

„ES2050 CHECK“

Sicherstellung der korrekten Umsetzung des 1. Massnahmenpakets der Energiestrategie 2050

Nico Waldmeier

lic. rer. pol. / MBA, Partner, Leiter Strategie und Organisation
EVU Partners AG, Aarau, nico.waldmeier@evupartners.ch

Stefania Cramer

B.Sc. Wirtschaftsingenieurin / EMBA FH, Beraterin, Team Strategie und Organisation
EVU Partners AG, Aarau, stefania.cramer@evupartners.ch

5. September 2018

Lead

Seit dem 1. Januar 2018 sind das totalrevidierte Energiegesetz (1. Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050) und die zugehörigen Verordnungsrevisionen in Kraft. Der Umfang der mit dem Inkrafttreten der neuen regulatorischen Bestimmungen zur Energiestrategie 2050 verbundenen Anforderungen ist erfahrungsgemäss eine nicht zu unterschätzende betriebliche Herausforderung. Als Stromunternehmen ist eine Vielzahl vom Massnahmen korrekt und zeitgerecht sowie in der für das eigene Unternehmen richtigen Priorisierung umzusetzen. Eine Standortbestimmung im Rahmen eines „ES2050 Check“ kann Klarheit über die unternehmerische Ausgangslage sowie über den zwingenden Handlungsbedarf und freiwillige Handlungsoptionen schaffen.

1 AUSGANGSLAGE

Am 21. Mai 2017 hat die schweizerische Stimmbevölkerung der Revision des Energiegesetzes (EnG) zugestimmt und damit das 1. Massnahmenpaket im Rahmen der „Energiestrategie 2050“ (ES2050) genehmigt. Am 1. November 2017 hat der Bundesrat das totalrevidierte EnG und die zugehörigen Verordnungsrevisionen per 1. Januar 2018 in Kraft gesetzt. Aufgrund des Umfangs als auch der Komplexität der Vorlage ist es für Stromverteilnetzbetreiber und Stromproduzenten eine nicht zu unterschätzende Herausforderung, die regulatorischen Bestimmungen vollumfänglich und zeitgerecht umzusetzen und so die erforderliche regulatorische Compliance sicher zu stellen.¹

¹ Der Grundlagenartikel zu den Auswirkungen des 1. Massnahmenpakets der Energiestrategie 2050 wurde von der EVU Partners AG als Newsletterbeitrag während der Vernehmlassung der Verordnungsrevisionen am 28. Juni 2017 veröffentlicht. Vgl. EVU Partners AG (2017); „Energiestrategie 2050“; erhältlich unter www.evupartners.ch.

Die EVU Partners AG hat eine Methodik zur systematischen Überprüfung des aktuellen Stands der Umsetzung sämtlicher relevanter regulatorischen Bestimmungen der ES2050 entwickelt. Der „ES2050 Check“ soll dem Verteilnetzbetreiber und dem Stromproduzenten in Form einer Standortbestimmung dienen, den eigenen Handlungsbedarf zu eruieren, mögliche Handlungsoptionen zu identifizieren sowie die Umsetzung der regulatorischen Bestimmungen mit der richtigen Priorität und gemäss Zeitplan anzugehen.²

Es ist insbesondere für die strategischen und operativen Führungsgremien der Verteilnetzbetreiber (z.B. Verwaltungsrat und Geschäftsleitung) wichtig zu wissen, wo das eigene Unternehmen bei der Umsetzung der regulatorischen Bestimmungen steht und welche Massnahmen in welcher Zeitspanne noch umgesetzt werden müssen. Dies kann je nach spezifischer Ausgangslage sehr unterschiedlich ausfallen. Nachfolgend wird die von der EVU Partners AG entwickelte Methodik und das damit verbundene Vorgehen beschrieben.

2 METHODIK UND VORGEHEN

Im „ES2050 Check“ werden sämtliche, für Stromverteilnetzbetreiber und Stromproduzenten relevanten Themenfelder des 1. Massnahmenpaktes überprüft. Im Vordergrund stehen dabei die für Verteilnetzbetreiber zentralen Themenfelder wie Stromkennzeichnung, Abnahme- und Vergütungspflicht (inkl. Rückliefer tarife), Eigenverbrauch / Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV), Netz- und Energietarife, Kostenrechnung, intelligente Messsysteme sowie intelligente Steuer- und Regelsysteme. Ergänzend wird das für Produzenten zentrale Themenfeld der Förderung erneuerbarer Energien (Einspeisevergütung inkl. Direktvermarktung, Einmalvergütung und Netzzuschlag) beleuchtet.

