

Arbeitskreis II
Struktur- und Regionalpolitik
verantwortlich: Ralph Lenkert, umweltpolitischer Sprecher
28. April 2014

Sinn oder Wahnsinn des Netzausbaus Scheitert „Die Energiewende“ an Stromleitungen?



Zusammenfassung: Netzausbau ja, aber so nicht!

Der gegenwärtig festgestellte Netzausbaubedarf bei den Übertragungsnetzen ist in seinen Ausmaßen nicht nachvollziehbar und muss deshalb gestoppt werden. In der Netzplanung muss im Sinne der ökologischen Energiewende die Stilllegung von konventionellen Kraftwerken endlich einbezogen werden. Das Stromsystem muss so dezentral wie möglich und nur so zentral wie nötig konzipiert werden. Der Netzplanung müssen aktuelle Daten und realistische Bedarfe zu Grunde liegen. In die langfristige Planung müssen die Potentiale und Flexibilität der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), der Verknüpfung des Wärmenetzes mit Stromnetzen und von regionalen Energiespeichern einbezogen werden. Die Übertragungsnetze müssen vergesellschaftet werden, damit kein Profitinteresse mehr beim Bau von Stromleitungen bestehen kann. Die Netzentgelte müssen bundesweit einheitlich umgelegt werden. Große Stromerzeuger müssen an den Netzkosten beteiligt werden. Nur unter diesen Rahmenbedingungen dienen die Netze der Energiewende, können die Kosten sozial fair gewälzt werden und kann letztendlich Akzeptanz für tatsächlich notwendigen Netzausbau entstehen.

Allgemeines

Ohne Netzausbau keine Energiewende - so der Tenor aktueller Debatten. Gemeint sind damit vor allem die Übertragungsnetze. Auf den ersten Blick scheint die Behauptung logisch: Die Erneuerbaren Energien, allen voran die Windkraft, sind vor allem im Norden und Osten des Landes aufgebaut worden, fernab der sogenannten Lastzentren und Ballungsgebiete in Süd- und Westdeutschland, wo viel Strom verbraucht wird. Die südlichen Bundesländer haben in der Vergangenheit stark auf fossile Energien und Atomkraft gesetzt. Und so wird heute dort viel Strom erzeugt, wo er in diesen Mengen nicht verbraucht wird. Also muss Strom über weite Strecken transportiert werden, wozu entsprechende Übertragungsnetze gebraucht werden. Die heutige Verteilung von Stromerzeugung und Verbrauch bzw. Abnahmen (Last) ist aber nicht für alle Zeiten festgeschrieben. Denn auch im „Süden“ entstehen ständig neue und mehr Erneuerbare-Energien-Anlagen.

Hauptsächlich Großkraftwerke (Atom, Kohle, Gas), und die großen, zentralen Offshore-Windparks speisen ihre Energie direkt in das Übertragungsnetz ein. Die Bundesregierung setzt mit dem geplanten Umfang des Ausbaus des Übertragungsnetzes genau an dieser Grundstruktur an und hält damit an einer zentral strukturierten Energieerzeugung fest. Logischerweise fördert dieser Ansatz die großen, kapitalstarken Energieerzeuger Vattenfall, EnBW, E.on und RWE.

Es haben sich mittlerweile viele Bürgerinitiativen entlang geplanter oder im Bau befindlicher Trassen gegründet und kämpfen dort teils für die Erdverkabelung der Leitungen, teils gegen den Leitungsbau generell. Wenn der Bau einer Höchstspannungstrasse gegen den Willen der Anwohnerinnen und Anwohner durchgesetzt wird, Landschaft für Jahrzehnte zerschnitten, Wälder gerodet und die Fragen nach Gefahren durch Elektromog akut werden, sollte es gute Argumente für den Leitungsbau geben. Die Antwort auf die bestehenden Probleme kann nicht lauten: Übertragungsnetzausbau um jeden Preis! Denn damit könnte jeder sinnvolle Umbau der Energieversorgung massiv ver- und behindert und die Akzeptanz für die Energiewende verspielt werden. Eine umfassende und aktive Information der Kommunen und Anwohnerinnen und Anwohner etwaiger geplanter Trassenkorridore durch die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur ist frühzeitig und aktiv zu gewährleisten, Einwände müssen juristisch nachvollziehbar berücksichtigt werden.

