

ELCOM rechtmässigkeit-technischer-anschlussbedingungen-fuer-energieerzeugungsanlagen-aS2T2Q vom 19. November 2015

ElCom, 2015-11-19, DE

Quelle: https://mcp.opencaselaw.ch/entscheid/elcom_rechtmuessigkeit-technischer-anschlussbedingungen-fuer-energieerzeugungsanlagen-aS2T2Q

FR: ELCOM

rechtmuessigkeit-technischer-anschlussbedingungen-fuer-energieerzeugungsanlagen-aS2T2Q du 19 novembre 2015

IT: ELCOM

rechtmuessigkeit-technischer-anschlussbedingungen-fuer-energieerzeugungsanlagen-aS2T2Q del 19 novembre 2015

Erwägungen

E. 1

Zulässige Rechtsbegehren 36 Die Gesuchsgegnerin rügt, die Gesuchstellerin habe im Verlaufe des von ihr angestrebten Verfahrens ihre Rechtsbegehren derart geändert und angepasst, dass der Beschwerderahmen in unzulässiger Weise gesprengt sei. Eine Klageänderung sei nur innerhalb des Rahmens der Hauptsache (noch weiter beanstandete TAB-Bestimmungen) zulässig, aber es könne nicht etwas völlig anderes verlangt werden (act. 35 Rz. 42). 37 Beim vorliegenden Verfahren handelt es sich um ein auf Gesuch hin eingeleitetes erstinstanzliches Verwaltungsverfahren. Im erstinstanzlichen Verfahren hat sich der Beschwerdeführer mit seinen Rechtsbegehren naturgemäss nicht an einen durch ein Anfechtungsobjekt vorgegebenen Beschwerderahmen zu halten und kann grundsätzlich jederzeit erneut ein Gesuch mit neuen Begehren stellen. Sind die Eintretensvoraussetzungen gegeben, ist die ElCom verpflichtet, auch ein neues Gesuch zu behandeln. Aus verfahrensökonomischen Gründen erscheint es gerechtfertigt, Änderungen der Rechtsbegehren im Rahmen eines hängigen Verfahrens zuzulassen, solange ein Sachzusammenhang mit dem Hauptgegenstand des Verfahrens besteht und die Änderung der Begehren nicht rechtsmissbräuchlich erscheint. 38 Die Gesuchstellerin hat in allen ihren Eingaben deutlich gemacht, dass sie die Rechtmässigkeit der TAB der Gesuchsgegnerin in Frage stellt. Auch nach der Auffassung der Gesuchsgegnerin ist die Frage der Rechtmässigkeit ihrer TAB der Hauptgegenstand des Verfahrens (act. 5 Rz 42; act. 25 Rz. 93; act. 35 Ziff. 42). Entgegen den Ausführungen der Gesuchsgegnerin (act. 35 Ziff. 47) wird das Begehren der Gesuchstellerin um Feststellung der Gesetzwidrigkeit einzelner Bestimmungen in den TAB nicht nur eventualiter geltend gemacht, sondern ist Bestandteil des Hauptbegehrens (act. 39, Rechtsbegehren 1). Die wesentlichen Änderungen der Rechtsbegehren der Gesuchstellerin betreffen den Rückzug des Begehrens um Schadenersatz (vgl. Rechtsbegehren in act. 1 und act. 23), eine Präzisierung der konkret bestrittenen Bestimmungen der mit act. 4 von der Gesuchstellerin eingereichten TAB vom 1. Juli 2014 (Rechtsbegehren in act. 23) sowie das am 21. Mai 2015 in act. 31 erstmalig geltend gemachte Eventualbegehren. Sämtliche Begehren weisen einen engen Zusammenhang mit der sich stellenden Hauptfrage auf und sind daher bei gegebenen Verfahrensvoraussetzungen im Rahmen des vorliegenden Verfahrens von der ElCom zu behandeln. 39 Soweit die Gesuchsgegnerin beanstandet, dass die Gesuchstellerin in ihrer Eingabe vom 21. Mai 2015 (vgl. oben Rz. 26) neu und völlig zu Unrecht verlange, dass die

Trafostation von der Gesuchsgegnerin zu erstellen sei (act. 35 Rz. 46), ist ihr insofern Recht zu geben, als die Gesuchstellerin tatsächlich in allen vorherigen Eingaben davon ausgegangen ist, dass die Trafostation in ihrem Verantwortungsbereich liege. Aus Sicht der ElCom handelt es sich um ein redaktionelles Versehen der Gesuchstellerin im erwähnten Rechtsbegehren, zumal die Gesuchstellerin selbst in den Ausführungen derselben Eingabe betont, «es sei unstrittig, dass die Gesuchstellerin auf ihre Kosten eine Transformatorenstation zu errichten habe [...]» (act. 31 Rz. 3). Selbst, wenn es sich nicht um ein redaktionelles Versehen handeln würde, wäre der enge Zusammenhang mit der sich stellenden Hauptfrage zu bejahen.

11/43

E. 2

im Falle des Eingriffs in die Produktion der PV-Anlage die Gesuchstellern für die ihr daraus entstehenden Verluste zu entschädigen. 58 Die Beurteilung des ersten Teilgehalts des Eventualbegehrens verlangt nach einer Antwort auf die Rechtsfrage, ob und falls ja unter welchen Voraussetzungen Investitionen in eine Energieerzeugungsanlage, die für die Einhaltung von zulässigen technischen und betrieblichen Mindestanforderungen für den Netzbetrieb (Art. 8 Abs. 1 Bst. d StromVG) notwendig sind, dem Netzbetreiber angelastet werden können. Das Eventualbegehren betrifft damit die Auslegung von Bestimmungen, zu deren Vollzug die ElCom sachlich zuständig ist. 59 Den geltend gemachten Anspruch auf Entschädigung allfälliger durch Produktionseingriffe verursachter finanzieller Verluste stützt die Gesuchstellerin auf den Einspeisevorrang der erneuerbaren Energien gemäss Artikel 13 StromVG, auf die Vergütungspflicht nach Artikel 7 und 7a EnG sowie auf den Umstand, dass es sich bei der statischen Spannungshaltung mittels Blindleistungseinspeisung um eine Systemdienstleistung handle (act. 31 Rz. 32 ff.). Auch diesen Anspruch stützt die Gesuchstellerin somit auf Bestimmungen im Vollzugsbereich der ElCom. 60 Die ElCom ist somit sachlich zuständig zur Behandlung des Rechtsbegehrens 2.

E. 2.1

Allgemeines 40 Gemäss Artikel 22 des Bundesgesetzes über die Stromversorgung vom 23. März 2007 (StromVG; SR 734.7) überwacht die ElCom die Einhaltung des Gesetzes, trifft die Entscheide und erlässt die Verfügungen, die für den Vollzug des Gesetzes und der Ausführungsbestimmungen notwendig sind. Artikel 22 Absatz 1 StromVG überträgt der ElCom eine umfassende Kompetenz zur Überwachung der Einhaltung des StromVG und der Ausführungsbestimmungen. Sie trifft die Entscheide und erlässt die Verfügungen, welche für den Vollzug des StromVG und der Ausführungsbestimmungen notwendig sind. Es handelt sich dabei um eine weit gefasste Aufgaben- und Kompetenznorm. Nach dem Willen des Gesetzgebers ist die ElCom überall dort zuständig, wo die Entscheid- und Verfügungskompetenz nicht ausdrücklich einer anderen Behörde vorbehalten ist (subsidiäre Generalkompetenz; vgl. Botschaft des Bundesrates vom 3. Dezember 2004 zur Änderung des Elektrizitätsgesetzes und zum Stromversorgungsgesetz, BBl 2005 S. 1661). Die umfassende Kompetenz ermächtigt die ElCom, Rechtsfragen im Bereich des StromVG und seiner Ausführungsbestimmungen zu beantworten (vgl. auch das Urteil A-4797/2011 des Bundesverwaltungsgerichts vom 28. Februar 2012, E. 8). 41 Die ElCom beurteilt gemäss Artikel 25 Absatz 1bis des Energiegesetzes vom 26. Juni 1998 (EnG; SR 730.0) zudem Streitigkeiten im Zusammenhang mit den Anschlussbedingungen für Energieerzeugungsanlagen und den Zuschlägen auf die Übertragungskosten (Art. 7, 7a, 15b und

28a EnG).

E. 2.2

Rechtsbegehren 1 42 Das Rechtsbegehren 1 der Gesuchstellerin enthält ein Leistungsbegehren (nachfolgend: 1a) so- wie ein Feststellungsbegehren (nachfolgend: 1b).

E. 2.2.1

Rechtsbegehren 1a 43 Mit dem Rechtsbegehren 1a beantragt die Gesuchstellerin die Verpflichtung der Gesuchsgegnerin zur Ausführung des physikalischen Anschlusses der PV-Anlage, ohne auf die Einhaltung der gemäss Beilage 33 (act. 23) strittigen Bestimmungen der ab 1. Juli 2014 geltenden technischen Anschlussbedingungen (TAB) zu bestehen. 44 Die Gesuchstellerin leitet die behauptete Zuständigkeit der ElCom zur Behandlung dieses Begehrens aus Artikel 25 Absatz 1bis EnG ab, wonach Streitigkeiten im Zusammenhang mit den Anschlussbedingungen für Energieerzeugungsanlagen von der ElCom beurteilt werden. Dabei vertritt sie die Auffassung, dass das EnG in Artikel 7 und 7a eine von der Anschlusspflicht gemäss Artikel 5 Absatz 2 StromVG unabhängige physische Anschlusspflicht des Netzbetreibers statuieren (act. 31 Rz. 7 f.). Dass Artikel 7 und 7a EnG eine physische Komponente haben, werde auch vom Fachsekretariat der ElCom anerkannt, wenn es in ständiger Praxis davon ausgehe, dass es im Streitfall unter dem Titel der «Anschlussbedingungen» auch den technisch und wirtschaftlich günstigsten Einspeisepunkt festlegen müsse. Aus der Festlegung der Einspeisepunkte ergebe sich ohne weiteres die gesetzliche Verpflichtung, die Erzeugungsanlage an diesen Punkten anzuschliessen (act. 31 Rz. 8, erstes Lemma). Aus dem Titel «Anschlussbedingungen» sei ferner im Grundsatz zu schliessen, dass sämtliche Aspekte der Produzenten-Netzbetreiber-Beziehung, soweit sie durch Artikel 7 und 7a EnG geregelt werden, in den Zuständigkeitsbereich der ElCom gemäss Artikel 25 Absatz 1bis EnG fielen (act. 31 Rz. 8, zweites Lemma). Die heute im EnG verankerte Abnahmepflicht habe sodann ihren historischen Ursprung in Artikel 7 des EnG in der

12/43

Fassung vom 1. Januar 1999 und sei damit völlig unabhängig vom StromVG entstanden. Der Vollzug der Anschlusspflicht bzw. die Durchsetzung im Streitfall habe damals den Kantonen obliegen (Art. 7 Abs. 6 EnG in der damaligen Fassung). Mit Artikel 25 Absatz 1bis EnG sei diese Kompetenz zur Durchsetzung der Anschlussbedingungen i. S. v. Artikel 7 bzw. 7a EnG integral, d. h. ohne vorbehaltene Teilaspekte, auf die ElCom übergegangen (act. 31 Rz. 8, drittes Lemma). 45 Auch die Gesuchsgegnerin vertritt die Auffassung, dass die ElCom dafür zuständig sei, den physischen Netzanschluss zu verfügen, sofern sämtliche Voraussetzungen für den Netzanschluss erfüllt seien (act. 35 Ziff. 43). 46 Gemäss Artikel 5 Absatz 2 StromVG sind die Netzbetreiber u. a. verpflichtet, in ihrem Netzgebiet alle Elektrizitätserzeuger an das Elektrizitätsnetz anzuschliessen. Die Verpflichtung der Gesuchsgegnerin zum Anschluss der PV-Anlage ergibt sich somit aus dieser Bestimmung des StromVG. Für den Vollzug dieser Bestimmung sind nach Artikel 30 Absatz 1 StromVG die Kantone zuständig. Gemäss Botschaft zum StromVG handelt es sich „hierbei um Bereiche, in denen bereits nach geltendem Recht in verschiedenen Kantonen kantonale und kommunale Vorschriften bestehen und von den dort zuständigen Behörden vollzogen werden“ (Botschaft zum StromVG, a. a. O., 1611 ff., S. 1665). Diese Regelung überzeugt insbesondere auch vor dem Hintergrund des engen Sachzusammenhangs zwischen dem kantonalen/kommunalen Raumplanungsrecht und der stromversorgungsrechtlichen

Anschlusspflicht (Urteil des Bundesverwaltungsgerichts A-2850/2014 vom 28. Mai 2015, E. 6). 47 Der Wortlaut von Artikel 30 Absatz 1 StromVG ist klar. Vom klaren und eindeutigen Wortlaut einer Bestimmung darf nur ausnahmsweise abgewichen werden, wenn triftige Gründe dafür vorliegen, dass er nicht den wahren Sinn der Bestimmung wiedergibt (statt vieler: BGE 139 V 66 E. 2.2). Ein triftiger Grund, um vom Wortlaut abzuweichen, ist hier nicht ersichtlich. Vielmehr bestehen, wie vorstehend dargelegt, historische und sachliche Gründe für diese Kompetenzverteilung. Folglich sind Streitigkeiten, welche sich auf die Anschlussgarantie gemäss Artikel 5 Absatz 2 StromVG beziehen, vom Kanton zu beurteilen. 48 Es bleibt zu klären, ob sich aus den «Anschlussbedingungen» gemäss Artikel 7 und 7a EnG eine eigenständige physische Anschlusspflicht der Netzbetreiber ableiten lässt. Inhaltlich regeln Artikel 7 und 7a EnG die Abnahmepflicht- und Vergütungspflicht des Netzbetreibers, die Höhe der Vergütung, das Recht des Produzenten auf Eigenverbrauch, die Gleichbehandlung der Produzenten mit anderen Abnehmern und gewisse weitere Anforderungen an die erfassten Anlagen, wie das Erfordernis der Regelmässigkeit und Abwärmenutzung bei Wärmekraftkopplungsanlagen und die Standorteignung für Anlagen gemäss Artikel 7a Absatz 1 EnG. 49 Wie die Gesuchstellerin richtigerweise ausführt (act. 31 Rz. 8 erstes Lemma), setzen die Abnahme und Vergütung der mit einer PV-Anlage produzierten Energie einen physischen Anschluss an das Verteilnetz voraus. Entgegen der Auffassung der Gesuchstellerin ist die physische Anschlusspflicht aber nicht Gegenstand von Artikel 7 und 7a EnG, sondern ist abschliessend im StromVG geregelt. 50 Aus dem Umstand, dass die ElCom im Streitfall oder im Rahmen von Netzverstärkungsgesuchen gestützt auf Artikel 2 Absatz 5 EnV den technisch und wirtschaftlich günstigsten Einspeisepunkt für eine PV-Anlage festlegt, lässt sich keine Zuständigkeit der ElCom zum Vollzug der Anschlussgarantie ableiten. Die Bestimmung des Einspeisepunkts betrifft nicht das «ob» des Anschlusses, sondern das «wie» bzw. «wo» des Anschlusses. Die Anschlussgarantie nach Artikel 5 Absatz 2 StromVG besteht mithin unabhängig von der Festlegung des Einspeisepunktes. 51 Die Ausführungen der Gesuchstellerin, wonach der Vollzug der Anschlusspflicht vor Inkrafttreten des Artikel 25 Absatz 1bis EnG und des StromVG den Kantonen obliegen habe (vgl. vorne Rz. 44),

13/43

ist zutreffend. Unzutreffend ist hingegen ihre Schlussfolgerung, dass die kantonale Kompetenz zum Vollzug der Bestimmungen über den Netzanschluss damit an die ElCom übergegangen wäre. Im Gegenteil sollte die Regelung in Artikel 30 Absatz 1 StromVG sicherstellen, dass die Vollzugskompetenz bei den Kantonen bleibt (vgl. oben Rz. 46). 52 Entsprechend führt auch die Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 (Revision des Energierechts) und zur Volksinitiative «Für den geordneten Ausstieg aus der Atomenergie (Atomausstiegsinitiative)» vom 4. September 2013 zur Nachfolgebestimmung des Artikels 7 EnG (Art. 17 des Entwurfs) aus: «Klärend ist zu betonen, dass sich der vorliegende EnG-Artikel nicht zu Themen wie Netzanschluss oder -zugang äussert: In Bezug auf den Netzanschluss und den Netzzugang gelten die Bestimmungen des StromVG und des Rohrleitungsgesetzes vom 4. Oktober 1963 (RLG, SR 746.1). Vorliegend ist mit dem Begriff «Abnahme» nicht die physische Netznutzung gemeint, sondern das Entgegennehmen einer bestimmten Menge an Energie als Käufer.» (BB1 2012 S. 7668). 53 Zusammengefasst lässt sich somit weder aus dem StromVG noch aus dem EnG eine sachliche Zuständigkeit der ElCom für den Vollzug der Netzanschlussgarantie ableiten (s. auch rechtskräftige Verfügung der ElCom 236-00034

vom 11. Juni 2015). Auf das Rechtsbegehren 1a ist daher nicht einzutreten. 54 Zu erwähnen bleibt in diesem Kontext, dass die Anschlusspflicht der Gesuchsgegnerin von dieser nie bestritten wurde (act. 35 Rz. 43 und Beilage 62; act. 25 Rz. 82; act. 4, Beilage 22). Die Gesuchsgegnerin erachtet es als selbstverständlich, dass sie allfällige von der ElCom für unzulässig erklärte Bestimmungen in ihren TAB nicht anwenden und entsprechend den Netzanschluss nicht von deren Einhaltung abhängig machen wird (act. 35 Rz. 51).

