



Ausschuss für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie

45. Sitzung (öffentlich)

8. Mai 2024

Düsseldorf – Haus des Landtags

9:04 Uhr bis 10:05 Uhr

Vorsitz: Dr. Robin Korte (GRÜNE)

Protokoll: Thilo Rörtgen

Verhandlungspunkt:

Netzentwicklungsplan Strom 2023-2037/2045

3

Vorstellung der Amprion GmbH (s. *Anlage*)

* * *

Netzentwicklungsplan Strom 2023-2037/2045

Vorstellung der Amprion GmbH (s. *Anlage*)

Vorsitzender Dr. Robin Korte: Guten Morgen, liebe Kolleginnen und Kollegen! ich begrüße Sie alle ganz herzlich zur 45. Sitzung des Ausschusses für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie. Besonders begrüße ich Frau Friedrich und Herrn Dederichs von der Amprion GmbH, die heute bei uns zu Gast sind.

Herzlichen Dank, dass Sie Ihre Bereitschaft erklärt und auch das Angebot gemacht habe, heute den Netzentwicklungsplan in der von der Bundesnetzagentur bestätigten Version vorzustellen.

Herr Dederichs hat eine kurze Präsentation (s. *Anlage*) mitgebracht. Die Präsentation umfasst etwa zehn Folien. Insofern werden wir jetzt nicht mit einer unendlichen Power-Point-Präsentation erschlagen.

Thomas Dederichs (Amprion GmbH): Herr Vorsitzender! Frau Ministerin! Liebe Mitglieder des Ausschusses! Liebe Gäste! Es ist immer eine große Ehre, hier sprechen zu dürfen.

Es hat sich tatsächlich einiges getan in Sachen Netzentwicklungsplan. Wir haben auch einiges dabei. Ich hätte im Backup bestimmt an die 100 Folien. Ich hatte aber vorgeschlagen, dass wir die bedarfsorientiert zeigen. Wenn es bei einer Thematik ein besonderes Vertiefungsinteresse gibt, dann immer gerne melden.

(*Anlage, Seite 2*)

Um alle auf den gleichen Stand zu bringen, hatte ich mir erlaubt, einmal ganz kurz zu zeigen, wo wir im Prozess stehen. Wir hatten, glaube ich, zuletzt vor einem Jahr die Gelegenheit, da etwas vertieft hineinzuschauen. Es hat sich einiges getan.

Die grundsätzliche Vorgehensweise, wie wir Stromübertragungsinfrastruktur planen, ist, würde ich behaupten, weltweit fast einmalig. Das ist ein sehr transparenter Prozess, wo wir eben auch versuchen, so früh wie möglich und so viel wie möglich einzubinden, nicht erst am Ende, wenn sozusagen feststeht, wo wir entlanglaufen, sondern ganz am Anfang schon auch bei der Frage von (*Mikrofonausfall*) und Ausgestaltung.

Wir versuchen schon sehr früh im Prozess, im Grunde auch da, wo wir uns Gedanken machen über: „Wie sieht die Energie in Zukunft aus? Welche Szenarien sind denkbar? Wie stark wird die Zukunft auf Wasserstoff basieren? Wie stark wird sie auf Elektronen oder Molekülen basieren?“, uns einzubringen, um unsere Vorschläge zu konsultieren. Wir befinden uns jetzt am Ende des Prozesses für den NEP 2023. Wir haben eine leichte Verschiebung gehabt durch den Überfall auf die Ukraine. Da haben wir zwischen durch einen Stresstest durchgeführt für den Winter 2022/2023. Das hat dazu geführt, dass der NEP 2023 final erst Anfang 2024 bestätigt wurde. Wir haben also einen leichten Offset von ein paar Monaten gehabt, den wir aber – so glauben wir – in dem weiteren Verfahren wieder aufholen zu können.

An dieser Stelle ganz kurz einen großen Dank für die Unterstützung aus Ihren Reihen, aber auch insbesondere an die aktuelle Bundesregierung. Wir haben in dieser Legislaturperiode wirklich einen großen Schritt gemacht beim Thema „Beschleunigung des Netzausbaus“. Dafür möchte ich mich ganz herzlich bedanken, weil das ist nicht selbstverständlich. Wir haben da natürlich auch mit Rechtssicherheiten zu kämpfen, die wir so ein bisschen abwägen müssen. Das heißt, ein Großteil dieser Beschleunigungsmaßnahmen wird sich nicht zwingend auf schon in Planung befindliche Projekte beziehen, aber insbesondere auf die neuen.

Um mal ein Beispiel zu nennen: Mit der ersten Generation der großen Stromautobahnen, die wir von Nord nach Süd planen, haben wir 2012 begonnen. Die werden aller Voraussicht nach ... Ich glaube, unser Projekt A-Nord soll 2027 an den Start gehen. Danach kommen Sümlink, Südostlink 2028, 2029, 2030. Also, für eine große Stromautobahn haben wir dann in Summe 16, 17, 18 Jahre gebraucht.

Die nächste Generation, die jetzt aber in Planung geht, der Rhein-Main-Link, das Projekt Korridor B, die Projekte, die jetzt auch im neuen Netzentwicklungsplan bestätigt werden, da gehen wir fest davon aus, dass wir die in acht bis zehn Jahren realisieren können. Das gibt Ihnen ein ganz gutes Gefühl dafür. Das ist vielleicht noch nicht das Deutschlandtempo, das der Kanzler vorgegeben hat, es ist aber eine enorme Beschleunigung. In China geht es vielleicht noch schneller, aber wenn man Beteiligungsrechte ernst nimmt und wenn wir wirklich schauen wollen, dass eben hier jeder die Möglichkeit hat, mitzuwirken in diesen Prozessen, dann bin ich gar nicht sicher, ob es noch viel schneller geht. Von diesen acht bis zehn Jahren ist die eigentliche Bauzeit fast das kleinste Fenster. Das sind am Ende zwei bis zweieinhalb Jahre, die wir tatsächlich mit dem Bau beschäftigt sind. Auch in den jetzt verkürzten Zeiträumen ist nach wie vor der Großteil wirklich Planung, Genehmigung.

Ein ganz anschauliches Beispiel – dann bin ich aber auch fertig mit dem Werbeblock –: Wir haben die Bundesfachplanung, die in der bisherigen Welt die Raumordnung dargestellt hat ... Das hat ja im Verfahren bei der Bundesnetzagentur gelegen. Mit unseren Projekten haben wir teilweise für diesen Raumordnungsschritt sechs, sieben Jahre gebraucht. Wir haben das ersetzt durch ein Verfahren mit dem Namen „Präferenzraumverfahren“. Das basiert im Grunde auf dem modernsten Stand der Technik. Wir haben künstliche Intelligenz, wir haben genetische Algorithmen genutzt auf Geoinformationssystemen. Wir haben im Grunde digitalisiertes Kartenmaterial intelligent gemacht, um automatisiert beste Wege zu finden, um sehr schnell realistische Trassenräume zu finden, um letztendlich auch die Betroffenheiten sehr früh abklären zu können. In der Vergangenheit haben wir häufig Start- und Endpunkte benannt und dazwischen waren Millionen Menschen, die gedacht haben, dass sie betroffen sind von Netzausbau, und haben dann aber sehr schnell festgestellt je konkreter die Leitung wurde, am Ende sind es halt dann doch nur wenige 100 m links und rechts von der Leitung, die eine ganz akute Betroffenheit haben. Mit diesem Präferenzraumverfahren war es im Grunde möglich, das, was bisher sechs Jahre gedauert hat, in gerade mal sechs Monaten fertigzustellen. Das ist ein enormer Gewinn und zeigt so ein bisschen, dass wir wirklich gute Dinge sind, dass es jetzt deutlich schneller gehen kann.

Was Sie auf der Folie sehen, ist diese Dialektik zwischen dem Netzentwicklungsplan auf der Onshore-Seite und dem O-NEP, dem sogenannten Offshore-Netzentwicklungsplan – heute ist es der FEP, der Flächenentwicklungsplan –, der sich insbesondere um die Frage der Auktionen der Windparks auf See fokussiert. Also, da gibt es natürlich eine große Wechselwirkung. Ich glaube, ich verrate nicht zu viel. Der Netzentwicklungsplan ist immer stärker determiniert von den Offshore-Ausbauzielen und auch den damit verbundenen Kosten. Der gesamte Netzentwicklungsplan, den ich Ihnen jetzt gleich vorstellen werde, wird nach unserem Planungsstand Investitionskosten in Höhe von 330 Milliarden Euro verursachen. Das ist eine Stange Geld; das ist uns sehr bewusst. Deswegen haben wir im Moment einen sehr intensiven Diskurs mit BMF, BMWK und nicht zuletzt auch Bundeskanzleramt zu der Frage, wie man da Kosten einsparen kann, welche Potenziale es gibt, um da sicherzustellen, dass wir wirklich nur den effizientesten und notwendigsten Netzausbau vorantreiben.

Ich hatte eben den Konnex dargestellt. Von diesen 330 Milliarden sind inzwischen über die Hälfte Investitionen, die im Grunde auf der Seeseite getätigt werden, also die Kabelinvestitionen insbesondere in der Gleichstromtechnik, 525.000 Volt. Das ist neueste Technologie. Die hilft uns auch, zum Beispiel Natureingriffe zu minimieren. Wir schaffen es inzwischen, über ein einzelnes Kabelsystem 2.000 MW, also den Gegenwert von zwei Großkraftwerken, zwei Kernkraftblöcken, über ein Kabel zu transportieren. Bis vor wenigen Jahren waren wir mit der alten Kabeltechnologie bei 800, 900 MW. Da hätten wir mehr als doppelt so viele Kabel gebraucht, um sozusagen die gleiche Energiemenge über das Wattenmeer ins Landesinnere zu transportieren. Das ist durch Technologiesprünge deutlich reduziert worden. Und trotzdem sind damit Kosten verursacht. Wir hoffen – das ist natürlich auch eine Facette, die für den Wirtschaftsausschuss nicht uninteressant ist –, dass ein nicht unerheblicher Anteil der damit verbundenen Wertschöpfung auch tatsächlich in Deutschland bleibt. Die Amprion alleine hat in den letzten sechs Monaten im Einkauf Verträge unterschrieben für über 17 Milliarden Euro, zum Beispiel mit der NKT aus Köln, die einen dreistelligen Millionenbetrag investieren wird in die Kabelproduktion hier vor Ort. Fast alle unsere Tiefbauaufträge gehen ausschließlich in Unternehmen, die in der Region tätig sind, also immer auch entlang der Strecke. Das ist für uns ein ganz wichtiges Merkmal.

Man muss fairerweise dazu sagen: Die Kapazitäten sind irgendwo erschöpft. Ich glaube, heute war wieder im Handelsblatt ein Artikel zum Thema „Transformatoren, Konverterplattformen“, die Technologie selber dahinter. Das sind alles Kapazitäten, die an einem Weltmarkt gehandelt werden und die knapp werden, weil wir natürlich in Deutschland nicht alleine sind. Energiewende machen ganz viele. Da müssen wir so ein bisschen schauen. Ich glaube, wir sind gut aufgestellt. Zumindest für die nächsten Jahre sind die Auftragsbücher gut gefüllt. Aber auch da gibt es Effekte, die wir im Auge behalten müssen, dass wir auch das System nicht überfordern, dass wir uns vielleicht an der einen oder anderen Stelle so ein bisschen Zeit gönnen, da, wo das möglich ist. Dazu komme ich gleich noch.

(Anlage, Seite 3)

Ich würde einfach mal auf eine Karte springen, um das ein bisschen zu veranschaulichen. Was Sie sehen, sind eine Menge an Linien. Ich glaube, die muss man ein bisschen herleiten.

Wir unterscheiden in der Regel auf der ersten Ebene die Gleichspannungs- von den Wechselspannungsprojekten, also DC und AC. Die Gleichspannungsprojekte sind die großen Stromautobahnen. Das sind die Projekte, die uns zwar am meisten helfen, erneuerbare Energien ins System einzubinden und eben auch Stromtransport von Nord nach Süd zu ermöglichen, aber es sind eben auch die teuersten Systeme. Deswegen haben wir darauf besonders viel Augenmerk gelegt. Wir haben auch da modelltechnisch noch mal einen Sprung nach vorne gemacht, haben in diesem Netzentwicklungsplan eine Heuristik programmiert, die im Grunde in so einem Format – der Fachbegriff ist „genetische Algorithmen“ – Hunderttausende von Varianten durchgerechnet hat, um sozusagen zu schauen: Was ist das optimale Set an Verbindungen? Wo starten wir? Wo sammeln wir den Strom ein? Wo speisen wir ihn aus? Wo haben wir die Verbindungen zum existierenden Netz? In grau hinterlegt sehen Sie so ein bisschen das ganze existierende Leitungsnetz in Deutschland, und die fett hervorgehobenen, die etwas dicker dargestellten Leitungen, das sind die, die in diesem Netzentwicklungsplan neu dazu bestätigt wurden.

