

Prof. Dr. Lorenz JARASS

Dipl. Kaufmann (Univ. Regensburg), M.S. (School of Engineering, Stanford Univ., USA)

D:\2015\Energie\Ilmenau, 08.10.2015, Folien, v1.5.docx

Wiesbaden, 30. September 2015

Energiepolitische Konferenz des Ilm-Kreises

Klimaschutz im Ilm-Kreis – Dezentral, Regional und Regenerativ mit Bürgerbeteiligung!

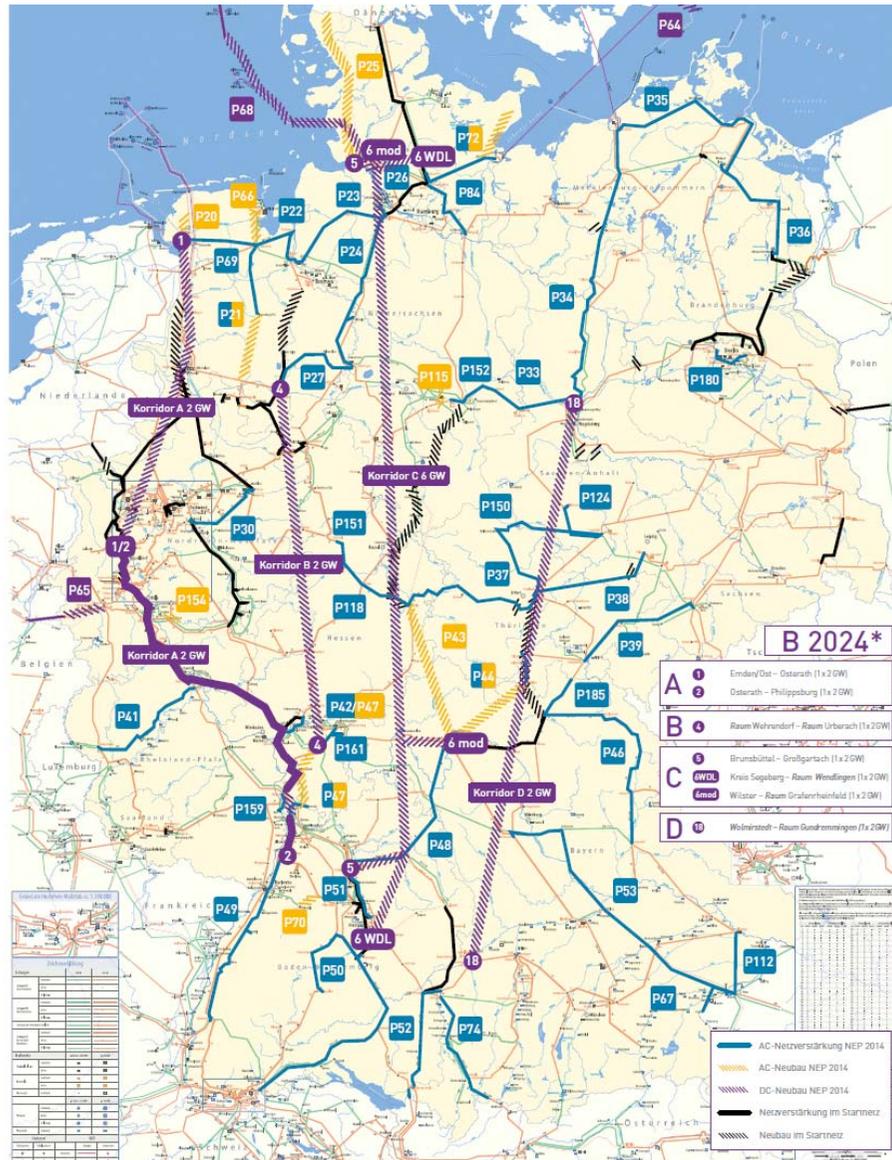
TGZ Ilmenau, 08. Oktober 2015

Weitere Höchstspannungsleitungen durch Thüringen: Notwendigkeit und Alternativen

- | | |
|---|----|
| 1. Neue Leitungen sind wegen Stromexport erforderlich | 2 |
| 2. Geplante Leitungen in Südthüringen (Beispiele) | 5 |
| 3. Alternativen zum Bau neuer Stromleitungen | 7 |
| 4. Vergleich der Alternativen und erforderliche Maßnahmen | 11 |
| 5. Netzentwicklungsplan 2024 ist obsolet | 13 |
| 6. Netzentwicklungsplan 2025 muss Alternativen und Vorgaben berücksichtigen | 15 |

