Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

Dr. Ulrich Nußbaum
Staatssekretär

HAUSANSCHRIFT Scharnhorststraße 34-37, 10115 Berlin
POSTANSCHRIFT 11019 Berlin

TEL +49 30 18615 7640
FAX +49 30 18615 5105
E-MAIL buero-st-n@bmwi.bund.de

DATUM Berlin, 13 August 2018

Herrn
Dr. Wolfgang Schäuble, MdB
Präsident des Deutschen Bundestages
Platz der Republik 1
11011 Berlin

Kleine Anfrage der Abgeordneten Ralph Lenkert, Dr. Gesine Lötzsch, Lorenz Gösta Beutin, u. a. der Fraktion DIE LINKE
betr.: „Europäische Dimension der Stromnetzausbauplanung in Deutschland"
BT-Drucksache: 19/3585

Sehr geehrter Herr Bundestagspräsident,

namens der Bundesregierung beantworte ich die o. a. Kleine Anfrage wie folgt:

Frage Nr. 1
Wer war nach Kenntnis der Bundesregierung bei der Erarbeitung des Entwurfes des ersten gemeinsamen Netzentwicklungsplans gemäß Verordnung EG 714/2009 (über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003) im Rahmen der Vereinigung der europäischen Netzbetreiber Strom (ENTSO-E) für die Bundesrepublik bzw. der ihr zuzuordnenden Netzzonen beteiligt?

Antwort:
Der erste gemeinsame Netzentwicklungsplan (Ten-Year Network Development Plan - TYNDP) wurde gemäß Verordnung EG 714/2009 entwickelt und im Juni 2010 veröffentlicht. Gemäß Artikel 8 Absatz 2 (b) der Verordnung ist der Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) zuständig für die Entwicklung des TYNDP. Entsprechend Artikel 4 der Verordnung arbeiten alle europäischen Übertragungsnetzbetreiber auf Gemeinschaftsebene im Rahmen des ENTSO-E zusammen. Die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) beobachtet die Erstellung des TYNDP, bezieht Stellung zum Entwurf und

kann Empfehlungen an das ENTSO-E und an die Kommission richten (Artikel 9 der Verordnung). Gemäß Artikel 10 der Verordnung wird der Entwurf durch ENTSO-E mit allen betroffenen Marktteilnehmern konsultiert, und alle Unterlagen und Sitzungsprotokolle der Öffentlichkeit werden zugänglich gemacht. Bei den Konsultationen werden die nationalen Regulierungsbehörden und andere nationale Behörden, Versorgungs- und Erzeugungsunternehmen, Netznutzer, einschließlich der Kunden, Verteilernetzbetreiber sowie die relevanten Branchenverbände, technischen Gremien und Foren der Interessengruppen einbezogen.

Frage Nr. 2

Erfolgt durch die Bundesnetzagentur als Mitglied der Vereinigung der europäischen Regulierungsbehörden ACER eine eigene Prüfung der in den Scenario Reports und den publizierten Ergebnissen der europäischen 10-Jahres-Netzentwicklungspläne (Ten Years Network Development Plan - TYNDP) unterstellten europäischen Marktrahmen? Wenn ja:

a) **Welche Annahmen und Methoden und welche Kriterien werden bei der Prüfung zu Grunde gelegt?**
b) **Kam die Bundesregierung in der Vergangenheit zu abweichenden Ergebnissen bzw. Einschätzungen als die letztendlich von der ACER gemeinsam vorgelegten Begründungen im Rahmen der Genehmigungen von Scenario Reports und TYNDPs?**
Wenn ja, welche und wie hat sie diese innerhalb der ACER vorgebracht?

Die Fragen Nr. 2, Nr 2 a) und Nr. 2b) werden gemeinsam beantwortet.
Als Konsultationsteilnehmer entsprechend Artikel 10 der Verordnung EG 714/2009, hat sich die Bundesnetzagentur an der Erstellung des TYNDP, inkl. des Szenariorahmens, beteiligt. Die Konsultationsteilnahme fokussiert sich insbesondere auf die Sicherstellung der Konsistenz von Annahmen (Szenariorahmen) und Ergebnissen der Modellierung (Netzentwicklungsplan) zwischen den europäischen und den nationalen Dokumenten. Es ist darauf hinzuweisen, dass der TYNDP nicht bindend ist, sodass eine detaillierte Prüfung des deutschen Netzausbaubedarfs erst im nationalen Planungsprozess stattfindet.
Die Bundesnetzagentur hat den Prüfprozess zu den Annahmen auf Plausibilität und Konsistenz beschränkt, um die grundsätzliche Belastbarkeit des europäischen Szenariorahmens sicherzustellen. Die Sicherstellung der Belastbarkeit des europäischen Szenariorahmens erfolgt, um im Rahmen des nationalen Planungsprozesses auf die Ergebnisse der europäischen Netzmodellierung, soweit relevant, zurückgreifen zu können.

Annahmen und Ergebnisse der europäischen Modellierung, insbesondere zu grenzüberschreitenden Themen mit Relevanz für die nationale Planung, z.B. Bedarf und Ausbau von Interkonnektorkapazitäten zwischen Deutschland und den Nachbarländern, werden von den Übertragungsnetzbetreibern in den nationalen Prozess zur Netzentwicklung (§§12a und 12b EnWG) eingebracht und in diesem Prozess detailliert geprüft. Entsprechend § 12a Abs. 3 sowie § 12c EnWG prüft und bestätigt die Bundesnetzagentur Szenariorahmen und Netzentwicklungspläne. Hierbei findet eine detaillierte Bewertung der Szenarien und Annahmen statt sowie eine Prüfung aller relevanten Netzausbaumaßnahmen in Bezug auf ihre Wirksamkeit, Erforderlichkeit und, in den Sonderfällen der sog. Ad-Hoc-Maßnahmen, ihre Kosten und Nutzen.

