



Anna und Lorenz JARASS

Integration von erneuerbarem Strom

Stromüberschüsse  Stromdefizite

Integration von erneuerbarem Strom

Stromüberschüsse  Stromdefizite

Übersicht	4
Inhaltsverzeichnis	7
Teil I : Stromverbrauch und Stromproduktion	12
1 Zukünftige Stromversorgung in Deutschland.....	13
2 Wachsende Stromüberschüsse und Stromdefizite	25
3 Ausgleich von Stromverbrauch und Stromproduktion	43
4 Reservekraftwerksbedarf gemäß Bundesnetzagentur	65
Teil II : Stromtransport.....	78
5 Stromnetz	79
6 Ausgleich von Stromtransportbedarf und zulässigem Stromtransport	93
7 Regionale Netzplanung	110
8 Überregionale Netzplanung: Netzentwicklungsplan 2025	120
Anhang.....	140
Fußnoten.....	156
Quellen.....	163

7 Regionale Netzplanung

Früher wurde der Strom meist außerhalb der Verbrauchsregion erzeugt und über das Stromnetz an die örtlichen Stromverbraucher geliefert. Eine Netzverstärkung oder ein Leitungsneubau wurde bei einer wesentlichen Erhöhung des örtlichen Stromverbrauchs erforderlich. Mittlerweile verursacht aber immer häufiger der massive Ausbau der erneuerbaren Energien den regionalen Netzausbaubedarf, da die wachsende erneuerbare Stromeinspeisung nicht mehr in der Region verbraucht werden kann und deshalb über das 110-kV-Hochspannungsnetz zum nächsten Einspeisepunkt in das überregionale 380-kV-Höchstspannungsnetz transportiert werden muss.

Im Folgenden wird für den regionalen Stromnetzausbau ein Verfahren erläutert, das eine Abwägung zwischen einem Leitungsneubau und einer Verstärkung bestehender Leitungen vornimmt. Das vorgestellte Bewertungsverfahren wurde für eine konkrete Neubauplanung in der Nordpfalz für die Stadt Kirchheimbolanden in Abstimmung mit dem zuständigen regionalen Netzbetreiber durchgeführt. Beispielhaft wird dabei anhand einer ganz konkreten regionalen Netzausbauplanung untersucht, ob bei einem weiteren massiven Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion in dieser Region tatsächlich eine neue 110-kV-Leitung erforderlich und sinnvoll ist oder ob nicht besser Alternativen realisiert werden sollten:

- Dafür wird zuerst in Kap. 7.1 der regionale Stromtransportbedarf im Einzugsbereich einer bestehenden 110-kV-Leitung bestimmt.
- Anschließend wird in Kap. 7.2 untersucht, inwieweit die bestehende 110-kV-Leitung verstärkt und dadurch deren zulässiger Stromtransport ausreichend erhöht werden kann.
- Im abschließenden Kap. 7.3 werden die Ergebnisse zusammengefasst und erläutert, ob bei einem weiteren massiven Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion in dieser Region tatsächlich eine neue 110-kV-Leitung erforderlich und sinnvoll ist oder ob nicht besser Alternativen realisiert werden sollten.

7.1 Regionaler Stromtransportbedarf

Die typischen Verbrauchsspitzen liegen im Einzugsbereich der hier beispielhaft untersuchten 110-kV-Netzausbauplanung nur bei rund 30 MW mit sinkender Tendenz. Der Stromtransportbedarf resultiert in diesem Fall ausschließlich aus der Einspeisung von erneuerbarem Strom in der Größenordnung von einigen 100 MW. Dieser Strom kann überwiegend nicht in der Region verbraucht werden und muss deshalb zum nächsten Einspeisepunkt in das 380-kV-Höchstspannungsnetz transportiert werden.

7.1.1 Maßnahmen zur Verringerung des regionalen Stromtransportbedarfs

Im Folgenden wird für den Einzugsbereich einer 110-kV-Netzausbauplanung untersucht, wie hoch dort der zukünftige Stromtransportbedarf ist. Die Bestimmung dieses Stromtransportbedarfs geschieht in den folgenden sechs Schritten:

a) Bestand an einspeisenden Kraftwerken

Die Bestände wurden zu einem Stichtag lagescharf erhoben. Im vorliegenden Beispiel hat eine große Verbandsgemeinde im Einzugsbereich einer bestehenden 110-kV-Leitung diese Werte für insgesamt 190 Gemeinden in 18 Verbandsgemeinden erhoben²⁴⁴ (so genannter Bottom-Up-Ansatz). Die Daten liegen üblicherweise in den einzelnen Gemeinden vor. Die resultierenden Werte wurden mit stärker aggregierten Werten des zuständigen regionalen Netzbetreibers abgeglichen (so genannter Top-Down-Ansatz).