Wir haben ein paar Erkenntnisse gesammelt. Das eine ist: Wir halten es zunehmend für schwierig, massive Landschaftseingriffe zu rechtfertigen, um nur ein einzelnes Kabelsystem zu verlegen. Das ist ein Konzept, das wir bei der Amprion mitentwickelt haben. Wir nennen das „Energiekorridore“. Das heißt, wir versuchen auch hier, unter Akzeptanzgesichtspunkten zu bündeln. Also, im Idealfall legen wir drei bis vier Systeme in einen Kabelgraben. Unser größtes Vorzeigeprojekt ist unser Projekt DC35. Das ist Teil des sogenannten Rhein-Main-Links. Dahinter steckt die Idee, Offshore-Wind aus der Nordsee und Onshore-Wind, der an der Küste gesammelt wird, in den Frankfurter Raum zu bringen. Wir haben im Raum Frankfurt aufgrund der großen Nachfrage durch Rechenzentren, aber auch durch die Chemieindustrie bis Ludwigshafen eine Menge an Nachfrageentwicklung, zusätzliche Nachfrage, die wir da sehen. Wir werden in diesem Projekt Rhein-Main-Link in Summe 8.000 MW transportieren. Das ist auch technologisches Neuland. Da sind wir uns aber sehr sicher, dass wir das darstellen können. Das ist, wenn man das so sagen darf, Europas größtes Infrastrukturprojekt. Es gibt in Europa kein anderes Projekt, das so viel Energie auf engem Raum transportieren kann. Dahinter stecken am Ende zwei Offshore-Windparks und zwei Konverterstationen an Land, wo wir versuchen, die gebündelt in dieser Trasse zu führen. Das zeigt so ein bisschen diesen Gedanken, was sozusagen hinter einem Energiekorridor steckt. In der Vergangenheit hätten wir dafür unter Umständen drei oder vier Masten parallel gebraucht, hätten natürlich viel stärkere Landschaftseingriffe gehabt.

Ich will kein flammendes Plädoyer für das Kabel halten, weil am Ende des Tages diese Diskussion ist ja auch noch ongoing. Wir sehen auch in Berlin, dass da durchaus gestritten werden kann und dass da auch vernunftbegabte Menschen durchaus zu unterschiedlichen Schlüssen kommen, weil es kommt natürlich so ein bisschen darauf an, was Sie wie hoch gewichten. Ich kann nur unseren Eindruck dazu spiegeln. Wir sind davon überzeugt, dass wir zumindest bei den jetzt schon in Planung befindlichen Projekten auf jeden Fall das Kabel bevorzugen, weil wir merken, dass wir durchaus

einen akzeptanzfördernden Schritt gemacht haben. Wir stehen natürlich mit den direkt betroffenen Landwirten usw. immer im Austausch und müssen da immer schauen, wie wir Eingriffe minimieren können. Aber wir merken bei vielen unserer Projekten tatsächlich eine höhere Bereitschaft in der Bevölkerung, Energieinfrastruktur mitzutragen.

Eines der Konfliktfelder, das wir in NRW hatten, war ja zum Beispiel der Konverterstandort Osterath in der Nähe von Düsseldorf, wo wir eine intensive Bürgerbeteiligung hatten, wo wir auch mit der Politik sehr lange gerungen haben, wo wir letztes Jahr die Planungsgenehmigung, die Baugenehmigung bekommen haben und tatsächlich jetzt auch nach Ablauf der Fristen sagen können: Es hat niemand geklagt. – Vielleicht geben wir uns sehr früh zufrieden. Uns reicht es manchmal schon, wenn keiner klagt. In der Vergangenheit war es durchaus üblich, dass diese Verfahren massiv beklagt wurden und wir dann in der Regel bis vorm Bundesverwaltungsgericht in Leipzig in diesem Verfahren teilweise wieder Zeit verloren haben. Ich muss sagen, wir haben da eine sehr, sehr hohe Quote. Wenn wir die Verfahren ordnungsgemäß durchlaufen – das ist in der Regel der Fall –, haben wir 90, 95 % der Verfahren in Leipzig gewonnen. Auch da ist es uns sehr wichtig, dass die Menschen vor Ort zu Wort kommen und dass man diese Belange auch ernst nimmt. Aber am Ende des Tages, wie gesagt, kann es eben durchaus zu Verzögerungen führen.

In Osterath ist das nicht der Fall. Das bezieht sich allerdings auf ein Projekt, das jetzt hier nur noch dünn gestrichelt dargestellt ist. Sie sehen hier die Linie von Emden runter in den Raum Düsseldorf. Das ist das Projekt A-Nord. Und dann geht es von Düsseldorf weiter bis nach Baden-Württemberg; das ist das Projekt Ultramet. Das ist für uns ein ganz spannendes Projekt. Ich sagte eben, Fertigstellung von A-Nord ist momentan geplant für 2027. Da sind wir ganz zuversichtlich. Wir hatten mal Ende 2026 aufgrund der Beschleunigungsmaßnahmen angepeilt. Kann noch klappen, aber 2026 oder 2027 sollten Ultramet und A-Nord in Betrieb gehen.

Die wiederum werden massive Auswirkungen haben auf die Redispatch-Kosten. Ich glaube, das ist ein Thema, das wir hier auch im Ausschuss schon beim letzten Mal angesprochen hatten. Wir haben im vorletzten Jahr leider die Rekordsumme von über 4 Milliarden Euro ausgeben müssen für Redispatch. Wir nennen das immer die Strafzahlung für einen nichterfolgten Netzausbau. Also, Redispatch ist am Ende das, was ich machen muss, weil ich nicht die Infrastruktur habe, um die Energie dahin zu transportieren, wo sie gebraucht wird. Diese 4 Milliarden Euro sind jetzt zum Glück 2023 schon auf 3 Milliarden zurückgegangen. Wir sehen im Moment, dass wir 2024 wahrscheinlich deutlich unter diesen drei bleiben können. Das hat vor allen Dingen auch wieder mit den zurückgehenden Strompreisen zu tun. Wir sind ja zum Glück von den höchsten Niveaus, die wir vor anderthalb, zwei Jahren hatten, wieder ein gutes Stück weg. Aber auch die Mengen gehen ein Stück weit zurück. Das liegt daran, dass wir ein paar Wechselstromprojekte im letzten Jahr in Betrieb genommen haben, unter anderem das Projekt CCM Cloppenburg – Conneforde, das lange in der Pipeline war. Es ein Lückenschluss zwischen der TenneT-Regelzone und der Amprion-Regelzone. Das Projekt alleine wird vermutlich 300 bis 400 Millionen Euro pro Jahr einsparen an Redispatch. Das sind Projekte, die teilweise in der gleichen Größenordnung kosten.

Um zu zeigen, dass volkswirtschaftlich dieser Netzausbau wirklich hochgradig effizient ist: Wir haben Projekte, die amortisieren sich in 12 bis 18 Monaten. Deswegen, glaube ich, ist es nach wie vor sinnvoll, dass wir auch über Netzausbau nachdenken und auch schauen, dass wir den vorantreiben. Wie gesagt, wir sind da ja noch lange nicht am Ende.

Aber alles hat irgendwo ein Ende. Ich habe eben gesagt, 330 Milliarden Euro müssen wir natürlich auch in den Kontext setzen. Wir glauben, dass wir vielleicht am Ende ... Wir haben ja in diesem Jahr zum ersten Mal bis nach 2045 geschaut. Der Bundesgesetzgeber hatte vor zwei Jahren das EnWG geändert. Das war auch Teil der Koalitionsvereinbarung im Bund, dass wir eben Netzentwicklungsplan ... Wir haben in der Vergangenheit immer in der Regel zehn Jahre nach vorne geschaut und haben dann so ein bisschen immer das nachgeführt. Wir haben aber dieses Mal das Klimaneutralitätsnetz in den Blick genommen und wirklich geschaut, was am Ende dieser Entwicklung bis 2045 steht. Dadurch verschiebt sich jetzt vielleicht das eine oder andere, weil natürlich weiterhin Netzausbau hochgradig sinnvoll ist und weil wir natürlich weiterhin schauen müssen, dass wir zumindest von diesen Redispatch-Kosten herunterkommen, dass wir so schnell wie möglich die wichtigsten Projekte voranbringen.

Aber wenn ich bis ans Ende dieser Entwicklung schaue nach 2045, gibt es weiterhin Unsicherheiten. Wir wissen nicht ganz genau, wie groß der Anteil ist, den die Moleküle im Vergleich zu den Elektronen schultern. Das ist die Diskussion: Ist der Wasserstoff ein Champagner? Ist der Wasserstoff so allgegenwärtig und können wir ihn auch günstig importieren? Keiner hier hat eine Prognose für den Weltmarkthandelspreis für grünen Wasserstoff 2045. Diese Zahl alleine determiniert aber tatsächlich in gewissem Umfang auch die Höhe dieses benötigten Netzausbaus. Deswegen sind wir im Moment dabei, uns selber kritisch zu hinterfragen. So hätte ich es mal genannt.

Wir haben nämlich eine Besonderheit – die Kollegen haben das hier in Rot hervorgehoben –: Wir haben tatsächlich zwei Netzausbaumaßnahmen von der Bundesnetzagentur bestätigt bekommen, die wir selber gar nicht vorgeschlagen haben. Das heißt, die Bundesnetzagentur hat sozusagen auf das Gesamtpaket an Netzausbau, das wir geschnürt hatten, noch mal etwas obendrauf gelegt. Das sind die Projekte DC40plus und DC42plus. Ich glaube, dass die Kollegen in Bonn grundsätzlich einen positiven Impuls damit verbunden haben, weil sie eben – ich hatte eingangs die Energiekorridore erwähnt – die Idee haben, das Land nicht mehr auf Hunderten von Kilometern umzugraben für ein einzelnes Kabelsystem. Deswegen hat die Bundesnetzagentur uns empfohlen, in diesen Systemen DC40 und 42 – das sind keine Amprion-Systeme; das sind die Systeme der Kollegen von TenneT und 50Hertz – ... Die waren geplant tatsächlich als einzelnes Kabelsystem. Ich glaube, dass die Bundesnetzagentur da für sich den Schluss gezogen hat: Wenn man sowieso anfängt, dass die Bagger rollen, wenn man sowieso einen Kabelgraben ausheben muss, dann lasst uns da doch von vornherein zwei Systeme reinwerfen. – Aber in unseren Berechnungen haben sich diese Systeme nicht gezeigt, und wir würden sie auch weiterhin nicht empfehlen. Wir haben auch ein bisschen die Befürchtung, dass sie sich im nächsten Netzentwicklungsplan wieder nicht zeigen. Damit haben wir so ein bisschen jetzt auch eine Debatte. Das mag die BNetzA nicht, aber ich finde, das gehört zur Offenheit dazu. Wir werden natürlich in den nächsten Wochen und Monaten im Deutschen Bundestag eben auch eine Debatte

über dieses Bundesbedarfsplangesetz bekommen. Diese beiden Verdopplungen alleine sind ein Gegenwert von über 10 Milliarden Euro. Deswegen wäre es uns ein Anliegen, dass man das noch mal überprüft. Das kann man machen im Rahmen des NEP 2025, das kann man auch sicherlich in Ad-hoc-Rechnungen noch vorher machen, wenn man das schnell haben möchte.

Die grundsätzliche Überlegung, vom Netzentwicklungsplan nach oben abzuweichen, ist auch für uns Neuland. Bisher war die Arbeitsteilung immer: Wir machen einen Vorschlag, und die Bundesnetzagentur nimmt ein bisschen was runter bei den Maßnahmen, wo sie nicht 100 % überzeugt war. Dass wir nach oben korrigiert werden, das kannten wir noch nicht.