Im Rahmen der Erstellung einzelner TYNDP hat die Bundesnetzagentur in der Vergangenheit auf Unterschiede zwischen dem TYNDP und dem nationalen Netzentwicklungsplan hingewiesen, z.B. verursacht durch unterschiedliche Betrachtungszeiträume oder unterschiedliche Annahmen zu technischen Aspekten der Vorhaben. Die Hinweise erfolgten durch die Koordination durch ACER gemäß Verordnung EG 713/2009 Artikel 6. Der letztmalige Abgleich, inklusive der Hinweise der Bundesnetzagentur, ist unter http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2008-2017.pdf abrufbar.

Frage Nr. 3

Wie beurteilt die Bundesregierung die im zuletzt genehmigten Scenario Report des TYNDP unterstellten europäischen Marktrahmen, insbesondere unterstellte Lastflüsse durch internationalen Stromhandel hinsichtlich

a) Plausibilität (verfügbare Erzeugungskapazitäten und Bedarfe),
b) volkswirtschaftlichem Kosten-Nutzen-Verhältnis,
c) Auswirkungen auf regionale Stromendkundenpreise durch steigende Netzentgelte,
d) Klimaverträglichkeit im Hinblick auf vermehrten Handel mit atomarem und fossilem Strom,
e) Umweltfolgekosten durch Landschaftsverbrauch wegen Trassenbaus,
f) Anreize für die Investition in Stromerzeugungsanlagen außerhalb der EU?

Antwort:

Im Rahmen von Artikel 10 der Verordnung EG 714/2009 hat sich die Bundesnetzagentur an der Konsultation am zuletzt erstellten europäischen Szenariorahmen 2018 beteiligt. Die Stellungnahme der Bundesnetzagentur, auf die die Bundesregierung zur Bewertung des Scenario Reports des TYNDP verweist, wurde am 10. November 2017 an ENTSO-E übermittelt und ist unter

https://consultations.entsoe.eu/tyndp/entso-consults-the-stakeholders-on-the-2018-scenar/results/annexiii_2018_final_scenario_report_public_consultation.xlsx abrufbar. Hauptfokus der Stellungnahme war die Struktur des Szenariorahmens, die Transparenz und Nachvollziehbarkeit wesentlicher Annahmen, die Nachvollziehbarkeit der Behandlung der Stellungnahmen durch ENTSO-E sowie die Organisation der Konsultationsworkshops durch ENTSO-E. Im Übrigen wird auf Antwort Nr. 2 verwiesen.

Frage Nr. 4

Wie begründet sich nach Kenntnis der Bundesregierung der Status der im deutschen Netzgebiet als PCI (Projects of Common Interests) geplanten Stromtrassen gemäß den Kriterien des Artikels 4 (Kriterien für Vorhaben von gemeinsamem Interesse) der Verordnung (EU) Nr. 347/2013 (zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur und zur Aufhebung der Entscheidung Nr. 1364/2006/EG und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 713/2009, (EG) Nr. 714/2009 und (EG) Nr. 715/2009 (TEN-E-Verordnung)), (bitte Begründung für jedes Vorhaben einzeln entsprechend Absatz (1) Buchstaben und Doppelbuchstaben des Artikel 4 sowie gegebenenfalls Verweise auf Anhang IV der Verordnung mit jeweiligem Absatz und Buchstaben benennen und angeben)?

Antwort:

Die aktuelle Liste mit Projects of Common Interest (PCI) mit Datum vom 23. November 2017 beinhaltet die in der Tabelle im Anhang dargestellten Vorhaben mit deutscher Beteiligung. Alle PCI Vorhaben mit deutscher Beteiligung im Übertragungsnetz liegen in den „Vorrangigen Stromkorridoren“ (NSOG, NSI West Electricity, NSI East Electricity, BEMIP Electricity) und erfüllen die Kriterien der Verordnung (EU) Nr. 347/2013 Artikel 4 Abschnitt 1. Projekte ohne grenzüberschreitenden Charakter erfüllen die Voraussetzungen des Anhangs IV Satz 1 Buchstabe a) der Verordnung.

Frage Nr. 5

Sollte eines der Projekte aus vorangestellter Frage Bezug auf Anhang IV Satz 1 Buchstabe a) der Verordnung (EU) Nr. 347/2013 nehmen: In welchem Maße erhöht es nach Kenntnis der Bundesregierung die grenzübergreifende Übertragungskapazität an welchen Netzknotenpunkten zu welchen Nachbarstaaten?

Antwort:

Die Tabelle zu Frage Nr. 4 (s. Anhang) enthält die Kapazitätssteigerungen für interne Projekte, welche das Kriterium im Anhang IV Absatz 1 Buchstabe a) der Verordnung

(EU) Nr. 347/2013 erfüllen. Diese in der Tabelle ausgewiesenen Kapazitätssteigerungen wurden durch ENTSO-E errechnet und veröffentlicht. Die Bundesnetzagentur führt keine Berechnung der Veränderung grenzüberschreitender Kapazitäten auf Basis innerstaatlicher Netzinvestitionen durch, sondern prüft im Rahmen des nationalen Netzentwicklungsplans nach den Kriterien der Wirksamkeit und Erforderlichkeit (hierzu wird auf die Antwort zu Frage Nr. 15 verwiesen). Aus diesem Grund liegt eine Zuordnung zu einzelnen Netzknoten nicht vor.

