

Bahnstrom Regenerativ - Analyse und Konzepte zur Erhöhung des Anteils der Regenerativen Energie des Bahnstroms

Endbericht

**Fraunhofer-Institut für Windenergie und
Energiesystemtechnik (IWES), Kassel**

**Becker Büttner Held (BBH), Berlin
Institut für Klimaschutz, Energie und
Mobilität (IKEM), Berlin**

September 2011



BBH
Becker Büttner Held
Rechtsanwälte · Wirtschaftsprüfer · Steuerberater

IKEM
Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität
Institute for Climate Protection, Energy and Mobility

Autoren:

Norman Gerhardt, Dr. Boris Valov, Tobias Trost, Dr. Thomas Degner (IWES)
Dr. Wieland Lehnert (BBH)
Anke Rostankowski (IKEM)

Mitwirkende bei DB Energie GmbH

Marcus Ruch, Dr. Jörn Schaarschmidt, Markus Dietrich, Dr. Kristian Weiland,
Birgit Carlstaedt

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit unter dem Förderkennzeichen 0325223 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor.

Ansprechpartner:

Fraunhofer-Institut für Windenergie und
Energiesystemtechnik (IWES) Kassel
Königstor 59
D-34119 Kassel
Tel: +49 – (0)561 / 7294 – 328

Norman Gerhardt (Projektleitung)
E-Mail: [norman.gerhardt –at– iwes.fraunhofer.de](mailto:norman.gerhardt@iwes.fraunhofer.de)

Inhalt

1	Einleitung und Zielsetzung	4
2	Analyse der technischen und wirtschaftlichen Besonderheiten der Bahnstromversorgung	6
2.1	Historie in Deutschland	6
2.1.1	Gründe zur Entstehung der Sonderfrequenz von 16 2/3 Hz	6
2.1.2	Vergleich Bahnstromsystem - 25 kV 50 Hz versus 15 kV 16,7 Hz	8
2.1.3	Weitere Entwicklung des 15-kV-, 16,7-Hz-Netzes in Deutschland durch zentrale und dezentrale Stromversorgung	11
2.2	Technische Rahmenbedingungen der Bahnstromversorgung	12
2.2.1	Übersicht über die Netz- und Versorgungsstruktur der DB Energie	12
2.2.2	Charakteristik des Bahnstromleitungsnetzes als Verteilnetz	15
2.2.3	Lastdeckung und Lastausgleich	16
2.3	Wirtschaftliche Rahmenbedingungen der Bahnstromversorgung	19
2.3.1	Generelle Bedeutung der Energiekosten	19
2.3.2	Zusammensetzung des Bahnstrommixes	19
2.3.3	Direktbezug - Einspeisung von Kraftwerken in das 16,7 Hz - Bahnstromleitungsnetz	21
2.3.4	Strombezug aus dem öffentlichen Verbundnetz (50 Hz)	22
2.4	Eignung Regenerativer Energien für die Bahnstromversorgung	23
2.4.1	Vergleich verschiedener EE-Technologien	23
2.4.2	Direkteinspeisung von EE-Anlagen	25
2.4.3	Windleistungsprognosefehler	28
2.4.4	50-Hz-Bezug von Strom aus EE-Anlagen	30
2.5	Hemmnisse und Anforderungen für die Erhöhung des Anteils Regenerativer Energien am Bahnstrom	31
3	Konzepte zur Erhöhung des Anteils Regenerativer Energien des Bahnstroms	33
3.1	Klimaschutzziele im Verkehrsbereich	33
3.1.1	Nationale politische Ziele	33
3.1.2	EE-Ziele der EU nach der Erneuerbare-Energien-Richtlinie	34
3.1.3	Ziele der Deutschen Bahn	35
3.2	Gesetzliche Rahmenbedingungen	35
3.2.1	Belastungen bei Bahnstrombezug aus dem öffentlichen Netz	35
3.2.2	Die Rolle von Grünstromzertifikaten/ Herkunftsnachweisen	38
3.2.3	Bezug von Strom aus Erneuerbaren Energien über EEG-Umlage	40

3.3	Einfluss des EEG auf die Erhöhung des Anteils der Erneuerbarer Energien	40
3.3.1	EEG-Vergütung	41
3.3.2	Direktvermarktung	42
3.3.2.1	Direktvermarktung nach § 17 EEG	43
3.3.2.2	Direktvermarktung mit Marktprämie (EEG 2012)	46
3.3.2.3	Direktvermarktung mit Grünstromprivileg	47
3.3.2.4	Flexibilitätsprämie für Biogasanlagen	48
3.3.3	Eigenstromverbrauch	48
3.3.3.1	Teilvergütung nach § 16 Abs. 1 i.V.m. Abs. 4 lit. c EEG	48
3.3.3.2	Vergütung des selbstverbrauchten und des eingespeisten Stroms (§ 33 Abs. 2 EEG)	49
3.3.4	Zusammenfassung zu Förderanreizen durch das EEG	50
3.4	Mögliche zusätzliche Förderanreize	51
3.5	Diskussion weiterer Rahmenbedingungen	53
3.5.1	Zusätzlichkeitskriterium zur qualitativen Charakterisierung des EE-Anteils - Nutzung von Laufwasserkraftwerken	53
3.5.2	Nutzungsoption Biomasse	56
3.5.3	Nutzungsoption Speicher	57
3.6	ZWISCHENFAZIT - Definition von Rahmenszenarien für die nachfolgenden Berechnungen und Analysen	58
4	Technische Analyse der entwickelten Konzepte	65
4.1	Analyse der Netzanbindung von EE-Anlagen	65
4.1.1	Relevante Regelwerke der Deutschen Bahn zum Anschluss von neuen Erzeugungsanlagen	65
4.1.2	Bestimmung der Aufnahmekapazität von repräsentativen Netzanschlusspunkten im 110-kV- und im 15-kV-Bahnnetz	67
4.1.3	Netzanschlussvariante von Windparks und PV-Anlagen an ein 110-kV- und ein 15-kV-Bahnnetz	68
4.1.4	Fazit	73
4.2	Technisches Potenzial der Direkteinspeisung von EE-Anlagen und Speicher	73
4.2.1	Windkraft	75
4.2.2	Photovoltaik	78
4.2.3	Wasserkraft	79
4.2.4	Speicher	80
4.2.5	Optimales Verhältnis der installierten Wind- und PV-Kapazität	81
4.3	Weitere Ausgleichsoptionen	83
4.4	Einfluss des Prognosefehlers der Wind- und PV-Leistungsprognose	84
4.5	Versorgungssicherheit	85
5	Wirtschaftliche Analyse der entwickelten Konzepte	87
5.1	Kostenentwicklung des Referenz-Strombezugs	87
5.2	Kostenentwicklung des Strombezugs von fluktuierenden EE - Wind und PV	88
5.2.1	EEG-Vergütung bzw. Stromgestehungskosten	88
5.2.2	Relativer Marktwert	89
5.2.3	Kosten des Prognosefehlers	90

5.3	Kostenentwicklung des Strombezugs von Wasserkraft und der Alternativoption Biomasse	92
5.4	Speicherkosten	94
5.5	Entwicklung von Steuern, Abgaben und Netznutzungsentgelten	95
5.6	Kostenvergleich verschiedener Einzel-Strombezüge	96
5.6.1	Vergleich 2012 - 2020 (Grenzkosten)	96
5.6.2	Vergleich 2020 – 2050 (Vollkosten)	99
6	Entwicklungspfade und Systemanalyse	102
6.1	Lastdeckung 2012	103
6.2	Lastdeckung 2020	104
6.2.1	Unteres EE-Szenario	104
6.2.2	Oberes EE-Szenario	106
6.3	Lastdeckung 2050	109
6.3.1	Oberes EE-Szenario – ohne Speichereinsatz	110
6.3.2	Oberes EE-Szenario – mit Speichereinsatz	113
6.4	Kostenvergleich	114
7	Zusammenfassung	117
8	Literatur	128
9	Anhang	131
9.1	Ursachen und Grundsätze zur Spannungsänderungen im elektrischen Netz nach dem Anschluss von neuen Erzeugungsanlagen	131
9.2	Szenarien zur Entwicklung des Verkehrsaufkommen und resultierender Bahnstromverbrauch	135
	Abkürzungen	137
	Tabellenverzeichnis	138
	Abbildungsverzeichnis	139

1 Einleitung und Zielsetzung

Die Sicherstellung der Energieversorgung ist eine der zentralen Aufgaben unserer Volkswirtschaft. Angesichts knapper werdender fossiler Brennstoffreserven, die in den nächsten Jahrzehnten eine beträchtliche Steigerung der Rohstoff-Importpreise erwarten lassen und angesichts der zunehmend alarmierenden Erkenntnisse über den bevorstehenden Klimawandel mit milliardenschweren Folgeschäden für Wirtschaft und Umwelt ist die Einbindung Erneuerbarer Energien (EE) in die Energieversorgung der Bundesrepublik und der weitere Ausbau dieser Technologie eine der wichtigsten Aufgaben für Politik und Wirtschaft.

Um die Klimaschutzziele der Bundesregierung zu erreichen, sind Energieeinsparung und der Einsatz EE die entscheidenden Hebel. Die anvisierte Verminderung der Treibhausgase um 40 % bis 2020 und um 80 % bis 2050 (BMW, BMU 2010) wird nur gelingen, wenn Unternehmen und Privathaushalte vom ökologischen und ökonomischen Nutzen der Klimaschutzmaßnahmen überzeugt sind und sie Anreize erhalten, die einen kosteneffizienten EE Einsatz ermöglichen.

Für den Verkehrsbereich ist nach der Erneuerbare-Energien-Richtlinie bis zum Jahr 2020 ein EE-Anteil von 10 % für das Jahr 2020 anvisiert (EU 2009). Die Bundesregierung hält im Nationalen Aktionsplan gemäß dieser Richtlinie (NREAP) bis 2020 sogar einen Anteil von 13,2 % für realistisch (BUND 2010). Das Erreichen dieses Ziels sollen vorrangig Biokraftstoffe sicherstellen, welche aber auch aufgrund der Diskussion um Nutzungskonkurrenzen und deren Nachhaltigkeit umstritten sind. Deshalb rückt zunehmend der elektrisch angetriebene Transport (E-KFZ und Bahn) in den Fokus. Als größtes bundeseigenes Unternehmen ist die Deutsche Bahn AG mit rund 11 Mrd. Kilowattstunden pro Jahr der größte Stromverbraucher. Auf der Schiene wird rund 90 % des Verkehrsaufkommens mit elektrischer Energie durchgeführt (DB 2009). Sie ist zugleich ein Unternehmen, das sich laut dem unternehmenseigenen Nachhaltigkeitsbericht in besonderer Weise dem Schutz der Umwelt und des Klimas verpflichtet fühlt. Nicht zuletzt sind die Umweltvorteile des Bahnfahrens ein wesentlicher Punkt für die Kundenbindung des Unternehmens und daher von zentralem ökonomischem Interesse. In diesem Zusammenhang gewinnt das bekannte energiewirtschaftliche Dreieck einen besonderen Stellenwert für die zukünftige Energieversorgung der Deutschen Bahn. Es besteht aus den Punkten:

- Versorgungssicherheit
- Wirtschaftlichkeit
- Umweltfreundlichkeit

Um dem hohen ökologischen Anspruch gerecht zu werden, muss versucht werden, den Bahnstrommix zugunsten der EE unter Berücksichtigung der wirtschaftlichen und versorgungstechnischen Anforderungen zu verändern. Die Energieversorgung der Deutschen Bahn sowie anderer Wettbewerber auf der

Schiene wird durch die DB Energie GmbH, einer Tochtergesellschaft der DB, sichergestellt. Das Aufgabenfeld der DB Energie liegt in der Erzeugung, Beschaffung und Bereitstellung von Strom und Diesel, aber auch Erdgas, Heizöl und Wärme.

Als stärkstes Argument gegen den Einsatz der EE wird allgemein angebracht, dass deren Verfügbarkeit von meteorologischen Einflüssen abhängt, was die Prognostizier- und Planbarkeit der zu erwartenden Energieerträge in Frage stellt und gleichzeitig nahezu keine Steuerbarkeit der einzelnen Anlagen erlaubt. Um sicherzustellen, dass in einem Portfolio mit hohem EE-Anteil zu jeder Zeit die erforderliche Nachfrage gedeckt werden kann, wäre für eine sichere Stromversorgung ein erhöhter Kosteneinsatz erforderlich. Des Weiteren wird unterstellt, dass aufgrund der höheren Stromgestehungskosten EE gegenüber konventionellen Kraftwerken generelle Kostensteigerungen im Strombezug zu erwarten sind.

Hauptziel der Studie ist es, unter Berücksichtigung der komplexen Versorgungssituation und besonderen Anforderungen der Bahn, Konzepte für eine technisch und wirtschaftlich sinnvolle Integration der EE in die Energieversorgung der DB Energie zu entwickeln. Dabei sollen sowohl die Machbarkeit und Grenzen einer frühzeitigen anteiligen Integration als auch eine visionäre aber zukünftig notwendige Vollversorgung mit EE aufgezeigt werden. Nebenziel der Studie ist es eine Informationsbasis zu schaffen und im Sinne eines Wissenstransfers eine Brücke zwischen den Anforderungen und Erwartungen der beteiligten Seiten - der Politik und der Deutschen Bahn - unter Berücksichtigung der spezifischen Charakteristiken Erneuerbarer Energien zu bilden.

2 Analyse der technischen und wirtschaftlichen Besonderheiten der Bahnstromversorgung

Ziel dieses Arbeitspaketes ist es, die derzeitige Energieversorgungssituation der DB Energie zu analysieren und Hemmnisse für die Nutzung EE zu ermitteln. Die Bahnstromversorgung ist gegenüber der öffentlichen Versorgung durch mehrere Besonderheiten gekennzeichnet. Um diese besser nachzuvollziehen, wird eingangs der geschichtliche Entwicklungshintergrund dargestellt. Aus der Historie ergeben sich die heutigen technischen Rahmenbedingungen und auf diesen aufbauend auch die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen der DB Energie. Dem gegenüber stehen die Erneuerbaren Energien, die aufgrund der vorrangig meteorologisch bedingten Eigenschaften auch neue Anforderungen an ihre Nutzung stellen.

2.1 Historie in Deutschland

2.1.1 Gründe zur Entstehung der Sonderfrequenz von 16 2/3 Hz

Zunächst stand für elektrische Bahnen ausschließlich der Gleichstrom-Reihenschlussmotor (in einigen wenigen Anwendungen auch der Gleichstrom-Nebenschlussmotor) zur Verfügung. Mit einem Motor dieser Bauart wurde somit die erste elektrische Eisenbahn von Siemens & Halske 1879 auf der Gewerbeausstellung in Berlin vorgestellt. Der Betrieb mit Gleichstrom (DC – direct current) wurde in den folgenden Jahren weiterentwickelt und auch für Vollbahnelektrifizierungen mit 750 V DC, 1500 V DC oder 3000 V DC in einigen europäischen Ländern eingesetzt (s. Abbildung 1). Nachteil des Gleichstrombetriebes ist die fehlende Transformierbarkeit, sodass eine weitere Steigerung der Spannung und somit der Übertragungsweite von der Einspeisung zum Triebfahrzeug nicht möglich ist. Daneben erreichen die Gleichstromnetze aufgrund der hohen Betriebsströme heute ihre Leistungsgrenze, sodass einige Länder, die zunächst Gleichstromelektrifizierungen aufgebaut hatten, spätere Neuelektrifizierungen mit Einphasenwechselstrom 25 kV 50 Hz ausrüsteten bzw. noch ausrüsten (s. Abschnitt 2.1.2).

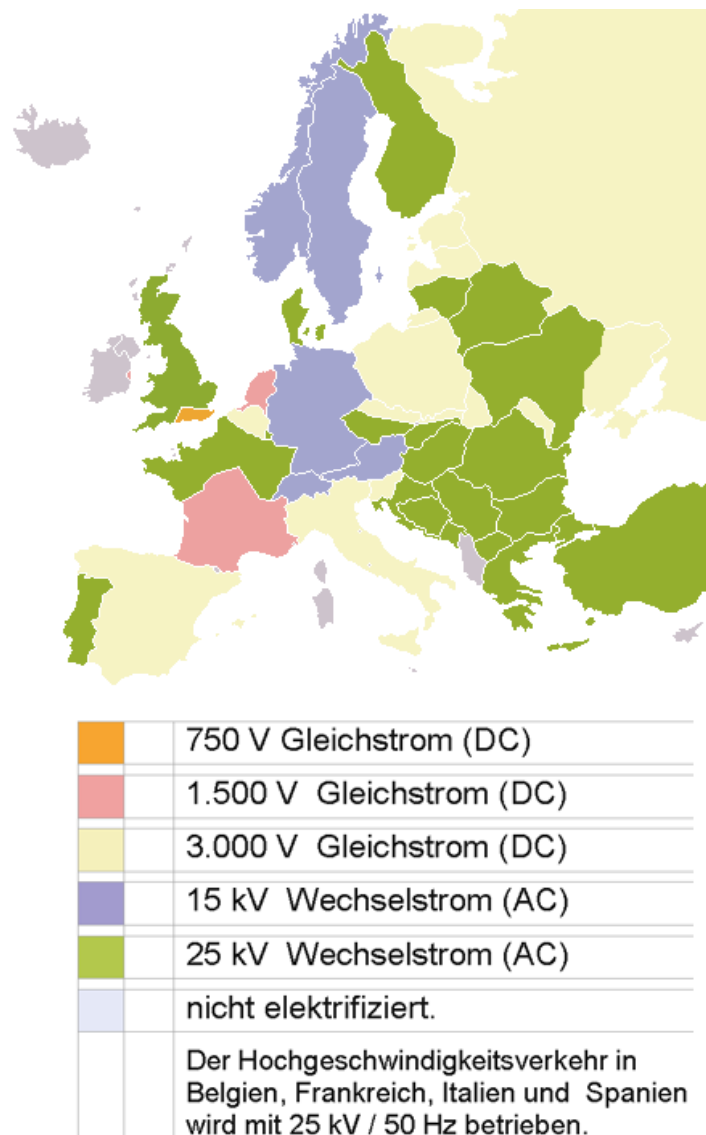
Aus diesem Grunde wurden parallel zur Weiterentwicklung der Gleichstromsysteme auch Versuche mit Drehstrom und mit Wechselstrom (AC – alternating current) durchgeführt. Die Versuche mit Drehstrom führten zu den damaligen Weltrekorden von bis zu 210,2 km/h, die im Jahre 1903 auf der Versuchsstrecke der Kgl. Preußischen Militärbahn Zossen – Marienfelde erreicht wurden. Die Vollbahnelektrifizierung mit Drehstrom scheiterte jedoch letztlich an den komplizierten mehrpoligen bzw. mehrphasigen Oberleitungen.

Parallel wurden Versuche mit einphasigem Wechselstrom durchgeführt. Aufgrund der Kommutierungsprobleme¹ des hier zu verwendenden Reihenschlussmotors mussten Elektrifizierungen mit der Landesfrequenz von 50 Hz verworfen werden. Es wurden daher Versuche mit alternativen Frequenzen von 25 Hz in Preußen, mit 15 Hz in der Schweiz sowie mit 16 2/3 Hz in Bayern durchgeführt, die letztlich zum gewünschten Ergebnis führten.

Aufgrund dieser Versuche mit einphasigem Wechselstrom niedriger Frequenz wurde schließlich 1913 das Elektrifizierungsübereinkommen der preußisch-hessischen, der bayerischen und der badischen Staatsbahnen mit Festlegung des Einphasenwechselstromsystems für Oberleitungen mit einer Spannung von 15 kV und einer Frequenz von 16 2/3 Hz (=1/3 von 50 Hz) unterzeichnet. Österreich, Schweiz, Norwegen und Schweden schlossen sich später an (s. Abbildung 1).

Abbildung 1:
Übersicht über die
Bahnstromsysteme in
Europa

Quelle:
Wikipedia, 2010



¹ Kommutierungsprobleme: Funkenüberschlag, Lichtbögen an den Kollektoren der Motoren

2.1.2 Vergleich Bahnstromsystem - 25 kV 50 Hz versus 15 kV 16,7 Hz

Systeme mit der Landesfrequenz von 50 Hz konnten sich erst, nachdem in den 1950er Jahren die Probleme mit der Kommutierung an den Motoren – z.B. durch Gleichrichtung auf dem Triebfahrzeug – gelöst wurden², durchsetzen. Aufgrund des geringeren Investitionsaufwandes für die Bahnstromversorgungsanlagen gilt das 25-kV-, 50-Hz-System heute als das zweckmäßigste System in Ländern, die erstelektrifizieren bzw. von älteren Gleichstromsystemen auf ein Wechselstromsystem umstellen.

Heute existieren daher die beiden leistungsfähigen Einphasenwechselstromsysteme mit 25 kV und 50 Hz sowie 15 kV und 16,7 Hz, welche auch in den technischen Spezifikationen für Interoperabilität (Teilsystem Energie) der Europäischen Kommission als zukünftig beizubehaltende Bahnstromsysteme beschrieben sind.

Daneben existieren noch die aus heutiger Sicht veralteten Gleichstromsysteme mit 1500 V oder 3000 V (s. Abbildung 1), die dazu führen, dass für den Hochgeschwindigkeitsverkehr (> 200 km/h) in diesen Ländern aufgrund des hohen Leistungsbedarfs abweichend separate Trassen mit 25 kV, 50 Hz ausgeführt werden müssen.

Für die Untersuchungen dieser Studie wurde eingangs die Frage gestellt, ob die Umstellung des bestehenden Bahnnetzes auf das öffentliche 50-Hz-System eine zu berücksichtigende Option - besonders in Hinblick auf mögliche Vorteile zur Integration EE in die Bahnstromversorgung - wäre. Diese Frage muss negiert werden. Eine Umstellung des 15-kV-, 16,7-Hz-Bahnstromsystems ist heute weder erforderlich noch angestrebt, da das 15-kV-, 16,7-Hz-System alle Anforderungen des Eisenbahnverkehrs (z.B. Hochgeschwindigkeitsverkehr, schwerer Güterverkehr, S-Bahnverkehr) ohne Einschränkungen erfüllt. Die Leistungsfähigkeit ist dem 25-kV-, 50-Hz-System gleichzusetzen, es können vergleichbare Unterwerksabstände mit vergleichbaren Oberleitungsstrukturen erreicht werden. Der höhere Anlagenaufwand zur Erzeugung der Sonderfrequenz 16,7 Hz wird durch die im Folgenden genannten betrieblichen und wirtschaftlichen Vorteile wieder aufgewogen:

1. Als wesentlicher Unterschied zum 25-kV-, 50-Hz-System sind die 15-kV-, 16,7-Hz-Oberleitungsanlagen durchgeschaltet (d.h. es gibt keine Phasentrennstellen³), wie Teil B der Abbildung 2 zeigt. Dadurch kann die Umspannerleistung in den Unterwerken⁴ kleiner dimensioniert werden, da die Spitzen von den Nachbarunterwerken mit aufgefangen werden. Wie

² Bereits in den 30iger Jahren wurde das Kommutierungs-Problem auf der Höllentalbahn gelöst, jedoch kriegsbedingt nicht weiterentwickelt.

³ Beim 50-Hz-Betrieb sind aus Gründen der Symmetrierung die Unterwerke jeweils wechselweise an 2 Phasen des 3-phasigen des öffentlichen Drehstromnetzes angeschlossen. Entsprechend müssen Phasentrennstellen zwischen den Unterwerken eingebaut werden.

⁴ Unterwerk: Umspannwerk der DB Energie – Spannungstransformation zwischen dem 110-kV-Netz (Verteilnetz) und dem 15-kV-Netz (Oberleitung)

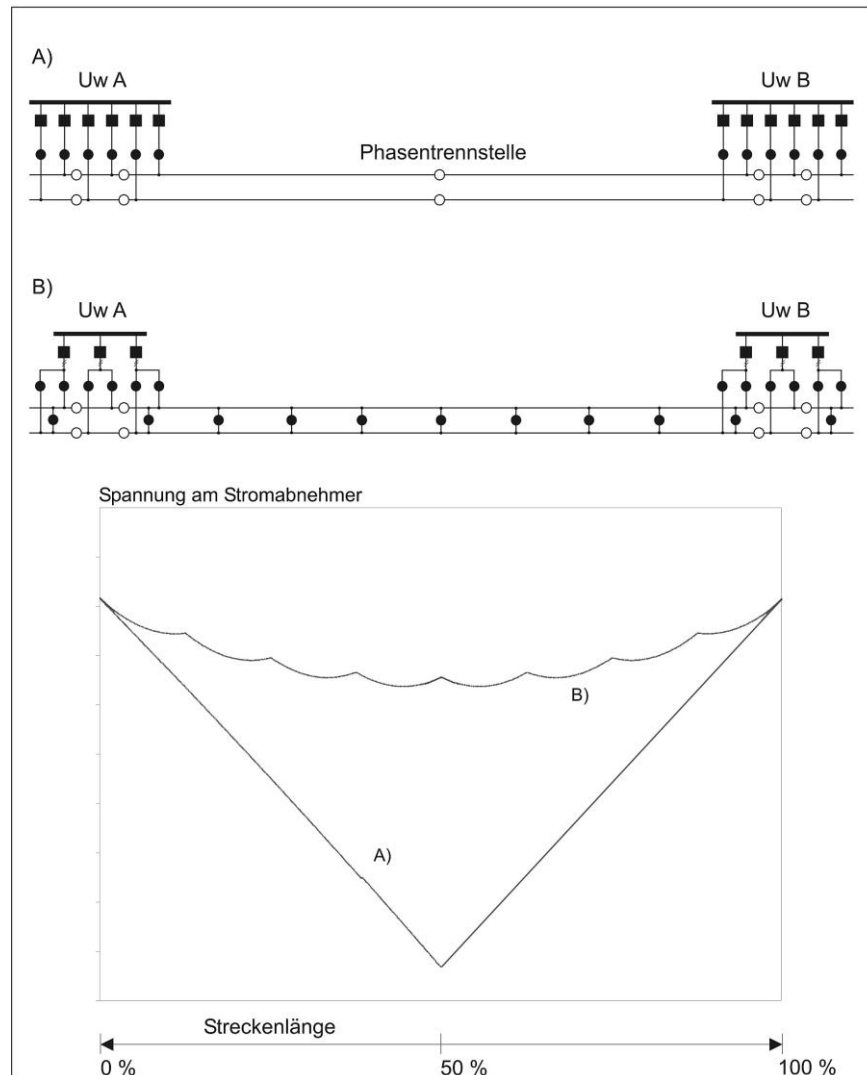
Abbildung 2 zeigt, ergibt sich insgesamt eine günstigere Spannungshaltung entlang der Strecke.

2. Bei Ausfall eines kompletten Unterwerks ist weiter elektrischer Betrieb mit Versorgung durch die Nachbarunterwerke möglich. Dadurch ergibt sich eine hohe Zuverlässigkeit des 15-kV-, 16,7-Hz-Systems.
3. Da keine Phasentrennstellen erforderlich sind, ist die Schalthäufigkeit der Lokhauptschalter sehr gering, was den Instandhaltungsaufwand verringert.
4. Die Reaktanz⁵ der 15-kV-, 16,7-Hz-Oberleitungsanlagen beträgt nur 1/3 des Wertes bei 50 Hz, dadurch sowie durch die trennungsfreie Durchschaltung der Speiseabschnitte können trotz geringerer Spannung (15 kV im Vergleich zu 25 kV) vergleichbare Unterwerksabstände realisiert werden.
5. Durch die niedrigere Reaktanz und trennungsfreie Durchschaltung sind die Spannungsabfälle im 15-kV, 16,7-Hz-System wesentlich kleiner als im 25-kV-, 50-Hz-System. Dadurch kann auf teure Blindleistungskompensationsanlagen zur Spannungsstabilisierung (z.B. Kondensatoren) verzichtet werden.
6. Eine Umstellung des vorhandenen elektrifizierten Netzes in Deutschland auf 25 kV, 50 Hz würde kostenintensive Änderungen bedingen. Dazu gehören:
 - Vollständiger Ersatz der Unterwerke, Schaltposten und Kuppelstellen
 - Ersatz aller Isolatoren und Schalter wegen der Erhöhung der Betriebsspannung
 - **Aufweitung von Brücken und Tunnels wegen des bei 25 kV größeren Sicherheitsabstandes**
 - Ersatz der ca. 70000 Gleisstromkreise zur Gleisfreimeldung (heute 100-Hz-Gleisstromkreise)
 - Errichtung zahlreicher Phasentrennstellen
 - Außerbetriebnahme aller 16,7-Hz-Kraftwerke, Umspanner, Umrichter und Umformer mit entsprechenden vorzeitigen Extraabschreibungen
 - Umbauphase über mehrere Jahrzehnte mit betrieblichen Einschränkungen
 - **Vorzeitige Ausmusterung von Einsystem-Tfz (Triebfahrzeugen)**
 - Rückbau des 110-kV-Bahnstromleitungsnetzes (BL-Netz)

⁵ Reaktanz: induktiver Blindwiderstand

Abbildung 2:
Speisung der Oberleitung mit A) Phasentrennstelle (25-kV-, 50-Hz-System) oder B) durchgeschaltet (15-kV-, 16,7-Hz-System)

Quelle:
Darstellung der DB Energie GmbH



Entsprechend kann konstatiert werden, dass weder eine wirtschaftliche noch eine technische Notwendigkeit für ein anderes Bahnstromversorgungssystem in Deutschland existiert.

Grundsätzlich bestünde die technische Möglichkeit, das zentrale Versorgungssystem der DB Energie aufzuheben und damit auf das 110-kV-Verteilnetz zu verzichten und stattdessen eine rein dezentrale Versorgung (50-Hz-Bezug) aufzubauen. Die zentrale Versorgung mit übergeordnetem 110-kV-Bahnstromleitungsnetz bietet jedoch die Möglichkeit, Verbrauch von Einspeisung zu entkoppeln.

Dagegen hätte ein rein dezentrales Versorgungssystem die Installation von zusätzlichen dezentralen Umrichtern an den Einspeisepunkten aller Unterwerke zur Folge. Damit wären jedoch sehr hohe Investitionskosten notwendig. Die Kosten für den Umrichter (2 x 15 MW – doppelte Ausführung aufgrund (n-1)-

Kriterium⁶⁾) betragen mindestens 15 bis durchschnittlich 18 Mio. Euro. Die Kosten für ein Unterwerk betragen dagegen 3 – 4 Mio. Euro. Die DB Energie betreibt derzeit 180 Unterwerke. Entsprechend ist eine derartige Systemumstellung unwirtschaftlich und wird auch in der vorliegenden Studie nicht berücksichtigt. Zudem bietet das eigene Verteilnetz der Bahn die finanziellen Vorteile der direkten Einspeisung von Kraftwerken und damit der Vermeidung zusätzlicher Kosten, wie sie durch die aktuellen Regularien bei Bezug über das öffentliche Netz anfallen würden.

2.1.3 Weitere Entwicklung der 15-kV-, 16,7-Hz-Bahnstromversorgung in Deutschland durch zentrale und dezentrale Stromversorgung

Zentrale Versorgung

Nach dem Beschluss zur einheitlichen Elektrifizierung mit Einphasenwechselstrom mit 16 2/3 Hz in Deutschland entstanden erste Bahnstromnetze: Das erste Netz entstand in Mitteldeutschland zwischen Magdeburg und Leipzig. Ein zweites Netz entstand in Schlesien, ein drittes und größeres Netz in Süddeutschland rund um München. Das mitteldeutsche und das süddeutsche Netz wurden so erweitert, dass es zu einer erstmaligen Verbindung dieser beiden Inselnetze noch im 2. Weltkrieg in der Achse München - Nürnberg - Probstzella - Leipzig kam.

In allen drei Teilnetzen wurde entsprechend des Elektrifizierungsübereinkommens von 1913 das gleiche Stromsystem verwendet mit durchgeschalteter Oberleitung und ebenfalls durchgeschaltetem übergeordnetem Hochspannungsfreileitungsnetz. Diese Art der Versorgung wird bei der Deutschen Bahn als „zentrale Bahnstromversorgung“ bezeichnet.

Durch die Trennung Deutschlands nach dem 2. Weltkrieg und den zwischen Leipzig und Probstzella sogar erzwungenen Rückbau der elektrotechnischen Anlagen für Bahnstrom zerfiel dieses erst kurzfristig zusammen geschaltete Bahnstromnetz wieder in seine anfänglichen Teile.

Bei der früheren Deutschen Bundesbahn konnten das in Süddeutschland bestehende 15-kV-Oberleitungen und das übergeordnete 110-kV-Bahnstromleitungsnetz nach Reparaturen weiter betrieben und mit der zum Rhein und nach Nordwestdeutschland ausgerichteten Streckenneuelektrifizierung entsprechend erweitert werden. Die frühere Deutsche Reichsbahn in der ehemaligen DDR beschränkte ihre zentrale Bahnstromversorgung beim Wiederaufbau ab 1955 auf ein relativ kleines Netz im Dreieck Muldenstein - Weimar - Dresden.

Die Beibehaltung der zentralen Versorgung mit übergeordnetem 110-kV-Bahnstromleitungsnetz bietet die Möglichkeit, an zentralen Punkten (vorzugsweise in Lastzentren) Kraftwerke oder Netzkupplungen zum 50-Hz-Verbundnetz zu errichten. Zusätzlich kann durch das bahneigene Verteilnetz

⁶ (n-1)-Kriterium: Beim Ausfall eines Betriebselementes muss die Stromversorgung immer noch sicher gestellt werden.

der Ausfall einzelner Erzeugereinheiten kostengünstig beherrscht werden, da die Nachbaranlagen den Ausfall kompensieren können. Dem gegenüber steht der erhebliche Aufwand für die Errichtung des Freileitungsnetzes sowie die laufenden Kosten für die Instandhaltung.

Dezentrale Versorgung

Die weitere Streckenelektrifizierung der Deutschen Reichsbahn in Richtung Magdeburg und Cottbus und weiter über Berlin bis an die Ostseeküste erfolgte nur noch mit dezentraler Versorgung aus dem 50-Hz-Landesnetz mittels einzelner relativ kleiner dezentraler Umformerwerke mit Synchron-/Synchron-Umformern, die direkt in die Oberleitung einspeisen. Diese Versorgungsart ermöglichte den Verzicht auf die Errichtung weiterer 110-kV-Bahnstromleitungen und trug somit zu einer Reduzierung der Investitionskosten bei. Diese Reduzierung der Investitionskosten wird dagegen mit höheren Netznutzungsentgelten (NNE) erkaufte, da der Übertragungsnetzbetreiber an den Standorten der dezentralen Umformerwerke jeweils die Spitzenleistung in Rechnung stellt. Gleichzeitig muss der Ausfall eines Umformers am gleichen Standort durch zusätzliche Umformersätze kompensiert werden, da ein Aushelfen anderer Einspeisungen aufgrund des fehlenden Verteilnetzes nur in geringem Umfang über die Oberleitung selbst möglich ist. Es müssen somit aus Redundanzgründen mehr Umformersätze installiert werden, als für die eigentliche Versorgung notwendig wären.

2.2 Technische Rahmenbedingungen der Bahnstromversorgung

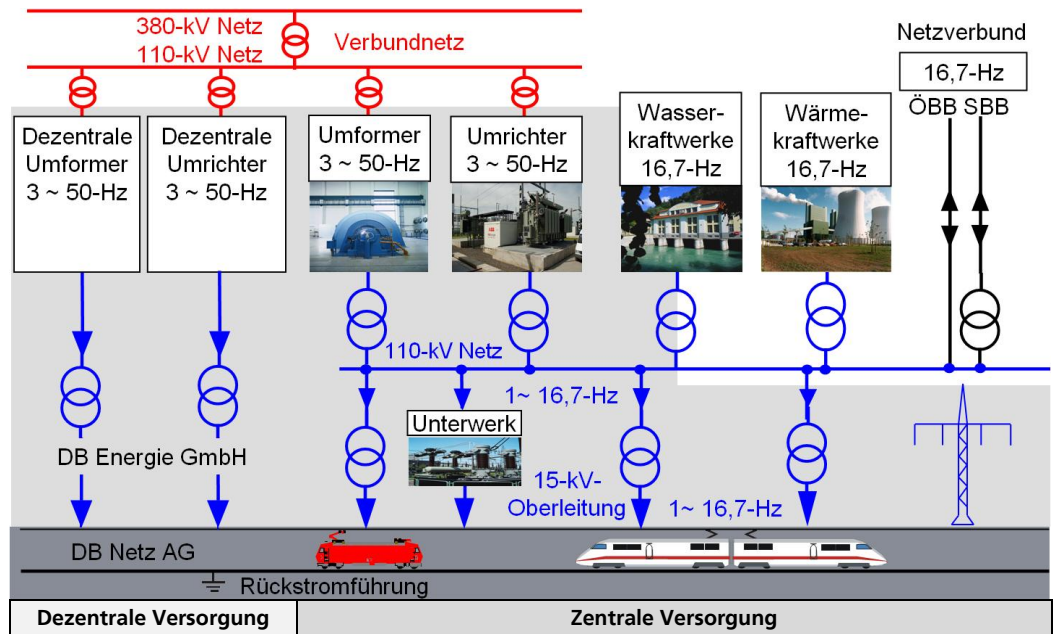
2.2.1 *Übersicht über die Netz- und Versorgungsstruktur der DB Energie*

Die Bahnstromversorgung der DB Energie gliedert sich zum einen in dezentral versorgte Netzteile und zum anderen in ein zentral versorgtes Netz mit überlappendem bahneigenem 110-kV-, 16,7-Hz-Bahnstromleitungsnetz, wie bereits in 2.1.3 beschrieben.

Die dezentral versorgten 15-kV-, 16,7-Hz-Oberleitungsanlagen werden mittels Umformer (rotierende Motor-Generator-Maschinensätze) oder Umrichter (Leistungselektronik) direkt aus dem 50-Hz-Verbundnetz versorgt, wie es im linken Teil der Abbildung 3 dargestellt wird. Diese Versorgungsart findet sich im Wesentlichen im Nordosten Deutschlands, wie Abbildung 4 zeigt. Darüber hinaus wird diese Versorgungsart auch für Neuelektrifizierungen von Strecken außerhalb des BL-Netzes herangezogen, wenn das Betriebsprogramm der Strecke den Aufwand für die Erweiterung des BL-Netzes nicht rechtfertigt.

Abbildung 3:
Prinzipieller Aufbau
der Bahnstromversorgung

Quelle:
Darstellung der DB
Energie GmbH



Der weitaus größere Teil des elektrifizierten Streckennetzes wird dagegen in Deutschland aus dem zentralen Netz versorgt. Das zentrale Netz hat als Hauptkomponente ein 110-kV-, 16,7-Hz-Freileitungsnetz, welches als Verteilnetz die Einspeisungen und die Unterwerke als Lasten miteinander verbindet. Die Einspeisungen bestehen aus:

- Wasserkraftwerken (Laufwasser, Speicherwasser und Pumpspeicher)
- Wärmekraftwerken (Kohle-, Gas- und Kernkraftwerke)
- Netzkupplungen zum 50-Hz-Verbundnetz mittels Umformern oder Umrichtern
- Verbundnetz mit der SBB (Schweizerische Bundesbahnen) und der ÖBB (Österreichische Bundesbahnen) zum gegenseitigen Energieaustausch

Abbildung 4 zeigt, dass den Lastzentren der Oberleitungsanlagen, welche mit den Ballungsräumen in Deutschland übereinstimmen, jeweils ihre Einspeisungen zugeordnet wurden. Aus diesem Grunde ergab sich für die Bahnstromversorgung kein Bedarf für ein eigenes Übertragungsnetz, sondern es konnte und kann ein wirtschaftlicher, verlustarmer Betrieb mit dem vorhandenen Verteilnetz mit der relativ niedrigen Spannungsebene von 110 kV durchgeführt werden.



Quelle: Eigene Darstellung, DB Energie GmbH, Stand 12.2009

Abbildung 4: 110-kV-Bahnstromleitungsnetz der DB Energie, Deutschlandkarte

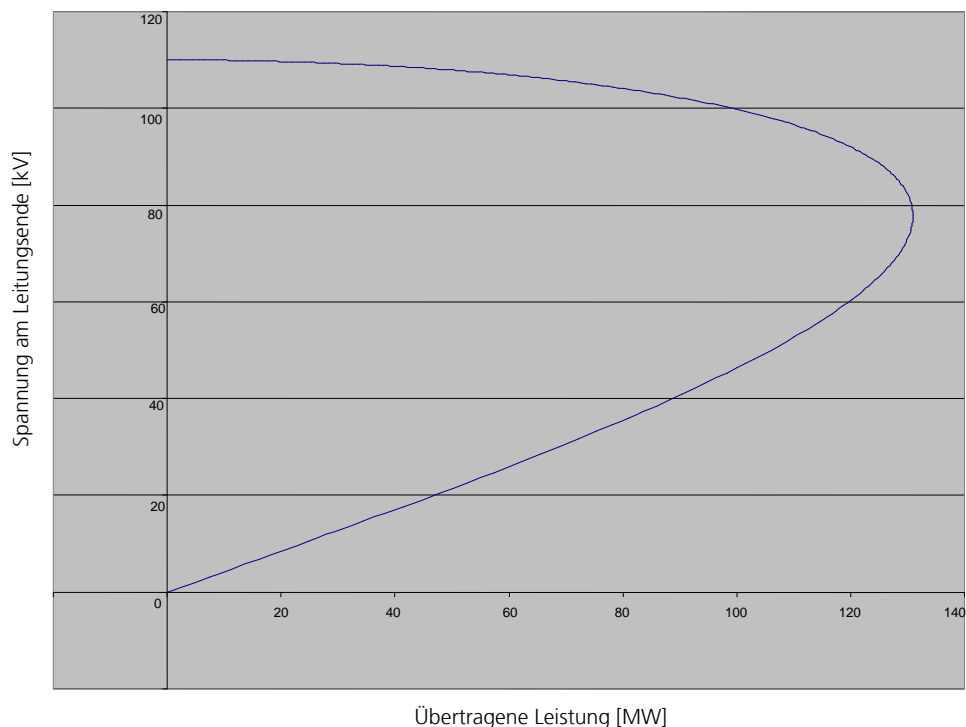
2.2.2 Charakteristik des Bahnstromleitungsnetzes als Verteilnetz

Aufgrund der physikalischen Eigenschaften von Wechselstrom ist die Übertragungskapazität des **Bahnstromleitungsnetzes** begrenzt. Die Übertragungskapazität einer Freileitung wird durch die übertragbare Scheinleistung definiert. Mit zunehmender Übertragungsentfernung steigt der Blindleistungsanteil und sinkt der Wirkleistungsanteil.

Um diese begrenzte Übertragbarkeit zu verdeutlichen, wurde beispielhaft eine theoretische Rechnung für eine typische 110-kV-Bahnstromleitung der Standardbeseilung aus Aluminium und Stahl Typ Al/St 300/50 für einen Stromkreis als Stichleitung durchgeführt. Bei einer Länge von 150 km könnte theoretisch eine maximale Leistung von 130 MW übertragen werden (s. Abbildung 5). Aufgrund der zulässigen Spannungsschwankungen von $\pm 12\%$ reduziert sich die Übertragbarkeit jedoch auf ca. 105 MW. Im Vergleich dazu ist im Höchstspannungsnetz wie beim 400-kV-, 50-Hz-Drehstromnetz bei einer Länge von 150 km eine Leistung von ca. 1800 MW übertragbar (OMICRON 2009). Das Verteilnetz der DB Energie erreicht aufgrund der zwei einphasigen Leiterpaare und der durch die niedrigere Frequenz geringeren Reaktanz etwas mehr als $2/3$ der Übertragbarkeit einer vergleichbaren 110-kV-Leitung im öffentlichen 50-Hz-Drehstromnetz. Beispielsweise beträgt die maximale Übertragungsentfernung der BL-Leitung (als Stichleitung) 120 km.

Abbildung 5:
Max. übertragbare Leistung einer 110 kV-Bahnstromleitung Al/St 300/50 (1 Stromkreis - Stichleitung) mit einer Länge von 150 km

Quelle:
Darstellung der DB Energie GmbH



In der Praxis stellt sich die Fähigkeit des BL-Netzes zur Leistungsübertragung komplexer dar. In einem vermaschten Verbundnetz kann deshalb die Übertragbarkeit nur mittels einer Lastfluss-Simulation berechnet werden.

Grundsätzlich gilt, dass aufgrund der technischen Begrenzung und der Vermeidung von hohen Übertragungsverlusten die Einspeiseleistung von Kraftwerken oder der Anschluss von EE-Anlagen in erster Näherung auf die Höhe der regionalen Last (Bezugspunkt Unterwerke) in einem Umkreis von 50 – 100 km begrenzt werden sollte. Während die Einspeiseleistungen sich am regionalen Verbrauch orientieren, werden Leistungsschwankungen dagegen überregional vom gesamten BL-Netz ausgeglichen.

Fazit: Das 110-kV-Bahnstromleitungsnetz der DB Energie ist ein Verteilnetz und kein Übertragungsnetz. Entsprechend ist auch die Möglichkeit der Einspeisung von lastfernen EE-Anlagen, wie z.B. Windparks in Norddeutschland, sehr begrenzt. Eine Integration EE durch Direkteinspeisung muss entsprechend räumlich verteilt erfolgen.

Bei den **Oberleitungen** beträgt der Abstand zwischen zwei Unterwerken ca. 30 bis 60 km. Wie es bereits bei 2 kleineren Wasserkraftanlagen der DB Energie der Fall ist, besteht auch hier die Möglichkeit des Anschlusses von EE-Anlagen. Aufgrund der fahrplanabhängigen lokalen Lastverläufe kann es in diesem Fall auch zu einer Rückspeisung überschüssiger Energie in das Bahnstromleitungsnetz kommen. Generell ist zu beachten, dass die Oberleitung dem Energietransport der fahrenden Züge dient und nicht ein Verteil- oder Übertragungsnetz für stationäre Einspeisungen darstellt.

2.2.3 Lastdeckung und Lastausgleich

Zentrale Versorgung

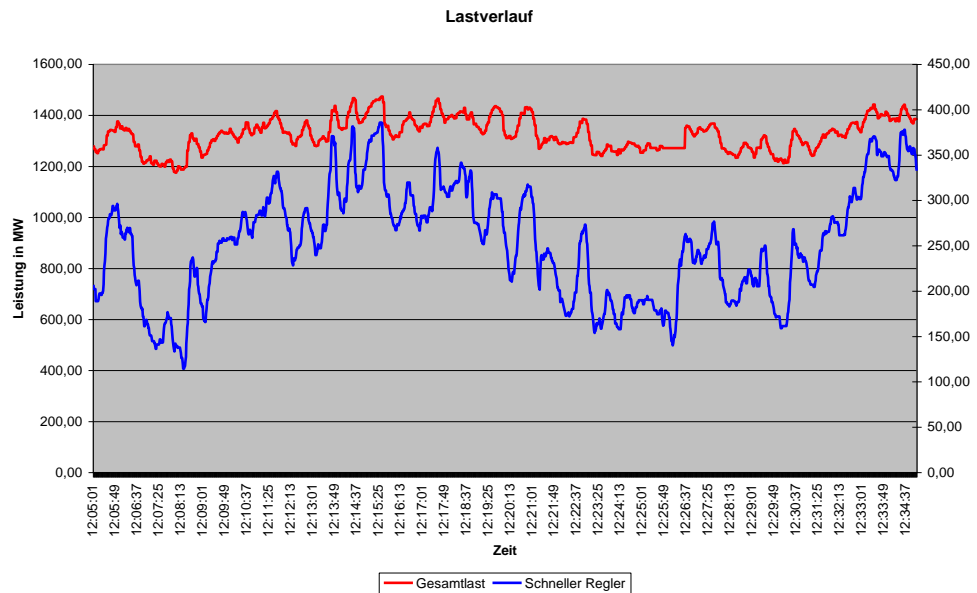
Der Lastverlauf der Deutschen Bahn weist deutlich stärkere Lastschwankungen als im öffentlichen Netz auf (hohe nicht vorhersagbare Leistungen durch Anfahren der Züge oder durch Rückspeisung, Fahrplanabweichungen u.a.). Es besteht ein höherer Regelbedarf. Bezogen auf den Gesamtstrombedarf der zentralen Versorgung der DB Energie können Leistungshübe von bis zu 300 MW innerhalb sehr kurzer Zeit auftreten. Wie in Abbildung 6 ersichtlich ist, treten diese Lastschwankungen im Sekunden- und Minutenbereich auf und werden durch die Lastprognosen nicht erfasst. Ebenso ist ein Ausgleich durch kurzfristigen Stromhandel nicht möglich. Daraus ergibt sich, dass diese Energie aus dem öffentlichen 50-Hz-Netz bezogen werden muss.

