



## **Inhalt:**

europäische HGÜ-Leitung Baltic-Adria  
ökologischer und ökonomischer Wahnsinn Lausitz  
vier Strompreiszonen für die DACH-Staaten  
völlig falscher Szenariorahmen  
robustes Verbundnetz für ein Marktgebiet Ost

## **europäische HGÜ-Leitung Baltic-Adria**

Polen hat der ENTSO-E für die Zukunft hohe Stromexportüberschüsse nach Deutschland gemeldet, desgleichen Tschechien. Und diese Exporte sollen nach Ansicht der ENTSO-E laut TYNDP 2018 über den Umweg Deutschland nach Österreich fließen. Denn es gibt überhaupt keine einzige Stromtrasse zwischen Polen und Böhmen und zwischen Böhmen und Österreich. (Von Polen nach Österreich gibt es nur eine schwache Verbindung über Mähren). Italien ist seit vielen Jahren der mit Abstand größte Stromimporteur im europäischen Verbundsystem. Hier besteht der Bedarf für eine europäische HGÜ-Verbindung Baltic-Adria nach chinesischem Standard mit 6,4 oder 8 GW Übertragungsleistung, aber als Multiterminal, ggf. drei oder vier DC-Systeme mit dieser Gesamtleistung. Und statt dieser Freileitung kann nicht ein sündhaft teures Erdkabel über den Umweg Deutschland geführt werden! Die Verantwortung Deutschlands besteht darin, wirtschaftlich schwächere EU-Länder nicht mit indirekt subventioniertem billigen Braunkohlestrom zu überschwemmen (externalisierte Kosten der Luftverschmutzung und des Transportes sowie mit der EEG-Umlage nichtprivilegierter deutscher Verbraucher finanziert Merit-Order-Effekt), womit die Schieflage der Handelsbilanzen nur noch verschlimmert wird. Hier ist auch regulatorisches Versagen der EU zu konstatieren. Die von der EU erzwungene Scheinliberalisierung des europäischen Strommarktes verstößt gegen elementare Grundlagen der Marktordnung. Auch mit dem grandios gescheiterten scheinliberalen System kostenlos verteilter und dann handelbarer CO<sub>2</sub>-Zertifikate hat die EU regulatorisch versagt. An der Vergesellschaftung von Kosten ist schon der Sozialismus gescheitert.

Die an hohen Stromexportsalden und die an hohen Stromimportsalden interessierten Staaten sind auch für die dafür erforderlichen Transportleitungen verantwortlich und zuständig. Da gibt es auf der geraden Linie Baltic-Adria gemeinsame sich ausgleichende Interessen und fehlende Stromtrassen. Auf diese Entfernung ist die Realisierung in Gleichstromtechnik angezeigt und bei Ausführung als Freileitung auch die wirtschaftlichste Lösung. Die Praxiserfahrungen dafür gibt es mit europäischer Technik in China. Selbstverständlich steht es den beteiligten Ländern frei, Abschnitte in der extrem teuren Erdverkabelung auszuführen (wofür es dann aber keine EU-Förderung des Mehraufwandes geben darf). Diese HGÜ-Übertragsleitung (dezidierte Transportleitung) ist ein wichtiges europäisches Integrationsprojekt. Deutschland sollte sich im Interesse der eigenen Bürger selbst verpflichten, seine indirekten Anbindungen an diese Trasse nur als Ausgleichsleitungen (ausgeglichene Bilanz mit definierter Schwankungsbreite) und nicht als Transportleitungen zu nutzen. Deutschland beteiligt sich indirekt finanziell an diesem Projekt, da es dafür EU-Förderung geben wird und Deutschland der größte EU-Nettozahler ist. In diesem Fall eine Win-Win-Situation. DC 4, DC 5 und DC 20 sind damit vom Tisch. Bei diesen Projekten hat sich die deutsche Politik mit dem Beschluss zur Erdverkabelung verrannt.

Hurva ist der südschwedische Netzknoten für den Beginn der Hansa-Power-Bridge und ist nach Norden bereits mit zwei DC-Systemen über ca. 250 km mit Barkeryd verbunden. Die Südanbindung der Hansa-Power-Bridge ist durch DC 20 Görries – Isar statt NEP 2030/17 DC 19 Güstrow –

Wolmirstedt mit DC 6 Wolmirstedt – Isar ohnehin wieder in Frage gestellt. (Natürlich kann Hansa-Power-Bridge nicht als Freileitung realisiert werden, auch nicht bei Verschwenken.)

Also bietet sich für den europäischen Bedarf der Hansa-Power-Bridge gleich der kürzere Weg von Hurva zu dem Netzknoten Krajnik (Buddenbrock) in der sehr dünn besiedelten Woiwodschaft Westpommern an. Damit wird dort auch die Versorgung bei Stilllegung des 1,83 GW Steinkohlekraftwerkes Dolna Odra gesichert. Die Woiwodschaft Lebus (die frühere Neumark) ist extrem schwach erschlossen. Ein Interconnector von Eisenhüttenstadt (Fürstenberg/Oder) ist zwar in Planung aber in der sehr dünn besiedelten (ehemaligen) Neumark fehlt der Netzausbau.

Die Woiwodschaft Niederschlesien hat große Netzknoten im Osten bei Breslau und im Westen Mikułova (Nikolausdorf). Dort ist aus dem Tagebau Türchau des Großkraftwerkes Hirschfelde 1962 das Braunkohlekraftwerk Turów mit gegenwärtig 1,9 GW entstanden, welches auch noch erweitert werden soll. Es wäre vernünftiger, Boxberg mit zugehörigem Tagebau als Pachtkolonie an Polen abzutreten!! Und das ist gar nicht abwegig, würden damit doch schlagartig 17 Mio. Tonnen p.a. deutscher CO<sub>2</sub>-Emissionen entfallen, die durch die Erzeugung von Strom anfallen, der ohnehin nicht in Deutschland genutzt wird. Die Eigentumsrechte und Sanierungspflichten der tschechischen Oligarchen blieben unberührt, desgleichen blieben die Beschäftigungsverhältnisse deutscher Kohlekumpel bestehen. Vertragsvoraussetzung wäre endgültige Stilllegung aller Blöcke nach jeweils 40 Jahren seit Inbetriebnahme und Synchronisierung der Stromerzeugung mit dem Lastfluss über den (mit Phasenschiebern gesteuerten) Interconnector Hagenwerden – Mikułova (Nikolausdorf). Polen würde seine bei der ENTSO-E gemeldeten zukünftigen Stromexporte auch tatsächlich realisieren und mit Anbindung von Mikułova (Nikolausdorf) an die HGÜ-Leitung Baltic-Adria wäre das ein europäisches Integrationsprojekt höchster Güte.