E. 2.2.2

Rechtsbegehren 1b 55 Mit dem Rechtsbegehren 1b beantragt die Gesuchstellerin, es sei festzustellen, dass die gemäss Beilage 33 (act. 23) strittigen Bestimmungen der TAB gesetzwidrig und daher nicht anwendbar sind. Die Gesuchsgegnerin verlangt umgekehrt die Feststellung der Rechtmässigkeit besagter Bestimmungen der TAB (act. 35). 56 Gemäss Artikel 25 Absatz 1 des Bundesgesetzes über das Verwaltungsverfahren vom 20. Dezember 1968 (VwVG; SR 172.021) liegt die Zuständigkeit zum Erlass einer Feststellungsverfügung bei der in der Sache zuständigen Behörde. Materiell stellt sich bei der Behandlung des Rechtsbegehrens 1b die Frage, ob die strittigen Bestimmungen in den TAB der Gesuchsgegnerin zulässige technische und betriebliche Mindestanforderungen für den Netzbetrieb i. S. v. Artikel 8 Absatz 1 Buchstabe d StromVG darstellen oder nicht. Es handelt sich damit um eine Rechtsfrage, die in den allgemeinen Vollzugsbereich der ElCom fällt (vgl. oben Rz. 40). Die ElCom ist für die Beurteilung des Rechtsbegehrens 1b der Gesuchstellerin und des Rechtsbegehrens 2 der Gesuchsgegnerin zuständig. Bei gegebenem Feststellungsinteresse (s. unten Rz. 65 f.) ist daher auf die Feststellungsbegehren der Parteien einzutreten.

E. 2.3

Rechtsbegehren 2 57 Mit dem Rechtsbegehren 2 verlangt die Gesuchstellerin für den Fall, dass die mit ihrem Rechtsbegehren 1 nicht durchdringt, die Gesuchsgegnerin sei zu verpflichten 1. die Gesuchstellern für die ihr aus der Einhaltung von Ziffer 5.4.2 (Wirkleistungsbegrenzung) und Ziffer 5.4.3 (statische Spannungshaltung mittels Blindleistungseinspeisung) der TAB zusätzlich entstehenden Investitions- und Betriebskosten vollständig zu entschädigen und

14/43

E. 3

Parteien und rechtliches Gehör

E. 3.1

Parteien 61 Als Parteien gelten nach Artikel 6 des Bundesgesetzes über das Verwaltungsverfahren vom 20. Dezember 1968 (VwVG; SR 172.021) Personen, deren Rechte oder Pflichten die Verfügung berühren soll, und andere Personen, Organisationen oder Behörden, denen ein Rechtsmittel gegen die Verfügung zusteht. 62 Die Gesuchstellerin hat bei der ElCom ein Gesuch um Erlass einer Verfügung eingereicht. Sie ist somit materielle Verfügungsadressatin. Ihr kommt Parteistellung gemäss Artikel 6 VwVG zu. Im vorliegenden Verfahren ist die Rechtmässigkeit einzelner Bestimmungen der TAB der Gesuchsgegnerin streitig. Damit ist die Gesuchsgegnerin vom Ausgang dieses Verfahrens in ihren Rechten und Pflichten unmittelbar betroffen. Auch die Gesuchsgegnerin hat daher Parteistellung nach Artikel 6 VwVG. 63 Die Verfahrensbeteiligte ist Eigentümerin des von der Gesuchsgegnerin betriebenen Verteilnet-

zes (act. 15). In der Zwischenverfügung der ElCom vom 16. Oktober 2014 wurde bereits dargelegt, dass nicht die Verfahrensbeteiligte, sondern die Gesuchsgegnerin Netzbetreiberin im Sinne des StromVG ist (act. 17 Rz. 20 ff.). Die Rechte und Pflichten im Zusammenhang mit der Anschlussgarantie betreffen somit im Wesentlichen die Gesuchsgegnerin. Gleichwohl kann nicht gänzlich ausgeschlossen werden, dass sich eine Endverfügung im vorliegenden Verfahren auch auf die Rechtsstellung der Verfahrensbeteiligten auswirkt. Wie bereits in der Zwischenverfügung vom 10. März 2015 festgehalten, wird der Verfahrensbeteiligten daher im vorliegenden Verfahren Parteistellung zuerkannt.

E. 3.2

Rechtliches Gehör 64 Die Parteien hatten bereits vor dem Erlass der beiden Zwischenverfügungen vom 16. Oktober 2014 und 10. März 2015 jeweils die Gelegenheit, sich zur Sache zu äussern. Im Rahmen des Hauptverfahrens wurde beiden Parteien erneut Gelegenheit für eine ausführliche Stellungnahme

15/43

gegeben. Beide Parteien erhielten zudem die Gelegenheit zur Einreichung von Schlussbemerkungen. Sämtliche Eingaben wurden jeweils auch der Gegenpartei zugestellt. Die von den Parteien vorgebrachten Anträge und die diesen zugrunde liegenden Argumente werden – soweit sie nicht bereits vorstehend behandelt wurden – bei der materiellen Beurteilung berücksichtigt. Damit wird das rechtliche Gehör der Parteien gewahrt (Art. 29 VwVG).

E. 4

Feststellungsinteresse 65 Mit dem Rechtsbegehren 1b verlangt die Gesuchstellerin eine Feststellungsverfügung. Eine Feststellungsverfügung ist zu erlassen, wenn ein schutzwürdiges Interesse nachgewiesen werden kann (Art. 25 Abs. 2 VwVG). Ein schutzwürdiges Interesse liegt vor, wenn glaubhaft dargelegt werden kann, dass ein rechtliches oder tatsächliches und aktuelles Interesse an der sofortigen Feststellung des Bestehens oder Nichtbestehens eines Rechtsverhältnisses vorliegt. Die Feststellungsverfügung ist subsidiärer Natur und entsprechend nur zulässig, sofern das schutzwürdige Interesse nicht ebenso gut mit einer Leistungs- oder Gestaltungsverfügung gewahrt werden kann (KÖLZ/HÄNER/BERTSCHI, *Verwaltungsverfahren und Verwaltungsrechtspflege des Bundes*, 3. Aufl., Zürich 2013, Rz. 351; statt vieler: BGE 137 II 199 E. 6.5). Mithin kann eine Feststellungsverfügung erlassen werden, wenn der Antragssteller an der Beseitigung einer Unklarheit über öffentlich-rechtliche Rechte und Pflichten interessiert ist, weil er sonst Gefahr laufen würde, ihm nachteilige Massnahmen zu treffen oder zu unterlassen (Urteil 1C_6/2007 des Bundesgerichts vom 22. August 2007, E. 3.3). 66 Mangels Zuständigkeit der ElCom zur Anordnung des physikalischen Netzanschlusses – und damit zur Behandlung des Rechtsbegehrens 1a (vgl. vorne Rz. 43 ff.) – hat die Gesuchstellerin vorliegend keine Möglichkeit, die Rechtmässigkeit der TAB der Gesuchsgegnerin im Rahmen einer Leistungsverfügung von der ElCom beurteilen zu lassen. Da die Anschlusspflicht von der Gesuchsgegnerin im Grundsatz nicht bestritten wird (act. 35 Rz. 43 und Beilage 62; act. 25 Rz. 82; act. 4, Beilage 22), ist davon auszugehen, dass ein Verfahren betreffend die Anschlusspflicht vor den kantonalen Behörden vermieden und die PV-Anlage angeschlossen werden kann, wenn zwischen den Parteien Klarheit betreffend die Rechtmässigkeit der umstrittenen TAB der Ge-

suchsgegnerin herrscht. Damit ist ein erhebliches, aktuelles Interesse der Gesuchstellerin am Erlass einer Feststellungsverfügung im Sinne des Rechtsbegehrens 1b gegeben.

E. 5

Abs. 1 Bst. a StromVG; vgl. auch Mitteilung der ElCom «Rechtsnatur und wesentliche Inhalte von ENTSO-E Network Codes» vom 1. März 2012, Buchstabe C). Gehen die Anforderungen in den TAB eines Netzbetreibers in bestimmten Punkten deutlich über die – in diesem Punkt als sachgerecht beurteilte – Branchenrichtlinie NA/EEA – CH 2014 des VSE oder die Vorgaben der Network Codes hinaus, liegt ein Indiz für mangelnde Erforderlichkeit der Vorgabe vor und es ist bei deren Überprüfung ein strenger Massstab anzuwenden. 72 Die Gesuchstellerin stellt mit Blick auf ihr Eventualbegehren (vgl. oben Rz. 57) klar, dass aus ihrer Sicht die Frage der Zusatzkosten und der Entschädigungspflicht zentral ist. Gegen volle Entschädigung der durch die Einhaltung der Bestimmungen verursachten Kapital- und Betriebskosten inkl. allfälliger Ertragsausfälle ist sie bereit, die umstrittenen TAB einzuhalten (act. 31 Rz. 37 f.). 73 Da die TAB der Gesuchsgegnerin offensichtlich keine Entschädigung der Produzenten für deren Umsetzung vorsehen und eine solche teilweise sogar explizit ausschliessen, prüft die ElCom die Rechtmässigkeit der TAB nachfolgend generell sowohl in technischer Hinsicht als auch in Bezug auf deren wirtschaftliche Folgen für den Produzenten. Erweist sich die Umsetzung einer der umstrittenen Vorgaben in den TAB auf Kosten der Gesuchstellerin als unrechtmässig oder unverhältnismässig, so kann sie von der Gesuchsgegnerin grundsätzlich nicht durchgesetzt werden, weshalb sich die Frage nach einer Entschädigung der Gesuchstellerin in diesem Fall – vorbehaltlich vertraglicher Vereinbarungen zwischen den Parteien – nicht stellt. 74 Die beiden bedeutendsten umstrittenen Punkte der TAB sind die unter dem Titel «Einspeisemanagement» zusammengefassten Eingriffe in die Wirkleistungsabgabe sowie die Vorschriften betreffend die vom Wechselrichter einzuspeisende Blindleistung. 75 Die TAB der Gesuchsgegnerin definieren zunächst unter Ziffer 5.4 in allgemeiner Weise, was die Gesuchsgegnerin unter dem Begriff «Einspeisemanagement» versteht. Es handelt sich dabei gemäss TAB um die externe Beeinflussung der Wirk- und Blindleistungsabgabe von Stromerzeugern im Sinne der Netzstabilität. Falls ein Abschnitt des betreffenden Nieder- oder Mittelspannungsnetzes oder des übergeordneten Transportnetzes überlastet sei und keine anderen Massnahmen mehr greifen, müsse der zuständige VNB die Möglichkeit haben, die Energieerzeugungsanlage kurzfristig und ferngesteuert in ihrem Betriebsverhalten zu beeinflussen. Die Blindleistung werde im Normalbetrieb sowie im gestörten Betrieb im vorgesehenen Blindleistungsbeitrag der Anlageklassifizierung gesteuert. Grundsätzlich seien im Verteilnetz der Gesuchsgegnerin alle Energieerzeugungsanlagen sowohl lokal über einen Schüsselschalter als auch ferngesteuert an das Einspeisemanagement der Gesuchsgegnerin anzubinden. 76 Der Begriff des Einspeisemanagements wird von der Gesuchsgegnerin nicht im Sinne des Einspeisemanagements nach Artikel 14 des Deutschen Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2014) verwendet, welches darunter einzig eine Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung versteht. Die Gesuchsgegnerin definiert den Begriff vielmehr umfassender und versteht darunter jegliche ferngesteuerte oder lokal ausgelöste Beeinflussung der Einspeisung der PV-Anlage, insbesondere auch das Blindleistungsmanagement (vgl. nachfolgend Ziff. 5.3).

18/43

E. 5.1

Allgemeines 67 Die Gesuchstellerin bestreitet die Rechtmässigkeit der Ziffern 3.1 / 3.2 / 5 / 5.2.3 / 5.2.4 / 5.2.6 / 5.2.7 / 5.2.9 / 5.4 / 5.4.1 / 5.4.2 / 5.4.3 / 5.4.4 / 5.6 / 5.7.3 / 6.4 / 6.5 der TAB der Gesuchsgegnerin (act. 23 Rz. 43 und Beilage 33; act. 31 Rz. 18 f.). 68

Verteilnetzbetreiber sind gemäss Artikel 8 Absatz 1 Buchstabe d StromVG verpflichtet, die technischen und betrieblichen Mindestanforderungen für den Netzbetrieb zu erarbeiten. Sie berücksichtigen dabei internationale Normen und Empfehlungen anerkannter Fachorganisationen. Die technischen und betrieblichen Mindestanforderungen im Sinne dieser Bestimmung umfassen insbesondere auch technische Vorgaben im Zusammenhang mit dem Netzanschluss von Energieerzeugungsanlagen (vgl. auch die Botschaft zum StromVG, a. a. O., S. 1644, die im Zusammenhang mit dem Netzanschluss explizit auf die Erfüllung der technischen Mindestanforderungen gemäss Art. 8 Abs. 1 Bst. d StromVG verweist). Gemäss Artikel 3 Absatz 1 StromVV haben die Netzbetreiber ferner transparente und diskriminierungsfreie Richtlinien für die Zuordnung von