Durch die thermischen und hydraulischen Kraftwerke wird im Wesentlichen die Grundversorgung sicher gestellt. Im Rahmen der Kraftwerkseinsatzplanung wird für diese Kraftwerke vortägig ein Fahrplan erstellt (unter Berücksichtigung der kraftwerksspezifischen Mindestabnahmeverpflichtung). Teil der Kraftwerkseinsatzplanung sind auch der prognostizierbare 50-Hz-Bezug, ein flexibles GuD-Kraftwerk, ein Pumpspeicherwerk (PSW), und die Speicherwasserkraftwerke und Laufwasserkraftwerke.

Lastschwankungen werden durch den Netzregler der DB Energie ausgeglichen, der die Sekundärregelung übernimmt. Die Sekundärregelung orientiert sich an einem wirtschaftlichen Einsatz der Koppelemente zum 50-Hz-Netz. Der langsame Regler regelt nachfolgend den Einsatz des PSW-Langenprozelten, des erdgasbefeuerten GuD-Kraftwerks Kirchmöser und des Walchensee-Speicherwasserkraftwerks (Kochel)

Abbildung 6:
Kurzfristige Lastschwankungen im Sekunden- und Minutenbereich und Einsatz der Sekundärregelung

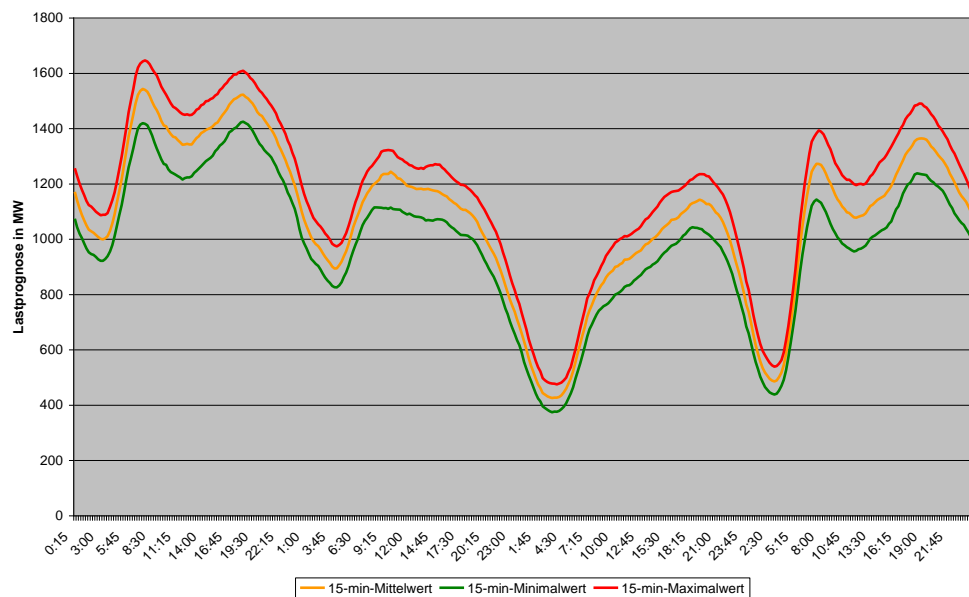
Quelle:
Darstellung der DB Energie GmbH



Für die Kraftwerkseinsatzoptimierung wird eine Lastprognose auf Basis von 15-Minuten-Mittelwerten erstellt und wird regelmäßig aktualisiert. Die Kraftwerkseinsatzplanung erfolgt auf Grundlage des mittleren Leistungsbedarfs der Lastprognose (s. Abbildung 7 orange Kurve), welche auch den Tagesenergiebedarf gut widerspiegelt. Da der Leistungsbedarf jedoch einer starken Schwankung unterliegt, müssen auch noch das erwartete 15-Minuten-Maximum (rote Kurve) und das erwartete 15-Minuten-Minimum (grüne Kurve) prognostiziert werden. Zumindest innerhalb dieses Bandes müssen Werke eingeplant werden, die eine sehr schnelle Leistungsänderung zulassen. Bei der DB Energie sind das die Umformer- und Umrichterwerke als Koppelemente zum 50-Hz-Netz. Zusätzlich ist für einen spontanen Blockausfall Reserveleistung erforderlich, die gleichfalls durch Umformer- und Umrichterwerke geleistet werden muss. Entsprechend ist der Reservebedarf noch höher, als er in der Abbildung dargestellt ist.

Abbildung 7:
Beispiel einer Leistungs-Prognose für Freitag bis Montag

Quelle:
Darstellung der DB
Energie GmbH



Für den Kraftwerkseinsatz hat das zur Folge, dass Grundlastwerke nur bis zum prognostizierten 15-Minuten-Minimum (grüne Kurve) eingesetzt werden. Der darüber hinausgehende Leistungsbedarf wird durch 50-Hz-Bezug gedeckt. Entsprechend ist auch immer ein gewisser Energiebedarf aus dem öffentlichen Netz technisch notwendig.

Wenn es wirtschaftlich sinnvoll ist, wird Grundlast der thermischen Kraftwerke durch 50 Hz-Bezug ersetzt. Umgekehrt würde eine erhöhte Einspeisung von Grundlast im 16,7-Hz-Netz eine Rückspeisung überschüssiger Energie in das öffentliche Netz zur Folge haben. Dies erfolgt in der Regel nicht.

Im Bereich der zentrale Bahnstromversorgung bestehen mit Stand vom 31.12.2009 Koppellelemente mit einer Übertragungsleistung von 474 MW Umrichterwerken (Urw) und 464 MW Umformerwerken (Ufw), wobei zu berücksichtigen ist, dass die Umrichterwerke-Karlsfeld und Bremen (jeweils 100 MW) aus vertraglichen Gründen derzeit im Grundlastbetrieb eingesetzt werden.

Dezentrale Versorgung

Im Bereich der dezentralen Versorgung erfolgt der gesamte Leistungsbezug über dezentrale Umrichter/Umformer aus dem öffentlichen 50-Hz-Netz. Im Unterschied zur zentralen Versorgung sind hier Erzeugung und Verbrauch direkt gekoppelt. Leistung muss also genau dann bereitgestellt werden, wenn ein Verbraucher vorhanden ist. Die Versorgung kann also nur durch Werke erfolgen, die eine schnelle Laständerung zulassen.

2.3 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen der Bahnstromversorgung

2.3.1 Generelle Bedeutung der Energiekosten

Die Bewertung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen der DB AG und der möglichen Mehrkosten durch die Steigerung des Anteils EE am Bahnstromverbrauch muss vor dem Hintergrund der generellen Bedeutung der Energiekosten erfolgen. Derzeit entfallen für die Deutsche Bahn ca. 10 % der Kosten des Transportes auf die Energiekosten. Im Vergleich zwischen der 16,7-Hz-Erzeugung fallen derzeit beim Zukauf aus dem öffentlichen Netz (50 Hz) Mehrkosten von durchschnittlich 20 % aufgrund der dann anfallenden Netznutzungsentgelten, EEG-Umlage und sonstigen Abgaben an.

In Anbetracht des hohen Bahnstromverbrauchs von ca. 11 TWh - wovon ca. 3,5 TWh aus dem öffentlichen Netz bezogen werden – ergeben sich sehr hohe absolute Strombeschaffungskosten. Entsprechend hat - nach der Gewährleistung eines reibungslosen Bahnbetriebes - die Reduzierung dieser Kosten für die DB AG eine sehr hohe Priorität.

Zur relativen Bedeutung der Stromkosten (bezogen auf die Gesamtkosten des Transportes) ist zu berücksichtigen, dass die Bahn auch in Konkurrenz mit anderen Mitbewerbern im Bereich des Personen- und Güterverkehrs steht (PKW, Bus, LKW, Binnenschifffahrt). Durch Kostensteigerungen im Energiebereich aufgrund einer Steigerung des EE-Anteils können der Bahn Wettbewerbsnachteile entstehen. Andererseits kann dadurch auch ein Mehrwert für „ökologische Mobilität“ generiert werden. Die Wirksamkeit dieses Mehrwertes im Wettbewerb (generell oder für CO₂-freie Produkte der Bahn) lässt sich aber nur schwer quantifizieren.

2.3.2 Zusammensetzung des Bahnstrommixes

Die Bahnstromerzeugung betrug 2009 11,2 TWh (Nettoerzeugung inkl. PSW, und Saldo Stromverbund mit SBB/ÖBB). Damit wird derzeit auch die Versorgung aller Eisenbahnverkehrsunternehmen auf dem Netz der Eisenbahn des Bundes in Deutschland und der S-Bahnen in Berlin und Hamburg (Anteil von ca. 0,5 TWh) sichergestellt.

Die Zusammensetzung der Bahnstromerzeugung des Jahres 2009 ist in Tabelle 1 dargestellt. Es ist zu berücksichtigen, dass die Anteile von 16,7-Hz-Einspeisung und 50-Hz-Bezug von Jahr zu Jahr schwanken können, da diese ein Ergebnis der wirtschaftlichen und betrieblichen Optimierung der DB Energie sind.

Tabelle 1:
Bahnstromportfolio
2009 exklusive PSW
Langenprozelten
und Saldo Stromver-
bund mit SBB/ÖBB

Gesamtversorgung	Energie [TWh/a]	Anteil	EE-Anteil	Energie [TWh/a]
Direktbezug				
- Stein- und Braunkohle	3,52	32%	Wasserkraft	0,88
- Erdgas	0,53	5%		
- Kernkraft	1,93	18%	Herkunftsnachweise	1,75
- Wasserkraft	0,88	8%		
Mischbezug⁷				
- Gichtgas + 50-Hz-Bezug	1,18	11%	EEG-Umlage	0,7
50-Hz-Bezug				
- zentrale Versorgung	1,90	17%	Windpark Märkisch Linden (ab 2010)	ca. 59 GWh
- dezentrale Versorgung	0,94*	9%		

*Inklusive S-Bahnen Hamburg und Berlin

Ein Großteil des EE-Anteils wird durch die einspeisenden Wasserkraftanlagen bereitgestellt. Die Nutzung von Herkunftsnachweisen (HKN) und Grünstrom-Zertifikaten stellt für die DB Energie ein zusätzliches Instrument dar, um die selbst gestellten Ziele der Deutschen Bahn zu erreichen. Während sich diese Nachweise 2009 fast ausschließlich aus RECS-Zertifikaten und GoO-Zertifikaten zusammen gesetzt haben, werden seit 2010 zunehmend höherwertige EE- und EE+-Zertifikate erworben.

Nach dem bis zum 31.12.2009 geltenden EEG-Ausgleichsmechanismus (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) erhielt die DB Energie außerdem einen gewissen Stromanteil aus Erneuerbaren Energien im Rahmen dieses Ausgleichsmechanismus. Der entsprechende EE-Anteil war allerdings gering. Durch die besondere Ausgleichsregelung (§ 16 EEG 2004, §§ 40 ff. EEG 2009) sind die EEG-Kosten aus dem Umlageverfahren für stromintensive Unternehmen auf maximal 0,05 ct/kWh auf Antrag bei BAFA begrenzt (siehe Abschnitt 3.2.1). Damit machte auch der an die DB Energie gelieferte EEG-Strom nur einen kleinen Anteil an dem insgesamt von der DB Energie verbrauchten Strom aus. Nach den ab dem 01.01.2010 geltenden Regeln des Ausgleichsmechanismus (AusglMechV vom 17. Juli 2009) findet überhaupt keine physische Wälzung von EEG-Strom mehr statt. Stattdessen zahlt der Stromversorger bzw. der Letztverbraucher lediglich eine feste EEG-Umlage an die Übertragungsnetzbetreiber. Die EEG-Strommengen werden nicht mehr an die Stromversorger geliefert, sondern an der Börse vermarktet werden. Damit erhält die DB Energie im Rahmen des EEG-Ausgleichsmechanismus keine EE-Strommengen mehr vom vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber geliefert.

Der Handelsstrommix des 50-Hz-Bezugs weist keine zusätzlichen Anteile EE auf. Seit 2010 bezieht die DB Energie auch Energie eines Windparks (s. Abschnitt 2.3.4). Des Weiteren werden seit 2010 zusätzliche Mengen Regenerati-

⁷ Es handelt sich um die Einspeisung in Bremen, die aus einem Bahnstromturboersatz und einen Umrichter besteht und gemeinsam abgerechnet wird.

ver Energie zur Bestückung der CO₂-freien Produkte der Bahn (DB Eco Plus und DB Umwelt-Plus) erworben. Diese werden jedoch nicht innerhalb des Bahnstrommixes bilanziert, sondern getrennt als eigener Produktmix ausgewiesen.

2.3.3 Direktbezug - Einspeisung von Kraftwerken in das 16,7 Hz - Bahnstromleitungsnetz

Der größte Teil des Energiebedarfes wird durch Kraftwerke mit 16,7-Hz-Bahnstromerzeugung gedeckt, die direkt in das BL-Netz einspeisen. Für DB Energie stellt dies eine kostengünstige Stromversorgung dar, da hier Netzentgelte für das öffentliche Netz und die zugehörigen Abgaben entfallen. Im Jahr 2009 wurden derart 8,7 TWh (einschließlich Mischbezug Bremen) eingespeist. Die Einspeisung machte 71 % der gesamten Bahnstromerzeugung aus. Im Bereich der zentralen Versorgung betrug der Anteil 78 %. Der restliche Strombedarf wird durch 50-Hz-Bezug gedeckt.

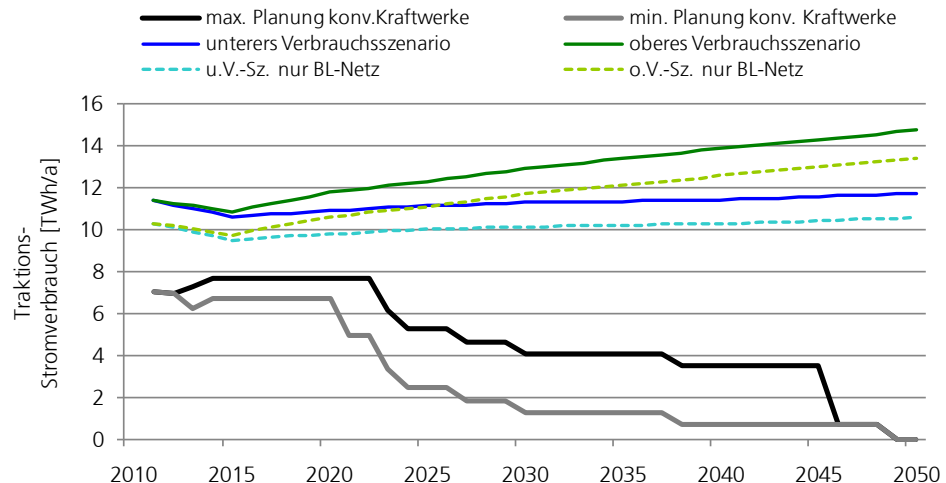
Viele Kraftwerksverträge laufen in den nächsten 10 – 20 Jahren aus. Dabei bestehen derzeit noch große Unsicherheiten bezüglich des Kraftwerksneubaus Datteln 4. Für die DB Energie stellt sich die Frage, wie ältere Stromerzeuger abgelöst werden können. DB Energie ist durch das Netz in der Auswahl von geeigneten Standorten eingeschränkt (begrenzte Übertragungskapazität).

In Abbildung 8 ist die Entwicklung der Mengenplanung der DB Energie für konventionelle Kraftwerke im Verhältnis zum Bahnstromverbrauch im Bereich der zentralen Versorgung dargestellt. Es ergibt sich eine maximale Mengenplanung bei Umsetzung des Kraftwerks Datteln 4. Bei einem Baustopp von Datteln 4 würde der Altvertrag des Kraftwerks Datteln noch bis 2020 weiterlaufen. Entsprechend ergibt sich eine minimale Mengenplanung ohne Laufzeitverlängerung und mit Weiterbetrieb des alten Kraftwerks Datteln.

Die Mengenplanung muss am Stromverbrauch gespiegelt werden. Hierbei bestehen durch das Energiekonzept der Bundesregierung hoch ambitionierte Ziele, besonders den Güterverkehr vermehrt auf die Schiene zu verlagern (BMW, BMU 2010). Verbunden damit sind ein Ausbau des Schienennetzes und ein Anstieg des Bahnstromverbrauchs. Details zu den klimapolitischen Zielen im Verkehrsbereich finden sich in Abschnitt 3.1.1. Die beiden diesem Bahnstromverbrauch zugrunde liegenden Entwicklungspfade des Verkehrsaufkommens sind im Anhang 9.2 auf Seite 135 dargestellt.

Abbildung 8:
Oberes und unteres
Bahnstromver-
brauchs-Szenario
und Mengenplanung
der DB Energie für
konv. Bahn-
Kraftwerke

Quelle:
DB Energie GmbH
sowie Bahnstrom-
verbrauchsszenario
in Anlehnung an
TREMOS (IFEU, UBA
2011) und WWF
Model Deutschland
(Öko-Institut,
Prognos 2009); siehe
auch Anhang 9.2
Seite 135



* Traktionsverbrauch inklusive Netzverluste und elektrischer Betriebsmittel
 - u.V.-Sz. nur BL-Netz – unteres Bahnstromverbrauchs-Szenario für den Bereich der zentralen Versorgung bzw. des Bahnstromleitungsnetzes
 - o.V.-Sz. nur BL-Netz - oberes Bahnstromverbrauchs-Szenario für den Bereich der zentralen Versorgung

Die Mehrzahl der Langzeitbezugsverträge haben entweder eine Mindestabnahmeleistung oder Mindestabnahmemengen. Aufgrund der Jahres-Abnahmemengen (Mindestabnahmeverpflichtung oder strategische Planung) ergibt sich jedoch eine entsprechend hohe Grundlast. Die strategische Planung sieht eine Einspeisung vor, die oberhalb der Mindestabnahmemengen liegt. Sie wird bestimmt durch die Planung des Energiebedarfes der Transportbereiche.

2.3.4 Strombezug aus dem öffentlichen Verbundnetz (50 Hz)

Der Bahnstrombezug über das öffentliche 50-Hz-Netz betrug 2009 3,5 TWh (29 %). Die Mehrkosten des 50-Hz-Bezugs gegenüber der 16,7-Hz-Direkteinspeisung konv. Kraftwerke ergeben sich hauptsächlich durch Netznutzungsentgelte sowie durch die EEG-Umlage, die KWKG-Abgabe und Konzessionsabgaben.

Der 50-Hz-Bezug im Bereich der **zentralen Versorgung** betrug 2009 2,5 TWh. Die DB Energie sichert den Strombezug mittels langfristiger Terminmarktgeschäfte 1 bis 5 Jahre im Voraus ab. Die Glattstellung des Strombezugs (Fahrplananmeldung für die einzelnen Bilanzkreise) erfolgt mittels Spotmarktgeschäfte (Day-Ahead- und Intraday-Handel) an der Strombörse. Dabei wird sowohl eine Überdeckung (zu hoher Terminmarktbezug) als auch eine Unterdeckung (zu hoher Bahnstromverbrauch) ausgeglichen. Kurzfristige Abweichungen, die nicht mehr durch Spotmarktgeschäfte ausgeglichen werden können, werden als Ausgleichsenergie durch den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) nachträglich bilanziert. Ausgleichsenergie ergibt sich aus der Bilanzkreisabweichung, also dem Unterschied zwischen Fahrplananmeldung und Ist-Verbrauch bzw. Einspeisung. Die Kosten (bei Unterdeckung) oder Einnahmen (bei Überdeckung) dieser Abweichung ergeben sich wiederum aus den Arbeitspreisen

des Regelleistungsabrufs⁸ der dem Bilanzkreis zugehörigen Regelzone. Alternativ können kurzfristige Abweichungen im Nachgang auch über den Day-After-Markt gehandelt werden. Im Bereich der zentralen Versorgung können die Kosten für den Ausgleich durch eine Optimierung des Kraftwerkseinsatzes regelfähiger 16,7-Hz-Kraftwerke weiter reduziert werden.

Im Bereich der **dezentralen Versorgung** betrug der Stromverbrauch 2009 1 TWh. Dieser Teil der Stromversorgung ist aufgrund der dezentralen Lastgänge bei oftmals schwach befahrenen Strecken durch einen hohen dezentralen Leistungsbezug mit geringer Auslastung gekennzeichnet (Ausnahme S-Bahnen in Berlin und Hamburg). Dabei fallen die Netznutzungsentgelte aufgrund der höheren kumulierten Gesamtbezugsleistung und der niederen Spannungsebene deutlich höher als im Bereich der zentralen Versorgung aus. Entsprechend machen hier die Netznutzungsentgelte einen großen Kostenanteil aus.

Derzeit bezieht die DB Energie Strom des **Windparks Märkisch Linden** in Brandenburg (20 WKA á 1,5 MW = 30 MW) und des **Windparks Treuenrietzen** (5 WKA á 1,5 MW = 7,5 MW). Dem Anlagenbetreiber wird dabei eine Vergütung in Höhe der regulären EEG-Vergütung sowie einer Leistungspauschale gezahlt. Die DB Energie nutzt den Windpark einerseits, um Erfahrungen mit der Windkraft zu sammeln. Andererseits kann somit der Ökostromanteil erhöht und die umweltfreundliche Ausrichtung der Deutschen Bahn verdeutlicht werden. Die Windparks sind Teil des Bilanzkreises der DB Energie in der Regelzone des ÜNB „50 Hertz“.

2.4 Eignung Regenerativer Energien für die Bahnstromversorgung

Der Anteil EE am Bahnstromverbrauch kann einerseits durch eine direkte Einspeisung der von EE-Anlagen in das 16,7-Hz-Bahnnetz erfolgen (Beispiel der heutigen Wasserkraft) und andererseits durch eine Integration in die 50-Hz-Bilanzkreise des Gesamtportfolios (Beispiel des Windparks Märkisch Linden).

2.4.1 Vergleich verschiedener EE-Technologien

Grundsätzlich ist sowohl für die Direkteinspeisung von EE-Anlagen in das Bahnstromnetz als auch für den 50-Hz-Bezug von Strom aus EE-Anlagen der Einsatz verschiedener Technologien möglich. In Tabelle 2 ist die Eignung dieser Technologien vergleichend dargestellt.

⁸ Regelleistung: Frequenzhaltung mittels der Regelungskaskade von Primär- und Sekundärregelleistung und Minutenreserve, welche zentral vom Übertragungsnetzbetreiber zum Ausgleich der kumulierten Abweichungen aller Bilanzkreise einer Regelzone abgerufen wird

Tabelle 2: Vergleich der Eignung verschiedener EE-Technologien für die Bahnstromversorgung

	Wasserkraft	Windkraft	Solarenergie	Biomasse	Geothermie
Entwicklungsstand	ausgereift	weitgehend ausgereift	fortgeschritten	weitgehend ausgereift	am Anfang
Stromgestehungskosten	niedrig	mittel	Sehr hoch	hoch	hoch
Kostensenkungspotenziale	keine	mittel	sehr hoch	keine	ungewiss
gesicherte Einspeiseleistung	mittel	sehr niedrig	fast nicht vorhanden	sehr hoch	sehr hoch
fluktuierende Einspeisung	mittel	hoch	hoch	keine	keine
Prognoseerstellung	nicht notwendig	notwendig	notwendig	nicht notwendig	nicht notwendig
Regelbarkeit der Einspeisung	abregelbar	abregelbar	abregelbar	regelbar	abregelbar

Dabei ist die Eignung hinsichtlich der technischen und wirtschaftlichen Aspekte differenziert zu betrachten.

Biomasse- und Geothermieranlagen sind aufgrund der kontinuierlichen Einspeisung technisch sehr gut in die Bahnstromversorgung integrierbar. Dies trifft mit Abstrichen auch auf die Wasserkraft zu. Aufgrund der Abhängigkeit vom Wasseraufkommen können hier mehr Einspeise-Schwankungen und saisonale Einflüsse auftreten. Dagegen ist der Aufwand zur Integration von Wind- und Solarenergie wesentlich größer. Im Fall der Biomasse ist ferner zu berücksichtigen, dass für die Bahn im Rahmen der Vegetationskontrolle größere Mengen an holzartiger Biomasse anfallen, die energetisch verwertet werden könnten. Durch die Erzeugung von Holzgas (Bio-SNG) und die Einspeisung ins Erdgasnetz könnte dann dieses Gas flexibel zum Ausgleich der Wind- und Solareinspeisung eingesetzt werden.

Wirtschaftlich ist die Nutzung stark von bestehenden oder zu entwickelnden Anreizsystemen abhängig (siehe Kapitel 3). Bei einer reinen Betrachtung der Stromgestehungskosten erscheinen vor allem Wasserkraft, Windkraft und Solarenergie attraktiv. Die Stromgestehungskosten von PV-Anlagen sind zwar im Vergleich zu Wind- und Wasserkraft höher. Dennoch sind gegenwärtig und auch zukünftig hohe Kostensenkungspotenziale zu erwarten. Gerade für Freiflächenanlagen ergeben sich durch die hohen Leistungsklassen weitere wirtschaftliche Anreize. Flächen in einem beiderseitigem Abstand von bis zu 110 m von Schienentrassen sind gemäß EEG förderfähig (§ 32 Abs. 3 Satz 4 EEG⁹). Die Stromgestehungskosten von Biomasseanlagen, die vorrangig nachwachsende Rohstoffe (NaWaRo) einsetzen, sind aufgrund des hohen Betriebskostenanteils und steigender Agrar- und Rohstoffpreise tendenziell sogar eher steigend.

⁹ Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien vom 25.10.2008 (BGBl. I S. 2074), zuletzt geändert durch Gesetz vom 11.8.2010 (BGBl. I S. 1170).

Durch entsprechende Anreizsysteme kann dieser Unterschied aber auch ausgeglichen werden.

Eine weitere Fragestellung stellen die Auswirkungen eines bestimmten EE-Anlagenmixes dar. Wind- und Wasserkraft sowie PV speisen dargebotsabhängig Strom ein. Wenn hohe Anteile fluktuierender EE (Windkraft und PV) zur Lastdeckung eingesetzt werden, würde die Erzeugung einer zusätzlichen Bandlast (Holzheizkraftwerke oder Geothermie) zu einer Verstärkung möglicher Überschussituationen führen. Dagegen können Biomasseanlagen ihre Einspeisung regeln bzw. Biomethan aus dem Erdgasnetz die fluktuierende Einspeisung aus Windkraft und PV ausgleichen.

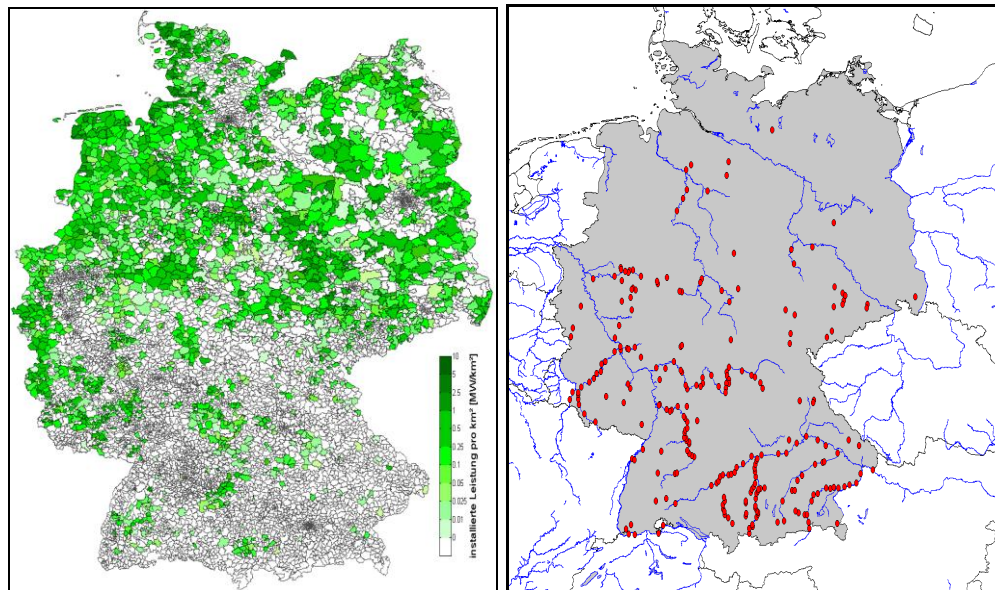
Ein anderer Diskussionspunkt ist eine grundsätzlich stärkere Einbindung von Speichertechnologien in das Bahnstromnetz. Der Einsatz von ausschließlich nicht-regelbaren EE-Anlagen in die Bahnstromversorgung mit Ausgleich über das 50-Hz-Netz ermöglicht eine Integration des Subsystems der DB Energie in das Gesamtsystem (deutscher Strommarkt). Eine Ausweitung des Einsatzes von Speichertechnologien (Stromspeicher, regelbare Biomasseanlagen, ect.) muss dagegen hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit der Optimierung eines Subsystems gegenüber dem Gesamtsystem bewertet werden.

2.4.2 Direkteinspeisung von EE-Anlagen

Aufgrund der begrenzten Übertragungskapazität des 110-kV- 16,7-Hz-Bahnnetzes muss sich die Direkteinspeisung von EE-Anlagen auch an den regionalen Lastgängen orientieren. Andererseits ergeben sich durch eine vermehrt verteilte Einspeisung EE netzentlastende Rückwirkungen auf das gesamte Verbundnetz der DB Energie. Wirtschaftlich interessant könnte sich dabei die direkte Einspeisung von Windparks und Wasserkraftanlagen darstellen, da aufgrund der Leistungsgröße ein kostengünstigerer Anschluss ins 110-kV-Bahnnetz möglich ist. Wie in Abbildung 9 ersichtlich ist, sind dabei Windkraftanlagen vorwiegend in Norddeutschland verteilt. Viele Anlagen finden sich in Regionen der dezentralen Bahnstromversorgung oder Regionen, in denen die Last von Stromverbrauchern der DB Energie sehr gering ist, wie in Mecklenburg, Nord- und Ost-Brandenburg, Teilen Sachsen-Anhalts oder Schleswig-Holstein. In diesen Regionen ist eine Direkteinspeisung der EE nicht oder entsprechend der Übertragungskapazität nur begrenzt möglich. In anderen Regionen Deutschlands können sich aber regional einzelne Windparks durchaus in Nähe des BL-Verteilnetzes befinden. Wasserkraftanlagen stellen dagegen im süddeutschen Raum ein Potenzial für die Direkteinspeisung dar (s. Abbildung 9). EE-Anlagen aller Kategorien kleinerer Leistung können auch an den Unterwerken in die 15-kV-Ebene einspeisen. Vor einem breiten praktischen Einsatz wären einzelne Pilotprojekte ratsam um zunächst Erfahrungen zu sammeln und unter technischen und wirtschaftlichen Blickwinkeln auszuwerten.

Abbildung 9:
Regionale Verteilung
der Windkraftanlagen
nach PLZ und
Wasserkraftanlagen
größer 1 MW für das
Jahr 2009

Quelle:
Darstellung von
Fraunhofer IWES



Hinsichtlich der Integration von EE-Anlagen in das Bahnnetz sind die geringe Verfügbarkeit und fluktuierende Einspeisung durch Windparks und PV-Anlagen zu berücksichtigen. Die Verfügbarkeit von Großwasserkraft (größer 1 MW) liegt zwischen 4000 – 6000 VLS. Kleinwasserkraftanlagen kommen dagegen auf eine geringere Zahl von 3000 – 4000 VLS (Giesecke, Mosonyi 2009). Windkraftanlagen liegen je nach regionaler Windressource und Nabenhöhe in einer Bandbreite von 1500 – 3000 VLS.¹⁰ Grundsätzlich besteht für Windkraftanlagen ein großes meteorologisch bedingtes Potenzial eines überregionalen Ausgleichs der Fluktuationen durch einen großräumigen Stromtransport. Dieses Potenzial muss jedoch in Hinblick auf die begrenzte Übertragungskapazität des BL-Netzes noch bewertet werden.

Der Beitrag von Windparks zur gesicherten Einspeiseleistung zur Deckung der Jahreshöchstlast der öffentlichen Stromversorgung (Kapazitätskredit) ist im Bezug auf die gesamtdeutsche Windeinspeisung mit ca. 8 % gering und für einen einzelnen Windpark nicht vorhanden (DENA 2005). Zum Vergleich ist die gesicherte Einspeiseleistung aller Wasserkraftanlagen Deutschlands mit ca. 40 % höher, aber für eine Einzelanlage aufgrund von Hochwasser u.a. ebenfalls nicht vorhanden (DENA 2010a). Mit konventionellen Kraftwerken vergleichbare Verfügbarkeiten sind nur mit Biomasse-Kraftwerken zu realisieren. Entsprechend ist bei einer Steigerung des EE-Anteils in der Direkteinspeisung regional auch eine höhere Leistung für die Koppellemente zum 50-Hz-Netz zu berücksichtigen.

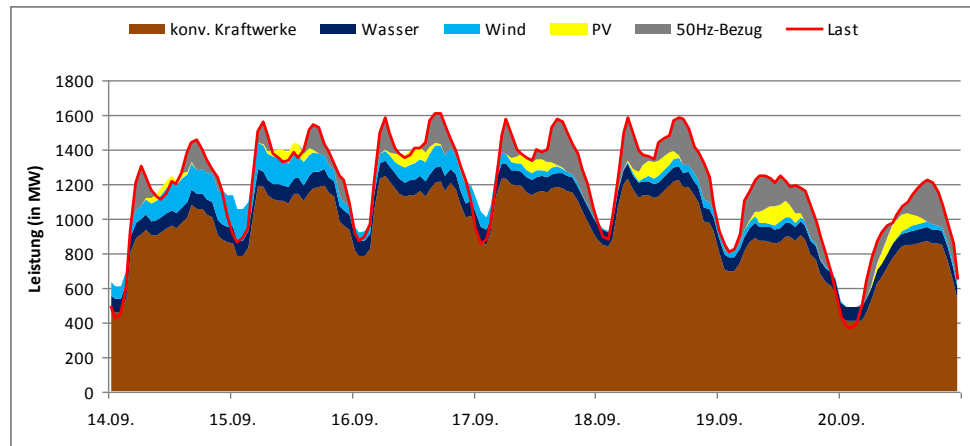
In Abbildung 10 ist beispielhaft dargestellt, wie sich eine frühzeitige Integration dargebotsabhängiger EE in die Bahnstromversorgung charakterisieren könnte.

¹⁰ Quelle: Auswertung der IWES-Winddatenbank; Während an Küstenstandorten derzeit bis zu 3000 VLS erreicht werden können, reduziert sich die Ausnutzungsdauer an Binnenstandorten oder Standorten mit höherer Geländerauigkeit bis auf 1500 VLS. Alte Anlagen mit geringer Nabenhöhe an ungünstigen Standorten erreichen teilweise noch geringer VLS-Zahlen. Durch moderne Windkraftanlagen mit hohen Nabenhöhen können zukünftig auch im Binnenland höhere VLS erreicht werden.

Einerseits besteht von Seiten der direkteinspeisenden konv. Grundlastkraftwerke eine begrenzte Flexibilität um ihre Einspeisung bei z.B. Starkwindphasen zu reduzieren (s. Abschnitt 2.3.3). Auf der anderen Seite ist aufgrund des Ausgleichsbedarf der hohen Lastschwankungen im Spitzenlastbereich bislang ein 50-Hz-Bezug technisch notwendig (s. Abbildung 7). Je nach Flexibilität der Kraftwerke wäre auch die Rückspeisung in das öffentliche 50-Hz-Netz notwendig.

Abbildung 10: Frühzeitige Integration direkt einspeisender EE-Anlagen im Bereich der zentralen Versorgung – Beispielwoche des Jahres 2009*

Quelle: Darstellung von Fraunhofer IWES

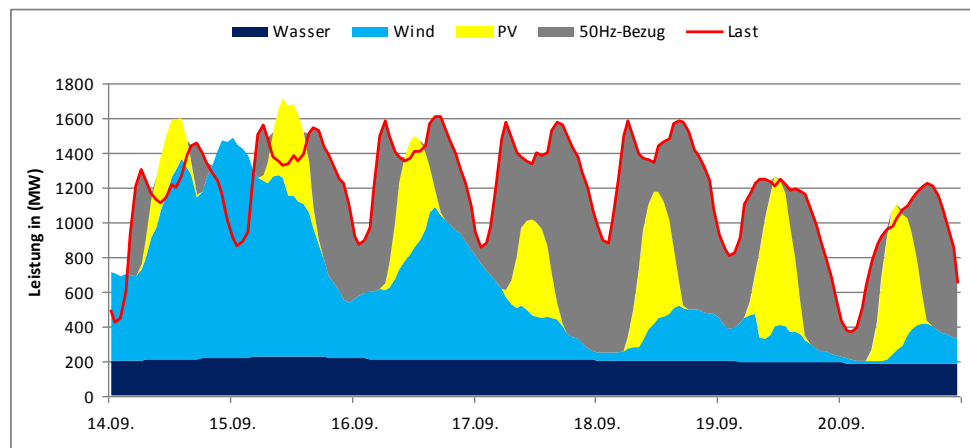


*Lastgang und direkt einspeisende Grundlastkraftwerke des Jahres 2009, skalierte EE-Einspeisung des Wetterjahres 2009 (Bundesdurchschnitt)

In Abbildung 11 ist beispielhaft dargestellt, wie sich eine zukünftige Integration dargebotsabhängiger EE in die Bahnstromversorgung charakterisieren würde. Die fluktuierende EE-Einspeisung müsste zu großen Anteilen über das 50-Hz-Netz ausgeglichen werden (Rückspeisung bei EE-Überschuss, 50-Hz-Bezug bei EE-Mangel). Wenn im 16,7-Hz-Netz keine Speichertechnologien eingesetzt würden, wäre technisch gesehen dieses Szenario einem ausschließlichen 50-Hz-Bezug gleichzusetzen.

Abbildung 11: Zukünftige Integration direkt einspeisender EE-Anlagen im Bereich der zentralen Versorgung – Beispielwoche des Wetterjahres 2009*

Quelle: Darstellung von Fraunhofer IWES



*Lastgang des Jahres 2009, skalierte EE-Einspeisung des Wetterjahres 2009 (Bundesdurchschnitt)

Rahmenbedingungen für den Anschluss der Erzeugungsanlagen

Ein Anschluss der Erzeugungsanlagen an das öffentliche 50-Hz-Netz wird durch folgende Richtlinien geregelt:

1. Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz - Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz
2. TransmissionCode 2007: Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber
3. DistributionCode 2007: Regeln für den Zugang zu Verteilungsnetzen EEG Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz

Anwendung dieser Richtlinien beim Netzanschluss von geplanten Erzeugungsanlagen an die öffentlichen 50-Hz-Netze ist die gesetzliche Pflicht. Diese Richtlinien definieren Rahmenbedingungen nicht nur für den Netzanschluss sondern auch für das Anlagenverhalten bei Netzstörungen. Alle zurzeit auf dem Markt stehenden Erzeugungsanlagen sind verpflichtet, die Anforderungen dieser Richtlinien zu erfüllen. Die Berücksichtigung dieser Richtlinien bei der Planung des Netzanschlusses erster einzelner Testanlagen an das 110-kV- oder 15-kV-Netz der Deutschen Bahn kann voraussichtlich keine Pflicht sein, weil sie während der Einführungsphase über keine systembildende Bedeutung verfügen. Wird politisch ein breiter Einsatz der Erzeugungsanlagen in das 110-kV- oder 15-kV-Netz der Deutschen Bahn geplant, sollen in erster Linie entweder die genannten Richtlinien für öffentliche Netze mit den Rahmenbedingungen der DB Energie ergänzt oder neue „DB Energie eigene“ Anschlussregeln entwickelt werden und in Kraft treten. Das ist ausdrücklich erforderlich, um die Netzstabilität des 110-kV-Netzes der DB Energie nicht zu gefährden und mögliche „Black-outs“ durch mögliche intensive Fluktuationen der Windgeschwindigkeit und der Sonnenstrahlung zu vermeiden.

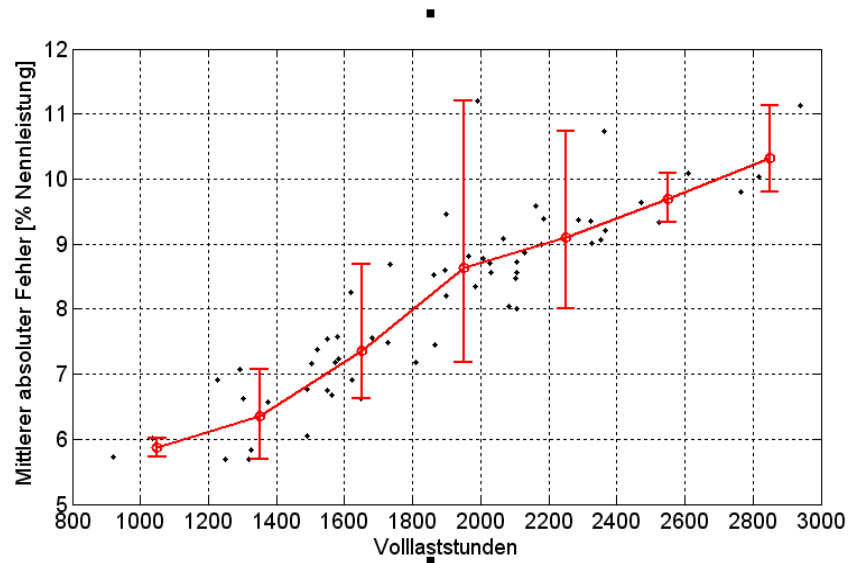
2.4.3 Windleistungsprognosefehler

Während die Einspeisung der Wasserkraft für den nächsten Tag sehr gut prognostizierbar ist, muss bei der Einspeisung von Windkraftanlagen und PV-Anlagen der Einfluss des Prognosefehlers besonders berücksichtigt werden.

Bezogen auf einzelne Windkraftanlagen kann sich je nach Orographie (Geländebeschaffenheit) und Windvorkommen (Standort-Güte) teilweise ein sehr hoher Prognosefehler einstellen. Abbildung 12 zeigt den Zusammenhang zwischen dem mittleren absoluten Fehler (MAE) der Folgetagsprognose vom Vortag und den Volllaststunden für 60 repräsentative über die BRD verteilte Windparks. Die rote Linie mit Fehlerbalken gibt die mittleren Werte sowie die maximalen und minimalen Abweichungen der MAE der 60 Windparks je Volllaststundenklasse wieder. Die MAE einzelner Windparks liegen zwischen ca. 5.5 und 11 % der installierten Windparkleistung.

Abbildung 12:
Übersicht des Fehlers
der Folgetags-
prognosen von 60
deutschen Wind-
parks in Abhängig-
keit der Volllaststun-
den

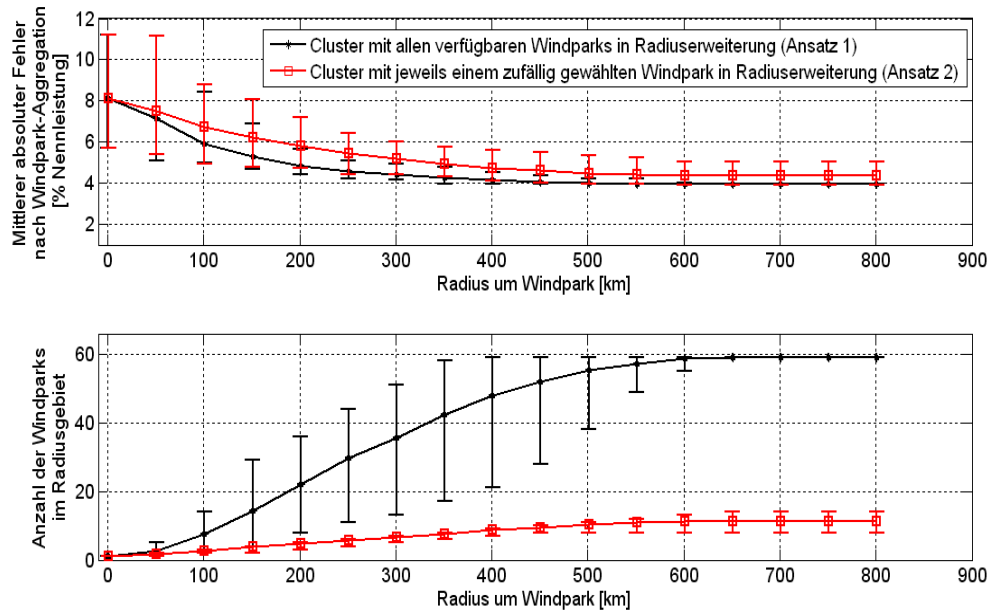
Quelle:
Darstellung von
Fraunhofer IWES
[ISI, IWES, IZES,
FUER, BBH 2011]



Durch den Anschluss mehrerer räumlich weit verteilter Windparks an das Bahnstromnetz bzw. durch Integration in die 50-Hz-Bilanzkreise der DB Energie kann der Prognosefehler deutlich reduziert werden. Um diese Ausgleichseffekte durch Aggregation über zunehmende Entfernung darzustellen, wurden in Abbildung 13 zwei Ansätze gegenübergestellt. Im Ansatz 1 werden alle in einem definierten Radius vorhandenen Windparks zusammengefasst. Im Ansatz 2 wird je wachsendem Radius ein Windpark zufällig ausgewählt und nur dieser mit den anderen aggregiert. Der obere Graph illustriert die Reduzierung des MAE bei wachsender Gebietsgröße. Der untere Graph gibt die Anzahl der aggregierten Windparks im jeweiligen Gebiet an. Die Werte basieren auf Mittel-, Maximal- und Minimalwerten ausgehend von ca. 60 Windparks. Es wird ersichtlich, dass auch bei einer geringen Anzahl von Windparks (rote Linie) ab einem Radius von ca. 200 km eine starke Reduzierung des Fehlers und der Streuung erreicht wird. Der Fehler strebt gegen einen Wert von ca. 4 % MAE. Damit würde annähernd eine Fehlergüte erreicht, wie sich für die von den vier ÜNB durchgeführte Deutschlandprognose ergibt.

Abbildung 13:
Prognosefehler
(oben) in Abhängig-
keit der Anzahl
(unten) und räumli-
chen Verteilung
aggregierter Wind-
parks

Quelle:
Darstellung von
Fraunhofer IWES [ISI,
IWES, IZES, FUER,
BBH 2011]



Wie Berechnungen des IWES zeigen, kann der Fehler der vortägigen Folgetagsprognose durch eine regelmäßig aktualisierte untertägige Kurzfristprognose im Zeitbereich von bis zu einer Stunde im Voraus um ca. 60 % bis ca. 40 % (1 bis 2 Stunden im Voraus) reduziert werden. Für die Entwicklung der Prognosegüte kann bis zum Jahr 2020 eine Verbesserung um ca. 30 % im MAE erwartet werden.

2.4.4 50-Hz-Bezug von Strom aus EE-Anlagen

Die Integration EE in die 50-Hz-Bilanzkreise der DB Energie lässt hingegen größere Freiheitsgrade zu. Fluktuationen können durch Stromhandel teilweise ausgeglichen werden. Die Integration von konkreten Anlagen wie Windparks in das Portfolio bedeutet auch einen höheren Aufwand für eine Prognoseerstellung (Folgetags- und Kurzfristprognose) und für den Prognosefehlerausgleich durch Intraday-Handel oder den Bezug von Ausgleichsenergie. Ebenso wie im Fall der Direkteinspeisung kann durch die Aggregation von Windparks der Prognosefehler der Gesamteinspeisung deutlich reduziert werden.

