärkung und Ausbau
NT	Szenario «National Trends» des TYNDP 2020
NTC	Net Transfer Capacity (Netztransferkapazität)
PCI	Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of common interest)

PHEV	Plug-in-Hybrid electric vehicle (Plug-in-Hybrid Elektrofahrzeug)
PJ	Petajoule
PSKW	Pumpspeicherkraftwerk
PtL	Power-to-Liquid
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaik
PKW	Personenkraftwagen
RCP	Representative Concentration Pathway
RK MZF	Regierungskonferenz Militär, Zivilschutz und Feuerwehr
SBB	Schweizerische Bundesbahnen
SECO	Staatssekretariat für Wirtschaft
SEP	System-Entwicklungsprozess
SES	Schweizerische Energie-Stiftung
SGB	Schweizerischer Gewerkschaftsbund
SGV	Schweizerischer Gewerbeverband
SPS	Sozialdemokratische Partei der Schweiz
StromVG	Stromversorgungsgesetz
StromVV	Stromversorgungsverordnung
SÜL	Sachplan Übertragungsleitungen
SVP	Schweizerische Volkspartei
SWV	Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband
SZR	Szenariorahmen
SZR CH	Szenariorahmen Schweiz
t	Tonne
THG	Treibhausgas
TSO	Transmission System Operator (= ÜNB)
TWh	Terawattstunde
TYNDP	ten year network development plan (Netzentwicklungsplan) der ENTSO
USD	United States Dollar
UVEK	Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber (NE1)
VNB	Verteilnetzbetreiber (NE3-7)
VSE	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
VSG	Verband der Schweizerischen Gasindustrie
WWB	Szenario «Weiter wie bisher» aus den EP2050 und EP2050+
ZERO Basis	Szenariovariante aus den EP2050+
ZERO A	Szenariovariante aus den EP2050+
ZERO B	Szenariovariante aus den EP2050+
ZERO C	Szenariovariante aus den EP2050+

7. Liste der Vernehmlassungsteilnehmenden

Kantone / Cantons / Cantoni

Aargau, Appenzell Innerrhoden, Appenzell Ausserrhoden, Bern, Basel-Landschaft, Basel-Stadt, Freiburg, Genf, Glarus, Graubünden, Jura, Luzern, Neuenburg, Nidwalden, Obwalden, St. Gallen, Schaffhausen, Solothurn, Schwyz, Thurgau, Tessin, Uri, Waadt, Wallis, Zug und Zürich

In der Bundesversammlung vertretene politische Parteien / partis politiques représentés à l'Assemblée fédérale / partiti rappresentati nell' Assemblea federale

Die Mitte, FDP, Die Liberalen, Sozialdemokratische Partei der Schweiz und Schweizerische Volkspartei

Gesamtschweizerische Dachverbände der Wirtschaft / associations faïtières de l'économie qui oeuvrent au niveau national/ associazioni mantello nazionali dell'economia

Schweizerische Gewerkschaftsbund und SGV Dachorganisation der Schweizer KMU

Kommissionen und Konferenzen / Commissions et conférences / Commissioni e Conferenze

EICom, EnDK und Regierungskonferenz Militär, Zivilschutz und Feuerwehr

Elektrizitätswirtschaft / Industrie électrique / Industria elettrica

Swissgrid, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, Regiogrid Verband kantonaler und regionaler Energieversorger, Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband, Elektrizitätswerk der Stadt Zürich und Primeo Energie

Industrie- und Dienstleistungswirtschaft / Industrie et services / Industria e servizi

Gruppe Grosser Stromkunden und Fédération des Enterprises Romandés

Umwelt- und Landschaftsschutzorganisationen / Organisations pour la protection de l'environnement et du paysage / Organizzazioni ambientali e per la protezione del paesaggio

Schweizerische Energie-Stiftung, WWF, Pronatura und PUSCH

Weitere energiepolitische und energietechnische Organisationen / autres organisations actives dans le domaine de la politique et des techniques énergétiques / Altre organizzazioni attive nell'ambito della politica energetica e delle tecniche energetiche

Verband der Schweizerischen Gasindustrie und Energie Club Schweiz

Weitere Vernehmlassungsteilnehmende / Autres participants à la procédure de consultation / Altri partecipanti alla procedura di consultazione

Centre Patronal und Greenconnector AG

Privatpersonen: 0

Total / Total / Totale: 51