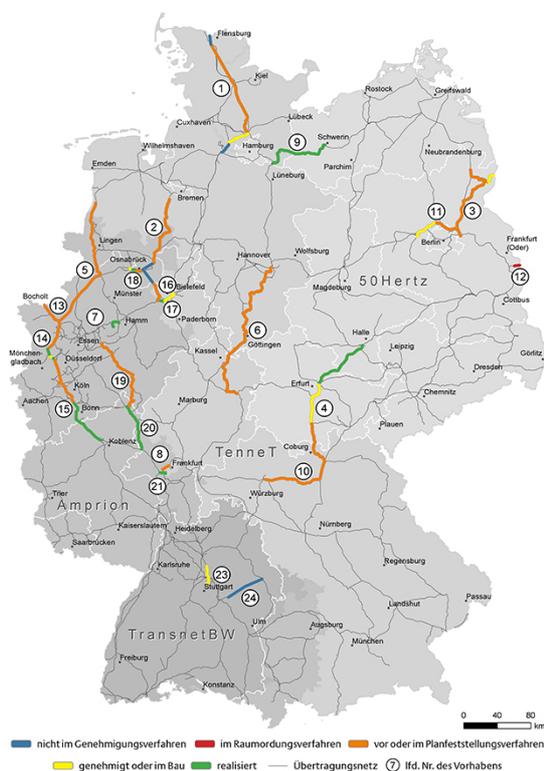
Es kommt auf das Energiekonzept an

Um das zukünftige Stromnetz zu gestalten, muss klar sein, wie der zukünftige Kraftwerkspark aussehen wird - ob vorrangig auf regionale Stromerzeugung oder auf Großanlagen gesetzt wird - und welche Rolle der Handel mit Strom innerhalb der EU spielen soll. Obwohl der politische Wille zu einer erneuerbaren Energiewende von den meisten politischen Akteuren propagiert wird, sprechen die einzelnen Konzeptionen dafür eine unterschiedliche Sprache. Die Bundesregierung erklärt, 80 Prozent des Stromsektors bis 2050 auf erneuerbare Energien umstellen zu wollen. Viele Institutionen, darunter Umweltverbände, Forschungsinstitute, der Sachverständigenrat für Umweltfragen der Bundesregierung und auch das Umweltbundesamt kommen zu dem Schluss, dass 100 Prozent erneuerbarer Strom bis 2050 realistisch sind. Die Systemanforderungen für eine 100 prozentige Versorgung mit erneuerbarem Strom bis 2050 sind andere, als das von der Bundesregierung avisierte Ziel von 80 Prozent. Dementsprechend stellen sich neben der ökologischen Relevanz heute Fragen - beispielsweise, ob der Neubau von Kohlekraftwerken (Laufzeit von mind. 40 Jahren) wirtschaftlich ist oder nicht, ob Netzausbauprojekte für solche Großkraftwerke sinnvoll sind oder nicht. Eine sozial-ökologische Energiewende muss sich vorrangig an kleinen Erzeugungsstrukturen, möglichst in genossenschaftlichen oder öffentlich-rechtlichen kommunalen Unternehmensformen orientieren. So dezentral wie möglich, so zentral wie nötig, sollte die Leitlinie sein. Die derzeitige Netzplanung geht jedoch auch vom Neubau von Kohlekraftwerken und einer Erzeugungsstruktur aus, in denen diese Kraftwerke marktgetrieben noch Dekaden schmutzigen Strom liefern werden. Ein Netzausbau in diesem Sinn manifestiert ein fossiles Energiesystem auf viele Jahrzehnte. Die Weichen für die Grundstruktur des künftigen Stromnetzes werden also heute gestellt. Werden die Übertragungsnetze so, wie im Netzentwicklungsplan vorgesehen, ausgebaut, wird damit der Fortbestand der zentralen Energieerzeugung befördert und der Ausbau dezentral und kommunal erzeugter Erneuerbarer Energien behindert. Eine solche Weichenstellung lehnen wir grundsätzlich ab, denn sie entspricht nicht unserer Vision von der Energiewende.

Netzplanung: Netzentwicklungsplan, EnLAG und NABeG

Der Ausbau des Übertragungsnetzes wird gesetzlich durch das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG), das Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABeG) geregelt. Das EnLAG enthält 23 konkrete Trassenbauprojekte, die auf Grundlage der DENA-Netzstudien aus dem Jahr 2005 und 2006 als vorrangig betrachtet wurden. Die DENA-Netzstudien (DENA = Deutsche Energie Agentur) wurde von den früheren Übertragungsnetzbetreibern erstellt (E.ON Netz, RWE Transportnetz Strom, Vattenfall Europe Transmission) und begründete sich auf die von der Energiewirtschaft prognostizierten Entwicklung des Kraftwerkparcs bis 2020. Obwohl die Randbedingungen der Modellprognosen für die Entwicklung der Strominfrastruktur mehrmals angepasst worden sind, entsprachen die Vorstellungen der zukünftigen Strominfrastruktur in den DENA-Netzstudien nicht der Realität. Sie gingen beispielsweise von einem Anteil von 20 Prozent Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung im Jahr 2020 aus. Dieser Wert ist allerdings bereits im Jahr 2011 überschritten worden. Ebenso beispielhaft wurde der Ausbau der Offshore-Windkraft viel zu hoch eingeschätzt. Trotz der Prognoseschwächen verblieben die in den DENA-Netzstudien empfohlenen Leitungsneubauprojekte¹ des Übertragungsnetzes bis auf eine Ausnahme als vorrangiger Bedarf im EnLAG.

Seit 2011 wird das EnLAG durch den Netzentwicklungsplan (NEP)² ergänzt. Der Netzentwicklungsplan 2013 sieht unter anderem vor, 1.700 km Drehstromleitungen und 2.100 km Hochspannungs-Gleichstromübertragungsleitungen (HGÜ) neu zu errichten. Der Netzentwicklungsplan wird jährlich hinsichtlich seines prognostizierten Ausbaus der Strominfrastruktur überprüft und gegebenenfalls fortgeschrieben, alle drei Jahre wird er neu verfasst. Er soll den Netzausbaubedarf der jeweils kommenden zehn Jahre festschreiben und wird von den Übertragungsnetzbetreibern in einem strukturierten Verfahren erstellt sowie unter Konsultation der Bundesnetzagentur (BNetzA) und Elementen der öffentlichen Beteiligung abgestimmt.