Weiter auf direktem Weg nach Böhmen liegt im Großraum Prag der zentralste tschechische Netzknoten Čechy-šted. Damit würde auch die Einbindung Böhmens in das europäische Verbundnetz allen künftigen Anforderungen genügen. Und die problematischen Lastflüsse von Dolna Odra und Turów über Woiwodschaft Schlesien, Tschechisch Schlesien, Slowakei, Ungarn, Kroatien, Slowenien nach Italien würden entfallen.

Die fehlende Verbindung von Böhmen nach Österreich würde als HGÜ-Leitung von Čechy-šted nach Ernhofen verlaufen, was selbsterklärend ist, da dieser Netzknoten der südliche Endpunkt der alten Reichssammelschiene war und auf direktem Wege gelegen ist. - Österreich leistet seinen Beitrag für den europäischen Stromverbund bisher nur mit den Leitungen in Vorarlberg und Westtirol. Das Projekt 380-kV-Ring ist nur auf die eigenen Bedürfnisse ausgerichtet und auf den Bezug von billigem Importstrom aus Atom und Braunkohle. Es gibt praktisch keine Rücklieferungen nach Tschechien und seit Januar 2016 auch nicht mehr nach Deutschland. Die Anbindung in Ernhofen liegt auch im österreichischem Interesse zur Stärkung der Europaregion Adria-Alpe-Pannonia, im nächsten Abschnitt beschrieben.

Von Österreich gibt es lediglich ein einziges 220 kV System mit gerade einmal 0,257 GW Übertragungsleistung von Lienz in Osttirol nach Soverzene in Venetien. Eine leistungsfähige Trasse von Ernhofen in Niederösterreich (zur Vermeidung großer Höhen wahrscheinlich durch die Niederen Tauern und Passage der Staatsgrenze bei Arnoldstein) nach Redipuglia in Friaul-Julisch Venetien führt zu einer wesentlichen Verbesserung der Netzsituation in der gesamten Europaregion Adria-Alpe-Pannonia. Und für Lastflüsse aus Mitteleuropa nach Italien besteht eine echte Alternative zu den über 5 GW Übertragungsleistung durch die Schweiz. (Die Übertragungsleistung zwischen Frankreich und Italien beträgt zwar schon allein auf der 380 kV-Ebene über 10 GW, ist aber keine Alternative für Lastflüsse aus Mitteleuropa oder gar aus Osteuropa.) Mit dem Trassenabschnitt Ernhofen-

fen – Redipuglia könnte eventuell auch eine gemeinsame Marktpreiszone Alpen-Adria möglich werden.

### **ökologischer und ökonomischer Wahnsinn Lausitz**

Der ökologische und ökonomische Wahnsinn der Braunkohleverstromung fokussiert sich auf die Lausitz, da die anderen Braunkohlekraftwerke zumindest bilanziell für den regionalen Bedarf produzieren. Es fehlt aber ein Einspeisevorrang für die mittelfristig unverzichtbaren Gaskraftwerke. Das können jedoch nicht die Netzbetreiber mit dem NEP leisten, hier müssen BNetzA und BMWi liefern. Szenarien (wie NEP S. 104), in denen die Volllaststundenzahlen von Gas mit Braunkohle und Steinkohle nicht zumindest auf gleicher Höhe liegen, sind inakzeptabel. Das zu ändern hatte bekanntlich das BMWi 2015 unter Sigmar Gabriel einen Vorstoß unternommen. Die Folgen mögen die Verhinderer jetzt bitte selbst tragen und nicht unverschämte Milliardenforderungen an den deutschen Steuerzahler stellen. - Auch müssen sich die Kohleländer ihre eigene seit 20 Jahren verfehlte Strukturpolitik selbst zurechnen und können sich bei Kohlelobbyist MdB Ulrich Freese für ihre Fehler bedanken.

Bilanzmäßig produzieren die drei Lausitzer Braunkohlekraftwerke direkt für Österreich und Italien. Die jährlich 40 - 41 TWh (ohne Jänschwalde Block F und E, sogenannte „Sicherheitsreserve“) sind eine Quelle, die im europäischen Lastfluss physisch erst in Österreich und Italien wieder eingesenkt wird. Mit ca. 6.700 Volllaststunden werden bis zu 6 GW eingespeist. Bis zu 6 GW fließen allein über den Netzknoten Redwitz, der nur eine Richtung kennt (Interconnectoren sind aber Ausgleichsleitungen für beide Richtungen). Die teilweisen Lastflüsse über Osteuropa führen seit Jahren zu Verstimmungen in der UCTE und in der ENTSO-E. Deswegen musste 50Hertz bekanntlich mit hohem finanziellen Aufwand Phasenschieber an den Interconnectoren installieren.

Wo hat das deutsche 380(220) kV-Verbundnetz Engpässe bei einer Marktsimulation mit dem aktuellen europäischen Kraftwerkspark bei simulierter sofortiger Komplettabschaltung der drei Lausitzer Braunkohlekraftwerke?? Bevor dieses Ergebnis nicht vorgelegt wird, hat es absolut keinen Sinn, einen Netzentwicklungsplan zu erstellen. Es hat keinen Sinn neue Leitungen für Braunkohleverstromung zu bauen. Und erst recht keine Erdkabel.

Es kann nicht sein, dass die „Experten“ der Kohlekommission in ihren Empfehlungen (60-Mrd.-Wunschzettel an den deutschen Steuerzahler) in dem umfangreichen Dokument nicht mit einem einzigen Wort erwähnt haben, dass der Umbau des deutschen Kraftwerksparks zwingend unter Berücksichtigung der Entwicklung des Verbundnetzes zu erfolgen hat. Und da hätten die „Experten“ auch ohne Marktsimulation erkennen müssen, dass die sofortige Abschaltung der Altblöcke Jänschwalde und Boxberg Werk III zu einer deutlichen Entspannung im europäischen Strommarkt, im deutschen Verbundnetz und zu einer Verringerung der EEG Umlage führt. Das ist seit der 2015 verhinderten Sonderabgabe auf alte Kohlekraftwerke bekannt.

Es ist unbegreiflich, dass in dem Papier der Kohlekommission Braunkohle und Steinkohle durcheinander gewürfelt werden. Bezüglich der Netzbelastung gibt es da die zwei riesigen Unterschiede, dass Steinkohle in der jeweiligen Verbrauchsregion verstromt wird, nicht aber die Lausitzer Braunkohle, und dass Steinkohlekraftwerke sogenannte Mittellast erzeugen. Damit sind sie bezüglich der Netzsituation modernsten GuD-Kraftwerken ebenbürtig (natürlich nicht bezüglich der CO2-Emission). Die übergangsweise Nutzung vorhandener Steinkohlekraftwerke (ggf. sogar Datteln 4) ist Teil der sogenannten Energiewende und die Fortführung der Braunkohleverstromung ihre Verhinderung.

