

V NEP 01/14

PA 3725/14

Austrian Power Grid AG
Vorstand
IZD-Tower
Wagramer Straße 19
1220 Wien

per RSb

B E S C H E I D

Aufgrund des Antrags von Austrian Power Grid AG vom 26.8.2014 auf Genehmigung des Netzentwicklungsplans 2014 ergeht gemäß § 38 Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010), BGBl I Nr 110/2010 idF BGBl. I Nr. 174/2013, iVm § 7 Abs 1 Energie-Control Gesetz (E-ControlG), BGBl I Nr 110/2010 idF BGBl. I Nr. 174/2013, nachstehender

I. Spruch

1. Die Regulierungsbehörde genehmigt folgende in Kapitel 4 des Netzentwicklungsplans 2014 (Planungszeitraum 2015-2024) von Austrian Power Grid AG aufgelisteten Projekte in der Fassung der Ergänzungen vom 23.10.2014 und 3.11.2014:

a. Änderungen im Netzentwicklungsplan 2011 bereits genehmigter Projekte:

11-8 Netzraum Weinviertel

11-12 Reschenpassleitung

11-21 UW Leonding: 110/10-kV-Netzabstützung LINZ STROM Netz

11-25 UW Landschütz: 380/110-kV-Netzabstützung TINETZ-Stromnetz Tirol

b. Änderungen im Netzentwicklungsplan 2012 bereits genehmigter Projekte:

- 12-3 UW Zurndorf: Dritter 380/110-kV-Umspanner NBS
- 12-4 UW Zeltweg: 220/110-kV-Netzabstützung SNG
- 12-10 (n-1) Optimierung Leitungen
- 12-11 (n-1)-Optimierung Umspannwerke inkl. Thermal Rating

c. Änderungen im Netzentwicklungsplan 2013 bereits genehmigter Projekte:

- 13-3 UW Bisamberg: 4. 380/110-kV-Umspanner Netz NÖ
- 13-6 UW Wien Südost: 380-kV-Netzabstützung Wiener Netze
- 13-10 Verstärkung Umspannwerke – Kurzschlussfestigkeit

d. Neu eingereichte Projekte:

- 14-1 Integration 110-kV-Leitung Steinach – Staatsgrenze (Prati di Vizzi/IT) TINETZ
- 14-2 220-kV-Leitung St. Peter – Hausruck – Ernsthofen: Ersatzneubau
- 14-3 220-kV-Leitung Westtirol – Zell am Ziller: Leitungsverstärkung, als Planungsüberlegung
- 14-4 UW St. Andrä: Einbindung WP Koralpe, als Planungsüberlegung und Vorprojekt
- 14-5 110-kV-Leitung Obersielach – Schwabeck: Leitungsverstärkung, als Planungsüberlegung und Vorprojekt

2. Der Netzentwicklungsplan 2014 in der Fassung der Ergänzungen vom 23.10.2014 und 3.11.2014 bildet als Beilage /1 einen integrierten Bestandteil dieses Bescheides.

II. Begründung

II.1. Rechtliche Grundlagen

Übertragungsnetzbetreiber sind gemäß § 40 Abs 1 Z 16 iVm § 37 Abs 1 EIWOG 2010 verpflichtet, jährlich einen zehnjährigen Netzentwicklungsplan gemäß § 37 EIWOG 2010 zu erstellen und zur Genehmigung bei der Regulierungsbehörde einzureichen.

Voraussetzung für die Genehmigung ist gemäß § 38 Abs 1 EIWOG 2010 der Nachweis der technischen Notwendigkeit, Angemessenheit und Wirtschaftlichkeit der Investitionen durch den Übertragungsnetzbetreiber. Die Genehmigung kann unter Vorschreibung von Auflagen und Bedingungen erteilt werden, soweit diese zur Erfüllung der Zielsetzungen dieses Gesetzes erforderlich sind.

Vor der Erlassung des Genehmigungsbescheides hat die Regulierungsbehörde nach § 38 Abs 2 EIWOG 2010 Konsultationen zum Netzentwicklungsplan mit den Interessen-

vertretungen der Netzbenutzer durchzuführen. Sie hat das Ergebnis der Konsultationen zu veröffentlichen und insbesondere auf etwaigen Investitionsbedarf zu verweisen. Gemäß § 38 Abs 3 EIWOG 2010 hat die Regulierungsbehörde insbesondere zu prüfen, ob der Netzentwicklungsplan den gesamten im Zuge der Konsultationen ermittelten Investitionsbedarf erfasst und ob die Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan gemäß Art 8 Abs 3 lit b der Verordnung 2009/714/EG gewahrt ist. Bestehen Zweifel an der Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan, so hat die Regulierungsbehörde die Agentur zu konsultieren.

In materieller Hinsicht erfüllt der Netzentwicklungsplan gemäß § 37 EIWOG 2010 einen dreifachen Zweck, nämlich die Information der Marktteilnehmern über die Errichtung und den Ausbau wichtiger Übertragungsinfrastrukturen in den nächsten zehn Jahren, die Auflistung aller bereits beschlossenen Investitionen und solcher Investitionen, die in den nächsten drei Jahren durchgeführt werden müssen, sowie die Vorgabe eines Zeitplans für alle Investitionsprojekte. Damit soll der Deckung der Nachfrage an Leitungskapazitäten zur Versorgung der Endverbraucher unter Berücksichtigung von Notfallszenarien, der Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit der Leitungskapazität (Versorgungssicherheit der Infrastruktur) und der Nachfrage nach Leitungskapazitäten zur Erreichung eines europäischen Binnenmarktes nachgekommen werden.

Dem Netzentwicklungsplan sind gemäß § 37 Abs 4 EIWOG 2010 angemessene Annahmen über die Entwicklung der Erzeugung, der Versorgung, des Verbrauchs und des Stromaustauschs mit anderen Ländern unter Berücksichtigung der Investitionspläne für regionale Netze gemäß Art 12 Abs 1 der Verordnung 714/2009 und für gemeinschaftsweite Netze gemäß Art 8 Abs 3 lit b der Verordnung 714/2009 zugrunde zu legen. Er hat wirksame Maßnahmen zur Gewährleistung der Angemessenheit des Netzes und der Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit der Leitungskapazität (Versorgungssicherheit der Infrastruktur) zu enthalten.

Bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans sind die technischen und wirtschaftlichen Zweckmäßigkeiten, die Interessen aller Marktteilnehmer sowie die Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan zu berücksichtigen. Vor Einbringung des Antrages auf Genehmigung des Netzentwicklungsplans hat der Übertragungsnetzbetreiber alle relevanten Marktteilnehmer zu konsultieren. Diese haben umgekehrt dem Übertragungsnetzbetreiber auf dessen schriftliches Verlangen die für die Erstellung des Netzentwicklungsplans erforderlichen Daten, insbesondere Grundlagendaten, Verbrauchsprognosen, Änderungen der Netzkonfiguration, Messwerte und technische sowie sonstige relevante Projektunterlagen zu geplanten Anlagen, die errichtet, erweitert, geändert oder betrieben werden sollen, innerhalb angemessener Frist zur Verfügung zu stellen. Der Übertragungsnetzbetreiber kann unabhängig davon zusätzlich andere Daten heranziehen, die für den Netzentwicklungsplan zweckmäßig sind (§ 37 Abs 7 EIWOG 2010).