Nr.	Vorhaben
1	Neubau Höchstspannungsleitung Kassø (DK) – Hamburg Nord – Dollern, Nennspannung 380 kV
2	Neubau Höchstspannungsleitung Ganderkesee – Wehrendorf, Nennspannung 380 kV
3	Neubau Höchstspannungsleitung Neuenhagen – Bertikow/Vierraden – Krajin (PL), Nennspannung 380 kV
4	Neubau Höchstspannungsleitung Lauchstädt – Redwitz (als Teil der Verbindung Halle/Saale – Schweinfurt), Nennspannung 380 kV
5	Neubau Höchstspannungsleitung Diele – Niederrhein, Nennspannung 380 kV
6	Neubau Höchstspannungsleitung Wahle – Mecklar, Nennspannung 380 kV
7	Zubeseilung Höchstspannungsleitung Bergkamen – Gersteinwerk, Nennspannung 380 kV
8	Zubeseilung Höchstspannungsleitung Kriftel – Eschborn, Nennspannung 380 kV
9	Neubau Höchstspannungsleitung Hamburg/Krümmler – Schwerin, Nennspannung 380 kV
10	Umrüstung der Höchstspannungsleitung Redwitz – Grafenrheinfeld von 220 kV auf 380 kV (als Teil der Verbindung Halle/Saale – Schweinfurt)
11	Neubau Höchstspannungsleitung Neuenhagen – Wustermark (als 1. Teil des Berliner Rings), Nennspannung 380 kV
12	Neubau Interkonnektor Eisenhüttenstadt – Baczyzna (PL), Nennspannung 380 kV
13	Neubau Höchstspannungsleitung Niederrhein/Wesel – Landesgrenze NL (Richtung Doetinchem), Nennspannung 380 kV
14	Neubau Höchstspannungsleitung Niederrhein – Uftorf – Osterath, Nennspannung 380 kV
15	Neubau Höchstspannungsleitung Osterath – Weißenthurm, Nennspannung 380 kV
16	Neubau Höchstspannungsleitung Wehrendorf – Gütersloh, Nennspannung 380 kV
17	Neubau Höchstspannungsleitung Gütersloh – Bechterdissen, Nennspannung 380 kV
18	Neubau Höchstspannungsleitung Lüstringen – Westerkappeln, Nennspannung 380 kV
19	Neubau Höchstspannungsleitung Kruckel – Dauersberg, Nennspannung 380 kV
20	Neubau Höchstspannungsleitung Dauersberg – Hünfelden, Nennspannung 380 kV
21	Neubau Höchstspannungsleitung Marxheim – Kelsterbach, Nennspannung 380 kV
22	(weggefallen)
23	Umrüstung der Höchstspannungsleitung Neckarwestheim – Mühlhausen von Nennspannung 220 kV auf Nennspannung 380 kV
24	Neubau Höchstspannungsleitung Bünzwangen – Lindach, Nennspannung 380 kV, sowie Umrüstung der Hochspannungsleitung Lindach – Goldshöhe von Nennspannung 110 kV auf Nennspannung 380 kV

Quelle: BNetzA
Karte der Netzausbauprojekte nach EnLAG. Quelle: BNetzA

¹ <http://www.netzausbau.de/DE/Vorhaben/EnLAG-Vorhaben/EnLAGVorhaben-node.html>

² <http://www.netzentwicklungsplan.de/>

Grundlagen der Netzplanung

Dem NEP liegen drei Szenarien zugrunde, die jeweils zehn Jahre in die Zukunft geführt werden: Szenario A geht davon aus, dass alle Bestandsanlagen und geplanten Anlagen der konventionellen (fossil-atomar) Stromerzeugung im Prognosezeitraum in Betrieb bleiben bzw. gehen und kein weiterer Ausbau der erneuerbaren Energien stattfindet. Szenario B ist das für am wahrscheinlichsten gehaltene Leitszenario, wird sogar über 20 Jahre in die Zukunft geführt und geht davon aus, dass im Bereich der konventionellen Energien vermehrt Erdgaskraftwerke gebaut und der Bestand an Erneuerbaren-Energien-Anlagen weiter ausgebaut wird. Szenario C geht davon aus, dass auf konventioneller Seite vermehrt Erdgaskraftwerke errichtet werden, während der Zubau der Erneuerbaren Energien regionalisiert entsprechend der Ziele der Bundesländer erfolgt.

Die Netzplanung hat neben festgeschriebenen Vorhaben aus den DENA-Netzstudien die Methodik zur Grundlage, dass fossiler Strom unbeschränkt eingespeist werden kann - bei gleichzeitiger steigender Einspeisung von Ökostrom. In der Praxis wird Kohlestrom ggf. exportiert werden, statt die alten Meiler soweit herunter zu fahren, wie die regenerative Erzeugung wächst. Dieses Schema läuft jedoch klar den energiepolitischen Zielen der deutschen Energiewende zuwider. Es hat einen Netzausbau zu Folge, der überdimensioniert ist. Schon jetzt steigen die CO₂-Emissionen wegen des Kohlestromexports das zweite Jahr hintereinander an.

Auch darum verfolgt die LINKE das Konzept eines Kohleausstiegsgesetzes, welche die fossil erzeugten Strommengen auf das Maß begrenzen soll, welches nicht durch regenerativen Strom gedeckt werden kann.

Bei der Netzplanung gilt darüber hinaus das notwendige Sicherheitskriterium, nach dem ein Betriebsmittel (ein Kraftwerk oder eine große Leitung) komplett ausfallen können muss, ohne dass es im Gesamtnetz dadurch irgendwo zu Ausfällen kommt (sogenanntes (n-1)-Kriterium).

Verfahren: Von der Planung zur Trasse

Nach der Erstellung des Szenarien-Rahmens durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) als Grundlage für den NEP, können während des Konsultationsprozesses bei der Bundesnetzagentur schriftliche Stellungnahmen abgegeben werden. Die ÜNB berechnen zu jedem der drei Szenarien den jeweils erforderlichen Netzausbau. Parallel zu der öffentlichen Konsultation führt die Bundesnetzagentur eine strategische Umweltprüfung der im NEP genannten Maßnahmen durch und erstellt einen Umweltbericht. Anhand dessen formuliert die Bundesnetzagentur einen Vorschlag zum Bundesbedarfsplan für die Bundesregierung. Der Bundesbedarfsplan wird schließlich als Gesetz verabschiedet und ist damit rechtsverbindlich.