(Und Großkraftwerke einschließlich Offshore-Windparks sind die Verhinderung von Bürgerenergie-Projekten.)

#### **vier Strompreiszonen für die DACH-Staaten**

Bekanntlich wurde zum 01.10.2018 die gemeinsame Strompreiszone Deutschland – Österreich aus gutem Grund getrennt. Und der liegt entgegen österreichischen Behauptungen nicht im tatsächlich schleppenden Netzausbau entlang der Mainlinie. Bilanzmäßig wurden die beiden jüngsten Blöcke in der Lausitz, Boxberg Q und R nur für Österreich gebaut. Der Widerstand der Bevölkerung und populistischer Politiker gegen den Bau neuer Stromtrassen in Bayern für diesen schmutzigen Braunkohlestrom ist da schon verständlich. Durch die Trennung der Strompreiszonen werden jetzt wenigstens die von den deutschen Stromkunden zu tragenden hohen Redispatchkosten weitestgehend vermieden.

Von verschiedensten Seiten seit langem diskutiert wird eine Spaltung des deutschen Strommarktes in Marktgebiete Nord und Süd. Erstmals zur Dialogveranstaltung NEP 2030/19 in Berlin wurde eine Schrägeilung mit NRW im Süden betrachtet und mit Stromexport- und Stromimportgebiet begründet. Der Bedarf an den HGÜ-Projekten sollte damit weiter untermauert werden. Aus Sicht der Bürgerenergie wird dem hier entgegengehalten, dass jedes Marktgebiet minimalen Netzausbau erfordern und bilanziell einigermaßen ausgeglichen sein sollte.

Bereits in der Konsultation 2015 wurden vom Autor dieses Beitrages Vorschläge für den Umbau des bestehenden 380 kV-Netzes in Mitteldeutschland unterbreitet, die dann in der Konsultation 2017 insbesondere um die Verbindung der Modellregion WindNODE mit dem gesamten Freistaat Bayern erweitert wurden (Netzgebiete 50Hertz ohne Hamburg, Tennet Süd und Amprion Schwaben). Erfreulich ist, dass auch 50Hertz im 1. Entwurf des NEP 2030/19 jetzt einen Bedarf an Umbau im Südraum von 50Hertz prinzipiell anerkennt.

Neu ist die eigene Erkenntnis, dass nach Abspaltung der Strompreiszone Österreich zum 01.10.2018 auch Baden-Württemberg abgespalten und mit der Schweiz zu einem gemeinsamen Marktgebiet Südwest vereinigt werden muss. Die Strukturen sind sehr ähnlich, hohes Potential an Wasserkraft, und die Netze sind in Laufenburg sehr eng verknüpft. Die eigentliche Trennung des deutschen Strommarktes darf dann nicht in Marktgebiete Nord und Süd erfolgen, erst recht nicht schräg, sondern muss in ein Marktgebiet Ost (einschließlich Bayern) und ein Marktgebiet West erfolgen.

In einem Marktgebiet West – Amprion (ohne Amprion in Schwaben) und TennetTSO Nord (ehem. VEBA) sind Transporte von Windstrom von der Küste in die Ballungsräume überschaubar, der erforderliche Netzausbau moderat. Schwieriger könnte es sein, die unterschiedlichen Unternehmenskulturen der alten Kontrahenten RWE (mit VEW) und Preußenelektra AG zusammenzuführen. (In ein Marktgebiet West sollte Luxemburg endlich voll integriert werden. Das scheiterte bisher sicher an der EEG-Umlage, die bisher von den nicht privilegierten deutschen Verbrauchern allein getragen wurde.)

Ob in einem Marktgebiet Südwest Offshore-Windparks in der Nordsee zu integrieren wirtschaftlich sinnvoll ist, müssten dann Baden-Württemberg und die Schweiz beurteilen und ggf. auch einschließlich Trassenbau realisieren und finanzieren. Beide Länder verfügen über die erforderliche wirtschaftliche Potenz und die halbstaatliche, halbkommunale EnBW ist im Offshore-Geschäft bereits stark investiert. - Auf jedem Fall profitiert ein Marktgebiet Südwest mit seinen großen und ausbaufähigen Speicherkapazitäten sehr stark vom Transit im europäischen Stromhandel. Es wäre nicht

abwegig, das höchstmannische Vorarlberg von Austria in die alemannische Marktzone Südwest umzugruppieren. Auch eine Eingruppierung des Piemont und der Lombardei in diese Marktzone könnte sinnvoll sein. Jedenfalls besteht ein sehr starker und ausbaufähiger Netzverbund.

### **völlig falscher Szenariorahmen**

Die Bemühungen der Netzbetreiber, den 1. Entwurf des NEP 2030/19 jetzt etwas realistischer als nach ihrem von der BNetzA genehmigten Szenariorahmen 2030/19 zu erarbeiten, sind zwar sehr anerkennenswert, aber unzureichend. Es ist Aufgabe der Bundesregierung, die richtigen Eckdaten für die Szenarien vorzulegen! (In Anlehnung an ein bekanntes Sprichwort kann man sagen: Wer Investitionskosten senken will, darf nicht die Netzbetreiber fragen. Denn die sind nur für die Stabilität des Netzes verantwortlich und denen ist die Kapitalrendite garantiert.) Der dem 1. Entwurf des NEP 2030/19 zugrunde gelegte Szenariorahmen ist schlichtweg falsch! Das ist wie folgt begründet:

Insbesondere gibt es keinerlei Grundlage über die (aus gutem Grund nach massiver Reduktion) gesetzlich festgelegten 15 GW Offshore-Windkraft hinaus zu planen. Eher in einem ambitionierten Szenarium mit maximal 10 GW in der Nordsee und maximal 2 GW in der Ostsee als Endausbau. Auch muss ein Szenarium ohne HGÜ-Erdkabel betrachtet werden. Der zuständige Bundesminister Altmaier kritisiert zu recht die überbordenden Kosten der Energiewende! Auch an dieser Stelle wird die Bundesregierung die gesetzlichen Grundlagen ändern müssen. Die Kosten für die Anbindung von Offshore-Windparks dürfen nicht sozialisiert werden. Wenn sich der Strom vor Ort für Power-to-X marktwirtschaftlich verwenden lässt, ist gegen diese Großtechnik nichts einzuwenden. Aber in eine regional ausgerichtete Stromwirtschaft sind sie nur sehr bedingt integrierbar.