Des Weiteren ist aufgrund der fluktuierenden Einspeisung der langfristige Stromeinkauf der DB Energie über die Terminmärkte ggf. anders auszurichten. Insbesondere die Art der Kaskadierung zwischen langfristiger, mittelfristiger und kurzfristiger Optimierung an den Handelsmärkten ist voraussichtlich neu auszurichten.

2.5 Hemmnisse und Anforderungen für die Erhöhung des Anteils Regenerativer Energien am Bahnstrom

Aus den vorangegangenen Ausführungen können folgende Hemmnisse für eine Erhöhung des EE-Anteils identifiziert werden:

Wirtschaftliche Rahmenbedingungen:

Die Bahn konkurriert mit anderen Transportdienstleistern im Personen- und Güterverkehr. Auch wenn die Energiekosten nur 10 % der Transportkosten ausmachen, muss eine mögliche Kostensteigerung durch eine frühzeitige progressive Integration EE immer an der Wettbewerbsfähigkeit der Bahn gespiegelt werden.

Übertragungsfähigkeit des 110-kV-Netzes:

Die Integration von EE-Strom sollte möglichst verteilt und lastnah erfolgen. Dies kann sowohl über eine direkte Einspeisung in das 16,7-Hz-Netz erfolgen oder über den 50-Hz-Bezug. Die begrenzte Übertragungsfähigkeit reduziert die Potenziale zur Einspeisung in das 16,7-Hz-Netz. Durch eine mögliche weiträumig verteilte dezentrale Direkteinspeisung EE ergeben sich aber auch positive Rückkopplungen (Spannungsanhebung durch Einspeisung). Diese Effekte sind Ergebnisse der Analysen in Kapitel 4. Für einen 50-Hz-Bezug bestehen dagegen keine technischen Grenzen zur EE-Integration, wenn die Kapazität von Umrichtern ausgebaut wird. Für konv. Kraftwerke stellt sich der 50-Hz-Bezug derzeit im Vergleich zur Direkteinspeisung wirtschaftlich schlechter dar. Für EE-Anlagen müssen dagegen die zusätzlichen Anschlusskosten für einen direkten 16,7-Hz-Bezug berücksichtigt werden. Entsprechend gilt es die Eignung der Direkteinspeisung gegenüber einem vollständigen EE-Bezug über das 50-Hz-Netz zu bewerten.

Versorgungssicherheit:

Aufgrund des geringen Kapazitätskredits der EE bedarf es im Falle der Direkteinspeisung aus EE nur geringfügig weniger Koppelleistungen zum 50-Hz-Netz als im Vergleich zum 50-Hz-Bezug aus EE. Wenn durch den EE-Bezug direkteinspeisende Kraftwerke aus dem BL-Netz verdrängt werden, trägt dies zur Kostensteigerung der EE-Integration bei.

Lastschwankungen:

Aufgrund der hohen bahnspezifischen Lastschwankungen bedarf es eines relativ hohen Anteils an flexiblem Leistungsbezug aus dem 50-Hz-Netz.

Grundversorgung der konventionellen Erzeugung:

Die DB Energie ist an Langfristbezugsverträge mit direkt einspeisenden Kraftwerken gebunden bzw. trifft langfristige strategische Planungen. Die Kraftwerke stellen eine wirtschaftlich (Mindestabnahmemengen) und technisch (Leistungsgradienten) relativ unflexible Grundversorgung sicher. Um EE-Anlagen in der Direkteinspeisung in das Bahnstromsystem zu integrieren, ist zu überprüfen, ob zukünftig Energie in das öffentliche Netz rückgespeist werden darf und auch vergütet wird.

Meteorologische Verfügbarkeit:

Eine Integration großer Anteile fluktuierender EE-Anlagen in die Bahnversorgung führt auch zukünftig dazu, dass nur ein Teil dieser Energiemengen direkt genutzt werden kann und Überschüsse in das öffentliche Netz rückgespeist werden müssten. Entsprechend gilt es, den möglichen Anteil fluktuierender EE-Anlagen, der in die Bahnstromversorgung integriert werden kann, zu bewerten.

3 Konzepte zur Erhöhung des Anteils Regenerativer Energien des Bahnstroms

Eine Erhöhung des EE-Anteils am Bahnstrom wirft rechtliche Fragestellungen auf. Eine Analyse der rechtlichen Randbedingungen soll die Möglichkeiten für Konzepte zur Integration von EE-Strom aufzeigen. Dabei sollen mögliche Hindernisse sowie verstärkende oder abschwächende Anreize zur Nutzung von EE für die Bahn identifiziert werden. Auf Basis der rechtlichen Analyse (Abschnitt 3.1 - 3.4.) und den Analysen der technischen und wirtschaftlichen Charakteristik der Bahnstromversorgung (Kapitel 2) können Konzepte zur Erhöhung des EE-Anteils am Bahnstrom und Rahmenszenarien für die weiterführenden Berechnungen definiert werden.

3.1 Klimaschutzziele im Verkehrsbereich

3.1.1 Nationale politische Ziele

Im Zusammenhang mit den politischen Klimaschutzzielen der Bundesregierung spielt die Reduzierung des CO₂-Ausstoßes im Verkehrssektor eine zentrale Rolle. Nach dem Nationalen Aktionsplan für Erneuerbare Energie (NREAP), den die Bundesregierung in Erfüllung ihrer Pflicht aus der Erneuerbare Energien-Richtlinie am 4. August 2010 beschlossen hat, soll bis 2020 ein EE-Anteil von 13,2 % im Verkehrsbereich erreicht werden (BUND 2010). Das Erreichen dieses Ziels sollen vorrangig Biokraftstoffe sicherstellen, welche aber auch aufgrund der Diskussion um Nutzungskonkurrenzen und deren Nachhaltigkeit umstritten sind. Deshalb rückt zunehmend der elektrisch angetriebene Transport (E-KFZ und Bahn) in den Fokus. Entsprechend geben diese Ziele keine konkreten Vorgaben für den EE-Anteil am Bahnstrom vor. Vielmehr kann die Bahn dazu beitragen, die Abhängigkeit von Biokraftstoffen zur Zielerreichung zu verringern.

Neben dem Ziel der Steigerung des EE-Anteils im Schienenverkehr soll auch der Güterverkehr ausgeweitet werden. So setzt sich die Bundesregierung im aktuellen Energiekonzept vom 28. September 2010 das Ziel, das steigende Verkehrsaufkommen im Güterbereich vermehrt auf die umweltfreundlichere Bahn zu verlagern. Verbunden ist damit auch der technisch notwendige Ausbau der Schienentrassen [BMWj, BMU 2010]. Im Rahmen des NREAP wird dabei von einer Steigerung des Bahnstromverbrauchs um 4,0 TWh von 2009 auf 2020 ausgegangen [BUND 2010]. Dies würde ca. 36 % des heutigen Bahnstromverbrauchs ausmachen. In der BMU-Leitstudie wird bis zum Jahr 2030 von einer Steigerung um 6,2 TWh (56 %), bis zum Jahr 2040 um 7,3 TWh (66 %) und bis zum Jahr 2050 um 8,4 TWh (76 %) ausgegangen [BMU 2010]. Die Gesellschaften der Deutschen Bahn als Hauptverbraucher fahren ca. 90 % der Traktionsleistung elektrisch [DB 2009].

3.1.2 EE-Ziele der EU nach der Erneuerbare-Energien-Richtlinie

Nach der Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009 (EE-RL)¹¹ ist Deutschland verpflichtet, bis zum Jahr 2020 am Endenergieverbrauch einen Anteil Erneuerbarer Energien von 18 % zu erreichen; für den Verkehrssektor gilt dabei ein Einzelziel von mindestens 10 % (vgl. Art. 3 Abs. 1 und 4, Anhang I Teil A EE-RL). Bei der Berechnung des EE-Anteils am Endenergieverbrauch darf Strom aus Erneuerbaren Energien nur in einem der Sektoren Strom, Wärme/Kälte oder Verkehr berücksichtigt werden (Art. 5 Abs. 1 Satz 2 EE-RL). Für die Verwendung von Strom aus Erneuerbaren Energien im Verkehrssektor stellt sich damit die Frage, ob diese im Stromsektor oder im Verkehrssektor berücksichtigt wird.

Die EE-RL legt dazu fest, dass bei der Berechnung des Beitrags von Elektrizität aus Erneuerbaren Energien im Verkehrssektor für Fahrzeuge mit Elektroantrieb – also auch im Schienenverkehr – entweder der durchschnittliche EE-Stromanteil der EU oder der des eigenen Hoheitsgebiets zugrunde zu legen ist (Art. 3 Abs. 4 Satz 2 lit. c EE-RL). Dementsprechend wird auf den Schienenverkehr der EE-Anteil (EU oder Deutschland)¹² des Strombereichs übertragen. Die Steigerung des EE-Anteils an der Bahnstromversorgung unter Einbeziehung bestehender EE-Anlagen wirkt sich somit nicht zulasten der Zielerreichung im Strombereich aus; vielmehr bleibt der EE-Anteil im Strombereich unverändert. Es erfolgt keine Verschiebung der EE-Strommengen vom Strom- in den Verkehrssektor. Dies bedeutet aber auch, dass eine Erhöhung des EE-Anteils beim Bahnstrom keine unmittelbaren Auswirkungen auf die Erhöhung des EE-Anteils im Verkehrssektor hat.

Artikel 5 Abs. 3 Satz 1 der EE-RL stellt bei der Berechnung des Bruttoendenergieverbrauchs von Strom aus Erneuerbaren Energien auf die in einem Mitgliedstaat aus diesen Quellen erzeugte Energiemenge ab. Maßgeblich ist also der im Inland erzeugte EE-Strom, Stromimporte bleiben unberücksichtigt. Insbesondere können auch importierte Herkunftsnachweise für Strom aus Erneuerbaren Energien für das nationale Ziel nicht berücksichtigt werden. Für die nationalen Ziele ist allein entscheidend, ob der Strom im jeweiligen Land erzeugt wurde. Irrelevant ist deshalb auch, ob für den Strom Herkunftsnachweise in ein anderes Land verkauft wurden, da die Rolle der Herkunftsnachweise allein darin besteht, die Grünstromeigenschaft gegenüber Endkunden angeben zu können. Für die nationale Zielerreichung ist damit allein die in dem jeweiligen Staat erzeugte Strommenge relevant, während die Herkunft des Stroms für einen bestimmten Verbraucher – wie etwa die Deutsche Bahn - über Herkunftsnachweise nachgewiesen werden kann. Die Herkunft des Stroms ist damit zwar für die Erreichung der EE-Ziele maßgeblich, mit Blick auf die Zielstellung dieses Projektes – Erhöhung des EE-Anteils am Bahnstrom – aber nur von nachrangiger Bedeutung.

¹¹ Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG (ABl. L 140 vom 5.6.2009, S. 16).

¹² Der EU-Durchschnitt am Bruttostromverbrauch betrug im Jahr 2008 16,7 %; in Deutschland im selben Jahr 15,4 %, vgl. BMU, Erneuerbare Energien in Zahlen, 2010, S. 44.

3.1.3 Ziele der Deutschen Bahn

Auch die Deutsche Bahn AG setzt sich selbst Ziele, um die Bahn als umweltfreundliches Transportmittel zu fördern. Bis 2020 will die Deutsche Bahn den EE-Anteil am Bahnstrom auf 35 % erhöhen [DB 2011]. Als Vision für das Jahr 2050 möchte die Deutsche Bahn einen komplett CO₂-freien Schienenverkehr erreichen [DB 2010].

3.2 Gesetzliche Rahmenbedingungen

Für die angestrebte Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien am Bahnstrom sind neben technischen und ökonomischen Fragen auch die gesetzlichen Rahmenbedingungen von Bedeutung. Nachfolgend soll daher ein Überblick über die für Bahnstrom bestehende Steuer- und Abgabenlast sowie die Förderregelungen für Strom aus Erneuerbare Energien gegeben werden.

3.2.1 Belastungen bei Bahnstrombezug aus dem öffentlichen Netz

Die für Strom zu entrichtenden staatlichen Belastungen setzen sich zusammen aus Stromsteuer, EEG-Umlage sowie Abgaben für Kraft-Wärme-Kopplung, Konzessionen und Netznutzung. Der Anteil dieser indirekten Strombeschaffungskosten beläuft sich gegenwärtig auf ca. 30 % der Gesamtbeschaffungskosten innerhalb des 50-Hz-Marktbezuges. Der Kostenunterschied zwischen einem 50-Hz-Bezug und der 16,7-Hz-Direkteinspeisung konv. Kraftwerke ist dagegen geringer, da die Stromsteuer generell anfällt (siehe Tabelle 4 Seite 60).

Stromsteuer

Die Stromsteuer wird auf Grundlage des Stromsteuergesetzes (StromStG) erhoben. Stromsteuer fällt für Strom an, den Versorger an Letztverbraucher leisten sowie für Strom, der durch Eigenerzeuger zum Selbstverbrauch entnommen wird. Die Differenzierung zwischen eigenerzeugtem Strom und Strom, der an Letztverbraucher geliefert wird, ist also für die Stromsteuerpflichtigkeit irrelevant.

Der Regelsteuersatz liegt bei 20,50 EUR/MWh. Eine **Stromsteuerbefreiung** wird gewährt für Strom, der in Schienenfahrzeugen im Schienenbahnverkehr erzeugt wird und für den Fahrbetrieb entnommen wird (§ 9 Abs. 1 Nr. 5 StromStG). Nach § 9 Abs. 2 Nr. 2 StromStG wird eine **Stromsteuerermäßigung** für Strom gewährt, der für den Fahrbetrieb im Schienenverkehr verwendet wird (mit Ausnahme der betriebsinternen Werksverkehre und Bergbahnen). Dafür gilt ein ermäßigter Steuersatz von 11,42 EUR/MWh.

EEG-Umlage

Das EEG dient als Instrument zum Ausbau Erneuerbarer Energien. Die Mindestpreisregelung mit Pflicht der nächstgelegenen Netzbetreiber zur Aufnahme und Vergütung des Stroms aus Erneuerbaren Energien garantiert den Betreibern regenerativer Energiesysteme einen wirtschaftlich sicheren Betrieb. Durch den

EEG-Ausgleichsmechanismus werden die durch das EEG entstehenden zusätzlichen Kosten auf die Stromversorgungsunternehmen umgelegt, die die Kosten an Letztverbraucher weitergeben können.

Nach § 37 Abs. 1 Satz 1 EEG in Verbindung mit §§ 1, 3 Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (AusglMechV) sind Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) verpflichtet, an den für sie regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber die EEG-Umlage zu zahlen. Die Weitergabe der Kosten erfolgt auf Grundlage einer bundesweit einheitlichen EEG-Umlage. Die EEG-Umlage für das Jahr 2010 beläuft sich auf 20,47 EUR/MWh und für das Jahr 2011 auf 35,30 EUR/MWh [ÜNB 2010].

Für die über das **50-Hz-Netz** bezogenen Strommengen sind im Hinblick auf die EEG-Umlage die §§ 40 ff. EEG zu beachten. Für Unternehmen, die unter die besondere Ausgleichsregelung nach den §§ 40 ff. EEG fallen, beträgt die EEG-Umlage gemäß § 6 Abs. 1 Nr. 1 AusglMechV lediglich 0,50 EUR/MWh. Gemäß § 42 EEG gilt bei Schienenbahnen auf Antrag beim BAFA die besondere Ausgleichsregelung für die Strommengen, die unmittelbar für den Fahrbetrieb im Schienenbahnverkehr verwendet werden. Für einen Sockelbetrag von 10 % des im letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr bezogenen und selbst verbrauchten Stroms ist allerdings die volle EEG-Umlage zu zahlen (§ 42 Nr. 2 i.V.m. § 41 Abs. 3 Satz 1 EEG).

Nach dem derzeitigen Sachstand fallen insgesamt etwa 80 % des über das 50-Hz-Netz bezogenen Bahnstroms unter die besondere Ausgleichsregelung. Der restliche Anteil von etwa 20 %, für den die volle EEG-Umlage anfällt, dürfte sich daraus erklären, dass zum einen 10 % des Stroms als Sockelbetrag gelten, für den Schienenbahnunternehmen die volle EEG-Umlage zu zahlen haben, und zum anderen etwa 10 % des Stroms für andere Zwecke als Fahrstrom verwendet werden, insbesondere für Weichenheizungen und stationäre Vorheizanlagen.

Die Inanspruchnahme des Grünstromprivilegs (vollständige Befreiung von der EEG-Umlage für Grünstromhändler) nach § 37 Abs. 1 Satz 2 EEG entfällt, da die DB Energie weniger als 50 % Strom aufnimmt, der nach dem EEG vergütet werden könnte (siehe dazu ausführlich unten unter 3.3.2.3.).¹³

Netznutzungsentgelte

Das Netznutzungsentgelt ist das Entgelt, das für die Durchleitung von Strom an den Netzbetreiber zu zahlen ist. Gemäß dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) müssen die Netzbetreiber ihre Entgelte der Bundesnetzagentur zur Prüfung vorlegen, um eine unangemessene Preisgestaltung zu vermeiden. Grundlage hierfür ist die Anreizregulierungsverordnung (ARegV), die den Netzbetreibern eine Erlösobergrenze vorgibt (Revenue-Cap). D. h. der Netzbetreiber darf zusätzlich zur Kostendeckung eine angemessene Kapitalverzinsung einpreisen. Darüber hinaus dürfen keine Gewinne erwirtschaftet werden.

¹³ Die Anforderungen für das Grünstromprivileg werden im EEG 2012 durch eine Reihe von zusätzlichen Anforderungen weiter erhöht (siehe § 39 EEG 2012). Die EEG-Umlage verringert sich dann um 2 ct/kWh, maximal in Höhe der EEG-Umlage.

Je nach Art und Weise der Nutzung können die Netzentgelte für den Netznutzer unterschiedlich hoch ausfallen. Generell gliedern sich die Entgelte in einen Leistungspreis (EUR/MW) sowie einen Arbeitspreis (EUR/MWh). Der Leistungspreis bezieht sich auf die maximal genutzte Leistung, unabhängig von der Zeitspanne, in der diese Leistung anlag. Der Arbeitspreis hingegen bezieht sich auf die durchgeleitete Gesamtmenge der elektrischen Energie, unabhängig von der Leistung. Gegebenenfalls kann auch ein Entgelt für die Blindarbeit (ct/kVarh) anfallen. Daneben wird noch zwischen den verschiedenen Spannungsebenen Höchstspannung, Hochspannung, Mittelspannung und Niederspannung differenziert, in welchen ebenfalls unterschiedliche Entgelte anfallen. Das Netzentgelt ist vom Netznutzer zu tragen, wobei als Netznutzer derjenige gilt, der den Strom entnimmt. Gemeinsam mit den Netznutzungsentgelten müssen vom Netzbetreiber außerdem der KWK-Zuschlag und die Konzessionsabgabe erhoben werden (s.u.).

Für den Bahnstrom sind Netzentgelte für den gesamten aus dem 50-Hz-Netz bezogenen Strom an den Netzbetreiber zu zahlen, aus dessen Netz der Strom bezogen wird.

Für den aus dem Bahnstromnetz bezogenen Strom fallen für die DB als Konzern unmittelbar keine Netznutzungsentgelte an. Gleichwohl sind die grundsätzlich in den Netznutzungsentgelten enthaltenen Kosten für Errichtung und Betrieb des Netzes von der DB Energie als Betreiber des Bahnstromnetzes zu tragen. Insofern entstehen faktisch auch Kosten für die Netznutzung beim Strombezug über das 16,7-Hz-Netz der Bahn.

KWK-Umlage

Das Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG) soll die Erhöhung der Stromerzeugung aus KWK fördern. Dazu wird dem KWK-Anlagenbetreiber ein Zuschlag zusätzlich zum vereinbarten Strompreis garantiert. Die daraus entstehenden Mehrkosten sind von den Netzbetreibern zu tragen, die die Kosten auf die Letztverbraucher umlegen können. Die Erhebung der KWK-Umlage erfolgt über einen Aufschlag auf die Netznutzungsentgelte in drei Stufen:

- A.) Für den Jahresverbrauch bis 100.000 kWh: 0,141 ct/kWh (Wert für 2010); 0,032 ct/kWh (2011)
- B.) Für den Jahresverbrauch über 100.000 kWh (§ 9 Abs. 7 Satz 2): 0,05 ct/kWh (2010); 0,030 ct/kWh (2011)
- C.) Für den Jahresverbrauch über 100.000 kWh: 0,025 ct/kWh für energieintensive Unternehmen und Unternehmen des schienengebundenen Verkehrs (§ 9 Abs. 7 Satz 3, 5 KWKG), deren Stromkosten im vorangegangenen Kalenderjahr 4 % des Umsatzes überstiegen haben

Für Bahnstrom liegt der KWK-Zuschlag, der auf die Netznutzungsentgelte zu zahlen ist, bei 0,025 ct/kwh bzw. 0,25 EUR/MWh. Für DB Energie gilt A.) in Verbindung mit C.).

Konzessionsabgabe

Die Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas (Konzessionsabgabeverordnung – KAV) regelt die Abgaben an Gemeinden für die Nutzung öffentlicher Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen, die der unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet mit Strom dienen. Rechtsgrundlage für die Erhebung von Konzessionsabgaben ist die KAV in Verbindung mit einem Vertrag zwischen Gemeinde und EVU. Der Netzbetreiber, der die Konzessionsabgabe an die Gemeinde abzuführen hat, reicht die Konzessionsabgabe in der Regel gemeinsam mit dem Netznutzungsentgelt an den Letztverbraucher weiter.

Die Konzessionsabgabe für Strom gliedert sich laut KAV in die drei Tarifgruppen „Tarifkunden in Gemeinden“, „Strom im Schwachlasttarif“ und „Sondervertragskunden“. Die Bahnstromversorgung mit ihren Umformern und Umrichtern gehört zu den Sondervertragskunden und würde gemäß KAV mit einem Höchstsatz von 1,10 EUR/MWh belastet.

Sollte gleichwohl eine Konzessionsabgabe grundsätzlich anfallen, käme eine Befreiung von der Konzessionsabgabe nach § 2 Abs. 4 KAV in Betracht. Nach dieser Vorschrift dürfen Konzessionsabgaben für Lieferungen an Sondervertragskunden nicht erhoben werden, deren Durchschnittspreis im Kalenderjahr je Kilowattstunde unter dem Durchschnittserlös je Kilowattstunde aus der Lieferung von Strom an alle Sondervertragskunden liegt.

3.2.2 Die Rolle von Grünstromzertifikaten/ Herkunftsnachweisen

Im Rahmen von erneuerbaren Energieangeboten steht am Strommarkt neben dem Direktbezug von Grünstrom das Instrument der Grünstromzertifikate bzw. Herkunftsnachweise zur Verfügung. Grünstromzertifikate wie RECS oder GoO erlauben den Handel mit der Stromeigenschaft ohne eine physische Lieferung.

Auf europäischer Ebene existiert eine Rechtsgrundlage für Herkunftsnachweise in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009 (EE-RL), die allerdings bisher noch nicht umfassend in nationales Recht umgesetzt wurde. Eine Anpassung des EEG ist zwar Anfang des Jahres 2011 durch das sog. Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energien (EAG) erfolgt. Nach § 55 EEG neuer Fassung sollen Herkunftsnachweise in Deutschland zentral durch das Umweltbundesamt (UBA) ausgestellt, übertragen und entwertet werden. Außerdem sind Herkunftsnachweise aus anderen europäischen Ländern unter bestimmten Bedingungen anzuerkennen.

Die Einzelheiten der Ausstellung, Übertragung und Entwertung der Herkunftsnachweise sowie zur Anerkennung von Herkunftsnachweisen aus anderen europäischen Staaten in Deutschland sollen aber in einer gesonderten Verordnung geregelt werden, die gegenwärtig erarbeitet wird. Nach Erlass der Verordnung kann das zentrale Herkunftsnachweisregister beim Umweltbundesamt errichtet werden und seinen Betrieb aufnehmen. Die Ausstellung von Herkunftsnachweisen für in Deutschland erzeugten Strom sowie die Anerkennung von Herkunftsnachweisen für Strom aus anderen europäischen Staaten wird dann zentral durch das UBA erfolgen.

Bis zur Errichtung des Herkunftsnachweisregisters beim Umweltbundesamt gilt die Regelung in § 55 EEG alter Fassung weiter, die die Norm in der alten Erneuerbare-Energien-Richtlinie RL 2001/77/EG umgesetzt hat. Danach kann in Deutschland ein Umweltgutachter Herkunftsnachweise für Strom aus deutschen Stromerzeugungsanlagen ausstellen. In anderen europäischen Staaten bestehen unterschiedliche Regelungen zur Ausstellung von Herkunftsnachweisen. Herkunftsnachweise aus anderen Mitgliedstaaten sind aber grundsätzlich anzuerkennen, wenn sie nach den Vorgaben der RL 2001/77/EG ausgestellt worden sind.

Zum Zwecke der Umsetzung der europäischen Vorgaben zu Herkunftsnachweisen wurde das European Energy Certificate System (EECS) geschaffen, das aus privatrechtlichen und staatlichen Stellen in europäischen Staaten besteht. Das EECS-System basiert auf dem Renewable Energy Certificates System (RECS), das bereits zuvor die europaweite Ausstellung von Herkunftsnachweisen privatrechtlich organisierte. Das EECS/RECS-System ist aktuell das wichtigste System zur Ausstellung und zum Handel von Herkunftsnachweisen. Welche Rolle EECS nach Umsetzung der Vorgaben der EE-RL spielen wird und wie das Verhältnis zu den von nationalen Stellen zu schaffenden Zertifizierungsstellen sein wird, ist gegenwärtig noch offen.

Über EECS/RECS wird lediglich die Herkunft des Stroms aus Erneuerbaren Energien zertifiziert, so dass alle EE-Anlagen einschließlich großer Wasserkraftanlagen und unabhängig vom Alter der Anlagen unter das System fallen. Weitere Umwelanforderungen an den Strom gestellt werden, wird dadurch nicht zertifiziert. Der Preis für EECS/RECS-Zertifikate ist aktuell aufgrund des großen Angebots sehr gering. Herkunftsnachweise stellen aus diesem Grund eine preiswerte Möglichkeit dar, die grüne Eigenschaft von Strom zu erwerben.

Für einen höheren Klimanutzen wäre ein zusätzlicher Beitrag zur Förderung Erneuerbarer Energien erstrebenswert. Zertifikate nach EECS/RECS, die lediglich als Nachweis über die Erzeugung von Erneuerbarer Energie dienen, daneben aber keinen zusätzlichen Umweltnutzen aufweisen, sind daher als weniger anspruchsvoll einzustufen. Dies liegt darin begründet, dass durch den Bezug von Strom aus bestehenden Anlagen lediglich eine Verschiebung des ohnehin erzeugten Stroms aus Erneuerbaren Energien zu einem bestimmten Verbraucher erfolgt und keine neuen Anlagen errichtet werden. Zertifikate, die einen zusätzlichen Mechanismus zur Förderung von regenerativen Energiesystemen beinhalten, wodurch ein konkreter Umweltnutzen belegt werden kann, sind hingegen eher geeignet eine tatsächliche klimaschützende Wirkung zu dokumentieren (siehe Abschnitt 3.5.1). Mit Blick auf die Zielstellung dieses Projektes sind daneben allerdings auch die ökonomischen Aspekte der Beschaffung von Herkunftsnachweisen/ Grünstromzertifikaten zu berücksichtigen.

Sofern Herkunftsnachweise bezogen werden, ist aus Sicht der nationalen Zielerfüllung solchen Zertifikaten der Vorzug zu geben, die für inländische Stromerzeugung ausgestellt worden sind. Herkunftsnachweise sind generell nicht geeignet, den nationalen Anteil Erneuerbarer Energien zu erhöhen. Allerdings kann eine in Deutschland erzeugte Strommenge, für die ein Herkunftsnachweis ausgestellt wird, zumindest auch auf die Ausbauziele für Erneuerbare Energien angerechnet werden. Aus Sicht des vorliegenden Vorhabens gilt gleichwohl

auch hier, dass beim Erwerb von Zertifikaten auch wirtschaftliche Gesichtspunkte von Bedeutung sind. Sie werden aber in diesem Vorhaben nicht berücksichtigt (siehe Definition „Ökostrom“ Seite 58).

3.2.3 Bezug von Strom aus Erneuerbaren Energien über EEG-Umlage

Nach dem bis Ende 2009 geltenden EEG-Ausgleichsmechanismus wurde an die DB Energie ein (geringer) EE-Stromanteil weitergegeben (s. dazu oberen Abschnitt 2.3.2). Seit der Umstellung des Ausgleichsmechanismus zum 1.1.2010 steht der EEG-Umlage jedoch keine physikalische Lieferung von EEG-Strom mehr gegenüber (vgl. § 1 Nr. 1 und 2 der AusglMechV). Durch die Vermarktung der EEG-Strommengen am Spotmarkt der European Power Exchange (EPEX Spot) entfällt auch dessen Grünstromeigenschaft. § 8 Abs. 2 AusglMechV sieht zwar bei der Anzeige der EEG-Umlage gegenüber Dritten die Angabe des EEG-Stromanteils am gesamtdeutschen Strommix vor; jedoch ist damit kein tatsächlicher EE-Anteil im Portfolio des jeweiligen Energieversorgungsunternehmens verbunden. Somit bietet die EEG-Umlage derzeit keinen Ansatzpunkt zur Erhöhung des EE-Anteils an der Bahnstromversorgung.

Mit § 54 EEG 2012 wird nunmehr die Möglichkeit geschaffen, nach EEG vergüteten Strom im Rahmen der Stromkennzeichnung als „Erneuerbare Energien, gefördert nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz“ zu kennzeichnen. Die Berechnung des auszuweisenden EEG-Anteils richtet sich danach, wie viel EEG-Umlage vom jeweiligen EVU gezahlt worden ist. Für die DB dürfte die Ausweisung von EEG-Strommengen jedoch eine verhältnismäßig geringe Rolle spielen, da Schienenbahnen bereits unter die besondere Ausgleichregelung nach den §§ 40, 42 EEG fallen. Nach § 40 Abs. 1 S. 1 EEG i.V.m. § 6 AusglMechV begrenzt das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle auf Antrag für eine Abnahmestelle die EEG-Umlage, die von Elektrizitätsversorgungsunternehmen an Letztverbraucher, die Schienenbahnen sind, weitergegeben wird, auf 0,05 Cent/Kilowattstunde. Da die Bahn also eine verhältnismäßig geringe EEG-Umlage zahlt, wird auch nur ein entsprechend relativ geringer Teil des Stroms als Strom aus Erneuerbaren Energien ausgewiesen werden können (vgl. § 54 Abs. 5 EEG 2012).

3.3 Einfluss des EEG auf die Erhöhung des Anteils der Erneuerbarer Energien

Angesichts der bislang noch bestehenden Kostennachteile Erneuerbarer Energien gegenüber konventioneller Stromerzeugung werden bei den Optionen zur Erhöhung des EE-Anteils am Strommix der DB Energie die bestehenden Fördermöglichkeiten berücksichtigt. Dabei kommt in erster Linie das EEG in Betracht, welches für die Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien ein ausdifferenziertes Vergütungssystem vorsieht. Neben dem Vergütungssystem, von dem die Anlagenbetreibenden profitieren, sieht das EEG im Rahmen des bundesweiten Ausgleichsmechanismus auch verschiedene Regelungen vor, die Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) adressieren.

Übertragen auf die Bahnstromversorgung ergeben sich aus dem Vergütungssystem des EEG die in der folgenden Tabelle 3 dargestellten Optionen für eine

Förderung des EE-Stroms, den die Bahn als Fahrstrom verwendet. Diese Optionen sollen im Folgenden im Einzelnen dargestellt und untersucht werden. Dabei soll auch darauf eingegangen werden, ob in einzelnen Bereichen Anpassungen der gesetzlichen Regelungen für eine stärkere Anreizsetzung zur Erhöhung des EE-Anteils durch die Bahn sinnvoll erscheinen könnten.

Tabelle 3:
Optionen zur Erhöhung des EE-Bahnstromanteils im EEG

	EE-Einspeisung in 16,7 Hz Netz	EE-Bezug über 50 Hz Netz
EEG-Vergütung	Für eigene Anlagen	Für eigene Anlagen
Direktvermarktung	Nach § 17 EEG	Nach § 17 EEG
	Mit Marktprämie*	Mit Marktprämie*
Eigenstromverbrauch	Bei Teilvergütung nach § 16 Abs. 1 i.V.m. Abs. 4 lit. c EEG	
	Bei Vergütung des selbstverbrauchten und des eingespeisten Stroms (§ 33 Abs. 2 EEG)	

* EEG 2012

3.3.1 EEG-Vergütung

Das EEG sieht für jede aus Erneuerbaren Energien erzeugte und in das Netz eingespeiste Kilowattstunde Strom eine feste Vergütung vor, deren Höhe von der Anlage und dem genutzten Energieträger abhängt (vgl. § 16 Abs. 1 i.V.m. §§ 23 bis 33 EEG). Neben dieser Vergütungspflicht wird der jeweils zuständige Netzbetreiber verpflichtet, den Strom vorrangig abzunehmen und zu übertragen. Dieser Vergütungsmechanismus steht auch der DB Energie offen. Soweit die DB Energie als Anlagenbetreiber Strom aus Erneuerbaren Energien erzeugt, besteht Anspruch auf Vergütung nach dem EEG. Dabei können die EEG-Anlagen sowohl direkt in das 16,7-Hz-Netz einspeisen, als auch am 50-Hz-Netz angeschlossen werden.

Zur Refinanzierung dieser an die Anlagenbetreibenden gezahlten Vergütungen nutzt das EEG den bundesweiten Ausgleichsmechanismus, dessen zentrale Funktion es ist, regional unterschiedliche Belastungen der verpflichteten Netzbetreiber bundesweit auszugleichen und die für den EEG-Strom gezahlten Vergütungen gleichmäßig auf alle Stromvertriebsunternehmen in Deutschland umzulegen. Als Ergebnis dieses Ausgleichsmechanismus wird der EEG-Strom von den Übertragungsnetzbetreibern vermarktet und es werden die Kosten des EEG, insbesondere also die Vergütungszahlungen, von den EVU als sog. EEG-Umlage getragen. Die EEG-Umlage wiederum kann von den Stromvertrieben an Letztverbraucher weitergegeben werden, sodass die Kosten des EEG letztendlich von den Stromkundinnen und Stromkunden getragen werden.

Wenn EEG-Anlagen an das Netz angeschlossen werden und der Strom nach dem EEG vergütet wird, gelangt der Strom in den EEG-Ausgleichsmechanismus und wird in diesem Rahmen von den ÜNB an der Börse vermarktet. Der von EEG-Anlagen erzeugte Strom wird also nicht vom Netzbetreiber bzw. der DB Energie verbraucht, sondern lediglich durch den Netzbetreiber **transportiert**. Der EEG-Strom kann auch nicht von den Anlagenbetreiberinnen und -

betreibern als Grünstrom ausgewiesen werden (vgl. § 56 Abs. 2 EEG). Wird die DB Energie also als EEG-Anlagenbetreiber tätig, kann der erzeugte EE-Strom nicht als Teil des eigenen Stromportfolios angegeben werden, wenn für den Strom die EEG-Vergütung beansprucht wird. Da über eine Förderung von Anlagen über die EEG-Vergütung folglich nicht der individuelle Strommix der DB Energie verbessert werden kann, soll diese Option bei den nachfolgenden Untersuchungen nicht weiter berücksichtigt werden.

Das EEG sieht außerdem vor, dass Netzbetreiber Erneuerbare-Energien-Anlagen vorrangig an das Netz anzuschließen haben. Die Pflicht zum **Netzanschluss** trifft den Netzbetreiber, dessen Netz den technisch und wirtschaftlich günstigsten Netzverknüpfungspunkt für die Anlage aufweist. Als Netzbetreiber im Sinne des EEG gilt der Betreiber eines Netzes für die allgemeine Versorgung. Ob und inwieweit die DB Energie eine Pflicht zum Netzanschluss von EEG-Anlagen hat, ist jedoch für das vorliegende Projekt ebenfalls irrelevant. Denn allein über den Anschluss von EE-Anlagen wird der EE-Stromanteil der DB Energie nicht erhöht, wenn der Strom nicht auch von der DB Energie erworben wird.

3.3.2 **Direktvermarktung**

Anlagenbetreiber können den in den EEG-Anlagen erzeugten Strom auch direkt an Dritte veräußern, ohne dabei den Vergütungsmechanismus des EEG in Anspruch zu nehmen. In diesem Fall bleibt die „Grünstromeigenschaft“ des Stroms erhalten und kann auch vermarktet werden. Die DB Energie kann den EE-Strom von Anlagenbetreibern aufkaufen, so wie dies etwa im Fall des Stroms aus den Windparks Märkisch Linden und Treuenbrietzen der Fall ist. Diese Option besteht grundsätzlich für Anlagen, die sich am 16,7-Hz-Netz befinden, und für Anlagen, die in das 50-Hz-Netz einspeisen. Es ist dabei nicht erforderlich, dass die Bahn selbst in Anlagen investiert. Aber auch wenn die DB Energie selbst den Strom erzeugt und als Anlagenbetreiber an die DB Transportgesellschaften verkauft, liegt grundsätzlich ein Fall der Direktvermarktung – nämlich von der DB Energie an die DB Transportgesellschaften – vor.

Die Kosten für Strom aus EEG-Anlagen liegen grundsätzlich erheblich höher als die Kosten für konventionell erzeugten Strom. Die Kosten sind umso höher, je höher die EEG-Vergütung liegt. Denn der Anlagenbetreiber wird den Strom nur dann im Wege der Direktvermarktung veräußern, wenn er einen mindestens der EEG-Vergütung entsprechenden Preis erhält. Ein kostengünstiger Bezug von Strom aus Erneuerbaren Energien kommt dabei gegebenenfalls bei Strom mit geringer EEG-Vergütung in Frage wie insbesondere **Deponiegas** und **Klärgas** sowie bei älteren **Windenergieanlagen**, die in die sog. **Grundvergütung** zurück gefallen sind.

Neben dem Strom aus EEG-Anlagen kann die DB Energie auch Strom aus Erneuerbaren Energien aus Großwasserkraftanlagen erwerben, die bereits abgeschrieben sind und nicht über das EEG gefördert wurden und werden. Allerdings beschränkt sich für diese Anlagen im Vergleich zu neu errichteten EE-Anlagen der ökologische Nutzen auf eine Steigerung der Nachfrage nach EE-Strom. Für die Betreiber von Anlagen entsteht damit ein Anreiz, in den EE Ausbau weiter zu investieren. Der Erwerb von Strom, aus Großwasserkraftanlagen stellt im Vergleich zum Kauf von Strom aus EEG-Anlagen grundsätzlich eine

kostengünstigere Alternative dar. Nur bei „billigem“ EEG-Strom (Deponiegas, Klärgas, alte Windkraftanlagen) können die Preise evtl. entsprechend niedrig sein oder im Einzelfall sogar darunter liegen.

Ein weiterer wirtschaftlicher Anreiz für direkt vermarkteten Strom kann darin bestehen, dass für den eingespeisten Strom vermiedene Netzentgelte nach § 18 Abs. 1 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) erlangt werden können. Diese vermiedenen Netzentgelte sind umso höher, je niedriger die Netzebene ist, in die der Strom eingespeist wird. Für die Einspeisung in hohe Netzebenen, wie dies etwa bei großen Wasserkraftanlagen der Fall ist, fallen die vermiedenen Netzentgelte entsprechend gering aus.

3.3.2.1 Direktvermarktung nach § 17 EEG

Nach der aktuellen Rechtslage enthält das EEG keine besondere Förderung für Strom, der direkt vermarktet wird. Das EEG sieht lediglich einige grundsätzliche Voraussetzungen für Anlagenbetreiber vor, die den Strom im Wege der Direktvermarktung veräußern wollen. Die Einhaltung dieser Voraussetzungen ist aber nur dann erforderlich, wenn die EEG-Anlage vorher die EEG-Vergütung erhalten hat oder die Möglichkeit erhalten werden soll, zu einem späteren Zeitpunkt (wieder) die EEG-Vergütung geltend zu machen.

Voraussetzungen nach § 17 EEG

Nach § 17 Abs. 1 EEG kann der in der Anlage erzeugte Strom kalendermonatlich an Dritte vermarktet werden, wenn der Anlagenbetreiber dies dem Netzbetreiber vor Beginn des jeweils vorangegangenen Kalendermonats angezeigt hat. Der Vergütungsanspruch nach § 16 EEG entfällt dann im **gesamten Kalendermonat** für den **gesamten in der Anlage erzeugten Strom**. Um den Vergütungsanspruch im folgenden Kalendermonat wieder geltend machen zu können, muss der Anlagenbetreiber dies dem verpflichteten Netzbetreiber vor Beginn des jeweils vorangegangenen Kalendermonats anzeigen.

Hintergrund dieser Anforderungen ist, dass das sog. „Rosinenpicken“ verhindert werden soll.¹⁴ Das „Rosinenpicken“ würde bedeuten, dass gut prognostizierbare und planbare Strommengen von den Anlagenbetreibenden direkt vermarktet, die risikoreicheren Stromspitzen oder Überschussmengen hingegen über das EEG vergütet würden. Überschussmengen aus einer EE-Anlage im Netz der DB Energie, die von der DB Energie nicht benötigt werden, können nach dieser Rechtslage nur am Strommarkt vermarktet werden; es besteht kein Anspruch auf EEG-Vergütung.

§ 17 Abs. 2 EEG eröffnet daneben die Möglichkeit der anteiligen Direktvermarktung. Danach kann der Anlagenbetreiber einen bestimmten Prozentsatz des in der Anlage erzeugten Stroms kalendermonatlich direkt vermarkten und für den verbleibenden Anteil die EEG-Vergütung beanspruchen. Voraussetzung ist auch hier die rechtzeitige Anzeige beim zuständigen Netzbetreiber (vor Be-

¹⁴ Vgl. Begründung zu § 17, BT-Drs. 16/8148, S. 49.

ginn des jeweils vorangegangenen Kalendermonats) einschließlich der Mitteilung des direkt zu vermarkteten Prozentsatzes. Daneben muss von der Anlagenbetreiberin bzw. vom Anlagenbetreiber nachgewiesen werden, dass der **Prozentsatz jederzeit eingehalten** worden ist. Nach dieser Regelung können also keine Überschussmengen bzw. Stromspitzen in das 50-Hz-Netz geleitet werden, sondern es muss jeweils ein fester Anteil des erzeugten Stroms direkt vermarktet und in das 50-Hz-Netz eingespeist werden (Bsp. Windparks Märkisch Linden und Treuenbrietzen). Dazu könnte – je nach Ortslage – auch ein doppelter Netzanschluss der Anlage (an das 16,7-Hz-Netz und das 50-Hz-Netz) genutzt werden. Bei der Einspeisung in verschiedene Netze und der damit verbundenen Messung über unterschiedlich Messeinrichtungen wäre praktisch allerdings zu klären, ob und inwieweit die jederzeitige Einhaltung des zu vermarktenden Anteils nachgewiesen werden kann.

Die strengen Vorgaben des § 17 EEG für die Direktvermarktung gelten nicht, wenn ein Fall des § 16 Abs. 4 lit. b oder lit. c EEG vorliegt. Danach ist die Geltendmachung der EEG-Vergütung für flexible Teilmengen möglich, wenn der übrige Strom entweder vom Anlagenbetreiber selbst verbraucht wird oder von Dritten verbraucht wird, die unmittelbar an ein Netz des Anlagenbetreibers angeschlossen sind, das kein Netz für die allgemeine Versorgung ist. Auf diese Optionen wird unten bei der Frage der Förderung des Eigenverbrauchs eingegangen.

Die aktuellen Regelungen des EEG werden durch die Novellierung des EEG 2012 grundsätzlich fortgeschrieben. Insbesondere bleibt das Erfordernis einer monatlichen Ummeldung erhalten. Diese Vorgabe wird dadurch weiter spezifiziert, dass nunmehr auch eine Anmeldung der verschiedenen Formen der Direktvermarktung (Vermarktung mit Marktprämie, Vermarktung zur Wahrnehmung des Grünstromprivilegs und sonstige Direktvermarktung) angegeben werden muss. Auch die bereits in § 17 EEG 2009 enthaltene Anforderung nach einer vollständigen Direktvermarktung oder einer teilweisen Direktvermarktung mit jederzeitiger Einhaltung des Anteils bleibt im EEG 2012 erhalten.

Mögliche Änderungen

Die aktuellen Vorgaben zur Direktvermarktung im EEG 2009 und im EEG 2012 stellen relativ rigide Anforderungen an die Direktvermarktung von EEG-Strom. Insbesondere ist es nicht möglich, eine feste Leistung einer Anlage direkt zu vermarkten und für die darüber hinausgehenden Leistungsspitzen die EEG-Vergütung geltend zu machen. Stattdessen muss jederzeit die gesamte Menge oder aber ein gleicher fester Anteil des Stroms direkt vermarktet werden. Eine Flexibilität bei der Strommenge, die direkt vermarktet wird, würde die Direktvermarktung jedoch erheblich attraktiver machen, da dann ein bestimmter Grundanteil an einen Stromabnehmer, etwa die DB Energie, vermarktet werden könnte und darüber hinausgehende Leistungsspitzen gegen Zahlung der gesicherten EEG-Vergütung an den Netzbetreiber veräußert werden könnten.

Um die Direktvermarktung von EEG-Strom allgemein und damit auch für Anlagenbetreiber, die Strom an die DB Energie verkaufen, attraktiver zu machen, wäre es daher generell denkbar, die Vorgaben zur Direktvermarktung so anzupassen, dass der direkt vermarktete Stromanteil vom Anlagenbetreiber jederzeit

frei wählbar ist und damit den Bedürfnissen des Stromabnehmers angepasst werden kann. Für den Anlagenbetreiber und damit im Ergebnis auch für den Stromabnehmer würden damit die Kosten sinken. Theoretisch wäre es sogar denkbar, nur für die Vermarktung von Strom im Bahnnetz eine entsprechende Sonderregelung vorzusehen.

Für eine Lockerung der Regeln zur Direktvermarktung spricht, dass damit die Vermarktung von Grünstrom attraktiver wird und damit die Grünstromvermarktung wettbewerbsfähiger wird. Außerdem sinken die Kosten für die Beschaffung von Grünstrom - und damit auch für die DB Energie. Durch mehr Grünstrommengen auf dem Markt kann der Grünstromhandel belebt werden.

Andererseits sind die strengen Regeln zur Direktvermarktung vom Gesetzgeber bewusst so gestaltet worden, um damit ein „Rosinenpicken“ zu verhindern. Ein solches „Rosinenpicken“ – die Vermarktung von tendenziell wertvollen Strommengen über den Markt und die Veräußerung der billigen Strommengen über das von der Allgemeinheit getragene EEG – wäre bei einer solchen Rechtsänderung jedoch möglich. Wäre der zu vermarktende Anteil jederzeit frei wählbar, würde zudem der ÜNB, der die EEG-Strommengen abnimmt und an der Börse vermarktet, den Prognosefehler tragen. Diese Kosten, die eigentlich zum Vermarktungsrisiko gehören, würden dann über die EEG-Umlage von der Allgemeinheit getragen.

Um bei einer anteiligen Vermarktung jedenfalls das Prognoserisiko des ÜNB zu verringern, wäre es allerdings auch denkbar, den Anlagenbetreiber zumindest zur Erstellung eines anlagenscharfen Day-Ahead-Leistungsanteils-Fahrplans in stündlicher Auflösung zu verpflichten und den Anlagenbetreiber zur Einhaltung des Fahrplans zu verpflichten. Damit würden die Kosten für die Abweichung der Prognose von der tatsächlichen Einspeisung vom Anlagenbetreiber getragen, der diese Kosten an den Stromabnehmer und damit die DB Energie weiterreichen würde.