Gemäß § 37 Abs 6 EIWOG 2010 hat der Übertragungsnetzbetreiber insbesondere bei konkurrierenden Vorhaben zur Errichtung, Erweiterung, Änderung oder dem Betrieb von Leitungsanlagen die technischen und wirtschaftlichen Gründe für die Befürwortung oder Ablehnung einzelner Vorhaben darzustellen und die Beseitigung von Netzengpässen anzustreben.

Rechtsfolgenseitig normiert § 38 Abs 4 EIWOG 2010, dass die mit der Umsetzung von im Netzentwicklungsplan vorgesehenen Maßnahmen verbundenen angemessenen Kosten, inklusive Vorfinanzierungskosten, bei der Bestimmung der Systemnutzungsentgelte gemäß §§ 51 ff EIWOG 2010 anzuerkennen sind. Nach § 59 Abs 6 Z 1 EIWOG 2010 gelten diese Kosten als unbeeinflussbar, dh dass sie im Kostenermittlungsverfahren nicht der Anwendung von Zielvorgaben und der netzbetreiberspezifische Teuerungsrate unterliegen. Auch für diese Investitionen gelten die in § 59 EIWOG genannten Grundsätze der Kostenwahrheit sowie Angemessenheit dem Grunde und der Höhe nach. Eine abschließende Angemessenheitsprüfung der Höhe erfolgt *ex post* im Zuge des Kostenermittlungsverfahrens gem. § 48 ff EIWOG 2010 und ist somit nicht Bestandteil dieses Bescheids.

Gemäß Art 37 Abs 5 EIWOG 2010 kann die Regulierungsbehörde vom Übertragungsnetzbetreiber zu jedem Zeitpunkt die Änderung seines bereits vorgelegten und noch nicht genehmigten Netzentwicklungsplans verlangen. Anträge auf Änderung des zuletzt genehmigten Netzentwicklungsplans sind zulässig, sofern wesentliche Änderungen der Planungsgrundlagen eine neue Beurteilung notwendig machen.

Hinzuweisen ist schließlich darauf, dass § 37 EIWOG, der wesentliche inhaltliche Vorgaben an den Netzentwicklungsplan enthält, größtenteils als Grundsatzbestimmung ausgestaltet ist. § 36 Bgld EIWG 2006 idF LGBl Nr 33/2014, § 42 NÖ Elektrizitätswesengesetz 2005 idF LGBl Nr 7800-5, § 29a Oö Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2006 idF LGBl Nr 20/2014, § 8 Salzburger Landeselektrizitätsgesetz 1999 idF LGBl Nr 73/2014, § 33a Steiermärkisches Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2005 idF LGBl Nr 45/2014, § 41 Tiroler Elektrizitätsgesetz 2012 idF LGBl Nr 130/2013 und § 41a Wiener Elektrizitätswirtschaftsgesetz 2005 idF LGBl Nr 35/2013 enthalten zu § 37 EIWOG 2010 weitestgehend wortgleiche Umsetzungsbestimmungen.

Gemäß § 31 Kärntner Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2011 idF LGBl Nr 85/2013, hat der Übertragungsnetzbetreiber bei der Erstellung des Netzentwicklungsplanes insbesondere auf die im Sinne des § 2 lit g Kärntner Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2011 verfolgten Ziele des Schutzes der Bevölkerung und der Umwelt in Kärnten vor Gefährdungen und unzumutbaren Belästigungen sowie auf die im Sinne des § 7 Abs 2 lit g abschätzbaren Gefährdungen, Belästigungen und sonstigen nachteiligen Auswirkungen auf die Umwelt und Eigentum Bedacht zu nehmen.

Die bescheidmäßige Genehmigung des Netzentwicklungsplans stützt sich auf die unmittelbar anwendbare Bestimmung des § 38 EIWOG 2010, wobei in der Beurteilung des

eingereichten Netzentwicklungsplans auch auf § 37 EIWOG 2010 und die genannten Ausführungsgesetze Bedacht genommen wurde.

II.2. Verfahrensverlauf

Austrian Power Grid AG (APG) beantragte mit Schreiben vom 26.8.2014, eingelangt am 4.9.2014, die Genehmigung des Netzentwicklungsplans 2015-2024 und die damit verbundene Anerkennung der Kosten bei der Bestimmung der Systemnutzungsentgelte gemäß § 51 ff EIWOG 2010. Im Antrag erläuterte APG, dass der Netzentwicklungsplan die erforderlichen Netzausbauprojekte im Übertragungsnetz von APG auf den Netzebenen 1, 2 und 3 im gesetzlich festgelegten zehnjährigen Planungszeitraum 2015-2024 umfasst. Überdies sei der Netzentwicklungsplan vom 12.6.2014 bis 6.7.2014 einer öffentlichen Konsultation durch die relevanten Marktteilnehmer unterzogen worden, bei der APG insgesamt neun Rückmeldungen erhalten habe. Mit dem Antrag übermittelte APG den Netzentwicklungsplan 2015-2024 (Anlage ./1), Unterlagen zum Konsultationsverfahren von APG (Anlage ./2), Szenario- und Modellbeschreibung zum APG-Netzentwicklungsplan (Anlage ./3), Formulare mit zusätzlichen projektspezifischen Detail-Informationen (Anlage ./4) sowie den APG-Masterplan 2030 (Anlage ./5).

Im Zuge der Erstellung des Netzentwicklungsplans fanden vier Termine zur Abstimmung der einzureichenden Projekte sowie zwei Termine zum Masterplan und den Szenarien- und Modellbeschreibungen statt.

Der Genehmigungsantrag enthält neben fünf neuen Projekten (14-1 bis 14-5) auch elf Änderungen von bereits im Netzentwicklungsplan 2011 mit Bescheid vom 16.12.2011 (V NEP 01/11), im Netzentwicklungsplan 2012 mit Bescheid vom 29.11.2012 (V NEP 01/12) bzw. im Netzentwicklungsplan 2013 mit Bescheid vom 2.12.2013 (V NEP 01/13) genehmigten Projekten. Diese Änderungen werden von der Antragstellerin in der Begründung dargestellt und erläutert.