Frage Nr. 6

Welcher Anteil der von den Übertragungsnetzbetreibern im Netzentwicklungsplan Strom 2017-2030 prognostizierte und von der Bundesnetzagentur genehmigte Kostenrahmen von 33 Mrd. Euro (Szenario B 2030) für den Stromnetzausbau entfällt auf Projekte, die als Bestandteil des genehmigten Europäischen Netzentwicklungsplans (TYNDP) Einzug in den deutschen Netzentwicklungsplan hielten (bitte aufschlüsseln nach Projekten gemeinsamen Interesses (PCI) und restlichen Projekten des TYNDP)?

Antwort:

Im Dezember 2017 wurde der Netzentwicklungsplan Strom 2017 bis 2030 mit dem Zieljahr 2030 von der Bundesnetzagentur bestätigt und die Notwendigkeit einer Maßnahme im Zusammenspiel mit anderen Maßnahmen und dem bestehenden Netz festgestellt. Die Bestätigung beinhaltet keine Genehmigung von Kosten, hierzu bestehen separate Folgeprozesse.

Auf Basis der Angaben der Übertragungsnetzbetreiber zum Netzentwicklungsplan hat die Bundesnetzagentur ein Investitionskostenvolumen zwischen 30 und 33 Mrd. Euro für den bestätigten Netzentwicklungsplan Strom 2017 bis 2030 ermittelt. Hiervon entfallen ca. 46 Prozent auf Vorhaben von gemeinsamem Interesse (PCI) des TYNDP 2016 und weitere ca. 31 Prozent des Investitionsvolumenentfallens auf Maßnahmen des TYNDP 2016, welche nicht den PCI-Status haben. Die restlichen ca. 23 Prozent des Investitionsvolumens entfallen auf Maßnahmen, die nicht im TYNDP 2016 aufgeführt sind.

Frage Nr. 7

Welche Fördermittel aus der „Connecting Europe Facility" (CEF) der Europäischen Kommission werden nach Kenntnis der Bundesregierung für die einzelnen Netzausbauvorhaben mit PCI-Status jeweils bereitgestellt (bitte einzeln benennen)?

Antwort:

Derzeit werden im Strombereich zwei deutsche PCI-Vorhaben durch Fördermittel der „Connecting Europe Facility“ (CEF) gefördert. Dabei handelt es sich um die nachfolgend dargestellten Projekte:

PCI-Nr.	Projekt	Maximale Förderhöhe* (Mio. €)
2.10	Internal line between Brunsbüttel-Großgartach and Wilster-Grafenrheinfeld (DE) to increase capacity at northern and southern borders [currently known as "Suedlink"]	40,25
3.12	Internal line in Germany between Wolmirstedt and Bavaria to increase internal North-South transmission capacity	70,00

*Quelle: Connecting Europe Facility – Energy – Supported actions – May 2018

Frage Nr. 8

Für welche Netzausbauvorhaben mit PCI-Status existieren nach Kenntnis der Bundesregierung bisher keine Förderzusagen durch die Europäische Kommission?

Antwort:

Für die übrigen elf PCI-Vorhaben der Tabelle zur Antwort auf Frage Nr. 4 bestehen nach Kenntnis der Bundesregierung derzeit keine Förderzusagen im Rahmen des CEF-Förderprogramms.

Frage Nr. 9

Erfolgte durch die Bundesregierung eine volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen-Abschätzung der Ziele der als Erwägungsgrund für die Verordnung (EG) Nr. 714/2009 zitierten energiepolitischen Leitlinien der EU (Mitteilung der Kommission an den Rat und das Europäische Parlament vom 10. Januar 2007: „Eine Energiepolitik für Europa"), die als Teil des dritten EU-Binnenmarktpaketes bis heute ausschlaggebend für die Netzentwicklungsplanung innerhalb der EU sind?

a) **Wenn ja, welche Prognosen, Studien oder Gutachten (bitte benennen) wurden hierfür zu Rate gezogen und zu welchen Ergebnissen kommen diese?**
b) **Wenn nein, warum nicht?**
c) **Existiert seitens der Bundesregierung darüber hinaus eine konkrete Kosten-Nutzen-Analyse über die Durchführung des 3. Energie-Binnenmarkt-Pakets der Europäischen Union mit dem Fokus auf Netzausbaukosten und Strompreise in Deutschland? Wenn ja, zu welchem Ergebnis kommt die Bundesregierung?**

Die Fragen Nr. 9, Nr. 9 a) bis e) werden gemeinsam beantwortet.
Kosten-Nutzen-Abschätzungen zu speziellen europäischen Legislativvorschlägen erstellen grundsätzlich die hierfür zuständigen europäischen Organe. Für das dritte Binnenmarktpaket ist das „Impact Assessment" abrufbar unter http://ec.europa.eu/smart-regulation/impact/ia_carried_out/docs/ia_2007/sec_2007_1179_en.pdf.
Die Bundesregierung hat in zahlreichen Studien und Langfristanalysen ermittelt, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien und anderer CO2-armer Stromerzeugungstechnologien an den günstigsten Standorten, ein hoher Grad an Netzausbau und grenzüberschreitender Marktkopplung sowie ein liquides Strommarkgebiet und ein Strommarktdesign, das den Einsatz der Kraftwerke an den besten Standorten in einem großflächigen Marktgebiet nach den günstigsten Erzeugungskosten ermöglicht und dabei ein flexibles Zusammenspiel von Erzeugung und Verbrauch sicherstellt, die langfristig kostengünstigste Option ist, um die Energiewende- und Klimaziele sicher zu erreichen. Dabei kann der richtige Mix aus zentraler und dezentraler Erzeugung den Netzausbau ergänzen, aber nicht ersetzen.