Eine Frage, die auch mit diesen Maßnahmen verbunden ist – das haben wir auf der rechten Seite dargestellt –, ist das Thema der Kreuzungspunkte. Jetzt will ich nicht zu technisch werden, aber ganz ersparen kann ich es Ihnen nicht. Wir führen eine intensive Diskussion über die Frage von Vermaschung von DC-Systemen. Also, diese großen HGÜ-Stromautobahnssysteme auf Gleichstrombasis sind bisher aufgrund der Technologie immer nur als Punkt-zu-Punkt-Maßnahmen ausgeführt. Auch beim Offshore-Wind verbinden wir einen einzelnen Windpark mit einer einzelnen Station an Land. Wenn wir uns unsere landseitigen Projekte anschauen, dann haben wir in der Regel auch einen Einspeisepunkt und einen Ausspeisepunkt. Wir kommen langsam in den Bereich, dass man so, wie wir das im normalen Verbundsystem kennen, auch im Gleichstrom die Systeme deutlich besser vernetzen kann und dann wirklich auch über ein integriertes Verbundsystem nachdenkt, im Idealfall irgendwann einmal, in 20, 30 Jahren, europaweit, dass wir wirklich ein Overlay-Netz haben. Also, wir legen im Grunde noch mal eine komplett neue Technologie über das schon bestehende Netz, das uns von Portugal bis Estland verbindet. Das ist aber eben technologisch noch nicht auf einer Reifestufe, dass wir das als Amprion vollständig empfohlen haben. Wir haben eine Company Policy, dass wir in der Regel Technologien nur dann kaufen, wenn sie uns von mindestens zwei Anbietern angeboten wird. Im Moment gibt es auf dem Weltmarkt nur einen Anbieter, der Ihnen die Lieferung von vermaschungsfähigen DC-Systemen verspricht. Deswegen haben wir da noch auch auf unserer Seite durchaus einen Innovationsbedarf, wo wir hoffen, dass wir vorankommen und dann natürlich auch diese Planungen sich noch mal in Details verändern können.

Das war jetzt etwas ausführlicher, weil es aber wirklich auch den Kern darstellt. Mit den jetzt folgenden Folien kommen noch ein paar Aspekte, die jetzt aber auch von der Wertigkeit in Euro gerechnet deutlich geringer sind.

(Anlage, Seite 5)

Jetzt kommen wir ein bisschen in die Amprion-Regelzone und damit auch stärker mit dem Blick nach Nordrhein-Westfalen. Wir haben in Summe im Netzentwicklungsplan, ich glaube, über 90 Streckenmaßnahmen vorgeschlagen, die das Bestandsnetz oder das Wechselstromnetz betreffen. Das allermeiste von diesen Vorhaben sind heute keine Neubauten mehr in neuer Trasse, sondern die meisten dieser Maßnahmen sind Umbeseilungen, sind Verstärkungen, sind teilweise Parallelneubauten. Das heißt, da, wo Sie entlang der Autobahnen schon Trassen vorfinden, fangen wir jetzt an, im Grunde entweder sogenannte Hochtemperaturleiterseile zu verwenden, dass wir mehr

Strom über die gleiche Trasse transportieren können. Wir fangen teilweise an ... Stellenweise sieht man das noch, wenn man um Köln rumfährt, dass wir Gestänge haben, wo nicht auf beiden Seiten schon alle Plätze belegt sind, sondern auf einer Seite hängen Leiterseile, auf der anderen Seite sind noch Plätze frei. Auch die werden jetzt natürlich Schritt für Schritt erschlossen. Das Grundprinzip dahinter lautet NOVA. Wir versuchen immer, eine Netzoptimierung durchzuführen, bevor wir in eine Verstärkung gehen, bevor wir in den Ausbau gehen. Das heißt, auch wenn unter monetären Gesichtspunkten natürlich die DC-Welt ein bisschen dominiert, weil es sich da auch um Neubau handelt und insbesondere den Offshore-Anschluss, haben wir es jetzt hier mit einer Frage zu tun, die deutlich weniger an Kosten verursacht, aber unter Umständen ganz viel Nutzen stiftet, weil diese Maßnahmen eben auch helfen können, den Redispatch zu reduzieren, ganz viel Erneuerbare einzubinden und insbesondere auch sozusagen in den Schnittstellen zu den Verteilnetzen, wenn es eben nicht darum geht, jetzt Strom über hunderte Kilometer zu transportieren, sondern wir haben ja auch einen unglaublich dynamischen Photovoltaikausbau, nicht zuletzt auch in NRW. Also, die Zahlen haben uns selber ein bisschen überrascht, weil wir ja in den Netzentwicklungsplänen in der Vergangenheit sehr viel PV-Ausbau in Ostdeutschland unterstellt haben für Freiflächenanlagen etc. Wir sehen aber im Moment, die letzten Monate laufen PV-Ausbauten bei uns in der Regelzone ausgesprochen gut.

Die Folien werden Ihnen alle im Nachgang zur Verfügung gestellt. Wenn Sie vor Ort eine Betroffenheit haben, jetzt vielleicht sogar in Ihren Wahlkreisen oder so, kommen Sie gerne jederzeit auf uns zu. Wir können gerne Infomaterial zur Verfügung stellen. Wir haben bei uns auf der Webseite ausführliche Informationen zu all diesen Projekten. Frau Friedrich und die Kollegen aus der Landespolitik bei uns im Team sind da immer gerne behilflich.

Sie sehen auch hier das Muster. Die Bundesnetzagentur hat sehr viel bestätigt, sie hat nicht alles bestätigt. Im Bereich der Wechselstrommaßnahmen sind tatsächlich ein paar Projekte rausgeflogen. Das war für Nordrhein-Westfalen nicht dramatisch. Das sind wirklich hier nur kleinste Eingriffe, die wir glauben, an anderer Stelle kompensieren zu können. Für das Saarland war das etwas unangenehmer. Da gibt es tatsächlich noch unterschiedliche Auffassungen zwischen Saarbrücken und Bonn, was die Entwicklung der Strombedarfe im Saarland angeht, insbesondere bei dem Thema „grüner Stahl, Dillinger Hütte“. Da haben die Saarländer sehr ambitionierte Pläne. Die Bundesnetzagentur hat die zumindest jetzt in dem Umfang für nicht bestätigungsfähig eingestuft. Aber wir arbeiten da weiter dran. Wir sind gerade mit Herrn Minister Barke im Austausch. Das Saarland ist davon weiter fest überzeugt. Wenn das benötigt wird, sind wir, glaube ich, auch in der Lage, das zu heilen. Also, diese Maßnahmen kann man durchaus noch in den Folgejahren bestätigen, aber wir haben auch da jetzt bis zum NEP 2025 leider erst mal zwei Jahre verloren.

(Anlage, Seite 6)

Jetzt kommt ein Kapitel aus dem Netzausbau, das wirklich fast nur noch auf Expertenebene bekannt ist. Ich will Ihnen aber auch das nicht vorenthalten. Wir haben neben den langen Streckenmaßnahmen eine Unmenge an Aktivitäten in den sogenannten Punktmaßnahmen. Was verbirgt sich hinter einer Punktmaßnahme? Punktmaßnahmen

sind für uns die Aktivitäten an den Umspannwerken selber. Also, wenn Sie sozusagen in den Autobahnkreuzen unsere Schaltfelder, die großen Sammelschienen sehen, da, wo die ganzen Leitungen letztendlich zusammengeführt werden, verbunden werden, da finden im Moment unglaublich viele Aktivitäten statt. Bei uns sind, glaube ich, im Moment über 100 solcher Umspannanlagen im Umbau befindlich. An der Grenze zwischen Nordrhein-Westfalen und Niedersachsen zum Beispiel entstehen die größten Umspannwerke der Welt. Die Umspannanlage Hanekenfähr in der Nähe von Lingen zum Beispiel wird mit fünf Sammelschienen und 32 Schaltfeldern auf 26 ha die größte Anlage ihrer Art. Also, das ist das, wo man dann aber wirklich auch Energiewende zum Greifen erleben kann, weil da kommt alles zusammen. Wir werden da Offshore-Wind an zwei Konvertern anschließen, dann wird eine Elektrolyse anlanden, da wird ein Phasenschiebertransformator stehen, um den Lastfluss zu beeinflussen, da werden große Batterieprojekte angeschlossen. Das heißt, in der Summe kommen diese Standorte jetzt mehr und mehr.

Bisher waren die größten in NRW, Rommerskirchen etc. Wir haben ganz große Umspannanlagen auch hier, und wir werden auch viele neue noch brauchen. Wir sind insbesondere mit den Kollegen von der Westnetz in einem ganz engen Austausch. Wir haben in Nordrhein-Westfalen wahrscheinlich am Ende des Tages einen Bedarf von zwei Dutzend neuer Anlagen, einfach weil der Austausch zwischen den Übertragungs- und Verteilnetzebenen viel intensiver wird. Wir haben im Grunde in der Vergangenheit diese Philosophie gelebt: Der Übertragungsnetzbetreiber bringt den Strom, speist ihn nach unten, der Verteilnetzbetreiber verteilt ihn – daher der Name –. – Das durchbrechen wir natürlich immer stärker durch die Photovoltaikeinspeisung, durch die Wind einspeisung auch vor Ort. Wir haben in Nordrhein-Westfalen inzwischen mehr und mehr Regionen, die in der Lage sind, in vielen Stunden des Jahres Energie zurück zu speisen ins Übertragungsnetz. Wir haben ein paar Mitbewerber, Netzbetreiber, insbesondere in Ostdeutschland, die ja auch immer werben mit ihrer Erneuerbarenquote. Weil sie natürlich auch deutlich weniger Industrie zu versorgen haben, ist das immer ein bisschen einfacher. Aber auch bei der Amprion, um eine aktuelle Zahl zu nennen: Wir haben im April 2024 49 % Erneuerbarenanteil in der Stromversorgung in NRW gehabt. Da muss man auch wieder schauen: Ja, der Bund ist etwas weiter, weil wir sozusagen natürlich im Bundesschnitt da teilweise schon auf 60, 65 % gehen, aber dafür, dass wir natürlich jetzt hier auch in den letzten Monaten wieder eine deutliche Steigerung auch der Nachfrage gesehen haben ... Also, wir sehen jetzt auch durch die niedrigeren Industriestrompreise, dass Industrie zurückkommt, nicht in dem Umfang, wie wir uns das immer wünschen würden, gerade bei uns in der Regelzone sind ja vier große Aluminiumstandorte, die sich weiterhin sehr schwertun. Aber wir sehen eine Steigerung. Ich glaube, im Vergleich zum Vorjahresmonat ist die Last um 4 % gestiegen. Das ist zumindest mal ein positives Zeichen. Trotzdem gelingt es uns inzwischen, rund die Hälfte erneuerbar darzustellen.

Warum spreche ich das Thema „Punktmaßnahmen“ an? Wie gesagt, es ist nicht super sexy, aber das ist verbunden mit einem unserer größten Probleme, wo ich auch glaube, dass wir auf Landesebene noch was tun können oder zumindest sehr intensiv im Austausch bleiben müssen. Das ist das Thema „Flächenbedarf“. Bei fast allem, was jetzt passiert, stellen wir fest ... Ich habe auf der Agenda gesehen, der Landesentwick-

lungsplan kommt heute auch noch dran. Wir haben natürlich da ganz viele Interessen, die jetzt auf einmal auftauchen. Wir waren zum Beispiel in einem intensiven Austausch mit den Kollegen von der RWE, die ja stellenweise auch vielleicht jetzt an dem einen oder anderen Standort Kraftwerke zurückbauen, und hatten die Hoffnung: Das ist doch super. Dann haben wir da heute schon für die Energiewirtschaft genutzte Flächen. Die kann man vielleicht in eine Anschlussnutzung überführen. – Pustekuchen. Denn fast überall da, wo ein Kraftwerk heute steht, möchte entweder die RWE ein neues bauen oder man möchte einen großen Elektrolyseur bauen oder man möchte einen großen Batteriespeicher bauen oder wir kommen und möchten eine Konverteranlage bauen oder wir brauchen ein neues Umspannwerk. Das heißt, in Summe glauben wir, dass wir tatsächlich deutlich mehr an Flächen brauchen für die Energiewirtschaft, als das zumindest in der Vergangenheit der Fall war. Ich glaube, dass die Diskussion auf der Erneuerbareseite schon weit gediehen ist. Jeder hat sozusagen Flächenanteile für Wind und PV im Kopf. Aber ich würde Sie ermuntern oder ermutigen, auch Flächenanteile für Energieinfrastruktur mitzudenken, weil das am Ende des Tages für uns ein echter Bottleneck sein kann, gerade in dicht besiedelten Regionen.