16/43

Endverbrauchern, Elektrizitätserzeugern und Netzbetreibern zu einer bestimmten Netzebene sowie für die minimale Qualität der Elektrizitätslieferung pro Netzebene festzulegen. Netzbetreiber sind somit grundsätzlich verpflichtet, die für einen sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzbetrieb (Art. 8 Abs. 1 Bst. a StromVG) notwendigen Mindestanforderungen zu definieren und durchzusetzen. Gemäss Artikel 5 Absatz 1 StromVV sind zudem alle Akteure der Stromversorgung, namentlich auch die Erzeuger, verpflichtet, vorbereitende Massnahmen zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs zu tätigen. 69 Die vorstehend genannten Rechte und Pflichten werden von der Stromversorgungsgesetzgebung in technischer Hinsicht nicht konkretisiert. Der Gesetzgeber wollte mit dem StromVG denn auch nicht die gesamte Stromversorgung abschliessend regeln, sondern dafür einen regulatorischen Rahmen schaffen, der weiterhin auf dem Grundsatz der Subsidiarität und Kooperation aufbaut und primär diejenigen Aufgaben hoheitlich regelt, welche durch die Energiewirtschaft nicht selber im Gesamtinteresse wahrgenommen werden, unter Berücksichtigung bestehender Vereinbarungen und in Zusammenarbeit mit betroffenen Organisationen (Botschaft zum StromVG; a. a. O., S. 1611 Ziff. 1.2.1; vgl. auch Art. 3 StromVG). Entsprechend sind durch das Bundesrecht nur einzelne Aspekte, wie z. B. die Tarifaufsicht und das Netznutzungsentgelt abschliessend festgelegt. Im Übrigen wird aber die Elektrizitätsversorgung in dem durch das Bundesrecht gezogenen Rahmen nach wie vor in bedeutendem Umfang durch kantonales Recht, Reglemente lokaler oder regionaler Elektrizitätswerke sowie privat- oder öffentlich-rechtliche Verträge geregelt (BGE 141 II 141 E. 4.1). 70 Vor diesem Hintergrund und im Lichte des Subsidiaritätsprinzips (Art. 3 Abs. 2 StromVG) geniessen die Netzbetreiber eine gewisse Freiheit bei der Ausgestaltung ihrer auf das jeweilige Netz zugeschnittenen TAB. Es ist mithin nicht die Aufgabe der ElCom, bei mehreren geeigneten technischen Lösungen, die sich hinsichtlich ihrer Erforderlichkeit und Zumutbarkeit für den Netzanschlussnehmer nur geringfügig unterscheiden, in die Autonomie des Verteilnetzbetreibers einzugreifen. Die technische Gestaltungsfreiheit des Netzbetreibers findet allerdings dort ihre Grenze, wo die TAB dem Stromversorgungsrecht widersprechen oder den allgemeinen Grundsatz der Verhältnismässigkeit verletzen. Nach Artikel 5 Absatz 2 der Bundesverfassung der Schweizerischen Eidgenossenschaft vom 18. April 1999 (BV; SR 101) muss staatliches Handeln im öffentlichen Interesse liegen und verhältnismässig sein. Dies bedeutet, dass

eine Massnahme zur Verwirklichung des im öffentlichen Interesse liegenden Ziels geeignet und notwendig ist sowie der angestrebte Zweck in einem vernünftigen Verhältnis zu den Belastungen stehen, die den Privaten auferlegt werden (HÄFELIN ULRICH/MÜLLER GEORG/UHLMANN FELIX, Allgemeines Verwaltungsrecht, 6. Aufl., Zürich/Basel/Genf 2010, Rz. 581). Für jede umstrittene Vorgabe in den TAB wird daher nachfolgend nicht zu prüfen sein, ob sie den gesetzlichen Grundlagen entspricht, sondern auch, ob sie geeignet ist, einen nicht vernachlässigbaren Beitrag zum sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzbetrieb zu leisten, ob sie erforderlich ist und ob sie für den betroffenen Netzanschlussnehmer zumutbar ist (statt vieler: BGE 133 I 77 E. 4.1).⁷¹ Ferner dürfen die Netzbetreiber generell nicht beliebige Anforderungen aufstellen, sondern haben internationale Normen und Empfehlungen anerkannter Fachorganisationen, mithin die allgemein anerkannten Regeln der Technik, zu berücksichtigen (Art. 8 Abs. 2 Bst. d, zweiter Satz StromVG). Entsprechende Regeln finden sich in der Schweiz insbesondere in der «Empfehlung Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen – Technische Anforderungen für den Anschluss und Parallelbetrieb in NE 3 bis NE 7» (nachfolgend: NA/EEA – CH 2014) des Verbands schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE). Auf internationaler Ebene enthalten die Network-Codes des Verbands Europäischer Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E einschlägige Regelungen, die nach ihrem Inkrafttreten teilweise auch für Energieerzeugungsanlagen im Verteilnetz gelten werden. Eine unmittelbare Verpflichtung der Verteilnetzbetreiber, die Branchenrichtlinien des VSE anzuwenden, ergibt sich aus der Stromversorgungsgesetzgebung zwar nicht. Die ElCom prüft im konkreten Einzelfall aber, welche Lösung die Branchenrichtlinien vorschlagen und übernimmt diese,

17/43

sofern sie sie für sachgerecht und als mit dem Stromversorgungsrecht vereinbar erachtet (vgl. dazu auch die Mitteilung der ElCom vom 1.2.2010 zur Rechtsnatur von Richtlinien und Branchendokumenten; BRIGITTA KRATZ, die Praxis der ElCom zu Fragen der Netzebenenordnung, in: Jusletter 23. April 2012 sowie BVGer A-1682/2010 E. 4.4, BVGer A-5141/2011, E. 9.5.1). Das selbe gilt für die in der Schweiz grundsätzlich unverbindlichen Network Codes des ENTSO-E (Art.

E. 5.2

Eingriff in die Wirkleistungsabgabe der Photovoltaikanlage

E. 5.2.1

Regelung in den TAB (Ziffern 5.4.2, 7.3.2)⁷⁷ In Ziffer 5.4.2 präzisieren die TAB dass die ferngesteuerte Wirkleistungsbegrenzung in mehreren Stufen möglich sein und bei Störungen zur Aufrechterhaltung eines stabilen und sicheren Netzbetriebs eingesetzt werden soll. Eine Vergütung der Wirkenergieertragsausfälle, hervorgerufen durch den Störfall, sei ausgeschlossen. In Ziffer 7.3.2 der TAB zählt die Gesuchgegnerin beispielhaft mögliche Störfälle auf, namentlich instabile Netzzustände, Über- oder Unterschreitung von Spannungsgrenzen, Über- oder Unterschreitung von Frequenzgrenzen sowie Überlastungen von Netzelementen. Im Falle solcher Störungen kann die Gesuchstellerin gemäss TAB jederzeit, ohne Vorankündigung Energieerzeugungsanlagen in ihrer Einspeiseleistung (Wirk- und Blindleistung) drosseln oder hochfahren. Im Extremfall könnten Energieerzeugungsanlagen sofort vom Netz getrennt werden.

E. 5.2.2

Argumente der Parteien

E. 5.2.2.1

Gesuchstellerin 78 Die Gesuchstellerin ist der Auffassung, dass jeder Eingriff in die Einspeisung der PV-Anlage das StromVG und das EnG verletze. Daraus ergebe sich zugleich, dass es unverhältnismässig und damit unzulässig sei, den Anschluss einer PV-Anlage davon abhängig zu machen, dass kostspielige technische Voraussetzungen (Anlagensteuerung) geschaffen werden, von welchen der Netzbetreiber ohnehin keinen Gebrauch machen dürfe (act. 1 Rz. 16). 79 Artikel 7 und 7a EnG verliehen dem Produzenten einen Anspruch auf Abnahme der Energie, der einzig durch Artikel 2 Absatz 4 EnV eingeschränkt werde, wonach störende technische Einwirkungen der Anlage auf das Netz zu vermeiden sind (act. 23 Rz. 42). Die Einspeisung von Strom aus dezentralen Energieerzeugungsanlagen könne zudem im schweizerischen Übertragungsnetz niemals zu einer Überlastung führen. Dasselbe gelte zweifelsfrei für das lokale Verteilnetz der Gesuchsgegnerin (act. 23 Rz. 57). Die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien geniesse ferner prioritären Zugang zum Netz. Dies ergebe sich sowohl aus Artikel 13 Absatz 3 Buchstabe c StromVG als auch aus Artikel 7a EnG. 80 Die Einführung eines Einspeisemanagements durch die Gesuchsgegnerin sei im Übrigen diskriminierend. Wenn ein Eingriff in die Einspeisung von PV-Anlagen auf nachgelagerten Netzebenen überhaupt jemals erforderlich werden sollte, um einer Überlastung in einem vorgelagerten Netz entgegenzuwirken, so müsste ein solcher Eingriff im Lichte des Diskriminierungsverbots wenn schon die PV-Anlagen in allen nachgelagerten Verteilnetzen treffen und nicht nur jene, die am Verteilnetz der Gesuchsgegnerin angeschlossen sind (act. 23 Rz. 62 f.). 81 Der Begriff des «Störungsfalls» werde weder im Gesetz noch in den strittigen TAB definiert. Die Formulierung in Ziff. 5.4.2 der TAB, wonach sich die Gesuchsgegnerin vorbehalte, «zur Aufrechterhaltung eines sicheren, stabilen Netzbetriebs» in die Wirkleistung einzugreifen sei so offen, dass sich damit schon im Vorfeld einer möglichen Überlastung ein Eingriff rechtfertigen liesse (act. 23 Rz. 65 sowie Beilage 21, S. 6). Es sei nicht klar, wo der Normalbetrieb aufhöre und die Störung im Netz anfangen. Ferner sei unklar, welche Massnahmen wer und in welcher Priorität ergreifen müsse. Solche Eingriffe seien durch die Betroffenen nicht überprüfbar und würden jeder Diskriminierung Tür und Tor öffnen (act. 23, Beilage 21, S. 6).

19/43

E. 5.2.2.2

Gesuchsgegnerin 82 Gemäss den Ausführungen der Gesuchsgegnerin ist es korrekt, dass sie sämtliche EEA an ihrem Netz seit Ende 2012 mit einer Steuermöglichkeit ausrüsten lässt, die es erlaubt, die Anlagen in deren Wirkleistung zu beeinflussen. Die Anlageleistung werde aber nicht nach Gutdünken bilanzgruppenbezogen geregelt (wie in Deutschland). Die Gesuchstellerin sei mehrmals informiert worden, dass diese Steuermöglichkeit nur im Störungsfall zur Anwendung komme, dann aber unerlässlich sei (act. 4 Ziff. 44 ad 13/15). Ein Beispiel für die Notwendigkeit der Fernsteuerung sei die Steuerung des Mittelspannungsleistungsschalters (act. 35 Ziff. 53 ad 22 ff.). Für die Steuerung sei lediglich ein zusätzliche zentrale Steuereinheit notwendig, welche insbesondere bei grossen Anlagen einen unbedeutenden Kostenpunkt darstelle (act. 4 Ziff. 44 ad 116).

E. 5.2.3

und Ziffer 5.2.10 grundsätzlich dieselbe Anforderung definiert wird. Damit ist unklar, ob nun ein eigentlicher Schlüsselschalter oder ein mittels Vorhängeschloss gesicherter Schalter zu installieren ist. Beide Varianten sind für sich alleine gesehen jedoch ein notwendiges Sicherheitselement. Der von der Gesuchstellerin als ausreichend angesehene «jederzeit frei zugänglicher zentraler MS-Trennschalter» erfüllt diese Sicherheitsfunktion nicht und bringt die Gefahr einer

32/43

unkontrollierten bzw. unkoordinierten Zuschaltung der Anlage an das Mittelspannungsnetz der Gesuchsgegnerin mit sich. Ein nur vom Netzbetreiber zu betätigender Schalter trägt mithin in hohem Masse zur Sicherheit des Netzbetriebs bei, wobei keine weniger aufwändigen Massnahmen mit demselben Nutzen ersichtlich sind. Die Installation eines Schlüsselschalters ist finanziell zudem nicht aufwändig und im vorliegenden Fall als verhältnismässig anzusehen. 139 Ferner gilt es zu berücksichtigen, dass sich ein Teil der Mittelspannungsschaltanlage im Eigentum und im Verantwortungsbereich der Gesuchsgegnerin befinden wird und für diese jederzeit zugänglich sein muss (vgl. die Ziffern 7.6 und 9.2.2, Abb. 8 der TAB, die von der Gesuchstellerin nicht bestritten werden; aus act. 23, Beilage 23 und act. 25, Beilage 56 ergibt sich, dass beide Parteien von einer Einschlaufung der Trafostation in das bestehende MS-Kabel ausgehen). Es ist aus Gründen der Sicherheit erforderlich, dass die Gesuchsgegnerin bei einer Trennung der Mittelspannungsschaltanlage vom Netz mittels Schlüsselschalter aus Sicherheitsgründen auch eine galvanische Trennung des Transformators und der Mittelspannungsschaltanlage von den Niederspannungsinstallationen vorschreibt. Nur so kann die Spannungsfreiheit dieser Anlagen mit absoluter Sicherheit gewährleistet werden. Auch die für Energieerzeugungsanlagen mit Anschluss an die Netzebene 5 zusätzlich geforderte Trennung der Anlage auf Niederspannungsseite bei Betätigung des Schlüsselschalters erweist sich somit als verhältnismässig.

E. 5.3

Blindleistungsmanagement

E. 5.3.1

Regelung in den TAB (Ziffern 5.2.6, 5.4.3) 94 Der zweite Teilbereich des umstrittenen «Einspeisemanagements» gemäss den TAB der Gesuchsgegnerin betrifft die Vorschriften betreffend die statische und dynamische Netzstabilität. Erstere besteht darin, dass die Energieerzeugungsanlagen während des Normalbetriebs im Netz innerhalb eines vorgegebenen Blindleistungsbands nach den Vorgaben des Netzbetreibers Blindleistung generieren und so insbesondere zur Spannungshaltung beitragen. Die dynamische Netzstabilität dient demgegenüber der kurzfristigen Stützung der Netzspannung bei Netzfehlern.

22/43

95 Ziffer 5.2.6 der TAB schreibt vor, dass sich alle Energieerzeugungsanlagen an der statischen Netzstabilität beteiligen müssen. Grössere Energieerzeugungsanlagen (Ziff. 5.1 der TAB definiert, welche Anlagen dazu gehören. Die PV-Anlage der Gesuchsgegnerin ist betroffen.) müssen sich zudem an der dynamischen Netzstabilität beteiligen. Alle Energieerzeugungsanlagen im Netz der Gesuchsgegnerin müssen entsprechend so weit vorbereitet werden, dass die minimalen Anforderungen hinsichtlich Netzstabilität erfüllt werden können. 96 Ziffer 5.4.3 der TAB präzisiert die statische Netzstabilität und schreibt

vor, dass die Energieerzeugungsanlagen im Netz der Gesuchsgegnerin unter normalen Bedingungen im Spannungsbereich und in ihren zulässigen Betriebspunkten mit verschiedenen Leistungsfaktoren $\cos \phi$ betrieben werden können müssen. Der Leistungsfaktor wird von der Gesuchsgegnerin im Bereich zwischen $\cos \phi$ 0.9 untererregt bis $\cos \phi$ 0.9 übererregt vorgegeben. Als Betriebsarten kommen dabei entweder ein fester Leistungsfaktor, ein von der Wirkleistung abhängiger Leistungsfaktor, ein fester Blindleistungsanteil oder eine Blindleistungs-/Spannungskennlinie in Frage. Eine Vergütung allfälliger Wirkenergieertragsausfälle, hervorgerufen durch die Blindenergieerzeugung in diesem Bereich, ist gemäss TAB ausgeschlossen. Ein weitergehender Blindleistungsbereich ist nur im Einvernehmen mit dem Produzenten und mit entsprechender vertraglich vereinbarter Vergütung vorgesehen. 97 Die dynamische Netzstützung greift gemäss den Vorgaben in den TAB zu den Schutzeinstellungen der entsprechenden Anlageklasse (TAB S. 58 ff.) bei einem Spannungseinbruch von mehr als 10 % des Effektivwertes der Nennspannung am Generator. Dabei muss der Generator, im vorliegenden Fall die einzelnen Wechselrichter, mit einer Anregelzeit < 20 ms einen Blindstrom von mindestens 2 % des Nennstroms je Prozent des Spannungseinbruches sicherstellen. Es handelt sich hierbei – wie beim Eingriff in die Wirkleistungsabgabe – um eine Vorgabe, die nur zur Anwendung gelangt, wenn die Netzstabilität und damit die Einspeisung durch die PV-Anlage ohnehin gefährdet ist. Entsprechend sehen die TAB auch vor, dass sich die PV-Anlage vom Netz trennt, wenn über eine bestimmte Dauer (von in der Regel deutlich unter einer Sekunde) ein erheblicher Netzfehler besteht (TAB S. 60).

E. 5.3.2

Argumente der Parteien

E. 5.3.2.1

Gesuchstellerin 98 Die Gesuchstellerin begründet die Gesetzwidrigkeit der statischen und dynamischen Netzstabilisierung damit, dass der Zweck dieses Eingriffs darin bestehe, mit Hilfe der Einspeisung von Blindleistung durch die PV-Anlage störende Blindleistungsströme, die aus anderen Quellen am Netz stammen, zu kompensieren. Es gehe dabei nicht um die Kompensation oder die Vermeidung von Rückwirkungen, die durch die PV-Anlage selbst verursacht würden, sondern darum, Störungen, die durch andere Netznutzer verursacht werden, zu beheben bzw. zu kompensieren. Die statische und dynamische Netzstabilisierung stelle damit einen aktiven Beitrag der PV-Anlage zur Stabilisierung des Netzes dar. Dies sei mit wirtschaftlichen Folgen verbunden. Einerseits verursache die Ausstattung der PV-Anlage mit den erforderlichen technischen Vorkehrungen Mehrkosten. Andererseits gehe die vom Netzbetreiber veranlasste, vermehrte Einspeisung von Blindleistung zulasten der Einspeisung von Wirkleistung. Dies wiederum verursache Einbussen unter der KEV, da mit der KEV nur die eingespeiste Wirkleistung vergütet werde (act. 23 Rz. 70 f., act. 31 Rz. 32). 99 Auch mit Bezug auf die Vorgaben zur Blindleistungsbeeinflussung führt die Gesuchstellerin ins Feld, dass die PV-Anlage von Gesetzes wegen einen priorisierten Anspruch auf die Einspeisung der produzierten Wirkleistung in das Verteilnetz der Gesuchsgegnerin habe und dass Artikel 23/43

2 Absatz 4 EnV die einzige Einschränkung dieses Anspruches darstelle. Die Gesuchstellerin bestreitet in diesem Zusammenhang, dass die PV-Anlage überhaupt störende Einwirkungen auf das Netz verursachen könne und weist darauf hin, dass die in

der Schweiz zugelassenen Wechselrichter gar keine unzulässigen Netzrückwirkungen erzeugen könnten (act. 23, Beilage 33). Ferner verweist sie auf die «Richtlinie kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) Art. 7a EnG Allgemeiner Teil», des BFE hin, in der zu Artikel 2 Absatz 4 EnV ausgeführt wird, dass «die Einspeisung von Elektrizität als solche nicht als störende Einwirkung auf das Netz gelte» (act. 23 Rz. 73 ff.). 100 Bei der Beschaffung von Blindleistung zum Ausgleich der Blindleistungsbilanz im Netz handle es sich von Gesetzes wegen um eine Systemdienstleistung (Art. 4 Abs. 1 Bst. g StromVG). Als Systemdienstleistung diene sie der Stabilisierung des Gesamtnetzes und könne nicht einseitig und entschädigungslos von der Gesuchsgegnerin verlangt werden. Vielmehr handle es sich dabei um eine Aufgabe der Schweizerischen Netzgesellschaft, welche entsprechende Regelenergie gemäss Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe b am Markt (und damit gegen Entschädigung) zu beschaffen hat (act. 23 Rz. 78; act. 31 Rz. 33 f.).

