

Die Revision von Energie- und Stromversorgungsgesetz kommt in Gang

Ausblick auf intensive Diskussionen über die künftigen Rahmenbedingungen für die Schweizer Energieversorgung

Markus Flatt Dr. oec. HSG, geschäftsführender Partner
EVU Partners, Aarau, markus.flatt@evupartners.ch
Datum: 15. Oktober 2021

Lead

National- und Ständerat haben am 1. Oktober 2021 die parlamentarische Initiative Girod und damit den ersten Teil der Revision des Energiegesetzes genehmigt. Damit wird das geltende Förderregime mittels Investitionsbeiträgen bis 2030 verlängert und auf alle Technologien ausgeweitet. Gleichzeitig wird damit auch die Marktprämie für Grosswasserkraft und die Priorisierung der inländischen, erneuerbaren Energie in der Grundversorgung vorläufig verlängert. Nicht enthalten ist die Winterstromförderung sowie generell die Revision StromVG, welche nun mit dem sog. «Mantelerlass» gemäss Vorschlag des Bundesrates beraten werden sollen. Die UREK des Ständerates startet Ende Oktober 2021 mit den entsprechenden Beratungen.

1. Einleitung

Ständerat Martin Schmid, Präsident der UREK-S, formulierte es im Rahmen der Beratung der parlamentarische Initiative Girod so: «Die Stromversorgungssicherheit ist ein extrem wichtiges Gut. [...] Die parlamentarische Initiative Girod hilft mit, diese Probleme anzugehen, sie löst sie aber nicht. Wir werden in Kürze weitere Vorlagen zu behandeln haben, und der Mantelerlass muss aus unserer Sicht in der Folge auch noch beraten werden [...].»¹ Er stellte damit aus Sicht der Kommission klar, dass die im Parlament am 1. Oktober 2021 letztlich verabschiedete Teilrevision des Energiegesetzes (EnG) wichtig, aber nicht ausreichend ist. Während damit kurzfristig eine Förderlücke verhindert und die Förderung der Erneuerbaren über 2022 hinaus vereinheitlicht und verlängert wurde, wurden weitergehende, vom Bundesrat im Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (sog. «Mantelerlass») vorgeschlagenen Massnahmen zur vertieften Beratung zurückgestellt. Dazu gehören insbesondere weitergehende Massnahmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit (Stichwort «Winterstrom») sowie die Revision des Stromversorgungsgesetzes

¹ Ständerat Martin Schmid, Votum im Ständerat, Herbstsession 2021, Sitzung vom 13. September 2021, Geschäft 19.443, erhältlich unter <https://www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/amtliches-bulletin/amtliches-bulletin-die-verhandlungen?SubjectId=53879>.

(StromVG) inkl. der vollständigen Marktöffnung. Die entsprechenden Beratungen sollen nun rasch beginnen und wurden zwischenzeitlich ab dem 21. Oktober 2021 in der UREK-S traktandiert.

Vorliegend sollen zentrale Revisionsinhalte zusammengefasst und aus unserer Sicht eingeordnet werden. Der vorliegende Beitrag stellt keinen Anspruch auf Vollständigkeit und kann die zu erwartenden Anpassungen im Rahmen der parlamentarischen Diskussionen nicht vorwegnehmen. Angesichts der stark steigenden Strommarktpreise, dem zunehmendem Ausschluss der Schweiz aus dem europäischen Strommarkt und der damit verbundenen, zunehmend kritisch beurteilten Versorgungssituation der Schweiz gewinnt die Vorlage zusätzlich an Relevanz und an Dringlichkeit.

2. Parlament legt mittels «Initiative Girod» im Bereich Fördermassnahmen vor

Die Initiative des Grünen-Nationalrats Bastien Girod forderte die einheitliche Förderung aller erneuerbaren Energien und damit die «Einmalvergütung» (Investitionsbeiträge) auch für Biogas, Kleinwasserkraft, Wind und Geothermie. Diese Initiative erfolgte gut abgestützt vor dem Hintergrund, dass für Windenergie-, Biogas- und neue Kleinwasserkraftanlagen gemäss geltendem EnG nach dem Auslaufen des Einspeisevergütungssystems Ende 2022 keine Förderung mehr vorgesehen sind. Einmalvergütungen bzw. Investitionsbeiträge sind aktuell gemäss Art. 24 EnG nur für Photovoltaik, neue Grosswasserkraft, erhebliche Erweiterungen oder Erneuerungen von bestehender Kleinwasserkraft (> 300 kW) sowie Biomasse vorgesehen. Diese Förderung mittels Investitionsbeiträgen läuft Ende 2030 aus. Mit der jetzt vom Parlament beschlossenen Teilrevision des EnG wird die Förderung aller Erneuerbaren bis 2030 verlängert und übergreifend mit Investitionsbeiträgen definiert.² Gemäss revidiertem Art. 24 EnG können alle Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien, soweit die Mittel reichen (Art. 35 und 36), einen Investitionsbeitrag in Anspruch nehmen.