Ein ambitionierter Kohleausstieg hätte bereits 2015 im NEP 2025 als Szenarium betrachtet werden müssen. Es kann keinen Investitionsschutz für nach 2000 errichtete Kohlekraftwerke geben. Und damit generell nicht über 2030 hinaus (30 Betriebsjahre sind für die Amortisation genug, Sonder-AfA ist zu gewähren). Seit der ersten Fassung des EEG 2000 ist eine mindestens 80 %-ige Versorgung aus erneuerbaren Energiequellen in 2050 in Deutschland Gesetz. Und das hat bisher keine Bundesregierung geändert. Die Kohleinvestoren und Kohlegewerkschaften haben bewusst gegen die Bundesregierung gewettet. Die Preisentwicklung für Strom aus neu errichteten Wind- und Solaranlagen gibt der 2000 getroffenen Entscheidung des Gesetzgebers recht. Spekulation ist für das Funktionieren des Marktes unabdingbar. Spekulanten können gewinnen – aber auch verlieren. Und der Verlustfall darf nicht sozialisiert werden. Jeder, der meint, es gäbe ein Recht auf to big to fail, braucht sich über die Erfolge von Populisten nicht zu wundern.

Bemerkung: Es kann nicht sein, dass Provinzfürsten und instrumentalisierte Bürgerinitiativen Ziel 7 des Weltzukunftsvertrages der Vereinten Nationen – saubere, sichere, dauerhafte, bezahlbare Energie für alle – blockieren, weil bei ihnen der Strom aus der Steckdose kommt. Dieser Vertrag ist von Deutschland ratifiziert und damit bindendes Recht. Es kann auch nicht sein, dass das Allgemeinwohl und die Freiheit des Wettbewerbes den Egoisten besitzstandswahrender Gewerkschaften und marktbeherrschender Großunternehmen geopfert wird. Außerdem hat nach neuerem EU-Recht regionale Stromerzeugung Vorrang. Der Kohleausstieg ist spätestens seit dem Pariser Klimagipfel 2015 weltweit als unabdingbar anerkannt (und nicht erst seit dem 60-Mrd.-Wunschzettel der Kohlekommission).

Im deutschen Föderalismus liegt die Zuständigkeit der Versorgung mit Energie schon immer im eigenen Wirkungskreis der Gemeinden. Diese Gebietskörperschaften sollten sich gar nicht selbst als Energieunternehmen betätigen. Aber sie müssen darlegen, wie sie ihre Versorgungspflicht regional

erfüllen! Für die Stromversorgung liegt kommunale Zusammenarbeit in den vorhandenen Strukturen der 110 kV-Netze nahe, woraus auch Anpassungen dieser Netze resultieren können. Planungsgrenzen ergeben sich aus den Grenzen der einzelnen 110 kV-Netze und der Stromtragfähigkeit dieser Leitungen. D.h., sinnfällige Strom-Planungsregionen orientieren sich auch an den Netzverknüpfungspunkten 380(220)/110 kV und planbaren Trennungen in 110 kV-Teilnetze bei Betriebsstörungen. Dann sind diese kommunalen Strom-Planungsregionen/ Planungs-Zweckverbände auch verantwortlich für die Planung und Finanzierung dezidiert Höchstspannungs-Transportleitungen, die durch Disparitäten zwischen regionaler Erzeugung und regionalem Verbrauch erforderlich werden! z.B. durch Verhinderung von Windkraftanlagen seitens der kommunalen Ebene. Das schließt die Zuständigkeit der BNetzA als Genehmigungsbehörde nicht aus.

Das deutsche 380(220) kV-Netz ist im Gegensatz zum Gasnetz ein Verbundnetz und kein Transportnetz. Sprachlich wird das mit dem Begriff Übertragungsnetz vermischt. Für den europäischen Verbund wird auch korrekt von Interconnectoren gesprochen. Eine Trennung in Transmission System Operator und Distribution System Operator ist historisch überholt. Die Energiewende findet in den regionalen 110 kV-Netzen statt! Das sind keine Verteilnetze mehr. Und das Verbundnetz der ehemalige VEAG (vorm. VEB Verbundnetz) verliert seine partielle Transportfunktion durch die Abschaltung von Lubmin (1995 endgültig stillgelegt) und mit dem Braunkohleausstieg in der Lausitz. (Dezidierte 110 kV-Transportleitungen für Braunkohlestrom waren hier schon Lauchhammer – Stahlwerk Riesa (1912) und Zschornowitz – Aluminiumwerk Rummelsburg (1918).) Damit wird dieses sogenannte Übertragungsnetz wieder ein reines Verbundnetz. Die anderen deutschen Verbundnetze hatten diese partiellen Transportfunktionen nie (aber einige starke Interconnectoren, wie die Nord-Süd-Leitung. Auch die Reichssammelschiene war ein Interconnector.) Die Regionalisierung des Strommarktes unter Nutzung regenerativer Quellen funktioniert um so besser, je stärker das Verbundnetz ist. Aber wirtschaftlich gibt es da ein Optimum, auch über einem Verbundgebiet liegt keine Kupferplatte als Netz.

Das 380(220) kV-Verbundnetz wurde bekanntlich erforderlich für die Einspeisung sehr großer Kraftwerksblöcke (bis 1.600 MVA) und den Verbund zwischen ihnen. Schon für geplante Stillstände ist der Verbund erforderlich. Das europäische Verbundnetz ist bekanntlich sogar auf den spontanen Ausfall von 3.000 MVA sowohl auf Erzeuger- als auch auf Abnehmerseite ausgelegt und das stabilste Netz der Welt, mit auch den geringsten Frequenzschwankungen. Die Herausforderungen der Energiewende liegen auf der 110 kV-Ebene. Das Höchstspannungsnetz wird dabei noch stabiler, da es den Ausfall selbst einer einzelnen 10 MW-Windturbine nicht einmal spürt. Selbstverständlich können ganze Schaltanlagen weiterhin ausfallen oder Masten umknicken und irgendwo gibt es Grenzen der Redundanz. Für das Netz problematisch sind große Offshore-Windparks. - Eine enorme Stabilisierung des Verbundnetzes würde eintreten, wenn die Betreiber der unterlegten 110 kV-Netze eine eigene Verantwortung (mit der Möglichkeit zur Gewinnerzielung) erhielten, in ihren Netzgebieten Einfluss auf Erzeugung und Verbrauch nach den Erfordernissen des Netzes in der Marktzone zu nehmen (Konzept der Energiewaben).