Aufgenommen werden sollen in den Bundesbedarfsplan nur diejenigen Projekte, die in allen drei Szenarien absolut notwendig sind. Die Beteiligung in der Planungsphase wurde für neue Leitungsbauprojekte aus dem NEP im Vergleich zur früheren Praxis erheblich erweitert.

Diese Verfahren der Mitbestimmung gelten nur bei neuen Projekten, die zudem grenzüberschreitend und von überregionaler Bedeutung sind. Bei vielen Höchstspannungsleitungen (z.B. allen Energie-Leitungsausbau-Gesetz-(EnLAG) Projekten) kann das Verfahren nicht nachträglich angewandt werden. DIE LINKE. fordert daher eine Anwendung der mit dem NABeG eingeführten Öffentlichkeitsbeteiligung zumindest auch bei den EnLAG-Verfahren.

Das Netzbeschleunigungsausbau-Gesetz (NABeG) enthält einige lange geforderte Verbesserungen im Hinblick auf Bürgerbeteiligungen: Durch die Einführung eines umfassenden Konsultationsrahmens haben die Betroffenen endlich die Möglichkeit, in der Netzplanungsphase gehört zu werden.

Der Bundesbedarfsplan enthält noch keine Trassen-Korridore. Sie werden erst im nächsten Schritt festgelegt, der Bundesfachplanung. Für die im Bundesbedarfsplan als länderübergreifend oder grenzüberschreitend gekennzeichneten Höchstspannungsleitungen ermittelt die Bundesnetzagentur ihrerseits die geeigneten Trassen-Korridore. Die Bundesfachplanung ersetzt demnach das Raumordnungsverfahren für die entsprechenden Stromleitungen. Nach dem Antrag der ÜNB findet zunächst eine öffentliche Antragskonferenz statt - eine Erweiterung der bisherigen Möglichkeiten der Öffentlichkeitsbeteiligung. In einer weite-

ren strategischen Umweltprüfung kann dann der Raumbezug untersucht werden. Die Antragsunterlagen sowie der Umweltbericht sind Gegenstand eines erneuten öffentlichen und behördlichen Beteiligungsverfahrens, das die Auslage der Unterlagen und einen Erörterungstermin umfasst. Die Bundesnetzagentur prüft alle eingehenden Stellungnahmen und erörtert diese mit den Einspruchsberechtigten. Die in der Bundesfachplanung festgelegten Trassen-Korridore werden nach Verfahrensabschluss dann in den Bundesnetzplan aufgenommen. Kritisch ist, dass die Fristen zur Abgabe von Stellungnahmen bei der Bundesfachplanung zu kurz sind. Sie betragen für Umweltverbände, Bürgerinitiativen oder Privatpersonen nur einen Monat und für Behörden drei Monate.

Die Bundesfachplanung bildet schließlich die Grundlage für das Planfeststellungsverfahren. Sofern eine Rechtsverordnung der Bundesregierung, die mit Zustimmung des Bundesrates noch erlassen werden muss, dies vorsieht, ist die Bundesnetzagentur für die Planfeststellungsverfahren von länderübergreifenden oder grenzüberschreitenden Höchstspannungsleitungen zuständig. Anderenfalls werden die zuständigen Landesbehörden die Planfeststellung vornehmen. Eine Planung länderübergreifender Trassen auf Bundesebene, unter Einbeziehung der Expertise der Landesbehörden, ist aus unserer Sicht wünschenswert. Die Trassen-Planung wird so transparenter und einheitlich, Doppelplanungen entfallen. Dies darf natürlich nicht auf Kosten der Beteiligung vor Ort gehen. Der Ablauf des Planfeststellungsverfahrens ähnelt dem der Bundesfachplanung, ist jedoch erheblich ortsspezifischer, konkreter und beinhaltet z.B. die genauen Maststandorte oder den genauen Verlauf einer Erdkabelstrecke. Auch hier gibt es wieder eine Antragskonferenz und eine Umweltverträglichkeitsprüfung.

Notwendigkeit von Netzausbau

Netzausbau wird notwendig, wenn in einer Region mehr Strom benötigt wird, als in der Region produziert wird und die bestehenden, zuleitenden Stromnetze nicht genug Strom transportieren können. Notwendig ist er auch, wenn in einer Region mehr Strom erzeugt werden soll, als aus dieser Region über die Netze abtransportiert werden kann. Das Netz muss grundsätzlich so konzipiert sein, dass es unter Beachtung des (n-1)-Kriteriums die Jahreshöchstlast des Verbrauchs bewältigen kann. Die Jahreshöchstlast in Deutschland entsteht üblicherweise kurzzeitig an einem Nachmittag im Winter, an dem der Stromverbrauch besonders hoch ist und sein ganzjähriges Maximum erreicht. Für diesen Moment muss das Stromnetz ganzjährig ausreichend Kapazität vorhalten, und zwar nicht nur national, sondern auch regional.

Stromproduktion - Nord-Süd-Gefälle

Deutschland ist trotz der 2011 vom Netz gegangenen acht Atomkraftwerke Nettostromexporteur. Der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung betrug im Jahr 2013 ungefähr 25 Prozent.

Stromerzeugung in Deutschland [TWh]

	2011	2012
Konventioneller Strom	446	437
davon Braunkohle	134	142
Steinkohle	103	108
Atomstrom	102	94
Erdgas	77	66
sonstige	30	28
Erneuerbarer Strom	120	139
davon Windstrom	48	50
Solar	19	26
Biomasse	28	34
Wasserkraft	16	20
sonstige	9	9

Daten: Bundesnetzagentur

Trotz des hohen Zubaus an Erneuerbaren Energien steigt die Produktion Kohlestrom an, wobei die Stromproduktion aus Erdgas rückläufig ist. Nach der gegenwärtigen Preisbildung am Strommarkt machen Stromproduzenten den größten Profit mit den billigsten Stromproduzenten, in der Regel abbeschriebenen Kohle- und Atomkraftwerken. Da die Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien nach dem EEG Vorrang hat, kommt es im Norden Deutschlands bei hohem Winddargebot häufiger zu Maßnahmen des Lastmanagements und in der Folge bei Netzengpässen zur Abregelungen fossiler Kraftwerke.