In Bezug auf die Photovoltaik werden Investitionsbeiträge (Einmalvergütungen) wie bisher von bis zu 30% der Investition in Neubauten oder erhebliche Erweiterungen ausbezahlt. Neu ist bei reinen Einspeiseanlagen, welche nicht vom Recht auf Eigenverbrauch Gebrauch machen und unabhängig von deren Grösse, eine Einmalvergütung bis zu 60% vorgesehen. Damit sollen auch grössere Anlagen ohne Eigenverbrauch wirtschaftlich werden. Für die Erstellung neuer Grossanlagen ohne Eigenverbrauch (> 150kW) soll der Bundesrat die Höhe der Einmalvergütung mittels Auktionen bestimmen lassen dürfen.

Bei der Grosswasserkraft bleibt die Fördersituation im Grundsatz unverändert, auch die Marktprämie gemäss Art. 30 EnG wird vorläufig bis 2030 verlängert, auch wenn deren Relevanz und damit der finanzielle Mittelbedarf im Kontext stark steigender Marktpreise aktuell abnimmt. Bei der Kleinwasserkraft haben National- und Ständerat sich nach längeren Diskussionen für die Beibehaltung der Fördergrenze von 300 kW für erhebliche Erweiterungen und Erneuerungen ausgesprochen. Während für erhebliche Erneuerung bis zu 40% Investitionsbeiträge möglich sind, sind für Neuanlagen ab 1 MW sowie erhebliche Erweiterungen ab 300 kW maximal 60% vorgesehen.

Neu erhalten auch neue Windenergie- (> 2 MW) sowie Biomasseanlagen bis zu 60% Investitionsbeiträge. Letztere erhalten gemäss neuem Art. 33a EnG zusätzlich einen Betriebskostenbeitrag, um die laufenden Kosten zu decken und damit Biomasseanlagen wirtschaftlich zu gestalten. Im Unterschied zum Mantelerlass beschloss das Parlament auch die Förderung von entsprechenden Projekten der Kehrlichtverbrennungsanlagen, Deponien und Abwasserreinigungsanlagen mit Investitionsbeiträgen. Projektierungsbeiträge sind weiterhin auf Geothermie-Projekte beschränkt, bei welchen nach Art. 27b EnG Prospektion, Erschliessung und

² Vgl. BBl 2021 2321. Die Referendumsfrist läuft bis am 22. Januar 2022.

Erstellung jeweils mit maximal 60% Investitionsbeiträge unterstützt werden sollen. Im Unterschied zum Mantelerlass des Bundesrates wurden (noch) keine Projektierungsbeiträge für Windenergie beschlossen.

Mit der Revision von Art. 29 Abs. 2 EnG wird u.a. auch die Vereinfachung der Prüfung der Nicht amortisierbaren Mehrkosten («NAM»), analog zum Vorschlag des Bundesrates im Mantelerlass, bereits vorweggenommen.³ «NAM»-Prüfungen sollen nur noch in Einzelfällen vorgenommen werden, die Ermittlung der Investitions- und Betriebskostenbeiträge erfolgt mittels Referenzanlagen und dem Nachweis der effektiven Investitionskosten. Das bedeutet im Wesentlichen eine Entkoppelung der Förderung von den aktuellen und erwarteten Marktpreisen.

Sozusagen im «Seitenwagen» der Vereinheitlichung und Verlängerung der Förderung sind folgende Anpassungen im StromVG und im Wasserrechtsgesetz (WRG) beschlossen worden:

1. Verlängerung der Priorisierung der inländischen, erneuerbaren Stromproduktion in der Grundversorgung gem. Art. 6 Abs. 5^{bis} StromVG analog zur Verlängerung der Marktprämie bis 2030 (vorbehältlich der Revision StromVG im Rahmen des Mantelerlasses);
2. Regelung von Pilotprojekten («Regulatory Sandbox») in einem neuen Art. 23a StromVG, wobei diese Regelung 1:1 aus dem Entwurf des Mantelerlasses übernommen wurde. Ziel ist damit bereits ab 2022 solche Pilotprojekte so rechtssicher wie möglich zu machen. Solche Projekte sind gemäss Abs. 2 inhaltlich, zeitlich und räumlich begrenzt und dauern höchstens vier Jahre. Die Frist kann einmalig um maximal zwei Jahre verlängert werden;
3. Verlängerung des geltenden Wasserzinsregimes von CHF 110/kW bis Ende 2030 in Art. 49 Abs. 1 WRG. Diese Anpassung war im Parlament umstritten und wurde vom Bundesrat nicht empfohlen, da damit die geplante Vernehmlassung für die Wasserzinsanpassung ab 2024 obsolet wird. Letztlich hat sich in diesem Punkt der Ständerat durchgesetzt. Der Bundesrat folgert daraus, dass er sich nun die Vernehmlassung sparen kann und dass das Wasserzinsmodell jetzt bis Ende 2030 so gilt. Dies sei im Sinne der Investitionssicherheit und der Planungssicherheit so gewünscht.⁴

Es ist davon auszugehen, dass die so beschlossene «kleine» Revision des EnG im 1. Halbjahr 2022 in Kraft tritt.