E. 5.3.2.2

Gesuchsgegnerin 101 Die Gesuchsgegnerin verweist allgemein darauf, dass ihre TAB die Schweizer Gesetzgebung einhielten und sich entsprechend Artikel 8 Absatz 1 Buchstabe d StromVG an den aktuellen internationalen Normen orientierten. Ihre TAB würden die Vorgaben der aktuell gültigen Branchendokumente Transmission Code 2013 und Distribution Code 2014 (nachfolgend: DC – CH 2014) sowie die ENTSO-E Network-Codes umsetzen (act. 4 Ziff. 44 ad 15/19; act. 25 Ziff. 84 ad 4/5; act. 35 Ziff. 51). 102 Spezifisch zur statischen Netzstabilisierung führt die Gesuchsgegnerin aus, dass sie dezentrale Kraftwerke in schwachen Netzen mit «untererregt» Blindleistung betreibe und bereit sei, diese Blindleistung in ihrem Netz aus grösstem gesamtwirtschaftlichem Nutzen und unentgeltlich zu akzeptieren. Im Gegenzug seien die dezentralen Kraftwerke an starken Netzpunkten geregelt mit «unter- bis übererregter» Blindleistung bis $\cos \phi$ 0.9 unentgeltlich zu betreiben. Die gegenseitige Verrechnung der gelieferten bzw. bezogenen Blindenergie erfolge bei der Gesuchsgegnerin nach den gleichen Preisen wie bei festen Endverbrauchern ohne eigene Erzeugungslage. Die Gesuchsgegnerin verrechne bis $\cos \phi$ 0.9 keine Blindenergie und somit verhalte sie sich auch konform gegenüber der «Vollzugshilfe für die Umsetzung der Anschlussbedingungen der Elektrizitätsproduktion gemäss Art. 7 und 28a des Energiegesetzes» des BFE (Version 2.1 vom 1.1.2015). Der erweiterte Blindleistungsbereich $\cos \phi > 0.9$ (sic! Gemeint dürfte ein Leistungsfaktor < 0.9 sein) oder sogar vollwertiger Phasenschieberbetrieb sei selbstverständlich, wenn benötigt, zu vereinbaren und nach marktorientierten Preisen zu entschädigen (act. 35, Beilage 63, S. 18).

E. 5.3.3

Technische und rechtliche Beurteilung

E. 5.3.3.1

Statische Netzstabilisierung 103 Die Einspeisung von Blindleistung im Sinne der statischen Netzstabilisierung dient in erster Linie der Spannungshaltung im Netz. Sie ermöglicht eine deutliche Reduktion des durch die Einspeisung verursachten Spannungsanstiegs im Netz (je nach Impedanz, thermischer Belastbarkeit etc. ca. zwischen 20 % und 80 %; vgl. Ergebnisse des von der Österreichischen Forschungsförderungsgesellschaft (FFG) geförderten Projektes «morePV2grid», act. 47, S. 13; vgl. auch das Technikkompendium 1 des Wechselrichterherstellers SMA, act. 52, S. 11). Die Aufnahmekapazität eines Netzes – und damit dessen Effizienz – kann durch die

Einspeisung von Blindleistung

24/43

je nach Netztopologie im besten Fall mehr als verdoppelt werden (Bucher Christoph, «Wie viel Solarstrom verträgt das Niederspannungsnetz?», VSE Bulletin 3/2014, act. 48; Endbericht des Büros für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag «Moderne Stromnetze als Schlüsselement einer nachhaltigen Energieversorgung» vom Dezember 2014, act. 50, S. 88 f.). Entgegen der Auffassung der Gesuchstellerin (oben Rz. 98) dient die Vorgabe somit nicht primär dem Ausgleich der Blindenergiebilanz im Netz. Im Gegenteil nimmt der Netzbetreiber mit der zusätzlichen Blindleistung im Netz sogar eine thermische Mehrbelastung von Netzelementen in Kauf (vgl. Ausführungen der Gesuchsgegnerin, oben Rz. 102). Entsprechend wurde in einer vom Deutschen Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) in Auftrag gegebenen Studie «Moderne Verteilernetze für Deutschland» festgestellt, dass der spannungsabsenkende Effekt des Blindleistungsmanagements über einen $\cos \phi$ von 0.9 hinaus aufgrund der zunehmenden Blindleistungsflüsse im Netz keinen volkswirtschaftlich relevanten Mehrwert liefert (act. 51, S. 82 f.). 104 Auch der VSE sieht in der NA/EEA – CH 2014 für Energieerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz die statische Spannungshaltung mit einem Leistungsfaktor bis $\cos \phi$ 0.9 vor (NA/EEA – CH 2014 S.47). Ebenso sieht der künftige Network Code RfG des ENTSO-E in Artikel 20 Abs. 2 für Energieerzeugungsanlagen ab einer gewissen (vom Netzbetreiber innerhalb des vorgegebenen Rahmens definierbaren) Grösse vor, dass die Netzbetreiber Vorgaben betreffend die Blindleistungsabgabe von Energieerzeugungsanlagen erlassen können (act. 55). Mit denjenigen des VSE und der Gesuchsgegnerin vergleichbare Vorschriften finden sich beispielsweise auch in Deutschland (BDEW 2008, S. 28; $\cos \phi$ 0.95; $\cos \phi$ 0.9 bei Anlagen am Niederspannungsnetz gemäss VDE AR-N-4105) und in Österreich (Technische und organisatorische Regeln der E-Control für Betreiber und Nutzer von Netzen, Teil D, Hauptabschnitt D 4, Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilnetzen, Version 2.1, S. 14 f.) sowie in den TAB diverser Schweizer Verteilnetzbetreiber (vgl. die nicht abschliessende Aufzählung in Rz. 30 der Zwischenverfügung vom 10. März 2015 in der vorliegenden Sache). Es handelt sich mithin um eine in der Praxis bereits vielfach umgesetzte und bewährte Massnahme, die in erheblichem Masse zu einem sicheren, leistungsfähigen und insbesondere effizienten Netzbetrieb beiträgt. Die Eignung der Vorgabe, zu einem sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzbetrieb beizutragen, ist daher ohne Weiteres zu bejahen. 105 Anders als die Gesuchstellerin behauptet, geht die Generierung von Blindleistung keineswegs zwingend mit einer Reduktion der einspeisbaren Wirkleistung einher. Entsprechend ausgelegte Wechselrichter sind in der Lage, die vom Netzbetreiber geforderte Blindleistung nebst der vollen DC-seitig verfügbaren Wirkleistung in das Netz einzuspeisen, vorausgesetzt sie sind auf die erforderliche Scheinleistung dimensioniert (act. 51, S. 81 / act. 52, S. 17). Bei ausreichender Dimensionierung der Anlage droht daher von vornherein kein Wirkenergieertragsausfall. Beim vorliegend zur Diskussion stehenden Leistungsfaktor von minimal $\cos \phi$ 0.9 über/untererregt müssen die Wechselrichter und die AC-seitigen Komponenten der Anlage (Kabel, Transformator, Schaltanlagen) auf eine Scheinleistung von höchstens 111 % der maximal zu erwartenden Wirkleistungseinspeisung ausgelegt werden sein, damit jederzeit (d. h. auch während der seltenen Produktionsspitzen und bei maximaler Ausschöpfung des in den TAB definierten Blindleistungsbereichs durch die Gesuchsgegnerin) die volle Wirkleistung eingespeist

werden kann. 106 Ob der Produzent die technischen Mindestanforderungen umsetzt, indem er die relevanten Anlagenkomponenten mit einer Leistungsreserve plant, oder indem er die Komponenten so knapp wie möglich dimensioniert und dafür eine geringfügige Ertragseinbusse während der seltenen Produktionsspitzen hinnimmt (vgl. nachfolgend Rz. 118), ist ein unternehmerischer Entscheid des Produzenten, der je nach konkreten Gegebenheiten (Sprungfixkosten) anders ausfallen kann. Entscheidend ist, dass dem Produzenten die Möglichkeit offen steht, die Vorgabe mit zumutba-

25/43

rem Aufwand ohne Einbussen beim Wirkenergieertrag umzusetzen. Eine Verletzung der Abnahmegarantie gemäss Artikel 7 und 7a EnG oder des Vorrangs gemäss Artikel 13 Absatz 3 Buchstabe c StromVG durch die Vorgaben zur statischen Netzstabilisierung besteht daher nicht. 107 Es ist vor dem Hintergrund der Einspeisegarantie gemäss Artikel 7 und 7a EnG selbstverständlich, dass die Einspeisung von Elektrizität als solche keine störende technische Einwirkung im Sinne von Artikel 2 Absatz 4 EnV darstellt (vgl. Vorbringen der Gesuchstellerin gemäss Rz. 99). Die thermische Belastbarkeit des Netzes muss daher grundsätzlich darauf ausgelegt sein, sämtliche von der PV-Anlage produzierte elektrische Energie aufzunehmen (vgl. dazu oben Rz. 83). Dies entbindet den Produzenten aber nicht von der Pflicht, allfällige störende technische Einwirkungen, die mit der Einspeisung von Elektrizität verbunden sind, mit zumutbaren anlageseitigen Massnahmen zu vermeiden. 108 Was unter störenden technischen Einwirkungen im Netz zu verstehen ist, definieren die «Technischen Regeln zur Beurteilung von Netzzrückwirkungen» (nachfolgend: D-A-CH-CZ), die vom VSE und vergleichbaren Organisationen aus Deutschland, Österreich und der Tschechischen Republik herausgegeben werden und sich an der Europäischen Norm EN 50160 orientieren. Die Anwendung der D-A-CH-CZ ist auch in den TAB der Gesuchsgegnerin ausdrücklich vorgesehen (Ziff. 5.3) und wird von der Gesuchstellerin nicht bestritten (act. 23 Rz. 40 i. V. m. Beilage 33 sowie act. 31 Rz. 19). 109 Der Betrieb einer PV-Anlage ist hinsichtlich der Netzzrückwirkungen zulässig, wenn die im Abschnitt 10 der D-A-CH-CZ genannten Bedingungen eingehalten sind (D-A-CH-CZ Ziff. 10.2). Von Bedeutung sind dabei insbesondere die Grenzwerte für die zulässige Spannungsanhebung im Netz. Gemäss Ziffer 10.2.1.1 D-A-CH-CZ darf die relative Spannungsanhebung, die durch die Gesamtheit aller Erzeugungsanlagen in einem betrachteten Mittelspannungsnetz verursacht wird, an keinem Verknüpfungspunkt des Netzes den Grenzwert von 2 % übersteigen. Es ist somit gemäss Artikel 2 Absatz 4 EnV die Pflicht der Gesuchstellerin, innerhalb ihrer PV-Anlage auf eigene Kosten alle zumutbaren technischen Massnahmen zu treffen, die zur Einhaltung dieses Grenzwertes beitragen. Erst wenn der Grenzwert auch mit den anlageseitigen Massnahmen nicht eingehalten werden kann, besteht die Notwendigkeit einer Netzverstärkung gemäss Artikel 22 Absatz 3 StromVV. In diesem Sinne hält auch die Weisung 4/2012 der ElCom betreffend Netzverstärkungen fest, dass «eine Netzverstärkung dann notwendig ist, wenn mit dem Anschluss der Produktionsanlage – nach Ausschöpfung der anlagen- und betriebsseitigen Möglichkeiten – die Netzsicherheit mit den bestehenden Betriebsmitteln nicht mehr gewährleistet ist». 110 Bei der statischen Netzstabilisierung handelt es sich damit, soweit sie der Spannungshaltung am Einspeisepunkt dient, um eine auf Kosten des Produzenten umzusetzende Massnahme im Sinne von Artikel 2 Absatz 4 EnV. Fordert ein Verteilnetzbetreiber vom Produzenten hingegen über das für die Spannungshaltung am Einspeisepunkt erforderliche Ausmass (vgl. oben Ziff. 103) hinaus Blindleistung ein, ist

dies keine Massnahme im Sinne von Artikel 2 Absatz 4 EnV. Die Generierung von Blindleistung ist in diesem Fall mit dem Produzenten im Lichte von Artikel 2 Absatz 1 EnV vertraglich zu vereinbaren, wie es die TAB in Ziffer 5.4.3 für den erweiterten Blindenergiebereich $\cos \phi < 0.9$ ausdrücklich vorsehen. Dies gilt auch für den von der Gesuchsgegnerin beschriebenen unentgeltlichen Betrieb von PV-Anlagen an starken Netzpunkten mit «unter- bis übererregter» Blindleistung bis $\cos \phi 0.9$ (vgl. oben Rz. 102), soweit dieser nicht der Spannungshaltung an den Einspeisepunkten der betroffenen PV-Anlagen dient. Ob es sich bei der statischen Netzstabilisierung um eine allenfalls zu entschädigende Systemdienstleistung handelt, wie die Gesuchstellerin geltend macht (oben Rz. 100) kann daher vorliegend offen bleiben. 111 Mit Blick auf die Erforderlichkeit der statischen Netzstabilisierung ist zu unterscheiden zwischen der Pflicht der Gesuchstellerin, die Anlage so zu konfigurieren, dass sie in der Lage ist, bei Bedarf

26/43

zur Spannungshaltung beizutragen und der Erforderlichkeit, tatsächlich Blindleistung zu generieren. Die Situation im Netz kann sich sowohl kurzfristig als auch mittel- bis langfristig (beispielsweise durch das Hinzukommen neuer Erzeugungsanlagen oder das Wegfallen von Verbrauchern) ändern. Unabhängig davon, ob die PV-Anlage zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme unzulässige technische Einwirkungen auf das Netz verursacht oder nicht, ist es daher generell erforderlich, dass sie in der Lage ist, die Vorgabe bei Bedarf einzuhalten. Ob und zu welchem Zeitpunkt die Generierung von Blindleistung durch die PV-Anlage im vorgegebenen Bereich für die Spannungshaltung tatsächlich erforderlich ist, liegt im Ermessen und Verantwortungsbereich der Gesuchsgegnerin und kann nicht abstrakt beurteilt werden. Es sind jedoch keine für den Produzenten milderen Massnahmen ersichtlich, mit denen die Einhaltung der Spannungstoleranzen am Einspeisepunkt in vergleichbarer Weise sichergestellt werden kann. Auch das konkrete Abrufen von Blindleistung durch den Netzbetreiber erweist sich daher bei gegebenem Bedarf als erforderlich. 112 Es bleibt zu prüfen, ob die Vorgabe für die Gesuchstellerin zumutbar ist. Der mit der statischen Netzstabilisierung verbundenen Effizienzsteigerung im Netzbetrieb stehen dabei potentielle Kosten der Gesuchstellerin für die Fernsteuerung der Anlage sowie eine allfällige grössere Dimensionierung der Wechselrichter, Transformatoren und Kabel/Leitungen oder allenfalls von der Gesuchstellerin in Kauf genommene Ertragsausfälle gegenüber. 113 Die Pflicht der Gesuchstellerin zur Sicherstellung der Fernsteuerbarkeit der Anlage wurde bereits vorstehend unter Rz. 92 als zumutbar eingeschätzt und ist an dieser Stelle nicht mehr zu vertiefen. 114 Wie vorstehend unter Rz. 104 dargelegt, sind moderne Wechselrichter in der Lage, ohne Einschränkung der Wirkleistungsabgabe die vorgegebene Blindleistung zu erzeugen, solange sich die erforderliche Scheinleistung innerhalb der Spezifikationen des Wechselrichters bewegt. Jede moderne PV-Anlage ist somit in der Lage, die Vorgabe in den TAB zu fast jedem Zeitpunkt ohne Einschränkungen umzusetzen. Lediglich während der seltenen Spitzenproduktionszeiten einer Anlage kann es bei einer exakt auf die maximal erzielbare Wirkleistung (oder unter-) dimensionierten PV-Anlage zu Engpässen kommen. Für einen Betrieb ohne jegliche Einschränkung der Wirkleistungsabgabe müssen der Wechselrichter und die wechselfspannungsseitigen Komponenten der PV-Anlage daher auf eine Scheinleistung von rund 111 % der maximalen Wirkleistung ausgelegt sein (vgl. oben Rz. 105). Bei den von der Gesuchstellerin eingesetzten Wechselrichtern des Typs Sungrow SG-30 KTL beträgt die zulässige DC-Eingangleistung gemäss Produktdatenblatt 30'800