Der in den vergangenen Jahren fortschreitende Ausbau der Erneuerbaren Energien hat zu einer Ungleichverteilung der Erzeugung flexiblen EEG-Stroms geführt. Während der Ausbau von Windkraft im Norden massiv vorangetrieben wurde, sind im Süden Deutschlands (Bayern, Baden-Württemberg, Saarland, Hessen, Rheinland-Pfalz) erhebliche Leistungen Photovoltaik-Strom installiert worden. Die Übertragungsnetzbetreiber argumentieren, dass daher der Ausbau des Übertragungsnetzes in Nord-Süd-Richtung besonders notwendig sei, um Windstrom aus dem Norden in den Süden und umgekehrt PV-Strom aus dem Süden in den Norden und in die Mitte Deutschlands transportieren zu können.

Durch neue Nord-Süd-Stromtrassen wird also nicht nur Windstrom transportiert werden: Durch den Neubau von Nord-Süd-Trassen wird den Übertragungsnetzbetreibern mehr Spielraum bei der Lastenverteilung im gesamten Bundesgebiet und bis in den europäischen Stromverbund gegeben. Die gegenwärtige Marktsituation wird bei weiterem Leitungsbau dazu führen, dass bei hoher Windkrafteinspeisung im Norden die dort befindlichen Kohlekraftwerke weniger häufig von Redispatch³-Maßnahmen betroffen sein werden und verstärkt fossilen Strom in den Süden des Landes transportieren können. Die sich im Süden befindlichen umweltfreundlicheren Erdgaskraftwerke dienen heute größtenteils der Bereitstellung von Regelenergie. Erdgaskraftwerke spielen mittelfristig eine große Rolle als Brückentechnologie im sich ändernden Kraftwerkspark. Sie sind nach heutigem Stand der Technik am besten geeignet, sichernd das fluktuierende Dargebot erneuerbarer Energieanlagen zu ergänzen. Aufgrund der Marktsituation heute werden sie aber zunehmend unwirtschaftlich. Durch Leitungsneubau müssen Erdgaskraftwerke im Süden seltener zum Lastmanagement herangezogen werden. Obwohl Redispatch-Maßnahmen nach Marktlogik Ausnahmezustände sein sollen, wird eine Folge des Netzausbaus sein, dass diese Erdgaskraftwerke noch unwirtschaftlicher werden.

Gibt es eine Stromlücke in Süddeutschland?

Wenn in den kommenden Jahren in Süddeutschland nach und nach Atomkraftwerke vom Netz gehen, werden Stromlücken befürchtet. Auf dieser Grundlage sind derzeit vier HGÜ-Leitungsprojekte mit jeweils 500kV nach dem NEP in der Planungsphase. Bei genauerer Betrachtung der Stromerzeugungskapazitäten im Süden Deutschlands und dem angenommenen Transportbedarf von Strom zu Höchstlastzeiten wird deutlich, dass die bestehenden Übertragungsleitungen mit denen sich derzeit im Bau befindlichen ausreichend sind, selbst wenn 2022 das letzte Atomkraftwerk vom Netz geht.

Kraftwerkskapazitäten in Süddeutschland [GW]	2012	2022	2022-1
Netto-Kraftwerksleistung / nur Konventionell (Summe der verfügbaren Kraftwerke, inklusive 2,2GW Pumpspeicher (PSW))	51 / 24	59 / 17	63 / 17
Gesicherte Nettoleistung (Netto-Kraftwerksleistung abzüglich Revisionen, Kapazitäten für Systemdienstleistungen, Reduktion KWK und Wasserkraft, inkl. 5% Wind, 0% Solar, ohne PSW)	27	21	23
Erneuerbare Kapazitäten (Annahme 2022 – Zubau wie bisher, 2022-1 verstärkter Zubau Wind, reduzierter Solar)	21	42	46
Jahreshöchstlast (max. Stromverbrauch gemessen in 15 min. Takt, üblicherweise an einem Winternachmittag)	38	40	40
Transportbedarf (zur Jahreshöchstlast)	11	19	17
Vorhandene Transportkapazitäten	21	27	27

Daten: BNetzA und eigene Berechnungen.

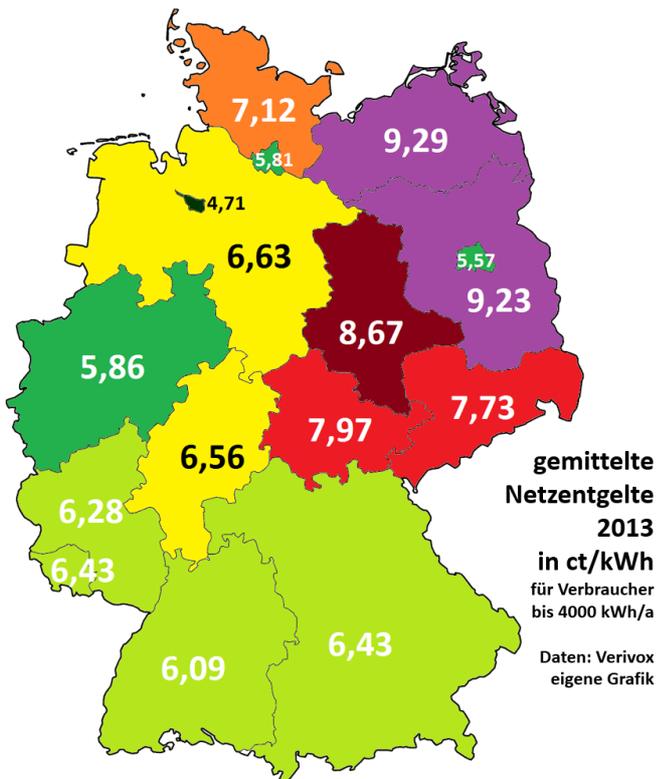
Der Transportbedarf von Strom in eine Region ergibt sich aus der Differenz der dort vorhandenen gesicherten Leistung der und Jahreshöchstlast. Im Jahr 2012 waren im Süden Deutschlands (Bayern, Baden-Württemberg, Hessen, Saarland und Rheinland-Pfalz) 51 Gigawatt Kraftwerksleistung installiert. Davon ließen sich 27 Gigawatt der gesicherten,