Vermarktung als Grünstrom

Der direkt vermarktete EEG-Strom kann gegenüber den Endverbrauchern in der Stromkennzeichnung als Strom aus Erneuerbaren Energien ausgewiesen werden. Nach § 42 EnWG 2012 ist eine Ausweisung als Strom ab Inbetriebnahme des zentralen Herkunftsnachweisregisters durch das Umweltbundesamt nur dann noch möglich, wenn für den (direkt vermarkteten) Strom aus Erneuerbaren Energien entsprechende Herkunftsnachweise ausgestellt wurden.

Bei der Ausweisung des Stroms als Grünstrom ist problematisch, dass es bei der Ermittlung der tatsächlich erworbenen Strommengen aus Erneuerbaren Energien aufgrund der Prognoseungenauigkeiten zu erheblichen Abweichungen kommen kann, die zu Lasten des Stromerwerbers gehen können. Hiervon ist die DB Energie direkt betroffen. Die Energieerzeugung der beiden Windparks, die derzeit direkt in die Bilanzkreise der DB Energie integriert sind, kann nicht vollständig in der Stromkennzeichnung ausgewiesen werden.

Hintergrund hierfür ist, dass die in der Stromkennzeichnung auszuweisenden Strommengen grundsätzlich nicht auf die tatsächlich in der Erneuerbare-

Energien-Anlage erzeugten Strommengen bezogen werden, sondern auf die innerhalb der Prognose tatsächlich erzeugte regenerative Strommenge. Diese in den Fahrplan eingestellten Strommengen können oftmals geringer ausfallen als die tatsächlich erzeugten Strommengen. In der Folge können auch die als Grünstrom ausweisbaren Strommengen erheblich niedriger ausfallen als die Strommengen, die tatsächlich erzeugt und letztlich erworben wurden.

Dieses Ergebnis ist nicht sachgerecht. Es sollte daher zukünftig in jedem Fall gewährleistet werden, dass eine Ausweisung der tatsächlich erzeugten und erworbenen Strommengen möglich ist.

3.3.2.2 Direktvermarktung mit Marktprämie (EEG 2012)

Grundzüge der Marktprämie

Zur Förderung der Direktvermarktung von EEG-Strom wird die bereits seit längerem diskutierte sog. Marktprämie mit dem EEG 2012 eingeführt (§§ 33g i.V.m. Anlage 4 EEG 2012).

Die Marktprämie wird an den Anlagenbetreiber vom Netzbetreiber ausgezahlt, um die Differenz zwischen den Markterlösen und der EEG-Vergütung auszugleichen, die ein Anlagenbetreiber beanspruchen könnte. Teil der Marktprämie wird zudem ein Ausgleich für die zusätzlichen Kosten der Direktvermarktung sein, insbesondere die Kosten für die Handelsanbindung und die Kosten für die Prognoseabweichungen (sog. Managementprämie). Damit kann der Anlagenbetreiber den Strom aus der EEG-Anlage auf dem Strommarkt veräußern, kann aber trotz eines geringeren Marktwerts des Stroms aufgrund der zusätzlichen Einnahmen durch die Marktprämie die gleichen Erlöse erzielen, wie bei der Geltendmachung der EEG-Vergütung. Da die Marktprämie grundsätzlich die durchschnittliche Differenz zwischen Marktpreis und EEG-Vergütung ausgleicht, könnte der Anlagenbetreiber bei einer am Marktpreis orientierten Vermarktung damit auch höhere Erlöse als die EEG-Vergütung erzielen. Bei einer Vermarktung ohne Rücksicht auf Preissignale würden hingegen die Erlöse geringer als in der EEG-Vergütung ausfallen.

Auswirkungen der Marktprämie für die DB Energie

Bei einer Vermarktung von Strom aus einer EEG-Anlage mit Marktprämie würde die DB Energie – wie auch bei einer Vermarktung über § 17 EEG – den Strom aus EEG-Anlagen von dritten Anlagenbetreibern unmittelbar erwerben. Der Strom könnte über das 50 Hz-Netz zu allgemeinen Marktpreisen erworben werden, da der Anlagenbetreiber Mindereinnahmen aus der Vermarktung auf dem Strommarkt über die Marktprämie ersetzt bekäme. Höhere Bezugskosten als beim Bezug von Strom aus konventionellen Anlagen würden dabei für die Bahn also grundsätzlich nicht entstehen.

Es ist nicht erforderlich, dass die DB Energie selbst in Anlagen investiert, sondern der Strom kann auch von Dritten bezogen werden. Die Marktprämie wird allerdings auch nur für Strom gewährt, der an Dritte geliefert wird, also nicht für selbst erzeugten Strom. Sofern die DB Energie den Strom erzeugt und der Fahrstrom von der DB Fernverkehr oder DB Regio verbraucht würde, dürfte

aber keine Eigenerzeugung vorliegen, sodass auch in diesem Fall ein Anspruch auf die Marktprämie besteht.

Kein Fall der Direktvermarktung – und damit kein Anspruch auf die Marktprämie – liegt außerdem vor, wenn der Verbrauch des erzeugten Stroms in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage ohne Inanspruchnahme des Netzes erfolgt (§ 33a Abs. 2 EEG 2012). Unabhängig davon, ob das Bahnstromnetz als Netz für die allgemeine Versorgung eingeordnet wird, dürfte diese Ausnahme nicht greifen, sofern der Strom nicht in unmittelbarer räumlicher Nähe zu den Erzeugungsanlagen verbraucht wird. Die Vermarktung von Strom mit Marktprämie dürfte damit grundsätzlich auch dann möglich sein, wenn die Anlage an das 16,7-Hz-Netz der DB Energie angeschlossen ist.

Der Strom aus den EE-Anlagen muss nicht vollständig an die DB vermarktet werden. Leistungsspitzen können auch an Dritte vermarktet werden. Es ist allerdings nicht möglich, dass der Anlagenbetreiber Restmengen des Stroms in die EEG-Vergütung gibt. Auch bei der Vermarktung mit Marktprämie muss der Anlagenbetreiber also grundsätzlich den gesamten Strom aus der Anlage vermarkten. Eine anteilige Direktvermarktung ohne Inanspruchnahme der Marktprämie ist möglich.

Vermarktung des Stroms als Grünstrom

Um den Stromanteil aus Erneuerbaren Energien bei der DB zu erhöhen, ist es jedoch erforderlich, dass der mit der Marktprämie geförderte Strom auch gegenüber den Stromkunden als Grünstrom vermarktet werden kann. Nach dem EEG 2012 ist es jedoch nicht zulässig, dass für den mit Marktprämie vermarkten EE-Strom Herkunftsnachweise ausgestellt werden (§ 55 Abs. 1 i.V.m. § 33b EEG 2012). Somit kann dieser Strom auch nicht als Strom aus Erneuerbaren Energien ausgewiesen werden. Dies bedeutet, dass der Erwerb von mit der Marktprämie gefördertem Strom keine Option für die DB zur Erhöhung des Stromanteils aus Erneuerbaren Energien darstellt.

3.3.2.3 Direktvermarktung mit Grünstromprivileg

Für Stromvertriebsunternehmen mit einem mindestens 50-prozentigen EE-Anteil am Letztverbraucherabsatz schafft § 37 Abs. 1 Satz 2 EEG die Möglichkeit, den gesamten Strom von der EEG-Umlage zu befreien (sog. Grünstromprivileg). Das Grünstromprivileg wirkt im Ergebnis wie eine besondere Förderung für vermarkteten Grünstrom. Durch den Wegfall der EEG-Umlage von aktuell 3,530 ct/kWh, welche gegenwärtig für den gesamten Strom und also auch für den von dem Stromversorger gelieferten Graustrom gewährt wird, besteht ein erheblicher Anreiz für die Vermarktung von Grünstrom.

Die Direktvermarktung mit Grünstromprivileg dürfte für die DB Energie jedoch in mehrfacher Hinsicht nicht in Betracht kommen. Zum einen fällt der Anreiz dieser Regelung für Schienenbahnen, die unter die besondere Ausgleichsregelung des §§ 40 ff. EEG fallen, vergleichsweise gering aus, da diese Unternehmen ohnehin nur eine reduzierte EEG-Umlage von gegenwärtig 0,05 ct/kWh zahlen müssen. Zum anderen dürfte ein EE-Anteil in Höhe von 50 % kurz- bzw. mittelfristig für die DB Energie nicht erreichbar sein. Weiterhin ist zu be-

rücksichtigen, dass die Anforderungen an das Grünstromprivileg in § 39 EEG 2012 durch weitere Anforderungen erheblich verschärft werden. Außerdem verringert sich der Anreiz, da sich die EEG-Umlage nur noch um maximal 2 ct/kWh verringert und nicht mehr um den vollen Betrag.

Vor diesem Hintergrund ist das Grünstromprivileg daher im Rahmen des Projekts zu vernachlässigen.

3.3.2.4 Flexibilitätsprämie für Biogasanlagen

Neben der Förderung der Direktvermarktung aller EEG-Anlagen durch die Marktprämie enthält das EEG 2012 mit der sog. Flexibilitätsprämie einen Bonus, der die bedarfsorientierte Stromerzeugung von Biogasanlagen fördern soll. Bereits im Jahr 2009 wurde der Entwurf zu einem Kombikraftwerksbonus ausgearbeitet, welcher ursprünglich im Rahmen der Verordnungsermächtigung nach § 64 EEG eingeführt werden sollte [ISET et. al. 2009]. Durch die Installation zusätzlicher Verstromungskapazitäten (BHKW) und Speicher (Gas- und Wärmespeicher) werden Biogasanlagen in die Lage versetzt, systemkonform einzuspeisen und die fluktuierende Wind- und Solarenergie auszugleichen. Da die Flexibilitätsprämie nur dann beansprucht werden kann, wenn der gesamte in der Biogasanlage erzeugte Strom direkt vermarktet wird, ergibt sich auch bei diesem Ansatz das Problem, dass eine Ausweisung des Stroms als Grünstrom nicht möglich ist. Damit kann die Flexibilitätsprämie für die DB Energie keine Anreizwirkung entfalten.

3.3.3 Eigenstromverbrauch

Der Eigenstromverbrauch wird dadurch charakterisiert, dass der Strom grundsätzlich von den Anlagenbetreibern selbst verbraucht wird. Das Vergütungssystem des EEG knüpft grundsätzlich an die Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien und dessen Einspeisung in das Netz ein. Der Eigenverbrauch unterscheidet sich von diesem Grundmodell, indem der erzeugte Strom vom Anlagenbetreiber selbst verbraucht und damit nicht im Rahmen des bundesweiten Ausgleichsmechanismus weitergewälzt wird.

Das EEG sieht dennoch zwei Optionen vor, um auch bei einem Eigenverbrauch des Stroms EEG-Vergütung beanspruchen zu können. Zum einen kann nach § 16 Abs. 4 EEG ein Teil des Stroms selbst (lit. b) oder unter bestimmten Voraussetzungen von einem Dritten (lit. c) verbraucht und trotzdem für den, in der Anlage erzeugten Strom Vergütung nach § 16 Abs. 1 i.V.m. §§ 18 ff. EEG beansprucht werden. Zum anderen besteht nach § 33 Abs. 2 EEG für Strom aus bestimmten Photovoltaik-Anlagen auch für den selbst verbrauchten Teil des Stroms Anspruch auf eine Vergütung, die die ersparten Strombezugskosten berücksichtigt. Nachfolgend soll geprüft werden, inwieweit diese Optionen von der DB Energie in Anspruch genommen werden können.

3.3.3.1 Teilvergütung nach § 16 Abs. 1 i.V.m. Abs. 4 lit. c EEG

Im Rahmen der Option des § 16 Abs. 4 lit. c EEG erhält der Anlagenbetreiber auch für den nicht in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeisten Strom die EEG-Vergütung. Das hätte allerdings zur Folge, dass die von der DB

Energie als Anlagenbetreiber an den Netzbetreiber der allgemeinen Versorgung im Rahmen des EEG-Wälzungsmechanismus verkauften Strommengen nicht mehr für das Stromportfolio der DB Energie zur Bahnstromversorgung nutzbar sind. Somit ist die Nutzung von § 16 Abs. 4 lit. c EEG nicht als Instrument zur Erhöhung des Anteils regenerativ erzeugter Energie im Bahnstromportfolio einsetzbar.

3.3.3.2 Vergütung des selbstverbrauchten und des eingespeisten Stroms (§ 33 Abs. 2 EEG)

Als zweite Option des geförderten Eigenverbrauchs sieht § 33 Abs. 2 EEG vor, dass für Strom aus bestimmten Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) auch dann Anspruch auf Vergütung besteht, wenn und soweit die Anlagenbetreiberin, der Anlagenbetreiber oder Dritte den Strom **in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage selbst verbrauchen** und dies nachweisen.¹⁵ Voraussetzung ist, dass die Photovoltaikanlagen ausschließlich an oder auf einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand angebracht sind („Auf-Dach-Anlagen“), ihre Leistung **500 Kilowatt** nicht überschreitet und sie vor dem 1. Januar 2014 in Betrieb genommen wurden. Unter diesen Voraussetzungen könnte die DB Energie als Betreiberin einer PV-Anlage für den eigenverbrauchten Strom den EEG-Vergütungssatz nach § 33 Abs. 2 EEG erhalten und u. U. trotzdem diese Strommengen zur Erhöhung des EE-Anteils im Bahnstromportfolio nutzen¹⁶. Dies würde voraussetzen, dass bei Anschluss einer PV-Anlage an das Bahnstromnetz und der Entnahme des von der PV-Anlage erzeugten Stroms durch Dritte (Dritte in diesem Sinne wären die Eisenbahnverkehrsunternehmen) noch von einer „unmittelbaren räumlichen Nähe zur Anlage“ i.S.d. § 33 Abs. 2 EEG gesprochen werden kann.

Auf diese rechtliche Frage kommt es aber nicht weiter an, da die Option des § 33 Abs. 2 EEG schon daran scheitert, dass sich die Regelung nur auf „Auf-Dach-Anlagen“ bezieht und damit eine Integrationsmöglichkeit in das Bahnstromnetz kaum gegeben ist. Zudem werden von § 33 Abs. 2 EEG nur Kleinanlagen (bis max. 500 kW) erfasst, sodass ohnehin allenfalls ein marginaler Beitrag zur Erhöhung des EE-Anteils im Bahnstromportfolio geleistet werden könnte.

Im Ergebnis stellt die Eigenverbrauchsregelung nach § 33 Abs. 2 EEG derzeit somit keine Option zur Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien am Strommix der DB Energie dar.

¹⁵ Die Vergütung beträgt für selbstverbrauchten Strom aus Anlagen, die 2009 in Betrieb gingen, 25,01 ct/kWh und aus Anlagen, die zwischen dem 1.1.2010 und dem 30.6.2010 in Betrieb gingen, 22,76 ct/kWh. Für Anlagen, die zwischen dem 1.7.2010 und dem 31.12.2011 in Betrieb gegangen sind, verringert sich die jeweilige Grundvergütung (§ 33 Abs. 1 EEG) um 16,38 ct/kWh für den Anteil dieses Stroms, der 30 % der im selben Jahr durch die Anlage erzeugten Strommenge nicht übersteigt, und um 12 ct/kWh für den Anteil dieses Stroms, der 30 % der im selben Jahr durch die Anlage erzeugten Strommenge übersteigt.

¹⁶ Neben dem Vorliegen der Tatbestandsvoraussetzungen ist auch fraglich, ob und inwieweit selbstverbraucher Strom als Grünstrom im eigenen Stromportfolio ausgewiesen werden kann. Nach § 56 Abs. 2 EEG dürfen bei Inanspruchnahme einer Vergütung keine Nachweise für den Strom weitergegeben werden. Vom Begriff der Weitergabe soll auch die Weitergabe von Nachweisen zum Zweck der Anzeige eines bestimmten EE-Anteils im Energiemix erfasst werden, vgl. Boemke, in: Frenz/Müggenborg, EEG, 2009, § 56 Rn. 24.

3.3.4 Zusammenfassung zu Förderanreizen durch das EEG

Wesentliches Förderinstrument für Erneuerbare Energien in Deutschland ist das EEG. Für eine unmittelbare Erhöhung des Erneuerbare-Energien-Anteils der DB Energie ist es allerdings notwendig, dass sich die DB Energie die über das EEG geförderten Strommengen als Strommengen des eigenen Portfolios zurechnen lassen kann. Dies ist nur in sehr beschränktem Maße möglich, sodass das EEG bislang kaum unmittelbare Anreize für die DB Energie zur Erhöhung des EE-Anteils am Bahnstrom setzt.

Aus der regulären EEG-Vergütung ergibt sich kein Anreiz für die DB Energie, in Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien zu investieren, da der erzeugte Strom dem zuständigen Netzbetreiber zur Verfügung gestellt werden muss und damit nicht im Portfolio der DB Energie verbleibt. Die Option des Eigenverbrauchs des erzeugten Stroms muss ausscheiden, weil die gesetzlichen Voraussetzungen von der DB Energie nicht erfüllt werden können. Insbesondere sind die stromverbrauchenden Eisenbahnverkehrsunternehmen nicht unmittelbar an das Netz der DB Energie angeschlossen, sondern an die im Eigentum der DB Netz stehenden Oberleitungsanlagen.

Damit verbleibt für die DB als einzige Option der Bezug von direkt vermarktetem EEG-Strom ohne Inanspruchnahme einer EEG-Förderung. Von dieser Möglichkeit wird bereits gegenwärtig durch den Bezug von Strom aus den Windparks Märkisch Linden und Treuenbrietzen Gebrauch gemacht. Der Strom aus Erneuerbaren Energien ist jedoch im Vergleich zu konventionell erzeugtem Strom grundsätzlich teurer. Dies gilt nur dann nicht, wenn Strommengen aus Anlagen mit sehr niedriger EEG-Vergütung bezogen werden (insbesondere Deponiegas, Klärgas und Windenergieanlagen in der Grundvergütung), die jedoch kaum verfügbar sind. Der Bezug von EEG-Strom über die Direktvermarktung ist damit in der Regel mit nicht nur unerheblichen wirtschaftlichen Belastungen verbunden.

Die Direktvermarktung kommt zwar grundsätzlich mit der Einführung der Marktprämie mit dem EEG 2012 als wirtschaftliche Option für die DB Energie in Betracht, da insoweit die Kostennachteile der Erneuerbaren Energien ausgeglichen werden. Allerdings ist es nach dem EEG 2012 nicht zulässig, dass der mit Marktprämie geförderte Strom auch als Grünstrom ausgewiesen werden kann. Die DB Energie kann sich damit die über die Direktvermarktung mit Marktprämie erworbenen Strommengen nicht als eigene Grünstrommengen zurechnen lassen; von der Marktprämie geht somit kein zusätzlicher Anreiz für Erhöhung des EE-Anteils der Bahn aus.

Aus Sicht der Projektpartner ist diese Rechtslage als kritisch einzustufen. Denn damit geht von der Marktprämie kein unmittelbarer Anreiz aus, Strom aus EEG-Anlagen als Grünstrom zu beziehen. Damit kann – insbesondere für die DB Energie – ein Anreiz zum Ausbau von EEG-Anlagen entfallen. Von den Projektpartnern wird daher empfohlen, die Vermarktung des mit der Marktprämie geförderten Stroms auch als Grünstrom zuzulassen. Dadurch könnte es möglich werden die Höhe der Marktprämie zu reduzieren und die EEG-Umlage zu entlasten, da der Marktwert der Grünstromeigenschaft einen Teil der Diffe-

renzkosten einer Direktvermarktung ausgleichen könnte. Hierfür wäre jedoch eine zukünftige Gesetzesänderung notwendig.

3.4 Mögliche zusätzliche Förderanreize

Der bestehende Rechtsrahmen bietet insgesamt keine Anreize für die DB Energie, den Anteil Erneuerbarer Energien am Bahnstrom zu erhöhen. Nachfolgend soll daher dargestellt werden, welche Weiterentwicklungen des Rechtsrahmen bzw. Sonderregelungen „de lege ferenda“ möglich wären, um die Anreizwirkung für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien durch die Bahn – insbesondere aus ökonomischer Perspektive – zu erhöhen. Da der Strombezug mit einer Reihe Steuern, Abgaben und sonstigen Zusatzkosten beaufschlagt wird, ist insbesondere zu prüfen, ob eine Reduzierung oder Befreiung von diesen Kosten in Betracht kommt, um gezielt Anreize für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien zu setzen. Im Hinblick auf die jeweiligen Sonderregelungen wäre im Einzelnen zu prüfen, inwieweit sie auch sachlich begründbar sind und inwieweit Chancen für eine politische Durchsetzbarkeit bestehen. Im Folgenden werden verschiedene Optionen für stärkere Anreize zu einer Erhöhung des Anteils der Bahn an Erneuerbaren Energien dargestellt.

Stromsteuer

Zunächst kommt in Betracht, den Stromanteil aus Erneuerbaren Energien von der Stromsteuer zu befreien bzw. zusätzlich zur bestehenden Vergünstigung einen reduzierten Stromsteuersatz vorzusehen. Denkbar wäre hierbei, dass im Rahmen der stromsteuerlichen Behandlung für Fahrstrom von Schienenbahnunternehmen in § 9 Abs. 2 StromStG eine besondere Regelung für Strom aus Erneuerbaren Energien eingeführt wird, die einen reduzierten Stromsteuersatz oder eine vollständige Befreiung von der Stromsteuer vorsieht.

Durch diese Maßnahme würden die Kosten von Strom aus Erneuerbaren Energien im Vergleich zu konventionell erzeugtem Strom sinken und damit ein gezielter Anreiz für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien gesetzt werden.

Netzentgelte

Den größten Kostenfaktor der Steuern und Abgaben im 50-Hz-Bezug stellen für die DB Energie die Netznutzungsentgelte dar. Eine starke Anreizwirkung für den Strombezug aus Erneuerbaren Energien hätte daher eine Reduzierung der Netzentgelte bis hin zu einer Befreiung für den Bezug von Strom aus Erneuerbaren Energien. Ebenso wie durch eine Stromsteuerbefreiung könnte dadurch die Nutzung Erneuerbarer Energien für die DB Energie gezielt und zusätzlich angereizt werden. Eine sachliche Rechtfertigung für diese Regelung könnte in dem Mehrwert für die Allgemeinheit im Hinblick auf den Klimaschutznutzen gesehen werden.

Mit einer Reduzierung der Netzentgelte für bestimmte Strommengen oder Kundengruppen wäre eine Erhöhung der Netzentgelte für die anderen Netz-

nutzer verbunden. Insbesondere die Bundesnetzagentur drängt jedoch grundsätzlich darauf, die Netzentgelte – auch zur Stärkung des Wettbewerbs auf dem Strommarkt – zu reduzieren. Insofern erscheint es besonders wichtig, die Bedeutung dieser Maßnahme für die wichtige Zielsetzung einer Erhöhung des Erneuerbare-Energien-Anteils des Bahnstroms zu betonen.

Emissionshandels-Erlöse

Als eine weitere Option für die Förderung der Erneuerbare-Energien-Erzeugung durch die Bahn die kommt die Verwendung der Erlöse aus dem Emissionshandel in Betracht. Eine Nutzung der Emissionshandelserlöse für eine klimafreundliche Energieerzeugung im Schienenverkehr kann insbesondere vor dem Hintergrund angezeigt sein, dass der elektrisch betriebene Schienenverkehr im Vergleich zu anderen Verkehrsmitteln, wie insbesondere dem Straßen- und dem Schiffsverkehr, ungleich stärker belastet wird. Dies gilt auch für die Belastungen des Luftverkehrs aus dem Emissionshandel, da der Luftverkehr trotz seiner zukünftigen Einbeziehung in das Emissionshandelssystem nicht so umfassend belastet sein wird, wie die Stromerzeugungswirtschaft.¹⁷ Denn im Vergleich zur Stromwirtschaft, die in der kommenden Zuteilungsperiode ab 2013 grundsätzlich keine kostenlose Zuteilung von Emissionszertifikaten mehr erhält, wird der Luftverkehr gemäß § 11 TEHG in nicht unerheblichem Umfang kostenlose Emissionszertifikate erhalten.¹⁸ Die Kosten der DB aus dem Emissionshandel belaufen sich gegenwärtig auf ca. 70 Millionen Euro/Jahr, in der dritten Handelsperiode werden diese Kosten auf bis zu 300 Millionen Euro/Jahr ansteigen.

Um eine stärkere Gleichbehandlung mit anderen Energieträgern zu erreichen, erscheint es daher sinnvoll, die Erlöse aus dem Emissionshandel auch für einen umwelt- und klimafreundlichen Schienenverkehr zu verwenden. Auf welche Weise die Mittel im Einzelnen verwendet werden können, müsste noch geprüft werden. Denkbar wäre etwa, die Mittel für zusätzliche Investitionen in die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien einzusetzen.

Stromkennzeichnung

Im Rahmen der Stromkennzeichnung sollte die Ausweisung der Anteile der einzelnen Energieträger auf Grundlage der tatsächlich erzeugten und physikalisch in das Netz eingespeisten Strommengen erfolgen und nicht auf die prognostizierten Strommengen abgestellt werden. Insbesondere bei fluktuierenden Energieträgern kann die tatsächlich erzeugte Strommenge – teilweise erheblich – von den prognostizierten Daten abweichen, sodass für die Stromkennzeichnung gegebenenfalls ein zu geringer Anteil aus diesen Energieträgern zugrunde gelegt wird. Anknüpfungspunkt für eine solche Änderung der Praxis der Stromkennzeichnung wären die entsprechenden Umsetzungshilfen des BDEW (Leitfaden Stromkennzeichnung).

¹⁷ Siehe auch ZEW GmbH Mannheim, Wettbewerb und Umweltregulierung im Verkehr: Eine Analyse zur unterschiedlichen Einbindung der Verkehrsarten in den Emissionshandel, Gutachten im Auftrag der DB Energie GmbH, Mai 2009.

¹⁸ Siehe Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz vom 21. Juli 2011 (BGBl. I S. 1475).

Förderanreize im EEG

Um die Direktvermarktung von EEG-Strom allgemein und damit auch für Anlagenbetreiber, die Strom an die DB Energie verkaufen, attraktiver zu machen, wäre es denkbar, die Vorgaben zur Direktvermarktung im EEG so anzupassen, dass der direkt vermarktete Stromanteil vom Anlagenbetreiber jederzeit frei wählbar ist und damit den Bedürfnissen des Stromabnehmers angepasst werden kann. Damit würde die Vermarktung von Grünstrom attraktiver, und die Kosten für die Beschaffung von Grünstrom würden sinken. Andererseits sollte ein „Rosinenpicken“ – die Vermarktung von tendenziell wertvollen Strommengen über den Markt und die Veräußerung der billigen Strommengen über das von der Allgemeinheit getragene EEG – nicht zu einer übermäßigen Belastung der Allgemeinheit führen (siehe dazu oben 3.3.2.1, S. 43).

Ein wichtiger zusätzlicher Anreiz für die Erhöhung des EE-Stromanteils wäre außerdem, die Vermarktung des mit der Marktprämie vermarkteten Stroms als Grünstrom zuzulassen, sofern dadurch gleichzeitig die Kosten des Ausgleichsmechanismus verringert werden und eine Überschwemmung des Marktes mit Herkunftsnachweisen verhindert wird (siehe dazu oben 3.3.2.2, S. 46). Nach dem EEG 2012 ist es nicht zulässig, dass für den mit Marktprämie vermarkteten EE-Strom Herkunftsnachweise ausgestellt werden (§ 55 Abs. 1 i.V.m. § 33b EEG 2012), sodass dieser Strom nicht als Strom aus Erneuerbaren Energien ausgewiesen werden kann.

3.5 Diskussion weiterer Rahmenbedingungen

3.5.1 *Zusätzlichkeitskriterium zur qualitativen Charakterisierung des EE-Anteils - Nutzung von Laufwasserkraftwerken*

Für die Bewertung bzw. Charakterisierung von Ökostromanbietern gibt es keinen etablierten Standard, sondern verschiedene Geschäftsmodelle, die von der Umetikettierung von konventionellem Strom durch Herkunftsnachweise über die zeitgleiche Belieferung der Kunden aus bereits bestehenden regenerativen Kraftwerken bis hin zum Nachweis des Ausbaus neuer (zusätzlicher) regenerativer Erzeugungskapazitäten reichen.

Die **Bedeutung dieser Zusätzlichkeit** hat eine betriebswirtschaftliche und eine volkswirtschaftliche Komponente. Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist es wichtig, den Zubau an EE-Anlagen zu incentivieren. Dieser Ausbau soll grundsätzlich durch den Fördermechanismus des EEG sicher gestellt werden. Entsprechend wäre die Investition in EE-Anlagen eine unabhängige rein wirtschaftliche Entscheidung. Dennoch beschleunigt eine zusätzliche Förderung von Neuanlagen die Energiewende. Ein weiterer Punkt ist, dass die Abnahme von EE-Strommengen ohne Inanspruchnahme einer EEG-Förderung die EEG-Umlage entlastet und damit indirekt auch den weiteren EE-Ausbau unterstützen kann. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht kann das unternehmerische Ziel der Versorgung mit regenerativ erzeugtem Strom grundsätzlich auch über den Bezug aus Bestandsanlagen realisiert werden. Beide Zielsetzungen laufen dann zusammen, wenn über eine zunehmende Nachfrage nach Bestandsanlagen und dem

dann steigenden Marktpreis für Grünstrom ein Anreiz für den Bau neuer Anlagen entsteht. Es kann aber auch aus betriebswirtschaftlicher Sicht sinnvoll sein, einen gewissen Anteil an Neuanlagen im Strommix auszuweisen, sofern eine entsprechende Zahlungsbereitschaft auf der Kundenseite vorhanden ist. Aktuell erscheint ein Zusätzlichkeitskriterium wichtig, aber je mehr EE-Anlagen den Strommarkt dominieren, desto weniger scheint ein solches Kriterium langfristig relevant.

Beim Nachweis der Zusätzlichkeit gibt es derzeit **zwei Grundprinzipien**. Einerseits kann ein Ökostromanbieter sich verpflichten, mit einem festen Betrag je Stromabsatz den Bau neuer Anlagen zu finanzieren, zum Beispiel auch Anlagen, die nach dem EEG vergütet werden, (z.B. „Grüner Strom Label“). Andererseits kann ein Ökostromanbieter sich verpflichten einen bestimmten Anteil Neuanlagen in sein Portfolio aufzunehmen, welche dann keine EEG-Vergütung erhalten oder über das EEG-Grünstromprivileg gefördert werden. Ein Beispiel hierfür stellt das Händlermodell des „ok-power Label“ dar. Hier muss 1/3 des Stroms aus EE- oder KWK-Neuanlagen kommen, welche maximal 6 Jahre alt sein dürfen. Beide Prinzipien scheinen nicht oder nur ansatzweise auf die Bahnstromversorgung übertragbar zu sein. So investiert die DB Energie derzeit nicht selbst in Erzeugungsanlagen. Das Zusätzlichkeitskriterium im Rahmen der Neuanlagenquote könnte zwar ein geeigneteres Instrument zum Nachweis der Zusätzlichkeit sein. Es kollidiert aber mit der Strategie der Bahn Langfristbezugsverträge aus EE-Anlagen einzugehen. Noch innerhalb der vereinbarten Laufzeit würde der kontrahierte regenerative Strom sein Qualitätskriterium einbüßen. Eine konkrete Ausgestaltung dieses Nachweises müsste also weitergehend diskutiert und analysiert werden.

Die unternehmerische Strategie der DB sieht eine Erhöhung des Anteils regenerativen Stroms vor. Es kann davon ausgegangen werden, dass durch die hohen Anforderungen an die Bilanzkreisführung, die spezifischen technischen Anforderungen des Bahnstromsystems sowie die großen absoluten Strommengen eine Vollversorgung der DB auf Basis nationaler Wasserkraft-Bestandsanlagen nicht realistisch ist. Eine Option ist dann der Bezug ausländischer Wasserkraftanlagen. Dabei ist es für die Bewertung des Umweltnutzens unerheblich, ob die DB diese Anlagen selber baut oder durch ihre besonderen Anforderungen und die erhöhte Nachfrage durch langfristige Bezugsverträge Betreibern von EE-Anlagen Anreize bietet, diese Anlagen zu bauen und zu betreiben.

Die Zusätzlichkeit als Kriterium für den Umweltnutzen ist derzeit nur ein Kriterium für die speziellen CO₂-freien Produkte der Bahn (Umwelt-Plus und Eco Plus). Die Schaffung eines zusätzlichen Umweltnutzens ist neben dem Bezug von Ökostrom für die individuelle Fahrt ein wichtiges Produktmerkmal, das von den Kunden eingefordert wird. Für diese Produkte hat die Bahn das Konzept des Neuanlagenbonus entwickelt – eine Förderung von EE-Projekten mit einem festen Betrag je Stromabsatz, womit die Integration und der weitere Ausbau der erneuerbarer Energien unterstützt werden.

Im Unterschied zur Unternehmenszielsetzung wird dagegen für diese Studie ein anspruchsvolleres Ziel gesetzt. Es soll ein möglichst hoher Anteil an EE-Neuanlagen - und damit an fluktuierender Wind- und Solarenergie – integriert

und bewertet werden, womit auch ein hohes Maß an Zusätzlichkeit verbunden ist.

Aus rein unternehmerischer Sicht ist zur Erfüllung der gesetzten Ziele auch eine 100%-Deckung des Bahnstromverbrauchs mit **Bestands-Wasserkraft** möglich, ggf. auch aus fast ausschließlich nationalen Anlagen. Die heutige Strom-einspeisung aus nationaler Wasserkraft beträgt ca. 20 TWh bzw. ca. 175 % des Bahnstromverbrauchs [BMU 2011]. Dabei steht ganzjährig mindestens immer eine Leistung von 1,5 GW zur Verfügung [Klaus et. al. 2010] und damit jedoch etwas weniger als die Jahreshöchstlast der Bahnstromversorgung mit ca. 1,9 GW. Jedoch ist das Ausbaupotenzial für die Wasserkraft gering (siehe Abbildung 14) und die Stromgestehungskosten für Neuanlagen sind aufgrund der ökologischen Ausgleichsmaßnahmen und kleinen Leistungsklassen als sehr hoch einzustufen. Es ist in diesem Zusammenhang ebenfalls denkbar, dass es durch eine steigende Nachfrage nach Ökostrom, und damit auch nach Bestandswasserkraft, zu einer Knappheit kommt, die zu Preissteigerungen führen kann. Dies hätte möglicherweise zur Folge, dass Neuanlagen der Windkraft konkurrenzfähiger gegenüber Wasserkraft würden, bzw. die Nachfrage nicht ausschließlich über (nationale) Wasserkraft gedeckt werden könnte. Diese Effekte sind jedoch nur sehr schwer abzuschätzen.

Abbildung 14:
Abschätzung der
Verteilung der Po-
tenziale aus Wasser-
kraft

Quelle:
Ingenieurbüro
Flocksmühle 2011

	nach BMU Potenzialstudie		Abschätzung für Grenze 5 MW		
			< 5 MW	> 5 MW	Summe
Erweiterungspotenzial an best. WKA [TWh]	< 1 MW	0,56	1,2	2,0	3,2
	> 1 MW	2,55			
Neubaupotenzial an best. QBW [TWh]	> 1 MW	0,10	0,15	0,15	0,3
Summe [TWh]		ca. 3,2	1,35	2,15	ca. 3,5

Als Modell, wie fluktuierende EE-Anlagen (und damit indirekt auch Neuanlagen) in ein Ökostrom-Portfolio integriert werden können, kann das **Geschäftsmodell der Naturstrom AG** dienen. Hier betrug der Anteil an Windkraft am Strommix 2010 ca. 28 %. Der Einsatz fluktuierender EE ist zur Erreichung des Grünstromprivilegs notwendig (50 % nationale EEG-Anlagen). Der Einkauf von (ausländischer) Wasserkraft dient dabei als „Back-up-Einspeisung“ bzw. zum Auffüllen der Lücken, welche die fluktuierende EE-Einspeisung hinterlässt, oder auch zum Auffüllen der Residuallast. Der Ökostromanbieter hat damit ein Vorkaufsrecht auf den Wasserkraftstrom. Überschüssige Strommengen der Wasserkraft müssen (vom Anlagenbetreiber) am Spotmarkt verkauft werden. Verbunden sind damit zusätzliche Kosten einer Optionsprämie für flexible Strombeschaffung für den Ökostromanbieter. Jedoch muss ebenfalls berücksichtigt werden, dass es sicherlich nur ein begrenztes Potenzial an Wasserkraftanlagenbetreibern gibt, die bereit sind, sich an einem solchen Geschäftsmodell zu beteiligen. Hierbei muss insbesondere die Höhe des Bahnstromverbrauchs in Relation zu nationalen Wasserkraft gesehen werden. Es kann jedoch prinzipiell auch ausländische Wasserkraft einbezogen werden. Für ein ggf. begrenztes Angebot an Wasserkraft kann Biomasse eine Alternative darstellen.

Die realistische Übertragbarkeit dieses Modell muss auch auf der Zeitachse gespiegelt werden. Für die mittelfristige Entwicklung (z.B. 2020) ist hierbei nur mit einem geringen Anteil an derartiger „Back-up-Einspeisung“ zu rechnen. Für eine längerfristige Entwicklung (z.B. 2050) müsste die Übertragbarkeit aufgrund des höheren Anteils jedoch hinterfragt werden (siehe Abschnitt 6.3).

Längerfristig ist jedoch eher davon auszugehen, dass Grünstrom an der Börse gehandelt werden kann. Wenn größere Anteile an Grünstrom ohne EEG-Förderung wettbewerbsfähig zu Großhandelspreisen sein können, wäre es für EE-Anlagenbetreiber möglich, die Grünstromeigenschaft in einer Auktion an der Börse zu verkaufen. Hierbei wäre jedoch keine Zuordnung zur kompletten Einspeisung einzelner Anlagen gegeben. Es würde sich ausschließlich um unabhängige Stundenkontrakte handeln. [Paulun 2011]

Zu der Prämisse dieser Studie zählt, dass eine hohe Zusätzlichkeit durch hohe Anteile fluktuierender EE-Anlagen gewährleistet wird. Das Modell der Naturstrom AG wird dabei - neben der Flexibilität der direkt einspeisenden konv. Kraftwerke - mit heran gezogen um diese EE-Anlagen in die Bahnstromversorgung zu integrieren. Unter unternehmerischer Sicht der DB AG wäre die Notwendigkeit einer Zusätzlichkeit dagegen nicht realistisch. Für die mittelfristige Betrachtung ist neben der technischen auch die wirtschaftliche Bewertung des Modells der Naturstrom AG entscheidend. Für die längerfristige Bewertung steht dagegen (in Hinblick auf mögliche Änderungen der Vermarktung) die technische Bewertung einer Integration ganzer Anlagen in die Bahnstromversorgung im Vordergrund.

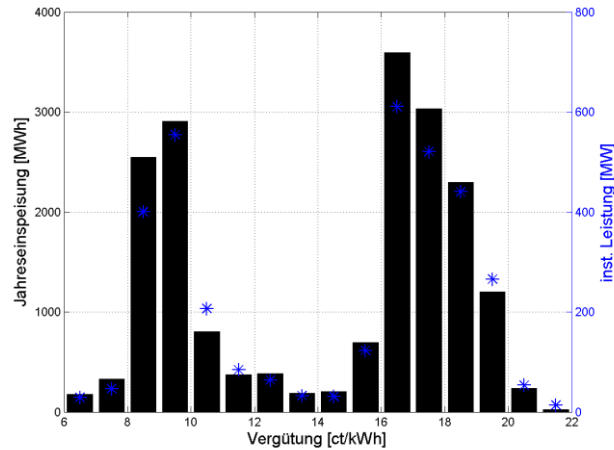
3.5.2 Nutzungsoption Biomasse

Die Nutzungsoption Biomasse kann eine **Alternative zur Wasserkraft als „Back-up-Einspeisung“** darstellen.

Auch hier ist es primär nicht notwendig, dass die Einspeisung geregelt wird. Analog zur Laufwasserkraft reicht es aus, wenn nur ein Teil der elektrischen Einspeisung einer Anlage der Bahnstromversorgung zugerechnet wird und die restliche Einspeisung anderweitig verkauft wird. Mittelfristig (z.B. im Jahr 2020) könnten dies **Altholz-HKW und Biogas-Abfallanlagen** sein, welche sich mit einer Einspeisung von ca. 4,6 GWh (Stand 2008) in einer relativ niedrigen EEG-Vergütungsstufe von durchschnittlich 8,9 ct/kWh befinden (siehe Abbildung 15).

Abbildung 15:
Verteilung der Ver-
gütung von Biomass-
seanlagen des Jahres
2008

Quelle: eigene
Darstellung IWES
nach [ISI, IWES, IZES,
FUER, BBH 2011]



Perspektivisch ist es notwendig Biomasse als regelfähigen Energieträger einzusetzen. Eine zusätzliche Grundlasteinspeisung aus Biomasseanlagen ist in Anbetracht steigender Anteile von fluktuierender Wind- und Solarstromspeisung nicht sinnvoll. Die DB verfügt über eigene begrenzte nachhaltige Biomassepotenziale (holzartiger Aufwuchs entlang der Bahngleise). Um einen möglichst flexiblen und effizienten Einsatz der Biomasse zu gewährleisten, ist perspektivisch (z.B. im Jahr 2050) ein möglichst hoher Anteil von Biomasse im Erdgasnetz anzustreben. **Biomethan** kann dabei sowohl aus Biogas und Bio-SNG (Holzgas) kommen. Eine weitere Option kann die Erzeugung von EE-H₂ bzw. EE-CH₄ aus überschüssigem EE-Strom über Elektrolyseure mit ggf. nachfolgender Methanisierung sein.¹⁹ Dabei ist es grundsätzlich ebenfalls denkbar, Biomethan (als regeneratives Erdgas) in GuD-Kondensationskraftwerken für die Bahnstromversorgung einzusetzen (ggf. auch in 16,7-Hz-Direkteinspeisung). Hier gilt es jedoch zu bedenken, dass die derzeitige Fördersystematik für Biomethan den Einsatz auf dezentrale KWK-Anlagen und Biokraftstoffe begrenzt. Denn in diesen Anwendungsbereichen wird eine größere Substitutionswirkung als für fossiles Erdgas erreicht (Substitution von Kohlekraftwerken oder Benzin/Diesel). Jedoch erscheint diese Beschränkung für einen langfristigen Betrachtungszeitraum bis 2050 weniger relevant.

3.5.3 Nutzungsoption Speicher

Der Einsatz von Stromspeichern zum Ausgleich der fluktuierenden EE-Einspeisung erfolgt in erster Linie für das gesamte Stromversorgungssystem im Sinne einer Optimierung auf dem öffentlichen Strommarkt (Spotmarkt der Strombörse). Ein Einsatz von Speichern zur **Optimierung von Subsystemen** (z.B. der Bilanzkreise eines Energieversorgers) führt in der Regel zu Mehrkosten und volkswirtschaftlichen Ineffizienzen.

Aus betriebswirtschaftlicher Sicht kann es aber **zwei Beweggründe** für einen derartigen Speichereinsatz geben.

¹⁹ Siehe hierzu auch das „Enertrag Hybrid-Kraftwerk“, welches anteilig von der DB über den Neuanlagenbonus unterstützt wird.

- a) Speichereinsatz zur Optimierung des 16,7-Hz-Bezugs. Aufgrund vermiedener NNE und anderer Abgaben könnte ein wirtschaftlicher Anreiz bestehen, EE-Anlagen, die 16,7-Hz-seitig angeschlossen sind, zu integrieren, um damit den Anteil des 16,7-Hz-Bezugs an der Bahnstromversorgung zu steigern.
- b) Speichereinsatz zur Optimierung von Ökostrom-Bilanzkreisen. Aufgrund des Mehrwertes von Grünstrom gegenüber Graustrom könnte ein wirtschaftlicher Anreiz bestehen, EE-Anlagen, die 50-Hz-seitig angeschlossen sind, zu integrieren. Damit kann die Grünstromeigenschaft erhalten werden, im Vergleich zu einem Bezug von Graustrom über die Strombörse. Dabei ist jedoch fraglich, ob hierfür auch „virtuelle Speicher“ – also der zeitlich versetzte Bilanzausgleich zwischen verschiedenen Bilanzkreisen – ausreichen. Es ist eher davon auszugehen, dass zum Erhalt der Grünstromeigenschaft der Einsatz physikalischer Speicher notwendig ist.

Neben dem Bezug über das öffentliche Stromnetz ist auch der Anschluss bestehender Pumpspeicherwerke an das 16,7-Hz-Bahnstromleitungsnetz denkbar (siehe Abschnitt 4.2.4). Ebenso ist der Neubau von Pumpspeichern oder zukünftig auch adiabaten Druckluftspeichern in Norddeutschland möglich. Eine weitere Option ist die Anbindung Norwegens und damit die Nutzung der norwegischen Speicherwasserkraft. Durch eine direkte Beteiligung der DB Energie an Übertragungsleitungen, wie z.B. NorGer, ist so prinzipiell auch ein 16,7-Hz-Direktbezug möglich. Diese Option ist prinzipiell möglich, muss aber aufgrund von technischen, wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Herausforderungen derzeit eher als langfristige Option gesehen werden. Die Power-to-Gas Technologie bietet auf nationaler Ebene die Möglichkeit der Langzeitspeicherung von erneuerbaren Energien mit sehr großen Kapazitäten im Erdgasnetz und die Möglichkeit der räumlich und zeitlich verlagerten Rückverstromung über Gaskraftwerke und BHKWs.

3.6 ZWISCHENFAZIT - Definition von Rahmenszenarien für die nachfolgenden Berechnungen und Analysen

Aus den Ausführungen in Kapitel 2 zur Analyse der Bahnstromversorgung und den Auswertungen in diesem Kapitel können Rahmenszenarien für die weiteren Berechnungen abgeleitet werden.

Definition „Ökostrom“

Eine eindeutige Vorgabe, wie der EE-Anteil am Bahnstrom charakterisiert ist, gibt es nicht. Wie die vorhergehenden Ausführungen deutlich gemacht haben, kann der EE-Anteil prinzipiell sowohl durch die Eingliederung von Strom aus EE-Anlagen in die Bilanzkreise der DB Energie als auch durch Herkunftsnachweise erhöht werden. Des Weiteren kann es sich bei den EE-Anlagen prinzipiell sowohl um nationale als auch ausländische Anlagen handeln. Strom, der über den Spotmarkt der Börse beschafft wird, gilt als Graustrom, unabhängig vom EE-Anteil der durch die EEG-Wälzung auf diesen Markt treffenden Strommen-

gen. Längerfristig könnte sich dies auch, wie bereits oben unter 3.5.1 erklärt, durch eine Grünstromauktion an der Börse ändern [Paulun 2011]. Qualitativ kann differenziert werden, ob es sich um Bestands- oder Neuanlagen handelt und mit dem Ökostrom dann auch eine zusätzliche Förderung des EE-Ausbaus verbunden ist (Zusätzlichkeitskriterium). Des Weiteren kann es sich beim EE-Strombezug entweder nur um eine Mengengleichheit oder eine Mengen- und Zeitgleichheit handeln.

Um den EE-Anteil am Bahnstrom in dieser Studie quantifizieren zu können, werden **folgende sinnvolle Rahmenbedingungen bzw. Definitionen für „Ökostrom“ getroffen:**

- zeitgleiche (15 min-Mittelwert) Belieferung; direkte Eingliederung von EE-Strom in die Bilanzkreise der DB Energie
- vorrangige Nutzung nationaler EE-Anlagen
- ausschließlicher Direktbezug; keine Anrechnung des EE-Bezugs über den EPEX-Spotmarkt bzw. den deutschen Strommix
- Direktvermarktung von EE-Anlagen nach § 17 EEG oder ggf. unter Nutzung einer Marktprämie (im Unterschied zum aktuellen EEG 2012)
- Integration eines hohen Anteils fluktuierender EE-Erzeuger (Wind, PV), womit eine hohe Zusätzlichkeit gewährleistet werden kann, aber auch höhere Kosten verbunden sind. Diese Zusätzlichkeit könnte prinzipiell über die Einführungen einer Neuanlagenquote nachgewiesen werden.