W (act. 38). Ausgehend vom angegebenen Wirkungsgrad von 98 % kann der Wechselrichter maximal 30'184 W Wirkleistung einspeisen. Gemäss Datenblatt ist der Wechselrichter jedoch in der Lage, 33'120 kVA Scheinleistung einzuspeisen (act. 38). Damit ist mit den eingesetzten Wechselrichtern selbst bei Leistungsspitzen ein über- bzw. untererregter Betrieb bis zu einem Leistungsfaktor von rund $\cos \phi 0.91$ möglich, ohne die Wirkleistungseinspeisung zu beeinflussen. Die statische Netzstabilisierung ist in der PV-Anlage der Gesuchstellerin mithin ohne allfällige Anpassungen am Wechselrichterkonzept umsetzbar. 115 Mangels genauer Anlagespezifikationen kann nicht beurteilt werden, ob die von der Gesuchstellerin vorgesehenen Niederspannungszuleitungen thermisch in der Lage sind, die bei Spitzenlast und voller Ausschöpfung des vorgesehenen Blindleistungsbereichs notwendige Scheinleistung aufzunehmen (vgl. Ziffer 5.4.4 der TAB, deren Rechtmässigkeit die Gesuchstellerin konsequenterweise ebenfalls bestreitet). Es ist aber davon auszugehen, dass die durch die statische Netzstabilisierung verursachte thermische Mehrbelastung der Leiter von maximal 11 % in der Regel keinen grösseren Querschnitt erfordert. Mit welchen Mehrkosten zu rechnen wäre, wenn ausnahmsweise der nächstgrössere auf dem Markt verfügbare Leiterquerschnitt gewählt werden müsste, kann von der ElCom abstrakt nicht beurteilt werden. Es ist aber davon auszugehen, dass in Relation zum Gesamtinvestitionsvolumen der PV-Anlage nicht mit erheblichen Mehrkosten zu

27/43

rechnen ist. Die Auslegung der Leiter innerhalb der PV-Anlage gemäss Ziffer 5.4.4 der TAB erweist sich damit als zumutbar. 116 Da die PV-Anlage an die Netzebene 5 angeschlossen werden soll, umfasst sie auch einen Transformator, der durch die statische Netzstabilisierung eine potentielle Mehrbelastung erfährt. Die Gesuchstellerin rechnet bei reiner Wirkleistungsabgabe mit einer Spitzenleistung von 675 kVA ab den Wechselrichtern. Darin sind die Übertragungsverluste von den String-Wechselrichtern zum Transformator noch nicht enthalten. Die Gesuchstellerin plant daher einen Transformator mit einer Nennleistung von 630 kVA und nimmt die ca. 30 bis 40 kVA Überlastung zu den seltenen Spitzenzeiten in Kauf. Dies sei absolut konform mit den Trafo Spezifikationen und löse keinerlei gefährliche Betriebszustände aus (act. 23, Beilage 21 S. 1 und 14). Die Gesuchstellerin bringt gleichwohl vor, die Einhaltung der Vorgaben zur statischen Netzstabilisierung erfordere einen Transformator mit 800 kVA bzw. – weil letztere teuer/marktunüblich seien – einen Transformator mit 1 MVA Nennleistung und damit ein grösseres Trafogebäude. Damit ergäben sich zusammen mit der Querschnittsvergrösserung der Niederspannungszuleitungen erhebliche Mehrkosten von mindestens CHF 25'000 (act. 23, Beilage 21, S. 8). 117 Die Installation eines Transformators mit höherer Nennleistung ist je nach konkreten Gegebenheiten nicht zwingend erforderlich, da Verteilnetztransformatoren, die den geltenden Normen (z. B. IEC 60076-7:2005 Power transformers - Part 7: Loading guide for oil-immersed power transformers) entsprechen, zeitweise in gewisser Masse überlastet werden können. So führt die Gesuchstellerin selbst aus, dass sie zu den seltenen Spitzenzeiten der Produktion mit ca. 30 bis 40 kVA Überlastung des geplanten Transformators rechnen (vgl. oben Rz. 116). Mangels genauerer Angaben zum geplanten Transformator kann vorliegend nicht abgeschätzt werden, ob eine zusätzliche Belastung des Transformators mit Blindleistung während den Spitzenproduktionszeiten problemlos möglich wäre. Unabhängig davon erscheinen die von der Gesuchstellerin geltend gemachten Mehrkosten bei Verwendung eines grösseren

Transformators (und grösserer Querschnitte bei den Niederspannungsleitungen) hoch. Gemäss den der ElCom im Rahmen von Netzverstärkungsgesuchen vorliegenden Preisen für Transformatoren ist für eine Erhöhung der Leistung des Transformators von 630 kVA auf 1 MVA höchstens mit Mehrkosten im oberen vierstelligen Bereich zuzüglich der Kosten für ein allenfalls grösseres Trafogebäude zu rechnen. Die Wirtschaftlichkeit eines Projekts, in das bereits rund CHF [...] investiert worden sind (act. 23, Beilage 21, S. 2), würde dadurch nicht gefährdet. Selbst wenn die Vorgabe in den TAB im konkreten Fall einen grösseren Transformator notwendig werden lässt, erweist sie sich daher als zumutbar.

118 Wie oben in Rz. 106 dargelegt, liegt es im Verantwortungsbereich des Produzenten, ob er die Wechselrichter und wechsellspannungsseitigen Anlagen seiner PV-Anlage genügend gross dimensioniert, um die Vorgaben zur statischen Netzstabilisierung einzuhalten oder stattdessen während der Spitzenproduktionszeiten geringfügige Ertragseinbussen in Kauf nimmt. Dabei gilt es zu berücksichtigen, dass die Wirkleistung während der Spitzenproduktionszeiten im schlechtesten Fall (d. h. wenn die Anlage keine Leistungsreserven aufweist und mit $\cos \phi 0.9$ betrieben wird) um ca. 10 % reduziert würde. Die wissenschaftliche Literatur zeigt, dass der damit einhergehende jährliche Wirkenergieverlust sich bei einer PV-Anlage im Flachland im tiefen einstelligen Promillebereich bewegt (CHRISTOPH BUCHER et al., DiGASP – ANALYSIS AND SIMULATION OF DISTRIBUTION GRIDS WITH PHOTOVOLTAICS, ein PV ERA NET-Projekt, Zürich, Dezember 2013, S. 70 f.; insbes. Abb. 6.6; Auszug in act. 53).

119 Zusammengefasst ergibt sich, dass die in Ziffer 5.4.3 der TAB vorgesehene statische Netzstabilisierung, hier verstanden als Massnahme zur Spannungshaltung am Einspeisepunkt, in hohem Masse zu einem sicheren, leistungsfähigen und insbesondere effizienten Netzbetrieb beiträgt. Sie basiert auf internationalen und nationalen Empfehlungen anerkannter Fachorganisationen

28/43

und ist bei entsprechender Auslegung der Anlage ohne Ertragseinbussen umsetzbar. Soweit Zusatzkosten im Raum stehen, sind diese gemäss Artikel 2 Absatz 4 EnV von der Gesuchstellerin zu tragen. Es gibt keine für die Gesuchstellerin weniger einschneidende Massnahme mit demselben Nutzen für die Effizienz des Netzbetriebs. Es erweist sich daher als erforderlich, dass die PV-Anlage in der Lage ist, zur statischen Netzstabilisierung beizutragen. Die anlagenseitigen Massnahmen sind zudem auch zumutbar: Die Wechselrichter der Gesuchstellerin verfügen über die notwendigen Reserven und es kann ihr zugemutet werden, dass sie – falls überhaupt erforderlich – die übrigen wechsellspannungsseitigen Anlagen ausreichend dimensioniert oder in seltenen Fällen eine geringe Überlastung (namentlich des Transformators) in Kauf nimmt. Damit steht die Vorgabe in Ziffer 5.4.3 der TAB, soweit deren konkrete Anwendung auf die Spannungshaltung am Einspeisepunkt der betroffenen Energieerzeugungsanlage beschränkt bleibt, im Einklang mit der Stromversorgungsgesetzgebung und erweist sich als verhältnismässig. Es liegt im vorliegenden Fall im Verantwortungsbereich der Gesuchgegnerin, sicherzustellen, dass eine über die Anforderungen an die Spannungshaltung hinausgehende Nutzung der PV-Anlage zur Generierung von Blindleistung nicht gegen den Willen der Gesuchstellerin, d.h. nur mit entsprechender vertraglicher Vereinbarung, erfolgt.

E. 5.3.3.2

Dynamische Netzstabilisierung 120 Die dynamische Netzstabilisierung wirkt, wie vorstehend in Rz. 97 beschrieben, plötzlichen Netzfehlern entgegen, indem sie mit einer Anregelzeit < 20 ms einen Blindstrom in das Netz einspeist. Der Unterschied einer zur dynamischen Netzstabilität beitragenden PV-Anlage zu einer solchen ohne diese Verpflichtung besteht darin, dass Erstere aktiv die Spannung stützt, bevor sie sich bei fortbestehendem Netzfehler vom Netz trennt. Besteht der Netzfehler länger als in den Abschaltbedingungen gemäss den Schutzeinstellungen für Anlagen mit Mittelspannungsanschluss in den TAB definiert (TAB S. 60-61), muss sich auch die zur dynamischen Netzstabilisierung verpflichtete PV-Anlage automatisch vom Netz trennen. Je nach Ausmass der Über- oder Unterspannung bzw. der Über- oder Unterfrequenz erfolgt somit nach spätestens 700 ms die Trennung der Anlage vom Netz. Konnte die Netzspannung bzw. Frequenz hingegen vor der Abschaltung wieder ins Spannungstotband ($U_{\max} = 1.10 U_n$; $U_{\min} = 0.9 U_n$) zurückkehren, stützt die PV-Anlage die Spannung während weiterer 500 ms aktiv (TAB S. 61). Die PV-Anlage trägt bei Bedarf somit während maximal 1.2 Sekunden dynamisch zur Netzstabilität bei. Wie bei der Reduzierung der Wirkleistung im Störfall, handelt es sich dabei um eine Vorgabe, die nur dann zur Anwendung gelangt, wenn die Netzstabilität – und damit die Einspeisung durch die PV-Anlage – ohnehin gefährdet ist. Die Vorgabe bringt damit entgegen der Auffassung der Gesuchstellerin keine Ertragseinbussen mit sich sondern dient im Gegenteil dazu, kurzfristigen Netzfehlern entgegenzuwirken und damit eine Trennung der Anlage vom Netz zu vermeiden. 121 Aus den vorstehenden Ausführungen ergibt sich, dass auch die dynamische Netzstabilisierung keinen Eingriff in die Abnahmegarantie nach Artikel 7 und 7a EnG oder den Vorrang gemäss Artikel 13 Absatz 3 Buchstabe c StromVG darstellt. 122 Die dynamische Netzstützung ist geeignet, die Auswirkungen kurzfristiger Netzfehler zu vermindern. Zwar sieht beispielsweise die NN/EEA – CH 2014 erst für Energieerzeugungsanlagen mit einer Anschlussleistung > 1 MVA eine Pflicht zur dynamischen Netzstabilisierung vor. Nichts desto trotz können auch kleinere Energieerzeugungsanlagen zur dynamischen Netzstabilisierung eingesetzt werden (die technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Nutzer von Netzen, Teil D, Hauptabschnitt D 4, Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilnetzen, Version 2.1, der E-Control sehen beispielsweise für alle MS-Anlagen dynamische Netzstützung vor). Die Fähigkeit einer Anlage zur Stützung des Netzes bei Netzfehlern hängt insbesondere auch vom Verhältnis der Anlageleistung zu den übrigen Stromflüssen im betroffenen

29/43

Netzabschnitt ab. Dass die TAB der Gesuchsgegnerin in Ziffer 5.1 für alle Energieerzeugungsanlagen auf der Netzebene 5 sowie für solche auf der Netzebene 7 mit einer Anschlussleistung > 100 kVA eine Pflicht zur dynamischen Netzstabilisierung vorsehen, spricht somit nicht gegen die Eignung der Massnahme. Eine für den Produzenten mildere Massnahme mit demselben Effekt auf das Netz ist zudem nicht ersichtlich. 123 Betreffend die Zumutbarkeit der Vorgabe kann auf die Ausführungen im Zusammenhang mit der Wirkleistungsreduktion bei Störfällen verwiesen werden (oben Rz. 92), da die benötigte Infrastruktur weitgehend dieselbe ist und die Vorgabe nur in Situationen angewendet wird, in denen die Einspeisung durch die PV-Anlage ohnehin akut gefährdet ist.

E. 5.4

Weitere umstrittene Vorgaben in den TAB der Gesuchsgegnerin

E. 5.4.1

Ziffer 3.1 «Anschlussgesuch» 124 Ziffer 3.1 der TAB sieht vor, dass mindestens drei Monate vor Installationsbeginn einer Energieerzeugungsanlage beim Netzbetreiber ein vollständig und korrekt ausgefülltes Anschlussgesuch einzureichen ist. Diesem sind ein Prinzipschema der Anlage, ein Situationsplan, die Datenblätter der Wechselrichter, Panels und Schutzeinrichtungen inklusive Konformitätserklärungen sowie Angaben zu bestehenden oder neuen Blindstromkompensationsanlagen beizulegen. Für den Fall, dass sich die Spezifikationen der Energieerzeugungsanlage nach dem Einreichen des Anschlussgesuchs ändern, sehen die TAB vor, dass ein neues Anschlussgesuch mit den angepassten technischen Unterlagen einzureichen ist. 125 Die Gesuchstellerin hält diese Vorschriften für unverhältnismässig, da das Anschlussgesuch in einem Zeitpunkt erfolge, in dem sich der Netzbetreiber noch gar nicht mit der Anlage befasst habe. Der Produzent wisse daher im Zeitpunkt der Gesuchseinreichung noch gar nicht, ob eine Transformierung und/oder ein Netzausbau erforderlich und/oder möglich sei. Das Anschlussgesuchsformular der Gesuchsgegnerin (act. 23, Beilage 51) verlange vom Produzenten, dass dieser Beilagen einreicht, die er zum Zeitpunkt der Einreichung des Anschlussgesuchs vernünftigerweise noch gar nicht haben könne. Dies betreffe insbesondere die Datenblätter und Konformitätserklärungen zur Transformatorenstation und zu den Wechselrichtern. Umso prohibitiver und unverhältnismässiger sei es, vom Produzenten jedes Mal, wenn sich aufgrund einer Rückmeldung des Netzbetreibers eine Änderung im Anschlussschema ergebe, die Einreichung eines neuen Anschlussgesuchs zu verlangen (act. 23, Beilage 33). Entsprechend ist die Gesuchstellerin der Ansicht, dass das am 20. Juni 2013 eingereichte Anschlussgesuch bis heute keinen Anpassungsbedarf erfahren habe. Das Einzige, was seither geändert habe, sei das Wechselrichterkonzept (act. 1 Rz. 21). 126 Die Gesuchsgegnerin führt aus, das Anschlussgesuch sei sowohl für den Netzbetreiber als auch für den Produzenten ein verbindliches Dokument, auf dessen Basis Netzberechnungen durchgeführt, Einspeisekapazitäten reserviert und Folgedokumente (Kontrollblätter, Netzanschluss- und Netznutzungsvertrag) erstellt würden (act. 4 Ziff. 44 ad 21). 127 Das Anschlussgesuch dient der Beurteilung durch den Netzbetreiber, wie die vom Produzenten vorgesehene Energieerzeugungsanlage an das Elektrizitätsnetz angeschlossen werden kann. Es ist selbstverständlich, dass der Netzbetreiber für diese Beurteilung detaillierte Angaben zu den Anlagespezifikationen benötigt. Je nach Ergebnis der Beurteilung antwortet der Netzbetreiber mit einer Anschlussbewilligung oder – falls die im Anschlussgesuch definierte Anlage nicht ohne Netzverstärkungen, Bau/Verstärkung einer Erschliessungsleitung oder anlageseitigen Massnahmen angeschlossen werden kann – mit Auflagen oder möglichen Anschlussoptionen (vgl. auch NA/EEA – CH 2014, Ziff. 6.7). Es ist vor diesem Hintergrund erforderlich und für den Produzenten

30/43

zumutbar, dass der Netzbetreiber bei Änderungen in den Anlagespezifikationen mittels eines erneuten Anschlussgesuchs mit den vollständigen und aktuellen Unterlagen dokumentiert wird. Eine Gesetzeswidrigkeit dieser Vorgabe ist nicht ersichtlich. Der beanstandete Verweis auf die Deutsche Richtlinie BDEW 2008 im Anschlussgesuchsformular der Gesuchstellerin wird nachfolgend unter Ziffer 5.5 beurteilt. 128 Nachdem die Gesuchstellerin nach eigenen Angaben mehrfach Änderungen am Anlagenkonzept vorgenommen hat (das Wechselrichterkonzept wurde gemäss den der

ElCom vorliegenden Unterlagen zweimal geändert, und es wurde eine Eigenverbrauchsregelung in Betracht gezogen; vgl. vorne Rz. 3, 5 und 8) liegt es im Lichte der obigen Ausführungen im Verantwortungsbereich der Gesuchstellerin, der Gesuchsgegnerin ein Anschlussgesuch einzureichen, das die aktuellen Spezifikationen der bereits bestehenden und noch zu erstellenden Bestandteile der PV-Anlage beschreibt.