Die regulatorischen Bestimmungen sind mittels einem Fragekatalog erfasst. Für jedes Themenfeld wird in Zusammenarbeit mit einem Interviewpartner der Ist-Zustand ermittelt. Dieser wird den aktuellen regulatorischen Bestimmungen gegenübergestellt. Der Soll-Zustand bzw. die korrekte Umsetzung der regulatorischen Bestimmungen wird mittels zwingendem Handlungsbedarf und freiwilligen Handlungsoptionen eruiert. Gestützt auf die Ergebnisse der Interviews wird eine Experteneinschätzung erstellt, welche den Interviewpartnern zwecks Stellungnahme zur Verfügung gestellt wird. Erst nach der Rückmeldung der Interviewpartner wird ein finaler Bericht erstellt, welcher die Sicht der Interviewpartner und der Experten im Detail erläutert. Die nachfolgende Abbildung zeigt den Ablauf exemplarisch:

² Eine Übersicht über die relevanten regulatorischen Bestimmungen des 1. Massnahmenpakets der Energiestrategie 2050 wurde von der EVU Partners AG als Newsletterbeitrag nach Inkrafttreten per 1. Januar 2018 veröffentlicht. Vgl. EVU Partners AG (2018); „Energierstrategie 2050 – Update“; erhältlich unter www.evu-partners.ch.

Nr.	Arbeitsschritt	Inhalte
1	Vorbereitung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Festlegung des Zeitplans und der Projektorganisation (insb. Interviewpartner); ▪ Erstellung eines an die spezifischen Bedürfnisse des jeweiligen VNB angepassten Fragekatalogs (z.B. Fragekatalog inkl. oder exkl. Förderungsmassnahmen für Stromproduzenten); ▪ Festlegung der Interviewtermine und Information zum Interviewablauf; ▪ Zustellung des Fragekatalogs zur persönlichen Vorbereitung des Interviews; ▪ Bei Bedarf: Klärung von Unklarheiten zum Fragekatalog im Vorfeld des Interviews;
2	Durchführung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Durchführung der Interviews mit den festgelegten Interviewpartnern (je nach Themenbereich des Fragekatalogs und Komplexität des VNB dauern die einzelnen Interviews zwischen rund 0.5 und rund 1.5 Stunden); ▪ Bei Bedarf: Ergänzende Sichtung von VNB-internen Unterlagen;
3	Beurteilung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Protokollierung der Antworten aus den Interviews; ▪ Erstellung einer ersten Experteneinschätzung aufgrund der Aussagen und Erkenntnisse in den Interviews; ▪ Formulierung eines Entwurfs für den zwingenden Handlungsbedarf und die freiwilligen Handlungsoptionen pro Themenbereich; ▪ Erstellung eines Vorschlags für eine «Roadmap» in Bezug auf die weiteren Aktivitäten zur Umsetzung der Massnahmen aus der ES2050;
4	Validierung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Besprechung des Entwurfs der Experteneinschätzung mit den jeweiligen Interviewpartnern; ▪ Abstimmung des zwingenden Handlungsbedarfs und der freiwilligen Handlungsoptionen pro Themenbereich; ▪ Abstimmung der vorgeschlagenen «Roadmap» für die weiteren Aktivitäten zur Umsetzung der Massnahmen aus der ES2050 (insb. Handlungsbedarf und Handlungsoptionen); ▪ Bei Bedarf: Bereinigung des Entwurfs der Experteneinschätzung;
5	Finalisierung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bei Bedarf: Präsentation der Ergebnisse vor den entsprechenden strategischen und operativen Führungsgremien; ▪ Erstellung und Finalisierung des «Prüfberichts» bzw. des schriftlichen Berichts zum «ES2050 Check» (inkl. «Roadmap»).