An den sich ändernden Kraftwerkspark musste das Höchstspannungsnetz schon immer ständig angepasst werden, nicht erst seit der sogenannten Energiewende. Durch Abschaltung unflexibler Großkraftwerke und Verzicht auf weiträumigen Transport von Braunkohlestrom werden enorme Kapazitäten im Netz frei. Das schafft Platz für einen sehr starken Verbund fluktuierend einspeisender Erzeugung aus Sonne, Wind und Wasser in weitestgehend ohne Redispatch technisch beherrschbare Marktgebiete. - Lieferten bisher unflexible Großkraftwerke eine Grundleistung unabhängig vom Strombedarf, irreführend als Grundlast bezeichnet, wird jetzt die preiswerte Grundleistung von Sonne, Wind und Laufwasser erzeugt, ebenfalls unabhängig vom jeweiligen tatsächlichen Bedarf, nur anders. Die Aufgabe, mit Mittelleistung (sogenannter Mittellast) geplante Erzeugung und ge-

planten Verbrauch in Deckung zu bringen, bleibt die gleiche. Nur die Fahrpläne sind anders. Und beide Konzepte sind miteinander nicht kompatibel.

Der Gesetzgeber ist gefordert, regulatorische Hemmnisse zu beseitigen, damit virtuelle Kraftwerksverbände aus EE-Anlagen (plus Speichern) und Erdgasanlagen diskriminierungsfrei am Markt agieren können. Als erstes sofort abgeschafft gehört die unsinnige Besteuerung von Strom zur Speicherrladung als Stromverbrauch, dann die Ökosteuer, die EEG-Umlage, die Mineralölsteuer, die Konzessionsabgabe usw. Frei von regulatorischen Behinderungen und diskriminierenden Abgaben sind solche virtuellen Kraftwerksverbände heute marktfähig. Eine auf allen fossilen Kohlenstoff einheitliche CO<sub>2</sub>-Lenkungsabgabe als einzige regulatorische Stellschraube ist viel effizienter und schützt vor Fehlallokationen. Für die Erdatmosphäre ist es egal aus welcher Quelle und zu welchem Zweck fossiler Kohlenstoff frei gesetzt wird. Und eine Lenkungsabgabe schützt vor Begehrlichkeiten, da sie nur zweckgebunden verwendet werden darf und damit als einziges Ziel verfolgt, sich selbst abzuschaffen (ihren Erhebungsgrund).

Die von Voraussetzungen freie Auszahlung möglicherweise vermiedener Netzendgelde wurde zu recht abgeschafft. Aber genauso abgeschafft gehört Gebührenerhebung für nicht in Anspruch genommene Netzleistungen, die Diskriminierung von Regionalstrom. Es bedarf einfacher Regeln, zur Erhebung von Netzgebühren für den jeweils gehandelten Strom nach Anzahl der Netzknoten und der jeweiliger Netzauslastung. Es stimmt eben auch nicht, dass gehandelter Strom nicht physisch flösse, genau so wie PV-Strom eben nicht aus Prinzip immer im 400 V Ortsnetz verbleibt. Warum sollen die Netzbetreiber nicht für die von ihnen geschaffene Möglichkeit des Stromhandels über die Anzahl der Netzknoten die Gebühr erheben dürfen, unabhängig ob der Strom tatsächlich transportiert werden musste? Letzteres wäre ja mit dem Parameter Netzauslastung zu bewertet. Und Aufgabe der BNetzA ist ohnehin Gebührenüberhebung zu verhindern. - Ein bewährtes Prinzip ist die Erhebung von Baukostenzuschüssen. Können diese nicht pauschaliert nach Folgeaufwand durch zusätzlicher Einspeisung in Netzgebieten mit Überversorgung bzw. nach Folgeaufwand durch zusätzlicher Entnahme in Netzgebieten mit Unterversorgung berechnet werden? Wie viel ist welchem Kunden welches Level an Einspeise- bzw. Versorgungssicherheit (Spitzenkappung, Abschaltungen) wert? Wie sollen die Netzkosten verursachergerecht umgelegt werden? Welche unternehmerischen Risiken muss der Netzeigentümer selbst tragen? Systemrelevanz gilt nicht. Der Regulierer muss nur sicherstellen, dass im Insolvenzfall der Betrieb aufrecht erhalten bleibt. Am Ende zahlt immer der Stromkunde.

Ist es rechtens, den Stromkunden das Recht auf Miteigentum an den ohnehin von ihnen zu finanzierten Netzen vorzuenthalten? War es nach Art. 15 GG rechtens, das VEAG-Netz über den schwedischen Staat Vattenfall an den belgischen Staat Elia und den australischen Pensionsfonds als Spekulationsobjekt zu verkaufen? Vattenfall erzielte beim Verkauf damals für das Netz 50 Euro je Bewohner des Versorgungsgebietes. Warum wurde nicht an die Bürger verkauft, die am Ende eh alles bezahlen müssen? Worin besteht die unternehmerische Leistung des Australischen Pensionsfonds, außer einen exorbitanten Spekulationsgewinn für seine Pensionisten realisiert zu haben? Den gesellschaftlich erforderlichen Diskurs könnte das BMWi über sein Instrument Bürgerdialog Stromnetz führen.

Ein grenzenloser europäischer Strommarkt ist Illusion und verstößt gegen elementare Regeln der Marktordnung, wenn Transportkosten nicht von den jeweiligen Erzeugern und Abnehmern getragen werden. (Auf europäischen Autobahnen setzt sich auch immer mehr eine streckenbezogene Maut durch und das Stromnetz ist keine Kupferplatte.) Mit marktgerechten Transitkosten regelt sich der europäische Strommarkt von selbst und wird sich das europäische Verbundnetz einigermaßen optimal entwickeln.



Bereits in der Konsultation zum NEP 2025 wurde angemahnt, ein Szenarium B0 mit ausgeglichener deutscher Stromaußenhandelsbilanz zu erstellen. In den Szenarien B1 und B2 hatten damals bei völlig identischem Kraftwerkspark Marktsimulationen mit einmal hohem Export und dann hohem Import völlig andere Netze ergeben. Im NEP 2030/17 wurde diese Anregung offensichtlich aufgenommen, aber bei der nach dem Abschlussbericht der Kohlekommission überhasteten Erstellung des 1. Entwurfes des NEP 2030/19 wurden nur Szenarien mit exorbitanten deutschen Exportsalden entwickelt. Es macht volkswirtschaftlich überhaupt keinen Sinn, wenn der Exportweltmeister Deutschland als hoch besiedeltes und rohstoffarmes Land auch noch zusätzlich jährlich 2 Mrd. Euro Stromhandelsüberschüsse einführt, nach Abschaltung der Atommeiler vielleicht das Doppelte, diese Überschüsse im TARGET2 aufgeschrieben, aber niemals beglichen werden. Und dafür wird unsere Luft durch Braunkohle verpestet??