1. Neue Leitungen sind wegen Stromexport erforderlich

Abb. 1.1 : Leitungsprojekte in Deutschland



Hinweis: Ilmenau liegt etwas rechts von "P44".

Im Süden werden die Kernkraftwerke stillgelegt, im Norden und Osten wird Windenergie zugebaut, und deshalb benötigen wir dringend viele neue Stromleitungen.

Klingt überzeugend, ist aber unbelegt und für die von Ostdeutschland nach Bayern geplanten Leitungen nachweislich falsch.

Folgende Fälle sind zu unterscheiden:

- Zeiten mit hoher Erzeugung erneuerbarer Energien (‘Starkwindeinspeisung’);
- Zeiten mit geringer Erzeugung erneuerbarer Energien (‘Dunkelflauten’).

1.1. Stromüberschuss

Derzeit und auf absehbare Zeit ist der kritische, netzdimensionierende Fall ein bei Starklast/Starkwind erwarteter Stromüberschuss. Beim Stromüberschuss übersteigt die erwartete momentane Stromproduktion die erwartete momentane Stromnachfrage in Deutschland, der erwartete Stromüberschuss wird dann ins Ausland verkauft.

Für den resultierenden **Kohlestromexport** reicht das Netz jedenfalls im Leitungsstörfall nicht aus, und deshalb müssen in Süddeutschland und in Österreich/Italien (zukünftig auch in Polen) Reservekraftwerke kontrahiert werden. Diese Reservekraftwerke sind auch laut Bundesnetzagentur mitnichten zur Aufrechterhaltung der regionalen Stromversorgung in Süddeutschland erforderlich, sondern zur Absicherung des kontrahierten Kohlestromexports bei Starkwindeinspeisung.

Inwieweit für die Integration eines **erneuerbaren Stromüberschusses** ein europaweites Super-Stromnetz eine sinnvolle und kostengünstige Lösung ist, wurde bisher nicht untersucht. In jedem Fall müssten die daraus resultierenden enormen einzel- und gesamtwirtschaftlichen Kosten in Bezug gesetzt werden zu den Kosten der im späteren Kap. 4 erläuterten Alternativen.

1.2. Stromdefizit

Nach Abschaltung der Kernkraftwerke bis 2023 und einer Reduzierung der am Markt befindlichen Kohle- und Gas-kraftwerke wird dann irgendwann in der Zukunft der kritische, netzdimensionierende Fall nicht mehr, wie derzeit, ein erwarteter Stromüberschuss bei Starklast/Starkwind sein, sondern ein erwartetes Stromdefizit bei Starklast/Dunkel-flaute.

Laut Netzentwicklungsplan 2024 sollen **ost- und westdeutsche Braunkohlekraftwerke** als **Ersatz für süddeut-sche Kernkraftwerke** dienen. Dafür sind starke neue Übertragungsleitungen zu den süddeutschen Kernkraftwerks-standorten geplant: Eine einfache und sichere Lösung, die aber die Energiewende konterkariert.

Die Abdeckung eines **erneuerbaren Stromdefizits** durch ein europaweites Super-Stromnetz wäre mit enormen Kosten verbunden, wie DESERTEC gezeigt hat. Zudem sind wegen der starken Fluktuationen der erneuerbaren Energien geringe Auslastungen dieses Stromnetzes zu erwarten.

In jedem Fall müssten auch hier die daraus resultierenden einzel- und gesamtwirtschaftlichen Kosten in Bezug ge-setzt werden zu den anschließend erläuterten Alternativen.