Am 22.9.2014 forderte die Behörde die Interessenvertretungen der Netzbenutzer auf, zum Netzentwicklungsplan Stellung zu nehmen. Es handelte sich dabei um Österreichs Energie, die Vereinigung Österreichischer Elektrizitätswerke, die Wirtschaftskammer Österreich, die Bundesarbeitskammer, den Österreichischen Gewerkschaftsbund, die Landwirtschaftskammer Österreich, die Industriellenvereinigung, den Verein für Konsumenteninformation, Erneuerbare Energie Österreich, den Bundesverband Photovoltaic Austria, Austria Solar, den Österreichischen Biomasseverband, die Interessengemeinschaft Windkraft Österreich, Kleinwasserkraft Österreich, proPellets Austria und die ARGE Kompost & Biogas Österreich. Eine um Geschäftsgeheimnisse bereinigte Konsultationsversion des Netzentwicklungsplan wurde den Interessenvertretungen sowie allgemein den Marktteilnehmern auf der Website der E-Control zur Konsultation bis zum 10.10.2014 zur Verfügung gestellt.

Die Bundesarbeitskammer, das Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, Landwirtschaftskammer Österreich sowie der Österreichische Gewerkschaftsbund nahmen zum Netzentwicklungsplan Stellung.

Die Bundesarbeitskammer (in der Folge: BAK) führt in ihrer Stellungnahme aus, dass die Genehmigung von Investitionsprojekten dazu führe, dass die damit verbundenen Kosten, inklusive Vorfinanzierungskosten, im Rahmen der Kostenermittlung gemäß § 48 iVm § 59 Abs. 6 EIWOG 2010 anzuerkennen seien. Schlussendlich würden diese Kosten von den NetzbenutzerInnen über die Netzentgelte finanziert. Angesichts der erforderlichen Netzinvestitionen und der damit verbundenen hohen Kosten, sei bei Festlegung der Netzentgelte verstärkt auf eine sozial verträgliche Verteilung zu achten.

Die BAK unterstreicht angesichts der enormen Investitionskosten die besondere Relevanz eines kosteneffizienten Netzausbaus. Insbesondere sei im Zusammenhang mit den Refinanzierungskosten, die bei derartig kapitalintensiven Investitionen einen wesentlichen Kostenfaktor darstellen, auf günstige Finanzierungsmöglichkeiten zu achten.

Im Hinblick auf die steigenden Kosten des Energiesystems, die u.a. auf eine fehlende Abstimmung der Energiepolitik (massiver Ausbau neuer Ökostrom-Erzeugungsanlagen und mangelnder Ausbau der notwendigen Netzinfrastruktur) zurückzuführen seien, erachtet die BAK die Erarbeitung einer umfassenden, koordinierten Strategie für den zukünftigen Ausbau erneuerbarer Energien unter Berücksichtigung der dafür erforderlichen Netzinfrastruktur, der Versorgungssicherheit sowie der gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen als dringend erforderlich.

Netzinvestitionen hingen neben der Projektfinanzierung auch wesentlich von der Erteilung der notwendigen Genehmigungen ab. Zwar bedürfe es hier einer Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsverfahren und es seien auch verstärkt innovative Lösungen zu begrüßen, um Kapazitäten bestehender Netze zu erhöhen und so einen Neubau von Netz zu vermeiden. Allerdings dürften durch Erleichterungen nicht Umweltschutz, Bürger- und Anrainerrechte oder Grundrechte eingeschränkt werden. In diesem Zusammenhang seien Mechanismen für eine möglichst frühe Information und Einbindung der Bevölkerung in geplante Projekte zu forcieren.

Positiv sieht die BAK die Bemühungen der APG um Anerkennung strategisch relevanter Energieinfrastrukturprojekte als „Vorhaben von gemeinsamen Interesse“ im Rahmen der Leitlinien für transeuropäische Energieinfrastruktur (VO (EU) Nr 347/2013), da dies aufgrund von begünstigten Rahmenbedingungen bei der Projektabwicklung sowie Zugang zu alternativen Finanzierungsinstrumenten, zu einer Reduktion der Investitionskosten führen kann. Ausdrücklich begrüßt die BAK auch die Projekte des Netzentwicklungsplans hinsichtlich Tirol.

Das Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft geht in seiner Stellungnahme davon aus, dass der Netzentwicklungsplan unter die Plan- bzw.

Programmdefinition nach Art. 2a SUP-Richtlinie 2001/42/EG fiel und damit vom Geltungsbereich der SUP-Richtlinie erfasst sei.

Der Österreichische Gewerkschaftsbund begrüßt die im vorliegenden Netzentwicklungsplan enthaltenen Projekte als notwendige Investitionen in die heimische Infrastruktur, die ohne belastende Auswirkungen auf das Bundesbudget zu haben, einen wichtigen konjunkturellen Impuls darstellen.

Die Landwirtschaftskammer Österreich kritisiert in ihrer Stellungnahme zum Netzentwicklungsplan, dass sich die Ausführungen zur technischen Notwendigkeit auf knappe allgemeine Beschreibungen beschränken würden. Diese seien nicht vergleichbar mit technischen Beschreibungen und der Darlegung der technischen Erfordernisse in einem Einreichprojekt sowie den umfassenden Feststellungen von Sachverständigen und Behörden in einem Genehmigungsverfahren. Insofern erscheine die Beurteilbarkeit der technischen Notwendigkeit fraglich. Daher fordert die Landwirtschaftskammer Österreich die Regulierungsbehörde auf, im Genehmigungsbescheid darzulegen, dass die technische Notwendigkeit und Wirtschaftlichkeit der Projekte insgesamt geprüft werde und weiters darzulegen, dass die Genehmigung des Netzentwicklungsplanes nicht sonstigen Genehmigungen vorgreife, durch den Bescheid keine Beurteilung des öffentlichen Interesses vorgenommen werde, keine Festlegungen über die konkrete Art der technischen Ausführung getroffen werden sowie die geäußerten Wünsche der APG nach geänderten rechtlichen Rahmenbedingungen nicht Gegenstand im Genehmigungsverfahren zum Netzentwicklungsplan seien.

Weiters spricht sich die Landwirtschaftskammer gegen Einschnitte bei legislativen Rahmenbedingungen oder in Genehmigungsverfahren zulasten von Bürgern und Grundeigentümern (Korridorsicherungen, Aushöhlung von Genehmigungsverfahren oder Parteistellungen des Grundeigentums, erleichtertes Upgrade, Klarstellung eines öffentlichen Interesses bereits durch einen Netzentwicklungsplan, etc.) aus.