Die Zuständigkeit für die deutsche Außenhandelsbilanz liegt aber nicht bei den Netzbetreibern sondern beim BMWi und beim BMF. Es ist Aufgabe der BNetzA den Netzbetreibern die Vorgaben zu liefern. Und da müssten Abweichungen von ausgeglichen Außenhandelssalden nachvollziehbar begründet werden! z.B. ist Luxemburg faktisch Teil des deutschen Strommarktes, nur von der EEG-Umlage befreit. Neurath mit Garzweiler könnte von der belgischen, der niederländischen und der luxemburgischen Krone gemeinsam als Pachtkolonie erworben werden, da Neurath F und G nur für die Deckung des dortigen Bilanzdefizits 2011/12 ans Netz gingen. Der Eigentümer RWE ist ohnehin schon stark in den Niederlanden investiert. Damit verschwände ein erheblicher Posten aus der deutschen CO2-Emission. Bei Direktschalung in Rommerskirchen ein BoA-Block an den Stromkreis Selfkant weiß nach Maasbracht und ein BoA-Block an den Stromkreis Oberzier Süd (ohne Unterbrechung in Pfaffendorf) in Oberzier an die HGÜ-Leitung ALEGrO nach Lixhe (ab 2020). - Eine Abtretung von Boxberg (mit den beiden jüngsten Blöcken der Lausitz) als Pachtkolonie an Polen wurde bereits im Kapitel europäische HGÜ-Leitung Baltic-Adria für den Netzknoten Mikułova (Nikolausdorf) erörtert. - Aber für die Abtretung von Pachtkolonien haben die Netzbetreiber kein Verhandlungsmandat von der Bundesregierung. Sowohl die deutsche CO2-Bilanz als auch das deutsche Stromnetz wären schlagartig entlastet und die heikle Fragen des Kohleausstieges für die gegen das EEG 2000 gewetteten Investitionen in neue Kohlemeiler seit 2000 wären geschickt umgangen, die Eigentumsrechte unberührt.

Es ist nicht Aufgabe der Netzbetreiber in der Marktsimulation Szenarien mit CO2-Abgaben so auszutarieren, das bestimmte Ziele als Punktlandung erreicht werden, wie im Entwurf des NEP vorgelegt. Es besteht keine Pflicht maximaler Ausnutzung von CO2-Zielen. Diese dürfen beliebig unterschritten, aber nie überschritten werden. Dem Gesetzgeber können Vorschläge unterbreitet werden und Zusammenhänge aufgezeigt werden. Von vielen Akteuren wird eine CO2-Lenkungsabgabe gefordert. Weiterhin wird von vielen Akteuren die Freiheit des Marktes, insbesondere auch für Bürgerenergieprojekte gefordert. Dazu sollen die EEG-Altfälle in einen Fonds überführt werden, der aus der CO2-Lenkungsabgabe finanziert werden kann. Jeder muss das Recht haben, Strom für sich selbst oder in Gemeinschaft mit anderen zu erzeugen, ohne dafür mit Sondersteuern und Abgaben belastet zu werden oder Gebühren für Leistungen dritter in unangemessener Höhe entrichten zu müssen (die CO2-Lenkungsabgabe soll an der Quelle der Inverkehrbringung des Brennstoffes/ des Rohstoffes erhoben werden).

Für den NEP ist es egal, ob die sogenannte Mittellast regional in den Verbrauchsgebieten aus Erdgas oder aus Steinkohle erzeugt wird. Bei einer CO2-Lenkungsabgabe bedarf es auch keiner dirigistischen planwirtschaftlichen Vorgaben für den Steinkohleausstieg. Der Gesetzgeber hat mit der Schraube CO2-Lenkungsabgabe die Durchsetzung seiner Zielvorgaben voll in der Hand. Wenn dabei ein langsamerer Steinkohleausstieg durch höhere Einsparungen an anderen Stellen heraus-

kommt, ist das auch in Ordnung. Den optimalen Pfad muss der Markt suchen und finden. Wenn Kohlekraftwerke nur noch in extremen Situationen mit wenigen Vollaststunden zum Einsatz kommen, sind auch hohe installierte Leistungen in Ordnung. Das Jahr 2035 (und nicht erst 2038) für den Kohleausstieg kann auch so interpretiert werden, dass daraus eine absolute Restmenge für die Freisetzung von CO<sub>2</sub> aus allen(!) Sektoren für Deutschland ausgehandelt wird, die es dann gilt einzuhalten. Im Gegensatz zu den Risiken der Atomkraft spielt bei CO<sub>2</sub> eine Laufzeitstreckung oder -stauchung keine Rolle, hier kommt es auf die absolute Menge an. Und da ergibt sich dann, je mehr heute bereits verzichtbare Kohle vermieden wird, um so leichter wird dann der Gesamtweg. Die Verfehlung der selbst gesteckten Emissionsminderungsziele 2020 sollten Warnung genug sein. Im Übrigen ist der Kohleausstieg auch völlig unabhängig von möglichen Klimafolgen schon wegen der hohen externalisierten Kosten schnellstens erforderlich. Und die unflexiblen Großkraftwerke sind das größte Hindernis für dezentrale Bürgerenergie-Projekte. (Wenn mögliche Klimafolgen keine Relevanz hätten, wäre Erdgas zwar bis zur Erschöpfung der Quellen nutzbar, ist aber mittlerweile teurer als die Nutzung von Sonne, Wind und Wasser.)

Der im NEP erkennbare schleichende Ausstieg aus der Bioenergie ist sehr kritisch zu bewerten. Hier geht erstens ein enormes Flexibilitätspotential verloren, z.B auch für die Methanisierung von EE-Wasserstoff und zum anderen ist Verrottung von Biomasse keine Alternative und Fäulnis mit Methanfreisetzung erst recht nicht. Auch die bilanzielle Freisetzung von biogenem CO<sub>2</sub> ist problematisch, wie seit 15 Jahren in Kanadas Wäldern durch (natürliche) Waldbrände und durch natürliche Verrottung abgestorbener Bäume. CO<sub>2</sub>-Bindung in der Pedosphäre erfolgt eben nicht einfach durch Brache. Der Verzicht auf CO<sub>2</sub>-neutrale energetische Nutzung von Biomasse kann also sogar negative Folgen haben.

In der Konsultation zum Szenariorahmen 2030/19 wurde von der BNetzA leider nicht die Anregung robuster Szenarien 600 TWh mit 200 TWh fossiler Erzeugung, 600 TWh mit 150 TWh fossiler Erzeugung und 750 TWh mit 150 TWh fossiler Erzeugung aufgegriffen. Mit pseudowissenschaftlicher Akribie und Kleinteiligkeit ohne Nachvollziehbarkeit der Eingangsgrößen lässt sich jedes gewünschte Ergebnis rechnen, es bleiben Annahmen. Gibt es ein Naturgesetz, dass im Norden keine PV installiert werden darf und im Süden keine Windräder aufgestellt werden dürfen? Wenn dem so wäre, dürfte PV-Strom nur aus Sizilien und Kalabrien bezogen werden (gewisse Spezialisten dort wären darüber hoch erfreut).