Durch die reale Bilanzkreisdeckung kann der EE-Anteil glaubhaft dargestellt werden. Die Vorrangigkeit von nationalen Anlagen entspricht dem Grundgedanken der Erneuerbare-Energien-Richtlinie zum Nachweis der Erreichung der Klimaschutzziele im Verkehrsbereich gegenüber der EU. Ein gesonderter Nachweis der Zusätzlichkeit kann einen aktiven Beitrag zur Beschleunigung des EE-Ausbaus und zur Reduktion der Belastung der EEG-Umlage leisten.

Mögliche Anforderungen an Fahrplanteure

In Hinblick auf eine Steigerung der Anteile fluktuierender Erzeugung, welche nur unter gewissen Fehlergrenzen prognostiziert werden kann, stellt sich die Frage, ob es von Seiten der Netzbetreiber gewisse Mindestqualitätsstandards im Bilanzkreismanagement gibt. Diese könnten den möglichen Anteil an fluktuierender Erzeugung begrenzen oder einen kostenintensiveren internen Bilanzkreisausgleich erfordern.

Hierbei muss festgestellt werden, dass in Musterbilanzkreisverträgen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) derzeit keine Beschränkungen für die Fahrplanabweichung verzeichnet sind. Andererseits gibt es für die spezielle Versorgungssituation der DB Energie (Höhe des Stromverbrauchs, eigenes Netz) derartige Verträge.

Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass zukünftig Mindeststandards für Wind- und PV-Prognosen notwendig werden, um den ÜNB einen sicheren Netzbetrieb zu ermöglichen. Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist ein Ausgleich durch den übergeordneten Strommarkt einem internen Bilanzkreisausgleich vorzuziehen. Durch Prognose-Mindeststandards bleibt von Seiten der ÜNB die

notwendige Reservevorhaltung kalkulierbar, und es müssten zukünftig auch keine Restriktionen in die Bilanzkreisverträge aufgenommen werden. In Hinblick auf die spezielle derzeitige Vertragssituation der DB Energie sind jedoch Änderungen der Rahmenverträge zu erwarten. Für diese Studie werden derartige Restriktionen nicht berücksichtigt.

Vergleich Direkteinspeisung vs. 50-Hz-Einspeisung

Direkt einspeisende conv. Kraftwerke ermöglichen der DB Energie wesentlich günstigere Strombezugskosten als der derzeitige 50-Hz-Bezug. Aus diesem Grund sollte die **Erhöhung des EE-Anteils vorrangig durch eine Verdrängung des 50-Hz-Graustrom-Bezugs** realisiert werden. Der EE-Anteil kann dabei einerseits durch einen möglichst hohen Anteil direkt einspeisender EE-Anlagen als auch durch einen vollständigen EE-Bezug über das öffentliche 50-Hz-Netz gesteigert werden. Entsprechend ergeben sich die in Tabelle 4 dargestellten wirtschaftlichen Rahmenbedingungen.

Tabelle 4:
Kosten und Kostenbestandteile einer Erhöhung des EE-Anteils über Direkteinspeisung oder 50-Hz-Einspeisung im Vergleich

	Direkteinspeisung	50-Hz-Einspeisung
	EE-Strombeschaffungskosten	EE-Strombeschaffungskosten
Stromkosten EE in Abhängigkeit vom Rechtsrahmen	+ Stromsteuer	+ NNE + Konzessionsabgabe + Stromsteuer + EEG-, KWK-Umlage
	(+Netzkosten (BL-Netz))	(+Netzkosten (BL-Netz))
	+ Speicherkosten 16,7-Hz (optional)	+ Speicherkosten 50-Hz (optional)
	- Marktprämie (optional)	- Marktprämie (optional)
	- Befreiung von Stromsteuer (opt.)	- Befreiung von NNE für EE-Anteil (opt.) - Befreiung von Stromsteuer (optional)
Infrastrukturkosten	+ Kosten für das Bahnstromnetz + Netzanschluss (Mehrkosten)	+ Kosten für das Bahnstromnetz + Zusätzliche Koppellemente zum 50-Hz-Netz (Mehrkosten)
	Vergleich	Strombeschaffungskosten bei konventionellem 50-Hz-Bezug

Für den Fall der Direkteinspeisung ist zu berücksichtigen, dass die Rückspeisung ins 50-Hz-Netz ermöglicht werden müsste, um die Abregelung überschüssiger EE-Strommengen zu vermeiden und den notwendigen Regelenergiebezug auszugleichen (siehe Abbildung 7). Die Rückspeisung ist technisch möglich, aber derzeit vertraglich nicht zulässig und müsste entsprechend geregelt werden.

Definition von Varianten zur Bewertung des Entwicklungsraumes

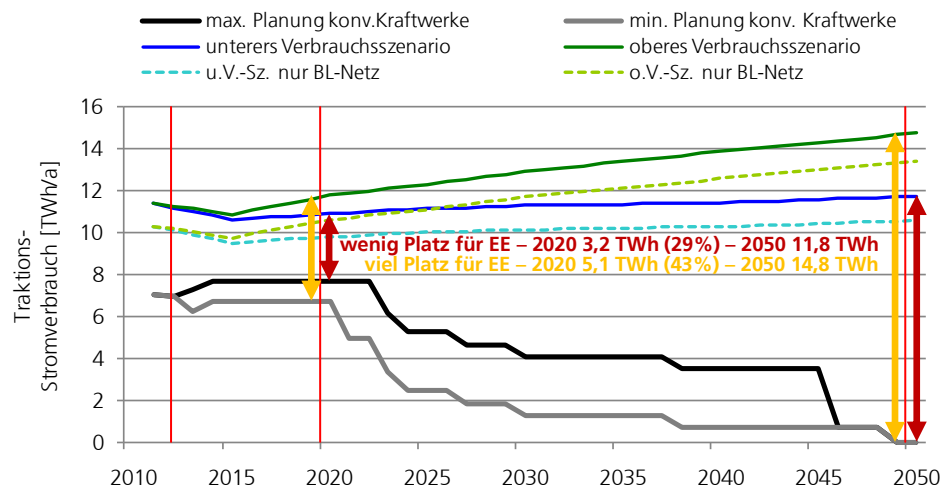
Weitergehende technische Rahmenbedingungen, bzw. Einschränkungen der möglichen Sensitivitäten für das Szenario dieser Studie sind:

1. EE-Anteil:

- Beibehaltung der Mengenplanung der DB Energie für direkt einspeisende konventionelle Kraftwerke, wobei der Kraftwerkseinsatz an die EE-Einspeisung angepasst werden kann
- Verdrängung des 50-Hz-Bezugs durch EE-Einspeisung
- Zwei Varianten der Mengenplanung (mit KW-Datteln 4 oder Weiterbetrieb KW-Datteln 3)
- Zwei Varianten des Bahnstromverbrauchs (Trendszenario oder Verkehrspolitisches Szenario)
- Daraus resultieren zwei „Extrem-Szenarien“ für den EE-Anteil – 1) viel Platz für EE und 2) wenig Platz für EE (siehe auch 16)

Abbildung 16:
Maximale Anteile
erneuerbarer Energie
am Bahnstromver-
brauch

Quelle:
Anpassung nach
Abbildung 8



* Traktionsverbrauch inklusive Netzverluste und elektrischer Betriebsmittel
- u.V.-Sz. nur BL-Netz – unteres Bahnstromverbrauchs-Szenario für den Bereich der zentralen Versorgung bzw. des Bahnstromleitungsnetzes
- o.V.-Sz. nur BL-Netz – oberes Bahnstromverbrauchs-Szenario für den Bereich der zentralen Versorgung

2. Preispfad:

- Die Mehrkosten einer Erhöhung des EE-Anteils am Bahnstrom hängen stark von der Entwicklung der Referenzkosten des 50-Hz-Bezugs (Graustrom bzw. Strommix) und damit auch den Stromgestehungskosten bzw. Grenzkosten konventioneller Kraftwerke ab.
- Entscheidend für den Preispfad sind die Entwicklung der CO₂-Zertifikatkosten und die Entwicklung der fossilen Brennstoffkosten.
- Es werden zwei Varianten berücksichtigt: Ein oberer Preispfad, der die Mehrkosten des EE-Bezugs reduziert und ein unterer Preispfad, der zu höheren Mehrkosten führt.

3. EE-Integrations-Konzept:

- Es wird unterstellt, dass zusätzliche Bestands-Wasserkraft (zusätzlich zu den bestehenden 16,7-Hz-Anlagen) als Grundlast bis zur Höhe der Schwachlast (1 %-Quantil) eingesetzt wird. Dadurch kann ausgeschlos-

sen werden, dass aus Wasserkraft nicht direkt nutzbare Stromüberschüsse resultieren.

- Es wird unterstellt, dass für Windkraft- und PV-Anlagen immer die gesamte Einspeisung abgenommen werden muss.
- Die Einbindung von Windkraft- und PV-Anlagen erfolgt in einer Höhe, die eine maximale Lastdeckung bei minimalen Stromüberschüssen (max. 5 % der Arbeit muss auf dem Spotmarkt verkauft werden und kann nicht den Bilanzkreisen der DB Energie zugerechnet werden) ermöglichen.
- Die verbleibenden Lücken der Residuallast werden soweit wie möglich (Mindestausnutzungsdauer von ca. 3700 VLS) durch Wasserkraft²⁰ im flexiblen Strombezug oder alternativ durch Biomasse (im Jahr 2020 Altholz-HKW/Biogas-Abfallanlagen; im Jahr 2050 Biomethan-GuD) gedeckt.
- Der Reststrombedarf (saisonale Spitzenlast) muss über den 50-Hz-Strommarkt beschafft werden.
- Es werden drei verschiedene Integrationskonzepte miteinander verglichen:
 - a) **Zusätzlicher EE-Bezug über das 50-Hz-Netz.** Neben den bestehenden Wasserkraftanlagen werden keine weiteren Anlagen an das 16,7-Hz-Netz angeschlossen. Kein Einsatz von Speichern, damit auch keine Optimierung von Subsystemen, sondern eine weitgehende Einbettung der Bahnstromversorgung in den öffentlichen Strommarkt.
 - b) **Zusätzlicher EE-Bezug im Bereich der zentralen Bahnstromversorgung soweit wie möglich über 16,7-Hz-Direkteinspeisung.** Kein Einsatz von Speichern, damit auch keine Optimierung von Subsystemen. Der Vergleich der Konzepte a) mit b) ermöglicht damit eine Bewertung der Direkteinspeisung von EE-Anlagen.
 - c) **Einsatz von Speichern,** entweder 16,7-Hz-seitig zur Erhöhung des Anteils fluktuierender direkteinspeisender EE in der zentralen Bahnstromversorgung, oder 50-Hz-seitig zur Erhöhung des Anteils fluktuierender EE in der gesamten Bahnstromversorgung.

4. Szenariojahr:

- Das Szenariojahr 2012 wird ausgewählt, um bewerten zu können, welche Mehrkosten heute bei einer Steigerung des EE-Anteils zu erwarten sind.
- Das Szenariojahr 2020 gibt eine Hilfestellung für mittelfristige praxisnahe Entscheidungen, da die Entwicklung in diesem Zeitfenster relativ gut abgeschätzt werden kann. Neben der Ausweisung der Mehrkosten

²⁰ 2/3-Ausnutzung der Wasserkrafteinspeisung

dient dieses Szenariojahr auch zur Bewertung der maximal umsetzbaren EE-Anteile und der Interaktion mit der Mengenplanung des konventionellen Direktbezugs der DB Energie.

- Das Szenario 2050 gibt einen Ausblick für strategische Richtungsentscheidungen. Aufgrund der Unsicherheit der möglichen Entwicklung ist hier vorrangig die Bewertung der maximal umsetzbaren EE-Anteile zu sehen und zweitrangig die Ausweisung der Kostendifferenzen.

5. Referenzkostensystem:

- Das derzeitige Strommarktmodell basiert auf einem grenzkostenbasierten Kraftwerkeinsatz. Unabhängig von der Vielzahl der Errungenschaften seit der Liberalisierung des Strommarktes gewährleistet dieses System sowohl für konventionelle Kraftwerke (aufgrund des Wettbewerbs und des CO₂-Zertifikatehandels) als auch für EE-Anlagen, die Grenzkosten von 0 €/MWh ausweisen, nicht die notwendige Investitionssicherheit. Da am Strommarkt Fixkosten nicht mehr vollständig erwirtschaftet werden können, sind weitere ordnungspolitische Eingriffe notwendig, wie z.B. die Schaffung eines Kapazitätsmarktes. Diese zusätzlichen Kosten müssen in irgendeiner Form auf den Stromverbraucher umgelegt werden, z.B. durch Netznutzungsentgelte. Dagegen abstrahiert die Forderung nach einem „Vollkostenmarkt“ (also ein Markt, an dem alle Kraftwerke Ihre Vollkosten decken können (siehe auch BMU Leitstudie 2010 [BMU 2010])) von derartigen Ausgestaltungen, welche sich derzeit noch in der Forschung befinden.
- Für die Szenariojahre 2012 und 2020 ist der Grenzkostenmarkt das praxisnahe Referenzkostensystem. Neben dem Großhandelspreis ist mit steigenden NNE und steigender EEG-Umlage zu rechnen.
- Für das Szenariojahr 2050 ist ein fiktiver „Vollkostenmarkt“ eine Möglichkeit von derartigen bislang ungeklärten Rahmenbedingungen zu abstrahieren. Dabei wird ebenfalls unterstellt, dass das EEG von einer kompletten Direktvermarktung der EE-Anlagen abgelöst wird. In der Konsequenz können aber auch keine betriebswirtschaftlichen Vorteile abgeleitet werden, welche sich z.B. bei einem Direktbezug von EE-Anlagen aufgrund deutlich gestiegener Netznutzungsentgelte ergeben würden. Das Szenariojahr 2020 ist hierbei als Ergänzung sinnvoll, um die Kostenentwicklung bis 2050 abbilden zu können.

Abbildung 17:
Darstellung der untersuchten Varianten zur Steigerung des EE-Anteils an der Bahnstromversorgung

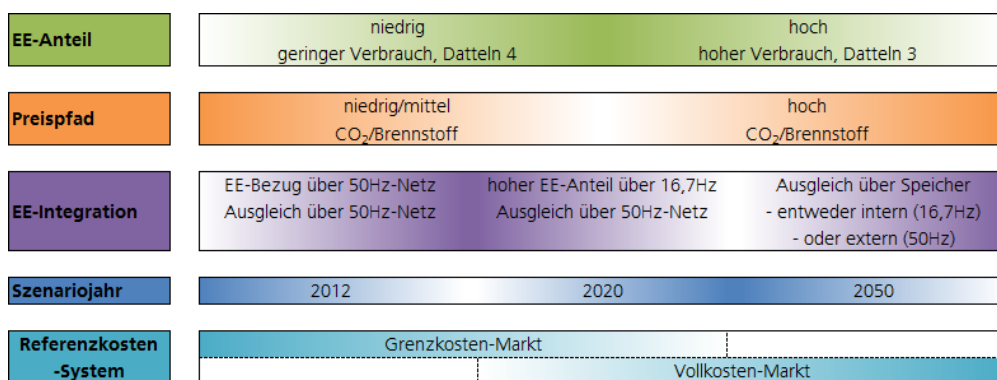
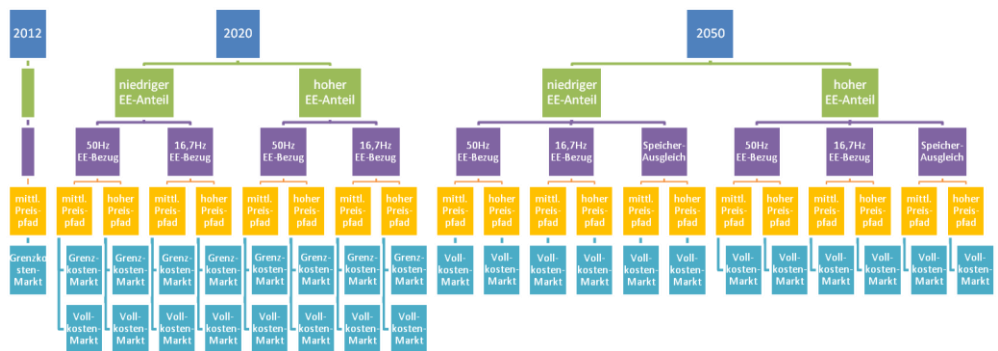


Abbildung 18:
Parameterbaum zur
Darstellung der
untersuchten Vari-
anten



4 Technische Analyse der entwickelten Konzepte

Die in Kapitel 3 entwickelten Konzepte werden im Kapitel 4 unter technischen Gesichtspunkten analysiert. Zusammen mit der wirtschaftlichen Analyse der Konzepte in Kapitel 5 bildet dies die Grundlagen für die Erarbeitung und Auswertung der Entwicklungspfade in Kapitel 6.

4.1 Analyse der Netzanbindung von EE-Anlagen

4.1.1 Relevante Regelwerke der Deutschen Bahn zum Anschluss von neuen Erzeugungsanlagen

Wie in Abschnitt 2.2.1 gezeigt wurde, besteht der größere Teil elektrifizierter Strecken in Deutschland aus dem zentralen 110-kV-/16,7-Hz-Freileitungsnetz, das bundesweit eine galvanisch gekoppelte Einheit darstellt. Diese Struktur sichert im ganzen Fahrleitungsnetz das erforderliche Spannungsband, minimale Leistungsverluste und ermöglicht eine kostengünstige Oberleitungsausführung [Biesenack et. al. 2006]. Gegenwärtig sind die Erzeugereinheiten im Netz verhältnismäßig gleichmäßig verteilt. Dadurch sind Energietransporte über große Entfernungen (siehe Abschnitt 2.2.2: „BL-Netz ist kein Übertragungsnetz“) minimal. Diese Netzstruktur weist eine hohe Netzstabilität auf. Der Anschluss von Erzeugungsanlagen (EE-Anlagen) an dieses Netz ruft allerdings sowohl positive (Spannungsstützung, Erhöhung der Versorgungssicherheit, Verbesserung der Spannungsqualität usw.) als auch negative (Spannungsanhebung, Oberschwingungen, Fluktuationen der Leistungsflüsse usw.) Rückwirkungen hervor. Noch in der Planungsphase zukünftiger Anlagen mit Nutzung erneuerbarer Energien sollen alle PRO- und KONTRA- Argumenten abgewogen werden. Sie werden im 50-Hz-Bereich üblicherweise im Rahmen von Genehmigungsmaßnahmen diskutiert. Im Rahmen dieses Projektes soll eine allgemeine technische Analyse der entwickelten Konzepte unter Berücksichtigung der für die Deutsche Bahn gültigen Regelwerke durchgeführt werden. Als Basis zur Entscheidungsfindung dienen relevante Standards, Normen, Richtlinien etc. im Bezug auf den Netzanschluss neuer EE-Anlagen. Gegenwärtig gelten für Betriebsverhältnisse der Deutschen Bahn die Normen EN 50163²¹, EN 50388²², EN 50160²³ und weitere interne Richtlinien. Unter unterschiedlichen Anschlusskriterien neuer EE-Anlagen an das BL-Netz nennen diese eine Spannungsanhebung am Netzanschlusspunkt der geplanten Anlage als wichtiges Kriterium, analog zu den Regelwerken für die 50-Hz-Drehstromnetze (siehe Abschnitt 2.4.2 Seite 28). So legt zum Beispiel die Europäische Norm EN 50163 drei Änderungsbereiche der Spannung bezogen auf die Dauer der Überspannung fest (Abbildung 19):

²¹ EN 50163 „Bahnanwendungen –Speisespannungen von Bahnnetzen“, November 2004.

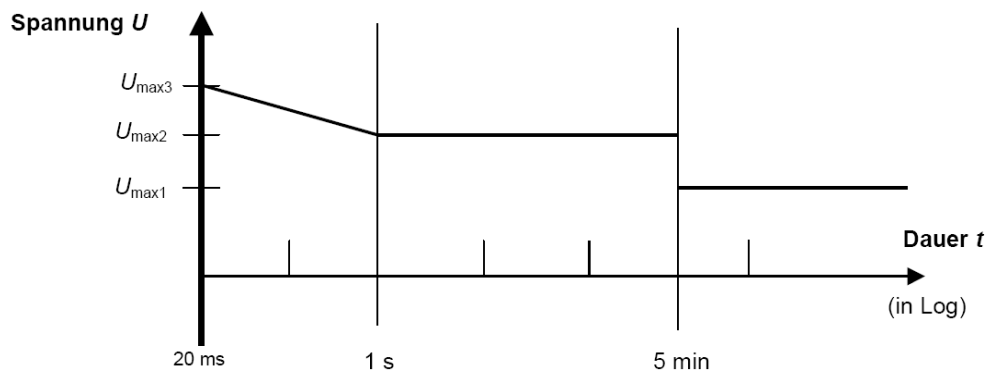
²² EN 50388 „Bahnanwendungen - Bahnenergieversorgung und Fahrzeuge - Technische Kriterien für die Koordination zwischen Anlagen der Bahnenergieversorgung und Fahrzeugen zum Erreichen der Interoperabilität“, 2009.

²³ EN 50160 Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen Ausgabe: 2008

- höchste Dauerspannung $U_{\max1}$ ²⁴,
- höchste nichtpermanente Spannung $U_{\max2}$ ²⁵,
- höchste Langzeitüberspannung $U_{\max3}$ ²⁶.

Abbildung 19:
Erlaubte Spannungs-
änderungen im BL-
Netz der Deutschen
Bahn

Quelle:
EN 50163



Die Tabelle 5 zeigt die exakten Werte der Spannungsanhebung.

Tabelle 5:
Kennwerte der
Spannungsanhe-
bungen

Quelle:
EN 50163

Spannung	15-kV-, 16,7-Hz-Fahrleitungsnetz [EN 50163] ²⁷	
$U_{\max1}$	17,25 kV	+15 %
$U_{\max2}$	18,00 kV	+20 %
$U_{\max3}$	24,30 kV	+62 %

Die Angaben in Prozent ergeben die erlaubten Spannungsanhebungen gegenüber der Nennspannung von 15 kV.

Laut der Norm EN 50163 sollen folgende Anforderungen zum Spannungsverhalten erfüllt werden:

- die Dauer der Spannung zwischen $U_{\max1}$ und $U_{\max2}$ darf 5 min nicht übersteigen
- die Spannung an der Sammelschiene des Unterwerks darf unter allen Lastbedingungen $U_{\max1}$ nicht überschreiten
- wenn Spannungen zwischen $U_{\max1}$ und $U_{\max2}$ erreicht werden, muss ein Spannungspegel folgen, der kleiner oder gleich $U_{\max1}$ ist
- Spannungen zwischen $U_{\max1}$ und $U_{\max2}$ dürfen nur unter nichtpermanenten Bedingungen, wie Nutzbremmung oder Schalten von Spannungsregelsystemen, erreicht werden (wie z. B. mechanische Stufenschalter)

Für dauerhafte Spannungsanhebungen, wie sie bei neuen EE-Anlagen zugrunde gelegt werden müssen, ist somit der Wert $U_{\max1}$ als Obergrenze zu beach-

²⁴ Höchste Dauerspannung $U_{\max1}$ - höchster Wert der Spannung, der mit unbestimmter Dauer auftreten kann.

²⁵ Höchste nichtpermanente Spannung $U_{\max2}$ - höchster Wert der Spannung, der als höchste nichtpermanente Spannung für eine begrenzte Dauer auftreten kann.

²⁶ Höchste Langzeitüberspannung $U_{\max3}$ - Spannung, angegeben als der höchste Wert der Langzeitüberspannung für $t = 20$ ms. Dieser Wert ist von der Frequenz unabhängig.

²⁷ EN 50 163 „Bahnanwendungen – Speisespannungen von Bahnnetzen“, November 2004.

ten. Im Gegensatz zum 15-kV-Standard gelten im 110-kV-Netz der DB Energie engere Toleranzwerte für $U_{\max 1}$ von + 12 %.

Liegen die Ist-Werte bzw. rechnerischen Werte der zu erwartenden Spannungsanhebungen im erlaubten Bereich der Spannungsänderungen, so ist der Anschluss zulässig. Sonst sollen Netzverstärkungsmaßnahmen entwickelt und diskutiert werden, die erfahrungsgemäß immer kostenintensiv sind. Ergebnisse des allgemeinen Vergleiches rechnerischer und erlaubter Spannungsanhebungen werden im Anhang (siehe Abschnitt 9.1) dargestellt. Repräsentative Netzanschlusspunkte werden in Abschnitt 4.1.2 ausgewählt und detailliert untersucht, um Abschätzungen zu möglichen Anschlussleistungen neuer EE-Anlagen am 110-kV- und 15-kV-Bahnstromnetz treffen zu können.

4.1.2 Bestimmung der Aufnahmekapazität von repräsentativen Netzanschlusspunkten im 110-kV- und im 15-kV-Bahnnetz

Die Entscheidung über die Machbarkeit eines Netzanschlusses von neuen EE-Anlagen stellt ein Ergebnis von umfangreichen technischen und wirtschaftlichen Diskussionen und Studien dar. Für eine genaue Bewertung müsste eine ausführliche Analyse aller Netzpunkte im 110-kV- und 15-kV-Netz der DB Energie durchgeführt werden. Aus diesen Gründen wurden durch das Fraunhofer IWES und die DB Energie nur einige repräsentative Netzpunkte gemeinsam ausgewählt und analysiert. Ergebnisse der Analyse sind in der Tabelle 6 zusammengefasst.

Tabelle 6:
Einige repräsentative Netzpunkte im 110-kV- und 15-kV-Netz der Deutschen Bahn

Quelle:
Netzberechnungen der DB Energie und des Fraunhofer IWES

Erzeugungsanlagen	Name der Netzpunkte	U_n [kV]	S_K'' [MVA]	ψ_{Netz} [Grad]	$P_{EA \max}$ [MW] bei ΔU_{Netz} (%)		$P_{\max, betrieblich}^1$ [MW]	$P_{\max, technisch}^3$ [MW]
					2 %	4 %		
Onshore Windparks	Warburg	110	781	61,3	55	111	30	30
	Uelzen		1087	68,4	77	153	50	95
Offshore Windparks	Leer		893	63,9	63	126	30...50 ₂	109
	Neumünster		464	65,0	33	67	60	67
Pumpspeicherwerke	Rosenheim		1065	61,1	75	151	30 ³	30
PV-Anlagen	Flörsheim		620	74,9	31	61	30	30
Wasserkraftwerke	Neckarelz	15	278	73,5	14	27	10	10
Biogas / BHKW	Sonneberg (Thüringen)		26,7	60,5	1,3	2,6	1	1

¹⁾ Einspeiseleistungen aus betrieblicher Sicht unter Berücksichtigung der Lastflüsse und Spannungsniveaus

²⁾ bei Reduzierung Bremen 50 MW (geringer lokaler Verbrauch)

³⁾ Übertragungsleistung der vorhandenen Bahnstromleitungen bzw. Umspanner bei Berücksichtigung n-1-Prinzip

Die in der Tabelle 6 genannten oberen Grenzwerte charakterisieren nur die Aufnahmekapazität und dürfen nicht als Zielwert für installierte Leistungen der

neuen EE-Anlagen betrachtet werden. Für die Sicherung eines stabilen Netzbetriebes sollten die Anlageleistungen kleiner als diese Grenzwerte sein. Unter dem Blickwinkel der Wirtschaftlichkeit und technischen Machbarkeit sollen die geplanten installierten Leistungen der neuen EE-Anlagen darüber hinaus gemäß den Netzgegebenheiten vor Ort korrigiert werden.

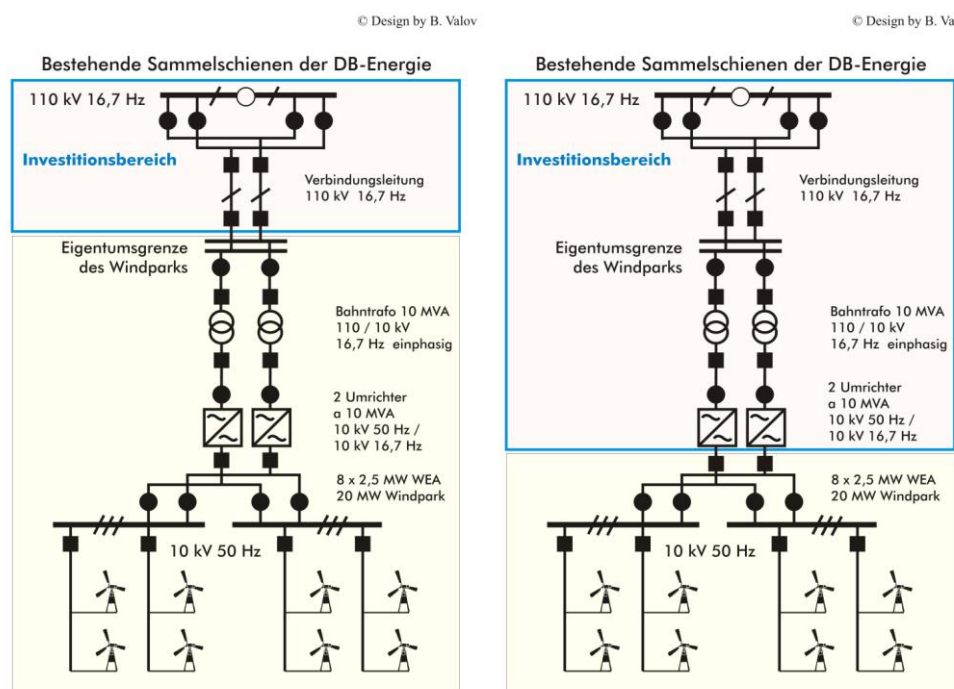
4.1.3 Netzanschlussvariante von Windparks und PV-Anlagen an ein 110-kV- und ein 15-kV-Bahnnetz

a) Anschluss eines Windparks an das 110-kV/16,7-Hz-Verteilungsnetz der Deutschen Bahn

Der Basisschaltplan für den Anschluss eines Windparks an das 110-kV-16,7-Hz-Verteilungsnetz der DB Energie ist in Abbildung 20 dargestellt. In diesem Beispiel wurde ein Windparkanschluss mit einer Leistung von 20 MW angenommen. Die Auswahl dieser Leistung bezieht sich auf die durchschnittlichen Werte der Leistungstransformatoren von Unterspannwerken der Deutschen Bahn. Der Basisschaltplan bleibt grundsätzlich auch für die Windparks anderer Leistungsklassen unverändert, wodurch die in Tabelle 7 dargestellten geschätzten Investitionen repräsentativ sind. Der Unterschied zwischen den zwei Varianten in Abbildung 20 liegt in den Grenzen des Investitionsbereiches. Analog zu den Regeln des 110-kV-50-Hz-Netzes werden solche Grenzen zwischen dem Netzbetreiber und dem Windparkeigentümer vor dem Beginn der Netzplanung abgestimmt. Sie können unterschiedlich vereinbart werden. Die Investitionen für den „worst-case“ werden im Weiteren geschätzt. Würde die DB Energie Eigentümer sowohl des Windparks als auch aller Anbindungen sein, dann wären die in Abbildung 20 gezeigten Grenzen der Investitionsbereiche von keiner Bedeutung. Nicht vorgesehen ist hier der Einsatz von speziellen 16,7-Hz-Wechselrichtern bereits innerhalb der Windkraftanlagen, da diese Technik derzeit nicht am Markt verfügbar ist.

Abbildung 20:
Basisschaltplan für den Anschluss eines Windparks an das 110-kV-16,7-Hz-Verteilungsnetz der Deutschen Bahn

Quelle:
Darstellung von Fraunhofer IWES und DB Energie

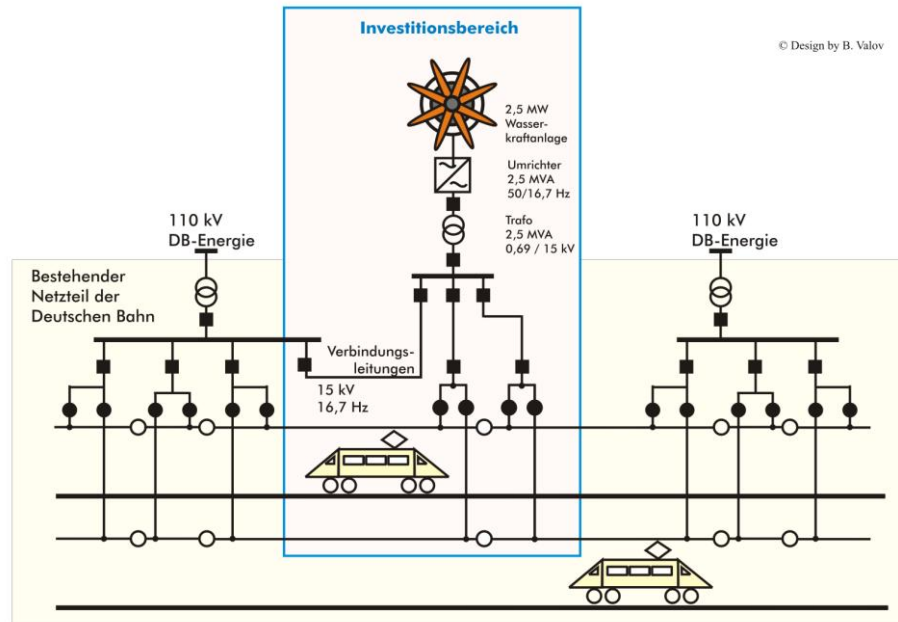


b) Anschluss von einem Wasserkraftwerk an die 15-kV-16,7-Hz-Fahrleitung

Die mögliche Variante des Anschlusses von Wasserkraftwerkwerken an die Fahrleitung charakterisiert Abbildung 21.

Abbildung 21:
Mögliche Variante
des Anschlusses
eines Wasserkraft-
werks an die Fahrlei-
tung des 15-kV-
16,7-Hz-Netzes

Quelle:
Darstellung von
Fraunhofer IWES
und DB Energie

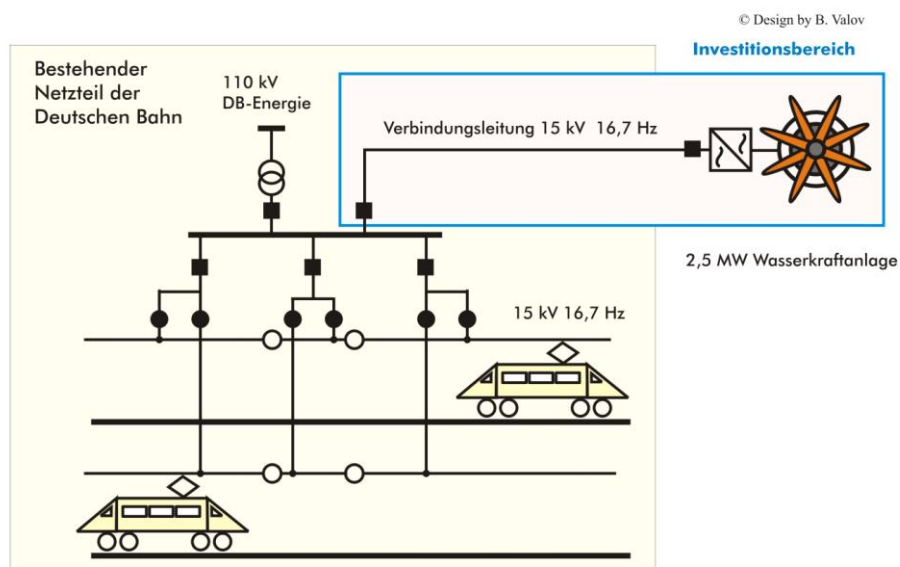
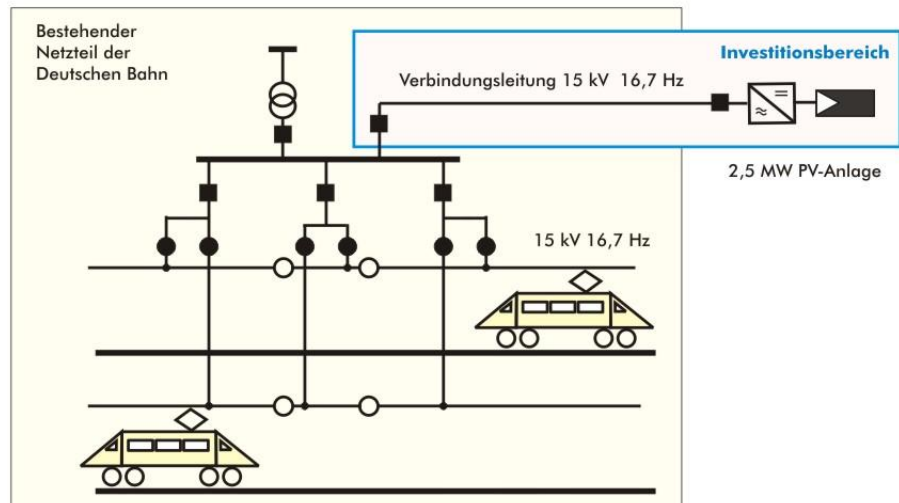


c) Anschluss einer PV-Anlage und Wasserkraftanlagen an das Unterwerk (15-kV-16,7-Hz)

Die Anschlussvariante einer PV-Anlage und einer Wasserkraftanlage an die Mittelspannungsseite 15-kV-16,7-Hz des Unterwerks ist aus Abbildung 22 ersichtlich.

Abbildung 22:
Mögliche Varianten
des Anschlusses
einer PV-Anlage
oder einer Wasser-
kraftanlage an die
Mittelspannungssei-
te 15-kV-16,7-Hz
des Unterwerks

Quelle:
Darstellung von
Fraunhofer IWES
und DB Energie



Die Nennleistung des Wasserkraftwerkes und der PV-Anlage entspricht den Naturgegebenheiten Deutschlands.

Für die dargestellten Anschlussvarianten sind die Kennwerte/Schätzungen der Investitionskosten in Tabelle 7 zusammengefasst. Im Falle des 16,7-Hz-Anschlusses ist hierbei bewusst auf einen redundanten Anschluss (zusätzliche Schaltanlage) verzichtet worden. Im Fehlerfall würden alle Anlagen an diesem Einspeisepunkt vom Netz getrennt werden. Wenn es sich dabei um verschiede-

ne Anlagenbetreiber handelt (z.B. Anschluss von zwei getrennten PV-Anlagenparks an einem Unterwerk), müsste dieser Sachverhalt dann gesondert vertraglich geregelt werden. Die Anbindung einer Wasserkraftanlage an die Freileitung ist aufgrund sehr hoher Kosten auszuschließen.

Tabelle 7:
Kennwerte der
Kosten von An-
schlussvarianten

Kostenfaktoren	Windpark - BL-Netz	PV - Unterwerk	Wasserkraft – Unterwerk	Wasserkraft - Oberleitung
	110kV- Anschluss Neuanlagen BL-Netz	15kV- Anschluss Neuanlagen Unterwerk	15kV- Anschluss Altanlage Unterwerk	15kV-Anschluss Altanlage Oberleitung
Anschlussleistung [MW]	20,0	2,5	2,5	2,5
Kosten 16,7-Hz-Anschluss				
Schaltanlage inkl. Zubehör und Grund- stück EE-Anlage ²⁾	3.000.000	-	-	1.200.000
Erweiterung Schaltan- lage DB	240.000	280.000	280.000	280.000
Verbindungsleitung - Ø 5 km bis Windpark - 2 km bis PV-Anlage oder Wasserkraftwerk, zzgl. 20 km Verbin- dungsleitung parallel zur Oberleitungg. ²⁾	1.500.000	100.000	100.000	100.000 + 2.000.000
Zusätzlich Umrichter bzw. Mehrkosten im Fall der PV	6.000.000 ³⁾	ca. 200.000	750.000 ⁴⁾	750.000 ⁴⁾
Total [€]	10.740.000	580.000	1.130.000	4.330.000
Annuität Investkosten [€/MW_{el}/a] spezifische Kosten [€/MWh]	41.048,-	17.527,-	35.181,-	116.111,-
	18,66	17,53	7,04	23,22
Kostenvergleich 50-Hz-Anschluss				
Umspannwerk HS/MS (2 Trafos a 20 MVA, HS-Freiluftschalter, MS- Schaltanlage mit 20 Feldern)	3.000.000 ^{1) 4)}	-	-	-
Ortsnetzstation (OS/NS) inkl. Trafo	-	30.000 ^{1), 4)}	30.000 ^{1), 4)}	30.000 ^{1), 4)}
Verbindungsleitung - Ø 5 km bis Windpark - 2 km bis PV-Anlage oder Wasserkraftwerk	1.500.000 ¹⁾	120.000 ¹⁾	120.000 ¹⁾	120.000 ¹⁾
Total [€]	4.500.000	150.000	150.000	150.000
Annuität Investkosten [€/MW_{el}/a]	16.013,-	3.508,-	3.508,-	3.508,-
Volllaststunden [h/a]	2200	1000	5000	5000
spezifische Kosten [€/MWh]	7,28	3,51	0,70	0,70
Differenzkosten [€/MWh]	11,38	14,02	6,33*	22,52*

¹⁾ Gutachten im Auftrag des BDEW „Abschätzung des Ausbaubedarfs in deutschen Verteilungsnetzen aufgrund von Photovoltaik- und Windeinspeisungen bis 2020. Bonn/ Aachen, 30.03.2011

²⁾ Kennwerte der Deutschen Bahn

³⁾ Hochrechnung

⁴⁾ Schätzung

* Differenzkosten unter der Maßgabe, dass an Bestand-Wasserkraftanlagen Modernisierungsarbeiten durchgeführt werden müssten. Sonst gelten die Kosten der 16,7-Hz-Anbindung absolut als zusätzliche Kosten.

4.1.4 Fazit

Die technische Analyse der betrieblichen Aufnahmekapazität von zusätzlichen Leistungen von EE-Anlagen an repräsentativen Netzanschlusspunkten im **110-kV-Bahnnetz** hat gezeigt, dass diese für die Leistungen von **Windparks von 30 bis 50 MW** ausreichend sind. Die Aufnahmekapazität der **15-kV-Oberleitung** und der Unterwerke liegt bei durchschnittlich **16 MW**. Die berechneten Werte gelten für den Anschluss an einem einzelnen Netzpunkt. Sollen Anschlüsse an mehreren Netzpunkten durchgeführt werden, so ist eine vollständige Netzberechnung erforderlich.

Für die Sicherung eines stabilen Netzbetriebes und der Wirtschaftlichkeit müssen die tatsächlichen Einspeiseleistungen kleiner als die berechneten maximalen Grenzwerte von 30 bis 50 MW im 110-kV-Netz und von ca. 16 MW in der 15-kV-Ebene sein.

Der Anschluss von zusätzlichen EE-Anlagen an das 110-kV und an die 15-kV-16,7-Hz-Ebene der Deutschen Bahn ist teurer als ein Anschluss an die gleiche Spannungsebene im 50-Hz-Verbund- und Verteilnetz. Die betriebswirtschaftlichen Vorteile aufgrund der Befreiung von u.a. Netzentgelten gegenüber einem 50-Hz-Bezug werden dadurch teilweise kompensiert. Aus volkswirtschaftlicher Sicht resultieren für das Gesamtversorgungssystem absolute Mehrkosten. Andererseits sind ggf. zukünftig auch weitere Kostensenkungen möglich, wenn EE-Anlagen im größeren Umfang 16,7-Hz-seitig angebunden würden, welche Sonderanfertigungen von 16,7-Hz-Wechselrichtern wirtschaftlich rechtfertigen würden. Generell muss im Fall der Wasserkraft berücksichtigt werden, dass es sich um Bestandsanlagen handelt, welche bereits am 50-Hz-Netz angeschlossen sind.

4.2 Technisches Potenzial der Direkteinspeisung von EE-Anlagen und Speicher

Für die ermittelten technischen Potenziale der Direkteinspeisung von EE-Anlagen wurde eine möglichst große räumliche Verteilung der EE-Anlagen über das gesamte Bahnleitungsnetz in Abhängigkeit der lokalen Verbrauchsstrukturen unterstellt, um diese in das Netz integrieren zu können. Hierdurch ergeben sich große Ausgleichseffekte der EE-Einspeisung aber auch Abstriche bei den erzielbaren Volllaststunden (VLS), da auch ertragsschwächere Standorte genutzt werden. Ein zusätzlich notwendiger Netzausbau und/oder Netzverstärkungsmaßnahmen durch die Direkteinspeisung von EE-Anlagen können aber trotz großräumiger Verteilung nicht ausgeschlossen werden.

Basis für die detaillierte Potenzialbestimmung der 16,7-Hz-Anbindung von EE-Anlagen bilden umfangreiche GIS-Daten für das Infrastrukturmilieu der DB (Unterwerke, Schienen- und Bahnstromnetz), zu Kraftwerksstandorten (Laufwasserkraft- und Pumpspeicherwerke etc.) und zur Bodenflächennutzung in Deutschland.

Abbildung 23:
Deutsches Schienen-
und Bahnstromnetz,
DB Unterwerke
sowie Wasserkraft-
werke >1 MW_{el} und
Pumpspeicherwerke

Quelle:
Darstellung von
Fraunhofer IWES
und DB Energie

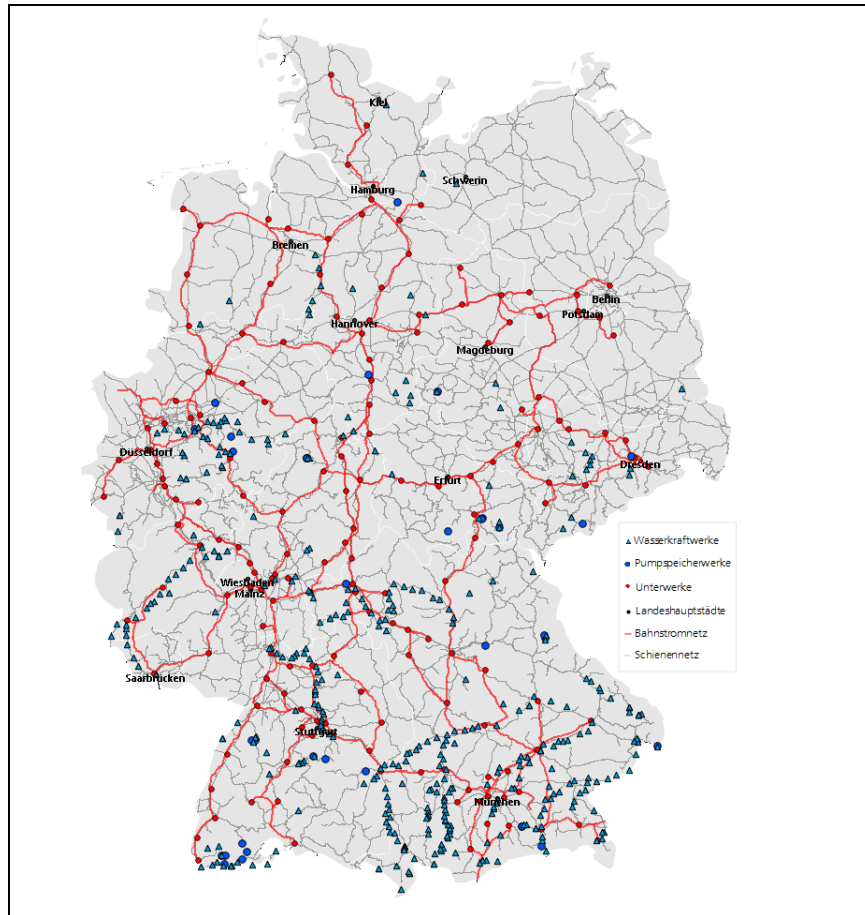


Abbildung 23 zeigt exemplarisch für die GIS-Datensätze das 110-kV-Bahnstromnetz, die Unterwerke und das Schienennetz der DB, Pumpspeicher- sowie Laufwasserkraftwerke mit einer Leistung größer 1 MW_{el} in Deutschland.