3. Stärkung der Versorgungssicherheit als zentrales Ziel des Mantelerlasses

Ist nun die Revision von EnG und StromVG mit dem sog. «Mantelerlass» nach der erfolgreichen Annahme der parlamentarischen Initiative Girod noch notwendig? Ja, absolut. Der Mantelerlass hat als Hauptziel eine langfristige Stärkung der Stromversorgungssicherheit mit einheimischer, erneuerbarer Energie.⁵ Dies geht deutlich über die beschlossene Verlängerung und Vereinheitlichung der Investitionsbeiträge für erneuerbare Energieanlagen hinaus. So hielt etwa der VSE im Rahmen der Vernehmlassung fest, dass die Weiterführung der Förderung mittels Investitionsbeiträgen der pragmatische Weg sei.⁶ Der Fokus der Förderung müsse jedoch auf der Winterproduktion und der Regelbarkeit der Anlagen liegen und hinsichtlich der sich stellenden Herausforderungen bezüglich langfristiger Versorgungssicherheit in allen Jahreszeiten deutlich weiter gehen.

³ Vgl. auch Botschaft zum Mantelerlass, BBl 2021, 1666, S. 33.

⁴ Vgl. Bundesrätin Sommaruga, Votum im Nationalrat, Herbstsession 2021, Sitzung vom 20. September 2021, Geschäft 19.443, erhältlich unter <https://www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/amtliches-bulletin/amtliches-bulletin-die-verhandlungen?SubjectId=54021#votum17>.

⁵ Vgl. Botschaft zum Mantelerlass, BBl 2021, 1666, S. 6.

⁶ Vgl. VSE (2020) Stellungnahme zur Revision des Energiegesetzes, S. 3.

Dies hat u.a. auch die ElCom im Rahmen ihrer Vernehmlassungsantwort gefordert.⁷ Der Bundesrat hat vor diesem Hintergrund u.a. auch den Vorschlag einer «Winterstromförderung» im Mantelerlass aufgenommen.

Konkret zeichnet sich der Mantelerlass, neben der nun bereits teilweise vorweggenommenen Vereinheitlichung und Verlängerung der Förderung mittels Investitionsbeiträgen (Vorschlag bis 2035) durch die Elemente «Stärkung Winterenergie» gemäss Art. 9^{bis} StromVG und «strategische Energiereserve» gemäss Art. 8a StromVG aus. Bei der Stärkung der Winterenergie beabsichtigt der Bundesrat einen Kraftwerkszubau um 2 TWh bis 2040, wobei die Produktion im Winter sicher abrufbar, ans Schweizer Stromnetz angeschlossen und klimaneutral sein muss. Entsprechende Speicherwasserkraftprojekte sollen mit einem neuen «Winterzuschlag» von max. 0.2 Rp./kWh unterstützt und im Konsensverfahren am «runden Tisch Wasserkraft» evaluiert werden. Die Projekte sollen mit 40%, ausnahmsweise bis zu 60% Investitionsbeiträgen inkl. Projektierungsbeiträgen unterstützt werden. Der Winterzuschlag wird als neue Abgabe von 0.2 Rp./kWh auf den Rechnungen durch die Verteilnetzbetreiber (VNB) einzufordern und separat auszuweisen sein (Art. 12 StromVG). Auch sieht der Entwurf von Art. 9^{bis} Abs. 3 StromVG vor, dass falls sich abzeichnet, dass der angestrebte Zubau mit Speicherwasserkraftwerken nicht erreichbar ist, auch andere, mittels Ausschreibungen ermittelte Kraftwerke unterstützt werden können. In der Botschaft wird dabei explizit auch auf Gaskombikraftwerke als möglicherweise notwendige Alternative hingewiesen.⁸ Diese müssen aber klimaneutral ausgestaltet sein. Das ist dann erfüllt, wenn Carbon Capture and Storage oder erneuerbare Gase (Biogas, erneuerbarer Wasserstoff, erneuerbares Methan) zum Einsatz kommen. Als weitere Möglichkeiten sollen die CO₂-Kompensation oder negative Emissionstechnologien offenstehen. Realistisch dürften kurzfristig nur Kompensationsmassnahmen sein, da für die anderen Massnahmen das Angebot bzw. die Infrastruktur noch fehlt. Die Vorgaben des CO₂-Gesetzes müssen eingehalten und entsprechende Emissionsrechte beschafft werden. Um als «sicher abrufbar» zu gelten, muss zudem eine gewisse Speicherfähigkeit des Gases in der Schweiz nachgewiesen werden.⁹ Diese Speicher sind zurzeit in der Schweiz noch nicht verfügbar.