Inwieweit zur Abdeckung eines Stromdefizits bei Dunkelflaute durch norwegische Wasserkraftwerke in Deutschland neue Leitungen erforderlich sind, wurde bisher nicht untersucht, ist aber relativ unwahrscheinlich.

Neue Leitungen können mittelfristig befürchtete überregionale Kraftwerkknappheiten bestenfalls abmildern.

2. Geplante Leitungen in Südthüringen (Beispiele)

Es sind zwei Gleichstrom-Höchstspannungsleitungen (HGÜ) in jeweils neuer Trasse geplant (vgl. Abb. 2.1):

- SuedLink (von Raum Hamburg über KKW Grafenrheinfeld in den Raum Stuttgart),
- SuedostLink (von Raum Magdeburg zum KKW Gundremmingen bei Ulm).

Eine weitere 380-kV-Drehstrom-Höchstspannungsleitungen in neuer Trasse geplant:

- KKW Grafenrheinfeld nach Schalkau/Südthüringen.

Zudem sind weitere Neubauten in bestehender Trasse geplant, z.B.

- Pulgar – Vieselbach

Die Notwendigkeit all dieser Leitungen wird von den Übertragungsnetzbetreibern mit dem massiven Windkraftanlagenzubau begründet und wurde von der Bundesnetzagentur am 04. September 2015 bestätigt.