Abbildung 1: Konzept „ES2050 Check“

Aufgrund unserer Erfahrung ist für eine umfassende Standortbestimmung ein Zeitbedarf von rund ein bis zwei Monaten erforderlich. Sofern das Unternehmen sich auf einzelne Themenfelder fokussiert, reduziert sich der erforderliche Zeitbedarf entsprechend. Ein Auszug möglicher Fragen zu den verschiedenen Themenfeldern wird im nachfolgenden Kapitel vorgestellt. Die Fragen sind nicht vollständig aufgelistet und dienen lediglich zur Veranschaulichung möglicher Interviewfragen im Rahmen des „ES2050 Check“.

3 AUSZUG AUS DEM FRAGEKATALOG

In den nachfolgenden Kapiteln 3.1 bis 3.8 wird für die einzelnen Themenfelder eine Auswahl möglicher Fragen mit den zu Grunde liegenden Erlasstexten vorgestellt. Dabei ist zu beachten, dass die vorgestellten Fragen eher die wichtigsten regulatorischen Bestimmungen adressieren. Daneben gibt es noch eine Vielzahl von regulatorischen Bestimmungen, die zwar von geringerer Bedeutung sind aber von den Stromverteilnetzbetreibern bzw. Stromproduzenten gleichwohl umzusetzen sind.

3.1 STROMKENNZEICHNUNG

Beim Themenfeld „Stromkennzeichnung“ sind insbesondere Art. 9 EnG sowie Art. 4–6 und 79 EnV / Art. 8 und Anhang 1 HKSV zu berücksichtigen. Im Fragekatalog ist je nach Ausgangslage des jeweiligen Verteilnetzbetreibers mit rund 5–10 Fragen zu rechnen.

FRAGE	RECHTLICHE GRUNDLAGE
Hinterlegen Sie für jede gelieferte Kilowattstunde einen entsprechenden Herkunftsnachweis?	Art. 4 Abs. 1 EnV Die Stromkennzeichnung nach Artikel 9 Absatz 3 Buchstabe b EnG muss jährlich mittels Herkunftsnachweis vorgenommen werden, und zwar für jede an Endverbraucherinnen und Endverbraucher gelieferte Kilowattstunde.

Veröffentlichen Sie die Stromkennzeichnung auf www.stromkennzeichnung.ch ?	Art. 4 Abs. 3 EnV Unabhängig von der Art der Kennzeichnung muss es seinen Lieferantenmix und die gesamt- haft an seine Endverbraucherinnen und Endverbraucher gelieferte Menge Elektrizität bis spä- testens zum Ende des folgenden Kalenderjahres veröffentlichen. Die Veröffentlichung hat ins- besondere über die im Internet von den stromkennzeichnungspflichtigen Unternehmen ge- meinsam betriebene, frei zugängliche Adresse „stromkennzeichnung“ zu erfolgen.
Erfolgt bei Ihnen die jährliche Stromkennzeichnung auf oder zusammen mit der Elektrizitätsrechnung?	Art. 8 Abs. 1 HKSV Die Stromkennzeichnung nach Artikel 9 Absatz 3 Buchstabe b EnG muss mindestens einmal pro Kalenderjahr auf der Elektrizitätsrechnung oder zusammen mit dieser erfolgen und fol- gende Angaben enthalten: a. die prozentualen Anteile der eingesetzten Energieträger an der gelieferten Elektrizität; b. die prozentualen Anteile der Elektrizität, die im Inland und im Ausland produziert wurden; c. das Bezugsjahr; d. den Namen und die Kontaktstelle des kennzeichnungspflichtigen Unternehmens.

Tabelle 1: Auswahl möglicher Fragstellungen im Themenfeld „Stromkennzeichnung“

3.2 ABNAHME- UND VERGÜTUNGSPFLICHT

Beim Themenfeld „Abnahme- und Vergütungspflicht“ (inkl. Rücklieferarife) sind insbesondere Art. 15 EnG sowie Art. 10 und 12 EnV zu berücksichtigen.³ Im Fragekatalog ist je nach Ausgangslage des jeweiligen Verteilnetzbetreibers mit rund 10–15 Fragen zu rechnen.