E. 5.4.2

Ziffer 3.2 „Installationsanzeige“ 129 Gemäss Ziffer 3.2 der TAB hat der Produzent bei der Gesuchsgegnerin mindestens drei Wochen vor Beginn der Installation der Energieerzeugungsanlage durch den beauftragten Installateur eine Installationsanzeige sowie eine Kopie des bewilligten Anschlussgesuchs, eine Kopie der vom ESTI bewilligten Planvorlage (sofern vorlagepflichtig) und ein Prinzipschema einzureichen. Die Arbeiten werden von der Gesuchsgegnerin erst freigegeben, wenn eine vollständige Installationsanzeige inkl. der beizulegenden Unterlagen vorliegt. 130 Die Gesuchstellerin führt dazu aus, sie sei selbst im Besitz einer Installationsbewilligung i. S. v. Artikel 9 der Niederspannungsinstallationsverordnung vom 7. November 2001 (NIV; SR 734.27). Der sichere Anschluss der PV-anlage auf Niederspannungsebene sei damit sichergestellt (act. 23, Beilage 33). Die PV-Anlage werde unstrittig über einen in der Verantwortung der Gesuchstellerin stehenden Transformator an das Mittelspannungsnetz der Gesuchsgegnerin angeschlossen. Für Anschlüsse auf der Mittelspannungsebene sei keine Installationsanzeige erforderlich (Art. 23 Abs. 1 NIV) (act. 1 Rz. 21, zweites Lemma). 131 Die Gesuchsgegnerin führt aus, dass die Installationsanzeige gemäss Abklärungen beim Rechtsdienst des ESTI durch das Vorliegen einer genehmigten Planvorlage nicht entfalle. Zudem fielen gemäss Rechtsdienst des ESTI Photovoltaikanlagen ab den Anschlussklemmen der Panels unter den Geltungsbereich der NIV. Aus diesem Grund sei vor Beginn der entsprechenden Installationsarbeiten beim Netzbetreiber eine Installationsanzeige nach Artikel 23 Absatz 1 NIV einzureichen. Zudem lägen die Teil-PV-Anlagen der Gesuchstellerin auf den Dächern der einzelnen Gebäude im Bereich mit Fremdspannung, da die Gebäude jeweils über einen Niederspannungsanschluss zur Versorgung verfügten. Aus diesem Grund sei der Potentialausgleich und das Erdungssystem komplexer und bedürfe einer genauen Prüfung. Auch dazu sei die Installationsanzeige unerlässlich. 132 Die Gesuchstellerin ergänzt dazu in act. 23, Beilage 21, S. 11, dass die einzelnen PV-Anlagen auf den Teildächern nirgendwo mit den übrigen Installationen auf der Netzebene 7 der Gesuchstellerin verbunden seien. Die Erdung erfolge ausschliesslich am Gebäude-Flächenerder. Sie erzeuge damit keinerlei Rückwirkungen auf die bestehenden Installationen. 133 Soweit die Vorgabe in den TAB sich auf Niederspannungsanschlüsse bezieht, ist deren Rechtmässigkeit von vornherein zu bejahen, da sie inhaltlich der in Artikel 23 Absatz 1 NIV statuierten Pflicht des Produzenten zur Einreichung einer Installationsanzeige entspricht. Ob sich aus Artikel 23 Absatz 1 NIV, entgegen dem Wortlaut der Bestimmung, auch beim Anschluss an das Mittelspannungsnetz eine Pflicht zur Einreichung einer Installationsanzeige ableiten lässt, ist eine Frage im Kompetenzbereich des ESTI, die vorliegend von der ElCom nicht zu beantworten ist.

31/43

Denn unabhängig davon, ob eine unmittelbare gesetzliche Pflicht zur Einreichung einer Installationsanzeige besteht oder nicht, ist der Netzbetreiber auch bei Mittelspannungsanschlüssen darauf angewiesen, über aktuelle Informationen zur

anzuschliessenden Energieerzeugungsanlage zu verfügen. Die Vorgabe ermöglicht es dem Netzbetreiber, vor Installationsbeginn zu prüfen, ob die zu installierende Anlage mit den Spezifikationen gemäss Anschlussgesuch übereinstimmt und frühzeitig auf den Anlagenbetreiber zuzugehen, falls dies nicht der Fall ist. Die Vorgabe verhindert, dass Projektänderungen des Produzenten vom Netzbetreiber unbemerkt bleiben und erst bei der Abnahme (vgl. nachfolgend Rz. 159 ff.) festgestellt werden. Es ist erforderlich, dass der Netzbetreiber die zu installierende Anlage in diesem Zeitpunkt kennt, da die potentiell notwendige Erstellung oder Verstärkung einer auf die PV-Anlage angepassten Anschlussleitung sowie allfällige Netzverstärkungen in seinem Verantwortungsbereich liegen. Bei den gemäss TAB einzureichenden Unterlagen handelt es sich ausnahmslos um Dokumente, die dem künftigen Produzenten bei Installationsbeginn ohnehin vorliegen müssen. Deren Einreichung beim Netzbetreiber erweist sich daher auch als zumutbar.

E. 5.4.3

Ziffer 5 und Anhang Anlageklasse 5A 134 Die Gesuchstellerin bestreitet neben der Rechtmässigkeit von Ziffer 5 auch die Rechtmässigkeit des Anhangs der TAB zur Anlageklasse 5A, da dieser die im vorliegenden Verfahren als gesetzwidrig gerügten Bestimmungen umsetzt (act. 23, Beilage 33). 135 Eine separate Beurteilung des Anhangs erscheint nicht notwendig, da die diesem zu Grunde liegenden Bestimmungen im Rahmen des vorliegenden Verfahrens einer Beurteilung unterzogen werden und die Regelungen des Anhangs nicht über die beurteilten Bestimmungen in den TAB hinausgehen.

E. 5.4.4

Ziffer 5.2.3 „Schlüsselschalter“ 136 Ziffer 5.2.3 der TAB sieht vor, dass die Energieerzeugungsanlage vom Netzbetreiber über einen jederzeit zugänglichen Schlüsselschalter vom Netz getrennt werden kann. Der Schlüsselzylinder wird von der Gesuchsgegnerin angeliefert und unterliegt deren Schliesssystem. Bei Anlagen, die wie die PV-Anlage der Gesuchstellerin an die Netzebene 5 angeschlossen sind, muss der Schalter sowohl direkt auf die Steuerung der Mittelspannungsschaltanlage als auch auf die Energieerzeugungsanlage selbst einwirken. 137 Die Gesuchstellerin hält diese Vorgabe für unverhältnismässig. Bei Anschluss der Energieerzeugungsanlage auf der Netzebene 5 erübrige sich ein Schlüsselschalter, da ein jederzeit freizugänglicher zentraler MS-Trennschalter die Anlage vollständig vom Netz trenne. Die darüber hinaus geforderte getrennte Abschaltung der Energieerzeugungsanlage sei nutzlos, da für das nachgelagerte Niederspannungsnetz der Anlagenbetreiber zuständig sei (act. 23, Beilage 33). 138 Die Gesuchstellerin bestreitet demgegenüber nicht die Rechtmässigkeit von Ziffer 5.2.10 der TAB, wonach die Mittelspannungstrennvorrichtung der PV-Anlage mit einer Vorrichtung auszustatten ist, die die Anlage «gegen Wiedereinschalten sichert». Die von der Gesuchstellerin ausdrücklich nicht bestrittene Ziffer 5.2.10 der TAB sieht diesbezüglich insbesondere vor, dass bei Neuanlagen zwingend eine Einschaltsperrvorrichtung mit Vorhängeschloss vorzusehen ist, die dem Schliesssystem der Gesuchsgegnerin unterliegt. Hier sind die TAB insofern diffus, als in Ziffer

E. 5.4.5

Ziffer 5.2.4 „Netz- und Anlagenschutz“ 140 Ziffer 5.2.4 der TAB sieht vor, dass für Energieerzeugungsanlagen mit einer Anschlussleistung ab 30 kVA ein zentraler Netz- und Anlagenschutz (NA-Schutz) vorzusehen ist. 141 Die Gesuchstellerin hält einen separaten zentralen NA-Schutz für überflüssig, da bereits auf Wechselrichterebene ein

leistungsfähiger NA-Schutz integriert sei. In der Schweiz seien seitens des ESTI nur solche Wechselrichter zugelassen (Konformitätserklärung zwingend), die über einen NA-Schutz verfügen. Weitergehenden Forderungen fehle die gesetzliche Grundlage. Die Realisierung eines zentralen NA-Schutzes sei mit erheblichen zusätzlichen Kosten verbunden (act. 23, Beilage 33). 142 Das Erfordernis eines zentralen NA-Schutzes für PV-Anlagen > 30 kVA, welches auch in der NA/EEA – CH 2014 (Ziff. 7.3.2) vorgesehen ist, hat physikalische Gründe. Der Netz- und Anlagenschutz dient, wie es der Name schon sagt, insbesondere dem Schutz der Anlage beim Überschreiten von Spannungs- und Frequenzgrenzen im Elektrizitätsnetz sowie der Vermeidung von Inselnetzen. Energieerzeugungsanlagen bis 30 kVA sind in der Regel an das Niederspannungsnetz angeschlossen und deren Wechselrichter befinden sich nah an der Grenzstelle (= Verknüpfungspunkt im Sinne der D-A-CH-CZ; vgl. D-A-CH-CZ Ziff. 2 «Begriffe und Definitionen»). Eine Realisierung des NA-Schutzes am Wechselrichter ist hier möglich, weil der Spannungsfall zwischen Grenzstelle und Wechselrichter in der Regel vernachlässigbar ist. Bei grösseren Anlagen ist dies aufgrund potentiell längerer Leitungen innerhalb der Hausinstallation und der höheren Leistung nicht mehr der Fall (wie die Gesuchstellerin im Zusammenhang mit Ziffer 5.6 der TAB selbst ausführt, vgl. nachfolgend Ziff. 5.4.8). Bei einem Mittelspannungsanschluss muss der NA-Schutz zudem auf die vom Verteilnetzbetreiber auf Mittelspannungsebene definierten Grenzwerte reagieren. Bei der PV-Anlage der Gesuchstellerin mit einer Vielzahl von String-Wechselrichtern, die über Niederspannungsleitungen erheblicher und unterschiedlicher Länge an den Transformator und die Mittelspannungsschaltanlage angeschlossen sind, sind die Anforderungen an einen zuverlässigen NA-Schutz daher nicht erfüllt, wenn dieser von den einzelnen Wechselrichtern wahrgenommen wird. Die Vorgabe in den TAB, wonach für Anlagen mit einer Anschlussleistung ab 30 kVA ein zentraler NA-Schutz zu installieren ist erweist sich daher als verhältnismässig. Eine Gesetzeswidrigkeit dieser Vorgabe in den TAB ist nicht ersichtlich.

33/43

E. 5.4.6

Ziffer 5.2.7 „Zuschaltbedingungen nach Netzunterbrüchen“ 143 Die TAB sehen in Ziffer 5.2.7 für den Fall einer Abschaltung der PV-Anlage durch den NA-Schutz vor, dass eine automatische Wiederschaltung gemäss Anlageklassifizierung im Anhang der TAB erfolgt. Für die Wiederschaltung nach einer längeren Netzunterbrechung behält sich die Gesuchsgegnerin vor, die Energieerzeugungsanlagen in ihrem Netz über die gegebenen Steuerungsmöglichkeiten gestaffelt anzufahren. 144 Nach Auffassung der Gesuchstellerin ist die Fernsteuerbarkeit der Anlage im Hinblick auf den Zeitpunkt des Wiedereinschaltens nach (längeren) Netzunterbrüchen nicht erforderlich. Die gewünschte Verzögerung für das Wiedereinschalten nach einem Netzunterbruch könne durch entsprechende Parametrisierung der Wechselrichter automatisiert werden. Die Gesuchstellerin bestreitet im Übrigen, dass das Wiedereinschalten von PV-Anlagen überhaupt ein technisches Problem im Zusammenhang mit dem Wiederaufbau des Netzes nach einem Netzausfall darstelle: Das Wiedereinschalten der PV-Anlagen stelle angesichts der geringen installierten Leistung jedenfalls derzeit kein technisches Problem dar. Die Mittelspannungszuleitung zwischen der Trafostation der PV-Anlage und dem Mittelspannungsnetz der Gesuchsgegnerin weise eine nutzbare Leistung von 7.5 MVA auf (vgl. auch act. 25, Beilage 54). Daraus ergebe sich, dass wesentliche Lastquellen an der Leitung angeschlossen seien und die PV-Anlage im Vergleich nur eine geringfügige

Leistung aufweise, die bei der Wiederherstellung des Netzes einen marginalen Einfluss habe (act. 23 Rz. 27 Bst. e drittes Lemma und Beilage 33). 145 Die Gesuchsgegnerin führt dazu aus, dass die Steuerungsmöglichkeit von Energieerzeugungsanlagen zum Beispiel für den Netzaufbau nach einer Grossstörung zwingend sei. Die Steuerungsmöglichkeit ermögliche ihr, während des Anfahrens der Lasten die Energieerzeugungsanlagen ohne Wirkleistungseinspeisung zu synchronisieren und nach der Stabilisierung des zugeschalteten Netzgebietes die Energieerzeugungsanlagen stufenweise auf die maximale momentan mögliche Leistung anzufahren (act. 4 Ziff. 44 ad 13/15). 146 Auch das Branchendokument NN/EEA sieht in Ziffer 7.4.3.3 vor, dass die Verzögerungszeiten mit dem Verteilnetzbetreiber abgestimmt werden müssen. Aus der thermischen Belastbarkeit der Mittelspannungsleitung kann zudem nicht generell geschlossen werden, dass das Wiedereinschalten der PV-Anlage kein technisches Problem darstelle. Die mögliche Einspeisung in das Netz hängt vielmehr auch von den Lasten im entsprechenden Netzabschnitt zum Zeitpunkt der Wiedereinschaltung der PV-Anlage ab. Weder die Gesuchstellerin noch die ElCom kann beurteilen, in welchen Zeiträumen die Lasten im Netz der Gesuchsgegnerin nach einer konkreten Störung wieder an das Netz gehen. Die von der Gesuchsgegnerin angeführten Gründe für die Möglichkeit einer stufenweisen Erhöhung der Einspeisung durch die PV-Anlage erscheinen vor diesem Hintergrund geeignet und erforderlich, um einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. Die Fernsteuerbarkeit der Anlage ist aufgrund anderer rechtmässiger Vorgaben zudem ohnehin erforderlich. Damit erscheint die Vorgabe für die Gesuchstellerin ohne Weiteres zumutbar.