Bei der strategischen Energiereserve gemäss Entwurf von Art. 8a StromVG geht es um die Erhöhung der Selbstversorgungsfähigkeit in kritischen Versorgungssituationen. Konkret soll die Energiereserve insbesondere bei Schweizer Speicherkraftwerken sowie bei flexiblen Verbrauchern von Swissgrid mittels Ausschreibung beschafft und vorgehalten werden. Gemäss Abs. 3 legt dabei die ElCom jährlich die Eckwerte der Reserve fest und überwacht die Umsetzung. Ziel ist es in Kombination mit den Ausbauzielen, insbesondere der Stärkung des Winterstroms um 2 TWh bis 2040, eine Selbstversorgungsfähigkeit der Schweiz von durchschnittlich 22 Tagen sicherzustellen.¹⁰ Zentrale Herausforderung dieser Reserve ist die Vermeidung von Marktverzerrungen, insbesondere beim Abruf (nach Handelsschluss) sowie wenn die vorgehaltene Energie bei Nicht-Verwendung wieder in den Markt «zurückgegeben» wird.

Während der Mantelerlass die längerfristige Zielerreichung der Energiestrategie und der Versorgungssicherheit adressiert, bleiben kurzfristige Massnahmen im Kontext des fehlenden EU-Stromabkommens sowie des zunehmend spürbaren Ausschlusses der Schweiz vom europäischen Strombinnenmarkt noch offen. Jüngst hat dazu das UVEK zusammen mit ElCom und Swissgrid dem Bundesrat Bericht erstattet und mögliche zusätzliche, kurzfristige Massnahmen vorgeschlagen.¹¹ Ein Eindruck über die kurz- und mittelfristigen Herausforderungen geben dabei die veröffentlichten Resultate der Studie «Analyse Stromzusammenarbeit Schweiz-EU» von Frontier Economics.¹² Die Studie zeigt auf, dass bei einer Abkoppelung der Schweiz vom

⁷ Vgl. ElCom (2020) 041-00113: Vernehmlassungsverfahren zur Revision des Energiegesetzes.

⁸ Botschaft zum Mantelerlass, BBl 2021, 1666, S. 23 / 87.

⁹ Botschaft zum Mantelerlass, BBl 2021, 1666, S. 87.

¹⁰ Vgl. Botschaft zum Mantelerlass, BBl 2021, 1666, S. 21.

¹¹ Vgl. Bundesrat, Medienmitteilung vom 13. Oktober 2021.

¹² Vgl. Frontier Economics (2021) Analyse Stromzusammenarbeit Schweiz-EU.

europäischen Strommarkt, wie sie sich derzeit abzeichnet, unter bestimmten Stressszenarien bereits 2025 Strommangellagen drohen. Weiter hat der Bundesrat die ElCom eingeladen, bis November dieses Jahres ein «Konzept Spitzenlast-Gaskraftwerk» auszuarbeiten und das UVEK beauftragt, bis Ende Jahr eine Analyse des Stromeffizienz-Potenzials bis 2025 vorzulegen. Entsprechende, zusätzliche Massnahmen für die kurz- und mittelfristige Versorgungssicherheit sowie die Frage nach einer Sektorlösung mit der EU dürften die politischen Diskussionen zur Revision stark prägen.

Kein Thema im Mantelerlass ist bisher Wasserstoff. Weder eine Regulierung noch eine mögliche Förderung sind bisher diskutiert, eine Roadmap «Wasserstoff» ist beim BFE in Ausarbeitung. Es ist denkbar, dass auch dieses für die Dekarbonisierung langfristig wichtige Thema in den (notwendigen) Grundzügen noch Eingang in diese Gesetzesrevision finden wird.