Frage Nr. 10
Wie beurteilt die Bundesregierung eine Strompreiszonentrennung innerhalb Deutschlands, wie sie im Rahmen der EU-Energieministerkonferenz Ende 2017 im Falle des Fortbestandes der Netzengpässe angeregt wurde?

Antwort:
Der EU-Energieministerrat fordert in seiner Position zur EU-Strommarkt-Verordnung vom 18. Dezember 2017 keine Strompreiszonentrennung innerhalb Deutschlands. Stattdessen sieht die Ratsposition vor, dass die Mitgliedstaaten die Wahl erhalten, wie sie interne Engpässe lösen wollen: entweder, indem sie einen Maßnahmenplan vorlegen, wie sie diese internen Engpässe beseitigen wollen und verbleibende Engpässe durch Redispatchmaßnahmen lösen, oder indem sie sich für eine Teilung der Gebotszonen entscheiden. Dabei ist vereinbart, dass interne Engpässe nicht mehr so stark wie bisher den grenzüberschreitenden Handel begrenzen dürfen. Die grenzüberschreitende Handelskapazität (Interkonnektorenkapazität) ist schrittweise bis 2025 auf 75 Prozent der Interkonnektorenkapazität zu erhöhen. Die Entscheidung, ob die Gebotszone innerhalb eines Landes geteilt wird, wird damit weiterhin auf nationaler Ebene getroffen, solange der Mitgliedstaat den Zielwert für die Interkonnektorenöffnung einhält. Solange der Mitgliedstaat den Zielwert für die

Interkonnektorenöffnung einhält, kann Deutschland nicht gegen seinen Willen in zwei Gebotszonen getrennt werden.

Die Bundesregierung hält die einheitliche deutsche Gebotszone für ein hohes Gut. Sie ist wichtig für die Integration von erneuerbaren Energien, die kosteneffiziente Gewährleistung der Versorgungssicherheit und für den Wettbewerb. Ihre Teilung könnte für den Wirtschaftsstandort Deutschland und für das Vorankommen der Energiewende erhebliche Auswirkungen haben. Das große Marktgebiet ermöglicht es, geografische Ausgleichseffekte bei Erzeugung und Verbrauch zu nutzen. Die hohe Liquidität im Strommarkt hilft dabei, Angebot und Nachfrage auch bei fluktuierender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien flexibel und effizient zusammenzuführen. Außerdem reduziert sie die Macht von großen Anbietern über das Marktergebnis und ermöglicht innovativen Akteuren den Markteintritt. Einheitliche Großhandelspreise sorgen dafür, dass sich im Strommix die kostengünstigsten Erzeugungstechnologien unabhängig vom Standort durchsetzen. Die Anlagen mit den geringsten Einsatzkosten werden überregional genutzt. Dadurch sinken die variablen Kosten des Gesamtsystems.
Auch auf europäischer Ebene setzt sich die Bundesregierung für die verstärkte Kopplung der Märkte und den Abbau von Grenzen und Hemmnissen für den Strommarkt ein. Ein großräumiges europäisches Marktgebiet für Strom senkt den Gesamtbedarf für Erzeugungskapazität, Lastmanagement und Speicher. Es ermöglicht Wettbewerb und eine sichere Energieversorgung zu den geringstmöglichen Kosten. Dies beschränkt auch die Investitions- und Instandhaltungskosten des Gesamtsystems.
Die erste unmittelbare Folge von kleineren Gebotszonen wären neue innerstaatliche Handelshemmnisse und unterschiedliche Preise.

Frage Nr. 11

Wie würde sich nach Einschätzung der Bundesregierung eine Preiszonentrennung auswirken auf:

a) **Börsenstrompreis je Preiszone,**
b) **Netzentgelte je Preiszone,**
c) **Redispatchkosten zwischen den Preiszonen,**
d) **Endkundenstrompreise (Angabe bitte für Haushaltskundinnen und -kunden, Handwerk und KMU, Industrie – und Großverbraucher in Abhängigkeit von Netzanschlussebene und Strompreisermäßigungstatbeständen/Industrierabatten),**
e) **Übertragungsnetzausbaubedarf?**

Antwort:

a) Effekte einer Preiszonentrennung auf die Börsenstrompreise sind immer dann zu erwarten, wenn Engpässe im Übertragungsnetz bestehen. Ob in einer neuen Preiszone Steigerungen oder Senkungen der Börsenstrompreise zu erwarten sind, hängt vom jeweiligen Zusammenspiel der zonalen Nachfrage und des zonalen Angebots ab. Ein wichtiger Faktor dabei ist die Kostenstruktur der Stromerzeugung. Im Falle einer Preiszonentrennung in eine norddeutsche und eine süddeutsche Zone sind Preissenkungen im Norden und Preissteigerungen im Süden zu erwarten.

b) Die Übertragungsnetzbetreiber legen die Netzentgelte heute regelzonenscharf und künftig bundeseinheitlich fest. Vor dem Hintergrund bundeseinheitlicher Übertragungsnetzentgelte ist auch im Fall einer Preiszonentrennung kein zonenspezifischer Effekt auf die Netzentgelte der Übertragungsnetzbetreiber zu erwarten.

c) Zwischen Gebotszonen gibt es im Regelfall keinen Redispatchbedarf, da sich Engpässe im Handel widerspiegeln und damit keine Redispatchmaßnahmen nötig sind, um das Handelsergebnis physisch zu realisieren.