E. 5.4.7

Ziffer 5.2.9 «Speisung des Eigenbedarfs der EEA» 147 Gemäss Ziffer 5.2.9 der TAB müssen Energieerzeugungsanlagen mit einem Mittel- oder Hochspannungsanschluss über eine autonome Stromversorgung verfügen, welche Schutz und Steuerung mindestens für 8 Stunden mit Elektrizität versorgen kann. Der Unterhalt der autonomen Stromversorgung ist Sache des Produzenten. 148 Die Gesuchstellerin führt aus, dass eine Eigenbedarfsversorgung bei branchenüblichen Anschlussbedingungen nicht erforderlich sei und bestreitet die Rechtmässigkeit dieser Anforderung

34/43

(act. 23, Beilage 33 und Beilage 21, S. 7). Die Gesuchstellerin geht dabei von einem Leistungsbedarf der mit der Hilfsspannung versorgten Anlagen von 2 kW aus und vertritt die Ansicht, dass aufgrund der erforderlichen Entladecharakteristik nur Lithium-Ionen-Akkus verwendet werden könnten, deren Lebensdauer sich auf ca. 7 Jahre belaufe. Bei einer dreissigjährigen Lebensdauer der PV-Anlage wäre daher mit Investitionskosten in Höhe von CHF 192'000.00 zu rechnen. Hinzu kämen die Kosten für den Austausch der Akkus alle sieben Jahre. Zudem müsse wegen des benötigten Raumbedarfs ein völlig neues Gebäude für die Trafostation erstellt werden. Unter diesen Umständen lasse sich keine Energieerzeugungsanlage wirtschaftlich betreiben. 149 Die von der Gesuchsgegnerin geforderte autonome Stromversorgung stellt sicher, dass die Anlagensteuerung und insbesondere die sicherheitsrelevanten Schaltanlagen auch dann mittels Schlüsselschalter oder Fernsteuerung angesprochen werden können, wenn die Hilfsspannung für deren Versorgung aus irgendeinem Grund wegfällt. Auch gemäss dem Branchendokument NA/EEA – CH 2014 ist eine von der Netzspannung unabhängige Hilfsenergieversorgung zwingend (z. B. Batterie, Kondensator, Wandlerstrom), wenn die Funktion der Schutzrichtungen oder die Auslösung der Schaltgeräte eine Hilfsspannung

erfordert (NA/EEA – CH 2014, Ziffer 6.3.3). Aus Sicht der ElCom ist es für den sicheren Netzbetrieb erforderlich, dass geeignete technische Massnahmen getroffen werden, um die Beeinflussbarkeit der grösseren Energieerzeugungsanlagen im Verteilnetz der Gesuchsgegnerin auch bei einem Ausfall von deren Hilfsspeisung aufrechtzuerhalten. Die damit verbundenen Kosten sind zudem deutlich tiefer als von der Gesuchstellerin angenommen: 150 Weder aus den TAB noch aus den früheren Vorgaben der Gesuchsgegnerin für den Anschluss von Energieerzeugungsanlagen an ihr Verteilnetz (act. 1, Beilage 7) ergibt sich, dass beim Eigenbedarf mit einem permanenten Leistungsbedarf von 2 kW gerechnet werden muss. Lediglich in der Checkliste auf S. 75 der TAB wird erwähnt, dass die Hilfsspannung «mit einer Phase 230 V mit ca. 2 kVA» sichergestellt werden soll. Dabei handelt es sich nach der Auffassung der ElCom jedoch nur um einen Hinweis darauf, dass ein einphasiger Anschluss mit einer 10-A-Sicherung, wie er an jeder Haushaltssteckdose zur Verfügung steht, ausreichend ist. Die Gesuchstellerin legt im Übrigen auch in keiner Weise dar, welche Komponenten der Anlagensteuerung und Schaltanlage einen derartigen Leistungsbedarf aufweisen könnten. Nachvollziehbar sind demgegenüber die anhand eines konkreten, tatsächlich realisierten Beispiels aufgezeigten Ausführungen der Gesuchsgegnerin, wonach neun 12 V-Bleibatterien mit einer Kapazität von 18 Ah ausreichend sind, um die Eigenversorgung einer vergleichbaren Anlage während 8 Stunden sicherzustellen. Die Batterien finden dabei Platz auf einer Fläche von ca. 20 x 60 cm in einem handelsüblichen Mess- und Steuerschrank (act. 25 Ziff. 94 ad 27 sowie Beilagen 57, 58 und 59). Die Kosten einer so realisierten Eigenbedarfsversorgung belaufen sich laut der Gesuchsgegnerin über die gesamte Lebensdauer der PV-Anlage auf ca. CHF 7'500.00. Entgegen den Ausführungen der Gesuchstellerin in ihrer Eingabe vom 21. Mai 2015 handelt es bei den in der von der Gesuchsgegnerin beispielhaft beschriebenen Anlage eingesetzten Akkus (Banner «Stand by Bull»; vgl. act. 25, Beilage 57) nicht um «billige Motorradbatterien, die für Speicheranwendungen gemäss TAB absolut ungeeignet sind» (act. 31 Rz. 27), sondern um wartungsfreie Akkus, die für den Notstrombetrieb ausgelegt sind. Damit erscheinen die Angaben der Gesuchsgegnerin betreffend die Kosten für die Umsetzung der Vorgabe plausibel und die Kosten der Gesuchstellerin in Anbetracht der Grösse des Gesamtprojekts zumutbar. 151 Ein Verstoß gegen die Stromversorgungsgesetzgebung ist in der Vorgabe aus Sicht der ElCom nicht zu erkennen.

35/43

E. 5.4.8

Ziffer. 5.6 „Spannungsfall in der Hausinstallation“ 152 Gemäss Ziffer 5.6 der TAB darf der Spannungsfall ab Hausanschlussüberstromunterbrecher bis und mit Unterverteilung der Energieerzeugungsanlage maximal 1 % betragen. Wird die Einhaltung der Spannungsgrenzwerte an der Grenzstelle mittels eines zentralen NA-Schutzes sichergestellt (wie es bei der PV-Anlage der Gesuchstellerin zwingend vorgeschrieben ist) so ist es zulässig, den Spannungssteigerungsschutz an den einzelnen Energieerzeugungseinheiten der PV-Anlage auf bis zu 115 % der Netzennspannung einzustellen. Dies ist gemäss TAB dann zu empfehlen, wenn der Spannungsfall in der Hausinstallation nicht zu vernachlässigen ist, was typischerweise bei längeren Anschlussleitungen der Fall ist. Für die resultierende Spannungserhöhung im eigenen Niederspannungsnetz (Hausinstallation), hervorgerufen durch die Energieerzeugungsanlage, ist der Produzent selbst verantwortlich. 153 Die Gesuchstellerin führt dazu aus, die Reduktion des Spannungsfalls in der Hausinstallation auf maximal 1 % sei gerade bei grossen Energieerzeugungsanlagen mit

extremer Vergrößerung von Leitungsquerschnitten verbunden. Dabei sei zu berücksichtigen, dass gerade bei diesen Anlagen Leitungslängen von mehreren 100 Metern zwischen der Energieerzeugungsanlage und dem Verknüpfungspunkt (Grenzstelle) normal seien. Die Gesuchstellerin geht ca. von einer Verzehnfachung der Kabelkosten aus (act. 23, Beilage 21, S. 9 und Beilage 33) 154 Die Gesuchstellerin übersieht bei ihren Ausführungen offensichtlich, dass die TAB die von ihr vorgebrachten besonderen Verhältnisse bei grossen Energieerzeugungsanlagen durchaus berücksichtigen, indem sie es Produzenten grundsätzlich erlauben, auf eigene Verantwortung den Spannungssteigerungsschutz bei den einzelnen Energieerzeugungseinheiten auf 115 % der Netznennspannung einzustellen, solange der zentrale NA-Schutz die Einhaltung der vorgeschriebenen Nennspannung an der Grenzstelle sicherstellt. Damit ist die Verhältnismässigkeit der Vorgabe zumindest bei Anlagen mit zentralem NA-Schutz gewahrt.

E. 5.4.9

Ziffer 5.7.3 «Zugänglichkeit / Anordnung Messstelle» 155 Ziffer 5.7.3 der TAB sieht für die Anordnung der Messeinrichtung bei allen Energieerzeugungsanlagen mit Mittelspannungsanschluss die Verwendung eines Mess- und Steuerschranks vor. 156 Gemäss den Ausführungen der Gesuchstellerin führt ein solcher Mess- und Steuerschrank zu erheblichen Problemen und Zusatzkosten, sofern die Energieerzeugungsanlage über eine eigene Trafostation an das Verteilnetz angeschlossen werde. Neben den direkten Kosten für den Schrank erfordere der zusätzlich benötigte Platz in der Regel ein grösseres Gebäude für die Trafostation, was zu Mehrkosten führe (act. 23, Beilage 33). 157 Die Gesuchsgegnerin argumentiert, sie erlaube es den Produzenten, bei den Mittelspannungsanlagen für Energieerzeugungsanlagen auf ein separates Messfeld zu verzichten. Dies sei in der Schweiz nicht üblich und werde von anderen VNB immer verlangt. Durch den Entfall des Messfeldes, welches meist eine Breite von 80 cm aufweise, gewinne man den Platz für den Mess- und Steuerschrank, ohne dass die Trafostation vergrössert werden müsse. Zudem würden die Kosten für das separate Messfeld entfallen (act. 25, S. 13 sowie act. 35, Beilage 63, S. 49). 158 Die Gesuchsgegnerin sieht die Anordnung der Messstelle in einem Mess- und Steuerschrank nur bei denjenigen Anlageklassen vor, die u. a. auch mit einem zentralen NA-Schutz und mit einer autonomen Stromversorgung auszustatten sind (Anlageklassen 7F, 5A, 5B, 3A). Die Kombination von autonomer Energieversorgung, notwendigen Steuerungselementen und dem Messfeld innerhalb eines Messschranks ist gemäss den nachvollziehbaren Angaben der Gesuchsgegnerin eine sowohl in Bezug auf den Platzbedarf als auch in Bezug auf die Kosten effiziente Lösung. Eine weniger Platz beanspruchende Lösung ist mithin nicht ersichtlich. Damit erweist sich die Vorgabe

36/43

als verhältnismässig. Zudem erscheint eine gewisse Vereinheitlichung in Bezug auf die Anordnung und Zugänglichkeit der Mess- und Steuereinrichtungen innerhalb eines Netzgebietes sinnvoll. Die ElCom erkennt daher in dieser Vorgabe keine Gesetzeswidrigkeit.

E. 5.4.10

Ziffer 6.4 «Protokoll der Einstellwerte» 159 Ziffer 6.4 der TAB verlangt, dass der Produzent dem Verteilnetzbetreiber spätestens 30 Tage nach Anschluss der Energieerzeugungsanlage an das Verteilnetz ein Protokoll der eingestellten Werte zustellt.

Bei gewissen Anklageklassen – so auch bei der Anlage der Gesuchstellerin – sind mindestens zwei vollständige Dokumentationen (inkl. Elektroschema) zu erstellen. Eine davon ist auf der Anlage zu hinterlegen und die zweite ist dem Verteilnetzbetreiber abzugeben. 160 Die Gesuchstellerin führt dazu aus, dass die Dokumentationspflichten durch die einschlägigen Bestimmungen in der Schweiz (EnG, NIV, NIN, etc.) bereits detailliert geregelt seien. Deren Einhaltung werde durch das ESTI spätestens ein Jahr nach Inbetriebnahme einer Energieerzeugungsanlage mit einer Anschlussleistung > 30 kWp vor Ort geprüft und das Ergebnis in einem Prüfprotokoll zusammengefasst. Zusätzliche Forderungen durch den Verteilnetzbetreiber seien überflüssig, entbehrten der Rechtsgrundlage und würden erheblich kostensteigernd wirken (act. 23, Beilage 33). 161 Die Gesuchstellerin legt nicht dar, inwiefern das Erstellen eines Protokolls der Einstellwerte und das Bereitstellen einer Anlagendokumentation, die aufgrund der von der Gesuchstellerin erwähnten gesetzlichen Pflichten ohnehin weitgehend vorhanden sein muss, erheblich kostensteigernd sein kann. Das geforderte Protokoll ist für den Netzbetreiber eine Bestätigung, dass seine für die Netzsicherheit erforderlichen Vorgaben in der konkreten Anlage umgesetzt worden sind. Die Dokumentation der Anlage, wie sie in Betrieb genommen wurde, erlaubt es dem Netzbetreiber, die Energieerzeugungsanlagen, die in sein Netz einspeisen, zu kennen und insbesondere zu prüfen, ob die in Betrieb genommene Anlage den im Netzanschlussgesuch gemachten Angaben entspricht. Auch das ESTI schreibt diesbezüglich in seiner Weisung Nr. 233 Version 0914 d (Photovoltaik-Stromversorgungssysteme), Ziffer 14 ausdrücklich vor, dass die Aufnahme des erstmaligen Parallelbetriebs der EEA in der Regel im Beisein eines Vertreters des Netzbetreibers durchzuführen ist und dass dieser insbesondere auch einen Vergleich des Anlagenaufbaus mit den eingereichten Unterlagen durchführt. Die Inbetriebnahme ist gemäss der Weisung des ESTI zudem zu dokumentieren. Ebenso sieht der VSE in der NA/EEA – CH 2014, Ziffer 6.11 vor, dass eine Energieerzeugungsanlage erst in Betrieb genommen werden darf, wenn die Abnahmeprüfung und das Abnahmeprotokoll des Netzbetreibers vorliegen. Die Vorgaben der TAB entsprechen somit in diesem Punkt auch den Anforderungen des ESTI und des VSE. Eine unverhältnismässige Anforderung an den Produzenten ist darin in keiner Weise zu sehen.

E. 5.4.11

Ziffer 6.5 «Kontrollmessungen bei Inbetriebnahme» 162 Ziffer 6.5 der TAB verpflichtet Betreiber von an das Mittelspannungsnetz angeschlossenen Energieerzeugungsanlagen, die elektrischen Eigenschaften auf eigene Kosten messtechnisch bei der Inbetriebnahme bzw. wenn die geeigneten Bedingungen herrschen (z. B. Sonnenstand) zu ermitteln. 163 Die Gesuchsgegnerin ist gemäss Artikel 8 Absatz 1 Buchstabe d StromVG für den sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzbetrieb verantwortlich. Diese Verantwortung umfasst auch die Einhaltung der Grenzwerte für unzulässige Netzzrückwirkungen gemäss EN 50160 und D-A-CH-CZ an sämtlichen Grenzstellen/Verknüpfungspunkten im Verteilnetz. Der Produzent ist demgegenüber dafür verantwortlich, dass seine Energieerzeugungsanlage die im Anschlussgesuch deklarierten Spezifikationen und die Anforderungen des Netzbetreibers einhält. Wie vorstehend in

37/43

Rz. 124 ff. ausgeführt, dient die präzise technische Umschreibung der Energieerzeugungsanlage im Anschlussgesuch vor allem auch dazu, dem Netzbetreiber eine Grundlage für die notwendigen Netzberechnungen zu liefern. Es liegt im Ermessen des

Netzbetreibers, ob er zur Sicherstellung des sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzbetriebs zusätzlich zu den Berechnungen Messungen vornimmt (vgl. auch die NA/EEA – CH 2014, Ziffer 6.11, wonach der Netzbetreiber zusätzliche Tests, Schutzprüfungen sowie Messungen verlangen oder selber durchführen kann). 164 Da die Einhaltung der Grenzwerte innerhalb des Netzes im Verantwortungsbereich des Netzbetreibers liegt und die Kostentragung durch den Produzenten nach der Praxis der ElCom in Artikel 2 Absätze 4 und 5 EnV abschliessend geregelt ist (vgl. Verfügung der ElCom 943-12-087 vom 14. Februar 2013, Rz. 15 f. betreffend Art. 2 Abs. 5 EnV), sind derartige Kontrollmessungen grundsätzlich auf Kosten des Netzbetreibers vorzunehmen. 165 Nur wenn aufgrund einer Messung eine störende technische Einwirkung im Sinne von Artikel 2 Absatz 4 EnV festgestellt wird, die darauf zurückzuführen ist, dass die Energieerzeugungsanlage die Spezifikationen gemäss Anschlussgesuch, die TAB, die vom ESTI vorgeschriebenen Normen (vgl. insb. die Weisung Nr. 233, Version 0914 d «Photovoltaik(PV)-Stromversorgungssysteme», Ziffer 6) oder gesetzliche Vorgaben nicht einhält, können die Kosten der Kontrollmessung als Teil der Kosten für Massnahmen nach Artikel 2 Absatz 4 EnV angesehen und dem Produzenten auferlegt werden. Denn in diesem Fall dient die Kontrollmessung der Feststellung und Behebung konkreter störender technischer Einwirkungen auf das Netz und nicht nur einer Kontrolle im Rahmen des normalen Netzbetriebs. Dies entspricht der Regelung in Ziffer 6.5 der TAB für die kleineren Energieerzeugungsanlagen. 166 Bei den von der Gesuchsgegnerin in den TAB erwähnten «komplexeren Energieerzeugungsanlagen» ist die Gefahr einer absoluten Abweichung der von einer Anlage verursachten Netzzrückwirkungen von den rechnerischen Werten zwar aufgrund der grösseren Leistung und Komplexität naturgemäss grösser. Auch für diese Anlagen gelten indes die abschliessenden Regelungen in Artikel 2 Absätze 4 und 5 EnV. Soweit die TAB für die komplexeren Energieerzeugungsanlagen die Kosten für die Kontrollmessung generell dem Produzenten auferlegen, erweisen sie sich daher als gesetzeswidrig und sind von der Gesuchsgegnerin entsprechend anzupassen.