4. Update der Netzregulierung im StromVG ist notwendig

Neben der Förderung des inländischen Zubaus von erneuerbarer Energie und Massnahmen zur Versorgungssicherheit ist mit dem Mantelerlass des Bundesrates auch eine Optimierung der Netzregulierung notwendig. Dies beurteilt auch der Bundesrat so und sieht bspw. die Verbesserung der Rahmenbedingungen für den Einsatz von dynamischen Netztarifen vor. Infolge der kritischen Vernehmlassungsantworten im Kontext der weitgehenden Regulierung der Netztarife hat der Bundesrat nun auf ausführliche Vorgaben auf Stufe Gesetz verzichtet. Gleichzeitig kündigt er die gleichen Vorgaben stattdessen auf Verordnungsebene an, was hinsichtlich der Normenhierarchie und der Kompetenzen zu begrüssen ist, das Problem einer Überregulierung im Bereich der Tarifierung allerdings nicht löst. So soll auf Verordnungsstufe aus Sicht des Bundesrates nach Vorbild der Vernehmlassungsvorlage etwa konkretisiert werden, dass auch schon im Basistarif eine höhere Leistungskomponente (Fr./kW) bzw. höhere Grundkomponenten (Fr./Anschluss) zulässig sind, sofern keine Diskriminierung von Eigenverbrauchslösungen (inkl. ZEV) erfolgt¹³. Leider soll auch die artfremde Vorgabe «energieeffizienter» Netznutzungstarife in Art. 14 Abs. e StromVG bestehen bleiben, so dass «Flat Rates» im Netz weiterhin nicht erlaubt sein sollen. Auch das Ausspeiseprinzip soll (noch) nicht aufgeweicht werden. Einzig kann der Bundesrat bei Eigenverbrauchsgemeinschaften und ZEV neu die Nutzung von Anschlussleitungen erlauben (Art. 16 Abs. 1 vierter Satz EnG). Auf den Vorschlag für eine Entlastung dezentraler Ein- und Ausspeisungen, z.B. mittels sog. Ortstarife, geht der Bundesrat bisher aus Gründen der Verursachergerechtigkeit und der Solidarität in der Netznutzung nicht ein. Die Anpassungen bei der Kostenwälzung neu mit 90% Leistung und 10% Energie (ÜN und VN einheitlich) geht aber aus Sicht der Kostenverursachung in die richtige Richtung. Neu wird dabei die Energie (10%) nach Betragsnettoprinzip (Netto = Einspeisemengen; Betrag = Aufwand durch Rückspeisungen) berechnet.¹⁴

Ein weiteres, wichtiges Element bilden die vorgeschlagenen Präzisierungen von Art. 17b StromVG. So wird klargestellt, dass das Recht, die Flexibilitäten zu nutzen, den jeweiligen Erzeugern, Speicherbetreibern oder Endverbrauchern zusteht. Dies gilt grundsätzlich schon heute, wird aber neu explizit so im Wortlaut festgehalten. Damit führt an einem «Opt-in» bei Nutzung durch VNB oder Dritte kein Weg mehr vorbei. Die VNB müssen Flexibilitätsinhabern pro Flexibilitätskonstellation einheitliche und diskriminierungsfreie Vertragskonditionen anbieten. Neu sind geplant garantierte Nutzungsrechte für VNB. So können VNB gemäss Abs. 3 insbesondere Einspeisungen bis zu einem bestimmen Anteil abregeln. Selbstverständlich sind die VNB in diesem Fall für die abgeregelte Energiemenge entschädigungspflichtig. Diese Möglichkeit erlaubt es VNB jedoch gezielt in ihrem Netzgebiet Netzspitzen, nicht nur in der Ausspeisung, sondern auch bei der Einspeisung zu

¹³ Vgl. Botschaft zum Mantelerlass, BBl 2021, 1666, S. 48.

¹⁴ Vgl. Botschaft zum Mantelerlass, BBl 2021, 1666, S. 49.

vermeiden und damit das Verteilnetz weniger stark bzw. weniger schnell auszubauen. Relevant für die Umsetzung dieser Vergütungen (bzw. der Anerkennung als anrechenbare Netzkosten) wird dabei auch die Haltung der ElCom sein. Aktuell schliesst die ElCom bspw. marktbasierende Vergütungen, welche sich an Opportunitätskosten (Einsparungen) orientieren, im Fall von internen Leistungen innerhalb des EVU (z.B. von der Produktion zugunsten des Verteilnetzes) aus.¹⁵

Mit der Flexibilitätsregulierung verbunden ist auch die Definition von Speichern als Endverbraucher. Diese soll mit der Revision StromVG im Gesetz verankert werden, obwohl dies eigentlich dem geltenden Ausspeiseprinzip widerspricht, da Speicher Energie nicht endverbrauchen. Die Andersbehandlung zu Pumpspeichern soll damit beibehalten werden. Die Aussage des BFE, Speicher über Flexibilität inkl. NNE in den Markt zu integrieren, wurde bisher nicht weiter konkretisiert und ist daher kritisch zu beurteilen. Gut möglich, dass das Parlament hier zusammen mit dem Thema der «Ortstarife» noch Einfluss auf die Revision nehmen wird.

Mit der Revision StromVG soll auch der Begriff der Deckungsdifferenz in Art. 14 Abs. 1 StromVG explizit im Gesetz aufgenommen werden. Mit Art. 15 Abs. 3^{bis} StromVG soll der Bundesrat ermächtigt werden, den Umgang mit Deckungsdifferenzen aus vergangenen Tarifperioden, namentlich ob und wie sie verzinst werden und in welchem Zeitraum sie auszugleichen sind, in der StromVV künftig zu regeln. Es ist davon auszugehen, dass dabei der Abbau innert dreier Jahre gemäss der Praxis der ElCom als harte Verfalldauer mit der Möglichkeit für Ausnahmen in begründeten Einzelfällen sowie eine tiefere Verzinsung oder gar ein Verzicht auf eine Verzinsung von Unterdeckungen (Guthaben der Netzbetreiber) aufgenommen werden wird.¹⁶ Dies ist aufgrund der hohen Unterdeckungsbestände bei Schweizer VNB einerseits verständlich, andererseits ist der Umstand, dass die ElCom selber fünf Jahre rückwirkend Kosten und Tarife prüfen bzw. rückwirkend auch korrigieren kann, die VNB ihrerseits jedoch bereits nach drei Jahren auf allfällige Unterdeckungen verzichten sollen, nach wie vor problematisch. Auch hier wäre eine Nachbesserung und eine Klärung der rechtlichen Verjährung im Fall von Tarifprüfungsverfahren explizit erwünscht.