Im Rahmen des Projektes wurden im DB Infrastrukturmilieu die EE-Potenziale von Windkraft, Photovoltaik, Wasserkraft sowie Pumpspeicherwerke untersucht. Die getroffenen Annahmen zur Potenzialermittlung werden nachfolgend kurz vorgestellt.

Windkraft

Zur Ermittlung des Windkraftpotenzials wurden alle zusammenhängenden für die Errichtung von Windkraftanlagen technisch verfügbaren Eignungsflächen im direkten Umkreis des Bahnstromnetzes (110-kV-Ebene) ausgewählt, die eine mögliche Installationsleistung von mindestens 15 MW_{el} aufweisen (siehe hierzu Abschnitt 4.2.1).

Photovoltaik

Bei der Photovoltaik wurden ausschließlich Standorte berücksichtigt, die sich im Umkreis von 4 km um Unterwerke 110 m beidseitig entlang des Schienennetzes befinden. Zusätzliche PV-Potenziale möglicher EEG-Freiflächen auf Wiesen und Ackerflächen entlang des gesamten Schienennetzes der DB wurden ebenfalls analysiert, jedoch nicht weiter im Rahmen der dynamischen Simulationen dieser Studie berücksichtigt (siehe hierzu Abschnitt 4.2.2).

Wasserkraftwerke

Bei der Wasserkraft wurden bestehende deutschlandweite Wasserkraftwerke und deren Entfernungen zu den nächstgelegenen DB Unterwerken im Detail untersucht. Zur Potenzialermittlung wurden Entfernungsklassen um Unterwerke definiert (5 km, 7,5 km und 10 km), um für diese Klassen individuelle Einspeiseleistungen zu ermitteln. Zusätzlich wurden Wasserkraftanlagen mit einer Leistung größer als 15 MW_{el} ebenfalls mit in das EE-Potenzial aufgenommen, wenn diese eine maximale Entfernung von 5 km zum Bahnstromnetz besitzen. Größere Entfernungen zu Unterwerken und Bahnstromnetz als die berücksichtigten, führen zu hohen Investitionskosten für einen Direktanschluss und werden nicht weiter berücksichtigt. Für die detaillierten Berechnungen wurden die Wasserkraftpotenziale bei einer Entfernung von 7,5 km zum nächstgelegenen Unterwerk angenommen (siehe hierzu 4.2.3).

Pumpspeicherwerke

Analog zur Wasserkraft wurden ebenfalls Potenzialabschätzungen für unterschiedliche Entfernungsklassen von bestehenden Pumpspeicherwerken zum Bahnstromnetz definiert (5 km, 10 km und 15 km). Für die detaillierten dynamischen Berechnungen wurden notwendige maximale Leistungspotenziale von Stromspeichern in Höhe von lediglich 450 MW_{el} benötigt (siehe hierzu Abschnitt 4.2.4).

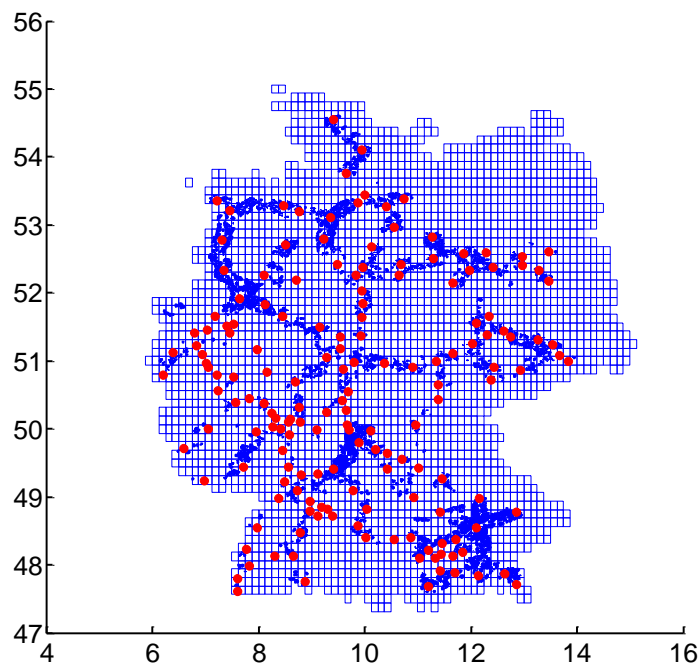
4.2.1 Windkraft

Die betrachteten Flächen für Windparks mit einer Leistung von mindestens 15 MW_{el} entlang des Bahnstromnetzes wurden gemäß den Annahmen und ermittelten Eignungsflächen der BWE-Studie zur Ermittlung der Windenergienutzung an Land [BWE 2011] definiert. In der Studie wurden auf Basis von GIS-Daten Potenziale für die Onshore-Windenergienutzung unter Berücksichtigung von Abstandsregeln zu Siedlungen, Infrastruktur etc. und Oberflächenbedeckungsdaten ermittelt.

Abbildung 24 stellt die Unterwerke der DB sowie die ermittelten Eignungsflächen für die Onshore-Windenergienutzung entlang des Bahnstromnetzes dar. Insgesamt ergibt sich für die ermittelten Eignungsflächen ein **Windleistungspotenzial von bis zu 92 GW_{el}**.

Abbildung 24:
DB Unterwerke und
Eignungsflächen für
Onshore-
Windenergienutzung
entlang des Bahn-
stromnetzes

Quelle:
Darstellung von
Fraunhofer IWES



Es wird eine möglichst gleichverteilte Einspeisung von Energie aus Windkraft ins Bahnstromnetz in Deutschland zur Vermeidung von lokalen Leistungsspitzen, Ungleichgewichten und dezentralem Speichereinsatz im Stromnetz angestrebt. Entsprechend werden nicht nur die ertragsreichsten Standorte möglicher Eignungsflächen ausgewählt, sondern insbesondere auf eine Gleichverteilung geachtet. Zur Wahrung wirtschaftlicher Mindestkriterien wird unterstellt, dass jedoch mindestens eine Volllaststundenzahl von 1700 Stunden am gewünschten Standort erreicht werden muss. Zu diesem Zweck werden Klassen für verschiedene Nabenhöhen von Windkraftanlagen definiert, um ebenfalls an windarmen Standorten durch entsprechend große Nabenhöhen und mit unterschiedlichen Generator-zu-Rotor-Auslegungen die erforderlichen VLS zu erreichen. In Tabelle 8 sind die definierten Anlagenklassen unter Angabe der erforderlichen Nabenhöhen, optimalen Auslegungsgeschwindigkeiten und ausgewählten Anlagenkennlinien angegeben.

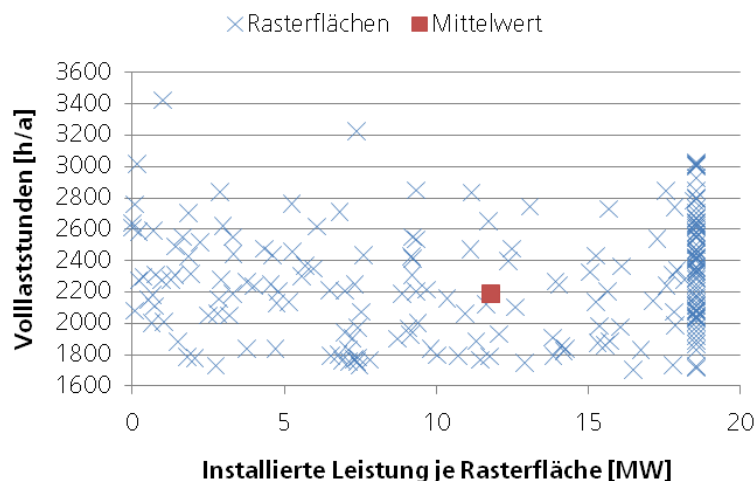
Tabelle 8:
Klassen für Wind-
kraftanlagen in
Abhängigkeit von
Nabenhöhen und
optimalen Ausle-
gungsges-
chwindigkeiten

Anlagenklassen	Nabenhöhe x	optimale Auslegungs- geschwindigkeit y	ausgewählte Anla- genkennlinien
Klasse 1	$x \leq 95$ Meter	$y > 9,5$ m/s	Enercon E-70
Klasse 2	$95 < x \leq 110$ Meter	$8,5 \text{ m/s} < y \leq 9,5 \text{ m/s}$	Enercon E-82
Klasse 3	$110 < x \leq 120$ Meter	$7,5 \text{ m/s} < y \leq 8,5 \text{ m/s}$	RePowerMM92
Klasse 4	$x > 120$ Meter	$y \leq 7,5 \text{ m/s}$	Vestas V100

Abbildung 25 stellt die installierten Windleistungen je Rasterfläche unter Angabe der erreichbaren Volllaststunden und unter Berücksichtigung der Stundenmindestgrenze dar. Im Mittel werden somit bei den berücksichtigten Standorten in etwa **2200 VLS** erreicht. Dieses Ergebnis deckt sich auch mit der dena-Netzstudie II [DENA 2010b].

Abbildung 25:
Darstellung der
installierten Leistungen von Onshore-
Windkraft auf Plan-
flächen entlang des
Bahnstromnetzes
unter Angabe er-
reichbarer Volllast-
stunden

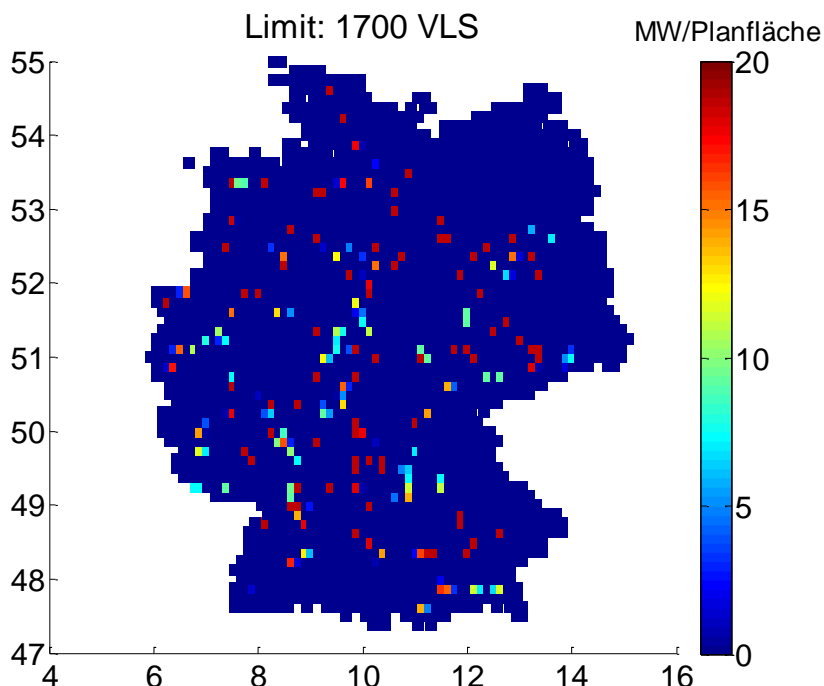
Quelle:
Darstellung von
Fraunhofer IWES



In Abbildung 26 wird die anstrebte Gleichverteilung der Windkraftleistung an Land auf die definierten Rasterflächen entlang des Bahnstromnetzes grafisch anhand von spezifischen installierten Leistungen dargestellt. Gemäß den Definitionen zur EE-Einspeisung aus Abschnitt 3.6 sowie den unterstellten Mindestvolllaststundenzahlen ergibt sich von den 92 GW_{el} Gesamtpotenzial ein technisch-ökonomisches Potenzial von etwa **2,5 GW_{el} installierte Onshore-Windleistung** für die Direkteinspeisung in das deutsche Bahnstromnetz.

Abbildung 26:
Verteilung der
Onshore-Windkraft-
leistung auf Planflä-
chen entlang des
deutschen Bahn-
stromnetzes

Quelle:
Darstellung von
Fraunhofer IWES



Eine Direkteinspeisung von Offshore-Windkraft in das Bahnstromnetz findet derzeit nicht statt und die Netzanbindung läuft heute ausschließlich über die betroffenen Netzbetreiber. Die prinzipielle Direktanbindung von Offshore-

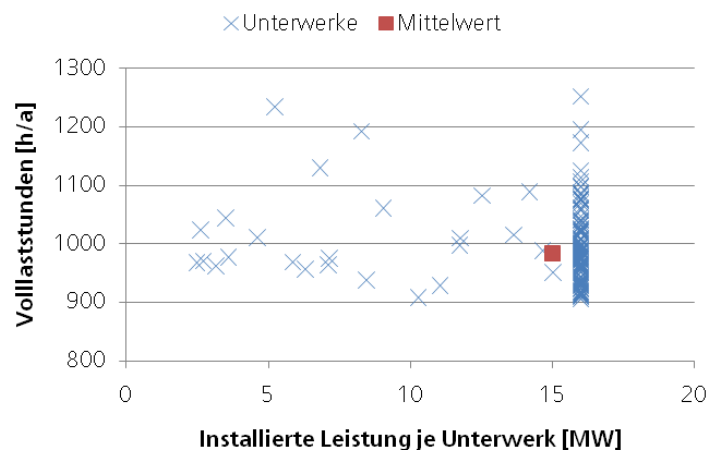
Windkraft ans Bahnstromnetz ist technisch nur sehr aufwendig und wird im Rahmen dieses Projektes aufgrund geringer Relevanz und ausreichender Onshore-Windleistungspotenziale nicht berücksichtigt.

4.2.2 Photovoltaik

Analog zur Potenzialermittlung der Windkraft beruhen die Untersuchungen zum PV-Potenzial ebenfalls auf detaillierten GIS-Daten für PV-Eignungsflächen (EEG-Freiflächen) entlang des Schienennetzes der DB. Bei Berücksichtigung aller in Abschnitt 4.2 beschriebenen Eignungsflächen 110 Meter beidseitig entlang des gesamten Schienennetzes der DB ergeben sich **maximale PV-Potenziale in Höhe von 127 GW_{el}**.

Abbildung 27:
Darstellung der installierten PV-Leistungen im 4 km Umkreis von Unterwerken unter Angabe erreichbarer Volllaststunden

Quelle:
Darstellung von Fraunhofer IWES

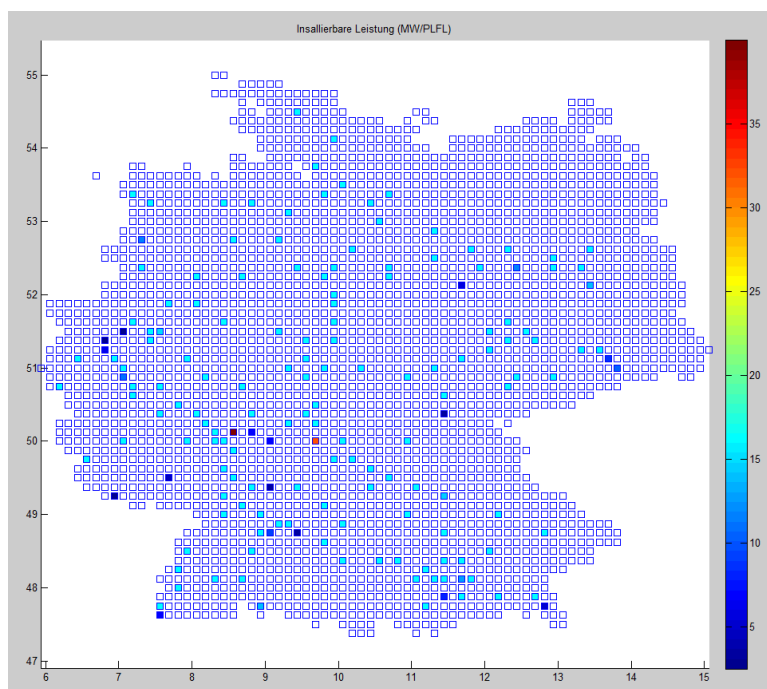


Bei ausschließlicher Berücksichtigung von EEG-Freiflächen im 4 km Umkreis um Unterwerke entlang des Schienennetzes ergeben sich bei Zuordnung der Leistungen auf die jeweiligen Unterwerke die in Abbildung 27 abgebildeten PV-Leistungen unter Angabe der erreichbaren VLS. Im Mittel liegen diese bei über **980 Stunden**. Aufgrund der Netzanschlussrestriktionen kann vom Gesamtpotenzial von 127 GW_{el} ein technisches **Potenzial von 2,5 GW_{el}** für die dynamischen Simulationen der EE-Direkteinspeisung in das 16,7-Hz Bahnstromnetz unterstellt werden.

In Abbildung 28 ist die Verteilung der spezifischen installierten PV-Leistungen je Rasterfläche in Deutschland dargestellt. Auch hier wurde, wie bei der Windkraft, auf eine annähernde Gleichverteilung über das gesamte Bahnstromnetz geachtet.

Abbildung 28:
Verteilung der
Photovoltaikleistung
auf Planflächen im
4 km Umkreis von
Unterwerken ent-
lang des Schienen-
netzes

Quelle:
Darstellung von
Fraunhofer IWES



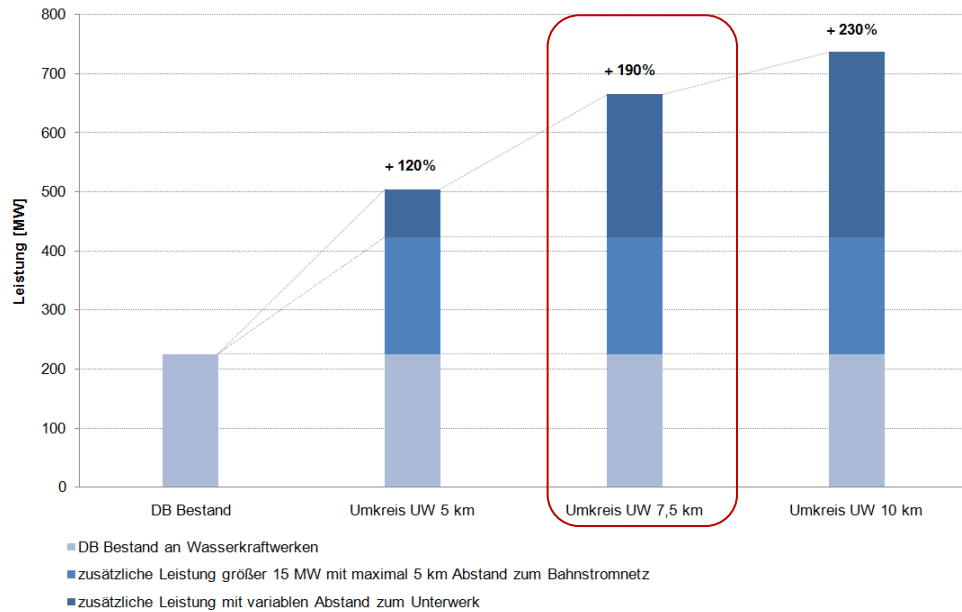
4.2.3 Wasserkraft

Die Deutsche Bahn nutzt bereits heute Wasserkraftwerke mit einer Leistung von über 200 MW_{el} und baut durch langfristige Lieferverträge von 2014 bis 2028 mit RWE den eigenen Anteil an Wasserkraft am Bahnstrom-Mix deutlich aus. Diese Strommengen sollen auch für die CO₂-freien Angebote Umwelt-Plus und Eco Plus eingesetzt werden. Die dafür benötigten Strommengen werden von der DB jedoch gesondert ausgewiesen und nicht auf den eigenen Traktionsstrommix angerechnet [DB 2011].

Abbildung 29 zeigt die ermittelten Leistungspotenziale bestehender Wasserkraftwerke gestaffelt nach Entfernungsklassen im DB Infrastrukturmilieu.

Abbildung 29:
Leistungspotenzial
bestehender Was-
serkraftwerke im DB
Infrastrukturumfeld

Quelle:
Darstellung von
Fraunhofer IWES



Die Potenzialabschätzungen zeigen, dass bereits vorhandene Wasserkraftwerke im näheren DB Infrastrukturumfeld große zusätzliche Leistungspotenziale besitzen. So ist bereits eine Verdopplung der Einspeiseleistung des bisherigen DB Bestandes an Wasserkraft durch die Berücksichtigung von zusätzlichen Leistungen im Umkreis von 5 km zum DB Infrastrukturumfeld möglich. Bei einer Entfernung von 10 km um Unterwerke und bei zusätzlicher Berücksichtigung von Wasserkraftwerken mit einer Leistung größer 15 MW_{el} im Abstand von 5 km zum Bahnstromnetz ergeben sich bereits Leistungen von deutlich über 700 MW_{el}.

Für die dynamischen Simulationen werden zusätzliche Leistungen zum DB Bestand an **Wasserkraft von 440 MW_{el}** angenommen. Diese Leistung ergibt sich bei Berücksichtigung von Wasserkraftwerken mit einer Entfernung von 7,5 km zu Unterwerken sowie der Anbindung von Wasserkraftleistungen größer 15 MW_{el} mit einem Abstand von maximal 5 km zum Bahnstromnetz.

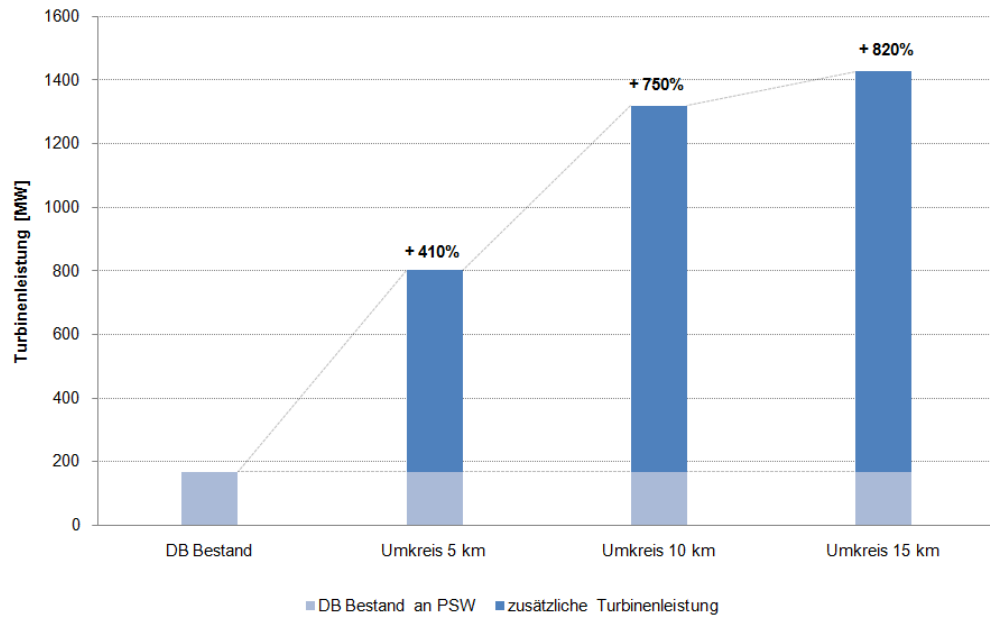
4.2.4 Speicher

Zur technischen Regelung des Bahnstromnetzes besitzt die Deutsche Bahn unter anderem das geographisch günstig gelegene Pumpspeicherwerk Langenprozelten mit einer Turbinenleistung von rund 156 MW_{el}. Dieses Pumpspeicherwerk ermöglicht es, zeitliche Abweichungen zwischen Last und Erzeugung im Bahnstromnetz durch Energieaufnahme und -abgabe kurzfristig auszugleichen.

Abbildung 30 zeigt das Leistungspotenzial, gegliedert nach verschiedenen Entfernungsklassen, von bestehenden und in Planung befindlichen Pumpspeicherwerken im Umkreis der DB Infrastruktur.

Abbildung 30:
Leistungspotenzial
von Pumpspeicher-
werken im DB Infra-
strukturumfeld

Quelle:
Darstellung von
Fraunhofer IWES



Es zeigt sich, dass bereits bei einer Entfernung von 5 km zusätzliche bereits bestehende Turbinenleistungen von über 400 % zur Verfügung stehen würden und sich das Potenzial mit zunehmender Entfernung weiter deutlich vergrößert. Für die weiterführenden Berechnungen ergibt sich dabei lediglich ein maximaler Speicherbedarf von 450 MW_{el} (für das Jahr 2050 mit hohem EE-Anteil – Abschnitt 6.3.2). Es bleibt jedoch anzumerken, dass es sich um bestehende Pumpspeicherleistungen handelt, welche ebenfalls der Sicherstellung der allgemeinen öffentlichen Stromversorgung dienen. Alternative Speichertechnologien sind in Abschnitt 3.5.3 erläutert.

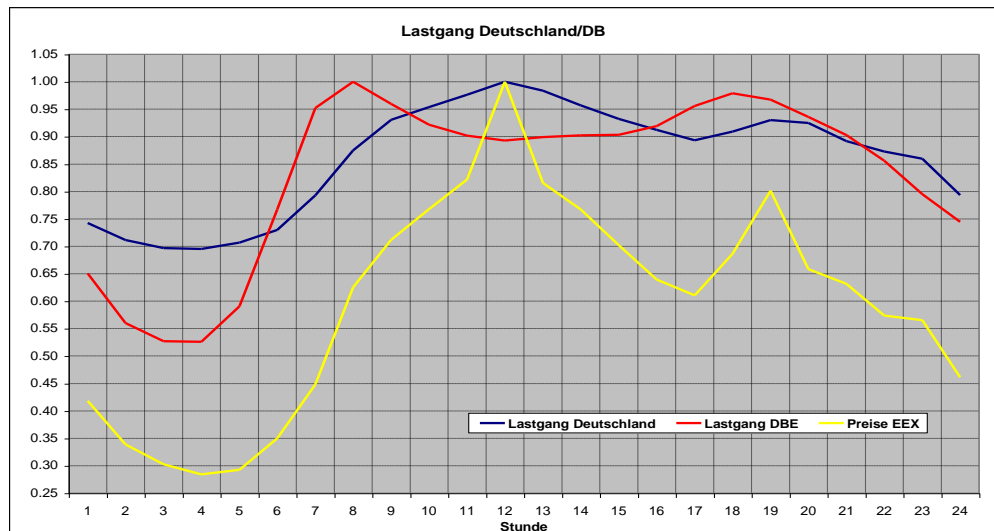
4.2.5 Optimales Verhältnis der installierten Wind- und PV-Kapazität

Um einen möglichst hohen Anteil an fluktuierenden EE-Anlagen (Wind und PV) in der Direkteinspeisung in das 16,7-Hz Bahnstromnetz, bei möglichst geringen Rückspeiseanteilen in das 50-Hz-Stromnetz, zu erreichen, ist ein **optimales Verhältnis zwischen installierter Wind- und PV-Kapazität** erforderlich. Dieses optimale Verhältnis galt es unter Berücksichtigung der in Abschnitt 3.6 definierten Vorgaben, z.B. ausschließlicher Direktanschluss und zeitgleiche Belieferung der EE-Anlagen, sowie der Konzernstrategie der DB, vermehrt Wasserkraft für die Stromversorgung einzusetzen, für die im Detail untersuchten Rahmenszenarien zu ermitteln.

Der Lastgang der DB Energie weist im Vergleich zur öffentlichen Stromversorgung einen deutlich geringeren relativen Stromverbrauch in der Nacht auf, da in dieser Zeit ein Stromverbrauch weitestgehend durch den Güterverkehr generiert wird und nur wenige Züge im Personenverkehr unterwegs sind (siehe hierzu Abbildung 31). Somit ist eine Integration von großen Windkraftleistungen in das Bahnstromnetz im Vergleich zur Photovoltaik-Einspeisung nur bedingt möglich.

Abbildung 31:
Typischer normierter
Lastgang der DB
Energie im Vergleich
zur öffentlichen
Stromversorgung
und zum derzeitigen
mittleren Tagesprofil
der Strombörse

Quelle:
Darstellung von DB
Energie



Der in der Konzernstrategie der DB vorgesehene Ausbau der Wasserkraft als Grundlast wird dahingehend berücksichtigt, dass sich der maximale Anteil der Laufwasserkraft im Bezugsportfolio am Schwachlastfall des Jahreslastgangs der DB orientiert und auf diesen festgesetzt wird. Zur Deckung der restlichen Last mit hohen Anteilen an EE-Anlagen in der Direkteinspeisung können Wind und PV jeweils bis zu einer maximalen Leistung von 2,5 GW_{el} zugebaut werden (siehe hierzu Abschnitt 4.2.1 und 4.2.2).

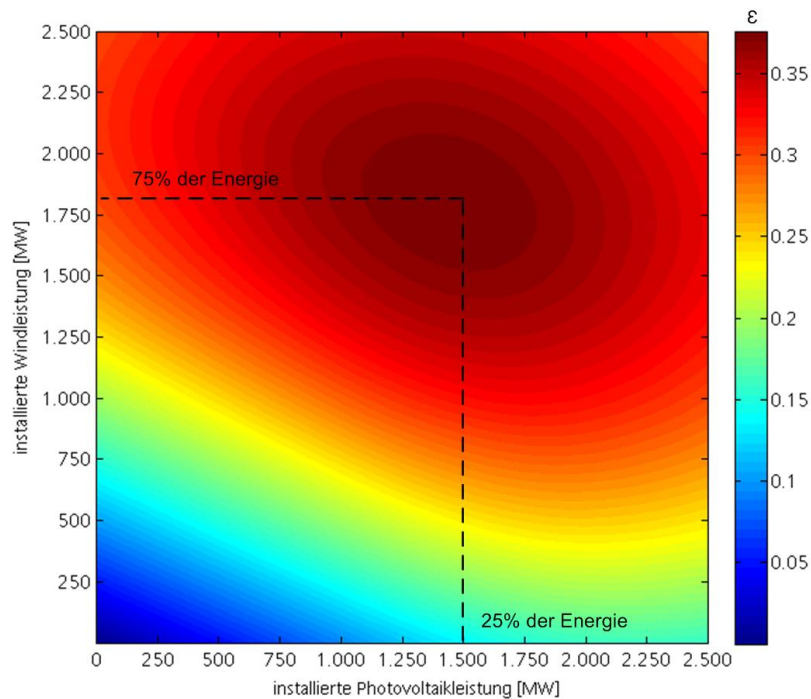
Für die Ermittlung des optimalen Verhältnisses zwischen Wind- und PV-Kapazität zur Maximierung der Direkteinspeisung von fluktuierenden EE-Anlagen ins Bahnstromnetz unter Berücksichtigung minimaler Überschüsse und Rückspeisung ins 50-Hz-Stromnetz wird eine einheitenlose Kennziffer ϵ bestimmt, die wie folgt definiert ist:

$$\epsilon = \left(\frac{\sum_{t=1}^T E_{PV} + \sum_{t=1}^T E_{Wind}}{\sum_{t=1}^T E_{Last}} \right) \cdot \left(\frac{\sum_{t=1}^T E_{PV} + \sum_{t=1}^T E_{Wind} - \sum_{t=1}^T E_{\text{Überschüs}\epsilon}}{\sum_{t=1}^T E_{PV} + \sum_{t=1}^T E_{Wind}} \right)^n$$

Der erste Klammerausdruck berücksichtigt die jährliche Gesamtabweichung der PV- (E_{PV}) und Windeinspeisung (E_{Wind}) vom noch zu deckenden Jahresstromverbrauch (E_{Last}). Im optimalen Fall ergeben sich keine jährlichen Abweichungen und der Teilfaktor ergibt sich zu Eins. Entsprechend könnte ein idealer Speicher auftretende Überschüsse prinzipiell vollständig integrieren und die Last vollständig decken. Der zweite Klammerausdruck berücksichtigt die ggf. auftretenden Überschüsse und Rückspeisungen ins 50-Hz-Stromnetz, die es zu minimieren gilt um den realen Speicherbedarf gering zu halten. Dieser Teilfaktor geht je nach gewünschter Gewichtung mit der n -ten Potenz in die Kennziffer ϵ ein, wobei $E_{\text{Überschüs}\epsilon}$ für die über das Jahr anfallende Überschussenergie steht.

Abbildung 32:
Exemplarisch opti-
males Verhältnis
zwischen installierter
Wind- und PV-
Leistung zur Maxi-
mierung der Direkt-
einspeisung von
fluktuierenden EE-
Anlagen ins Bahn-
stromnetz für ein
ausgewähltes Aus-
bauszenario

Quelle:
Darstellung von
Fraunhofer IWES



Auf Basis von 2200 VLS für die Windkraft (s. Abbildung 25) und 980 VLS für die Photovoltaik (Abbildung 27) ergibt sich aus dem Leistungsverhältnis ein Anteil an der Energie von 75% bzw. 25%.

Abbildung 32 zeigt für ein exemplarisches Ausbauszenario das optimale Verhältnis zwischen installierter Wind- und PV-Kapazität. Es zeigt sich, dass das optimale Verhältnis bei Betrachtung des Energieanteils bei einer **Aufteilung von etwa 75 % Wind und 25 % PV** liegt.

Bei einer Vernachlässigung der vorrangigen Integration von Wasserkraft zur Grundlastdeckung des Bahnstromverbrauchs ist ein höherer Anteil (installierte Leistung) an fluktuierender Windkraft im Strombezugsportfolio der DB Energie möglich. Durch einen zusätzlichen Speichereinsatz (siehe hierzu Abschnitt 4.2.4) kann der relative PV-Anteil im Optimum gegenüber der Windkraft erhöht werden.

4.3 Weitere Ausgleichsoptionen

Neben den in Abschnitt 4.2.4 beschriebenen Speichermöglichkeiten zur Integration von zusätzlichen fluktuierenden EE-Anlagen in die Bahnstromversorgung bieten unter anderem das Erzeugungs- und das Lastmanagement sowie die Erweiterung des Bahnstromnetzes mit dem Ausland (Kuppelstellen) ggf. ergänzende Optionen.

Erzeugungsmanagement

Eine Möglichkeit des Erzeugungsmanagements und der Leistungsregelung von Laufwasserkraftwerken besteht im Schwellbetrieb dieser Anlagen, bei dem das Wasser über eine gewisse Zeit gestaut wird, um anschließend gezielt abgelas-

sen werden zu können (siehe hierzu auch Abschnitt 4.2.3). Zudem bieten die in Abschnitt 4.2.4 beschriebenen Pumpspeicherwerke ähnliche Möglichkeiten des Erzeugungsmanagements.

Bei den konventionellen Kraftwerkskapazitäten sind die Freiheitsgrade gegenüber beispielsweise Wasserkraft und Speichern deutlich eingeschränkter, da die Deutsche Bahn in der Regel nicht ein gesamtes Kraftwerk allein betreibt, sondern nur einen gewissen Anteil an der gesamten Kraftwerkskapazität besitzt und ggf. Mindestleistungen, Mengenplanungen bzw. definierte Volllaststunden erreicht werden müssen. Im Rahmen der dynamischen Simulationen (siehe Abschnitt 6) wurden diese Anforderungen mit abgebildet, um die konventionellen **Kraftwerkskapazitäten der DB im Erzeugungsmanagement einzubinden**. Eine Vielzahl von technischen Restriktionen an die konventionellen Kraftwerke, wie z.B. An- und Abfahrgradienten, Teillastverhalten etc., die ebenfalls von der Kraftwerkseinsatzplanung des gesamten Kraftwerksblocks abhängen, wurden im Rahmen der Simulationen nicht berücksichtigt, weshalb die Flexibilität von konventionellen Kraftwerken im Erzeugungsmanagement im Rahmen dieser Studie sehr optimistisch bewertet wird.

Lastmanagement

Der Einsatz von Lastmanagement ist im Notfall nur im Güterverkehr möglich. Er stellt derzeit nur eine Notmaßnahme dar und ist aufgrund eines diskriminierungsfreien Zugangs für alle Marktteilnehmer aus Sicht der DB Energie rechtlich schwer umsetzbar. Somit werden die ohnehin geringen Potenziale und Möglichkeiten des **Lastmanagements** im Schienenverkehr im Rahmen dieser Studie **nicht berücksichtigt**.

4.4 Einfluss des Prognosefehlers der Wind- und PV-Leistungsprognose

Die fluktuierende Einspeisung aus Wind und PV in das Bahnstromnetz ist von meteorologischen Bedingungen abhängig und somit nur mit gewissen Unsicherheiten prognostizierbar. Diese Prognosefehler haben wiederum Auswirkungen auf die technische Integration von fluktuierenden EE-Anlagen in das Bahnstromnetz, um u.a. lokale Erzeugungsspitzen, -täler oder kritische Netzzustände zu vermeiden. Die wirtschaftlichen Auswirkungen durch Prognoseungenauigkeiten werden ausführlich in Abschnitt 5.2.3. diskutiert.

Tabelle 9 stellt die zeitliche Entwicklung der Wind- und PV-Leistungsprognosegüte bis 2050 dar. Es zeigt sich in allen Bereichen eine deutliche Verbesserung der Prognosequalität durch verbesserte Verfahren und Modelle.

Tabelle 9:
Entwicklung der
Wind- und PV-
Leistungs-
prognosegüte

Quelle: Gerhardt et.
al. 2011

% nRMSE	2010	2020	2030	2040	2050
Wind onshore- Folgetag	4 %	3,2 %	3,0 %	2,8%	2,6 %
Wind onshore - Kurzfrist (2h)	2,5 %	1,5 %	1,3 %	1,2 %	1,0 %
Wind offshore- Folgetag	12,0 %	7,0 %	4,5 %	4,0 %	3,5 %
Wind offshore - Kurzfrist (2h)	5,7 %	3,2 %	2,7 %	2,4 %	2,0 %
PV - Folgetag	6,0 %	4,0 %	3,8 %	3,4 %	3,1 %
PV - Kurzfrist (2h)	4,0 %	2,0 %	1,8 %	1,7 %	1,5 %

Insgesamt ist von einer deutlichen Zunahme an Wind- und PV-Einspeisung auszugehen, die trotz verbesserter Prognosequalität zu einem deutlich wachsenden Bedarf an einem Intraday-Ausgleich führt. Die Auswirkungen auf den Regelleistungsmarkt und damit auf die Ausgleichsenergie sind demgegenüber als geringer einzuschätzen [DENA 2010b]. Um diesen **technischen Herausforderungen** zu begegnen, wurde auf eine möglichst **gleichmäßige Verteilung von direkteinspeisenden EE-Anlagen** geachtet (siehe Abschnitt 4.2.1 bis 4.2.5), um möglichst **hohe regionale Ausgleichseffekte** zu erreichen.

4.5 Versorgungssicherheit

Die dargebotsabhängigen erneuerbaren Erzeuger **Windkraft und Photovoltaik liefern nur einen geringen Beitrag zur gesicherten Leistung**. Die Einspeiseleistung der Photovoltaik ist primär vom Sonnenstand und somit von der Tages- und Jahreszeit abhängig. Aufgrund einer geringen Überschneidung der PV-Einspeisung mit dem tages- und jahreszeitlichen Maximum der Last ist der Beitrag der Photovoltaik zur gesicherten Leistung marginal. Bei Windkraftanlagen ist die Einspeiseleistung weitgehend von der stochastischen Wettersituation abhängig, wobei eine weiträumige Verteilung der Windkraftanlagen zu einer Glättung der WEA-Einspeisung führt (siehe Abschnitt 2.4.2). Weiterhin ist das Verhältnis zwischen gesicherter zu installierter Leistung, der sogenannte Leistungskredit, abhängig vom Durchdringungsgrad, also dem Windstromanteil an der gesamten Stromnachfrage. Bei nur geringem Windstromanteil entspricht der Leistungskredit der Windkraft der mittleren Einspeiseleistung zu Zeiten hoher Stromnachfrage [Milligan & Porter 2005]. Mit steigendem Anteil von Windstrom am gesamten Strombedarf nimmt dieser Wert jedoch schnell ab.

Abbildung 33:
Leistungskredit der
Windkraft (onshore
+ offshore) in Ab-
hängigkeit vom
Penetrationsgrad
sowie von der Be-
rechnungsmethode.
Die räumliche Vertei-
lung der Anlagen
entspricht den
Annahmen zur
Leitstudie für das
Szenariojahr 2020.

Quelle:
Pape, 2011

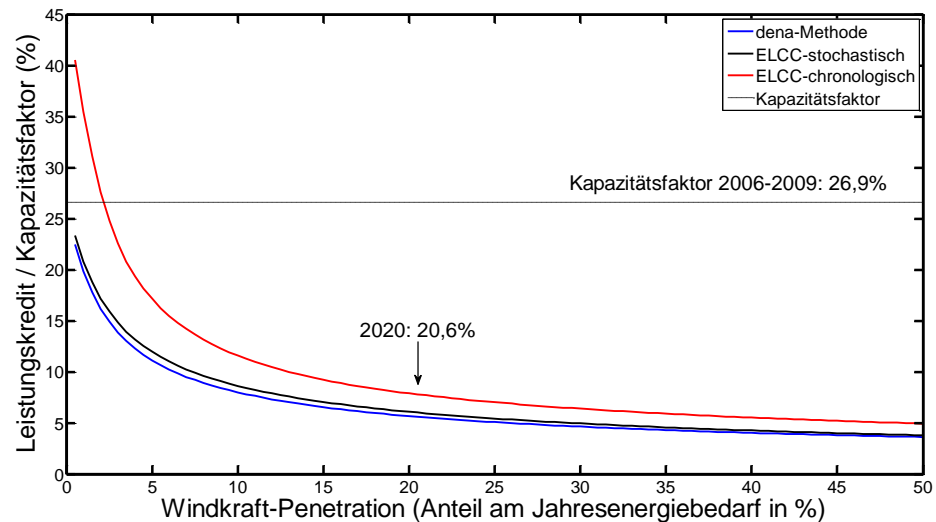


Abbildung 33 zeigt diese Zusammenhänge für den Leistungskredit der deutschlandweiten Windstromspeisung für die Wetter- und Lastjahre 2006 bis 2009 unter Anwendung verschiedener Methoden zur Bestimmung des Leistungskredits. Eine Übertragung dieser Zusammenhänge auf die im Rahmen dieses Projekts angenommenen Windstromanteile ergibt für das Jahr 2012 mit wenigen, einzelnen Windparks einen relativen Leistungskredit von 20 – 25 % der installierten Leistung. Aufgrund der steigenden Durchdringung beträgt dieser Wert im Szenariojahr 2020 nur noch 6 – 9 % und fällt bis 2050 auf ca. 4,5 %. (Hier müsste man vielleicht noch die absoluten Zahlen nennen, je nach installierter WEA-Leistung) Für exakte Aussagen sind zwar gezielte Berechnungen unter Berücksichtigung des Lastverlaufs im Bahnstromnetz erforderlich, jedoch wird anhand dieser Übersichtsrechnung bereits deutlich, dass durch direkt am Bahnstromnetz angeschlossene Wind- und Photovoltaikanlagen keine relevante Reduktion der erforderlichen Koppelkapazitäten zum 50-Hz-Netz (Umrichter/Umformer) erzielt werden kann. Die erzielbaren Kosteneinsparungen durch verminderte Investitionskosten und vermiedene Leistungsanteile der Netznutzungsentgelte sind gering.

Der Beitrag der Wasserkraftanlagen zur gesicherten Leistung ist mit einem Anteil von (konservativ gerechnet) 40 % erheblich höher. Nur wenn es gelingt weitere Bestandswasserkraft 16,7-Hz-seitig anzubinden, könnten prinzipiell signifikante Kosteneinsparungen erzielt werden, jedoch ist die Bereitschaft der Betreiber zu einer Umrüstung bzw. Festlegung auf das 16,7-Hz-Netz ein wichtiger Faktor.

5 Wirtschaftliche Analyse der entwickelten Konzepte

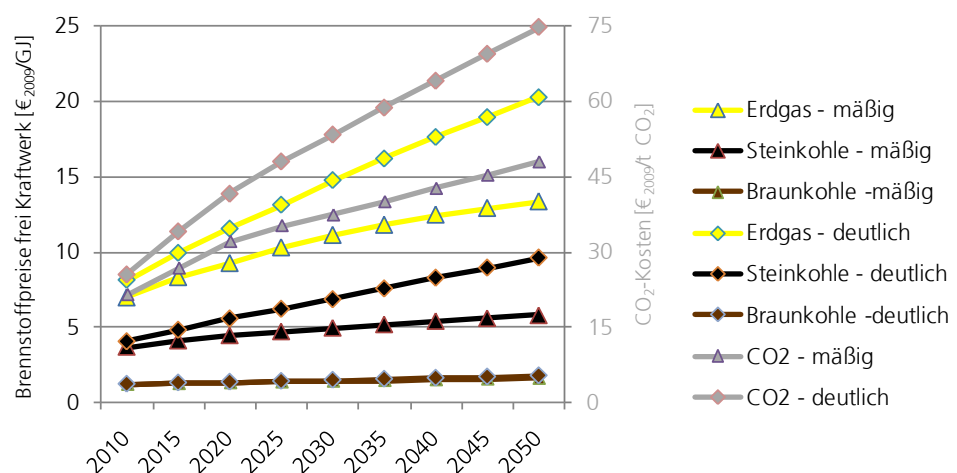
Die in Kapitel 3 entwickelten Konzepte wurden im Kapitel 4 unter technischen Gesichtspunkten analysiert. Parallel dazu gilt es, die Konzepte wirtschaftlich zu bewerten, um damit die Grundlagen für die Erarbeitung und die Auswertung von möglichen Entwicklungspfaden in Kapitel 6 zu legen.

5.1 Kostenentwicklung des Referenz-Strombezugs

Aufgrund der Verknappung fossiler Brennstoffe bei teilweise steigender Nachfrage und den Preiskoppelungen und Rückwirkungen zwischen den verschiedenen Brennstoffen ist im Bereich Erdgas und Steinkohle mit **steigenden Brennstoffkosten** zu rechnen. Um die **CO₂-Zertifikatkosten** langfristig als ein wirkungsvolles Klimaschutzinstrument zu etablieren, müssen die Zertifikatskosten an die Schadenkosten von CO₂ angeglichen werden. In der Konsequenz ist zukünftig mit mehr oder weniger starken Steigerungen der Stromgestehungskosten konventioneller Kraftwerke zu rechnen. Die Preisszenarien der BMU-Leitstudie 2010 sind in Abbildung 34 für den Preispfad A (deutliche Preissteigerung) und Preispfad B (mäßige Preissteigerung) dargestellt.

Abbildung 34:
Entwicklung fossiler
Brennstoffpreise und
CO₂-Kosten für zwei
Preispfade: a) mäßi-
ge und b) deutliche
Preissteigerungen

Quelle:
Eigene Darstellung
nach BMU 2010



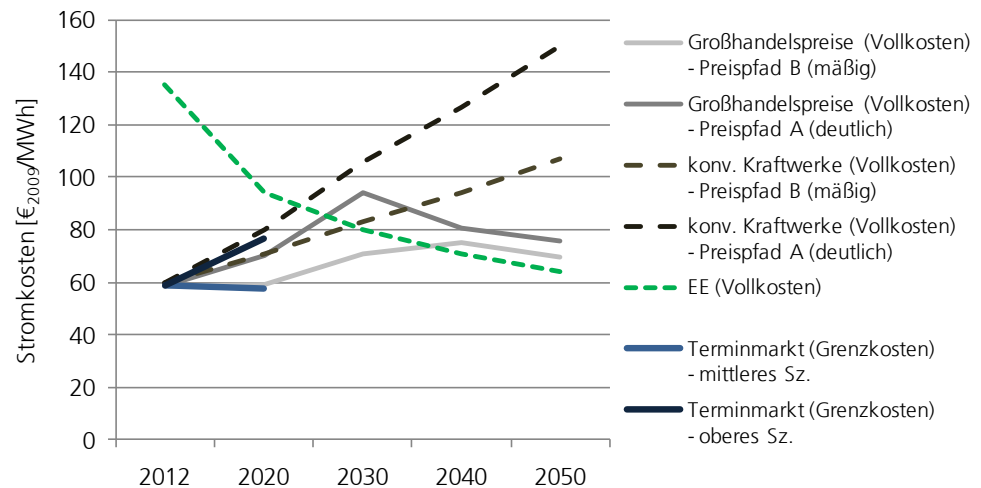
Bei den **Erneuerbaren Energien** ist im Gegensatz zur konventionellen Energiebereitstellung mit starken **Kosteneinsparpotenzialen** zu rechnen. Dies führt dazu, dass zwar mittelfristig (bis 2030/2040) mit einem Anstieg der Stromkosten zu rechnen ist (Vollkosten - Großhandelspreise inkl. Umlagen in Form gesteigerter Netznutzungsentgelte, EEG-Umlage u.a.), langfristig aber aufgrund des EE-Ausbaus die Kosten der Stromversorgung reduziert werden (siehe hierzu Abbildung 35).