also immer verfügbaren Leistung, zuordnen. Bei einer Jahreshöchstlast von 38 Gigawatt entsteht so ein Bedarf von 11 Gigawatt Transportkapazität in die Region hinein. Die vorhandene Transportkapazität war fast doppelt so hoch. Im Jahr 2022 – nach Abschaltung des letzten Atomkraftwerks, bei gleichbleibendem Ausbau der Erneuerbaren Energien und nach Fertigstellung der derzeit im Bau befindlichen Höchstspannungsleitungen (zusätzliche Transportkapazität von ca. 6 GW) wird der Transportbedarf weit unter der Transportkapazität bleiben. Bei Annahme eines verstärkten Ausbaus der Windkraft und geringerem Photovoltaikausbau wird der Transportbedarf noch geringer. Die derzeit in Bau und Planung befindlichen Leitungsprojekte von Nord nach Süd sind unter dieser Betrachtung bereits überdimensioniert. Die im Netzentwicklungsplan vorgesehenen HGÜ-Leitungen würden diese Überkapazitäten noch weiter ausbauen und sind vom Aspekt der Versorgungssicherheit her nicht notwendig. Bis zum Jahr 2022 wird sich in Süddeutschland keine Versorgungslücke ergeben. Der Neubau von HGÜ-Leitungen kann im betrachteten Zeitraum bis 2022, auf den sich auch der NEP beruft, so nicht begründet werden.

³ Unter Redispatch sind Eingriffe in die Erzeugungsleistung von Kraftwerken zu verstehen, um Leitungsabschnitte vor einer Überlastung zu schützen. Droht an einer bestimmten Stelle im Netz ein Engpass, so werden Kraftwerke diesseits des Engpasses angewiesen, ihre Einspeisung zu drosseln, während Anlagen jenseits des Engpasses ihre Einspeiseleistung erhöhen müssen. Auf diese Weise wird ein Lastfluss erzeugt, der dem Engpass entgegenwirkt. (BNetzA)

Netzverluste, Netzkosten

Der Bau von Netzen wird letztendlich über die Netzentgelte durch die Verbraucherinnen und Verbraucher finanziert. Sie werden in der jeweiligen Regelzone umgelegt, in der die Netze gebaut werden.



Bei der Übertragung von Strom entstehen Netzverluste, hauptsächlich durch den ohmschen Widerstand der Leitungen. Die Verluste betragen in Drehstromnetzen gemittelt auf alle Spannungsebenen ungefähr sechs Prozent der eingespeisten Leistung. Zwischen Verbraucher und Kraftwerk entsteht in Mitteleuropa also ein Netzverlust von durchschnittlich sechs Prozent. Je weiter Strom transportiert wird, desto größer wird der Verlust. Es ist daher sinnvoll, Stromerzeugungsanlagen in die Nähe der Verbraucher zu bauen. Es ist nicht so, dass die Mehrkosten durch Netzverluste durch Erzeuger und entsprechendem Verbraucher getragen werden, zwischen denen eine Übertragungsleitung notwendig ist. Die Kosten für Netzverluste werden über die Netzentgelte auf alle Verbraucher (außer von Netzentgelten befreite Großverbraucher) in der jeweiligen Regelzone des Netzbetreibers umgelegt, in der die Verluste entstehen.

Besonders für Stromtransitländer, durch die Übertragungsleitungen gebaut werden, ergibt sich daraus eine doppelt nachteilige Situation: die Einwohner tragen nicht nur die Kosten für den Leitungsneubau, sondern auch für die Netzverluste, die an einer Stromtrasse entstehen, die für die Versorgung ihrer Region überhaupt nicht vorgesehen ist. Gäbe es diese Form der Kostenumlage beim Transport von Gütern auf der Straße per LKW, hieße das nicht, dass wie es üblich ist, der Produzent der Güter die Transportkosten auf die Güter aufschlägt und an den Einkäufer weitergibt. Es hieße vielmehr, dass diejenigen die Kosten des Gütertransports übernehmen müssen, an denen der LKW vorbeifährt. Mit weiterem Netzausbau steigen diese Kosten an.

Durch uneinheitliche Netzentgelte ergeben sich regional unterschiedliche Strompreise, die vor allem dort höher sind, wo Netzausbau betrieben wird. Die Netzentgelte der höchsten Spannungsebene variieren je nach Region um bis zu 50 Prozent.