FRAGE	RECHTLICHE GRUNDLAGE
Gibt es in Ihrem Netzgebiet Produktionsanlagen, deren Energie Sie nicht abnehmen und vergüten?	Art. 15 Abs. 2 EnG Die Pflicht zur Abnahme und Vergütung von Elektrizität gilt nur, wenn diese aus Anlagen stammt mit einer Leistung von höchstens 3 MW oder einer jährlichen Produktion, abzüglich eines allfälligen Eigenverbrauchs, von höchstens 5000 MWh.
Gibt es in Ihrem Netzgebiet Produktionsanlagen, die am Einspeisevergütungssystem teilnehmen und deren Energie Sie abnehmen und vergüten?	Art. 15 Abs. 4 EnG Dieser Artikel gilt auch, wenn die Produzenten eine Einmalvergütung (Art. 25) oder einen In- vestitionsbeitrag nach Artikel 26 oder 27 in Anspruch nehmen. Er gilt nicht, solange die Produ- zenten am Einspeisevergütungssystem (Art. 19) teilnehmen.
Wie ermitteln Sie die Höhe des Rücklieferarifs für Elektrizität aus erneuerbaren Energien (Energie und ökologischer Mehrwert)?	Art. 15 Abs. 3 lit. a EnG Können sich Netzbetreiber und Produzent über die Vergütung nicht einigen, so gilt für diese Folgendes: a. Bei Elektrizität aus erneuerbaren Energien richtet sie sich nach den vermiedenen Kosten des Netzbetreibers für die Beschaffung gleichwertiger Elektrizität. Art. 12 Abs. 1 EnV Können sich Produzentin oder Produzent und Netzbetreiber nicht einigen, so richtet sich die Vergütung nach den Kosten des Netzbetreibers für den Bezug gleichwertiger Elektrizität bei Dritten sowie den Gestehungskosten der eigenen Produktionsanlagen; die Kosten für allfällige Herkunftsnachweise werden nicht berücksichtigt. Die Gleichwertigkeit bezieht sich auf die technischen Eigenschaften der Elektrizität, insbesondere auf die Energiemenge und das Leistungsprofil sowie auf die Steuer- und Prognostizierbarkeit.

Tabelle 2: Auswahl möglicher Fragstellungen im Themenfeld „Abnahme- und Vergütungspflicht“

³ Im vorliegenden Kontext ist ebenfalls das Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze (Ände- rung des Elektrizitätsgesetzes und des Stromversorgungsgesetzes) zu beachten. Dies gilt insb. für Art. 6 Abs. 5^{bis} StromVG. Die Referendumsfrist ist am 7. April 2018 ungenutzt verstrichen. Es ist zu erwarten, dass der Bundesrat das Gesetz noch im Jahr 2018 in Kraft setzen wird.

3.3 EIGENVERBRAUCH / ZUSAMMENSCHLUSS ZUM EIGENVERBRAUCH

Beim Themenfeld „Eigenverbrauch / Zusammenschluss zum Eigenverbrauch“ sind insbesondere Art. 16–18 EnG sowie Art. 14–18 EnV / Art. 3 StromVV zu berücksichtigen.⁴ Im Fragekatalog ist je nach Ausgangslage des jeweiligen Verteilnetzbetreibers mit rund 10–15 Fragen zu rechnen.

FRAGE	RECHTLICHE GRUNDLAGE
Erlauben Sie einen ZEV, bei dem ein Grundstück durch eine öffentliche Strasse von den übrigen Grundstücken getrennt ist?	<p>Art. 14 Abs. 1 EnV Als Ort der Produktion gilt das Grundstück, auf dem die Produktionsanlage liegt.</p> <p>Art. 14 Abs. 2 EnV Als Ort der Produktion gelten ebenfalls zusammenhängende Grundstücke, von denen mindestens eines an das Grundstück grenzt, auf dem die Produktionsanlage liegt.</p>
Wie hoch muss das Verhältnis von Produktions- zu Anschlussleistung sein, damit sie einen ZEV erlauben?	<p>Art. 15 EnV Der Zusammenschluss zum Eigenverbrauch ist zulässig, sofern die Produktionsleistung der Anlage oder der Anlagen bei mindestens 10 Prozent der Anschlussleistung des Zusammenschlusses liegt.</p>
Wem verrechnen Sie bei einem ZEV die mit einer Anpassung der Anschlussleistung verbundenen Kosten?	<p>Art. 17 Abs. 4 EnG Die Grundeigentümerinnen und Grundeigentümer haben die mit der Einführung des gemeinsamen Eigenverbrauchs verbundenen Kosten selber zu tragen, soweit sie nicht durch das Nutzungsentgelt gedeckt sind (Art. 14 StromVG). Sie dürfen diese Kosten nicht auf Mieterinnen und Mieter oder Pächterinnen und Pächter überwälzen.</p> <p>Art. 3 Abs. 2^{bis} StromVV Muss ein Netzbetreiber Anschlüsse aufgrund von Eigenverbrauch oder eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch wechseln, so werden die ihm verbleibenden Kapitalkosten der nicht mehr oder nur noch teilweise genutzten Anlagen von den Eigenverbrauchern beziehungsweise von den Grundeigentümern des Zusammenschlusses anteilmässig abgegolten.</p>