Zudem hält die Landwirtschaftskammer die Argumentation der APG hinsichtlich der Notwendigkeit des Netzausbaus für eine überzogene Gewichtung der Erfordernisse durch den Ausbau fluktuierender erneuerbarer Energien (Windkraft und Photovoltaik) gegenüber den Erfordernissen durch einen verstärkten Stromhandel im Zuge der Strommarktliberalisierung. Insbesondere verweist die Landwirtschaftskammer darauf, dass mit fester Biomasse und mit Biogas betriebene Stromerzeugungsanlagen mit sehr hoher Verlässlichkeit und bedarfsgerecht Strom ins öffentliche Netz einspeisen. Diese rohstoffgebundenen Formen der erneuerbaren Stromerzeugung in dezentraler Lage trügen wesentlich zur Entlastung der Übertragungsnetze bei. Der APG werde daher geraten, klar zwischen fluktuierenden netzbeanspruchenden Technologien und stabilen netzentlastenden Technologien zu differenzieren.

Schließlich weist die Landwirtschaftskammer daraufhin, dass bei vorwiegender Nutzung der Infrastrukturleitungen für Handelszwecke im europäischen Verbundnetz neue Ansätze zur Entschädigungsabgeltung zu entwickeln seien. Der gesetzliche Ansatz, in der Entschädigungsregelung, wonach nur die objektiv für das Grundeigentum entstehenden Nachteile zu entschädigen seien, sei durch die klar definierten Zielsetzungen zum verstärkten Stromhandeln und neuer Geschäftschancen einer grundlegenden juristischen Überarbeitung zu unterziehen. Gesetzliche Regelungen in Richtung einer Umsatzbeteiligung am Erlös aus derartigen Geschäftstätigkeiten für betroffene Grundeigentümer seien zu erlassen.

Zum Projekt 12-10 (Punkt 4.4.26.) merkt die Landwirtschaftskammer Österreich an, dass speziell ältere Freileitungen vergleichsweise geringe Bodenabstände zu den Leiterseilen und damit geringe lichte Durchfahrtshöhen aufwiesen. Dies erschwere die Nutzung der Grundstücke massiv oder mache den Einsatz bestimmter Maschinen unmöglich. Soweit leitungsbautechnische Maßnahmen gesetzt würden, seien diese so auszuführen, dass die lichten Durchfahrtshöhen den Erfordernissen der Region angepasst werden. Diese Ausführungen träfen auch auf allfällige Neubau- oder Ersatzneubauprojekte von Freileitungen zu.

Hinsichtlich des Projekts 14-2 „220-kV-Leitung St. Peter – Ernsthofen: Ersatzneubau“ (Punkt 4.5.2.) zweifelt die Landwirtschaftskammer an der Notwendigkeit. Der Leitungszug der 220-kV-Leitung führe gänzlich parallel zur bestehenden 380-kV-Leitung St. Peter – Ernsthofen. Die vorhandenen Transportkapazitäten dieser Leitung würden mangels 380-kV-Anbindung nach Deutschland sowie nach Salzburg / Kaprun nicht genutzt werden können.

Nach Prüfung der eingereichten Unterlagen forderte die Behörde die Antragstellerin am 30.09.2014 auf, ergänzende Informationen sowie Erläuterungen zu einzelnen Projekten beizubringen.

Am 20.10.2014 fand eine Besprechung zwischen APG und Vertretern der E-Control statt, in der noch offene Fragen zu den einzelnen Projekten erörtert wurden. Seitens der APG wurde der Genehmigungsbehörde eine vorläufige Liste mit Ergänzungen übergeben. Am 23.10.2014 übermittelte APG eine finale Stellungnahme zu den Ergänzungsaufforderungen.

II.3. Sachverhalt und Beweiswürdigung

Folgender Sachverhalt steht auf Grund des mündlichen und schriftlichen Vorbringens der Antragstellerin sowie amtsbekannter Tatsachen fest:

APG ist Übertragungsnetzbetreiber und in weiterer Folge für den Bereich, der durch das von APG betriebene Übertragungsnetz abgedeckt wird, auch Regelzonenführer.

APG beantragte am 26.8.2014 die Genehmigung des Netzentwicklungsplans 2014, welcher fünf Investitionsprojekte für den Zeitraum 2015 bis 2024 sowie elf gegenüber den Netzentwicklungsplänen 2011, 2012 und 2013 geänderte Projekte enthält.

II.4. Rechtliche Beurteilung

II.4.a. Allgemeines

Der in § 37 Abs 2 Z 3 EIWOG 2010 geforderte Zeitplan für die neuen und geänderten Investitionsprojekte ergibt sich aus den im Anhang 4 enthaltenen Projektblätter sowie dem bei den einzelnen Projekten jeweils angeführten Zeitpunkt der Inbetriebnahme.

II.4.b. Technische Notwendigkeit, Angemessenheit und Verfügbarkeit (Versorgungssicherheit)

APG beschreibt für jedes Projekt den Auslöser und die technische Notwendigkeit; diese Angaben begründen auch die technischen Zweckmäßigkeiten iSv § 37 Abs 5 EIWOG 2010. Wie in Punkt 1.3 des Netzentwicklungsplans erläutert, werden die Projekte in solche von nationalem bzw. europäischem Interesse, Netzanschluss- bzw. Netzverbundprojekte sowie spezifische Erweiterungsprojekte eingeteilt. Unter die erste Kategorie fallen Projekte aus der langfristig vorausschauenden (strategischen) Netzausbauplanung, die auf Basis von Szenarienrechnungen und Umfeldrecherchen der nationalen und europäischen energiewirtschaftlichen Entwicklungen in Kooperation mit Universitäten erstellt wird. Die Antragstellerin verweist in diesem Zusammenhang auf den APG-Masterplan 2030. Bei der zweiten Kategorie ergeben sich die Notwendigkeit und Zweckmäßigkeit der Projekte aus den entsprechenden lokalen bzw. regionalen Bedürfnissen (Netzabstützungen von Verteilernetzen, Netzanschlüsse von Kraftwerken etc) der Marktteilnehmer. APG gibt an, jene Projekte in den Netzentwicklungsplan aufgenommen zu haben, für die bereits eine abgeschlossene Grundsatzvereinbarung oder ein Errichtungsvertrag besteht oder bis Ende 2014 unterfertigt wird. Die dritte Gruppe bilden Investitionen zum Ersatzneubau von Leitungen bzw. die Leistungserhöhung/Optimierung von Betriebsmitteln, z.B. im Zuge eines lebensdauerbedingten Austausches.

Dem Netzentwicklungsplan beigelegt wurde der APG Masterplan 2030. Dieser stellt die Basis für den vorliegenden Netzentwicklungsplan 2014 dar. Im Masterplan werden umfangreiche Berechnungen und Untersuchungen unter Einbeziehung der TU Graz dargelegt. Die drei betrachteten Szenarien LEIT, GREEN und RED decken ein breites Spektrum an möglichen Entwicklungen ab: Während das LEIT-Szenario sich an den politischen Zielsetzungen zur Erreichung der 20-20-20-Ziele orientiert sowie an den „National Renewable Energy Action Plans“ (NREAPs) und davon ausgeht, dass die EU-Ziele erreicht werden, nimmt das RED-Szenario an, dass die 20-20-20-Ziele erst im Jahr 2030 erreicht

werden und der Stromverbrauch mit unveränderten Wachstumsraten weitersteigt. Dem GREEN-Szenario liegt die Annahme zugrunde, dass die 20-20-20-Ziele übertroffen werden.