(Anlage, Seite 7)

Dann kommen wir von den Umspannanlagen ganz kurz zum Thema der Interkonnektoren, weil das ist, glaube ich, eine ganz interessante Geschichte. Wir haben in Berlin in den letzten ein, zwei Jahren an der sogenannten Systementwicklungsstrategie gearbeitet. Das heißt, das, was wir in Deutschland machen mit dem Netzentwicklungsplan, endet ja nicht an den Grenzen, sondern die Frage, die uns immer umtreibt, ist natürlich insbesondere die der Stromimporte und -exporte und die Einbindung in den europäischen Binnenmarkt. Wir haben in Nordrhein-Westfalen mit großer Unterstützung der Landesregierung und, ich glaube, der Bezirksregierung Köln, die damals das Verfahren geführt hat, die erste Stromautobahn nach Belgien gebaut, übrigens in Rekordzeit. Also, das ist ein Kabel, ein Gleichstromkabel. Wer sich das mal anschauen will, ist herzlich eingeladen. Wir haben quasi zwischen Lüttich und Oberzier an Aachen vorbei einen Kabelgraben gezogen und haben da ein Gleichspannungskabel eingelegt, haben Konverterstationen gebaut, die mit über 95 % Einsatzzeit im Moment voll ausgelastet sind. Also, das war wirklich ein Vorzeigeprojekt, wo wir innerhalb von drei, vier Jahren in der Lage waren, das umzusetzen. Ich will jetzt nicht sagen, die Landwirte standen applaudierend am Wegesrand, aber im Grunde hat es sich so angefühlt. Es war natürlich auch stark getrieben von der Frage Doel und Tihange, wie es mit den belgischen Kernkraftwerken weitergeht. Aber wir sehen, dass das eine enorme Stärkung des Stromhandels zwischen diesen beiden Ländern bedeutet. Auf der Ebene wollen wir gerne weitermachen. Wir haben im Netzentwicklungsplan ein zweites Leitungsprojekt nach Belgien eingebracht. Wir haben eine Verstärkung nach Luxemburg eingebracht. Wir haben eine Verstärkung in Richtung Schweiz, Frankreich, Österreich. Davon sind auch quasi alle auf Grün. Hier hat die Bundesnetzagentur an der Stelle sehr, sehr viel genehmigt, trotz allem – ich hatte die Systementwicklungsstrategie eben kurz angesprochen –, weil die Wünsche aus Berlin noch deutlich weitgehender sind. Wir reden heute über eine Austauschleistung mit dem Ausland in der Größenordnung von vielleicht 40 GW. Wir planen in den Netzentwicklungsplänen, dass wir auf eine Größenordnung von 50 bis 60 GW kommen. Die Systementwicklungsstrategie des

BMWK hätte gerne 90. Da fehlt uns noch etwas. Das ist auch nicht beliebig beschleunigbar, weil das am Ende des Tages ... Das liegt nicht so sehr an den Genehmigungsverfahren, sondern es liegt wirklich an den teils sehr aufwendigen Prozessen in Europa, die ja auch immer politisch begleitet sind. Im Nordseeraum mit den Dänen, mit den Norwegern entwickelt sich das im Moment sehr dynamisch, sehr positiv. Aber im Pentalateralen Energieforum zum Beispiel, auch im Austausch mit den Beneluxstaaten, im Austausch mit den Alpenländern merken wir, dass Interkonnektor-Projekte in der Größenordnung, wie wir die hier brauchen haben, immer noch Vorlaufzeiten von 10 bis 15 Jahren haben. Da muss man einfach echt Zeit einplanen. Wir haben das jetzt bei den Belgiern auch gelernt, dass wir sozusagen über Jahre jetzt schon an diesem Projekt arbeiten, dem zweiten Interkonnektor nach Belgien, und im Grunde jetzt immer noch feststellen, dass wir teilweise auf Vorbehalte stoßen, wenn wir die Übertragungsleistungen erhöhen wollen. Das Projekt ist ursprünglich mit 1.000 MW, also 1 GW, genehmigt worden. Wir würden aber auch da gerne mit 2 GW bauen, weil das halt diesem neuen Kabelstandard entspricht und es keinen Sinn macht, jetzt im Grunde noch veraltete Kabel einzusetzen, wo auch neue möglich sind. Die Mehrkosten sind absolut überschaubar, weil natürlich der Großteil der Kosten durch den Tiefbau etc. entsteht und nicht unbedingt durch die Kabel selber. Aber da sind wir auf einem guten Weg. Aber diese Verfahren sind einfach zeitaufwendig, und dafür muss man eben auch sensibilisieren.

(Anlage, Seite 8)

Jetzt kommen wir schon gleich zum Abschluss. Ich glaube, das ist die vorletzte Folie. Hier wird es noch mal wirklich sehr NRW-spezifisch. Wir haben als Amprion den größten Hebel aller Übertragungsnetzbetreiber beim Thema „Offshore“ in diesem Netzentwicklungsplan an die Hand bekommen und haben in Summe für Nordrhein-Westfalen alleine fast ein Dutzend Standorte, wo wir Offshore-Wind nach NRW bringen wollen. Das ist ein langer Zeitraum. Sie sehen in den Klammern, die letzten Inbetriebnahmejahre sind Anfang der 40er-Jahre. Also, das ist auch noch in Planung. Sie sehen auch, dass die Bundesnetzagentur ab 2034 die Netzverknüpfungspunkte unter Vorbehalt bestätigt hat. Warum? Weil sie das gar nicht alleine macht, sondern in enger Abstimmung mit dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie. Das BSH ist verantwortlich für die Ausschreibung der Windseite, also der Auktion der Flächen für die Windparks auf See, und die Bundesnetzagentur übernimmt dann sozusagen das Kabel, wenn es an Land stößt, in enger Abstimmung natürlich auch mit dem Land Niedersachsen, das eben für die Raumordnung im Wattenmeerbereich zuständig ist. Wir haben im Moment das Gefühl, dass wir an dieser Stelle, auch was die Verbräuche in NRW angeht, was den Erhalt des Industriestandorts in NRW angeht, einen großen Beitrag leisten können, weil wir jetzt hier für die ersten Projekte sehr viel Planungssicherheit bekommen haben. Wir werden in einem ersten Schritt die Projekte BalWin 1 & 2 bis an die niedersächsische Südspitze bringen. Sie werden also noch nicht in Nordrhein-Westfalen anlanden, aber sie kommen sozusagen bis kurz vor die Grenze. Wir kommen dann mit den nächsten Projekten, die wir jetzt schon in Planung haben, mit dem Korridor B, ans nördliche Ruhrgebiet. Und wir werden dann im Weiteren ein Projekt vorantreiben – wir nennen das die Windader West –, wo wir bis zu sechs solcher Offshore-Windparks im Grunde ins Rheinland führen. Da nutzen wir dann im

Idealfall die Infrastruktur der großen Braunkohleblöcke, die heute schon besteht, also sprich Rommerskirchen, Sechtem, Oberzier. Also, das sind die, die immer wieder mal auftauchen. 2034 ist RoKi1, das ist das erste System, das wir in die Nähe von Köln bringen, Oberzier ist 2036, und dann kommen wir noch mal nach Rommerskirchen 2040 und 2041 nach Sechtem.

Nageln Sie mich bitte nicht auf diese Daten fest, weil ... Hier steht ja schon dreimal „unter Vorbehalt“, und das ist bis 2041 einfach auch noch ein bisschen hin. Wir sind kontinuierlich dabei, das zu optimieren. Ich sprach eben davon, dass wir eben auch versuchen, das ein bisschen da, wo es geht, klimaneutral zu strecken. Wir haben stellenweise im Netzentwicklungsplan tatsächlich Ziele übererfüllt. Wir würden in den aktuellen Planungen 2035, ich glaube, nicht 40, sondern sogar 46 GW an Offshore schon anlanden. Da sind wir jetzt wirklich noch in Detaildiskussionen. Das hängt auch davon ab, ob die so schnell realisiert werden können, ob wir die Genehmigungsverfahren so stark beschleunigt bekommen, wie wir uns das jetzt alle erhoffen. Aber der grundsätzliche Plan und auch die grundsätzliche Vorgehensweise tragen alle vier Übertragungsnetzbetreiber und insbesondere natürlich auch die Bundesnetzagentur voll mit. Das heißt, dass Nordrhein-Westfalen hier ein wesentlicher Anlandepunkt für Offshore-Wind ist, ist im Grunde jetzt durch.

(Anlage, Seite 9)

Das ist die letzte Folie. Das ist ein ganz spannender Aspekt, den ich Ihnen nicht vorhalten will. Ich muss noch mal ein kleines bisschen ausholen. Wir haben bisher – ich hatte das erklärt – bei der Offshore-Thematik immer den Punkt gehabt, dass wir tatsächlich als Striche, als Punkt-zu-Punkt-Maßnahmen den Offshore-Windpark mit einer Station auf der Landseite verbunden haben. Das ist technologisch nicht die Endstufe, sondern wir glauben, dass man das besser machen kann in Zukunft. Ein Weg, das besser zu machen, ist, indem wir hingehen und die Parks auf der Seeseite verknüpfen. Ich versuche das mal ganz kurz hier mit der Maus zu zeigen. Sie sehen hier zum Beispiel ein Kabelsystem, das zwei Offshore-Windparks auf See verbindet, die nur wenige Kilometer auseinanderliegen. Diese Kabelsysteme sind im Verhältnis relativ günstig, weil es ja um sehr kurze Strecken geht, und die Plattformen, die wir jetzt ins Meer stellen, werden ohnehin darauf vorbereitet, dass sie die sogenannte Multiterminal-Fähigkeit haben, dass wir sie auf See verbinden können. Der Vorteil dieses Systems liegt aber vor allen Dingen darin: Auf der Seeseite bläst der Wind kontinuierlicher als auf der Landseite, aber wir haben trotzdem keine Vollauslastung dieser Systeme. In der Regel kommen wir offshore-seitig auf rund 50 % Vollausnutzung, also 4.000 Vorlaufstunden. Das heißt, diese Kabelsysteme sind zur Hälfte des Jahres durchaus noch mit Kapazitäten behaftet, und die wollen wir uns zunutze machen. Durch diese Verknüpfung entsteht jetzt etwas ganz Spannendes, weil wir sind dann in diesem System zum Beispiel in der Lage, zwischen Hamburg und dem Ruhrgebiet oder zwischen Bremen und Frankfurt Energie zu transportieren in den Zeiten, wo die Systeme nicht vollständig für Offshore-Wind benötigt werden. Das ist unter Kosten-Nutzen-Gesichtspunkten wahrscheinlich die mit Abstand sinnvollste Maßnahme. Also, das sind auch Amortisationszeiten von wenigen Monaten, wo wir im Grunde zeigen können, dass sie mit einem Invest von 100 Millionen Euro und wahrscheinlich Redispatch in der gleichen Größenordnung in einem halben Jahr sparen können. Das ist das, was wir jetzt starten

wollen. Das ist auch das, wo wir mit unseren Technologiepartnern, mit Siemens, mit Hitachi, mit ABB, mit General Electric, so weit sind, dass alle sagen, das ist Stand der Technik, das wollen wir jetzt anfangen zu realisieren. Und dann kommen wir irgendwann in dieses ganze Themenfeld der Offshore-Vermaschung in komplexeren Strukturen. Wir nennen das ein PI, weil wir hier einen Punkt zu Punkt zu Punkt zu Punkt machen. Die nächste Technologiestufe ist eine sternförmige Vermaschung. Da glauben wir, dass wir dafür noch ein bisschen Zeit brauchen und dass wir da eben auch vor allen Dingen Technologievielfalt brauchen, dass wir von verschiedenen Anbietern kaufen können.

Ich würde es dabei erst mal belassen und freue mich auf die Fragen.

Vorsitzender Dr. Robin Korte: Danke, Herr Dederichs, für den doch sehr umfangreichen Vortrag. Was man doch alles aus etwa zehn Folien herausholen kann! Jetzt haben wir tatsächlich schon zwölf Minuten vor Ende der Sitzungszeit. Ich hatte aber den Eindruck, dass Sie schon auf ganz, ganz viele Punkte, die mir zwischendurch in den Kopf gekommen sind nach dem Motto „Das könnte man ja gleich mal fragen“, schon eingegangen sind.

Ich schaue mal kurz in die Runde, wo es noch Fragen gibt. – Herr Röls-Leitmann. Wir sammeln. Jede Fraktion kommt einmal der Reihe nach dran.