Abb. 2.1a : Trassenkorridor SuedLink

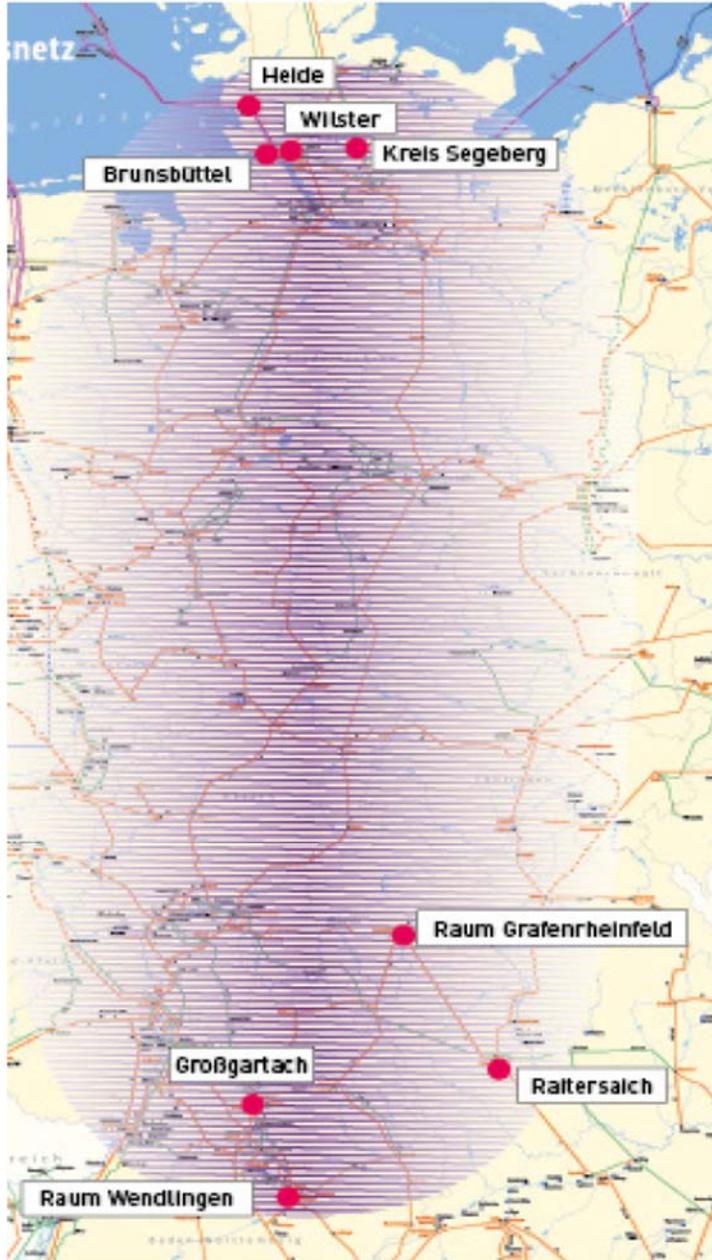


Abb. 2.1b : Trassenkorridor SuedostLink

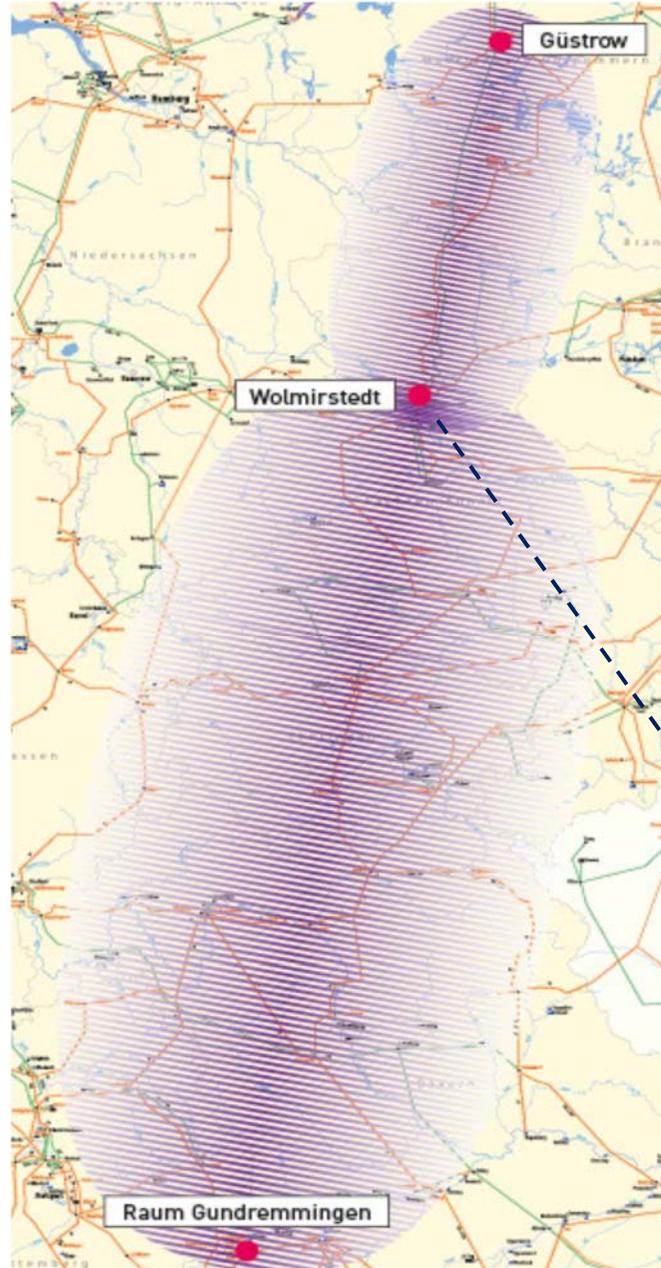


Abb. 2.1c : Regierungs-Eckpunkte 7/2015



3. Alternativen zum Bau neuer Stromleitungen

3.1. Alternativen zur Verringerung der benötigten Übertragungsleistung

(1) Durch eine **Abregelung** der Erzeugungsleistung kann die benötigte Übertragungsleistung deutlich verringert werden. Erneuerbare Einspeisespitzen werden ab Netzentwicklungsplan 2025 abgeregelt, konventionelle Kraftwerke nur in einem alternativen CO₂-Begrenzungsszenario.

(2) **Stromspeicher** sind teuer und deshalb nur bei hohen Benutzungsdauern wirtschaftlich. Bei jedem Speicherzyklus resultiert ein Stromverlust von 20% bis 50%. Eine Nutzung von Stromüberschüssen ist z.B. durch Umwandlung von Strom in Gas vor Ort möglich (Power to Gas). Dieses erneuerbare Gas kann dann bei einem späteren Stromdefizit in Reservekraftwerken verwendet werden kann.