Im Einzugsbereich der geplanten 110-kV-Leitung gibt es keine konventionellen Kraftwerke, sondern nur Windkraftwerke und Photovoltaikanlagen mit einer insgesamt installierten Leistung von 236 MW (Tab. 7.1, Z. (1), Sp. (4)).

b) Zubaupotenzial an einspeisenden Kraftwerken

Diese Daten können meist den Flächennutzungsplänen der einzelnen Gemeinden entnommen werden oder liegen als ausgewiesene oder geplante Gebiete für Windenergienutzung und größere photovoltaische Anlagen vor. Die Daten wurden wiederum für insgesamt 190 Gemeinden in 18 Verbandsgemeinden erhoben und mit stärker aggregierten Werten des zuständigen regionalen Netzbetreibers abgeglichen. Es ergab sich ein Zubaupotenzial von insgesamt 478 MW (Tab. 7.1, Z. (2), Sp. (3)).

Die Summe aus dem Bestand von 236 MW und dem Zubaupotenzial von 478 MW ergibt eine Obergrenze für den maximalen Stromtransportbedarf in Höhe von 714 MW (Tab. 7.1, Z. (2), Sp. (4)).

c) Realisiertes Zubaupotenzial

In der Praxis werden nicht alle theoretisch möglichen Kraftwerksprojekte auch realisiert. Vom Zubaupotenzial werden im Referenzszenario die Hälfte (Tab. 7.1, Z. (3), Sp. (2)) als tatsächlich realisierbar und damit als tatsächlich genutzt angenommen. Dadurch wird die Obergrenze für den maximalen Stromtransportbedarf um 239 MW (Tab. 7.1, Z. (3), Sp. (3)) auf 475 MW (Tab. 7.1, Z. (3), Sp. (4)) reduziert.

d) Nicht zeitgleiche Einspeisung bei Starkwind

Maximal speist nur ein Teil der installierten Leistung ein, zum einen wegen technisch bedingter Nichtverfügbarkeiten einzelner Anlagen, zum anderen wegen Ungleichzeitigkeit der maximalen Stromproduktion einzelner Anlagen. Das Verhältnis von maximal eingespeister Leistung (ohne Berücksichtigung von Spitzenkappung) zu insgesamt installierter erneuerbarer Leistung wird als Gleichzeitigkeitsfaktor bezeichnet. Je höher der Gleichzeitigkeitsfaktor ist, umso höher ist der Stromtransportbedarf.

Als Gleichzeitigkeitsfaktor ergibt sich ein Wert von 90% (Tab. 7.1, Z. (4), Sp. (2)), wie er für die hier vorliegende kleinere, topografisch wenig gegliederte Region üblich ist. Dadurch wird der Stromtransportbedarf um 48 MW (Tab. 7.1, Z. (4), Sp. (3)) auf 428 MW (Tab. 7.1, Z. (4), Sp. (4)) reduziert.

e) Spitzenkappung der Stromeinspeisung

Die Bundesnetzagentur hat Ende 2014 eine Berücksichtigung der **Spitzenkappung** für zukünftige Netzplanungen vorgegeben²⁴⁵, wodurch ein Verteilnetzbetreiber bei seinen Netzplanungen eine Spitzenkappung von bis zu 3% der möglichen Jahresstromproduktion berücksichtigen kann, wenn dadurch ein entsprechender Leitungsausbau eingespart werden kann.

Durch Spitzenkappung wird die erneuerbare Spitzenstromproduktion reduziert. Die Höhe der Reduzierung kann mittels Jahressgangdauerlinien der erneuerbaren Stromproduktion abgeschätzt werden, indem schrittweise so viel Leistung gekappt wird, bis eine vorgegebene Summe der durch die Spitzen ausgesparten erneuerbaren Stromproduktion erreicht wird.