Michael Röls-Leitmann (GRÜNE): Herzlichen Dank, Herr Dederichs, für die Präsentation. Zwei Fragen habe ich. Sie haben das Thema „Optimierung und Verstärkung bestehender Trassen“ angesprochen. Können Sie für diese Maßnahmen – Sie hatten das vorhin für den Neubau von Trassen gesagt – einerseits die Investitionskosten mit eingesparten Redispatch-Kosten noch mal gegenüberstellen, also bei Optimierung und Verstärkung bestehender Trassen? Und was ist die Zeitschiene für Optimierung und Verstärkung bestehender Trassen, um diese Effekte sozusagen zu heben?

Die zweite Frage bezieht sich auf den Aspekt, den Sie angesprochen haben, dass die Bundesnetzagentur sozusagen zusätzliche Leitungen vorgeschlagen hat im Vergleich zu Ihren Berechnungen. Was ist der Hintergrund? Sind es die Annahmen darüber, was für ein Weltmarktpreis für Wasserstoff wir haben werden und was sich daraus sozusagen dann für die Entwicklung unseres Energiesystems und den Energiebedarf ergibt? Ich finde das tatsächlich sehr spannend. Eigentlich stehen ja Netzbetreiber im Verdacht, im Sinne der Versorgungssicherheit und der Netzstabilität immer sehr konservativ vorzugehen. Wenn der Wasserstoffpreis da der Hintergrund ist, sind Sie da zu optimistisch möglicherweise im Blick auf andere, oder was wäre sozusagen Umgang mit dieser Unsicherheit, die es einfach darüber gibt, was Wasserstoff auf dem Weltmarkt zu welchem Jahr sozusagen kosten wird?

André Stinka (SPD): Vielen Dank auch von der SPD-Fraktion für die Darstellung. Ich will noch mal ein Thema ansprechen, und zwar das Thema „Erdverkabelung“. Wir nehmen in Berlin wahr, man hatte sich ja auf den Weg gemacht, Richtung Erdverkabelung vorzugehen. Nun gibt es die einen oder anderen, die jetzt wieder für eine andere Verkabelungsvariante sprechen. Vielleicht noch mal für uns die Vorteile, auch weil Sie es

kurz ansprechen, dass halt Freileitungen ganz andere Kapazitäten haben für die Debatte, weil wir nach wie vor die Erdverkabelung auch vor dem Hintergrund der Akzeptanz für sinnvoll halten.

Christian Loose (AfD): Sehr geehrter Herr Dederichs, Sie sprachen von 330 Milliarden Euro Investkosten. Der Bundesrechnungshof spricht sogar von 460 Milliarden Euro. Es heißt ja immer, dann ist das gebaut und danach ist Ruhe, keine Redispatch-Kosten mehr, alles fein. Nein, Sie kriegen ja als Netzbetreiber eine Verzinsung. Nehmen wir doch mal an, Sie verbuddeln jetzt diese 330 Milliarden Euro. Welchen Verzinsungsanspruch können Sie dann entsprechend jedes Jahr nehmen? Wann hört diese Verzinsung auf? Das heißt, Sie verbuddeln jetzt 330 Milliarden, kriegen 5 %. Kriegen Sie die 10 Jahre, 20 Jahre oder so lange, wie Sie das Netz betreiben? Was sind das für jährliche Kosten, die dort auf die Stromkunden zukommen, insbesondere wo der Bundesrechnungshof davon spricht, dass es den stärksten Anstieg der Netzentgelte bei den Industriekunden gibt? In den letzten zehn Jahren sind die Netzentgelte für Industriekunden um 84 % gestiegen. Das sind die Aussagen des Bundesrechnungshofes.

Dietmar Brockes (FDP): Vielen Dank, Herr Dederichs, dass Sie uns heute wieder zur Verfügung stehen. Ich glaube, der Austausch, so wie wir ihn bisher hatten – wir waren ja auch schon bei Ihnen zu Gast –, ist wirklich lohnenswert und hilfreich für unsere Arbeit. Das sollten wir auf jeden Fall fortsetzen.

Ich habe drei konkrete Nachfragen und einen vierten Punkt, der jetzt noch nicht angesprochen wurde.

Zum einen sprachen Sie eben an, dass Sie bei der Lastensteigerung gemerkt haben, dass es aufwärts geht, 4 %. Da würde mich interessieren, wie das in Gesamtzahlen aussieht. Wo sind wir im Moment? Wo waren wir mal, was die Verbrauchsmengen angeht?

Dann das Thema „Interkonnektoren“. Da haben Sie beschrieben, wie müßig und lang das ist. Ich fand es spannend. Drei Projekte gehen jetzt nach Luxemburg, also in ein recht kleines Land. Wird da so viel Überschuss produziert oder ist es, weil dort eben die Schnittstelle eben auch zu Frankreich und auch wieder nach Belgien da ist und es vielleicht mit den Luxemburgern leichter ist? Niederlande habe ich ganz vermisst. Wenn Sie dazu etwas sagen könnten, wäre es gut.

Die Offshore-Projekte waren sehr konkret, sehr scharf auf die jeweiligen Ortschaften bezogen. Nur bei mir stand einmal „Niederrhein“. Da ich selbst vom Niederrhein komme, weiß ich, dass das sehr weitläufig ist. Das Projekt war auch schon mit einem grünen Punkt versehen. Ich kann mir jetzt nicht vorstellen, dass noch nicht klar ist, welchen Niederrhein Sie genau meinen. Können Sie dazu kurz etwas ausführen?

Der letzte Punkt ist zu den wasserstofffähigen Gaskraftwerken, die auch netzdienlich sein sollen. Wie läuft da die Standortsuche? Können Sie dazu zwei Sätze sagen?

Vorsitzender Dr. Robin Korte: Vielen Dank für die vielen Fragen. – Herr Dederichs, Feuer frei! Ich glaube, es gab auch einen Netzanknüpfungspunkt Lippe, wenn ich mich richtig erinnere.

Thomas Dederichs (Amprion GmbH): Es waren viele spannende Sachen dabei.

Herr Röls-Leitmann, die Antwort auf die Frage bezüglich höhere Auslastung und der exakten Kosten muss ich Ihnen schuldig bleiben. Das müssten wir recherchieren. Tatsächlich ist das, wie gesagt, größenordnungsmäßig deutlich kleiner. Also, die Projekte mit der höheren Auslastung sind in der Regel Maßnahmen eher im Millionen- als im Milliardenbereich. Wir haben im Rahmen der Ukraine Krise ganz schnell angefangen, auch da Beschleunigungen zu ermöglichen. Wir haben heute zum Beispiel auch die Situation, dass wir teilweise Heißeiterseile komplett ohne Genehmigung machen. Das ist ein Anzeigeverfahren, das uns da ermöglicht wurde. Also, die Zeitschiene ist massiv eingekürzt. Wir haben im Moment eher die Restriktion, dass wir operativ schauen müssen, weil wir natürlich im laufenden Betrieb gar nicht alles so schnell freischalten können, wie wir gerne möchten, weil wir ja sozusagen in ... Das ist die berühmte Operation am offenen Herzen. Wir bauen dieses System ja vollständig um, während es in Betrieb ist. Das heißt, wir müssen immer schauen, dass wir natürlich auch trotz der Einschränkungen über den Bau n minus 1 sicher sind. Das heißt, wir wollen ja auch da nicht, dass Fehlerfälle direkt zu kaskadierenden Problemen führen. Die höhere Auslastung ist ein wertvolles Instrument. Wir nutzen das ganz massiv da, wo wir es können, und es verursacht wirklich volkswirtschaftlich sehr überschaubare Kosten. Die genauen Zahlen kann ich aber gerne nachreichen.

Sie hatten Fragen bezüglich des H₂-Weltmarktpreises. Woran hängt das? Wir planen seit ein paar Jahren kein engpassfreies Netz mehr. Bis vor vier oder sechs Jahren war im Netzentwicklungsplan die Prämisse: Wir bauen ein Übertragungsnetz, und wenn wir fertig sind mit dem Ausbau, gibt es keinen Redispatch mehr. Das ist aber gar nicht mehr die Planungsprämisse, sondern seit ein paar Jahren sagen wir, wir bauen nur noch so viel Netz, dass auch die letzte Netzausbaumaßnahme günstiger ist, als wenn ich den Redispatch stehen lasse. Das heißt, das Ziel ist nicht mehr Engpassfreiheit, sondern volkswirtschaftliche Effizienz.

Bei der Frage, ob die Maßnahme günstiger als der Redispatch ist, kommt der Wasserstoff ins Spiel, weil da können jetzt, wie gesagt, zwei vernunftbegabte Menschen durchaus zu unterschiedlicher Auffassung kommen. Wenn Sie glauben, Wasserstoff ist 2045 sehr teuer, dann bauen Sie mehr Netz, weil der Redispatch teurer ist und damit sozusagen in der Optimierung es für uns besser ist, mehr Leitungen zu bauen. Wenn Sie glauben, Wasserstoff wird relativ günstig, bauen Sie weniger Netz, weil Sie dann nämlich sagen: Dann lasse ich lieber etwas mehr Redispatch stehen. – In dieser Abwägung sind wir im Moment eher geneigt zu sagen, den Preis kennt keiner genau, aber weil wir auch so viel Beschleunigung hatten und weil wir inzwischen in der Lage sind, eben auch in acht bis zehn Jahren nachzusteuern und nicht mehr in 15 bis 20 Jahren, können wir mit diesen Entscheidungen vielleicht auch noch warten. Und wahrscheinlich reicht es auch noch, Mitte der 30er den exakten Verlauf aller Leitungen für 2045 festzuzurren. Das ist so ein bisschen der Punkt, weshalb wir im Moment definitiv

dafür plädieren würden, nicht die Verdoppelungsmaßnahmen der Bundesnetzagentur durchzuführen.

Herr Stinka, Sie hatten die Frage bezüglich der Erdverkabelung gestellt. Das ist ein Kapitel für sich. Ich glaube, damit könnte ich eine Stunde füllen. Ich will Ihnen aber gerne die wichtigsten Argumente an die Hand geben. Das eine ist tatsächlich: Es kursiert eine Zahl in Berlin, dass man damit 20 Milliarden Euro sparen könnte. Damit wäre ich sehr vorsichtig. Denn was bei diesen Zahlen schnell vergessen wird, ist vor allem der Zeitverlust, den Sie haben durch die erneute Umplanung. Wenn Sie drei, vier, fünf Jahre verlieren – wir haben fast eine Dekade gebraucht für den gesellschaftlichen Konsens für das Kabel, und auch die Frage, wo wir ... Wir bauen ja nicht überall Kabel, aber wir bauen an vielen Stellen Kabel und insbesondere bei den Gleichspannungsprojekten. Wenn wir drei, vier Jahre verlieren und Sie in dieser Zeit Redispatch-Kosten auflaufen lassen, bleiben von den 20 Milliarden deutlich weniger übrig. Wenn Sie dann noch mal weiterschauen ins Jahr 2045 – das ist zum Beispiel eine Erfahrung, die viele Verteilnetzbetreiber gemacht haben – ... Die EWE ist hingegangen und hat ihre Leitungen im Norden fast vollständig verkabelt, sind deutlich wetterresilienter geworden. Wenn wir mal die Klimafolgenprozesse in den Blick nehmen, wie viel Extremwittersituationen wir 2045 in Deutschland haben, Tornadoereignisse etc., unter Umständen bewerten wir dann die Verteilung zwischen Mast und Kabel noch mal ganz anders. Das sind die Effekte, weshalb wir im Moment sagen: Wir halten das nicht für ausgeschlossen, wir prüfen das auch sehr ernsthaft, insbesondere für neue Projekte, aber da, wo wir jetzt einen Konsens erreicht haben, und da, wo wir jetzt glauben, schnell vorankommen zu können, würden wir empfehlen, das im Kabel zu tun.