5. Marktöffnungen als «pièce de résistance»

Als eigentliche politische Herausforderung dürften sich die beiden vom Bundesrat vorgeschlagenen Marktöffnungsschritte herausstellen. Einerseits die längst überfällige, vollständige Öffnung des Strommarktes, andererseits die teilweise Liberalisierung des Messwesens. Aufgrund der erheblichen Opposition, des Wegfalls des Arguments des EU-Stromabkommens und der oftmals polemischen Auslegung einer Strommarktöffnung als vermeintlicher «Jobkiller» und als «Feind» der Energiestrategie, besteht die erhebliche Gefahr, dass die Strommarktöffnung ein weiteres Mal verschoben wird. Das Parlament wird diese Vorlage intensiv diskutieren und wohl versuchen eine erneute Referendumsabstimmung zu verhindern.

5.1 Vollständige Öffnung des Strommarktes

Inhaltlich soll mit der Revision des StromVG nach dem Willen des Bundesrates die vollständige Marktöffnung erfolgen,¹⁷ nachdem der ursprünglich geplante Bundesbeschluss gemäss Art. 34 Abs. 3 StromVG des geltenden Rechts nie gefasst wurde. Mit dem revidierten Art. 6 StromVG soll den Endkunden unter 100 MWh neu ein Wahlrecht zwischen Marktbelieferung und Grundversorgung eingeräumt werden. Dabei kommt der Grundsatz «einmal frei, immer frei» nicht mehr zur Anwendung. Die Endkunden unter 100 MWh sollen dabei (leider) nur jährlich wechseln können. In diesem Punkt wäre mehr Flexibilität durchaus wünschbar.

¹⁵ Vgl. ElCom, Fragen und Antworten zur Energiestrategie 2050, Ziff. 48b.

¹⁶ Vgl. Botschaft zum Mantelerlass, BBl 2021, 1666, S. 91.

¹⁷ Vgl. Botschaft zum Mantelerlass, BBl 2021, 1666, S. 27f.

Gleichzeitig soll nach dem revidierten Art. 6 Abs. 1 StromVG das Recht auf Grundversorgung für Endkunden mit einem Jahresverbrauch ab 100 MWh vollständig entfallen. Sämtliche Endkunden ab 100 MWh sollen gestützt auf einen Energieliefervertrag Energie von einem Lieferanten am Markt beziehen müssen. Dies kann dabei selbstverständlich auch der Grundversorger sein.

Mit der Revision StromVG wird die Grundversorgung damit nicht wegfallen, jedoch deutlich dereguliert werden. So soll die Grundversorgung künftig noch als angemessener Schutz der nicht wechselwilligen oder nicht wechselfähigen Endkunden vor Preismissbrauch dienen. Da alle Endkunden mit der Marktöffnung neu den Netzzugang beantragen und von Marktangeboten profitieren können, ist eine umfassende Preisregulierung nicht mehr notwendig. Gemäss Entwurf von Art. 6 StromVG sollen die Tarife in der Grundversorgung von der ElCom aufgrund von Vergleichsmarktpreisen nur noch auf ihre Angemessenheit überprüft werden.¹⁸ Die ElCom soll dabei, vergleichbar mit der heutigen Preisüberwachung in anderen Sektoren durch den Preisüberwacher, mit Toleranzbändern arbeiten und dabei ökologische Qualität, Herkunft und Modalitäten berücksichtigen müssen. Zu diesem Zweck plant der Gesetzgeber in Art. 6 Abs. 4 StromVG neu auch eine Pflicht zur Meldung durchschnittlicher Preise seitens Grundversorger und Lieferanten an die ElCom in Form von mengengewichteten Durchschnittspreisen der Vertragsabschlüsse pro Produkt.

Zur Stützung der inländischen, erneuerbaren Produktion soll gemäss Art. 6 Abs. 2 StromVG in der Grundversorgung neu ein Standardprodukt, welches zu 100% aus inländischer erneuerbarer Energie besteht, angeboten werden müssen (sog. «green default»). Dabei sind weitere Produkte im Sinne eines «Opt-outs» nicht ausgeschlossen.¹⁹ Die Vorgabe eines «green defaults» entspricht faktisch einer Teilmarktquote, wonach grundversorgte Endkunden mit 100% inländischem, erneuerbarem Strom beliefert werden. Deren Relevanz und Wirkung auf die Produktion und Beschaffung hängt letztlich stark von der Marktpreissituation und von der Wechselbereitschaft der Endkunden ab. Je höher die Wechselquoten in den freien Markt sind, desto weniger Gewicht hat die geplante Teilmarktquote mit erneuerbarer Energie. Im erwarteten Fall eher zurückhaltender Wechselbereitschaft dürfte die Verpflichtung zum erneuerbaren Standardprodukt eine stützende Funktion für Schweizer Produzenten haben. Aufgrund der Möglichkeit jedes Endkunden in den freien Markt zu wechseln und der Angemessenheit mittels Vergleichsmarktpreisen sind aber auch hier der Preissetzung klare Grenzen gesetzt.