Die Höhe der möglichen Reduzierung der maximalen erneuerbaren Einspeiseleistung durch eine Spitzenkappung hängt also wesentlich von der Jahressgangdauerlinie der erneuerbaren Stromproduktion ab: Je fluktuierender und lokal ungleichmäßiger die erneuerbare Stromproduktion in der untersuchten Region ist, desto stärker kann die maximale erneuerbare Einspeiseleistung durch eine Spitzenkappung abgesenkt werden. Bei einer zulässigen Aussperrung von 3% der maximal möglichen Jahresstromproduktion ergab sich durch Spitzenkappung für die Jahressgangdauerlinie in der untersuchten Region eine Reduzierung der maximalen erneuerbaren Einspeiseleistung um 28% (Tab. 7.1, Z. (5), Sp. (2)).

Dadurch wird der Stromtransportbedarf um 120 MW (Tab. 7.1, Z. (5), Sp. (3)) auf 308 MW (Tab. 7.1, Z. (5), Sp. (4)) reduziert.

f) Nachfragemanagement

Das Nachfragemanagement (auch als 'Laststeuerung' oder 'Demand Side Management' bezeichnet) ist eine Möglichkeit, zunehmenden Schwankungen in der Stromproduktion durch flexible Nachfragesteuerung zu begegnen²⁴⁶:

Bei einem erwarteten **Stromüberschuss** werden Verbraucher z.B. über niedrigere Strompreise zu einem höheren Stromverbrauch animiert. Dabei wird entweder der Stromverbrauch zeitlich verlagert oder andere Energieträger werden durch Strom ersetzt:

- Bei einer zeitlichen Verlagerung des Stromverbrauchs wird ein später geplanter Stromverbrauch zeitlich vorgezogen: Z.B. kühlen Kühlhäuser bei einem Stromüberschuss und entsprechend niedrigeren Strompreisen stärker als üblich.
- Bei einer Substitution anderer Energieträger durch Strom wird z.B. vorübergehend warmes Wasser durch elektrische Heizstäbe in Heizkesseln erzeugt statt durch Verbrennung von Erdgas oder Heizöl.

Bei einem erwarteten **Stromdefizit** werden Stromverbraucher animiert, ihren Stromverbrauch zu reduzieren. Dabei wird wiederum der Stromverbrauch entweder zeitlich verlagert oder Strom wird durch andere Energieträger ersetzt:

- Bei einer zeitlichen Verlagerung des Stromverbrauchs wird ein momentan geplanter Stromverbrauch zeitlich nach hinten verschoben: Zum Beispiel könnten Kühlhäuser bei einem Stromdefizit und entsprechend höheren Strompreisen momentan weniger stark kühlen als üblich.
- Bei einer Substitution von Strom durch andere Energieträger wird z.B. bei hybriden Plug-in-Elektrofahrzeugen der Verbrennungsmotor statt des Elektromotors genutzt.

Durch **Nachfragemanagement** werden Nachfragespitzen gekappt, und bei einem erwarteten Stromdefizit wird die Nachfrage reduziert. Dadurch kann der Netzausbau deutlich reduziert werden. Bei einem weiterhin sehr starken Ausbau der erneuerbaren Kraftwerke, nicht nur im Bereich der bestehenden 110-kV-Leitung, sondern letztlich in ganz Deutschland und schrittweise auch in den Nachbarländern, wird man immer stärker auch Nachfragemanagement zum Ausgleich der starken Fluktuationen der erneuerbaren Stromproduktion nutzen. Zudem wird man Stromspeicherung vor Ort in die Stromversorgung integrieren müssen, z.B.

- Power to Gas (Beispiel Stadtwerke Mainz mit einer ersten kommerziellen Anlage seit 2015),
- Power to Heat (bei kleinen Solaranlagen auf dem Dach des eigenen Hauses in Kombination mit einer Ölheizung besonders gut einsetzbar).

Dadurch können häufiger Stromüberschüsse vor Ort genutzt und zudem erwartete Stromdefizite ausgeglichen werden.

Die Auswirkungen von Nachfragemanagement auf den momentanen Stromtransportbedarf können derzeit nur schwer abgeschätzt werden. Deshalb wird für die Berechnungen eine Reduzierung des momentanen Stromtransportbedarfs von nur 5% (Tab. 7.1, Z. (6), Sp. (2)) angesetzt. Durch Nachfragemanagement wird der Stromtransportbedarf um 15 MW (Tab. 7.1, Z. (6), Sp. (3)) auf 293 MW (Tab. 7.1, Z. (6), Sp. (4)) reduziert.