Tabelle 3: Auswahl möglicher Fragstellungen im Themenfeld „Eigenverbrauch / Zusammenschluss zum Eigenverbrauch“

3.4 NETZ- UND ENERGIETARIFE

Beim Themenfeld „Netz- und Energietarife“ sind insbesondere Art. 6–7 und 14 StromVG sowie Art. 18, 31e und 31g StromVV zu berücksichtigen.⁵ Im Fragekatalog ist je nach Ausgangslage des jeweiligen Verteilnetzbetreibers mit rund 15–20 Fragen zu rechnen.

FRAGE	RECHTLICHE GRUNDLAGE
Haben alle festen Endverbraucher (mit oder ohne Einspeisung) einheitliche Energietarife?	<p>Art. 6 Abs. 4 StromVG Zur Festlegung des Tarifbestandteils der Netznutzung gelten die Artikel 14 und 15. Für den Tarifbestandteil der Energielieferung hat der Netzbetreiber eine Kostenträgerrechnung zu führen. Der Umstand, dass feste Endverbraucher gegebenenfalls auch Energie einspeisen, darf bei der Festlegung des Tarifbestandteils Energielieferung nicht berücksichtigt werden.</p>
Wie hoch ist in Ihrer „Basis-kundengruppe“ (Spannungsebene < 1 kV, Anschlussleistung < 30 kVA und Jahresverbrauch < 50 MWh) der Tarifanteil des Arbeitstarifs?	<p>Art. 18 Abs. 2 StromVV Innerhalb einer Spannungsebene bilden Endverbraucher mit vergleichbarem Bezugsprofil eine Kundengruppe. Bei Endverbrauchern in ganzjährig genutzten Liegenschaften mit einer Anschlussleistung bis 30 kVA ist nur eine Kundengruppe zulässig.</p> <p>Art. 18 Abs. 3 StromVV</p>

⁴ Vgl. EVU Partners AG (2017); „Auswirkungen der neuen Eigenverbrauchsregelung“; erhältlich unter www.evupartners.ch.

⁵ Vgl. EVU Partners AG (2018); „Neue Netznutzungstarife ab 2019“; erhältlich unter www.evupartners.ch.

	Der Netznutzungstarif muss bei Spannungsebenen unter 1 kV für Endverbraucher in ganzjährig genutzten Liegenschaften mit einem Jahresverbrauch bis zu 50 MWh zu mindestens 70 Prozent ein nichtdegressiver Arbeitstarif (Rp./kWh) sein.
Beabsichtigen Sie die Einführung von Wahlprodukten (mit oder ohne Leistungsmessen)?	Art. 18 Abs. 4 StromVV Der Netzbetreiber kann den Endverbrauchern nach Absatz 2 zusätzlich andere Netznutzungstarife zur Auswahl stellen. Wird eine Leistungsmessung eingesetzt, so kann er den Endverbrauchern nach den Absätzen 2 und 3 zusätzliche Netznutzungstarife zur Auswahl stellen, die einen tieferen Anteil Arbeitstarif enthalten können.

Tabelle 4: Auswahl möglicher Fragstellungen im Themenfeld „Netz- und Energietarife“

3.5 KOSTENRECHNUNG

Beim Themenfeld „Kostenrechnung“ sind insbesondere Art. 15 und 17b StromVG sowie Art. 7, 13a, und 31e StromVV zu berücksichtigen. Im Fragekatalog ist je nach Ausgangslage des jeweiligen Verteilnetzbetreibers mit rund 10 Fragen zu rechnen.