d) Im Falle einer Preiszonentrennung in eine norddeutsche und eine süddeutsche Zone wären unter a) beschriebenen Börsenstrompreiseffekte zu erwarten. Es obliegt grundsätzlich der Entscheidung der Stromlieferanten, ob und in welcher Höhe sie steigende oder sinkende Börsenstrompreise in die Endkundenpreise einfließen lassen. In welchem Umfang sich beispielsweise die Netzentgelte als Bestandteil der Endkundenpreise verändern, kann nicht vorab ermittelt werden. Daher kann die Bundesregierung insgesamt keine Aussage dazu treffen, wie sich eine Preiszonentrennung auf die Endkundenstrompreise auswirken würde.

e) Auch im Fall einer Preiszonentrennung wäre der Ausbau der Übertragungsnetze notwendig für die effiziente Umsetzung der Energiewende. Der Ausbaubedarf bliebe unverändert, da die effizienteste Lösung darin besteht, die Kraftwerke an den günstigsten Standorten auszubauen und einen großflächigen Stromhandel zu ermöglichen.
Mitunter wird die Meinung vertreten, dass eine Gebotszonenteilung einen Anreiz für mehr Netzausbau setzen kann, da die Strompreise auseinander fallen. Die Bundesregierung hat erhebliche Zweifel, dass durch einen Gebotszonensplit

schneller mehr Netzausbauvorhaben realisiert würden, weil die wesentlichen Gründe für den verzögerten Netzausbau nicht in den fehlenden ökonomischen Anreizen liegen. Außerdem sendet ein Gebotszonensplit keine eindeutigen ökonomischen Anreize für den Netzausbau.

Frage Nr. 12
Wie hoch ist die derzeitige Übertragungskapazität zwischen den von der EU für Deutschland angeregten Preiszonen im Übertragungsnetz (jeweils Angabe von maximaler Kapazität zu allen Stromtrassenabschnitten und theoretischer Maximalkapazität aller Trassen mit und ohne Berücksichtigung technischer Einschränkungen, beispielsweise n-1 Kriterium und Blindstromkompensation)?

Antwort:
Die Übertragungskapazität zwischen Preiszonen hängt vom konkreten Zuschnitt der Preiszonen, d.h. von der jeweils gewählten, räumlichen Trennlinie zwischen den Zonen ab. Der Bundesregierung ist kein von der EU angeregter Zuschnitt von Strompreiszonen für Deutschland bekannt. Der Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) hat auf Grundlage der Verordnung der Kommission (EU) 2015/1222 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement eine Evaluierung der aktuellen Gebotszonengestaltung im Elektrizitätsbinnenmarkt unter den Gesichtspunkten Netzsicherheit und Markteffizienz durchgeführt. In diesem Rahmen wurden verschiedene Szenarien von Gebotszonenaufteilungen und -zusammenlegungen qualitativ untersucht, unter anderem auch eine Aufteilung der großen Flächenländer Deutschland, Frankreich und Polen.
Die Studie kommt zu dem Ergebnis, die bestehenden Gebotszonenkonfigurationen in Europa beizubehalten (siehe https://www.entsoe.eu/news/2018/04/05/first-edition-of-the-bidding-zone-review-published/).

Frage Nr. 13
Wie hoch sind nach Kenntnis der Bundesregierung jeweils die geschätzten Baukosten für die derzeit geplanten Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung-Trassen (HGÜ-Trassen) Ultra-link, Südlink und Südostlink?

Frage Nr. 14
Wie hoch schätzt die Bundesregierung die jährlich anfallenden Kosten für Wartung, Refinanzierung und garantierter Rendite je HGÜ-Trasse und wie wirkt sich das auf die Netzentgelte aus (alle Angaben bitte in Euro bzw. Cent/kWh)?

Die Fragen Nr. 13 und Nr. 14 werden gemeinsam beantwortet.
Der durch die Bundesnetzagentur am 22. Dezember 2017 bestätigte Netzentwicklungsplan 2017- 2030 beinhaltet insgesamt 96 erforderliche Netzausbaumaßnahmen – davon sind fünf Maßnahmen HGÜ-Leitungen. Für die Realisierung dieser fünf Maßnahmen fallen bei den Übertragungsnetzbetreibern nach deren Schätzungen zwischen 12,8 und 13,9 Mrd. Euro an:

- Maßnahme DC1 („A-Nord") ca. 1,7 bis ca. 1,8 Mrd. Euro
- Maßnahme DC2 („Ultranet") ca. 1 bis ca. 1,2 Mrd. Euro
- Maßnahmen DC3 und DC4 („SuedLink") ca. 7 bis ca. 7,6 Mrd. Euro
- Maßnahme DC5 („SuedOstLink") ca. 3 bis ca. 3,3 Mrd. Euro

Die daraus abgeleiteten entgeltwirksamen jährlichen Kosten für Wartung, Refinanzierung bzw. Verzinsung haben ein Volumen in Höhe von ca. 1,1 bis 1,2 Mrd. Euro.

Die Auswirkungen auf die Netzentgelte hängen von verschiedenen Faktoren ab, insbesondere von der betroffenen Netzebene und der jeweils zugrunde gelegten Absatzerwartung. Da die zusätzlichen Kosten auf der Übertragungsnetzebene anfallen, ist zu erwarten, dass die Auswirkungen in den oberen Spannungsebenen, aus denen Industriekunden versorgt werden, deutlich höher sein werden als auf der Niederspannungsebene, die der Versorgung von Haushaltskunden dient.

Frage Nr. 15
Wie würde sich der für die Beibehaltung der einheitlichen Preiszone notwendige Netzausbau nach Kenntnis der Bundesregierung auf die Netzentgelte auswirken?