Die Betrachtung des gegenwärtigen Marktmodells auf Basis der **Grenzkosten** fällt dagegen differenzierter aus. Die zu erwartenden Steigerungen der Stromgestehungskosten konventioneller Kraftwerke werden durch den preissenken-

den Effekt der EE-Einspeisung ausgeglichen, welche mit Grenzkosten zu 0 ct/kWh oder sogar mit negativen Grenzkosten auf den Strommarkt treffen. Des Weiteren geht in Folge der fluktuierenden EE-Einspeisung (insbesondere PV) auch die Preisspreizung am Terminmarkt zwischen Peak- und Off-Peak-Zeiten zurück. Bezogen auf reale Kosten (hier Angaben in €₂₀₀₉) kann auf Basis der gegenwärtig handelbaren Strommengen am Terminmarkt (Graustrom) sogar mit einem relativ gleichbleibenden Preisniveau bis 2020 (mittleres Szenario) gerechnet werden (siehe Abbildung 35). Für einen oberen Preispfad werden dagegen Steigerungen von bis zu 31 % gegenüber 2012 erwartet.

Abbildung 35:
Entwicklung der
Strombezugskosten
bis 2050

Quelle:
Eigene Darstellung
- Entwicklung Übergang zu Vollkostenpreisen nach BMU 2010
- Entwicklung Terminmarkt bis 2020
Einschätzung der DB Energie



Die Kostenentwicklung 2012 - 2020 des Übergangs zu einer Vollkostenbetrachtung (gemäß der BMU-Leitstudie 2010) und des Terminmarktes (gemäß Einschätzung DB Energie) basieren auf unterschiedlichen Annahmen, und sind nicht direkt miteinander vergleichbar.

5.2 Kostenentwicklung des Strombezugs von fluktuierenden EE - Wind und PV

5.2.1 EEG-Vergütung bzw. Stromgestehungskosten

Wie bereits genannt, sind für die fluktuierenden Erneuerbaren Energien Wind und PV deutliche Kosteneinsparungen zu erwarten. So ermöglicht z.B. das EEG aufgrund der jährlichen **Degression der Vergütungshöhe** für Neuanlagen und dadurch, dass die EEG-Vergütung (nominaler Wert) inflationsbereinigt jährlich real fällt, Druck auf die Hersteller zur Kostensenkung aufzubauen. Die EEG-Vergütung (2012) bzw. die Stromgestehungskosten (2020, 2050) für repräsentative Anlagen sind in Tabelle 10 dargestellt.

Tabelle 10:
Entwicklung der
Stromgestehungs-
kosten von Wind-
und PV

Stromgestehungskosten [€₂₀₀₉/MWh]	2012	2020	2050
Wind	85,8	62,0	53,9
Photovoltaik	200,7	95,0	70,0

Quelle: Jahr 2012
nach EEG 2009;
Jahre 2020 und
2050 [BMU 2010]

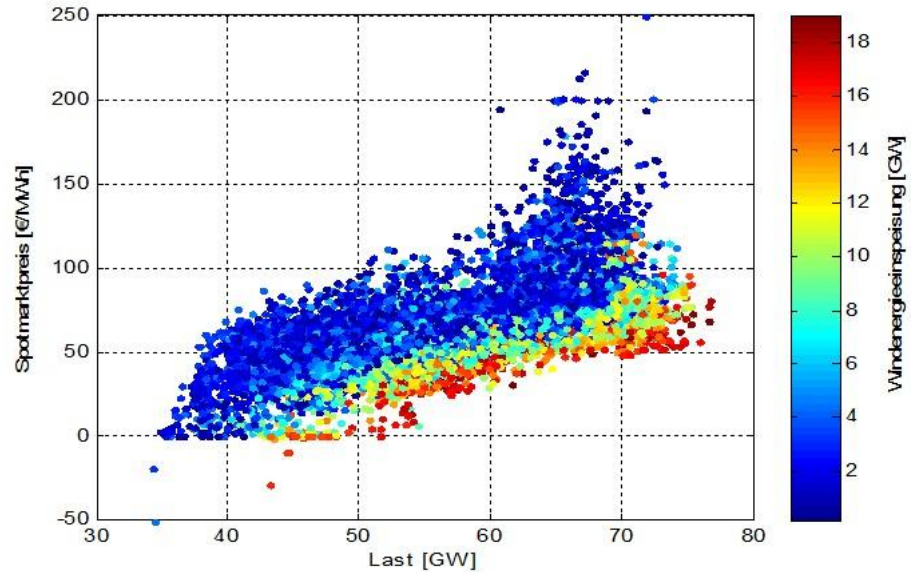
Zusätzlich ist der Strombezug gegenüber dem Anlagenbetreiber mit einer **Leistungskomponente** für u.a. administrativen Aufwand, Datenübertragung von ca. 5 % (im Fall der Windkraft) zu vergüten.

5.2.2 Relativer Marktwert

Die Einspeisung der fluktuierenden EE-Einspeisung zeigt bereits deutliche Einflüsse auf die stündlichen Strompreise, die sich an der Strombörse bilden. Durch den **Merit-Order-Effekt** verdrängt die vorrangige EE-Einspeisung teure Grenzkraftwerke aus der Einsatzreihenfolge des Strommarktes. Dadurch führt der EE-Ausbau generell zu einer Reduktion des erzielbaren Marktwertes. Im Fall der fluktuierenden EE wird durch die meteorologisch bedingten Gleichzeitigkeitsfaktoren dieser Effekt deutlich verstärkt. Prinzipiell speist die Solarenergie immer vermehrt zu den Mittagstunden ein, wenn hohe Stromverbrauchsspitzen auch zu Hochpreiszeiten an der Strombörse führen. Deswegen ist der Strom aus PV-Anlagen im Vergleich zur Windenergie prinzipiell höherwertig. Im Zuge des dynamischen Ausbaus des Photovoltaik kommt es bereits heute an sehr sonnigen Tagen aufgrund extremer solarer Einspeiseleistungen dazu, dass in der Mittagslastspitze am Strommarkt ähnliche Preise wie zum Schwachlastfall in der Nacht erzielt werden. Auch wenn Windkraft nicht diese tageszeitliche Varianz besitzt, zeigt sich dieser Effekt auch hier. Starkwindphasen – welche einen hohen Anteil an der Jahreseinspeisung ausmachen – führen zu einer deutschlandweit hohen Windeinspeisung und damit zu einer Marktrückkopplung. Wenn eine hohe Windeinspeisung auf einen Schwachlastfall (nachts) trifft, kann nur ein relativ geringer Markterlös erzielt werden (siehe Abbildung 36). Je weiter Wind- und Solarenergie ausgebaut werden, desto stärker wird dieser Effekt. Bezogen auf die Differenzkosten (EEG-Vergütung/Stromgestehungskosten abzgl. des Marktwertes) wird dieser Effekt aber durch die Kostensenkungspotenziale der EE kompensiert.

Abbildung 36:
Korrelation von
Windeinspeisung,
Last und Spotmarkt-
preis (2008)

Quelle:
Darstellung Fraunho-
fer IWES



Der relative Marktwert der Windkraft bezogen auf den mittleren Spotmarktpreis (Phelix Base) beträgt derzeit ca. 90 % (Mittel über die Jahre 2006 – 2010). Für Photovoltaik ist der relative Marktwert im Zuge des Ausbaus der PV stetig gesunken, von ca. 133 % (2006) über ca. 124 % (2008) auf 113 % (2010).

Die **weitere Entwicklung** des Merit-Order-Effektes hängt von einer Vielzahl von Faktoren ab, wie z.B. der Entwicklung der konventionellen Brennstoff- und CO₂-Zertifikatkosten, dem Ausbau der fluktuierenden EE oder der Erschließung von Ausgleichsoptionen inkl. des europäischen Strommarktes. Eine Abschätzung auf Basis von Marktsimulationen des Fraunhofer ISI für ein Ausbauszenario bis 2020 gemäß des Nationalen Aktionsplans [BUND 2010] ist in Tabelle 11 dargestellt.

Tabelle 11:
Abschätzung der
Entwicklung des
relativen Marktwertes für Wind und PV

Quelle:
nach Sensfuß 2011

Relativer Marktwert [% des Phelix Base]	2012	2020
Wind onshore	90 %	ca. 80 %
Photovoltaik	110 %	ca. 85 %

Im Vergleich dazu ist der relative Marktwert von EE-Anlagen, welche eine Grundlast-Charakteristik aufweisen – wie Wasserkraft oder unflexible Biomasseanlagen – unabhängig von einer Szenarioentwicklung mit 100 %-EE zu bewerten.

5.2.3 Kosten des Prognosefehlers

Die Wind- und PV-Einspeisung kann nur mit gewissen Unsicherheiten prognostiziert werden. Daraus resultieren zusätzliche Kosten. Zur Quantifizierung dieser Kosten dient als **Referenzwert** der Verkaufswert der Ist-Einspeisung am Day-ahead-Markt der Strombörse. Real findet dagegen der Verkauf auf Basis der **Folgetagsprognose** statt. Der Intraday-Markt erlaubt das Ausgleichen von

Fahrplanabweichungen 45 min im Voraus (bzw. vor März 2011 75 min im Voraus). Die Abweichungen im Bezug zur Folgetagsprognose können anhand von kontinuierlich aktualisierten **Kurzfristprognosen** 1 h im Voraus (bzw. vor März 2011 2 h im Voraus) ermittelt werden. Der dann noch verbleibende Fehler der Kurzfristprognose im Vergleich zur Ist-Einspeisung muss über die Ausgleichsenergiekosten für die Bilanzkreisabweichung abgegolten werden. Eine Alternative zur Abrechnung über Ausgleichsenergie ist der Ausgleich der Abweichungen zwischen verschiedenen Bilanzkreisen über den Day-after-Markt. Aufgrund der hohen Gleichzeitigkeit zwischen Windenergie-Portfolien und der begrenzten Liquidität des Day-after-Marktes ist mit zunehmendem Ausbau der fluktuierenden EE diese Alternative weniger relevant.

Abbildung 37:
Optimierungskette
der Wind- und PV-
Vermarktung

Quelle:
Fraunhofer ISI [ISI,
IWES, IZES, FUER,
BBH 2011]



Hierzu wurden in Kooperation mit dem Fraunhofer ISI und in Korrelation zum EEG-Erfahrungsbericht [ISI, IWES, IZES, FUER, BBH 2011] Rechnungen zur EEG-Wälzung der ÜNB für Windenergie auf Basis historischer Daten durchgeführt.

Für eine Abschätzung der Kosten des Ausgleichs von Prognosefehlern ist letztlich entscheidend, wie groß die **Preisspreizung** zwischen Day-ahead- und Intraday-Markt bzw. Day-ahead-Markt und Ausgleichsenergie **in Abhängigkeit des Prognosefehlers** der Windenergie ausfällt. Auch wenn es teilweise möglich ist, Gewinne am Intraday-Markt oder beim Abgleich der Ausgleichsenergie aufgrund eines falschen Fahrplans zu erzielen, ist aufgrund der Gleichzeitigkeit zwischen Windenergie-Portfolien in Summe von einer nachteiligen Korrelation zwischen Prognosefehler und Preisspreizung auszugehen.

Der größte **Unsicherheitsfaktor** in Bezug auf die Kostenabschätzung besteht in der Bewertung des **Intraday-Handels**. Da es sich hierbei um einen kontinuierlichen Handel und nicht um eine Aktion handelt, bilden sich für eine Stromlieferung in einer Stunde sehr unterschiedliche Preise. Auch hier ist von einer hohen Gleichzeitigkeit auszugehen. Das heißt, dass die Mehrheit der Windpark-Betreiber auf derselben Seite des Marktes stehen und somit von einer nachteiligen Korrelation zwischen Prognosefehler und Strommarkt auszugehen ist. Es ist anzunehmen, dass sich die Preisspreizung für die Abweichungen von Windenergie-Portfolien eher zwischen dem Mittelwert des Intraday-Handels und dem schlechtesten Wert befindet. Eine Auswertung für die Preis- und Prognosezeitreihen der Jahre 2009 und 2010 für die gesamtdeutsche Windeinspeisung ist in Abbildung 38 (oben) dargestellt. Da es sich hierbei um zwei **schwache Windjahre** handelt, könnten die Kosten für ein „Normaljahr“ noch höher sein. Hierzu wurde eine Abschätzung getroffen.

Abbildung 38:
Kosten des
Windprognosefehler
s

Auswertung historischer Daten	Folgetagsprognose Preisspread			Kurzfristprognose (2h)		Ergebnis % Phelix Base		Phelix Base €/MWh	Kosten	
	Fehler (MAE)	(Mittel)	(Max)	Fehler (MAE)	Preisspread	(Mittel)	(Max)		€/MWh	Mittel
Wind - 2009	19,2%	-10,2%	-35,7%	9,0%	-31,2%	-4,8%	-9,7%	38,85	-1,85	-3,8
Wind - 2010	20,5%	-13,0%	-38,1%	8,8%	-22,8%	-4,7%	-9,8%	44,49	-2,08	-4,4
Schätzung Normaljahr	20,0%	-20,0%		10,0%	-30,0%	-7,0%				

Quelle:
Nach eigenen Be-
rechnung und [ISI,
IWES, IZES, FUER,
BBH 2011]

Ableitung - mittlerer absoluter Fehler Windparks a 2200 VLS	Folgetag		Kurzfrist (2h)		Kurzfrist (1h)		Ergebnis % Phelix Base
	MAE (P _{inst})	MAE (Arbeit)	MAE (P _{inst})	MAE (Arbeit)	MAE (P _{inst})	MAE (Arbeit)	
bundesweiter Ausgleich (DB Energie 2050)	4,2%	17%	2,6%	10%	1,7%	7%	-6,5%
mittleres Portfolio (DB Energie 2020)	5,5%	22%	3,3%	13%	2,2%	9%	-8,3%
Einzelwindpark (DB Energie 2012)	9,0%	36%	6,3%	25%	4,5%	18%	-14,7%

Um diese Auswertungen auf die Bahnstromversorgung beziehen zu können, muss die in Abbildung 13 dargestellte Abhängigkeit des Prognosefehlers von der Anzahl und räumlichen Verteilung aggregierter Windparks berücksichtigt werden. Während für einen frühen Zeitpunkt der Windintegration (2012) nur von Einzelwindparks ausgegangen werden kann, kann der Fehler (und damit auch die Kosten) stark reduziert werden, je mehr Windparks in die Bahnstromversorgung aufgenommen werden (siehe Abbildung 38 oben). Entscheidend für die Szenarien sind die **relativen Kosten** bezogen auf den mittleren Börsenpreis (Phelix Base).

„Trotz der erwarteten Verbesserung der Prognosequalität ist die zukünftige Entwicklung mit Unsicherheiten behaftet. Sinkenden Prognosefehlern steht dabei eine erhöhte Windenergieerzeugung gegenüber. Wenn das Wachstum der Windenergie höher ausfällt, als die Verbesserung der Prognosequalität könnte es zu einem Anstieg des absoluten Fehlers und damit auch der Preisdifferenzen zwischen den Märkten kommen. Insgesamt werden aber **keine dramatischen Veränderungen** der absoluten und relativen Kosten **erwartet.**“ [ISI, IWES, IZES, FUER, BBH 2011].

Für die **Photovoltaik** kann aufgrund der schlechten Datenlage und möglicher Korrelationen mit der Windenergie keine Kostenschätzung für Prognosefehler abgegeben werden. Für die weitergehenden Rechnungen werden in erster Näherung die relativen Kosten in Höhe der Windenergie angenommen.

5.3 Kostenentwicklung des Strombezugs von Wasserkraft und der Alternativoption Biomasse

Gerade die Großwasserkraft weist im Vergleich zu den **Großhandelspreisen** deutlich niedrigere Stromgestehungskosten auf. Für einen Bezug von Strom aus Wasserkraft ist aber mit Kosten in der Höhe der Großhandelspreise zu rechnen.

Zusätzlich ist der **Marktwert für die Grünstromeigenschaft** zu zahlen. RECS-Zertifikate sind zwar kostengünstig zu erwerben, stellen aber den Mehrwert von Ökostrom nur unzureichend dar. Einen besseren Referenzwert können höherwertige Herkunftsnachweise (welche eine Mengen- und Zeitgleichheit der Einspeisung sicherstellen) darstellen. Auch hier muss eindeutig zwischen teurerem nationalem und billigerem internationalem Ökostrom unter-

schieden werden. Für die mittelfristige Entwicklung ist unter den geltenden Rahmenbedingungen, dass der durch das EEG geförderte Strom (mit Ausnahme des Grünstromprivilegs) keine Grünstromeigenschaft aufweisen darf, und unter Berücksichtigung der steigenden Nachfrage nach Ökostrom auch mit steigenden Preisen zu rechnen.

In einer ersten Abschätzung werden folgende Annahmen zum Marktwert der Grünstromeigenschaft getroffen:

- nationaler Wasserkraftstrom (1. Priorität)
 - 2012 – 15,0 €₂₀₀₉/MWh
 - 2020 – 20,0 €₂₀₀₉/MWh
- internationaler Wasserkraftstrom (2. Priorität)
 - 2012 – 3,5 €₂₀₀₉/MWh
 - 2020 – 9,0 €₂₀₀₉/MWh

Wenn zusätzliche Wasserkraft als Grundlast in die Bahnstromversorgung eingebunden wird (Auslegung auf Schwachlastfall), dann ist nur mit diesen genannten Kosten zu rechnen. Wenn hingegen ein **flexibler Strombezug aus Wasserkraft** genutzt wird, um eine fluktuierende EE-Einspeisung zu ermöglichen und damit einen hohen Anteil an Neuanlagen zu gewährleisten, dann muss zusätzlich mit einer **Optionsprämie** gerechnet werden (analog Geschäftsmodell der Naturstrom AG). Die Prämie muss folgende Kostenfaktoren berücksichtigen:

- Kompensation des Grünstromverlustes (Verkauf als Graustrom an der Börse) für den nicht abgenommenen Anteil der Einspeisung.
- Durch Merit-Order-Effekt der fluktuierenden EE-Einspeisung erfolgt tendenziell ein Bezug von Wasserkraft in Hochpreiszeiten und Weiterverkauf als Graustrom an der Börse zu Niedrigpreiszeiten. Dieser Marktwertverlust muss kompensiert werden.
- Aufgrund der Vermarktungsunsicherheiten aus Sicht des Anlagenbetreibers muss eine Risikoprämie gezahlt werden, welche in erster Näherung mit 10 % veranschlagt wird.

In einer ersten Abschätzung werden folgende Kosten für die Optionsprämie veranschlagt²⁸:

- nationaler Wasserkraftstrom – mittlerer Preispfad (1. Priorität)
 - 2012 – 8,7 €₂₀₀₉/MWh
 - 2020 – 13,7 €₂₀₀₉/MWh

²⁸ Annahme, dass durch Inanspruchnahme der Flexibilität die Wasserkrafteinspeisung nur noch zu einem 2/3-Anteil der Bahnstromversorgung zugerechnet werden kann. Von diesem Anteil können 50 % dem mittleren Börsenpreis (Phelix-Base) und 50 % Hochpreiszeiten (antizyklisch zur Windeinspeisung) zugerechnet werden. Für das 1/3 der Wasserkrafteinspeisung, welches nicht abgenommen werden kann, muss der Marktwert für Ökostrom kompensiert werden. (Vereinfachte Annahme in Orientierung an der Ausnutzungsdauer bzw. VLS von Windparks im Vergleich zu Wasserkraftanlagen)

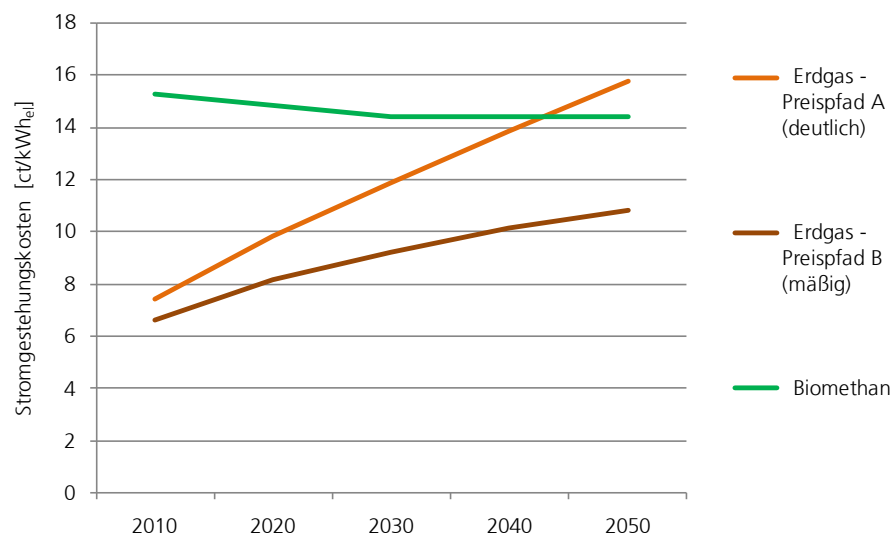
- internationaler Wasserkraftstrom – mittlerer Preisfad (2. Priorität)
 - 2012 – 4,5 €₂₀₀₉/MWh
 - 2020 – 9,7 €₂₀₀₉/MWh

Für dieses Ausgleichskonzept besteht ggf. ein begrenztes Angebots-Potenzial. Eine weitere Option kann mittelfristig (z.B. bis 2020), wie bereits in Abschnitt 3.5.2 dargestellt, der Strombezug aus **Altholz-HKW** und **Biogas-Abfallanlagen** sein. Da im Jahr 2020 die abgeschätzten Kosten für nationalen Ökostrom über der EEG-Vergütung dieser Anlagen (72 €₂₀₀₉/MWh) liegen würden, sind auch hier die Kosten in Höhe der Bezugskosten für Wasserkraftstrom anzusetzen.

Wie bereits in Abschnitt 3.5.2 erläutert, kann langfristig (z.B. 2050) der Betrieb von **Gaskraftwerken mit Biomethan** eine weitere Alternative zu dem flexiblen Bezug von Wasserkraftstrom sein. Hier wäre zudem neben einem 50-Hz-Bezug auch eine 16,7-Hz-Direkteinspeisung denkbar. Dabei können für Biomethan (sowohl auf Basis Biogas als auch Bio-SNG) Gasgestehungskosten frei Erdgasnetz von 8 ct₂₀₀₉/kWh_{th} angenommen werden [DBFZ 2009]. Die Stromgestehungskosten können mit den Stromgestehungskosten für Erdgas direkt verglichen werden (siehe Abbildung 39).

Abbildung 39:
Stromgestehungskosten GuD – Biomethan Erdgas im Vergleich, Basis 4500 VLS

Quelle:
Eigene Berechnung nach BMU 2010 und DBFZ 2009



5.4 Speicherkosten

Großtechnische Speicher, die für die Bahnstromversorgung relevant sein könnten, sind neue und bestehende Pumpspeicher sowie neue adiabate Druckluftspeicher. Entscheidend für die Bewertung der Speicherkosten sind die **Stromverlagerungskosten**, da die Kosten der Verlustenergie separat durch die zusätzlichen Strombezugskosten der fluktuierenden EE (Wind und PV) bilanziert werden.

Die Quantifizierung der Stromverlagerungskosten ist mit großen Unsicherheiten behaftet. Letztlich ist entscheidend über wie viele **Benutzungstunden** die

jährlichen Kapital- und Fixkosten umgelegt werden können. Die ausschließliche Verlagerung überschüssiger Wind- und Solarenergie kann nur eine geringe Auslastung sicherstellen. Im Fall eines Einsatzes zur Optimierung des 16,7-Hz-Bezugs der zentralen Versorgung könnte ein Speicher zusätzlich zur Kostenoptimierung des 50-Hz-Bezugs (Spotmarkt, Ausgleichsenergie) eingesetzt werden. Im Fall eines Einsatzes zur Optimierung von Grünstrom-Bilanzkreisen im öffentlichen 50-Hz-Netz kann der Speicherbetreiber seine Kapazität je nach Freiheitsgrad zusätzlich auf den verschiedenen Strommärkten (Day-ahead, Intraday- und Regelleistungsmarkt) einsetzen.

Es können Stromverlagerungskosten (spezifische Fixkosten + Kosten der Verlustenergie) im Bereich von 57 – 70 €/MWh₂₀₀₉ (bezogen auf die Turbinenarbeit) angenommen werden [eigene Rechnung nach BMU 2010]. Dabei werden die Fixkosten von Pumpspeichern und adiabaten Druckluftspeichern bei einer Auslastung von ca. 1500 VLS unterstellt. Davon entfallen auf die Stromverlagerung von überschüssigem EE-Strom ca. 1000 VLS. Um den Speichern einen wirtschaftlichen Mindestbetrieb zu gewährleisten, werden 500 VLS zusätzliche Nutzung außerhalb des Bahnstromnetzes unterstellt (z.B. könnte eine Leistungs-Scheibe eines Pumpspeichers für die Bahn erworben werden). Im Fall des Speichereinsatzes im Direktbezug fallen zusätzliche Kosten für den 16,7-Hz-Anschluss an.

5.5 Entwicklung von Steuern, Abgaben und Netznutzungsentgelten

Es ist zukünftig mit steigenden **Netznutzungsentgelten** zu rechnen. Gründe hierfür sind:

- der Rückgang des Stromverbrauchs bei Letztverbrauchern. Neben der Erschließung der Energieeffizienzpotenziale ist hier auch die steigende Eigenstromerzeugung, z.B. durch PV, zu berücksichtigen,
- höhere Kosten für Regelleistungsbereitstellung,
- notwendige Investitionen in die Netzinfrastruktur. Hierfür wurden in der dena-Netzstudie II Steigerungen von 3 - 9 % für das Übertragungsnetz bis 2020 errechnet [DENA 2010b] und
- notwendige Investitionssicherheit für konventionelle Kraftwerksbetreiber (Kapazitätsmarkt).

[Roland Berger, Prognos 2010] gehen in einer Bewertung der genannten Punkte in Summe von Steigerungen von 23 % bis zum Jahr 2030 aus. In Anlehnung an diese Rechnungen werden für die weitergehenden Berechnungen für das Jahr 2020 Steigerungen von 12 % angenommen. Für das Jahr 2050 werden überschlägig 150 % angenommen, wobei berücksichtigt werden muss, dass im Rahmen der Vollkostenbetrachtung die Kosten eines Kapazitätsmarktes bereits in den Großhandelspreisen integriert sind.

Es ist bis 2020 mit einer leicht steigenden **EEG-Umlage** für den 50-Hz-Bezug zu rechnen. Nach [Roland Berger, Prognos 2010 und DWI 2011] werden inflationsbereinigt Steigerungen der allgemeinen EEG-Umlage auf 31 €/MWh₂₀₀₉ (oberer Preispfad) bis 37 €/MWh₂₀₀₉ (unterer Preispfad) erwartet. Unter der An-

nahme, dass die Erleichterung der reduzierten EEG-Umlage erhalten bleibt, die für den Hauptteil des 50-Hz-Bezugs berechnet wird, fallen die Steigerungen für die Bahnstromversorgung mit 3 % - 15 % aus.

Es wird angenommen, dass die reduzierte **KWKG-Umlage** für die Bahnstromversorgung bis 2020 in der gleichen Höhe erhalten bleibt. Ebenso wird die **Stromsteuer** als konstant angenommen.

Die **zusätzlichen Netzanschluss-Kosten**, die durch eine 16,7-Hz-Einspeisung resultieren, wurden bereits im Abschnitt 4.1.3 in Tabelle 7 bewertet. Diese Kostenbetrachtung basiert allerdings auf dem Einsatz der derzeitigen Bahnstromtechnik. Wenn jedoch EE-Anlagen größere Anteile an der Bahnstromversorgung decken würden, sind auch Kostensenkungen aufgrund von Sonderanfertigungen von 16,7-Hz-Wechselrichtern denkbar. Dieses Kostensenkungspotenzial ist gegenwärtig schwer kalkulierbar und wird konservativ mit 10 % für das Jahr 2020 und 20 % für das Jahr 2050 abgeschätzt.

5.6 Kostenvergleich verschiedener Einzel-Strombezüge

5.6.1 Vergleich 2012 - 2020 (Grenzkosten)

Im Folgenden sind die Kosten der einzelnen spezifischen Strombezüge (in €/MWh) im Vergleich zwischen einer EE-Integration über das 50-Hz-Netz oder eine 16,7-Hz-Direkteinspeisung bzw. zwischen dem mittleren und oberen Preispfad dargestellt. Auf Basis der in den Abschnitten 6.1 und 6.2 errechneten Lastdeckungsanteile der einzelnen Technologien können dann im Abschnitt 6.4 die Gesamtkosten (in Mio. €) ausgewiesen werden.

Beim Vergleich der EE-Integration über 50 Hz oder 16,7 Hz wird folgendes ersichtlich. Die im Fall der Direkteinspeisung vermiedenen Kosten für Netznutzungsentgelte und Abgaben (siehe Tabelle 4), werden zu hohen Anteilen durch die zusätzlichen Netzanschlusskosten kompensiert (siehe Abbildung 40 und Abbildung 41). Eine Direkteinspeisung ist demnach zwischen 1,3 €₂₀₀₉/MWh (PV 2012) und 11,6 €₂₀₀₉/MWh (Wasserkraft 2020) günstiger als ein EE-Bezug über das 50-Hz-Netz.

Der Graustrombezug über das 50-Hz-Netz stellt sich gegenüber einem reinen EE-Strombezug, bei dem die Grünstromeigenschaft im Strommix ausgewiesen werden kann, immer als die günstigste Option dar. Photovoltaik stellt 2012 mit großem Abstand die teuerste Stromquelle dar. Dieser Unterschied ist 2020 aufgrund der zu erwartenden Kostensenkung deutlich geringer.

Sichtbar wird auch, dass der durch den Merit-Order-Effekt fallende relative Marktwert der Wind- und Solareinspeisung zwar Kosten von bis zu 11,4 bzw. 15,2 €₂₀₀₉/MWh verursacht (Windkraft 2020 mittlerer bzw. oberer Preispfad). Bezogen auf die grundsätzliche Abnahme der Preisdifferenz bis zum Jahr 2020 zwischen Graustrom und Strom aus Windkraftanlagen ist dieser Effekt jedoch gering. Während der Preisunterschied 2012 noch 45,4 €₂₀₀₉/MWh betrug, liegt er 2020 bei 24,6 €₂₀₀₉/MWh bzw. 11,0 €₂₀₀₉/MWh. Entsprechend ist also zu-

mindest bis 2020 die Kostendegression der Investitionskosten für EE-Anlagen als wesentlicher Faktor für die Marktintegration zu werten und weniger der Effekt, dass sich die zunehmende fluktuierende EE-Einspeisung den Marktwert selbst verschlechtert. Auch die zusätzlichen Kosten für den Ausgleich der Prognosefehler beeinflussen diese Entwicklung nicht.

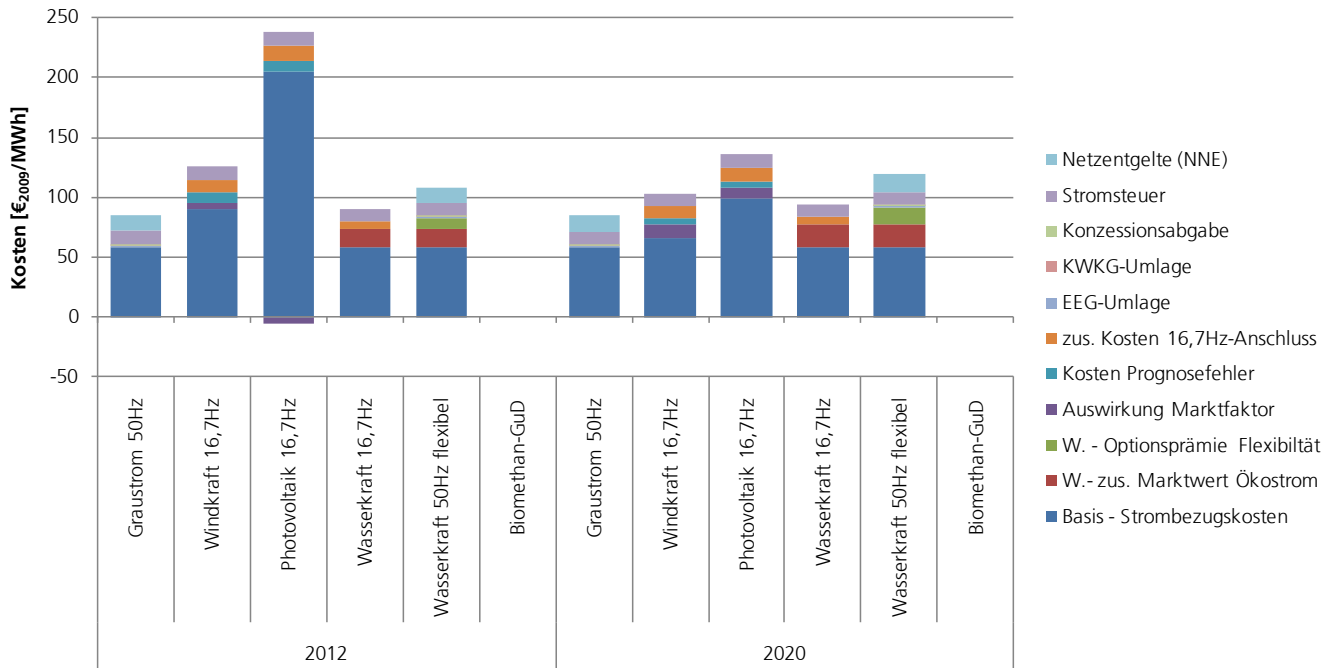


Abbildung 40: Kostenvergleich der verschiedenen Einzel-Strombezüge, 16,7-Hz-Bezug, mittleres Strompreisszenario, 2012 - 2020

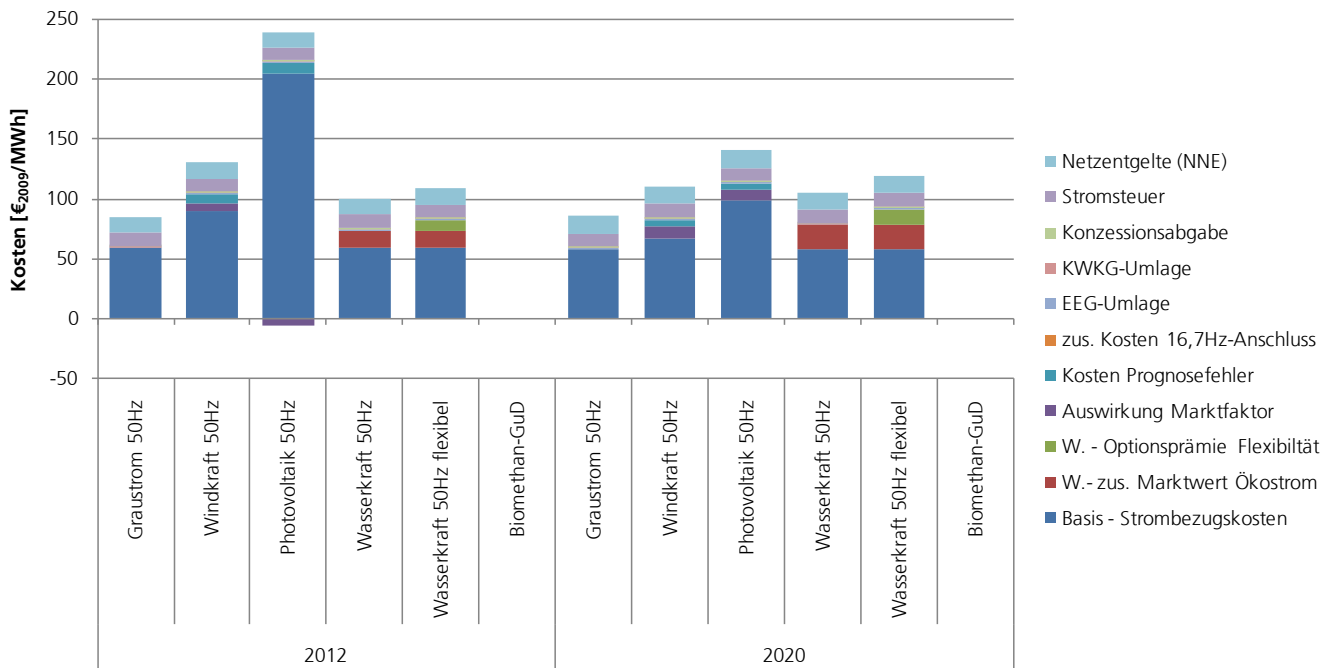


Abbildung 41: Kostenvergleich der verschiedenen Einzel-Strombezüge, 50-Hz-Bezug, mittleres Strompreisszenario, 2012 - 2020

Beim Vergleich der Preispfade für die 50-Hz-seitige EE-Integration wird ersichtlich, dass Windenergie im Fall hoher Brennstoff- und CO₂-Kosten im Jahr 2020 günstiger als Strom aus nationaler Wasserkraft ist (siehe Abbildung 41 und Abbildung 42). Im Falle eines Bezugs von internationaler Wasserkraft würde diese aber immer noch geringfügige Kostenvorteile gegenüber Windkraft ausweisen. Bei einem derartigen Szenario kann es auch möglich sein, dass für Strom aus derart wettbewerbsfähigen Windkraftanlagen dann anteilig zusätzliche Bezugskosten für den Marktwert von Ökostrom angesetzt werden müssen.

Dabei wurde auf die Darstellung für die 16,7-Hz-seitige Integration verzichtet, da der hohe Preisfad keine Auswirkungen auf den Kostenvergleich 50-Hz-Bezug vs. 16,7-Hz-Bezug hat.

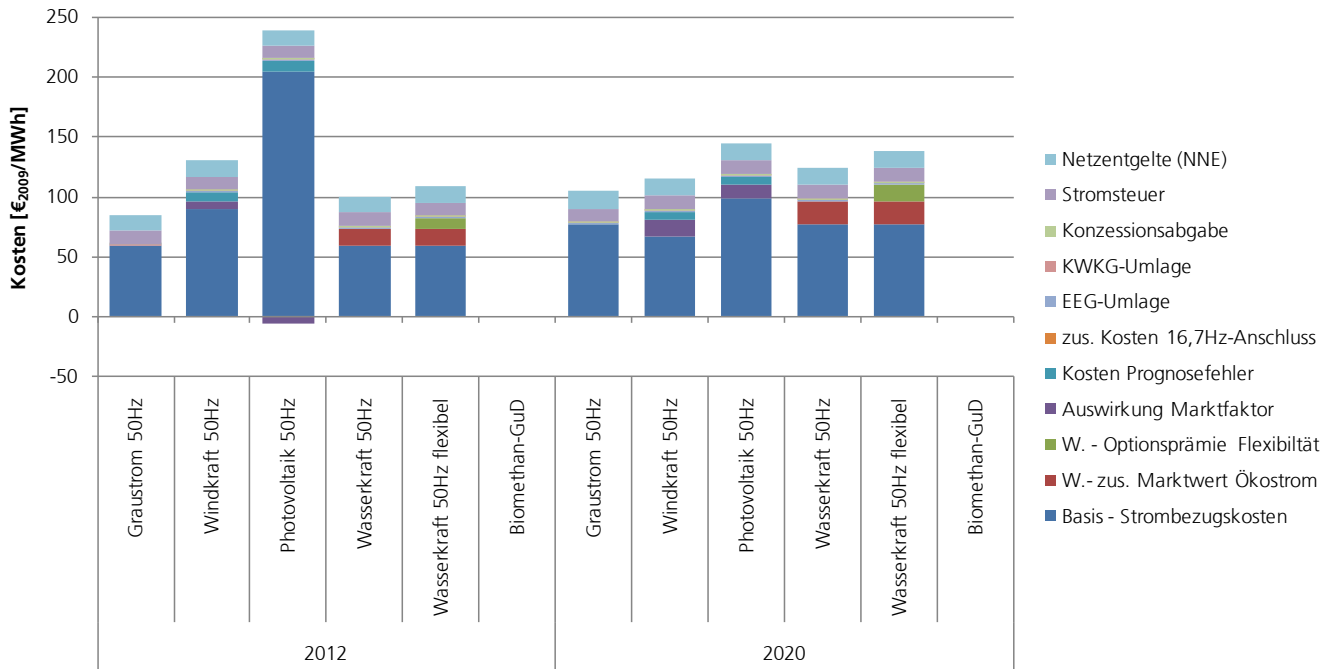


Abbildung 42: Kostenvergleich der verschiedenen Einzel-Strombezüge, 50-Hz-Bezug, oberes Strompreisszenario, 2012 - 2020

5.6.2 Vergleich 2020 – 2050 (Vollkosten)

Aus einem Ausblick bis 2050 können aufgrund der Unsicherheit nur Tendenzen abgeleitet werden. Des Weiteren erlaubt die abstrakte Betrachtung eines Vollkostenmarktes nur vereinfachte Bewertungen. Für das Jahr 2020 wird im Vergleich zu Abschnitt 5.6.1 auf eine andere Methodik der Kostenbewertung zurückgegriffen. Die ausgewiesenen Kosten sind also nicht mit einander vergleichbar.²⁹ So wird der Marktwert für Grünstrom an dieser Stelle vernachlässigt. Die Auswirkungen des Merit-Order-Effektes auf den relativen Marktwert von Wind und PV (Marktfaktor) würden per Definition eines Vollkostenmarktes keine Rolle mehr spielen. In Folge würde sich auch die EEG-Umlage schnell reduzieren (entsprechend der Entwicklung der Stromgestehungskosten von EE gegenüber den Stromgestehungskosten konventioneller Kraftwerke). Auch eine Optionsprämie für flexiblen Wasserkraftbezug lässt sich schwer erfassen. Hierfür erscheint es eher angebracht, die Stromgestehungskosten von konventionellen Kraftwerken gemäß [BMU 2010] als vergleichbare Ausgleichsoption anzusetzen.

Beim Vergleich der EE-Integration über eine 16,7-Hz-Direkteinspeisung oder einen 50-Hz-Bezug wird ersichtlich, dass im Jahr 2050 aufgrund der hohen vermiedenen Netznutzungsentgelte (inkl. Konzessionsabgabe) die Direkteinspeisung wirtschaftlich deutlich besser gegenüber dem 50-Hz-Bezug dasteht (siehe Abbildung 43 und Abbildung 44).

²⁹ Des weiteren muss berücksichtigt werden, dass der obere Preispfad auf Basis der Leitstudie 2010 [BMU 2010] bis zum Jahr 2020 aufgrund der uneinheitlichen Datenbasis niedriger ausfällt, als er für die Bewertungen in Abschnitt 5.6.1 zugrunde gelegt wurde.

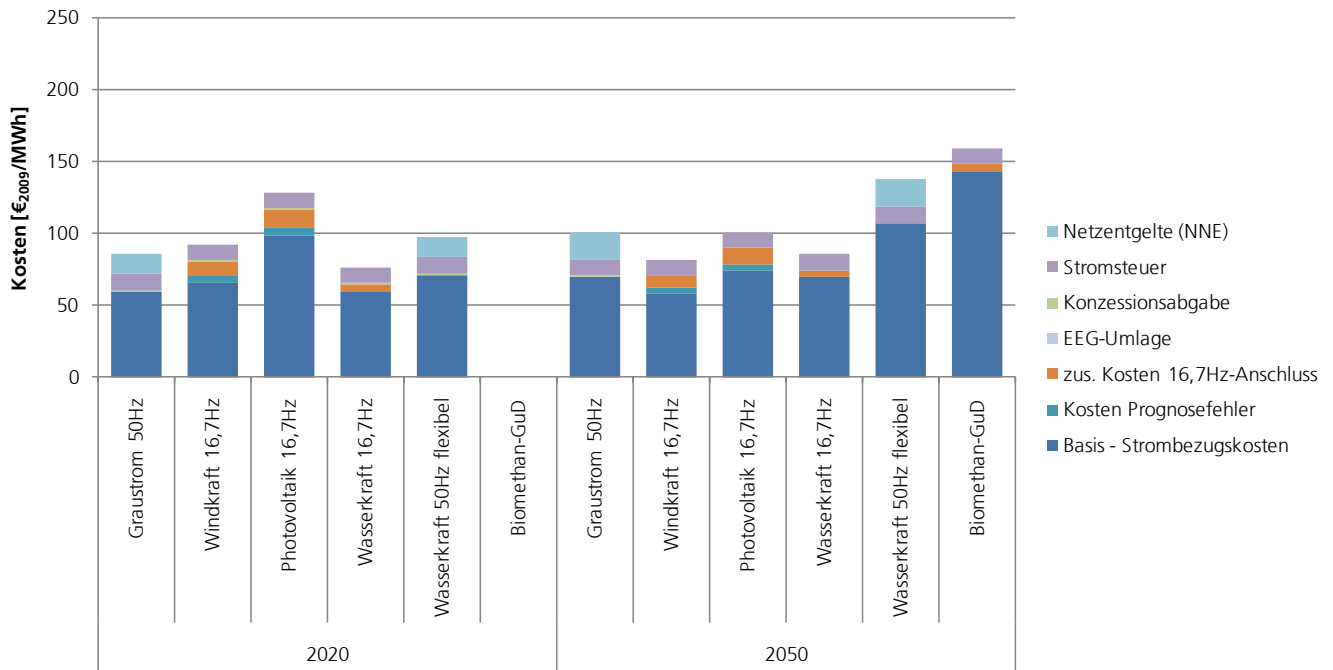


Abbildung 43: Kostenvergleich der verschiedenen Einzel-Strombezüge, 16,7-Hz-Bezug, mittleres Strompreisszenario, 2020 - 2050

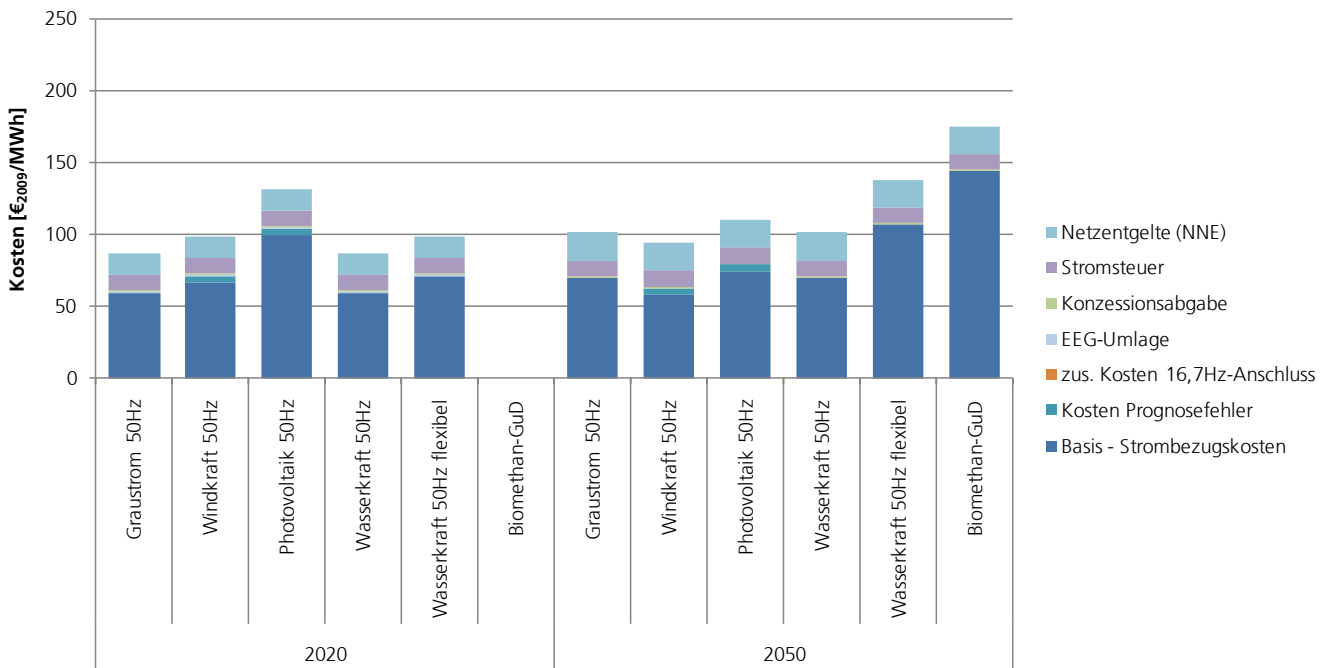


Abbildung 44: Kostenvergleich der verschiedenen Einzel-Strombezüge, 50-Hz-Bezug, mittleres Strompreisszenario, 2020 - 2050

Der Kostenvorteil der Integration von Windkraft in die Bahnstromversorgung im Vergleich zu einem Graustrombezug (bzw. dem Jahresdurchschnitt der Großhandelspreise) wird im Jahr 2050 trotz des hohen generellen EE-Anteils am Graustrom deutlich (siehe Abbildung 44 und Abbildung 45). Es ist davon auszugehen, dass Windkraft langfristig, zu der kostengünstigsten Energiequelle wird. Das vorrangige Problem stellt also hier die fluktuierende Einspeisung dar.