FRAGE	RECHTLICHE GRUNDLAGE
Wie werden die Kosten für intelligente Messsysteme erfasst und in der regulatorischen Kostenrechnung ausgewiesen?	Art. 7 Abs. 3 lit. f^{bis} StromVV In der Kostenrechnung müssen alle für die Berechnung der anrechenbaren Kosten notwendigen Positionen separat ausgewiesen werden, insbesondere: f ^{bis} . Kosten für intelligente Messsysteme;
Wie werden die Kosten für Netzverstärkungen erfasst und in der regulatorischen Kostenrechnung ausgewiesen?	Art. 7 Abs. 3 lit. h StromVV In der Kostenrechnung müssen alle für die Berechnung der anrechenbaren Kosten notwendigen Positionen separat ausgewiesen werden, insbesondere: h. Kosten für notwendige Netzverstärkungen zur Einspeisung von elektrischer Energie aus Anlagen nach den Artikeln 15 und 19 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 (EnG);
Wie werden die Kosten für intelligente Steuer- und Regelsysteme erfasst und in der regulatorischen Kostenrechnung ausgewiesen?	Art. 7 Abs. 3 lit. m StromVV In der Kostenrechnung müssen alle für die Berechnung der anrechenbaren Kosten notwendigen Positionen separat ausgewiesen werden, insbesondere: m. Kosten für intelligente Steuer- und Regelsysteme einschliesslich der Vergütungen.

Tabelle 5: Auswahl möglicher Fragstellungen im Themenfeld „Kostenrechnung“

3.6 INTELLIGENTE MESSSYSTEME

Beim Themenfeld „Intelligente Messsysteme“ (sog. „Smart Meter“) sind insbesondere Art. 17a und 17c StromVG sowie Art. 8a, 8b, 8d und 31e StromVV zu berücksichtigen.⁶ Im Fragekatalog ist je nach Ausgangslage des jeweiligen Verteilnetzbetreibers mit rund 10–15 Fragen zu rechnen.

FRAGE	RECHTLICHE GRUNDLAGE
In welcher Periodizität rufen Sie die Daten von intelligenten Messsystemen ab?	Art. 8d Abs. 4 StromVV Der Netzbetreiber ruft die Daten von intelligenten Messsystemen maximal einmal täglich ab, sofern der Netzbetrieb nicht eine häufigere Abrufung erfordert.
Wie hoch ist bei Ihnen aktuell der Anteil intelligenter Messsysteme?	Art. 31e Abs. 1 StromVV

⁶ Vgl. EVU Partners AG (2017); „Liberalisierung des Messwesens“; erhältlich unter www.evupartners.ch.

	Bis zehn Jahre nach Inkrafttreten der Änderung vom 1. November 2017 müssen 80 Prozent aller Messeinrichtungen in einem Netzgebiet den Anforderungen nach den Artikeln 8a und 8b entsprechen. Die restlichen 20 Prozent dürfen bis zum Ende ihrer Funktionstauglichkeit im Einsatz stehen.
Wie gehen Sie mit den Restbuchwerten von Messeinrichtungen um, die Sie aufgrund eines Ersatzes durch ein intelligentes Messsystem ausbauen?	Art. 31e Abs. 5 StromVV Notwendige Sonderabschreibungen wegen des Ausbaus von noch nicht vollständig abgeschriebenen Messeinrichtungen des Netzbetreibers sind ebenfalls anrechenbare Kosten.

Tabelle 6: Auswahl möglicher Fragstellungen im Themenfeld „Intelligente Messsysteme“

3.7 INTELLIGENTE STEUER- UND REGELSYSTEME

Beim Themenfeld „Intelligente Steuer- und Regelsysteme“ sind insbesondere Art. 17b und 17c StromVG sowie Art. 8c, 8d und 31f StromVV zu berücksichtigen. Im Fragekatalog ist je nach Ausgangslage des jeweiligen Verteilnetzbetreibers mit rund 10–15 Fragen zu rechnen.

FRAGE	RECHTLICHE GRUNDLAGE
Wie wird die Vergütung für den Einsatz eines intelligenten Steuer- und Regelsystems festgelegt?	Art. 8c Abs. 2 StromVV Die Vergütung nach Absatz 1 Buchstabe c muss auf sachlichen Kriterien beruhen und darf nicht diskriminierend sein.
Sind die für einen Vertragsabschluss über Steuerung und Regelung nötigen Informationen öffentlich zugänglich?	Art. 8c Abs. 3 StromVV Der Netzbetreiber macht die für einen Vertragsabschluss über Steuerung und Regelung relevanten Informationen, insbesondere die Vergütungsansätze, öffentlich zugänglich.
Informieren Sie Ihre Endverbraucher und Erzeuger über den Einsatz eines intelligenten Steuer- und Regelsystems?	Art. 8c Abs. 6 StromVV Im Fall einer solchen Gefährdung darf er dieses System auch ohne Zustimmung des Endverbrauchers oder des Erzeugers einsetzen. Ein solcher Einsatz hat Vorrang vor Steuerungen durch Dritte. Der Netzbetreiber informiert die betroffenen Endverbraucher und Erzeuger mindestens jährlich sowie auf Anfrage über die nach diesem Absatz getätigten Einsätze.