Antwort:
Die Bestätigung der Netzentwicklungspläne durch die Bundesnetzagentur erfolgt auf Grundlage der Prüfung von Netzausbaumaßnahmen, welche unter Berücksichtigung der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung sowohl wirksam Engpässe vermeiden als auch ausreichend ausgelastet sind. Dies berücksichtigt auch die Vorgaben des § 3a S.1 Stromnetzzugangsverordnung, der für das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland eine einheitliche Stromgebotszone vorsieht. Insofern stellt sich der Bundesregierung die Fragestellung der Identifikation eines

Netzausbaus allein zur Beibehaltung einer einheitlichen Preiszone nicht, sodass auch nicht die ausschließlich zum Erhalt der Preiszone induzierten Auswirkungen auf die Netzentgelte berechnet werden.

Frage Nr. 16
Wie hoch sind nach Kenntnis der Bundesregierung die Gesamtkosten für den bis 2025 geplanten Netzausbau, von wann stammt die Schätzung und wurde diese an gestiegene Baukosten angepasst (wenn nein, warum nicht)?

Antwort:
Die aktuelle Investitionskostenschätzung für den Netzausbau hat das Zieljahr 2030 (hierzu wird auf Antwort zu Frage Nr. 17 verwiesen). Eine Abschätzung der Investitionskosten für die bis 2025 fertiggestellten Maßnahmen und die zusätzlich für die bis 2025 aufgelaufenen Investitionskosten für die im Jahr 2025 in Planung und Bau befindlichen Maßnahmen liegt nicht vor. Die Abschätzung basiert auf Standardkostensätzen der Übertragungsnetzbetreiber (hierzu wird auf Antwort zu Fragen Nr. 13/ Nr. 14 verwiesen). Die Standardkosten wurden zuletzt im Oktober 2015 mit der Veröffentlichung des ersten Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2025 an gestiegene Kosten angepasst, und es wurden Standardkosten für HGÜ-Erdkabel ergänzt.

Frage Nr. 17
Wie stark steigen nach Kenntnis der Bundesregierung durch den geplanten Übertragungsnetzausbau die von den verschiedenen Stromkunden zu zahlenden Übertragungsnetzentgelte je kWh nach Umsetzung aller derzeit geplanten Maßnahmen aus dem Bundesbedarfsplangesetz (Angabe beruhend auf der Kostenabschätzung für HGÜ-Erdkabeltrassen und dem kalkulierten Stromverbrauch bei gleicher Höhe der „Industrierabatte", bitte je Kundengruppe in Cent/kWh)?

Antwort:
Es liegen keine belastbaren Abschätzungen für die Investitionskosten aller Maßnahmen aus dem Bundesbedarfsplangesetz vor. Die neuesten Kostenschätzungen, die der Bundesregierung vorliegen, ergeben sich aus den bestätigten NEP 2017-2030 und O-NEP 2017-2030. Auf dieser Grundlage entstehen für Onshore Netzausbau einschließlich Erdkabeln bis zum Zieljahr 2030 Investitionen in Höhe von ca. 30 bis 33 Mrd. Euro. Unter Berücksichtigung der in 2016 neu festgelegten Zinsen ergeben sich daraus zusätzliche jährliche Kosten zwischen. 2,6 und 2,8 Mrd. Euro. Die geschilderten Kostenerhöhungen treffen die unmittelbar bei

den ÜNB angeschlossenen Netznutzer am stärksten. Im Übrigen wird auf die Antwort zu Fragen Nr. 13 und Nr. 14 verwiesen.

Frage Nr. 18
Hat die Bundesregierung oder die Bundesnetzagentur einen volkswirtschaftlichen Gesamtkostenvergleich zwischen Preiszonentrennung einerseits und Preiszonenbeibehaltung plus dafür notwendigen Netzausbaus andererseits durchgeführt und wie ist das Ergebnis (Antwort bitte begründen)?

Antwort:
Hierzu wird auf die Antwort zu Frage Nr. 9 verwiesen.

Frage Nr. 19
Wie plant die Bundesregierung zu gewährleisten, dass auch weiterhin Investitionen in regenerative Energien in Deutschland erfolgen können, wenn nach Ausbau und Vollendung des EU-Energiebinnenmarktes eine Ansiedlung nur über den Wettbewerb in den jeweils ertragsreichsten Standorten erfolgen sollte und diese außerhalb Deutschlands liegen?

Antwort:
Sowohl die aktuelle EU-Richtlinie für erneuerbare Energien als auch ihre Neufassung für die Zeit nach 2020 sehen ganz klar vor, dass EU-Mitgliedstaaten selbst entscheiden können, ob und inwieweit sie ihre nationalen Fördersysteme für Anlagen im Ausland öffnen oder die erneuerbaren Energien rein national fördern und ausbauen wollen. Die Vollendung des EU-Energiebinnenmarktes steht diesem Grundsatz nicht entgegen sondern unterstützt ihn. Durch den EU-Energiebinnenmarkt kann erneuerbarer Strom europaweit gehandelt und verkauft werden, und die Erneuerbaren können somit besser in den Markt integriert werden.

Frage Nr. 20
In welchem Umfang soll nach Auffassung der Bundesregierung Deutschland zukünftig in der Lage sein, sich eigenständig mit Strom zu versorgen – insbesondere, wenn von Seiten der Stromnachbarinnen und -nachbarn ebenfalls kein Stromexport nach Deutschland bereitgestellt werden kann?

Antwort:
Die Bundesregierung liegen Erkenntnisse vor, dass Deutschland in der wahrscheinlichen Entwicklung bis 2030 energieseitig weiterhin Exporteur von Strom bleibt. Deutschland bleibt energieseitig also insbesondere eigenständig. Was die Leistung betrifft, kann sich kein Land in der EU in allen denkbaren Extremsituationen alleine versorgen. Der Binnenmarkt für Strom sorgt gerade dafür, dass der Strom

dahin fließt, wo er gebraucht wird, insbesondere wenn in einem Land der Strom in einer bestimmten Situation knapp wird. Der entscheidende Vorteil dieses Systems liegt darin, dass die Versorgungssicherheit auf diese Weise erheblich kostengünstiger gewährleistet werden kann, als wenn jeder Mitgliedstaat seine Stromversorgung alleine organisieren würde.