Die wichtigste Annahme für ein bürgerfreundliches Verbundnetz ist dezentrale Stromerzeugung in bilanziell ausgeglichenen technisch abgrenzbaren Netzgebieten. Für die Netzbetreiber der einzelnen Marktgebiete (vier Stück in den DACH-Staaten) bleibt dabei genug Arbeit, die Netze robust für fluktuierende Erzeugung zu verstärken und umzubauen. Die große Herausforderung für diese Netzbetreiber besteht darin, dass durch Ausgleich der Fluktuation die für kalte Dunkelflaute in den unterlagerten Netzgebieten dezentral zu verteilenden Reservekraftwerke – egal ob mit EE-Gas, mit Erdgas oder übergangsweise mit Steinkohle befeuert – auf möglichst wenig Vollaststunden kommen. Dazu bedarf sowohl die Inbetriebnahme von Reservekraftwerken in den unterlagerten Teilnetzen als auch die Einspeisung aus Teilnetzen in das überlagerte Netz der Freigabe durch den Netzbetreiber des Marktgebietes, ansonsten ist dem Netzbetreiber Spitzenkappung laufend anzuzeigen. Für die durch das Dispatchen eingesparten Brennstoffkosten steht den Netzbetreibern der Marktgebiete durchaus eine Arbitrage zu. Die Regulierer haben Instrumente zu schaffen, dass übergangsweise noch vorhandene schwer regelbare Großkraftwerke nur so gefahren werden dürfen, dass es niemals zu Stromüberschüssen in der betreffenden Region des Verbundnetzes kommen kann. (Diese Restriktion ist im Grunde eine zwingende Folge des gesetzlichen Einspeisevorrangs der Erneuerbaren. Dieser impliziert unter den heutigen Bedingungen eine regionale Komponente, deren es bei der vormals angeblichen theoretischen Grenze von 4 % EE und auch bei 20 % EE noch nicht bedurfte.)

Die letzte Maßnahme wäre, dass Betreiber solcher Großkraftwerke in ihrer Region Kontingente an EE-Strom einkaufen müssen und abregeln dürfen (Wind- Wasserkraft haben den großen Vorteil, immer schnell abgeregelt werden zu können). Dann gäbe es keine negativen Strompreise mehr und der Druck, Großkraftwerke bedarfsgerecht zu fahren, wäre noch höher.

Es ist natürlich unmöglich an dieser Stelle das Thema erschöpfend zu behandeln. Die umfangreichen Darlegungen sollen aber einen vom BMWi bzw. der BNetzA zu moderierten breiten und intensiven gesellschaftlichen Diskurs anstoßen. Auf jeden Fall werden die hier vorgetragenen Positionen auch in den BarCamp des Bürgerenergie-Konventes 2019 des deutschen Dachverbandes Bündnis Bürgerenergie e.V. eingebracht.

## **robustes Verbundnetz für ein Marktgebiet Ost**

Die Netzgebiete 50Hertz ohne Hamburg (vorm. VEAG, ehem. VEB Verbundnetz), Tennet Süd (vorm. E.ON, ehem. VIAG / Bayernwerke) und Amprion Schwaben (vorm. RWE), umfassen die Bundesländer BY, TH, SN, ST, BB, BE, MV und sind mit den vorhandenen Interconnectoren gut von anderen Marktgebieten zu unterscheiden. Die unterlagerten 110 kV-Netze sind an historischen Grenzen ausgerichtet und mit den Außengrenzen der genannten Bundesländer deckungsgleich. Die Rheinpfalz gehört schon seit 1946 nicht mehr zum Freistaat Bayern und der bayerische Regierungsbezirk Schwaben ist nur über Interconnectoren vom UW Vöhringen nach UW Delmensingen mit BaWü-Schwaben verbunden (siehe dazu auch P 52) und so auch klar von im Netzgebiet TransnetBW gelegenen Amprion-Leitungen getrennt.

Begrüßt wird die Identifizierung des Bedarfes einer Südraum-Umstellung in der Regelzone von 50Hertz im NEP 2030/19. Für das UW P 362 im Suchraum Delitzsch an der 380-kV-Leitung Jessen/Nord – Marke – Lauchstädt wird auf den schon für den NEP 2030/17 vorgeschlagenen Punkt Schönwolkau OT Lindenhayn als dem UW Taucha am nächsten gelegen hingewiesen. Dann sollte das Gestänge für eine neue 110-kV-Leitung nach Taucha aber gleich für die spätere Auflage von zwei 380 kV Systemen ausgelegt werden. Unverständlich ist, warum das Projekt P 251 Pulgar – Lauchstädt wieder entfallen soll. P 358 könnte als Ad-Hoc-Maßnahmen sicher schneller realisiert werden. Aber dann ist nicht verständlich, warum für die Schrägregeltransformatoren 380/220 kV in Lauchstädt, Eula und Weida erst 2030 als Zieljahr angegeben ist.

Zwischen Thüringen und Bayern liegen vier leistungsstarke 380-kV Systeme auf den Trassen von Altenfeld und von Remptendorf nach Redwitz (siehe dazu auch P 185). Altenfeld – Grafenrheinfeld P 44 wird zwar gegenwärtig von der Thüringer Landesregierung abgelehnt, ist aber unverzichtbar. Der auch von der Thüringer Landesregierung vehement abgelehnte Südlink DC 4 wird auf europäischer Ebene durch HGÜ Baltic-Adria überflüssig. Für ein Marktgebiet Ost wird P 43 nicht benötigt und kann außerhalb Bayerns als P 43 mod realisiert werden. Dann muss aber P 48 Großgartach – Stalldorf – Grafenrheinfeld zwingend nach Nordost als P 44 Grafenrheinfeld – Altenfeld (nach Pulgar) fortgeführt werden. Der Abschnitt Schalkau – Grafenrheinfeld (bzw. Berggrheinfeld) ist zwar umstritten aber unverzichtbar. P 44 mod ist für ein Marktgebiet Ost keine störungssichere Lösung. Es gäbe keine Alternative bei Störungen im Abschnitt Redwitz – Würgau, insbesondere bei Störungen in den Sachanlagen oder bei Mastausfall. Gerade für Thüringen ist die bei P 44 mod erfolgende Überlastung Vieselbach – Mecklar P 37 negativ.