7.1.2 Resultierender Stromtransportbedarf

(1) Realisierung von 50% des Zubaupotenzials (Referenzszenario)

Tab. 7.1 zeigt den Stromtransportbedarf im Einzugsbereich der bestehenden 110-kV-Leitung bei hälftiger Realisierung des erneuerbaren Zubaupotenzials.

Ergebnis:

Es resultiert ein Stromtransportbedarf von 293 MW (Tab. 7.1, Z. (6), Sp. (4)).

Hinweis: Der Stromtransportbedarf von 293 MW resultiert aus der Einspeisung und dem Abtransport von erneuerbarem Strom. Die Versorgung der lokalen Stromverbraucher beträgt insgesamt maximal nur rund 30 MW und ist damit für den Stromtransportbedarf vernachlässigbar. Die Stromversorgung der Stromverbraucher vor Ort ist also in jedem Fall auch ohne Leitungsverstärkung gesichert.

Tab. 7.1 : Stromtransportbedarf im Einzugsbereich der bestehenden 110-kV-Leitung

	(1) Jahr	(2) Para- meter [%]	(3) Ände- rung [MW]	(4) Stromtrans- portbedarf [MW]	Erläuterungen
(1) Bestand an einspeisenden Kraftwerken	2015			236	Sp. (4) laut Angaben der ansässigen Kommunen
(2) Zubaupotenzial an einspeisenden Kraftwerken	2030		478	714	Sp. (3) laut Angaben der ansässigen Kommunen
(3) Reduzierung durch nur hälftige Nutzung des Zubaupotenzials	2030	50%	-239	475	
(4) Reduzierung durch nicht zeitgleiche Einspeisung bei Starkwind		90%	-48	428	Z.(4),Sp.(3) = Z.(3),Sp.(4) * (Z.(4),Sp.(2)- $\frac{1}{2}$)
(5) Reduzierung durch Spitzenkappung	2017	-28%	-120	308	Z.(5),Sp.(3) = Z.(4),Sp.(4) * Z.(5),Sp.(2)
(6) Reduzierung durch Nachfragemanagement	2025	-5%	-15	293	Z.(6),Sp.(4) = Z.(5),Sp.(4) * Z.(6),Sp.(2)

(2) Realisierung von 75% des Zubaupotenzials (Alternativszenario)

Je höher der realisierbare Anteil des Zubaupotenzials angesetzt wird, umso höher ist der Stromtransportbedarf. In einer Alternativrechnung wurde deshalb ein höheres realisiertes Zubaupotenzial von drei Vierteln angesetzt.

Durch Nachfragemanagement wird in diesem Fall eine Reduzierung um 10%, statt wie im Referenzszenario 5%, angesetzt, da das Einspeisemanagement umso stärker genutzt wird, je höher der potenzielle erneuerbare Stromüberschuss ist.

Ergebnis:

Setzt man die 75% in Tab. 7.1, Z. (3), Sp. (2) statt der 50% und die 10% in Tab. 7.1, Z. (6), Sp. (2) statt der 5% ein, so resultiert in dieser Alternativrechnung ein Stromtransportbedarf von 347 MW. Dies ist eine Erhöhung um 54 MW gegenüber dem in Tab. 7.1, Z. (6), Sp. (4) für das Basisszenario gezeigten Wert von 293 MW.

7.2 Zulässiger Stromtransport

Wie viele neue Stromleitungen in einer Region zur Integration der erneuerbaren Energien benötigt werden, hängt wesentlich von den Möglichkeiten zur besseren Ausnutzung und Verstärkung bestehender Leitungen ab.

7.2.1 Maßnahmen zur Erhöhung des zulässigen Stromtransports einer bestehenden 110-kV-Leitung

Im Einzugsbereich einer geplanten 110-kV-Leitung gibt es bereits eine 110-kV-Leitung. Im Folgenden wird untersucht, wie stark der zulässige Stromtransport im Einzugsbereich der bestehenden 110-kV-Leitung durch Maßnahmen ohne Leitungsneubau erhöht werden kann. Die Berechnung geschieht in folgenden fünf Schritten:

a) Bestehende 110-kV-Leitung

Ausgegangen wird vom IST-Zustand der bestehenden 110-kV-Leitung im Jahr 2014 laut Angaben des zuständigen regionalen Stromnetzbetreibers. Diese Leitung hat zwei Systeme. Jedes System hat eine zulässige Übertragungsleistung von 140 MW und ermöglicht damit einen zulässigen Stromtransport von jeweils 140 MW (Tab. 7.2, Z. (1), Sp. (3) und Sp. (4)).