Herr Loose, Sie haben völlig recht mit der Aussage, dass diese Maßnahmen verzinst werden. Wir haben in der Anreizregulierung die Grundprämisse gehabt in der Vergangenheit, dass rund 40 % dieser Investitionssummen von uns als Eigenkapital eingebracht werden dürfen und dann auch verzinst werden. Die Realität sieht aber schon seit Jahren so aus, dass wir deutlich weniger Eigenkapital nutzen und viel stärker Fremdkapital. Das heißt, wir sind im Moment eher in der Richtung unterwegs, dass wir ungefähr 25 % an Eigenkapital hinterlegen. Wir gehen im Grunde da auch ans betriebswirtschaftliche Maximum dessen, was uns die Ratingagenturen erlauben. Die Energiewende ist in weiten Teilen ein fremdkapitalfinanziertes Projekt. Das heißt, von diesen 330 Milliarden werden wahrscheinlich deutlich über 200 Milliarden am Kapitalmarkt aufgenommen, da natürlich auch zu deutlich günstigeren Zinskonditionen als im Eigenkapitalbereich. Die Eigenkapitalverzinsung, die uns im Moment zusteht, ist ja vor Steuern in der Größenordnung von rund 7 %, nach Steuern in der Größenordnung von ungefähr 4,5 bis 5 %. Da wird unterschieden zwischen Altanlagen, Neuanlagen, da ist immer die Frage der Abschreibungsdauer. Also, ich darf eine Verzinsung natürlich auch nur kriegen für die Abschreibungsdauer der Maßnahme, weil ich ja sozusagen den Netzkunden davon entlaste, dass er die gesamte Maßnahme heute bezahlt. Ich muss sie ja heute bezahlen und refinanzieren sie aber über 30 Jahre. Und damit ich das kann, muss ich eben diese Fremdkapitalfähigkeit erhalten. Das ist der Grund, weshalb wir sagen, dass ein angemessener Eigenkapitalzinssatz volkswirtschaftlich durchaus Vorteile haben kann. Denn wenn ich es schaffe, eine gesunde Eigenkapitalbasis zu haben, wird das Aufnehmen dieser riesigen Fremdkapitalmengen für uns alle günstiger.

Also, wir haben im letzten Jahr teilweise noch Fremdkapital für unter 1 % am Kapitalmarkt erheben können und damit dann quasi wirklich einen Großteil dieser Investitionen stemmen können.

Zu den Netzentgelten kann ich tatsächlich nur die Aussage tätigen: Über die nächsten Jahre prognostizieren wir mit absolut stabilen Netzentgelten. Wir gehen davon aus, das Übertragungsnetzentgelt sollte jetzt nach diesem sehr großen Sprung Anfang des Jahres durch den Wegfall des geplanten Bundeszuschusses in dieser Größenordnung bleiben. Es kann sein, dass es noch mal 5 % hoch- oder runtergeht, aber wir erwarten keine weiteren Sprünge im Übertragungsnetzentgelt.

Herr Brockes, zu Ihren Fragen. Das Thema der Lasten: Wir sind im Grunde in der Nähe des Vorkrisenniveaus. Was wir sehen, ist, dass wir immer noch relativ viele Effizienzen heben können im System. Wir haben inzwischen 1 Million Elektrofahrzeuge in das System hineingebracht ohne nennenswerte Steigerung der Nachfrage. Wir bewegen uns immer noch in einem Korridor zwischen 550 und 600 TWh Gesamtverbrauch in Deutschland. Das ist auch einer der Gründe, weshalb wir in dem neuen Netzentwicklungsplan, der jetzt beginnt, einen Szenariorahmen vorschlagen werden – der wird nächsten Monat veröffentlicht –, wo wir einen deutlich breiteren Trichter unterstellen. Wir haben in diesem Durchlauf eine Verdopplung des Stromverbrauchs unterstellt, in der Größenordnung von ungefähr 1.200 TWh. Inzwischen sind wir uns da nicht mehr ganz sicher, weil wir wirklich auch Indizien dafür haben. In der Vergangenheit haben wir es geschafft, eine Menge neuer Verbraucher zu integrieren, ohne dass dieser Verbrauch in Summe signifikant gestiegen ist, wahrscheinlich nicht nur, weil wir Industrien verloren haben, sondern vor allen Dingen, weil wir Effizienzen gehoben haben. Deswegen werden wir im neuen Netzentwicklungsplan diese Spannbreite der Lastentwicklung eher so im Bereich von 900 bis 1.200 TWh sehen, aber nicht mehr auf einen einzelnen Wert fokussieren.

Die letzte Frage waren die nach den Interkonnektoren in Luxemburg, Niederlande. In Luxemburg dreht es sich vor allen Dingen auch um die Erneuerung von Leitungen. Luxemburg hat ja mit den größten Pumpspeicher, den wir hier in der Region haben, und den brauchen wir unter anderem auch für die Schwarzstartfähigkeit. Wenn bei uns alles ausfällt, dann würden wir in der Regel Pumpspeicher nutzen, um das System wieder hochzufahren. Das ist einer der Gründe. Die Anlagen in Luxemburg sind da für uns ein ganz wichtiger systemkritischer Faktor.

Die Interkonnektoren nach Niederlande liegen tatsächlich zu großen Teilen in der Verantwortung der TenneT-Kollegen. Deswegen waren die bei mir nicht auf der Folie. Aber es sind Ausbaumaßnahmen Richtung Niederlande geplant.

Last but not least das Thema der Umspannwerke. Hinter den Bezeichnungen „Niederrhein“ und „Lippe“ verbergen sich eine ganz konkrete Umspannanlage. Die exakten Geokoordinaten können wir Ihnen gerne zukommen lassen. Das sind nicht Regionen. Teilweise machen wir das, teilweise haben wir auch Konverterstandorte, wo wir von Suchräumen sprechen. Ich glaube, in Frankfurt war das Suchraum Kriftel, Suchraum Ried, weil wir da tatsächlich das Problem haben, was ich eben sagte, die Flächenverfügbarkeiten sind jetzt schon so knapp, dass wir uns das offen halten, auch noch mal ein paar Kilometer nach Westen oder Osten auszuweichen.

Vorsitzender Dr. Robin Korte: Vielen Dank. Das war wirklich schnell dafür, dass es so viele und auch so unterschiedliche Fragen waren. – Eine weitere Fragerunde würde ich an der Stelle nicht mehr eröffnen, weil wir schon über der Zeit sind.

Daher bedanke ich mich ganz herzlich bei Ihnen, Herr Dederichs, Frau Friedrich, dass Sie sich die Zeit genommen haben, uns das auch so ausführlich noch mal vorgestellt haben. Ich denke, ohne dass ich vorher gefragt habe, dass wir davon ausgehen können, dass wir die Folien und gegebenenfalls weitere Informationen und Dokumente zur Verfügung gestellt bekommen, die vielleicht für den Ausschuss interessant sein können, um das Ganze noch tiefer verstehen zu können.

Damit schließe ich die Sitzung.

gez. Dr. Robin Korte
Vorsitzender

Anlage

29.05.2024/03.06.2024

NETZENTWICKLUNGSPLAN 2037/2045 VERSION 2023

AWIKE NRW

08.05.24

THOMAS DEDERICHS

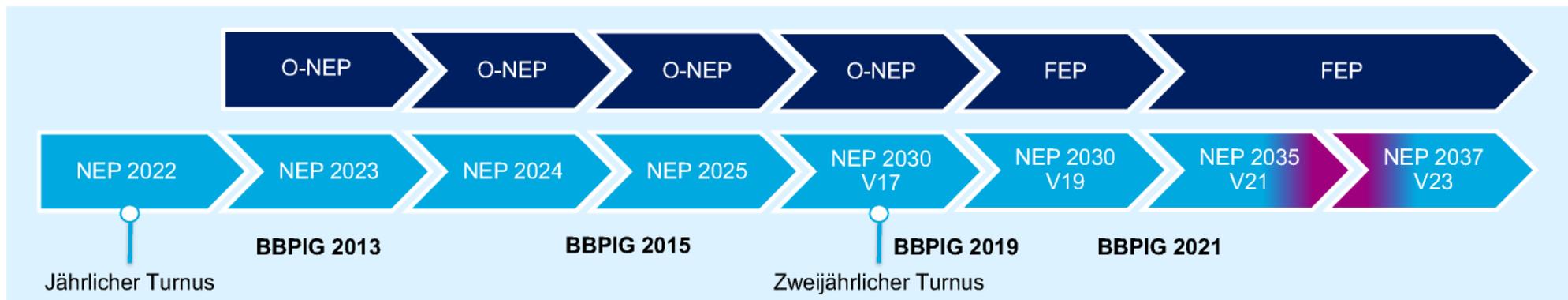
SEIT 2012 PLANEN DIE 4 ÜNB DAS ÜBERTRAGUNGSNETZ IM RAHMEN EINES GESETZLICHEN PROZESSES



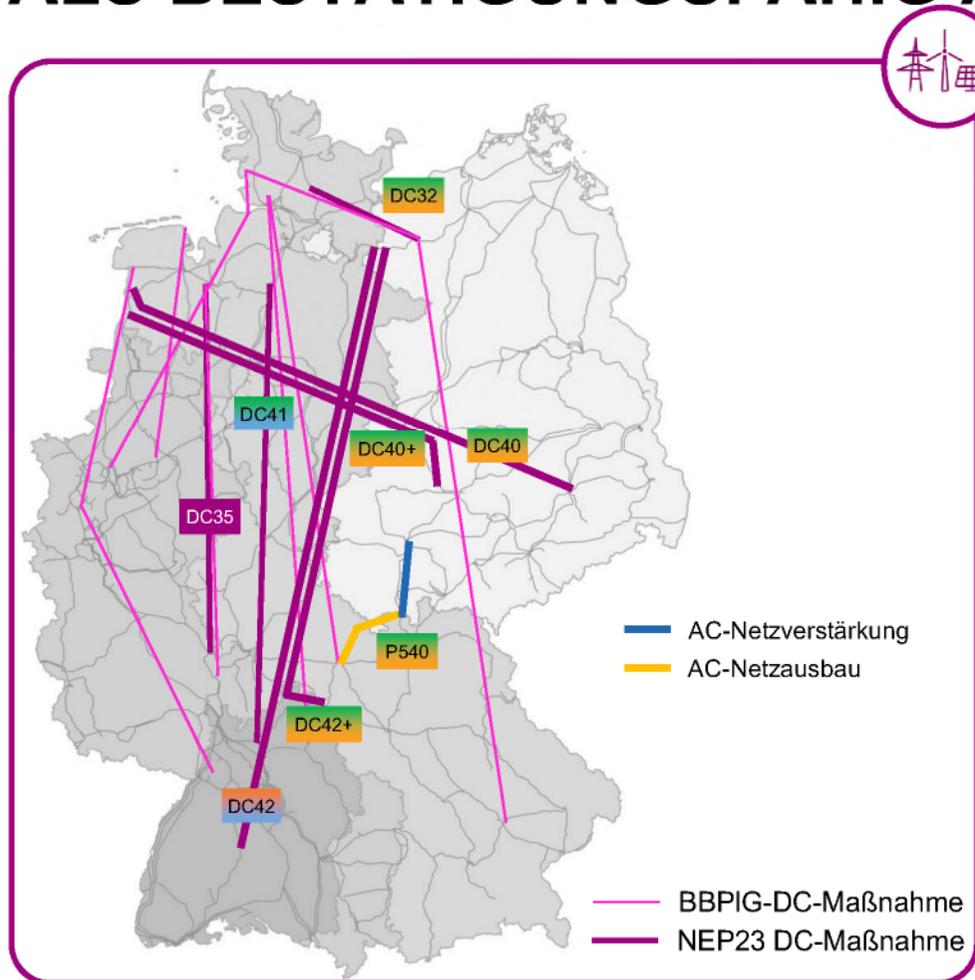
§ Energiewirtschaftsgesetz (§ 12b I 2 EnWG) fordert die deutschen Übertragungsnetzbetreiber dazu auf, alle **zwei Jahre** einen gemeinsamen Netzentwicklungsplan auszuarbeiten.