Frage Nr. 21
Mit welchen Maßnahmen plant die Bundesregierung zu gewährleisten, dass künftig auch weiterhin ausreichend Resilienz im Energiesystem besteht?

Antwort:
Das Thema „Resilienz" kann sehr unterschiedliche Aspekte und Bereiche umfassen, je nach Definition des Begriffes. Als Maßnahmen, um die Resilienz im Stromsystem zu stärken, sind bspw. der Netzausbau nach Bundesbedarfsplangesetz, die Netzreserve nach § 13d EnWG, die Kapazitätsreserve nach § 13e EnWG und die Verordnung für abschaltbare Lasten zu nennen. Darüber hinaus finden regelmäßig sogenannte Krisenübungen zu unterschiedlichen Themen auf nationaler und europäischer Ebene statt.

Frage Nr. 22
Welche Kapazitäten an Groß-KWK sind nach Kenntnis der Bundesregierung derzeit bei Stadtwerken oder in Industrieparks im Einsatz (bitte einzeln mit Leistung und Brennstoff angeben)?

Antwort:
In folgender Auswertung der installierten Leistung je Energieträger sind alle KWK-fähigen Erzeugungsanlagen mit einer elektrischen Netto-Nennleistung von mindestens 10 MW umfasst. Die Auswertung basiert auf dem Monitoring der Bundesnetzagentur nach § 35 EnWG (Kraftwerksliste Stand 2. Februar 2018; Kraftwerksstatus und KWK-Fähigkeit Stand 30. Juli 2018). Demnach befinden sich in Deutschland 475 KWK-fähige Kraftwerksblöcke mit einer Netto-Nennleistung von insgesamt ca. 52,0 GW. In der Auswertung sind alle in Betrieb befindlichen oder betriebsbereiten Kraftwerksblöcke (Netzreservekraftwerke, Kraftwerke in der Sicherheitsbereitschaft) berücksichtigt. Nicht in der Auswertung enthalten sind vorläufig stillgelegte Kraftwerke und solche Kraftwerke, die z. B. aufgrund von Schadensfällen vorrübergehend nicht zur Verfügung stehen.

Bei der Interpretation der Werte ist zu berücksichtigen, dass die gesamte elektrische Leistung der jeweiligen Anlagen erfasst ist. Die KWK-Leistung ist üblicherweise nur ein Teil dieser Leistung, der jedoch, wie auch die thermische Leistung, nicht statistisch erfasst ist.
Daher lässt sich aus den Angaben nicht ableiten, wie hoch die KWK-Leistung dieser Anlagen ist. Insbesondere sind die Zahlen nicht vergleichbar mit den Angaben zur KWK-Leistung in der Antwort zu Frage Nr. 23.

Energieträger	Anzahl Kraftwerksblöcke	Netto-Nennleistung (elektrisch) in MW
Abfall	65	1.342,3
Biomasse	39	789,0
Braunkohle	43	13.191,9
Erdgas	213	15.363,5
Mineralölprodukte	12	1.278,6
"Sonstige Energieträger(nicht erneuerbar)"	33	2.360,7
Steinkohle	70	17.722,4
Summe	**475**	**52.048,4**

Welche Kapazitäten bei Stadtwerken oder in Industrieparks im Einsatz sind, kann auf Basis der Monitoringmeldungen der Kraftwerksbetreiber nicht abschließend beantwortet werden. So ist bspw. anhand der Daten nicht ersichtlich, welche KWK-Anlagen für Industrieprozesse genutzt oder in ein Nah- bzw. Fernwärmenetz einspeisen.

Frage Nr. 23
Welche installierte Leistung haben nach Kenntnis der Bundesregierung in Summe KWK-Anlagen, die nach KWKG vergütet werden?
Wie ist deren Leistung je Bundesland?

Antwort:
Die installierte, elektrische KWK-Leistung aller derzeit beim Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) zugelassenen KWK-Anlagen nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz liegt bei ca. 12.000 Megawatt. Die Aufschlüsselung nach den einzelnen Bundesländern ist in nachfolgender Tabelle dargestellt:

	Stand: *31.07.2018*
Beim Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle aktuell nach dem KWKG zugelassene KWK-Anlagen inkl. Bestandsanlagen	
Bundesland	**Leistung [MW]**
Baden-Württemberg	1.238,716
Bayern	1.604,038
Berlin	1.017,568
Brandenburg	333,875
Bremen	26,265
Hamburg	268,307
Hessen	616,167
Mecklenburg-Vorpommern	440,048
Niedersachsen	979,127
Nordrhein-Westfalen	2.815,066
Rheinland-Pfalz	332,738
Saarland	261,132
Sachsen	736,181
Sachsen-Anhalt	431,892
Schleswig-Holstein	257,189
Thüringen	598,138
Gesamt:	11.956,447

Zu beachten ist, dass die KWK-Leistung eine statistische Unschärfe aufweist, da auch vereinzelt Anlagen enthalten sein können, deren Anspruch auf die Zahlung eines Zuschlags nach dem KWKG durch die Erreichung der maximal förderfähigen Vollbenutzungsstunden bereits ausgeschöpft wurde.