Tabelle 7: Auswahl möglicher Fragstellungen im Themenfeld „Intelligente Steuer- und Regelsysteme“

3.8 FÖRDERUNG ERNEUERBARER ENERGIEN

Beim Themenfeld „Förderung erneuerbarer Energien“ (Einspeisevergütung inkl. Direktvermarktung, Einmalvergütung und Netzzuschlag) sind insbesondere Art. 19–25, 35, 38 und 72 EnG sowie Art. 6–8, 11–17, 33–34, 36, 105, Anhang 1.2 und Anhang 2.1 EnFV / Art. 35 EnV zu berücksichtigen. Im Fragekatalog ist je nach Ausgangslage des jeweiligen Verteilnetzbetreibers mit rund 15–20 Fragen zu rechnen.

FRAGE	RECHTLICHE GRUNDLAGE
Haben Sie eigene Photovoltaikanlagen, welche eine Pflicht zur Direktvermarktung haben?	Art. 21 Abs. 2 EnG Für einzelne Anlagentypen, insbesondere für kleine Anlagen, kann der Bundesrat vorsehen, dass deren Betreiber die Elektrizität nicht direkt vermarkten müssen, sondern sie zum Referenz-Marktpreis (Art. 23) einspeisen können, sofern der Aufwand der Betreiber für die Direktvermarktung unverhältnismässig gross wäre. Der Bundesrat kann dieses Recht befristen.

	<p>Art. 14 Abs. 1 EnFV Von der Pflicht zur Direktvermarktung (Art. 21 EnG) ausgenommen sind Betreiber von Anlagen mit einer Leistung von weniger als 100 kW.</p> <p>Art. 14 Abs. 2 EnFV Betreiber von Anlagen mit einer Leistung ab 500 kW, die bereits eine Vergütung nach bisherigem Recht erhalten, müssen in die Direktvermarktung wechseln.</p>
Haben Sie eigene Photovoltaikanlagen mit einer Leistung zwischen 100 kW und 50 MW, die noch keine Förderung erhalten?	<p>Art. 7 Abs. 1 EnFV Als grosse Photovoltaikanlagen gelten Anlagen mit einer Leistung ab 100 kW.</p> <p>Art. 8 Abs. 1 EnFV Betreiber von grossen Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von bis 50 MW können wählen, ob sie eine Einspeisevergütung oder eine Einmalvergütung beantragen wollen.</p>
Beträgt der von Ihnen ab dem Tarifjahr 2018 ausgewiesene Netzzuschlag 2.3 Rp./kWh?	<p>Art. 35 Abs. 3 EnG Der Netzzuschlag beträgt höchstens 2.3 Rp./kWh. Der Bundesrat legt ihn bedarfsgerecht fest.</p> <p>Art. 35 Abs. 1 EnV Der Netzzuschlag beträgt 2.3 Rp./kWh.</p>

Tabelle 8: Auswahl möglicher Fragstellungen im Themenfeld „Förderung erneuerbarer Energien“

4 PRÜFBERICHT UND ROADMAP

4.1 PRÜFBERICHT

Auf der Grundlage der durchgeführten Interviews und der mit den Interviewpartnern besprochenen und abgestimmten Experteneinschätzung wird der sogenannte „Prüfbericht“ erstellt. Dieser dokumentiert die Aktivitäten im Rahmen des „ES2050 Check“. Im Prüfbericht werden alle Fragen, die jeweiligen rechtlichen Grundlagen, die Antworten der Interviewpartner, die Beurteilung der Experten sowie der zwingende Handlungsbedarf wie auch die freiwilligen Handlungsoptionen schriftlich festgehalten. Ergänzend wird mit einem Ampelsystem der aktuelle Stand der Umsetzung der regulatorischen Bestimmungen summarisch gewürdigt. Weiter wird der Prüfbericht als Grundlage für die sogenannte „Roadmap“ verwendet. Nachfolgend wird anhand eines illustrativen Beispiels (Rücklieferatarife im Themenfeld „Abnahme- und Vergütungspflicht“) der systematische Aufbau des Prüfberichts gezeigt:

Nr.	Frage	Rechtliche Grundlage	Antwort	Expertenbeurteilung	Zwingender Handlungsbedarf	Freiwillige Handlungsoptionen	Gesamtbeurteilung
1	Wie ermitteln Sie die Höhe des Rücklieferatarifs für Elektrizität aus erneuerbaren Energien (Energie und ökologischer Mehrwert)?	Art. 15 Abs. 3 lit. a EnG Art. 12 Abs. 1 EnV	Der Rücklieferatarif von 12.0 Rp./kWh (inkl. ökologischer Mehrwert) wurde im Jahr 2012 festgelegt. Er orientiert sich aktuell nicht mehr an den Beschaffungskosten.	Aus Gründen der Transparenz und der Nachvollziehbarkeit wird die Erstellung einer Berechnungsgrundlage im Einklang mit der aktuellen Gesetzgebung empfohlen. Dabei müssen die Rückliefervergütung für Energie (min. zu Beschaffungskosten) und der Preis für den ökologischen Mehrwert (Markt) differenziert werden.	Überprüfung der aktuellen Rückliefervergütung aufgrund der möglichen Anrechenbarkeit von Gestehungskosten (Obergrenze).	Ausweis eines Preises für den ökologischen Mehrwert für kleine Produzenten; Verzicht auf die Abnahme des ökologischen Mehrwerts ab einer gewissen Anlagengrösse.	
2							
3							

Abbildung 2: Illustratives Beispiel für „Prüfbericht“

4.2 ROADMAP

Basierend auf dem Prüfbericht wird eine sogenannte „Roadmap“ erstellt. Diese zeigt auf, wie mit geeigneten operativen Massnahmen der zwingende Handlungsbedarf bzw. die freiwilligen Handlungsoptionen umgesetzt werden können. Die Roadmap dient dem Unternehmen somit als Unterstützung zur vollständigen und zeitgerechten Umsetzung aller regulatorischen Bestimmungen. Nachfolgend wird anhand eines illustrativen Beispiels (Rücklieferatarife im Themenfeld „Abnahme- und Vergütungspflicht“) der systematische Aufbau der Roadmap gezeigt:

Nr.	Zielsetzung	Operative Massnahme	Verantwortlich	Status	2018	2019	2020	2021	2022
1	Einhaltung der regulatorisch festgelegten Bandbreite für die Rücklieferatarife.	Erstellung einer systematischen Berechnungsgrundlage für die periodische Ermittlung der Rückliefervergütungen.	Leiter Energiewirtschaft	In Arbeit	X				
2									
3									

Abbildung 3: Illustratives Beispiel für „Roadmap“

5 FAZIT

Der Nutzen einer Standortbestimmung zur Umsetzung des 1. Massnahmenpakets der Energiestrategie 2050 („ES2050 Check“) für das Unternehmen ist nicht zu unterschätzen. Erstens erhält das Unternehmen eine Einschätzung, ob alle einschlägigen regulatorischen Vorschriften tatsächlich eingehalten werden. Sofern das Unternehmen bereit ist, zwingenden Handlungsbedarf auch umzusetzen, kann es regulatorische Risiken massgeblich reduzieren bzw. die regulatorische Compliance bedeutend erhöhen. Zweitens können durch eine zusätzliche externe Sicht bzw. Expertensicht neue Gedankenanstösse für die zukünftige Geschäftsentwicklung des Unternehmens resultieren. Die aufgezeigten freiwilligen Handlungsoptionen bieten hierfür eine geeignete Diskussionsgrundlage.

In jedem Fall empfiehlt sich eine Standortbestimmung, wenn die strategischen und/oder operativen Führungsgremien nicht sicher sind, ob die einschlägigen regulatorischen Vorschriften im Unternehmen korrekt und zeitgerecht umgesetzt werden. Eine externe Sicht kann den vom Unternehmen eingeschlagenen Kurs bestätigen oder allenfalls Optimierungspotenziale aufzeigen.