- Ziel ist die **Ermittlung des Netzausbaubedarfs** und die Ausweisung von Netzverstärkungs- und ausbaumaßnahmen, welche durch die BNetzA geprüft und bestätigt werden
- Mindestens alle 4 Jahre werden Maßnahmen aus dem NEP durch den Bundesgesetzgeber in das Bundesbedarfsplangesetz aufgenommen

- Überprüfung der **Nachhaltigkeit des Amprion-Projektportfolios**
- Ermittlung eines **volkswirtschaftlich sinnvollen Wegs zur Umsetzung der Energiewende**
- **Erhöhung der Akzeptanz des Netzausbaus** für die Energiewende
 - durch Schaffung von Transparenz und Konsultationsmöglichkeiten sowie
 - durch Diskussionsanreize und -plattformen im gesellschaftlichen und politischen Umfeld



BNETZA SIEHT DC40PLUS, DC42PLUS & P540 (P44) ALS BESTÄTIGUNGSFÄHIG AN



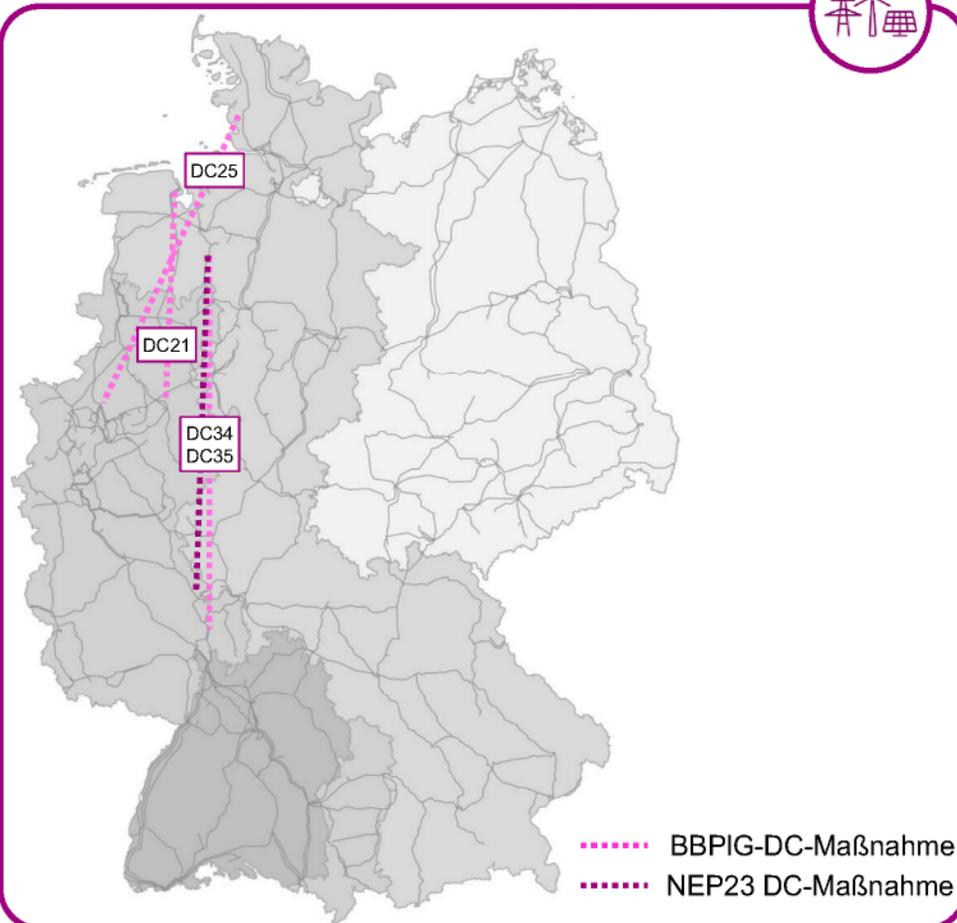
A-SP-E | NEPv23 - Bestätigung

08.05.2024

- **DC35:** Suchraum Rastede – Marxheim (2 GW)
→ Bündelung in Rhein-Main-Link (mit DC34/NOR-19-2/NOR-19-3)
- **DC32:** Suchraum Pöschendorf – Suchraum Klein Rogahn (2 GW)
→ Bündelung mit DC31 geplant (gemeinsamer Präferenzraum)
- **DC40:** Suchraum Nüttermoor – Streumen (4 GW)
→ **NEU DC40plus:** Dörpen/West – Klostermannsfeld
- **DC41:** Suchraum Alfstedt – Obrigheim (2 GW)
- **DC42:** Sahms/Nord – südlicher Landkreis Böblingen (4GW)
→ **NEU D42plus:** Sahms/Nord – Trennfeld (Bayern)
- **DC-Kreuzungspunkte DC40-42:** Nach Vorlage eines passiven Schaltanlagenkonzepts (ohne DC-LS) wird Onshore-Vernetzung bestätigt
- **NEU P540** AC-Netzverstärkung und –ausbau zw. Vieselbach und Grafenrheinfeld

DC-PROJEKTE LANDSEITIGE MAßNAHMEN

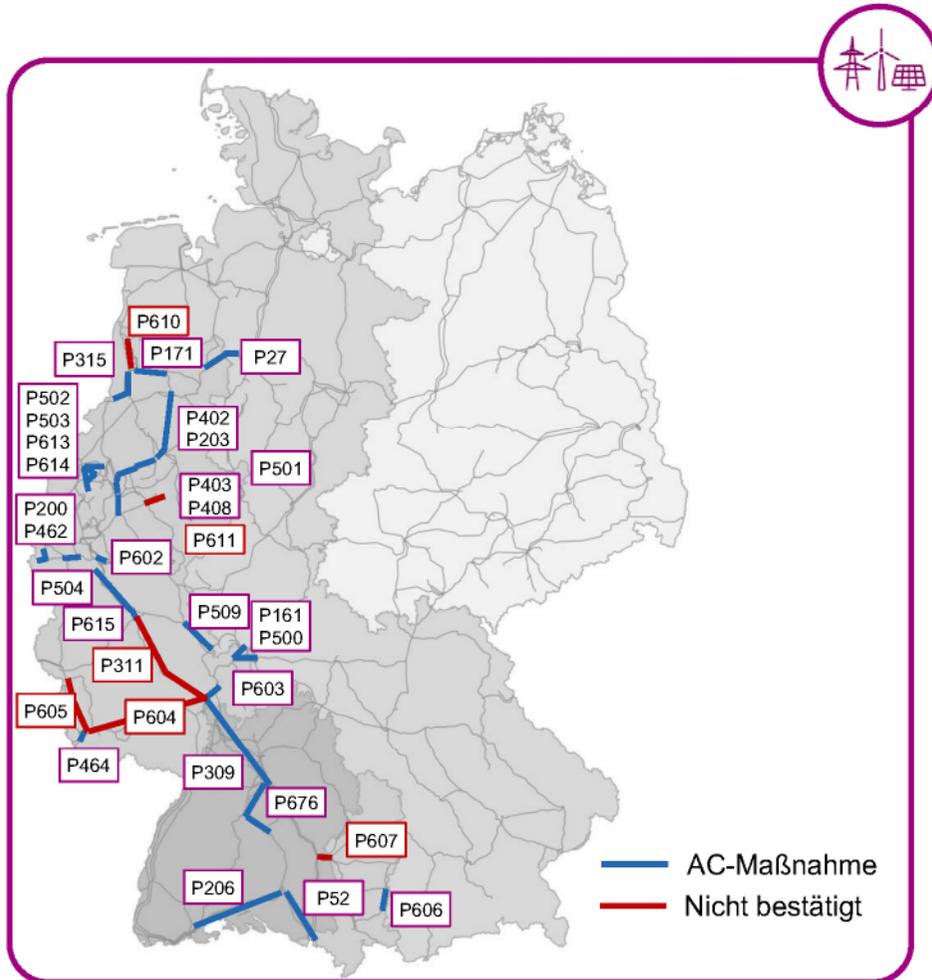
- Bestätigt
- Nicht bestätigt



- **DC21:** Wilhelmshaven2 – Region Hamm
- **DC25:** Heide/West – Polsum
- **DC34:** Suchraum Rastede – Bürstadt
- **DC35:** Suchraum Rastede – Marxheim

AC-PROJEKTE (STRECKENMAßNAHMEN) LANDSEITIGE MAßNAHMEN

- Bestätigt
- Nicht bestätigt



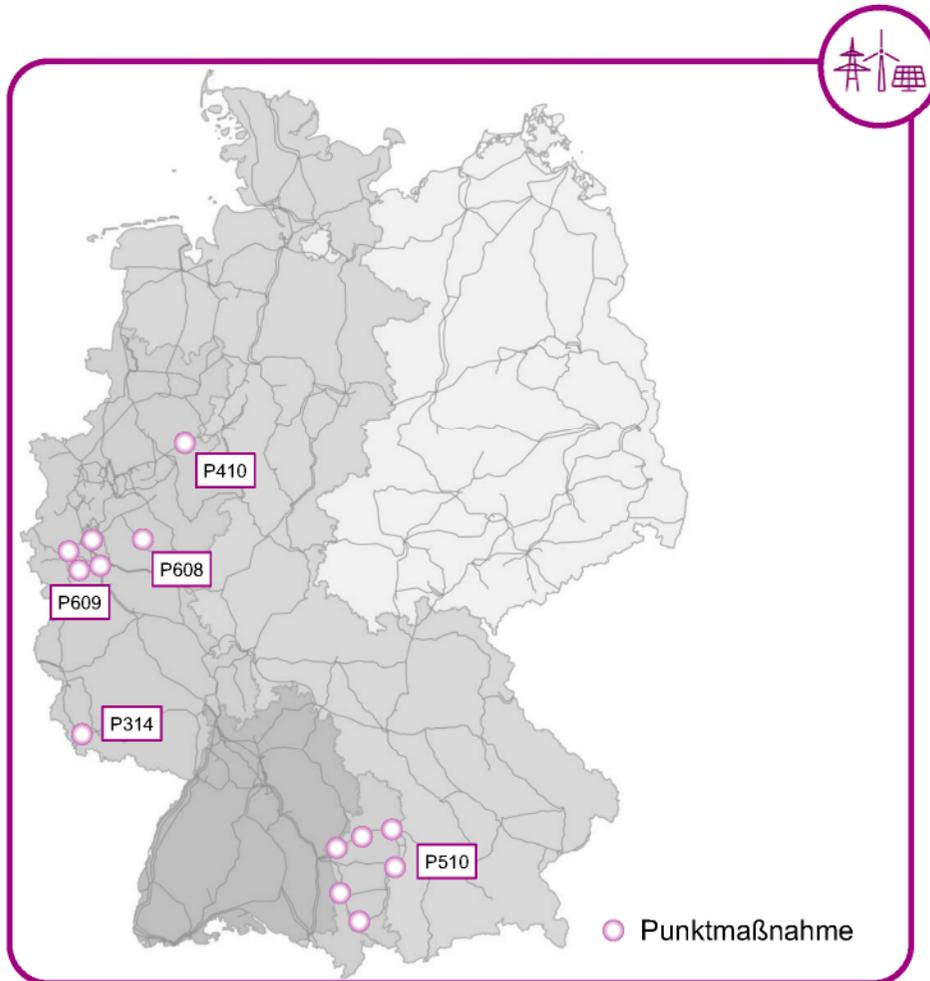
A-SP-E | NEPv23 - Bestätigung

NEP	
● P27: Wehrendorf – Ohlensehlen	● P501: Gersteinwerk – Lippe – Mengede
● P52 M94a: Herberlingen – Grünkraut – Punkt Neuravensburg	● P502: Walsum - Beeck
● P161: Großkrotzenburg – Urberach	● P503: Niederrhein – Walsum
● P171: Hanekenfähr – Merzen	● P504: Sechtem – Ließem – Weißenthurm
● P200: Punkt Blatzheim – Oberzier	● P509: Limburg – Eschborn
● P203: Umstrukturierung Pkt. Walstedde	● P602: Bollenacker – Punkt Brühl
● P206: Herberlingen – Kreis Konstanz – Beuren – Gurtweil / Tiengen	● P603: Punkt Lampertheim – Friesenheimer Insel
● P309: Bürstadt – Hoheneck	● P604: Uchtelfangen – Lambsheim
● P311: Weißenthurm – Bürstadt	● P605: Pkt. Meckel – Aach – Ens Dorf
● P315: Hanekenfähr – Gronau	● P606: Oberrottmarshausen – SR Honsolgen
● P402: Westerkappeln – Gersteinwerk	● P607: Dellmensingen – Vöhringen
● P403: Hattingen – Linde	● P610: Meppen – Hanekenfähr
● P408: Eiberg-Bochum-Hattingen-Emscherbruch	● P611: Mengede – Emscherbruch
● P462: Netzerweiterung Aachen	● P613: Polsum - Niederrhein
● P464: Saarland – Saarwellingen	● P614: Niederrhein – Zensenbusch - Walsum
● P500: Urberach - Aschaffenburg	● P615: Weißenthurm – Pkt. Metternich
	● P676: Netzverstärkung Stuttgart West-/Ostumfahrung