(3) Durch **Nachfragemanagement** wird die momentane Stromnachfrage an das momentane Stromangebot angepasst. Hierfür ist zwingend eine Steuerung des Energieverbrauchs (z.B. durch Smart Grid) zwischen Stromverbraucher und Stromversorger erforderlich. Durch Nachfragemanagement werden Nachfragespitzen gekappt oder lokal genutzt (z.B. Power to Heat), bei einem erwarteten Stromdefizit wird die Nachfrage verringert (z.B. durch preisinduzierte Verbrauchsrückgänge). Dadurch kann der Netzausbau deutlich reduziert werden. Es ist unklar, ob Nachfragemanagement im Netzentwicklungsplan 2024 nennenswert berücksichtigt wurde.

(4) Der Bau von **Reservekraftwerken** in Süddeutschland zur Reduzierung des Netzausbaus blieb bisher bei den Netzentwicklungsplänen gänzlich unberücksichtigt.

Im Bayerischen Energiedialog gab es zu vielen Punkten sehr unterschiedliche Meinungen, aber in einem Punkt waren sich alle Teilnehmer einig: Der Bau neuer **Reservekraftwerke** in Bayern ist bei allen Szenarien eine jedenfalls mittelfristig sinnvolle Maßnahme, also eine sogenannte 'No Regret'-Maßnahme.

Nach Einplanung von zusätzlichen süddeutschen Reservekraftwerken könnte man die bestehenden Nord-Süd-Leitungen durch Leiterseiltemperaturmonitoring fast immer deutlich stärker auslasten (mehr als Verdoppelung), in den sehr seltenen Stunden einer nicht möglichen Erhöhung (z.B. bei sehr hoher Lufttemperatur und wenig Wind in Süddeutschland) könnte man dann die Windenergieeinspeisung in Nord- und Ostdeutschland reduzieren, und zum Ausgleich würden die süddeutschen Reservekraftwerke zur Verfügung stehen. Der Netzausbaubedarf würde so qualitativ verändert und deutlich verringert, was die bisherige Netzentwicklungsplanungen obsolet machen würde.

Wegen ihrer geringen Benutzungsdauern sind diese Reservekraftwerke aus Sicht eines einzelnen Privatinvestors wohl betriebswirtschaftlich unrentabel:

- Die relativ hohen Brennstoffkosten der Reservekraftwerke sind wegen ihrer sehr niedrigen Benutzungsdauern von maximal einigen hundert Stunden pro Jahr weniger ein Problem.
- Aber eben wegen dieser sehr niedrigen Benutzungsdauern können diese Reservekraftwerke keine ausreichenden Deckungsbeiträge für die Finanzierung der Investitionskosten erwirtschaften und benötigen deshalb einen entsprechenden Zuschuss.

In jedem Fall wird durch diese mittelfristig ohnehin zwingend erforderlichen neuen Reservekraftwerke in Süddeutschland der erforderliche Leitungsneubau deutlich verringert. Die dadurch eingesparten Leitungsausbaukosten können für Anreizprogramme verwendet werden zur Umsetzung des in den Regierungs-Eckpunkten vom 01. Juli 2015 beschlossenen Neubaus von Reservekraftwerken in Süddeutschland.

3.2. Alternativen zur Erhöhung der Übertragungsleistung ohne Leitungsneubau

(1) Durch **Leiterseiltemperaturmonitoring** wird die tatsächliche Leiterseiltemperatur in jedem Leitungsabschnitt kontinuierlich gemessen und die Übertragungsleistung nur dann beschränkt, wenn die Leiterseiltemperatur 80°C zu überschreiten droht. Zudem entstehen dem Netzbetreiber bei geringen Mehrkosten zusätzlich zur erhöhten Übertragungsleistung weitere sicherheitstechnische Vorteile.

(2) **Hochtemperaturleiterseile** sind Freileitungsleiterseile, die eine höhere Leiterseiltemperatur ohne Schaden verkraften.