E. 5.5

Verweis auf die Deutschen Richtlinie VDE-AR-N4105 und BDEW 2008 167 In Ziffer 1 ihrer TAB führt die Gesuchsgegnerin aus, es sei davon auszugehen, dass «die am Markt erhältlichen Anlagebestandteile, welche die Normen VDE-AR-N4105 und BDEW 2008 erfüllen, in der Lage sind, die TAB zu erfüllen». Ziffer 2.4 der TAB hält ferner fest, dass die Richtlinien VDE-AR-N4105 (Niederspannung) und BDEW 2008 (Mittelspannung) die Basis bzw. die Minimalanforderungen der TAB bilden. Das Formular «Anschlussgesuch für Energieerzeugungsanlagen (EEA) im Parallelbetrieb mit dem Stromversorgungsnetz» der Gesuchsgegnerin verlangt sodann unter Ziffer 5 Buchstabe D die Angabe, ob die Schutzeinrichtungen, Blindstromkompensation und Einspeisemanagement «nach den Vorgaben der Werksvorschriften der Gesuchsgegnerin (VDE-AR-N4105 / BDEW 2008 / VDE-AR-N4120)» geplant worden sind oder nicht und ob die Planung durch einen externen Partner erfolgt ist (act. 4, Beilage 12). 168 Die Gesuchstellerin beanstandet, dass die Gesuchsgegnerin die Behandlung des Anschlussgesuchs u. a. von der Einreichung von Konformitätserklärungen gemäss VDE-AR-N4105 bzw. BDEW 2008 abhängig mache (act. 1 Rz. 21; vgl. vorne Rz. 13 und 15). Die Einhaltung der komplexen und teilweise veralteten Deutschen Richtlinie BDEW 2008 zu fordern, sei total unverhältnismässig und ziehe eine Vielzahl von in der Schweiz unnötigen und überzogenen Forderungen nach sich (act. 23 Rz. 27 Bst. b, drittes Lemma). Es handle sich um eine in Deutschland entwickelte und angewandte Richtlinie, die keinerlei Bezug zur Schweiz oder zu Schweizer Institutio-

nen habe (act. 23, Beilage 21, S. 10). Mit der uneingeschränkten Übernahme der Deutschen 38/43

Richtlinien verfüge die Gesuchsgegnerin über das gesamte Instrumentarium der Netzsteuerung, wie es in Deutschland gelte (act. 23, Beilage 21, S. 6). 169 Wie die Gesuchsgegnerin zu Recht ausführt handelt es sich bei den geforderten Konformitätserklärungen um einfache Dokumente, welche die Lieferanten bzw. Hersteller von Wechselrichtern, Photovoltaikpanels und anderen Anlagekomponenten ihren Kunden zur Verfügung stellen. Anhand dieser Dokumente, kann die Gesuchsgegnerin prüfen, ob die zum Einsatz vorgesehenen Geräte die Normen und Richtlinien erfüllen (z. B. CE, VDE-AR-N4105, BDEW 2008, usw.) (s. act. 4 Ziff. 44 ad 13). Auch das ESTI verlangt in seiner Weisung Nr. 219 Version 1114 d (Parallelbetrieb von Energieerzeugungsanlagen mit dem Niederspannungsverteilnetz) für bestimmte Anlagenparameter die Einhaltung der Richtlinie VDE-AR-N4105 und schreibt in der Weisung Nr. 233 Version 0914 d (Photovoltaik-Stromversorgungssysteme) vor, dass Wechselrichter u. a. der vorgenannten Norm zu genügen haben. Die Gesuchstellerin räumt diesbezüglich in act. 23, Beilage 21 S. 6 selbst ein, dass die von der Gesuchsgegnerin geforderten Konformitätserklärungen bereits beim ESTI im Rahmen des Plangenehmigungsgesuchs einzureichen seien. Zu guter Letzt ist darauf hinzuweisen, dass die von der Gesuchstellerin eingesetzten Wechselrichter des Typs Sungrow SG-30 KTL die Vorgaben der TAB erfüllen. Der Hersteller stellt auf seiner Website einen Konformitätsnachweis betreffend die Richtlinie VDE-AR-N 4105 zur Verfügung und bestätigt im Produktdatenblatt, dass der Wechselrichter konform mit der Richtlinie BDEW 2008 betrieben werden kann (act. 38). Es erscheint zumutbar, diese zwei Dokumente dem Anschlussgesuch beizulegen. Soweit die TAB und das Anschlussgesuchsformular der Gesuchsgegnerin eine Konformitätserklärung für gewisse Anlagekomponenten verlangen, ist darin somit keine Gesetzeswidrigkeit zu erblicken. 170 Aus den vorstehend in Rz. 167 umschriebenen Verweisen auf die Deutschen Richtlinien in den TAB der Gesuchstellerin geht allerdings nicht klar hervor, ob diese lediglich als Hinweis zu verstehen sind, dass die Einhaltung der TAB mit Anlagen, die die genannten Richtlinien einhalten können, erfüllbar sind, oder ob eine globale Übernahme des gesamten Inhalts der Deutschen Richtlinien in die TAB angedacht ist. Letzteres wäre für den Produzenten in der Tat nicht zumutbar, zumal damit kaum mehr abschätzbar ist, welche Regeln vom Produzenten einzuhalten sind. So dürfte es beispielsweise offensichtlich sein, dass die Verweise in der BDEW 2008 auf Deutsches Recht nicht anwendbar sein können. Weniger klar ist, ob der Produzent auch die Verweise auf diverse weitere Normen des VDE einhalten müsste. Die Gesuchsgegnerin hat daher in Anwendung von Artikel 8 Absatz 1 Buchstabe d StromVG die für den sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzbetrieb erforderlichen Bestimmungen entweder direkt in ihre TAB aufzunehmen oder mittels eindeutiger Verweise zu benennen. Vor diesem Hintergrund ist die Gesuchsgegnerin anzuweisen, die Punkte 1 sowie 2.4 ihrer TAB im Sinne dieser Erwägung anzupassen.

E. 5.6

Fazit 171 Zusammenfassend ist festzuhalten, dass die von der Gesuchstellerin beanstandeten Bestimmungen in den TAB der Gesuchsgegnerin in Bezug auf die PV-Anlage der Gesuchstellerin weitgehend mit den gesetzlichen Rahmenbedingungen vereinbar sind und sich im Lichte des öffentlichen Interesses an einem sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzbetrieb als verhältnismässig erweisen. Die TAB stehen zudem im Einklang mit den Regelungen in den Branchendokumenten des VSE, mit den

Weisungen des ESTI, mit der D-A-CH-CZ und mit den künftigen Europäischen Regeln in den ENTSO-E Network Codes. Damit werden sie der Vorgabe in Artikel 8 Absatz 1 Buchstabe d StromVG, wonach internationale Normen und Empfehlungen anerkannter Fachorganisationen zu berücksichtigen sind, gerecht.

39/43

172 Zu beanstanden sind nur die vorgesehene Kostentragungspflicht des Produzenten in Ziffer 6.5 der TAB sowie die hinsichtlich Bedeutung und Umfang unklare Verweise auf Deutsche Richtlinien. Die Gesuchsgegnerin ist daher anzuweisen, die genannten Passagen ihrer TAB zu überarbeiten und der ElCom die revidierten TAB innert drei Monaten nach Rechtskraft der vorliegenden Verfügung einzureichen. Im Übrigen ist das Gesuch der Gesuchstellerin abzuweisen, soweit darauf einzutreten ist.

E. 6

Entzug der aufschiebenden Wirkung 173 Die Gesuchstellerin beantragt, einer allfälligen Beschwerde gegen die Verfügung der ElCom sei die aufschiebende Wirkung zu entziehen (vgl. oben Rz. 26). Hat die Verfügung nicht eine Geldleistung zum Gegenstand, so kann die Vorinstanz einer allfälligen Beschwerde die aufschiebende Wirkung grundsätzlich entziehen (Art. 55 Abs. 1 und 2 VwVG). 174 Der Antrag der Gesuchstellerin bezieht sich offensichtlich auf den Fall, dass die ElCom die Begehren der Gesuchstellerin (insbesondere das Leistungsbegehren 1a und das Eventualbegehren 2) gutgeheissen hätte. Der Entzug der aufschiebenden Wirkung hätte in diesem Fall auch im Falle einer Beschwerde durch die Gesuchsgegnerin die sofortige Vollstreckbarkeit der Verfügung in diesen Punkten bedeutet. 175 Die Feststellung der ElCom, dass die strittigen TAB der Gesuchsgegnerin sich weitgehend als rechtmässig erweisen und die Abweisung des Rechtsbegehrens 2 stellen jedoch bezogen auf die Rechtsbegehren der Gesuchstellerin eine negative Verfügung dar. Wird ein Begehren um Erlass einer positiven Verfügung oder einer Feststellungsverfügung abgewiesen, hat die aufschiebende Wirkung zur Folge, dass die Rechtswirkungen des Verfügungsdispositivs vorläufig nicht eintreten und es bei der Rechtslage bleibt, die vor Erlass der Verfügung geherrscht hat. Damit kann die Adressatin einer negativen Verfügung nicht – auch nicht nur vorläufig – so gestellt werden, als ob den beantragten Rechtsfolgen entsprochen worden wäre (KIENER in AUER/MÜLLER/SCHINDLER, Kommentar zum Bundesgesetz über das Verwaltungsverfahren, St. Gallen 2008, Rz. 7 zu Art. 55). 176 Der beantragte Entzug der aufschiebenden Wirkung ist somit von vornherein nur in Bezug auf die Ziffern 2 und 3 des Dispositivs der vorliegenden Verfügung möglich. In Anbetracht der festgestellten Rechtmässigkeit aller weiteren umstrittenen Bestimmungen der TAB liegen aus Sicht der ElCom keine überzeugenden Gründe von ausreichender sachlicher oder zeitlicher Dringlichkeit vor, um den Entzug der aufschiebenden Wirkung zu rechtfertigen (vgl. BGE 129 II 286 E. 3.1). Es ist vielmehr davon auszugehen, dass die Gesuchsgegnerin ihre PV-Anlage auch im Falle einer Anfechtung der Ziffern 2 und 3 des Dispositivs durch die Gesuchsgegnerin unter Einhaltung der übrigen Bestimmungen der TAB wird fertigstellen und nach Anschluss durch die Gesuchsgegnerin in Betrieb nehmen können wird. Der Verfahrensantrag der Gesuchstellerin ist daher vollumfänglich abzuweisen.

E. 7

Gebühren 177 Die ElCom erhebt für Verfügungen im Bereich der Stromversorgung Gebühren (Art. 21 Abs. 5 StromVG, Artikel 13a der Verordnung über Gebühren und

Aufsichtsabgaben im Energiebereich vom 22. November 2006 [GebV-En; SR 730.05]). Die Gebühren werden nach Zeitaufwand berechnet und betragen je nach Funktionsstufe des ausführenden Personals 75 bis 250 Franken pro Stunde (Art. 3 GebV-En).

40/43

178 Für die vorliegende Verfügung werden folgende Gebühren in Rechnung gestellt: [...] anrechenbare Stunden zu einem Gebührenansatz von 250 Franken pro Stunde (ausmachend [...] Franken) und [...] anrechenbare Stunden zu einem Gebührenansatz von 180 Franken pro Stunde (ausmachend [...] Franken). Für die vorliegende Verfügung ergibt sich damit eine Gebühr von [...] Franken. Unter Anrechnung der Gebühren für die beiden Zwischenverfügungen vom 16. Oktober 2014 und 10. März 2015 in der Höhe von [...] Franken und [...] Franken ergibt sich somit gesamthaft eine Gebühr von [...] Franken. 179 Die Gebühr hat zu bezahlen, wer eine Verfügung veranlasst (Art. 1 Abs. 3 GebV-En i. V. m. Art. 2 Abs. 1 der Allgemeinen Gebührenverordnung vom 8. September 2004 [AllgGebV; SR 172.041.1]). Haben mehrere Parteien den Erlass einer Verfügung veranlasst, werden die dadurch entstandenen Gebühren nach dem Unterliegerprinzip auferlegt. Dies entspricht einem allgemeinen prozessualen Grundsatz, der für zahlreiche kostenpflichtige staatliche Verfahren üblich ist (siehe ALFRED KÖLZ/ISABELLE HÄNER/MARTIN BERTSCHI, *Verwaltungsverfahren und Verwaltungsrechtspflege des Bundes*, Zürich 2013, Rz. 653; BGE 132 II 47 E. 3.3). 180 Anlass für die Zwischenverfügungen und die vorliegende Endverfügung hat in erster Linie die Gesuchstellerin mit ihren Rechtsbegehren gegeben. Auch die lange Verfahrensdauer sowie die aufwändige Beurteilung technischer und administrativer Details in den TAB der Gesuchsgegnerin sind den Rechtsbegehren der Gesuchstellerin zuzurechnen. Da diese, soweit darauf eingetreten werden konnte, weitgehend abgewiesen werden, ist die Gebühr für die vorliegende Verfügung zu 90 % (entsprechend [...] Franken) und diejenige für die zwei Zwischenverfügungen vom 16. Oktober 2014 und 10. März 2015 vollumfänglich der Gesuchstellerin aufzuerlegen. Damit sind der Gesuchstellerin total [...] Franken aufzuerlegen. Die restlichen [...] Franken sind der Gesuchsgegnerin aufzuerlegen.

E. 8

Es wird keine Parteikostenentschädigung gesprochen.

E. 9

Die Gebühr für diese Verfügung sowie die Zwischenverfügungen vom 16. Oktober 2014 und

E. 10

Die Verfügung wird der BZA AG, der Aare Energie AG und der Alpiq Versorgungs AG mit eingeschriebenem Brief eröffnet.

42/43

Bern, 19. November 2015

Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom Carlo Schmid-Sutter Präsident Renato Tami Geschäftsführer Versand: Zu eröffnen mit eingeschriebenem Brief: - BZA AG, Bürenstrasse 3, 8558 Raperswilen, vertreten durch Rechtsanwalt Dr. Stefan Rechsteiner und Rechtsanwalt Michael Waldner, VISCHER AG, Schützengasse 1, Postfach 1230, 8021 Zürich - Aare Energie AG (a.en) und Alpiq Versorgungs AG, Solothurnerstrasse 21,

Postfach, 4601 Olten, beide vertreten durch Rechtsanwalt Daniel Vögeli, Vögeli & Partner, Leberngasse 17, Postfach 126, 4601 Olten

Mitzuteilen an: - Bundesamt für Energie (BFE), 3003 Bern

43/43

IV Rechtsmittelbelehrung Gegen diese Verfügung kann innert 30 Tagen seit Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist beim Bundesverwaltungsgericht, Postfach, 9023 St. Gallen, einzureichen. Die Frist steht still: a) vom 7. Tag vor Ostern bis und mit dem 7. Tag nach Ostern; b) vom 15. Juli bis und mit dem 15. August; c) vom 18. Dezember bis und mit dem 2. Januar (Art. 23 StromVG, Art. 22a und 50 VwVG). Die Beschwerde hat die Begehren, deren Begründung mit Angabe der Beweismittel und die Unterschrift des Beschwerdeführers oder seines Vertreters zu enthalten. Die angefochtene Verfügung und die als Beweismittel angerufenen Urkunden sind beizulegen, soweit der Beschwerdeführer sie in Händen hat (Art. 52 Abs. 1 VwVG).

Export aus OpenCaseLaw (CC0). Verbindlich ist allein der vom erlassenden Gericht veröffentlichte Originaltext. Quellen-URL siehe oben.