Profiteure des Netzausbaus

Für eine flächendeckende Versorgung mit 100 Prozent erneuerbaren Stroms müssen Stromnetze aller Spannungsebenen ausgebaut und ertüchtigt werden. Der eingeschlagene Pfad des Übertragungsnetzausbaus ist jedoch in seinen Ausmaßen nicht zu begründen. Wer also sind die Profiteure? Das sind nicht nur die Übertragungsnetzbetreiber. Nutznießer sind auch die großen zentralen Energieerzeuger. Solange der Netzausbau auf zentrale Großkraftwerke ausgerichtet bleibt, wird das tradierte Stromsystem bis weit in die Zukunft manifestiert und das Oligopol der vier großen Energieerzeuger geschützt. Das hängt nicht nur mit der Struktur des Stromnetzes, sondern auch mit der Kostenstruktur der Netzentgelte zusammen. Große Energieerzeuger liefern nur auf dem Papier billigen Strom. Die Transportverluste, die entstehen, wenn zentral eingespeister Strom über weite Entfernungen transportiert wird, zahlen alle Verbraucher über die Netzentgelte. Lokale Bürgerenergiegenossenschaften und Stadtwerke werden dabei ausgebremst. Weitere Profiteure dieser Kostenwälzung sind Großverbraucher, die sich bundesweit den billigsten Stromanbieter aussuchen können und somit wiederum zur Netzbelastung beitragen.

Auch Finanzinvestoren profitieren. Für jeden in den Netzausbau investierten Euro fließen neun Prozent Rendite. Bei der Projektierung von Übertragungsleitungen verdient ebenfalls die Bauindustrie.

Maßnahmen

1. Lastmanagement statt blinder Netzausbau

Vergegenwärtigt man den Aspekt, dass der Ausbau der Übertragungsnetze an die Anforderungen der Jahreshöchstlast ausgerichtet sein muss, wird klar, welche effektvolle Rolle gezieltes Lastmanagement zur Vermeidung von Netzausbau spielen kann. Die Jahreshöchstlast wird nur in einem relativ sehr kurzen Zeitraum abgerufen. Wenn es gelingt, durch gezieltes verbraucherseitiges Lastmanagement (z.B. zeitliche Lastverschiebung durch zeitliche Produktionsverschiebung in der Industrie) Lastkurven zu glätten, verringert sich die Anforderung an das Netz spürbar. Ähnliches kann auch auf Erzeugerseite angenommen werden. Gelingt es, vom Prinzip der letzten Kilowattstunde abzuweichen, verringert sich der Netzausbaubedarf. Ein Schritt in diese Richtung wurde mit der EEG-Novelle 2012 gemacht, in der die Vergütung von Strom aus kleinen Photovoltaikanlagen so gekappt wurde, dass die Höchstlast der Anlagen vom Netzbetreiber nicht eingespeist werden muss und so der Netzausbau für diese seltenen Lastspitzen vermieden werden kann.

2. Windkraft im Süden ausbauen, Solarstrom im Norden

Windkraft und Solarstrom haben ihre eigenen Vorteile. Obwohl die Erzeugung von Windstrom mit den Wetterlagen fluktuiert, ist sie stetiger und auch nachts vorhanden. Solarstrom leistet genau zu Hochlastzeiten in den Mittagsstunden seinen besten Beitrag, die Lastkurven abzufedern. Durch den ungleichen Ausbau von Wind- und Solarstrom in Nord und Süd können sich diese Vorteile regional noch nicht optimal ergänzen. Der Ausbau von Windkraft im Süden und Photovoltaik im Norden wird einen Beitrag zur Systemsicherheit leisten. Auch wenn dann durch die geringere Wertschöpfung der Energieformen an den ungünstigeren Standorten Mehrkosten entstehen, bietet das wichtige Vorteile: Das Stromsystem wird auf regionaler Ebene stabilisiert und die Akzeptanz für erneuerbare Energieanlagen kann erhöht werden, nicht zuletzt deshalb, weil in einigen Regionen Nord- und Ostdeutschlands die Anzahl der Windkraftanlagen an exponierten Standorten aus Sicht der Bürgerinnen und Bürger bereits eine kritische Grenze erreicht hat.

3. Kraft-Wärme-Kopplung ausbauen – Strom- und Wärmenetz verknüpfen

Der Ausbau der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist einerseits für die Energiewende unabdingbar, er kann andererseits auch einen erheblichen Beitrag zur Systemstabilität leisten. Damit wird auch die KWK zu einem Instrument, mit dem Netzausbau vermieden werden kann. Dabei bilden dezentrale Blockheizkraftwerke auf Erdgasbasis einen wichtigen Baustein als Brückentechnologie. Konzepte wie beispielsweise das Schwarmstromprinzip werden im Rahmen sogenannter intelligenter Netze („Smart Grids“) regionale Lastkurven erheblich glätten können. Um langfristig den Primärenergieverbrauch konsequent auf Erneuerbare Energien umzustellen, wird es nach gegenwärtigem Stand der Technik trotz aller Effizienzmaßnahmen nötig werden, zur Erzeugung von Wärme auch Erneuerbaren Strom einzusetzen. Strom ist die wertvollste aller Energieformen und muss deshalb so effizient wie möglich eingesetzt werden. Bereits heute können effiziente Wärmepumpen in Verbindung mit Wärmespeichern lastorientiert eingesetzt werden. Obwohl das Heizen mit Strom kritisch betrachtet werden muss, da es heute noch fossilen Kraftwerksbetreibern als Grundlastproduzenten in die Hände spielt, birgt es für eine zukünftige Strominfrastruktur bei effizienter Gestaltung Potential zur Systemstabilität.

4. Umrüstung auf bedarfsgerechte Biomassestromerzeugung

Biomasse ist derzeit die einzige Erneuerbare Energieform, die gespeichert und bedarfsorientiert in die Energienetze eingespeist werden kann. Im Jahr 2012 wurden 34 TWh Strom aus Biomasse erzeugt. Das entsprach einem Anteil von fast 6 Prozent der gesamten Stromerzeugung. Selbst ohne den Anteil der Biomasse an der Stromerzeugung zu erhöhen, also noch mehr Biomasse zur Stromerzeugung heranzuziehen, könnte damit zu Spitzenlastzeiten erheblich zur Systemstabilisierung beigetragen werden. Dafür müssen vermehrt Erzeugungsanlagen für Biomassestrom errichtet werden, die mit begrenzten Volllaststunden gezielt im Bereich der Regelenergie eingesetzt werden.