In diesem Kontext stellt der Bundesrat in der Botschaft zum Mantelerlass auch die Option zur quartalsweisen Hinterlegung von Herkunftsnachweisen (statt wie bisher jährlich) auf Stufe der Verordnung des UVEK über den Herkunftsnachweis und die Stromkennzeichnung (HKSV) in Aussicht.²⁰ Dies mit dem Ziel, die Übereinstimmung von Produktion und Verbrauch in der Stromkennzeichnung zeitlich anzugleichen und somit realitätsnäher und im Sinne einer verbesserten Transparenz abzubilden.

Im Rahmen der vollständigen Marktöffnung stellt sich auch die Frage einer Neuregelung der Abnahme- und Vergütungspflicht von Netzbetreibern gemäss Art. 15 EnG. Der Bundesrat schlägt vor, dass die Verteilnetzbetreiber abnahme- und vergütungspflichtig bleiben sollen. Massgebend sollen jedoch neu nicht mehr die Gestehungskosten, sondern Marktpreise²¹ sein. Dies geht im Kontext eines offenen Strommarktes und der fehlenden Absatzgarantien seitens der Netzbetreiber in die richtige Richtung. Einerseits fehlt jedoch der Mut, die Abnahme von dezentraler Energie gänzlich von der Rolle des Netzbetreibers zu lösen, obwohl dies schon rein vom Unbundling her sinnvoll wäre. Die Pflicht könnte, wie in anderen Ländern auch, dem grössten

¹⁸ Vgl. Botschaft zum Mantelerlass, BBl 2021, 1666, S. 78.

¹⁹ Vgl. Botschaft zum Mantelerlass, BBl 2021, 1666, S. 78.

²⁰ Vgl. Botschaft zum Mantelerlass, BBl 2021, 1666, S. 30. Dies auch im Kontext der diskutierten Winterstrom-Knappheit und aufgrund entsprechender politischer Vorstösse (z.B. Motion 21.3620 von Ständerat Damian Müller zu mehr Transparenz im Strommarkt).

²¹ Konkret Stundenpreise an der Strombörse für den Folgetag im Marktgebiet Schweiz (Spotmarkt).

Energielieferanten im jeweiligen Versorgungsgebiet obliegen. Andererseits sollen die negativen Auswirkungen auf die Rentabilität von PV-Anlagen durch den 10-jährigen Bestandsschutz aufgefangen werden. Dies ist verständlich, dürfte jedoch die Forderungen der Solarbranche hinsichtlich Investitionssicherheit und -anreizen bei weitem nicht erfüllen. Solche Anlagen sollen weiterhin Erlöse für ihre HKN in der Höhe der Vergütung erhalten, welche die Schweizer Verteilnetzbetreiber insgesamt, das heisst für die Elektrizität und die Herkunftsnachweise, im Durchschnitt in den fünf Jahren vor Inkrafttreten des Gesetzes gewährten. Davon soll der jeweils geltende Referenz-Marktpreis in Abzug gebracht werden.

Letztlich kann mit dem Wegfall der kostenbasierten Tarifregulierung der Grundversorgung auch die Pflicht zur Führung einer Kostenträgerrechnung (aus regulatorischer Sicht) sowie die Bildung von regulatorischen Deckungsdifferenzen entfallen. Gemäss Botschaft zum Mantelerlass soll aber weiterhin ein in unangemessener Weise vereinnahmtes Entgelt in den folgenden Tarifjahren nach bisheriger Praxis über entsprechend tiefere Grundversorgungstarife zurückerstattet werden.²² Übergangsweise soll gelten, dass die bis zum Inkrafttreten der Revision aufgelaufenen Deckungsdifferenzen tariflich kompensiert werden können (Unterdeckung) bzw. müssen (Überdeckung). Konkrete Fristen (z. B. 3 Jahre gemäss geltender Praxis) könnten auf Stufe der Verordnung vorgegeben werden. Über die damit verbundenen Anreiz- und Verteilungseffekte im Übergang von einer umfassenden Grundversorgung zu einem geöffneten Markt schweigt sich die Botschaft aus. Aus Sicht der betroffenen Netzbetreiber ist es daher ratsam, hohe Unterdeckungen zu vermeiden, da deren Abbau in einem sich öffnenden Markt zunehmend schwieriger wird. Die geplante Anhäufung von Überdeckungen zum aktiven (temporären) Senken von Grundversorgungstarifen scheint im Kontext nicht vorhersehbarer Marktpreisentwicklungen, Zinslast und relativ kurzer Abbaufrist ebenfalls nicht ratsam.