Im öffentlichen Netz, das der Stromversorgung dient, gelten zumindest in Deutschland extrem hohe Standards der Versorgungssicherheit. Die hohe Sicherheit und Zuverlässigkeit der Stromversorgung, die den Stromkunden in Deutschland zur Verfügung steht, wird v.a. dadurch erreicht, dass eine hinreichende Redundanz der technischen Netzeinrichtungen gegeben ist. Hierfür wird das sogenannte (n-1)-Kriterium angewendet²⁴⁷:

- Fällt von n-vielen Betriebsmitteln, die im ungestörten Fall zur Verfügung stehen, **eines** durch eine Störung aus, so müssen die verbleibenden (n-1)-vielen Betriebsmittel den Stromverbrauch immer noch uneingeschränkt decken können ((n-1)-Kriterium). Z.B. darf der Ausfall **eines** Transformators oder **eines** Leitungssystems zu keinen für den Verbraucher spürbaren Versorgungsunterbrechungen führen.
- Die Versorgungssicherheit muss auch bei Ausfall eines der beiden Systeme gewährleistet sein. Deshalb sind die zulässige Übertragungsleistung und damit der zulässige Stromtransport durch die bestehende 110-kV-Leitung durch die Übertragungsleistung des verbleibenden Systems gegeben.

Es resultiert ein zulässiger Stromtransport der bestehenden 110-kV-Leitung von 140 MW (Tab. 7.2, Z. (1), Sp. (5)).

b) Überlastbarkeit der bestehenden 110-kV-Leitung

Die bestehenden Systeme können nach Angaben des zuständigen regionalen Netzbetreibers um mindestens 20% ohne Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit überlastet werden (Tab. 7.2, Z. (2), Sp. (2)).

Dies erhöht die zulässige Übertragungsleistung jedes einzelnen Systems und damit auch den zulässigen Stromtransport der bestehenden 110-kV-Leitung um 20% von 140 MW auf 168 MW (Tab. 7.2, Z. (2), Sp. (5)).

c) Umbau von Leitungssystem Nr. 1 mit Hochtemperaturleiterseilen

Durch Ersatz der bestehenden normalen Leiterseile durch Hochtemperaturleiterseile kann die Übertragungsleistung dieses Leitungssystems nach Angaben des zuständigen regionalen Netzbetreibers um 71% erhöht werden, nämlich von 168 MW auf 288 MW (Tab. 7.2, Z. (3), Sp. (3)).

Der zulässige Stromtransport der Leitung bleibt dadurch gemäß dem vorher erläuterten (n-1)-Kriterium allerdings unverändert, weil bei einem Ausfall dieses verstärkten Leitungssystems das verbleibende 2. Leitungssystem weiterhin nur eine zulässige Übertragungsleistung von 168 MW ermöglicht und dieser niedrigere Wert gemäß (n-1)-Kriterium den zulässigen Stromtransport der zweiseitigen 110-kV-Leitungen determiniert. Es resultiert also weiterhin ein zulässiger Stromtransport der bestehenden 110-kV-Leitung von 168 MW (Tab. 7.2, Z. (3), Sp. (5)).

d) Zusätzlicher Umbau von Leitungssystem Nr. 2 mit Hochtemperaturleiterseilen

Durch Ersatz der bestehenden normalen Leiterseile durch Hochtemperaturleiterseile kann die Übertragungsleistung des Leitungssystems Nr. 2 wie vorher schon beim Leitungssystem Nr. 1 um 71% erhöht werden, nämlich von 168 MW auf 288 MW (Tab. 7.2, Z. (4), Sp. (4)).