Die dem APG Masterplan 2030 zugrundeliegenden Verbrauchs- und Preisprognosen stammen aus den Jahren 2009 und 2010 und sind daher nicht mehr aktuell. Da jedoch die mittlerweile erfolgten Änderungen dieser Parameter nur geringe Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf haben, kann die Prognose in dieser Hinsicht trotzdem noch als angemessen bezeichnet werden. Die Verbrauchsprognose berücksichtigt auch keine Flexibilisierung der Last (Lastverschiebung/Demand Response), was zwar nicht den aktuellen energiepolitischen Entwicklungen entspricht, aber aufgrund der geringen Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf als angemessen beurteilt werden kann. Auch entsprechen die dem Marktmodell zugrundeliegenden Annahmen zum zukünftigen Erzeugungsbeitrag von Windkraft (die im Marktmodell für Windkrafterzeugung verwendeten Volllaststunden basieren auf historischen Leistungskurven, während mit Durchdringung der Windkraftflotte mit der neueren Anlagengeneration die Volllaststunden deutlich ansteigen und damit das Erzeugungsprofil ändern) nicht mehr dem Stand der Technik. Der höhere Erzeugungsbeitrag der Windkraft sollte allenfalls auch zu einer Reduktion der Leistungsziele im Jahr 2030 führen. Die im Netzmodell verwendeten Lastfälle wurden zwar im Masterplan 2030 beschrieben und auch die prinzipielle Definition dieser der Behörde dargelegt, eine objektiv nachvollziehbare Überleitung der Ergebnisse des Marktmodells als Eingangsparameter für das Netzmodell wurde nicht beschrieben. All diese Aspekte sind bei einer Überarbeitung des Masterplans 2030 entsprechend zu berücksichtigen.

Die Antragstellerin wird aufgefordert künftig, bis zu einer allfälligen Überarbeitung des Masterplans 2030, dem jeweiligen Netzentwicklungsplan Analysen beizulegen, die darlegen, dass die Szenarien, Daten und Methoden des Masterplans weiterhin als angemessene Basis für die Netzausbauplanung herangezogen werden können.

Die Ausbauprojekte werden hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf Versorgungssicherheit, Entwicklungen eines integrierten europäischen Elektrizitätsmarktes und politische Ziele (z.B. Erhöhung des Anteiles Erneuerbarer Energien bei der Energieerzeugung) bewertet.

Die Netzanschluss- bzw Netzverbundprojekte werden von Netzbenutzern im Wege von Anfragen auf Netzanschluss, Netzzugang/Netzverbund oder Netzkooperation angestoßen und in den Netzentwicklungsplan übernommen, sofern bereits eine Grundsatzvereinbarung oder ein Errichtungsvertrag für das Projekt besteht. Diese Projekte werden gemäß den Allgemeinen Netzbedingungen von APG entsprechend geprüft.

Die von APG durchgeführte Konsultation ergab kleinere Änderungen bei Projektbeschreibungen, die direkt in den Netzentwicklungsplan übernommen wurden (vgl dazu Anlage ./2 zum Antrag sowie unten Punkt II.4.e). In der Konsultation durch die Regulierungsbehörde ergab sich kein weiterer zuvor nicht berücksichtigter Investitionsbedarf (dazu unten Punkt II.4.f).

Die Änderungen der Projekte 11-8, 11-12, 11-21, 11-25, 12-3, 12-4, 12-10, 12-11, 13-3, 13-6 und 13-10 gegenüber dem Netzentwicklungsplan 2013 betreffen im Wesentlichen Änderungen in der Kostenplanung sowie Änderungen in der zeitlichen Umsetzung (Inbetriebnahme).

Mit Ausnahme der Projekte 11-8 und 12-4 handelt es sich bei den Änderungen in der Kostenplanung um eine Reduktion der Kosten. Das Projekt 11-8 wurde mit Bescheid V NEP 02/13 vom 2.10.2013 nicht genehmigt und wurde in der mit Bescheid V NEP 01/12 vom 29.11.2012 genehmigten Form weitergeführt. Bisher wurde nur eine grobe Planung genehmigt. Die technische und wirtschaftliche Planung des erneut eingereichten Projekts ist bereits weiter vorangeschritten und damit detaillierter. Die Kostenerhöhung hinsichtlich des Projektes 12-4 ist auf den Neukauf eines Transformators zurückzuführen. Ursprünglich war der Transport des Umspanners RHU8 aus Kaprun geplant; aufgrund des hohen Risikos von Transportbeschädigungen und der Vorteile moderner Transformatoren nahm die Antragstellerin von diesem Plan wieder Abstand.

Beim Sammelprojekt 12-10 hinsichtlich (n-1)-Optimierungen werden die Optimierung der zwei Leitungen „220-kV-Ltg. Ernsthofen – Weißenbach“ sowie „220-kV-Ltg. Bisamberg – Staatsgrenze, im Abschnitt Raum Neusiedl/Zaya – Staatsgrenze (ca. 13 km)“ nicht mehr im Netzentwicklungsplan dargestellt, da diese als Generalerneuerungen durchgeführt werden. Neu zur Genehmigung eingereicht werden im Rahmen des Projektes 12-10 im Netzentwicklungsplan 2014 vier neue (n-1)-Optimierungen:

- 110-kV-Ltg. St. Peter – Braunau – Ranshofen
- 110-kV-Ltg. Malta Hauptstufe – Reißbeck
- 220-kV-Ltg. Obersielach – Hessenberg
- 220-kV-Ltg. Hessenberg – Ternitz – Wien Südost

Die Optimierung der „220-kV-Leitung Westtirol – Zell am Ziller: Leitungsverstärkung“ wird als eigenes Projekt 14-3 geplant und somit nicht mehr als Teil des Projektes 12-10 eingereicht.

Die technische Notwendigkeit hinsichtlich der vier neuen Leitungsoptimierungen wurde von der Antragstellerin in der ergänzenden Stellungnahme vom 23.10.2014 nachvollziehbar dargelegt.

Zur Genehmigung im Rahmen des Projektes 12-11 werden die Maßnahmen „NK Dürnrohr, Ertüchtigung Abzweige 437 und 438“ sowie „UW Zell/Ziller, Verstärkung der 220-kV-Sammelschiene“ eingereicht.

Zur Genehmigung im Rahmen des Projektes 13-10 werden die Maßnahmen „110-kV-Schaltanlage Großraming“, „110-kV-Schaltanlage Schwabeck“, „110-kV-Schaltanlage Reißbeck“, „220-kV-Schaltanlage St. Peter“ sowie „380-kV-Schaltanlage Dürnrohr“ eingereicht.