Die jährliche Meldepflicht für Anlagen mit einer elektrischen KWK-Leistung größer 2 MW erfolgt im Rahmen von Wirtschaftsprüfervermerken. Daher sind die gemeldeten Vollbenutzungsstunden für diese Anlagen mit einer summierten elektrischen KWK-Leistung von ca. 9.513 MW belastbar und, bezogen auf das letzte Berichtsjahr (2017), statistisch als relativ belastbar zu bewerten.

Die Datengrundlage der bereits erreichten Vollbenutzungsstunden bei zugelassenen Anlagen mit einer elektrischen KWK-Leistung bis 2 MW, die insgesamt ca. 2.126 MW

abbilden, basiert hingegen ausschließlich auf nicht verifizierten Jahresmeldungen durch die Anlagenbetreiber gegenüber dem BAFA.

Für Anlagenzulassungen im Rahmen der Allgemeinverfügung (elektrische KWK-Leistung bis 50 kW), die in Summe eine Leistung von 319 MW erbringen, besteht ferner keine jährliche Meldepflicht beim BAFA. Dadurch sind bei diesen Anlagen keine Aussagen zum gegenwärtigen Ausschöpfungsgrad der gewährten Zuschlagsansprüche möglich.

Des Weiteren können Anlagenbetreiber, deren Anlagen im Jahr 2017 den Dauerbetrieb (wieder-)aufgenommen haben, den Zulassungsantrag noch bis zum 31. Dezember 2018 beim BAFA einreichen, um den vollen Vergütungsanspruch geltend zu machen. Die Tabelle ist somit nicht als vollständiges Abbild aller derzeit in Betrieb befindlichen, hocheffizienten KWK-Anlagen mit Förderanspruch nach dem KWKG zu verstehen.

Frage Nr. 24
Welche Anlagenkapazitäten der Kraft-Wärme-Kopplung gibt es nach Kenntnis der Bundesregierung, die nicht nach KWKG vergütet werden?
Wie ist deren Leistung je Bundesland?

Antwort:
Hierzu liegen der Bundesregierung keine Daten vor.

Mit freundlichen Grüßen

Anlage zu Fragen 4 und 5

PCI-Nr.	Projekt	Prioritätskorridor	Netzverknüpfungspunkt	Erfüllt entsprechende Kriterien des Artikel 4 und Anhang IV der Verordnung (EU) Nr. 347/2013 Absatz 1	Betroffene Grenzen*	Kapazitätserhöhung* (MW)
1.3	1.3.1 Interconnection between Endrup (DK) and Niebüll (DE) 1.3.2 Internal line between Niebüll and Brunsbüttel (DE)	Priority Corridor Northern Seas Offshore Grid ("NSOG")	Endrup (DK) - Niebüll (DE)	a), b), c) (i))		
1.4	1.4.1 Interconnection between Kassø (DK) and Audorf (DE) 1.4.2 Internal line between Audorf and Hamburg/Nord (DE) 1.4.3 Internal line between Hamburg/Nord and Dollern (DE)	Priority Corridor Northern Seas Offshore Grid ("NSOG")	Kassø (DK) - Audorf (DE)	a), b), c) (i))		
1.8	1.8.1 Interconnection between Wilster (DE) and Tonstad (NO)	Priority Corridor Northern Seas Offshore Grid ("NSOG")	Wilster (DE) - Tonstad (NO)	a), b), c) (i))		
2.2	2.2.1 First interconnection between Lixhe (BE) and Oberzier (DE) [currently known as "ALEGrO"]	Priority Corridor North-South Electricity Interconnections in Western Europe ("NSI	Lixhe (BE) - Oberzier (DE)	a), b), c) (i))		

	2.2.4 Second interconnection between Belgium and Germany	West Electricity")	Gramme (BE) - Dahlem (DE)	a), b), c) (i))		
2.9	Internal line between Osterath and Philippsburg (DE) to increase capacity at western borders [currently known as "Ultranet"]	Priority Corridor North-South Electricity Interconnections in Western Europe ("NSI West Electricity")	Osterath - Philippsburg (DE)	a), b), c) (ii)), Anhang IV Absatz 1 Buchstabe a)	Schweiz, Niederlande, Deutschland	600
2.10	Internal line between Brunsbüttel-Großgartach and Wilster-Grafenrheinfeld (DE) to increase capacity at northern and southern borders [currently known as "Suedlink"]	Priority Corridor North-South Electricity Interconnections in Western Europe ("NSI West Electricity")	Brunsbüttel-Großgartach (DE), Wilster-Grafenrheinfeld (DE)	a), b), c) (ii)), Anhang IV Absatz 1 Buchstabe a)	Norwegen, Dänemark, Deutschland	1800
3.1	Interconnection between St. Peter (AT) and Isar (DE)	Priority Corridor North-South Electricity Interconnections in Central Eastern and South Europe ("NSI East Electricity")	St. Peter (AT) - Isar (DE)	a), b), c) (i))		
3.12	Internal line in Germany between Wolmirstedt and Bavaria to increase internal North-South transmission capacity	Priority Corridor North-South Electricity Interconnections in Central Eastern and South Europe ("NSI East Electricity")	Wolmirstedt - Isar (DE)	a), b), c) (ii)), Anhang IV Absatz 1 Buchstabe a)	Polen, Tschechien, Österreich, Deutschland	650

4.1	Denmark — Germany interconnection between Ishøj/ Bjæverskov (DK) and Bentwisch (DE) via offshore windparks Kriegers Flak (DK) and Baltic 1 and 2 (DE) [currently known as "Kriegers Flak Combined Grid Solution"]	Priority Corridor Baltic Energy Market Interconnection Plan ("BEMIP Electricity")	Bjæverskov (DK) - Bentwisch (DE)	a), b), c) (i))