Der zulässige Stromtransport der Leitung wird nun gemäß dem vorher erläuterten (n-1)-Kriterium erhöht, weil bei einem Ausfall des Leitungssystems Nr. 1 das verbleibende und nun verstärkte Leitungssystem Nr. 2 auch eine zulässige Übertragungsleistung von 288 MW ermöglicht. Erst nach Umbau auch des zweiten Leitungssystems wird also der zulässige Stromtransport der bestehenden 110-kV-Leitung von 168 MW auf 288 MW erhöht (Tab. 7.2, Z. (4), Sp. (5)).

e) Leiterseiltemperaturmonitoring

Eine Erhöhung des zulässigen Stromtransports ist kostengünstig **ohne** Leitungsneubau möglich durch Netzoptimierung und Netzverstärkung²⁴⁸. Allein durch Hochtemperaturleiterseile kann die mittlere Belastbarkeit einer Leitung um mindestens 50% erhöht werden. Durch zusätzliches Leiterseiltemperaturmonitoring kann die gerade bei Windstromproduktion besonders wichtige kurzzeitige Erhöhung des zulässigen Stromtransports in vielen Fällen um über 100% erhöht werden.²⁴⁹

Nur bei einem Zusammentreffen hoher erneuerbarer Stromproduktion und dem sehr seltenen Ausfall²⁵⁰ eines der beiden Leitungssysteme wird das verbliebene System kurzzeitig²⁵¹ bis zu maximal dem Doppelten seines nominal zulässigen Stromtransports ausgelastet. Dies ist zulässig, weil durch das Leiterseiltemperaturmonitoring sichergestellt wird, dass zu diesem Zeitpunkt die Leitungssysteme durch kühle Umgebungstemperatur und viel Wind so stark gekühlt werden, dass sie um das Doppelte stärker belastet werden können als beim DIN-Norm-Fall mit 35°C Lufttemperatur ohne nennenswerte Luftbewegung.

Die Rheinland-Pfalz-Verteilnetzstudie bestätigt das große Potenzial von dynamischem Einspeisemanagement (Dynamic Line Rating) mittels Leiterseiltemperaturmonitoring und Hochtemperaturleiterseilen gerade für Windstromproduktion. Danach lassen "Hochtemperaturleiterseile eine erhebliche Einsparung von konventionellem Netzausbau erwarten. ... Die verbesserte Kühlung von Freileitungen bei starkem Wind ist besonders vorteilhaft für die Wirksamkeit des Dynamic Line Rating, da der Effekt zeitgleich mit den Einspeisespitzen der Windenergie auftritt."²⁵²

Im Referenzszenario wird eine Nutzung von Leiterseittemperaturmonitoring an der unteren Bandbreite angenommen, wodurch die maximale Übertragungsleistung beider Systeme um je 50% (Tab. 7.2, Z. (5), Sp. (5)) erhöht wird. Dadurch wird der zulässige Stromtransport der Leitung um 50% von 288 MW auf 432 MW erhöht (Tab. 7.2, Z. (5), Sp. (5)).

7.2.2 Resultierende Erhöhung des zulässigen Stromtransports einer bestehenden 110-kV-Leitung

(1) Erhöhung der zulässigen Übertragungsleistung durch Leiterseittemperaturmonitoring um 50% (Referenzszenario)

Tab. 7.2 zeigt die Möglichkeiten zur schrittweisen Erhöhung des zulässigen Stromtransports der bestehenden 110-kV-Leitung. In diesem Referenzszenario wird von einer Erhöhung der zulässigen Übertragungsleistung beider Systeme um je 50% (Tab. 7.2, Z. (5), Sp. (5)) durch Leiterseittemperaturmonitoring ausgegangen.

Tab. 7.2 : Erhöhung des zulässigen Stromtransports der bestehenden 110-kV-Leitung

	(1) Jahr	(2) Para- meter	Zulässiger Stromtransport [MW]			Erläuterungen Sp.(5) = Minimum aus Sp.(3) und Sp.(4)
			(3) System Nr. 1	(4) System Nr. 2	(5) (n-1)- Kriterium	
(1) Bestehende 110-kV-Leitung	2014		140	140	140	Sp. (3) und Sp. (4) laut Angaben des regionalen Stromnetzbetreibers
(2) Zulässige Überlastung	2014	20%	168	168	168	Z.(2),Sp.(3) = Z.(1),Sp.(3) * {1+ Z.(2),Sp.(2)}
(3) Umbau von System Nr. 1 als Hochtemperaturleiterseil	2015	71%	288	168	168	Z.(3),Sp.(3) = Z.(2),Sp.(3) * {1+ Z.(3),Sp.(2)}
(4) Umbau von System Nr. 2 als Hochtemperaturleiterseil	2020	71%	288	288	288	Z.(4),Sp.(4) = Z.(3),Sp.(4) * {1+ Z.(4),Sp.(2)}
(5) Leiterseittemperaturmonitoring bei beiden Systemen	2020	50%	432	432	432	Z.(5),Sp.(4) = Z.(4),Sp.(4) * {1+ Z.(5),Sp.(2)}

Ergebnis:

Durch Netzverstärkungsmaßnahmen resultiert eine Erhöhung des zulässigen Stromtransports der bestehenden 110-kV-Leitung von 140 MW auf 432 MW, also um 292 MW.