Derzeit überarbeitet APG die Systematik ihrer Projektplanung. Es werden Kriterien entwickelt, um eine nachvollziehbare Entscheidung treffen zu können, ob das Ausmaß des Projekte eine Rechtfertigung dafür bietet, als Netzausbauprojekt in den Netzentwicklungsplan aufgenommen zu werden, oder ob es sich um reine Betriebsinvestitionen handelt, die nur zur Information im Netzentwicklungsplan enthalten sind. In diesem Zusammenhang wird die Antragstellerin aufgefordert, künftig diese Kriterien der Erstellung des Netzentwicklungsplan zugrunde zulegen und die im Netzentwicklungsplan zu genehmigenden Projekte getrennt darzustellen.

Neu eingereicht wurden die folgenden Projekte:

14-1 Integration 110-kV-Leitung Steinach – Staatsgrenze (Prati di Vize/IT)

14-2 220-kV-Leitung St. Peter – Hausruck – Ernthofen: Ersatzneubau

14-3 220-kV-Leitung Westtirol – Zell am Ziller: Leitungsverstärkung

14-4 UW St. Andrä: Einbindung WP Koralpe

14-5 110-kV-Leitung Obersielach – Schwabeck: Leitungsverstärkung

Das Projekt 14-1 umfasst sekundärtechnische Maßnahmen in Zusammenhang mit der Reaktivierung der 110-kV-Verbindungsleitung (TINETZ) zwischen dem Umspannwerk Steinach in Österreich und dem Umspannwerk Brenner in Italien, wodurch eine wesentliche Verbesserung der Versorgungssituation im Verteilernetz Wipptal und den jeweiligen Seitentälern sowie die Erhöhung der Marktkapazität zwischen Österreich und Italien erreicht werden soll.

Das Projekt 14-2 ist aufgrund der gestiegenen Ost-West-Lastflüsse und des hohen Alters der Leitung St. Peter – Hausruck – Ernthofen erforderlich. Da wesentliche Abschnitte hinsichtlich der heutigen statischen Auslegungen von Leitungsmasten ohnehin neu zu errichten sind, wird das Projekt 14-2 als gesamthafter Ersatzneubau der 220-kV-Leitung mit moderner Beseilung geplant.

Zum Einwand der Landwirtschaftskammer, wonach sich für sie die Notwendigkeit des Projektes 14-2 „220-kV-Leitung St. Peter – Ernthofen: Ersatzneubau“ nicht erschließe, da der Leitungszug der 220-kV-Leitung gänzlich parallel zur bestehenden 380-kV-Leitung St. Peter – Ernthofen führe und die vorhandenen Transportkapazitäten dieser Leitung mangels 380-kV-Anbindung nach Deutschland sowie nach Salzburg / Kaprun nicht genutzt werden können, sei festgehalten, dass die Leitung derzeit bereits stark ausgelastet ist und es zu häufigen (n-1)-Verletzungen kommt. Für eine ausreichende und nachhaltige Netzentwicklung in der Region sind langfristig beide Leitungen notwendig.

Das Projekt 14-3 „220-kV-Leitung Westtirol Zell am Ziller: Leitungsverstärkung“ wurde im Netzentwicklungsplan 2013 noch als (n-1)-Leitungsoptimierung eingereicht. Mit dem diesjährigen Netzentwicklungsplan wird es als eigenständiges Projekt zur Genehmigung vorgelegt. Das Projekt hat maßgebliche Bedeutung für die Netzintegration der erneuerbaren Energieträger und die Umsetzung eines integrierten europäischen Elektrizitätsmarktes. Es

liegt im nationalen/europäischen Interesse (PCI-Status) und ist auch im TYNDP 2014 (Projekt 47.219) sowie im APG-Masterplan 2030 enthalten. Gemäß der Unterscheidung in Punkt 4.1.1. des Netzentwicklungsplanes wird das Projekt als Planungsüberlegung genehmigt. Diese Projektphase umfasst Leistungen, wie etwa netztechnische und energiewirtschaftliche Untersuchungen, systematische Lösungsfindung mittels technischer und wirtschaftlicher Variantenvergleiche, Trassenraumuntersuchungen, Festlegung der Ausbauvariante und des Ausbaumfanges etc, die größtenteils durch Eigenleistungen, eventuell aber auch durch Fremdleistungen z.B für Studien erbracht werden.

Ziel der Projekte 14-4 (UW St. Andrä: Einbindung WP Koralpe) und 14-5 (110-kV-Leitung Obersielach – Schwabeck: Leitungsverstärkung) ist die Ermöglichung der Einspeisung von Windenergie in das Übertragungsnetz der APG sowie die Netzintegration von erneuerbaren Energien. Ausgelöst werden die beiden Projekte durch Windkraftwerksprojekte im Lavanttal. Hinsichtlich der beiden Projekte wird der Projektstatus Planungsüberlegung und Vorprojekt genehmigt. Ein Vorprojekt ist gemäß Punkt 4.1.1 des Netzentwicklungsplans insbesondere dadurch gekennzeichnet, dass eine abgeschlossene Grundsatzvereinbarung (für Projekte mit Netzpartnern bzw. Netzanschlusswerbern) besteht, detaillierte Trassenüberlegungen, eine Trassenplanung sowie technische Detailplanung vorliegen und Einreichunterlagen für Genehmigungsverfahren (z.B. Starkstromwegerecht, Materiengesetze oder UVE) erstellt werden. Das Vorprojekt endet mit Vorliegen aller behördlichen Genehmigungen und Bescheide.

Die Projektänderungen bzw neu eingereichten Projekte sind im Antrag vom 4.9.2014 sowie in der am 23.10.2014 übermittelten Stellungnahme aus Sicht der Behörde nachvollziehbar dargelegt und ausreichend begründet.

II.4.c. Wirtschaftlichkeit der Investitionen

Festzuhalten ist zunächst, dass die mit der Umsetzung von Maßnahmen aus dem genehmigten Netzentwicklungsplan verbundenen Kosten in die Kostenbasis gemäß § 48 EIWOG 2010 einfließen. Im Rahmen der Kostenermittlung berücksichtigt die Behörde getätigte Investitionen gemäß § 38 Abs 4 EIWOG 2010 inklusive Vorfinanzierungskosten, allerdings erfolgt eine Aktualisierung *ex post* auf der Basis von tatsächlich angefallenen Anschaffungskosten. Auch für diese Investitionen gelten die in § 59 EIWOG 2010 genannten Grundsätze der Kostenwahrheit sowie Angemessenheit dem Grunde und der Höhe nach, nicht jedoch die Anwendung von Zielvorgaben (§ 59 Abs 6 Z 1 EIWOG 2010).