5.2 Teilmarktöffnung im Messwesen

Mindestens so umstritten wie die vollständige Strommarktöffnung ist auch die vom Bundesrat vorgeschlagene Teilmarktöffnung im Messwesen. Neu sollen gemäss Art. 17a Abs. 2 StromVG die Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch von mindestens 100 MWh pro Verbrauchsstätte sowie Elektrizitätserzeuger und Speicherbetreiber die Verrechnungsmessung, nicht aber die betriebliche Messung, auch bei Dritten beziehen können. Dies soll auch für Endverbraucher unter 100 MWh Jahresverbrauch gelten, sofern diese vom Recht auf Eigenverbrauch oder Zusammenschluss zum Eigenverbrauch Gebrauch machen, Zugriff auf ihre Messdaten für marktdienliche²³ Flexibilitäts- oder Energiesparmassnahmen benötigen oder als Multi-Site-Kunden an verschiedenen Standorten einer wirtschaftlichen Einheit operieren.

Mit der Revision des StromVG geht unabhängig von der Frage der Marktöffnung für Messstellenbetreiber und -dienstleister die Trennung der Verrechnungsmessung vom Netzbetrieb und damit die Einführung separierter, vergleichbarer Messentgelte einher. Diese sind nicht mehr wie heute Teil der Netzentgelte, sondern werden nach Vorgabe vom revidierten Art. 17a^{bis} StromVG basierend auf den Betriebs- und Kapitalkosten einer zuverlässigen und effizienten Verrechnungsmessung separat kalkuliert. Art. 12 Abs. 3 lit. c und d StromVG gibt sogar den getrennten Ausweis des Entgelts für den Messstellenbetrieb vom Entgelt für die Messdienstleistungen vor. Dies führt konsequenterweise auch im Bereich der Messung zu entsprechenden Deckungsdifferenzen pro Geschäftsjahr, welche getrennt vom Netz zu kalkulieren, zu deklarieren und zeitnah auszugleichen sind.²⁴

²² Vgl. Botschaft zum Mantelerlass, BBl 2021, 1666, S. 78.

²³ In Abgrenzung zur netzdienlichen Flexibilität gegenüber dem Netzbetreiber selber. Letztere qualifiziert nicht für den Marktzugang im Messwesen.

²⁴ So auch Art. 17a^{bis} Abs. 4 StromVG mit Verweis auf die Verordnungskompetenz des Bundesrates.

In diesem Punkt bleibt zu hoffen, dass nicht nur die Regulierung umgesetzt, aber die Liberalisierung aufgeschoben wird. Wenn für die Teilmarktöffnung keine politische Mehrheit besteht, so kann auch die Entflechtung von Netz und Messwesen unterbleiben.

6. Fazit

Die vorstehenden, nicht abschliessenden Ausführungen zeigen, dass die politische Beratung zum Mantelerlass, trotz der jetzt beschlossenen Teilrevision des EnG im Rahmen der parlamentarischen Initiative Girod, wichtig bleibt und für genügend Diskussionsstoff sorgen wird.

Wir sind überzeugt, dass die geplanten Massnahmen für die Versorgungssicherheit zentral, die Marktöffnung und damit die Deregulierung der Grundversorgung endlich fällig und letztlich auch wichtige Anpassungen an der Netzregulierung notwendig sind. Gerade die Massnahmen zur Versorgungssicherheit sind aufgrund des Wegfalls eines EU-Stromabkommen aus kurz- und mittelfristiger Sicht zu überprüfen und aufgrund der Empfehlungen von UVEK, ElCom und Swissgrid zu ergänzen. Aus unserer Sicht gefährdet dabei die geplante Strommarktöffnung weder die Energiestrategie noch die Versorgungssicherheit. Die Beibehaltung der Grundversorgung mit erneuerbarer, inländischer Energie führt faktisch zu einer Teilmarktquote, welche von vielen, nicht preissensitiven Endkunden akzeptiert werden dürfte. Das Wechselverhalten in der Schweiz dürfte dabei eher zurückhaltend sein, da gerade kostensensitive Grosskunden längst am Markt sind und auch die übrigen Endkunden via Verteilnetzbetreiber zu einem relevanten Anteil vom Marktpreis profitieren (oder aktuell auch dessen Erhöhung spüren). Entscheidend für die Marktöffnung ist aber der Abbau von Hemmnissen bei der Entwicklung innovativer Produkte und Lösungen und die Elimination der rechtsunsicheren, marktverzerrenden Grundversorgung. Alle europäischen Länder setzen ebenfalls eine Energie- und Klimastrategie um, obwohl deren Strom- und Gasmärkte längst geöffnet sind.