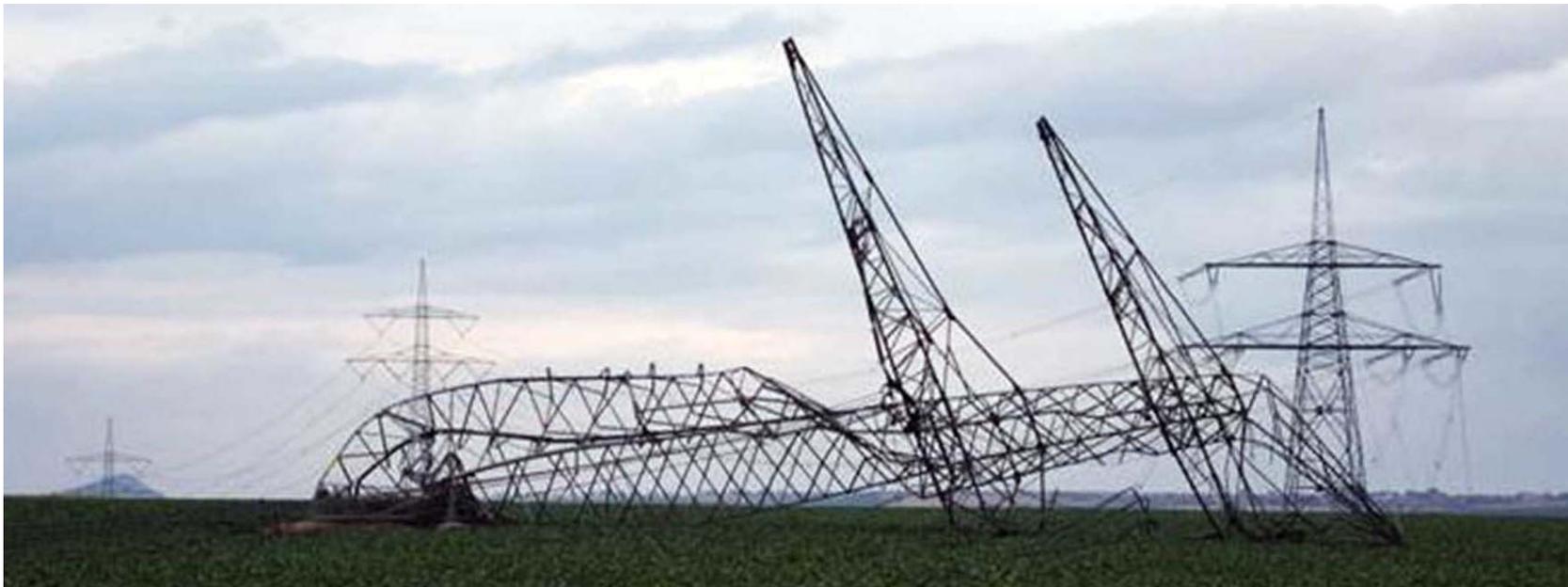
(3) Durch **Leiterseiltemperaturmonitoring** wird eine Erhöhung der Übertragungsleistung gerade in windstarken Zeiten auf mindestens das Doppelte ermöglicht, allerdings nicht bei einigen seltenen aber extremen Wettersituationen; deshalb sind Reservekraftwerke in Süddeutschland Voraussetzung für eine deutliche Verminderung des Netzausbaubedarfs durch Leiterseiltemperaturmonitoring. Durch **Hochtemperaturleiterseile** kann die Übertragungsleistung um mindestens die Hälfte erhöht werden. Leiterseiltemperaturmonitoring und Hochtemperaturleiterseile sind deutlich kostengünstiger als Leitungsneubau.

3.3. Alternativen zur Erhöhung der Übertragungsleistung mittels Leitungsneubau

Für die geplanten Gleichstrom-Höchstspannungsleitungen wurde in den Eckpunkten der Bundesregierung vom 01. Juli 2015 als Regelfall eine Ausführung als **Erdkabel** festgelegt. Aber auch für zukünftige Drehstrom-Höchstspannungsleitungen ist z.B. bei Annäherung an Siedlungen von mehr als 400 m und bei besonders schützenswerten Landschaften bei einigen Pilotvorhaben eine Teilverkabelung vorzusehen.