PUNKTMAßNAHMEN: PST & NETZBOOSTER

LANDSEITIGE MAßNAHMEN

- Bestätigt
● Nicht bestätigt



A-SP-E | NEPv23 - Bestätigung

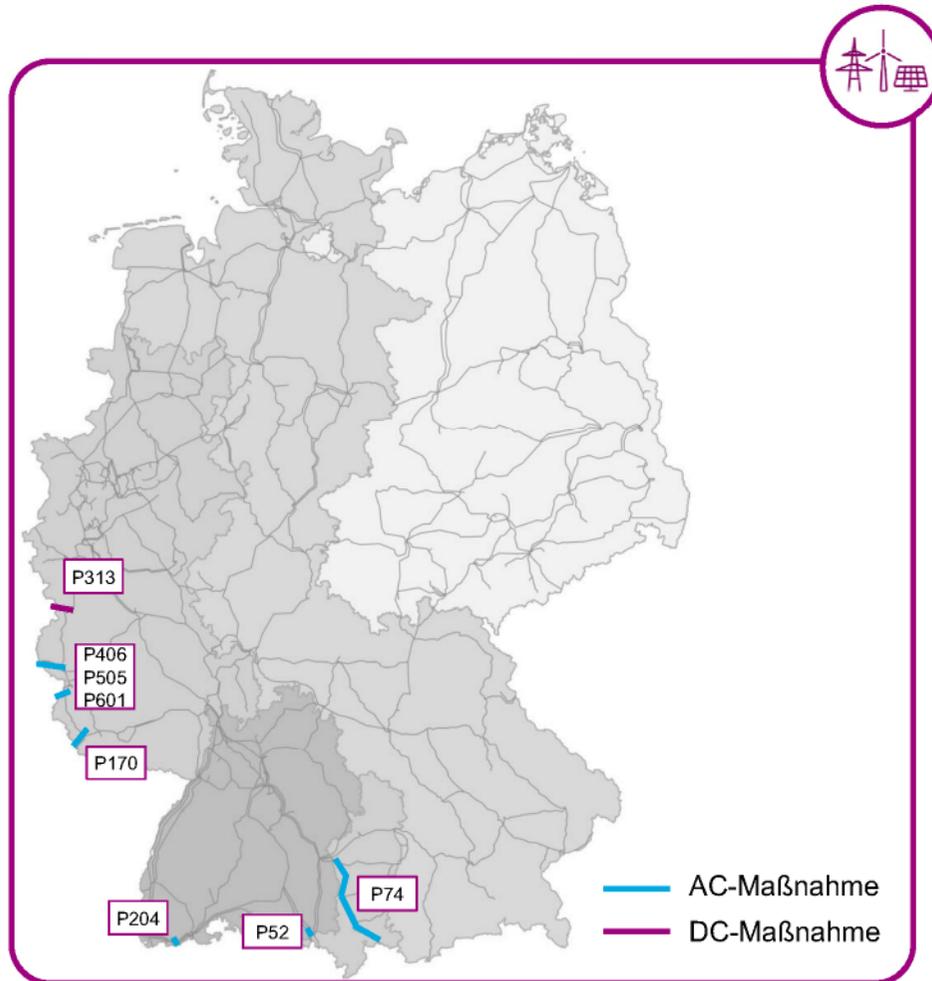
- **P314:** Querregeltransformatoren (PST) im Saarland
- **P410:** Querregeltransformatoren (PST) in Ostwestfalen
- **P510:** Netzbooster Bayerisch-Schwaben (Nutzensgrenze: **310 Mio.€**)
- **P608:** Leistungsflusssteuerung in der Region Bergisches Land
- **P609:** Netzbooster im Rheinland: (Nutzensgrenze: **274,5 Mio.€**)

08.05.2024

INTERKONNEKTOREN (AC + DC)

LANDSEITIGE MAßNAHMEN

- Bestätigt
- Nicht bestätigt



A-SP-E | NEPv23 - Bestätigung

-
- **P52:** Punkt Neuravensburg – Bundesgrenze AT
 - **P74:** Vöhringen – Bundesgrenze AT
 - **P170:** Uchtelfangen – Ensdorf – Bundesgrenze FR
 - **P204:** Tiengen – Bundesgrenze CH
 - **P313:** Dahlem – Bundesgrenze BE
 - **P406:** Aach – Bundesgrenze LU
 - **P505:** Bauler – Bundesgrenze LU
 - **P601:** Niederstedem – Bundesgrenze LU

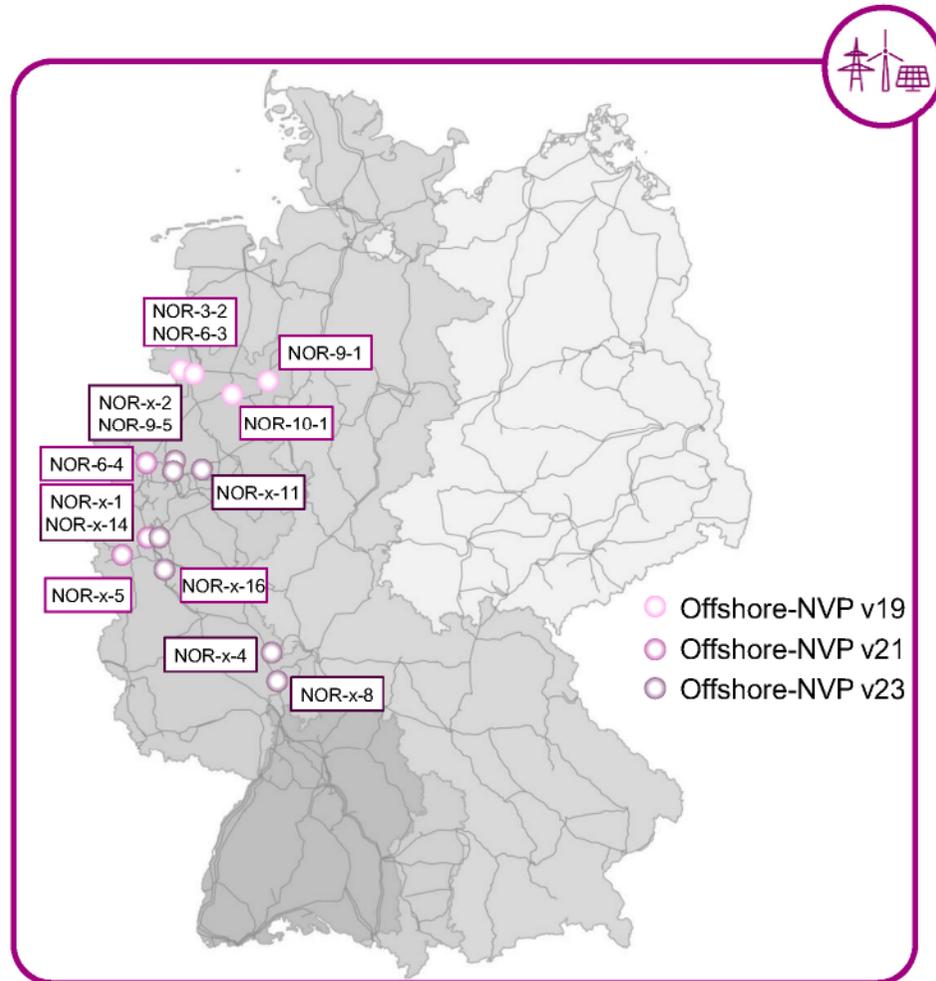
08.05.2024

Startnetz nach BNetzA

7

OFFSHORE-NVP SEESEITIGE MAßNAHMEN

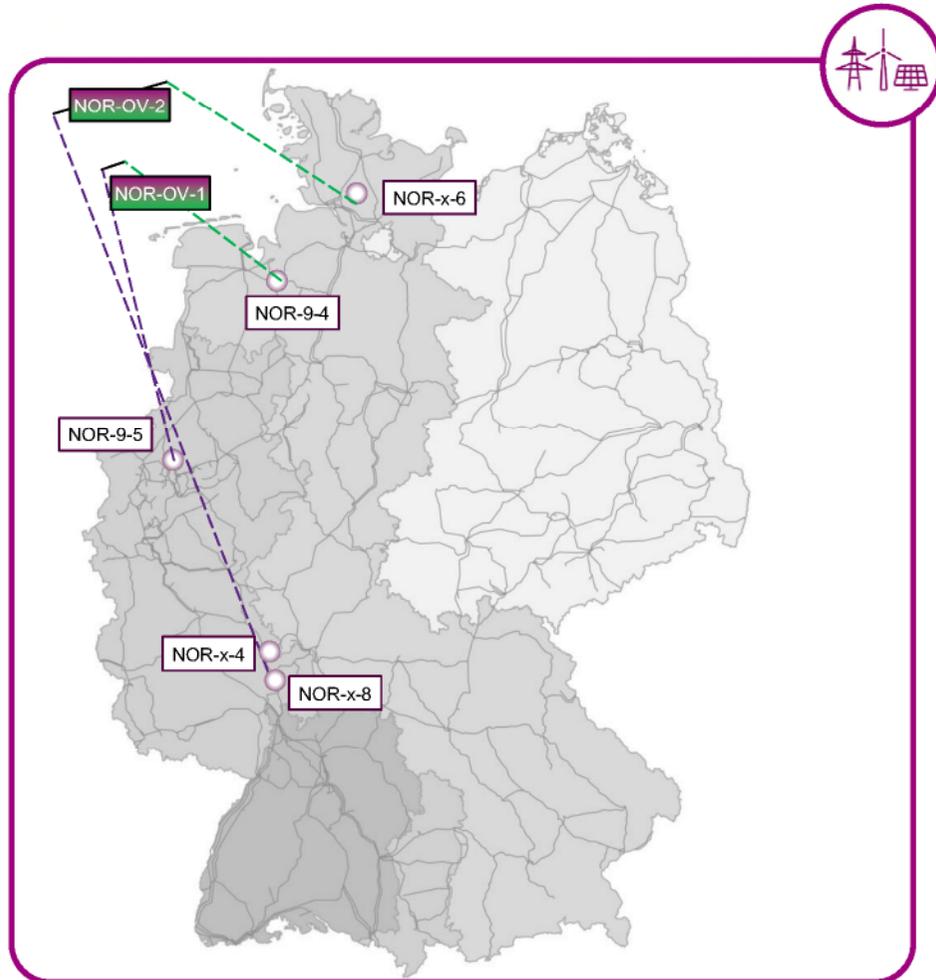
- Bestätigt
- Nicht bestätigt



- 
- **NOR-3-2:** Hanekenfähr (2028)
 - **NOR-6-3:** Hanekenfähr (2029)
 - **NOR-9-1:** Wehrendorf (2030)
 - **NOR-10-1:** Westerkappeln (2030)
 - **NOR-6-4:** Niederrhein (2032)
 - **NOR-9-5:** Kusenhorst (2033)
 - **NOR-x-1:** Rommerskirchen (2034) unter Vorbehalt
 - **NOR-x-5:** Oberzier (2036) unter Vorbehalt
 - **NOR-x-4:** Kriftel (2036) unter Vorbehalt
 - **NOR-x-8:** Suchraum Ried (2037) unter Vorbehalt
 - **NOR-x-11:** Lippe* (2039) unter Vorbehalt
 - **NOR-x-14:** Rommerskirchen (2040) unter Vorbehalt
 - **NOR-x-16:** Sechtem (2041) unter Vorbehalt

OFFSHORE-VERNETZUNG SEESEITIGE MAßNAHMEN

- Bestätigt
- Nicht bestätigt



A-SP-E | NEPv23 - Bestätigung

- **NOR-OV-1:** Kusenhorst (NOR-9-5) – Blockland (NOR-9-4)*
 - **NOR-OV-2:** Hardebek (NOR-x-6) – Ried/Kriftel (NOR-x-8/NOR-x-4)
- A circular icon with a document symbol labeled 'NEP' is in the top right corner of the list frame.

08.05.2024

* angepasst aufgrund Vorentwurf FEP 2024

BLINDLEISTUNGSKOMPENSATIONSANLAGEN



- Zusätzliches Budget an Momentanreserve für Amprion in Höhe von **22,25 GWs** bis 2037 wird gemäß unserem Vorschlag bestätigt
- Q-Budget für Amprion laut Steckbrief P412:
 - Regelbar: 2,1 GVar bis 2030 [581,4 Mio. €] + 0,6 GVar bis 2037 [146,8 Mio. €] = 2,7 GVar [728,2 Mio. €] → **Davon bestätigt 2,4 GVar**
 - Spannungssenkend: 2,7 GVar bis 2030 [116 Mio. €] + 0,75 GVar bis 2037 [32,7 Mio. €] = 3,45 GVar [148,7 Mio. €] → **Davon bestätigt 3,2 GVar**
 - Spannungshebend: 3,6 GVar bis 2030 [124,8 Mio. €] + 2,1 GVar bis 2037 [72,8 Mio. €] = 5,7 GVar [197,6 Mio. €] → **Davon bestätigt 5,7 GVar**