Auf Thüringer Seite besteht für P 44 schon das Baurecht auf der Trasse Vieselbach – Altenfeld – Redwitz für die Auflage zweier weiterer Stromkreise von Vieselbach bis Schalkau. In P 44 ist zwar die Auflage zweier weiterer Stromkreise auf die Gestänge im Abschnitt Altenfeld – Vieselbach nicht

vorgesehen, diese Notwendigkeit ergibt sich aber aus der gegenwärtigen Planung für P 38. Die mehrfach vorgetragene Einbindung von P 38 bereits im UW Großschwabhausen zur Einsparung von 25 km Trassenlänge und 55 km Laufweg in Hauptlastflussrichtung wurde leider nicht aufgegriffen. Obwohl das sehr gut zur jetzt neu geplanten Ertüchtigung von Großschwabhausen P 361 passen würde. Mit dem direkten Lastfluss von Pulgar über Großschwabhausen nach Remptendorf wäre dann der Umweg über Remptendorf nach Altenfeld tolerierbar und P 44 könnte für den Lastfluss Pulgar – Grafenrheinfeld ohne die Stromkreisauflage Altenfeld – Vieselbach auskommen.

Der vierte wichtige Interconnector ist die Verbindung Mechlenreuth – Herlasgrün als Lückenschluss. Mit P 358 Herlasgrün – Weida wurde jetzt erfreulicher Weise in den NEP 2030 der Beginn der dafür erforderlichen Fortführung von Weida über Eula (Frohburg) nach Streumen aufgenommen. Dazu wird in vorhandener 220 kV Trasse Weida – Eula – Röhrsdorf von Weida bis zu dem Dreibein bei Frohburg eine neue 380 kV Leitung errichtet, die dort in die vorhandene Leitung Eula – Streumen eingebunden wird. Diese Maßnahme ist zur Entlastung der Relation Streumen – Röhrsdorf dringend, da diese beiden 380 kV-Systeme ständig am Limit sind. Das ist die schwächste Stelle im 50Hertz-Netz und somit ist unverständlich, warum der bereits 2015 unterbreitete Vorschlag zur Stärkung der Relation Weida – Streumen immer noch nicht aufgegriffen wurde und stattdessen P 38 Röhrsdorf – Weida vorgezogen wurde.

Mit vier Interconnectoren zwischen Thüringen und Bayern besteht auch künftig keinerlei Bedarf für eine 2 GW oder 2 x 2 GW HGÜ-Leitung innerhalb eines Marktgebietes Ost. Mit Hochstrombeseilung steht bei acht Systemen im n-1 Fall eine Übertragungsleistung von 16 GW zur Verfügung (bei 4.000 A sogar noch mehr). Selbst die ca. 714 km Entfernung Görries – Isar, DC 20 rechtfertigt nicht den enormen Aufwand für die Konverterstationen und erst recht nicht vertretbar ist der Aufwand für die Erdverkabelung. (Im Übrigen fehlt bei DC 20 die Verbindung zur Hansa-Power-Bridge, die natürlich auch nach Görries verschwenkt werden könnte. Erforderlich ist aber HGÜ Baltic – Adria.)

Für ein engpassfreies Netz in einem Marktgebiet Ost sind vier zweisystemige Trassen in der langen Nord-Süd-Ausdehnung identifizierbar, die mit acht Systemen bei Hochstrombeseilung ein für 16 GW n-1 sicheres starkes Backbone ermöglichen. Im n-2 Fall und bei nur 3.600 A sowie den Übertragungsverlusten langer Distanzen sind das immer noch mindestens 13 GW. (Vergl. dazu die Anzahl der in Längsrichtung parallelen 380-kV System in Tschechien 5, in Schweden über enorme Distanzen 8 (ohne DC-Leitung!) oder gar in Italien nur 4 (auch ohne DC trotz enormer Distanzen).) Mehr ist wirtschaftlich nicht vertretbar, dann wäre das Marktgebiet zu groß. Für den Transport über die Nord-Süd-Distanz des Marktgebietes lassen sich bei acht parallelen System die Leitungen so zu und abschalten, dass im Normalfall etwa die natürliche Leistung übertragen wird, was bei Freileitungen nur eine geringe thermische Belastung bedeutet und auch nur wenig Blindleistungskompensation erfordert. Werden bei extremer Windstromeinspeisung im Norden die Leitungen über lange Distanzen thermisch hoch belastet, sind das Situationen, in denen auch oft Spitzenkappung erfolgt, der Netzverlust also keinen realen Leistungsverlust zur Folge hat (dann erfolgt eben etwas Spitzenkappung durch den Übertragungsverlust).

Folgende vier Trassenverläufe in Nord-Süd-Richtung lassen sich für ein starkes Backbone in einem Marktgebiet Ost identifizieren:

(Rostock –) Güstrow – Wolmirstedt – Lauchstädt – Vieselbach – Altenfeld – Redwitz – Raitersaich – Irsching – Oberbachen ( – Walchensee –) Westtirol

Lubmin – Wolmirstedt – Coswig? – (Lückenschluss) – Marke – Delitzsch? – (Lückenschluss) – Taucha – Pulgar – Großschwabhausen – Altenfeld – Grafenrheinfeld – Stalldorf – Raitersaich – Ludersheim – Schwandorf – Pleinting – St. Peter

(Krümmel –) Güstrow Pasewalk – Vierraden – Neuenhagen – Preilack – Streumen – Röhrsdorf – Weida – Remptendorf – Redwitz – Ludersheim – Sittling – Isar/Altheim – St. Peter

Lubmin – Neuenhagen – Throw – Streumen – Eula – Weida – Herlasgrün – Mechlenreuth – Schwandorf – Sittling – Irsching – (Lückenschluss) – Meitingen – Leupolz – Westtirol

Dafür sind wenige Lückenschlüsse erforderlich. Und es bestehen starke Querverbindungen, mit vier Interconnectoren zum Marktgebiet West und zwei Interconnectoren zum Marktgebiet Südwest.

Nicht nachvollziehbar bleibt P 150 (jetzt mit P224 zusammengefasst). Eine strategische Vorbereitung für einen Interconnector nach Göttingen ist nicht erkennbar und auch nicht erforderlich. Der Bau von PSW Ellrich 640 MW und PSW Hainleite 500 MW ist nicht in Sicht. Mit P 150 können die jetzt erforderlichen Lückenschlüsse nicht ersetzt werden.

Die in einem Marktgebiet Ost für ein starkes Backbone mit acht parallelen Systemen in Nord-Süd-Richtung erforderlichen Maßnahmen sind im Vergleich zu dem Aufwand einer einzigen DC-Leitung mit 2 GW und die in preiswerterer Variante als Freileitung Güstrow – Isar (DC 19) sehr bescheiden und im Ergebnis viel wirkungsvoller. Auf Wiederholung detaillierter Erörterungen einzelner Maßnahmen und Leitungsabschnitte aus vergangenen Konsultationen NEP wird an dieser Stelle verzichtet. Weitere Ausführungen zu dem Gesamtkonzept gern im weiteren Dialog. Für Gespräche steht der Autor gern zur Verfügung.