Zur Kostenplanung erläutert APG unter Punkt 4.1.4 des Netzentwicklungsplans, dass die Kosten für Leitungen und Umspannwerke in Vorprojekte und Umsetzungsprojekte untergliedert werden. Für alle Projekte werden Kostenbeiträge Dritter separat ausgewiesen; darunter fallen Netzzutritts- und Netzbereitstellungsentgelte sowie Förderungen.

Um eine Beurteilung der Wirtschaftlichkeit der Investitionen zu ermöglichen, übermittelte APG im Anhang 4 eine Aufstellung von Kostenannahmen (Schätzkosten) für die Errichtung von Hochspannungsleitungen und die Errichtung und Erweiterung von Umspannwerken.

Unter Berücksichtigung aller vorgelegten Unterlagen scheinen die im Netzentwicklungsplan angeführten Kostenschätzungen plausibel. Hinsichtlich der Projekte 14-4 und 14-5 wird festgehalten, dass nach derzeitigem Stand die Kosten zur Gänze von den Projektwerbern der Windkraftwerke getragen werden. Eine endgültige Beurteilung der mit der Umsetzung von Maßnahmen, die im Netzentwicklungsplan vorgesehen sind, verbundenen angemessenen Kosten (§ 38 Abs 4 EIWOG 2010) wird die Behörde nach erfolgter Investition im Zuge der Kostenermittlung nach § 48 EIWOG 2010 vornehmen. Dabei wird von Seiten des Unternehmens darzulegen sein, dass ausreichende Maßnahmen gesetzt wurden, um die Kosten für die einzelnen Projekte unter Berücksichtigung der erforderlichen Qualität möglichst niedrig zu halten. Insbesondere wird dabei zu prüfen sein, ob die vorgesehenen Netzzutritts- und Netzbereitstellungsentgelte im Sinne der Kostenverursachungsgerechtigkeit eine angemessene Beteiligung der von den jeweiligen Projekten betroffenen Netzbenutzer sicherstellen.

APG ist hinsichtlich der konkreten Planung auf Angaben jedes einzelnen Projektpartners angewiesen. Verzögerungen von Projekten haben direkte Auswirkungen auf den Netzentwicklungsplan, die anderen darin dargestellten und zur Genehmigung vorgelegten Projekte und die mit den Projekten verbundene Planung von Ressourcen bei APG (Eigen- und Fremdleistungen). Sollten bereits genehmigte Projekte über mehrere Jahre wiederholt verschoben werden und in der Folge von APG aus dem Netzentwicklungsplan zurückgezogen und nicht mehr eingereicht werden, ist die Änderung von der Behörde zu genehmigen.

II.4.d. Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan

Die Beurteilung des eingereichten Netzentwicklungsplanes erfolgt in Abstimmung mit dem ACER Projektteam Netzentwicklungsplan. Die Planung von Projekten von nationalem und internationalem Interesse erfolgt in Abstimmung mit benachbarten und betroffenen Übertragungsnetzbetreibern und damit in Übereinstimmung mit dem europäischen Interesse eines koordinierten Netzausbaus. Die Projekte von europäischem Interesse sind mit einem Verweis auf die jeweilige Stelle im gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan versehen. Neue Projekte werden in den Arbeitsgruppen auf europäischer Ebene entsprechend eingebracht. Insgesamt steht somit der eingereichte Netzentwicklungsplan grundsätzlich im Einklang mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan.

Die Antragstellerin wird aber aufgefordert, in Zukunft genauer mit den ausländischen Übertragungsnetzbetreibern in Hinblick auf die Einmeldung von Projekten in den TYNDP, der die alleinige Basis für die Auswahl von „projects of common interest“ bildet,

zusammenzuarbeiten, um die Kohärenz der TYNDP-Projekte mit den Projekten im Netzentwicklungsplanes sicher zu stellen.

II.4.e. Konsultation der Marktteilnehmer durch APG

Wie oben unter Punkt II.2 dargestellt, hat die Antragstellerin Marktteilnehmer schriftlich zum Netzentwicklungsplan konsultiert und diesen auch auf ihrer Homepage veröffentlicht. Aus Anlage ./2 ist ersichtlich, dass die Energie AG Oberösterreich Kraftwerke GmbH, die Salzburg Netz GmbH, die KNG-Kärnten Netz GmbH, die Netz Niederösterreich GmbH, die Wiener Netze GmbH, die Netz Oberösterreich GmbH, die LINZ STROM Netz GmbH, die Wien Energie GmbH sowie die Netz Burgenland GmbH Stellung genommen haben. Die Auseinandersetzung mit den Stellungnahmen ist aus Sicht der Behörde in Anlage ./2 ausreichend dokumentiert. Das Erfordernis der Konsultation gemäß § 37 Abs 5 EIWOG 2010 ist damit erfüllt.

II.4.f. Konsultation der Interessenvertretungen durch die Regulierungsbehörde

Zur Stellungnahme der BAK hält die Behörde fest, dass die Festsetzung der Systemnutzungsentgelte keinen Gegenstand des gegenständlichen Genehmigungsverfahrens bildet. Die Aufteilung und Überwälzung der Kosten auf die einzelnen Netzebenen ist Sache der Kostenermittlung gemäß § 48 EIWOG 2010 bzw. der Festlegung der Systemnutzungsentgelte gemäß § 49 EIWOG 2010. Ebenso ist der Einwand angesichts der enormen Investitionskosten sei insbesondere im Zusammenhang mit den Refinanzierungskosten auf günstige Finanzierungsmöglichkeiten zu achten Gegenstand des Kostenverfahrens gemäß § 48 EIWOG 2010. Als Amtspartei verfügt die Bundesarbeitskammer dabei über ein umfassendes Auskunfts-, Einsichts- und Beschwerderecht. Die BAK hält weiters die Erarbeitung einer umfassenden Strategie für zukünftigen Ausbau erneuerbarer Energien für dringend erforderlich. Die Ausarbeitung einer solchen ist nicht Thema des vorliegenden Genehmigungsbescheides. Im Übrigen sei angemerkt, dass die vorgelegten Projekte nach den gesetzlichen Vorgaben im Detail geprüft wurden, wobei auch der für den Ausbau von Ökostrom-Erzeugungsanlagen notwendigen Netzinfrastruktur sowie den europäischen Entwicklungen Rechnung getragen wurde.

Der Stellungnahme des BMLFUW ist entgegenzuhalten, dass weder das EIWOG 2010 noch die Landesausführungsgesetze eine SUP-Pflicht für den Netzentwicklungsplan normieren und damit die Durchführung einer SUP kein Genehmigungskriterium für den Netzentwicklungsplan bildet. Nach Ansicht der Behörde liegen keine Anhaltspunkte für eine unmittelbare Anwendbarkeit der SUP-Richtlinie vor. Eine solche wird auch vom BMLFUW nicht behauptet.