Erdkabel gewährleisten eine hohe Versorgungssicherheit. Die durchschnittliche Ausfalldauer eines Erdkabel-Doppelsystems mit Reserveader ist deutlich geringer als die eines Freileitungs-Doppelsystems, wenn für Freileitungen extreme Wetterbedingungen berücksichtigt werden. Es hat den Anschein, dass derartige extreme Wetterbedingungen nicht mehr der ganz seltene Ausnahmefall sind, sondern immer häufiger auftreten. Die folgende Abbildung gibt einen Eindruck der Verwüstungen durch eine Windhose bei Eisleben am 07. Juli 2015.

Abb. 3.1 : Windhose knickt 14 Höchstspannungsmasten bei Eisleben am 07. Juli 2015 um



Eine weitere Windhose knickte am 14. August 2015 fünf 380-kV-Masten südöstlich von Leipzig.

4. Vergleich der Alternativen und erforderliche Maßnahmen

4.1. Vergleich der Alternativen

Tab. 4.1 : Vergleich der Alternativen und ihrer Einsatzmöglichkeiten bei Stromüberschuss und bei Stromdefizit

Alternativen	Berücksichtigung im NEP 2024	(1a)	(1b)	(2a)	(2b)
		Stromüberschuss (Stromexport) bei Starkwindeinspeisung Export Kohlestrom	Stromexport erneuerbarer Strom	Stromdefizit (Dunkelflaute) wegen zu wenig Übertragungsleistung	Reserveleistung
A. Verringerung der benötigten Übertragungsleistung					
(1a) Abregelung von erneuerb. Einspeisespitzen	2025	x	xx		
(1b) Abregelung von konvent. Einspeisespitzen	(2025)	xx	x		
(2a) Stromspeicher (z.B. Pumpspeicher, Batterie)	ja	x	x	x	x
(2b) Power to Gas	nein		x	(x)	(x)
(3a) Nachfragemanagement	nein	x	x	x	x
(3b) Power to Heat	nein	x	xx	x	
(4) Reservekraftwerke in Süddeutschland	nein	(x)	(x)	x	x
B. Erhöhung der Übertragungsleistung <u>ohne</u> Leitungsneubau					
(5) Leiterseiltemperaturmonitoring	(nein)	x	x	x	
(6) Hochtemperaturleiterseile	(ja)	x	x	x	
C. Erhöhung der Übertragungsleistung <u>mit</u> Leitungsneubau					
(7a) Erdkabel	ja	x	x	x	
(7b) Freileitung	ja	x	x	x	

Bei der **dezentralen Energieversorgung** soll ein möglichst großer Teil des Energieverbrauchs lokal erzeugt werden durch Kombination einer Reihe von Maßnahmen, z.B. die in der Tabelle aufgeführten Alternativen:

- Stromspeicher,
- Nachfragemanagement und
- Reservekraftwerke,
- mittelfristig wohl auch Power to Gas und Power to Heat.

Weitere Maßnahmen sind insbesondere

- Erhöhung der Energieeffizienz sowie
- Kraft-Wärme-Koppelung und
- Nutzung von erneuerbaren Energien vor Ort.

Der erforderliche Netzausbau wird dadurch verringert.

5. Netzentwicklungsplan 2024 ist obsolet

5.1. Netzentwicklungsplan 2024 hat gravierende Defizite

Der aktuelle 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans 2024 hat gravierende Defizite, wodurch die gesamte Bedarfsanalyse dieses Netzentwicklungsplans fragwürdig wird:

- Bei der Optimierung der Netzausbauplanung werden nur die Brennstoffkosten der Kraftwerke berücksichtigt, nicht jedoch die Kosten des hierfür ggf. erforderlichen Netzausbaus, woraus ein überhöhter Netzausbau resultiert. Beispiel: Falls für den Einsatz eines ostdeutschen Braunkohlekraftwerks eine neue Leitung nach Bayern erforderlich ist, bleiben die Kosten für diese neue Leitung bei der Netzausbauplanung unberücksichtigt.
- Der überhöhte Netzausbau ermöglicht den Weiterbetrieb von ost- und westdeutschen Braunkohlekraftwerken, wodurch süddeutsche Gaskraftwerke endgültig unwirtschaftlich gemacht werden.
- Zudem bleibt eine Spitzenkappung von konventionellen und erneuerbaren Energien weitgehend unberücksichtigt, was zu einem überhöhten Netzausbau führt.
- Ebenso werden kostengünstige Möglichkeiten zur Erhöhung der Übertragungsleistung ohne Netzneubau, wie auch der Neubau von Reservekraftwerken in Süddeutschland, unzureichend berücksichtigt, was ebenfalls zu einem überhöhten Netzausbau führt.

Ein überhöhter Netzausbau führt nicht nur zu unnötigen Zumutungen für die betroffenen Anlieger, sondern auch zu unnötigen Netzentgelten, die von allen Stromverbrauchern getragen werden müssen, und damit zu unnötigen Strompreiserhöhungen.

5.2. Regierungs-Eckpunkte machen Netzentwicklungsplan 2024 obsolet

Die Eckpunkte der Bundesregierung vom **01. Juli 2015** machen den aktuellen 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans 2024 obsolet, jedenfalls was die in Bayern geplanten Leitungen betrifft:

- **SuedLink** soll in keinem Fall über KKW Grafenrheinfeld geführt werden, sondern direkt von Raum Hamburg in den Raum Stuttgart (möglicherweise mit einer Abzweigung nach Grafenrheinfeld).
- **SuedostLink** soll von Ostdeutschland nicht mehr zum KKW Gundremmingen (östlich von Ulm) führen, sondern zum KKW Isar (nördlich von München).
- Die beiden im Raum Grafenrheinfeld geplanten Drehstrom-Höchstspannungsleitungen von KKW Grafenrheinfeld nach Mecklar/Nordhessen und nach Schalkau/Südthüringen (vgl. Abb. 2.2) sollen als eigenständige Leitungen entfallen.
- Bei HGÜ-Leitungen wird ein Vorrang von Erdverkabelung eingeführt. Dies erfordert laut Übertragungsnetzbetreiber eine komplette Neutrassierung der geplanten HGÜ-Leitungen. Auch bei Drehstrom-Höchstspannungsleitungen wird eine Erdkabelausführung erleichtert, bei 110-kV-Hochspannungsleitungen ist sie laut § 43h EnWG ohnehin als Regelfall vorgeschrieben.

Die Umsetzung der Regierungs-Eckpunkte soll bis Ende 2015 erfolgen.

Am 04.09.2015 veröffentlichte die Bundesnetzagentur die Bestätigung des NEP2024. Darin wurde alle genannten Leitungen bestätigt und dabei Teile der Regierungseckpunkte ansatzweise berücksichtigt.

6. Netzentwicklungsplan 2025 muss Alternativen und Vorgaben berücksichtigen

Der erste Entwurf des Netzentwicklungsplans für das Zieljahr 2025 soll Mitte Oktober 2015 veröffentlicht werden.

Dieser neue Netzentwicklungsplan wird abschließend in 2016 fertiggestellt werden. Dabei sind zu beachten:

- Kosten des Netzausbaus, die bisher gänzlich unberücksichtigt blieben;
- Alternativen zu einem Freileitungsneubau, die zukünftig verstärkt berücksichtigt werden müssen;
- neue Vorgaben der Bundesnetzagentur zur Spitzenkappung;
- Regierungs-Eckpunkte vom 01. Juli 2015.

Fazit: Erst nach einer entsprechenden Neuberechnung des Netzentwicklungsplans wissen wir, ob und in welchem Umfang neue Stromleitungen für die Energiewende erforderlich sind.

L. Jarass | G. M. Obermair

Welchen **Netzbau** erfordert die **Energiewende?**



mit **Netzentwicklungsplan 2012**



MV-Verlag, Münster, 2012
280 S., 21 €
ISBN 978-3-86991-641-5