5. In Entwicklung von Speichern investieren statt in überzogenen Netzausbau

Die Entwicklung und der Ausbau von Energiespeichern werden früher oder später für das Energienetz systemrelevant. Bei Annahme, dass ein Stromnetz ab einem Anteil Erneuerbarer Energien von 60 bis 70

Prozent nicht mehr ohne Speicher auskommt, ergibt sich ein mittelfristiger Zeithorizont bis spätestens 2043 (Ausbauziele der Bundesregierung), je nach Umsetzung und Ausbauziel bereits vor dem Jahr 2030, in dem im großen Maßstab Speichertechnologien entwickelt und etabliert sein müssen. Mit den Fehlinvestitionen, die heute in überzogenem Netzausbau versenkt werden, ließe sich die Entwicklung von Speichertechnologien unterstützen. Das wäre eine wirksamere Investition in die zukünftige Strominfrastruktur.

6. Standortabhängige Beteiligung der Stromlieferanten an Netzkosten

Das Prinzip der Kostenumlage von Leitungsverlusten auf alle Verbraucher fördert direkt den Wettbewerb der Großproduzenten zu Lasten kleiner kommunaler Energieanbieter wie Stadtwerken. Da es Anbietern kostentechnisch egal ist, wie viel Strom beim Transport verloren geht, kann beispielsweise norddeutscher Kohlestrom im Süden des Landes billiger verkauft werden als dort regional erzeugter Strom eines Stadtwerkes. Die derzeitige Kostenumlage fördert so direkt den Strombezug aus fossilen Großkraftwerken. Ein Stadtwerk muss als Grundversorger und regionaler Stromerzeuger die entstandenen Kosten anderer Stromerzeuger über die Netzentgelte auf den eigenen Strompreis umlegen. Stromlieferanten müssen deshalb in Abhängigkeit der Entfernung zu ihren Stromabnehmern an den Netzkosten beteiligt werden. Das fördert die standortnahe Stromerzeugung und entlastet die Netze.

7. Einheitliches Netzentgelt - Befreiung nein, Reduzierung ja

Netzentgelte müssen bundesweit einheitlich umgelegt werden. Außerdem ist es nicht nur eine Frage der sozialen Gerechtigkeit, ob sich alle Akteure des Energiemarktes vom Erzeuger bis zum Verbraucher an den Kosten der Netze beteiligen. Die Befreiung von Netzentgelten brachte im Jahr 2012 ca. 331 Mio. Euro Mehrkosten (siehe Studie arepo consult)⁴ für alle nichtprivilegierten Verbraucher. Nach der Ausweitung der Ausnahmetatbestände der Stromnetzentgeltverordnung im Jahr 2011 konnten Unternehmen komplett von Netzentgelten befreit werden, wenn sie einen Schwellenwert des Stromverbrauchs überschritten haben. Nach dieser Logik wurde es lukrativ, stromintensiv zu wirtschaften um in den Genuss der Befreiung zu kommen. In Anerkennung der Rechtfertigung für Rabatte bei den Netzentgelten für Unternehmen, die im internationalen Wettbewerb stehen, gibt es jedoch keinen Grund, weshalb Unternehmen sogar Sonderprofite durch eine komplette Befreiung erlangen können sollen. Die generelle Beteiligung an den Kosten der Energienetze wird insbesondere auch bei Großverbrauchern ein Interesse erzeugen, dass Netzausbaumaßnahmen nur unter wirtschaftlich sinnvollen Gesichtspunkten stattfinden.

8. Bahnstromnetz in die Prüfung einbeziehen

Die Nutzung des Bahnstromnetzes zum Stromtransport muss geprüft werden. Technische Probleme bei der Nutzung des Bahnstromnetzes treten auf, da im Bahnstromnetz 16,7 Hz Spannung herrschen, im restlichen Stromnetz 50 Hz. Dadurch werden Umspannwerke nötig. Perspektivisch könnte die Bahn ihr Stromnetz aber auch auf 50 Hz umstellen. Neuere Züge können schon heute mit 50 Hz fahren, es sind aber auch Baureihen unterwegs, die nur schwer umgerüstet werden können. Zweitens ist die Mit-Nutzung (zusätzliche Kabel etc.) der vorhandenen Bahnstrommasten und Trassen zu prüfen.

9. Sofortiger Stopp der Planungen zusätzlicher HGÜ-Freileitungen, neues Szenario entwickeln

Die nach NEP in der Planung befindlichen HGÜ-Trassen sind unnötig. Zu diesem Schluss kommt auch der Bundesverband der mittelständischen Wirtschaft. Es darf bei diesen Leitungen nicht zum Planfeststellungsbeschluss kommen. Der Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans muss dringend auf Plausibilität geprüft werden und ein neues Szenario entwickelt werden, was den tatsächlichen Bedarfen entspricht.

Abkürzungen

BNetzA	- Bundesnetzagentur	KWK	- Kraft-Wärme-Kopplung
DENA	- Deutsche Energie-Agentur	NABeG	- Netzausbaubeschleunigungsgesetz
EEG	- Erneuerbare-Energien-Gesetz	NEP	- Netzentwicklungsplan
EnWG	- Energiewirtschaftsgesetz	PSW	- Pumpspeicherwerke
EnLAG	- Energieleitungsausbaugesetz	ÜNB	- Übertragungsnetzbetreiber
HGÜ	- Hochspannungsgleichstromübertragung		

⁴ http://www.rosalux.de/fileadmin/rls_uploads/pdfs/Studien/RLS-Studie_Energieintensive_Industrie.pdf