(2) Erhöhung der zulässigen Übertragungsleistung durch Leiterseiltemperaturmonitoring um 100% (Alternativszenario)

Je größer die Erhöhung der zulässigen Übertragungsleistung durch Leiterseiltemperaturmonitoring angesetzt wird, umso größer ist die Erhöhung des zulässigen Stromtransports der bestehenden 110-kV-Leitung.

In einer Alternativrechnung wurde eine größere Erhöhung der zulässigen Übertragungsleistung durch Leiterseiltemperaturmonitoring angesetzt, nämlich 100% statt nur 50% wie im Referenzszenario.

Ergebnis:

Setzt man diese 100% in Tab. 7.2, Z. (5), Sp. (2) statt der 50% ein, so resultiert in dieser Alternativrechnung eine Erhöhung des zulässigen Stromtransports der bestehenden 110-kV-Leitung auf 576 MW. Dies ist eine Erhöhung um 144 MW gegenüber dem in Tab. 7.2, Z. (5), Sp. (5) für das Basisszenario gezeigten Wert von 432 MW.

7.3 Vergleich von Stromtransportbedarf und zulässigem Stromtransport

Das vorgestellte Bewertungsverfahren wurde für eine konkrete Neubauplanung in der Nordpfalz für die Stadt Kirchheimbolanden in Abstimmung mit dem zuständigen regionalen Netzbetreiber durchgeführt. Tab. 7.3 zeigt einen Vergleich von Stromtransportbedarf und zulässigem Stromtransport.

Tab. 7.3 : Vergleich von Stromtransportbedarf und zulässigem Stromtransport

[MW]	(1) Referenz- szenario	(2) Alternativ- szenario
(1) Stromtransportbedarf	293	347
(2) Zulässiger Stromtransport	432	576
(3) Sicherheitspuffer	139	229

Der zulässige Stromtransport kann durch eine Verstärkung der bestehenden 110-kV-Leitung kostengünstig auf 432 MW im Referenzszenario und auf 576 MW im Alternativszenario erhöht werden. Der Stromtransportbedarf für den in dieser Region erwarteten Zubau von erneuerbaren Kraftwerken liegt dann sowohl im Referenzszenario mit 293 MW als auch im Alternativszenario mit 347 MW jeweils

deutlich unterhalb des zulässigen Stromtransports von 432 MW bzw. 576 MW. Sowohl im Referenzszenario als auch im Alternativszenario kann also durch eine Verstärkung der bestehenden 110-kV-Leitung ein hoher Sicherheitspuffer gewährleistet werden.

Die Maßnahmen zur Ertüchtigung der bestehenden Leitung, nämlich Ersatz der bestehenden Leiterseile durch Hochtemperaturleiterseile sowie Leiterseiltemperaturmonitoring, sind deutlich kostengünstiger als der geplante Neubau einer 110-kV-Leitung.

Ergebnis:

- In diesem Beispielfall ist es kostengünstiger, statt einer neuen 110-kV-Leitung das bestehende Leitungssystem geeignet zu verstärken.
- Zudem ist die Umsetzung der Maßnahmen schrittweise möglich entsprechend dem Zubau an erneuerbarer Kraftwerksleistung.

Folgende weitere Möglichkeiten zur Erhöhung des zulässigen Stromtransports müssen noch berücksichtigt werden:

- Beibehaltung der Netzkopplung zum Nachbarnetz.
- Erhöhung der (kurzfristigen) Überlastungsgrenze von 120% auf über 120%.
- Zweier-Bündel-Leiterseile.²⁵³

Gemäß geltender Rechtslage müsste ein Leitungsneubau wohl als Erdkabel erfolgen.²⁵⁴ Fragen zur Verkabelung²⁵⁵ würden sich allerdings erst stellen, wenn die Notwendigkeit einer geplanten 110-kV-Leitung zweifelsfrei belegt werden könnte.

Für eine überregionale Netzplanung hat die Bundesnetzagentur den Netzentwicklungsplan 2025 vorgelegt, der im folgenden Kapitel erläutert und bewertet wird.