Zur oben erwähnten Stellungnahme der Landwirtschaftskammer Österreich ist anzumerken, dass es sich bei die Genehmigung des Netzentwicklungsplans durch die Regulierungsbehörde um eine Grundsatzgenehmigung handelt, weshalb die Projekte auch

noch nicht jenen Detaillierungsgrad, den ein Einreichprojekt in einem materienrechtlichen Genehmigungsverfahren aufweisen muss, haben. Die Genehmigung des Netzentwicklungsplans durch die Regulierungsbehörde greift auch nicht der Genehmigung nach sonstigen, insbesondere umweltrechtlichen Rechtsvorschriften (Umweltverträglichkeitsprüfung) vor. Auch eine Abwägung und Beurteilung des öffentlichen Interesses einzelner Projekte oder die konkrete technische Ausführung ist nicht Gegenstand des vorliegenden Bescheides. Dies gilt etwa auch für die Anmerkungen zum Projekt 12-10 „(n-1) Optimierung Leitungen im Hinblick auf die Bodenabstände von Freileitungen: Diese Frage wird im Rahmen des UVP-Verfahrens oder sonstiger behördlicher Genehmigungsverfahren zu untersuchen sein. Geprüft wird gemäß § 38 Abs 1 EIWOG 2010 allerdings die technische Notwendigkeit und Wirtschaftlichkeit der Projekte insgesamt, siehe dazu unten II.4.b und II.4.c. Weiters sind auch die von der Landwirtschaftskammer kritisierten Wünsche der APG nach geänderten rechtlichen Rahmenbedingungen für Genehmigungsverfahren von Übertragungsnetzprojekten, nämlich etwa hinsichtlich der verfahrenstechnischen Gleichstellung des Übertragungsnetzes mit Straße und Schiene, der Harmonisierung angemessener Grenzwerte, der Sicherung und Freihaltung von Bestandstrassen und Planungskorridoren oder hinsichtlich eines erleichterten Genehmigungsverfahren für das Upgrade von bestehenden Übertragungsleistungen nach dem Prinzip „Upgrade vor Neubau“ nicht Gegenstand des vorliegenden Bescheides. Dies trifft auch auf Einschnitte bei legislativen Rahmenbedingungen oder in Genehmigungsverfahren zulasten von Bürgern und Grundeigentümern zu.

Zudem hält die Landwirtschaftskammer die Argumentation der APG hinsichtlich der Notwendigkeit des Netzausbaus für eine überzogene Gewichtung der Erfordernisse durch den Ausbau fluktuierender erneuerbarer Energien (Windkraft und Photovoltaik) gegenüber den Erfordernissen durch einen verstärkten Stromhandel im Zuge der Strommarktliberalisierung. Insbesondere verweist die Landwirtschaftskammer darauf, dass mit fester Biomasse und mit Biogas betriebene Stromerzeugungsanlagen mit sehr hoher Verlässlichkeit und bedarfsgerecht Strom ins öffentliche Netz einspeisen. Diese rohstoffgebundenen Formen der erneuerbaren Stromerzeugung in dezentraler Lage tragen wesentlich zur Entlastung der Übertragungsnetze bei. Der APG werde daher geraten, klar zwischen fluktuierenden netzbeanspruchenden Technologien und stabilen netzentlastenden Technologien zu differenzieren.

Zum Einwand der Landwirtschaftskammer die Argumentation der APG hinsichtlich der Notwendigkeit des Netzausbaus sei überzogen und außerdem werde nicht zwischen fluktuierender netzbeanspruchenden Technologien und stabilen netzentlastenden Technologien unterschieden, sei folgendes angemerkt: Im Speziellen bezieht sich die Diskussion um den Ausbau der erneuerbaren Energieträgern und den damit verbundenen erforderlichen Netzausbau auf die fluktuierenden Energieträger Wind und Photovoltaik, da hier der Ausbau am größten ist. Die Zunahme von Biogas und Biomasse ist nicht im selben Ausmaß bemerkbar und dafür für den Ausbau des Übertragungsnetzes auch nicht relevant.

Zur Forderung nach neuen Regelungen zur Entschädigung aufgrund der vorwiegenden Nutzung der Infrastrukturleitungen für Handelszwecke im europäischen Verbundnetz ist festzuhalten, dass die Anwendung oder Erarbeitung von Entschädigungsregelungen weder Gegenstand des vorliegenden Bescheides sind, noch die E-Control über die Kompetenz zur Rechtssetzung in dieser Angelegenheit verfügt.

Die Ergebnisse der von der Regulierungsbehörde durchgeführten Konsultation wurden im Internet veröffentlicht (<http://www.e-control.at>).

III. Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Bescheid kann gemäß § 7 VwGVG das Rechtsmittel der Beschwerde an das Bundesverwaltungsgericht erhoben werden. Die Beschwerde ist binnen vier Wochen nach erfolgter Zustellung dieses Bescheides bei der Energie-Control Austria einzubringen und hat die Bezeichnung des angefochtenen Bescheides, die belangte Behörde und die Gründe auf die sich die behauptete Rechtswidrigkeit stützt, sowie das Begehren zu enthalten. Für Beschwerden an das Bundesverwaltungsgericht wird ersucht, die Eingabengebühr von EUR 30 gem. § 14 TP 6 Abs 5 Z 1 lit b Gebührengesetz (GebG) 1957, BGBl Nr. 267/1957 idgF iVm § 2 BVwG-EGebV, BGBl II Nr. 490/2013, unter Angabe des Verwendungszwecks „Gebühren nach § 3 Abs. 2 GebG“ durch Überweisung auf das entsprechende Konto des Finanzamtes für Gebühren, Verkehrssteuern und Glücksspiel gem § 3 Abs 1 BVwG-EGebV, **IBAN: AT56 0100 0000 0580 4713, BIC: BUNDATWW** zu entrichten.

IV. Gebühren

Es wird höflich ersucht, die Eingabengebühr von € 14,30 gemäß § 14 TP 6 Abs 1 Gebührengesetz und die Beilagengebühr von € 21,80 gemäß § 14 TP 5 Abs 1 Gebührengesetz, insgesamt sohin € **36,10** auf das Gebührenkonto der Energie-Control Austria bei **ERSTE BANK, BIC: GIBAATWWXXX, IBAN: AT57 2011 1403 1846 4201** zu entrichten (§ 3 Abs 2 Gebührengesetz 1957 iVm GebG-ValV 2011, BGBl II 191/2011).

Energie-Control Austria
für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control)

Wien, am 27.11.2014

Der Vorstand

DI Walter Boltz
Vorstandsmitglied

DI (FH) Mag. (FH) Martin Graf, MBA
Vorstandsmitglied

Beilage ./1: Netzentwicklungsplan 2014 (Planungszeitraum 2015-2024) samt Anlagen

Ergeht als Bescheid an:

Austrian Power Grid AG
Vorstand
IZD-Tower
Wagramer Straße 19
1220 Wien
per RSb