Auch für die Photovoltaik werden Kostendegressionen unterstellt, die die Anlagen zumindest in die Nähe des Jahresdurchschnitts der Großhandelspreise bringt.

Die veranschlagten Speicherkosten von ca. 64 €₂₀₀₉/MWh könnten bei der Verstärkung von Windenergie maximal nur zu 30 % bzw. 39 % anteilig gedeckt werden (Differenz Graustrom – Windkraft im Jahr 2050 im Fall des mittleren bzw. oberen Preispfades und einer Optimierung des 16,7-Hz-Netzes). Ein Speichereinsatz erscheint damit unwirtschaftlich. Der direkte Einsatz von Biomethan-GuD als Ausgleichsoption mit Grünstromeigenschaft ist kostenintensiv, kann aber im Fall des oberen Preispfades mit den Stromgestehungskosten konventioneller Kraftwerke – und damit mit dem vereinfachten Referenzwert für andere Ausgleichstechnologien – konkurrieren.

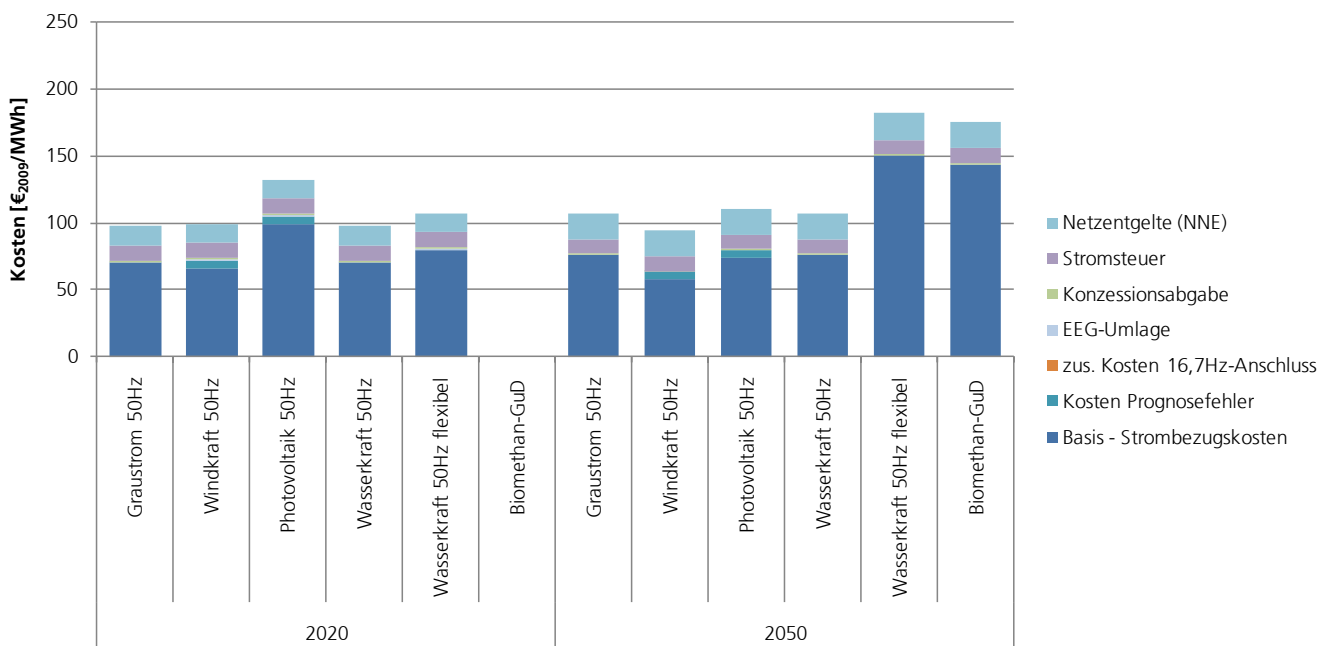


Abbildung 45: Kostenvergleich der verschiedenen Einzel-Strombezüge, 50-Hz-Bezug, oberes Strompreisszenario, 2020 - 2050

6 Entwicklungspfade und Systemanalyse

Die in Kapitel 3 entwickelten Konzepte wurden im Kapitel 4 und 5 unter technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten analysiert. Diese Analysen bilden die Berechnungsgrundlagen für die dynamischen Simulationen zur Lastdeckung und zur Auswertung der möglichen EE-Anteile und damit verbundenen Kosten der verschiedenen Entwicklungspfade und Rahmenbedingungen.

Eine wesentliche zugrunde gelegte Rahmenbedingung ist, dass die gesamte Einspeisung einzelner Anlagen fast vollständig in die Bahnstromversorgung integriert werden soll, unter einem möglichst hohen Anteil an Wind- und Solar-energie und damit unter Gewährleistung einer hohen Zusätzlichkeit. Dabei wurden - mittels dynamischer Simulation auf Basis der Wetterjahres 2009 in stündlicher Auflösung und unter Berücksichtigung der in Kapitel 4 analysierten Technologien und Standorte - die folgenden Varianten der Lastdeckung untersucht:

- 2012 – beispielhafte Bewertung eines maximalen Windanteils bei einer vollständigen Integration der Windleistungsspitzen (ohne Rückspeisung in 50-Hz-Netz)
- 2020 – maximaler EE-Anteil bei möglichst hohem Anteil fluktuierender EE und differenziert für den Bereich der zentralen Versorgung einerseits und die Gesamtversorgung (zentrale + dezentrale Versorgung) andererseits
 - Für ein unteres EE-Szenario (wenig Platz für EE)
 - Für ein oberes EE-Szenario (viel Platz für EE)
- 2050 – maximaler EE-Anteil bei möglichst hohem Anteil fluktuierender EE und differenziert für den Bereich der zentralen Versorgung einerseits und die Gesamtversorgung (zentrale + dezentrale Versorgung) andererseits
 - Für ein unteres EE-Szenario (wenig Platz für EE)
 - ohne Speichereinsatz
 - mit Speichereinsatz
 - Für ein oberes EE-Szenario (viel Platz für EE)
 - ohne Speichereinsatz
 - mit Speichereinsatz

Anhand der derart gewonnenen Mengenbilanzen zur Lastdeckung wird ein Kostenvergleich unter Ausweisung der absoluten Mehrkosten, die durch eine Erhöhung des EE-Anteils entstehen, durchgeführt. Vergleichsbasis sind dabei die Kosten für einen Graustrombezug von der Börse – also des Strommixes oh-

ne dabei die Grünstromanteile in der Stromkennzeichnung ausweisen zu können. Dabei wird differenziert zwischen:

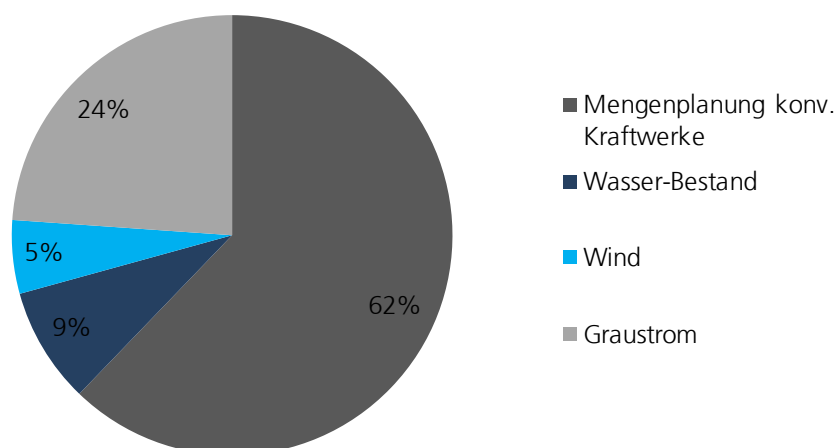
- einem mittleren und oberen Preispfad für fossile Brennstoffe und CO₂-Zertifikate
- Einer Bewertung unter den Rahmenbedingungen des derzeitigen Grenzkostenmarktes (für 2012 und 2020) einerseits und eines fiktiven Vollkostenmarktes (für 2020 und 2050) andererseits.
- Einer Bewertung der zusätzlichen Kosten ohne Sonderregelungen einerseits und den möglichen Sonderregelungen „Marktprämie mit Grünstromeigenschaft“ und „Befreiung von NNE und Stromsteuer für den EE-Anteil“ andererseits

6.1 Lastdeckung 2012

Im Jahr 2012 kann (nach derzeitiger Rechtslage) keine Rückspeisung von EE-Strom aus dem 16,7-Hz-Netz in das öffentliche Netz erfolgen. Zudem besteht ein Bedarf danach, flexible Regelenergie bzw. Ausgleichsenergie (Graustrom) aus dem öffentlichen Netz zu beziehen (siehe Abbildung 7). Dadurch wird die Integrationskapazität von Windkraft in die Bahnstromversorgung generell (auch über das 50-Hz-Netz) als auch speziell für die Direkteinspeisung von EE-Anlagen stark reduziert. Die Fragestellung ist dabei, wie hoch die installierte Windkraftleistung maximale sein kann, um das Abregeln oder den Weiterverkauf von EE-Überschüssen zu vermeiden.

Um EE-Überschüsse und im Fall der Direkteinspeisung eine Rückspeisung zu vermeiden, kann die maximale EE-Leistung, die integriert werden kann, über die Auslegung auf den Schwachlastfall (inkl. Pumpleistung PSW Langenprozelten) bestimmt werden. Dabei müssen ebenfalls die Mindestleistungen der konventionellen direkteinspeisenden Kraftwerke und die Einspeisung der bestehenden Wasserkraft berücksichtigt werden. Daraus ergibt sich ein maximaler Windstromanteil von 5 % bzw. ca. 0,5 TWh.

Abbildung 46:
Energiebilanz der
Bahnstromversorgung
2012



6.2 Lastdeckung 2020

Für das Jahr 2020 kann eine Integration der fluktuierenden EE vorrangig durch den Flexibilitätsrahmen der konventionellen Kraftwerke erfolgen. Grundlage für die Berechnung waren dabei die Parameter Mindestleistung, installierte Leistung und Mengenplanung. Da diese Parameter die Komplexität der Kraftwerkseinsatzoptimierung nur vereinfacht abbilden, ist ggf. indirekt auch der Einsatz des bestehenden PSW Langenprozelten zur Integration notwendig. Aufgrund der starken Saisonalität des 50-Hz-Bezugs (Spitzenleistung im Winter) besteht kein Potenzial für zusätzliche Speicher.

6.2.1 Unteres EE-Szenario

Aufgrund eines geringeren Stromverbrauchs und eines höheren Strombezugs auf Basis der Mengenplanung direkt einspeisender konventioneller Kraftwerke ist in diesem Szenario nur ein geringerer EE-Anteil möglich. Im Folgenden sind exemplarische Wochenverläufe separat für den Bereich der zentralen Bahnstromversorgung dargestellt. Im Fall eines Direktanschlusses von EE-Anlagen an das 16,7-Hz-Netz ermöglicht diese Aufteilung eine stundenscharfe Bilanzierung der EE-Deckungsanteile und des Einsatzes der konv. Direkteinspeisung. Im Falle eines ausschließlichen 50-Hz-EE-Bezugs ist diese Differenzierung dagegen nur für die konv. Lastdeckung notwendig.

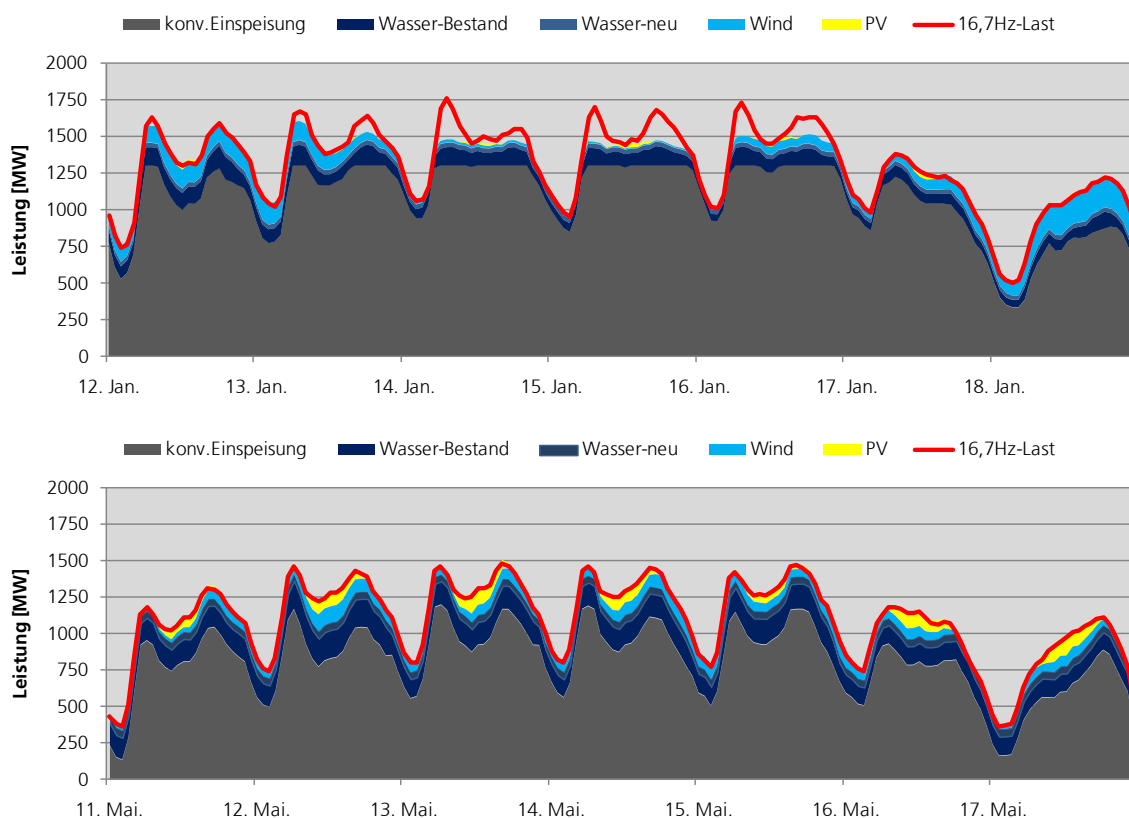


Abbildung 47: Exemplarische Wochenverläufe der Bahnstromversorgung 2020, geringer EE-Anteil, zentrale Versorgung

Unter Berücksichtigung des Stromverbrauchs der dezentralen Versorgung und der S-Bahnen Berlin und Hamburg ergibt sich eine höhere Last und damit auch weiteres Potenzial EE in die Bahnstromversorgung zu integrieren. Die Bezeichnung EE-Backup steht dabei stellvertretend für einen flexiblen Strombezug aus Wasserkraftanlagen oder Biomasseanlagen (Altholz-HKW, Abfall-Biogasanlagen).

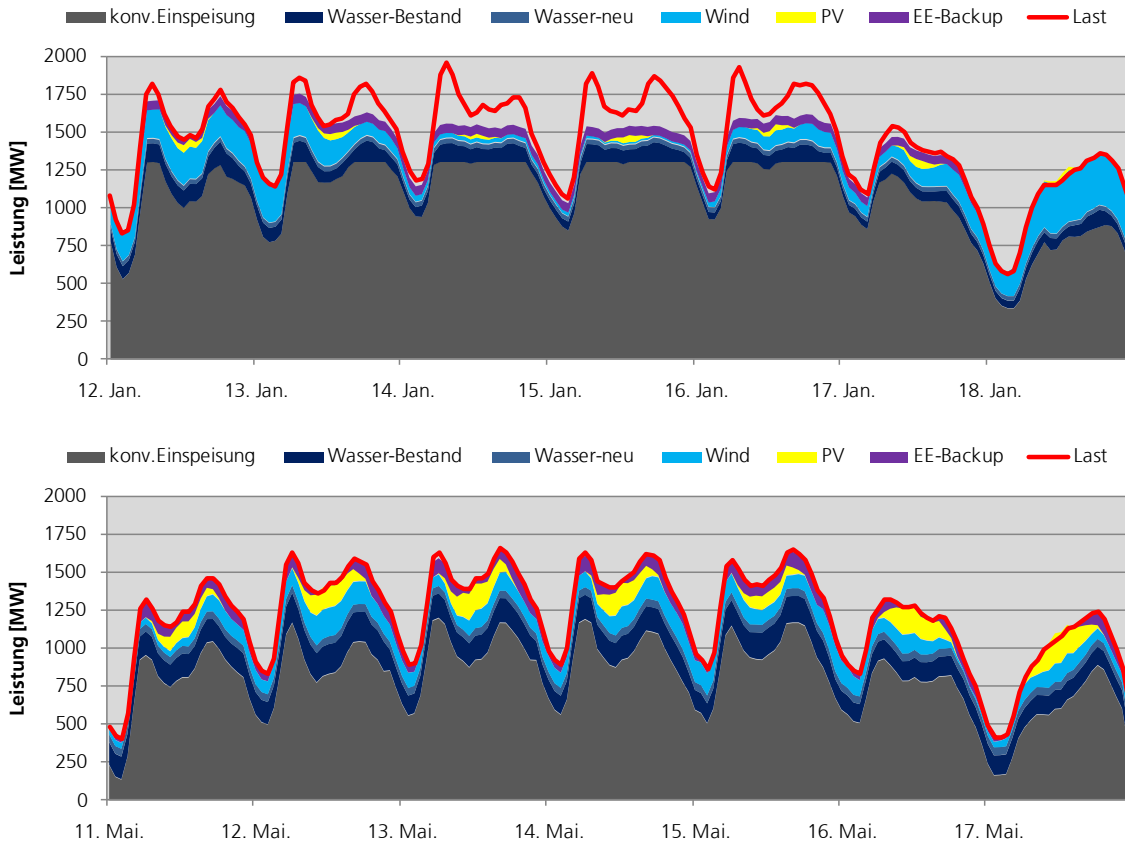
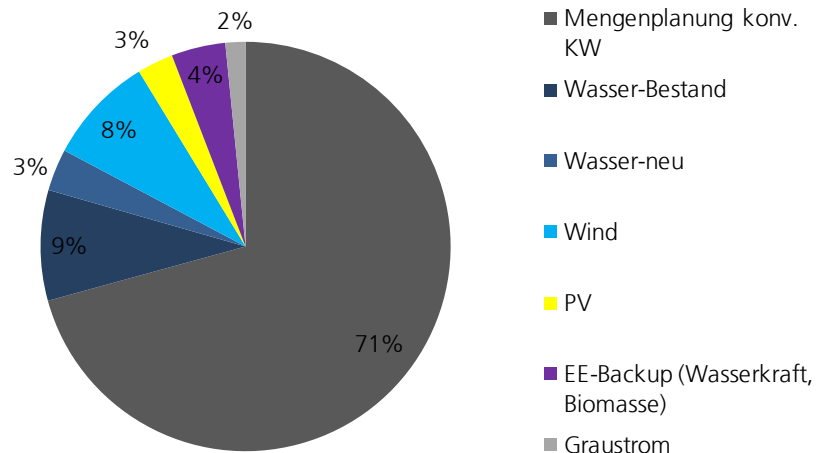


Abbildung 48: Exemplarische Wochenverläufe der Bahnstromversorgung 2020, geringer EE-Anteil, Gesamtversorgung

Dabei wird das unter den genannten Annahmen ermittelte Flexibilitätspotenzial der konv. Direkteinspeisung (und ggf. des bestehenden PSW) deutlich. Die daraus resultierende Energiebilanz ist in Abbildung 49 dargestellt.

Abbildung 49:
Energiebilanz der
Bahnstromversor-
gung 2020, geringer
EE-Anteil



Demnach könnte im Jahr 2020 lediglich ein EE-Anteil von 27 %³⁰ am Bahnstrom realisiert werden. Dies entspricht nicht den Konzernzielen der DB AG von 35 % für das Jahr 2020. Für den Fall, dass auf den Einsatz von Zertifikaten verzichtet werden soll, wäre es - um das Konzernziel zu erreichen - notwendig die Mengenplanung der konventionellen direkteinspeisenden Kraftwerke zu reduzieren. Für die Berechnungen wurde dagegen eine maximale Ausschöpfung der Potenziale konv. Direkteinspeisung auf Basis der bestehenden bzw. sich im Bau befindliche Kraftwerke bei entsprechender maximaler Verfügbarkeit unterstellt. Dies ist dadurch begründet, dass die konv. Direkteinspeisung deutliche wirtschaftliche Vorzüge für die Bahnstromversorgung gegenüber einem Graustrombezug aus dem öffentlichen Netz aufweist.

6.2.2 Oberes EE-Szenario

Aufgrund eines höheren Bahnstromverbrauchs und eines geringeren Strombezugs auf Basis der Mengenplanung direkteinspeisender konventioneller Kraftwerke (ohne Datteln 4) ist in diesem Szenario auch ein höherer EE-Anteil möglich. Im Folgenden sind exemplarische Wochenverläufe separat für den Bereich der zentralen Bahnstromversorgung und für die Gesamtversorgung dargestellt.

³⁰ In Abbildung 16 wird ein maximaler EE-Anteil von 29 % angegeben. Auf Basis der getroffenen Annahmen wäre aber aufgrund der saisonalen Lastspitzen nur ein Anteil von 27 % realisierbar.

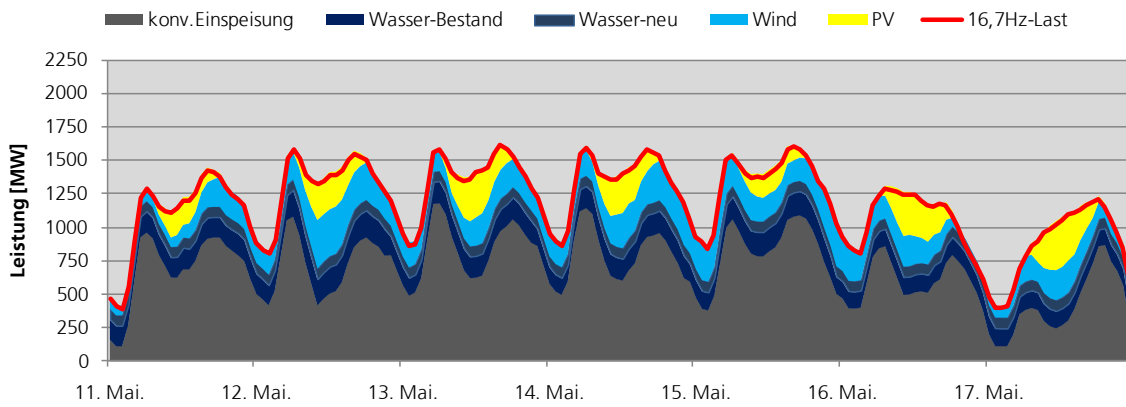
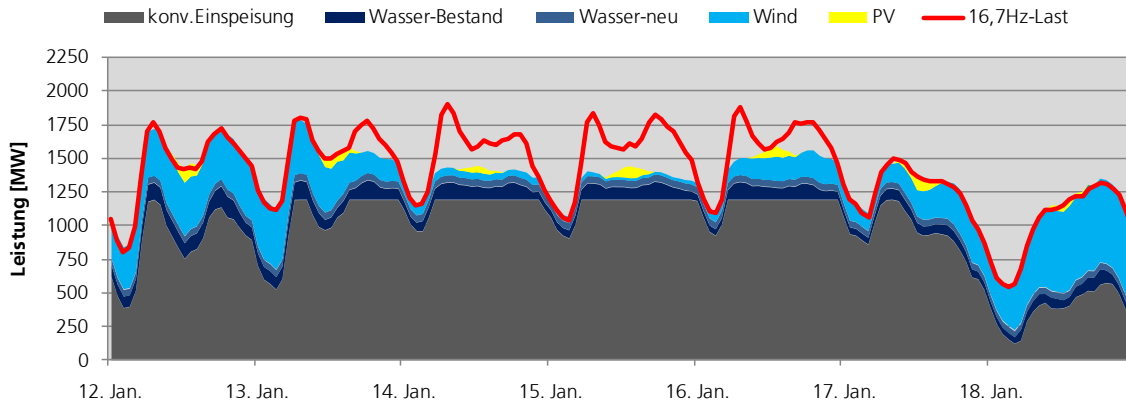


Abbildung 50: Exemplarische Wochenverläufe der Bahnstromversorgung 2020, hoher EE-Anteil, zentrale Versorgung

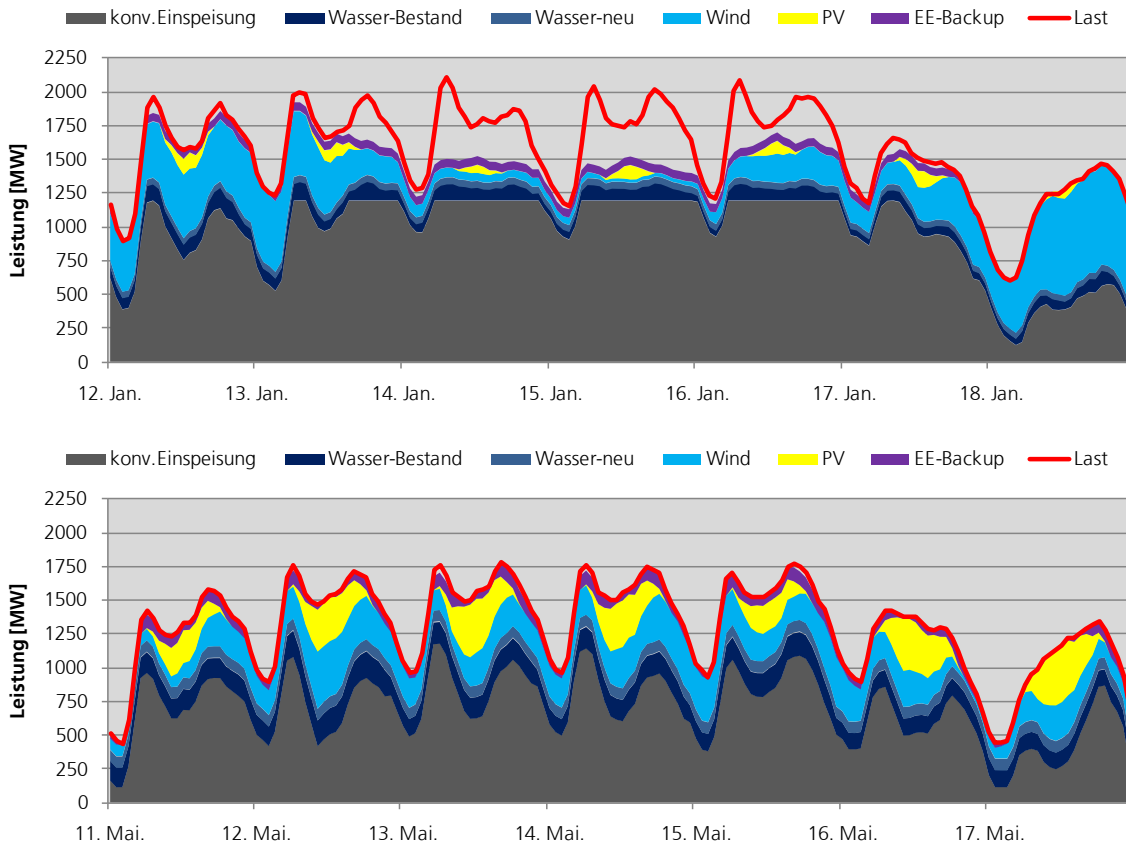
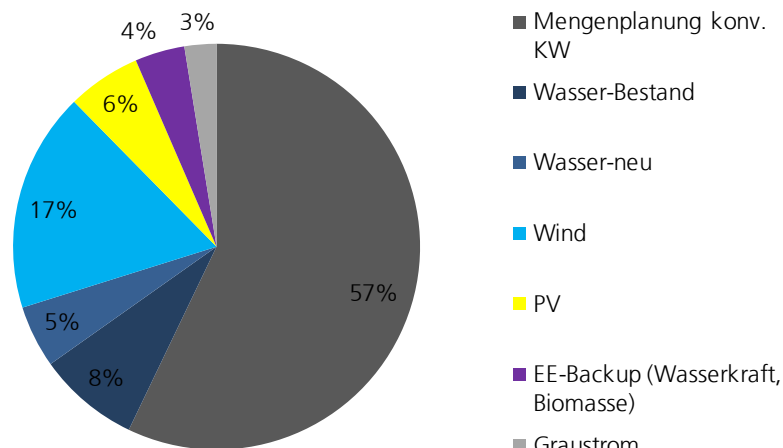


Abbildung 51: Exemplarische Wochenverläufe der Bahnstromversorgung 2020, hoher EE-Anteil, Gesamtversorgung

Dabei wird deutlich, dass durch den höheren EE-Anteil auch die Anforderungen an die Flexibilität der konv. Direkteinspeisung steigen. Es müssten im Vergleich zum unteren EE-Szenario steilere Gradienten und erhöhte Teillastzustände gefahren werden. Die Realisierbarkeit dieser Anforderungen ist ggf. durch eine detailliertere Kraftwerkseinsatzplanung unter Berücksichtigung der anlagenscharfen technischen Restriktionen zu überprüfen. Die aus den getroffenen Annahmen resultierende Energiebilanz ist in Abbildung 52 dargestellt.

Abbildung 52: Energiebilanz der Bahnstromversorgung 2020, hoher EE-Anteil



Nach diesem Szenario könnte im Jahr 2020 sogar ein EE-Anteil von 40 %³¹ am Bahnstrom realisiert werden. Dies würde die Konzernziele der DB AG von 35 % im Jahr 2020 übertreffen.

6.3 Lastdeckung 2050

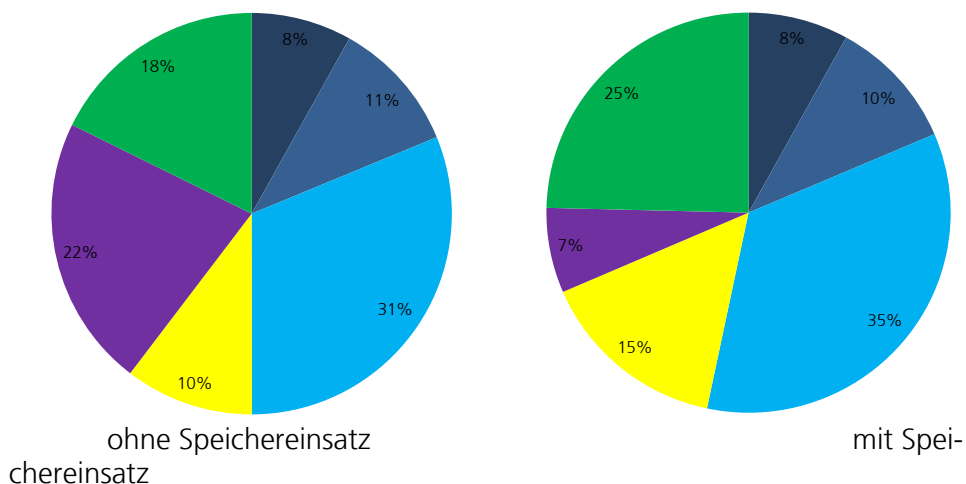
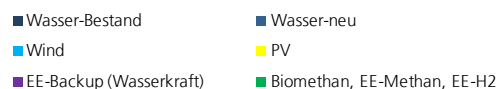
Auf Basis der fast vollständigen Einbindung fluktuierender EE-Erzeuger (bzw. eines nur geringfügigen Anteils überschüssiger EE-Einspeisung, der am Spotmarkt weiterverkauft werden muss) in die Bilanzkreise der DB Energie kann nur ein maximaler Anteil an Wind- und PV-Strom von ca. 40 % erreicht werden. Besonders nachteilig für die Integration der Windkraft wirkt sich hier aus, dass die DB Energie im Vergleich zur öffentlichen Versorgung nachts einen geringeren Strombedarf aufweist (siehe Abbildung 31).

Durch den Einsatz von Speichern lässt sich dieser Anteil auf ca. 50 % steigern. Dabei ist aber die Kapazität von Tagesspeichern (Annahme eines maximalen Dauerturbinenbetriebs von 8 Stunden für Pumpspeicherwerke oder Druckluftspeicher) sehr begrenzt, um überschüssigen EE-Strom aufzunehmen.

Da der Bahnstromverbrauch des Jahres 2050 für das untere EE-Szenario sich nur geringfügig vom Verbrauch des Jahres 2020 des oberen EE-Szenarios unterscheidet, wird im Folgenden detailliert nur die Lastdeckung für das obere EE-Szenario 2050 dargestellt. Die Energiebilanz für das untere EE-Szenario stellt sich wie folgt dar:

³¹ In Abbildung 16 wird ein maximaler EE-Anteil von 43 % angegeben. Auf Basis der getroffenen Annahmen wäre aber aufgrund der saisonalen Lastspitzen nur ein Anteil von 40 % realisierbar.

Abbildung 53:
Energiebilanz der
Bahnstromversor-
gung 2050, geringer
EE-Anteil



Der Bezug von Biomethan-GuD-Kraftwerken ist dabei als „Platzhalter“ für die erneuerbare Deckung des restlichen Strombedarfs zu sehen. Alternativ kann hierfür auch der Bezug von Graustrom oder ggf. Grünstrom über die Börse erfolgen. Ohne Speichereinsatz wird deutlich, dass der Deckungsanteil eines flexiblen Wasserkraftbezugs sehr groß wäre (siehe „Geschäftsmodell der Naturstrom AG“). Wie bereits in Abschnitt 3.5.1 diskutiert, gilt dieser Ansatz nur, wenn unterstellt wird die Einspeisung einzelner Anlagen in die Bahnstromversorgung zu integrieren. Aufgrund des hohen flexiblen EE-Strombedarfs wäre hier aber der Bezug ausländischer Wasserkraft notwendig. Realistischer für diese langfristige Entwicklung wäre jedoch der flexible Bezug von Grünstrom über die Börse, ohne eine Zuordnung zu Einzelanlagen (siehe Abschnitt 3.5.1 und Paulun 2011).

6.3.1 Oberes EE-Szenario – ohne Speichereinsatz

Aufgrund eines höheren Bahnstromverbrauchs ist in diesem Szenario auch ein höherer absoluter EE-Strombezug möglich. Im Folgenden sind exemplarische Wochenverläufe separat für den Bereich der zentralen Bahnstromversorgung und für die Gesamtversorgung dargestellt.

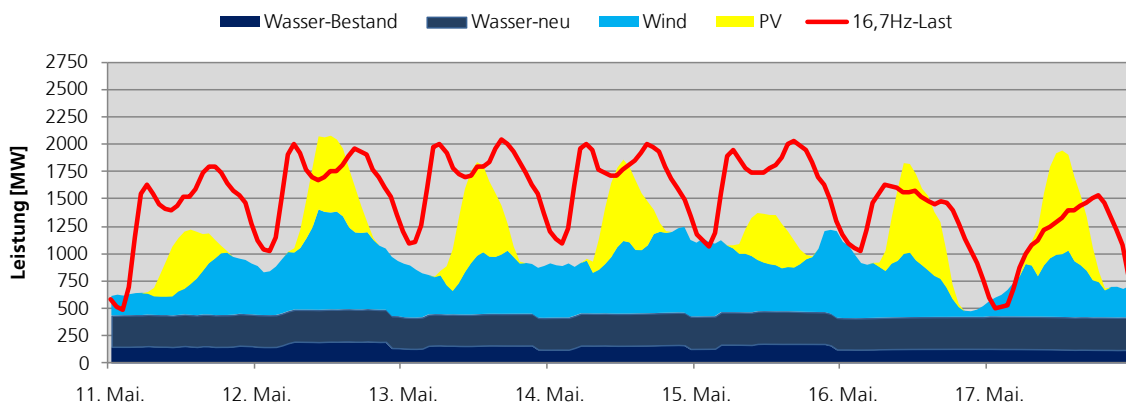
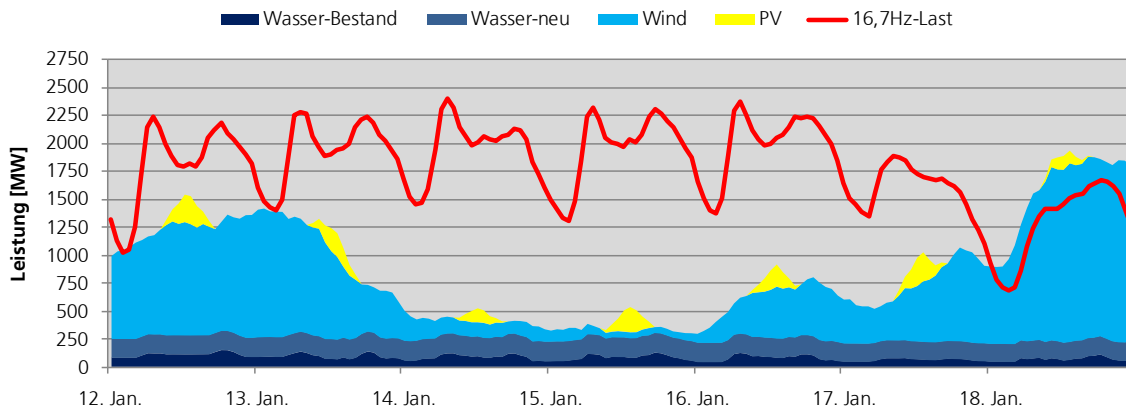


Abbildung 54: Exemplarische Wochenverläufe der Bahnstromversorgung 2050, hoher EE-Anteil, zentrale Versorgung ohne Speichereinsatz

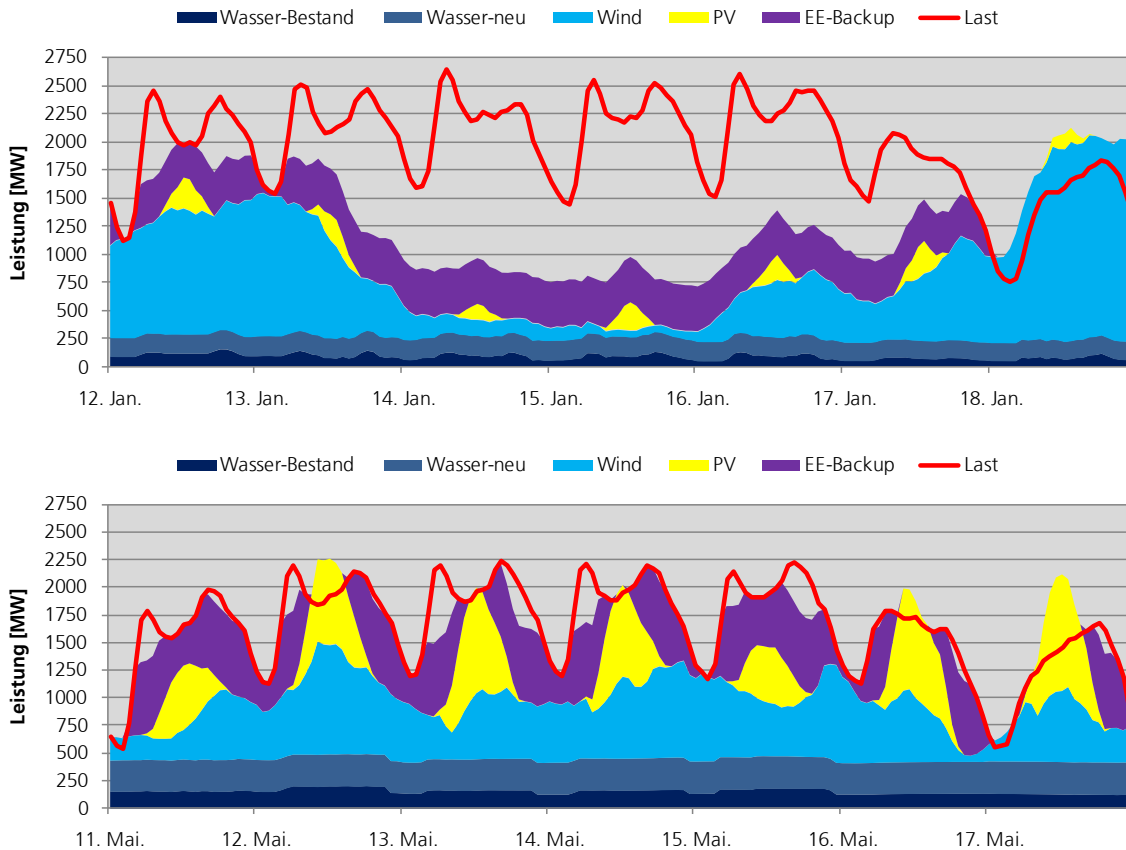
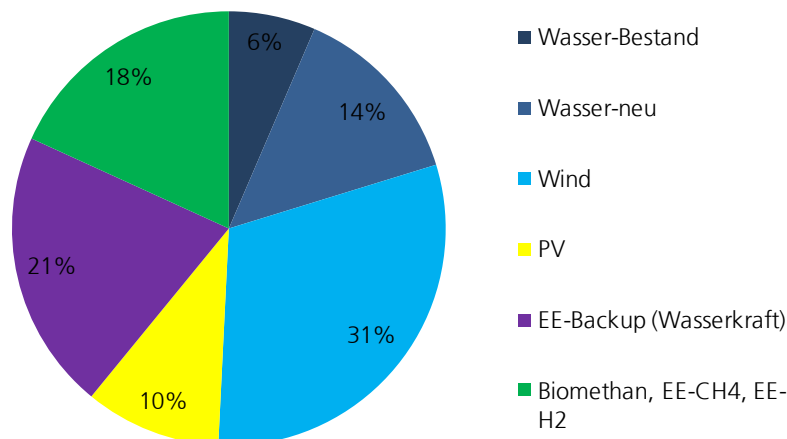


Abbildung 55: Exemplarische Wochenverläufe der Bahnstromversorgung 2050, hoher EE-Anteil, Gesamtversorgung, ohne Speichereinsatz

Anhand der dynamischen Simulation der Lastdeckung für ein reales Wetterjahr ist erkennbar, dass die Wind- und PV-Einspeisung zwar selbst eine gewisse Antikorrelation aufweisen. Auch durch die deutschlandweite Verteilung der Anlagen ist ein gewisser Ausgleichseffekt gegeben. Deutlich wird aber auch, dass die fluktuierende Einspeisung ohne zusätzliche Ausgleichsoptionen die Last nur begrenzt decken kann – in diesem Fall zu 41 % unter Berücksichtigung einer Wasserkraft-Bandlast mit einer Auslegung bis zum Schwachlastfall.

Abbildung 56: Energiebilanz der Bahnstromversorgung 2050, hoher EE-Anteil, ohne Speichereinsatz



6.3.2 Oberes EE-Szenario – mit Speichereinsatz

Für den Einsatz von Tagesspeichern mit einer Turbinen-Leistung von 450 MW stellt sich die Situation ganz anders dar. Besonders die hohen mittäglichen solaren Einspeisespitzen können dadurch gut integriert werden. Aufgrund der Saisonalität der Solareinspeisung hätte dieses Betriebskonzept jedoch eine geringe Auslastung im Winterhalbjahr zu Folge.

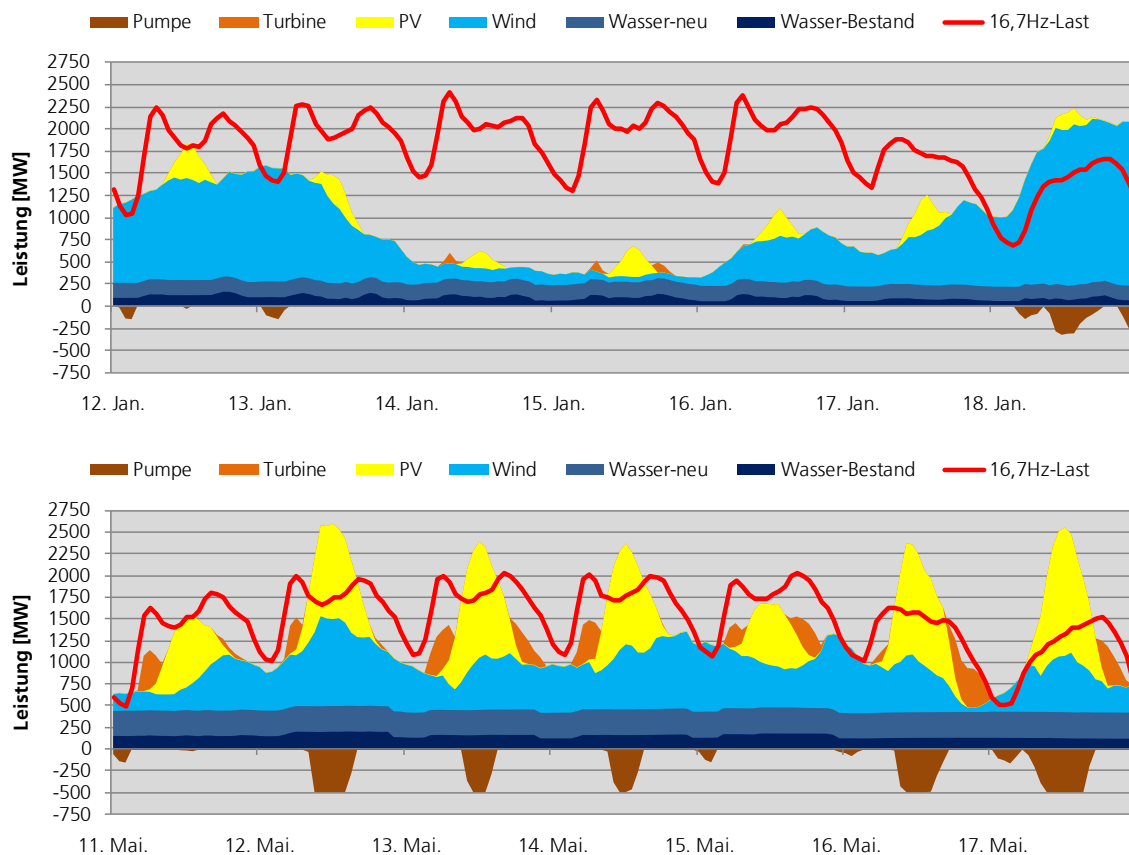
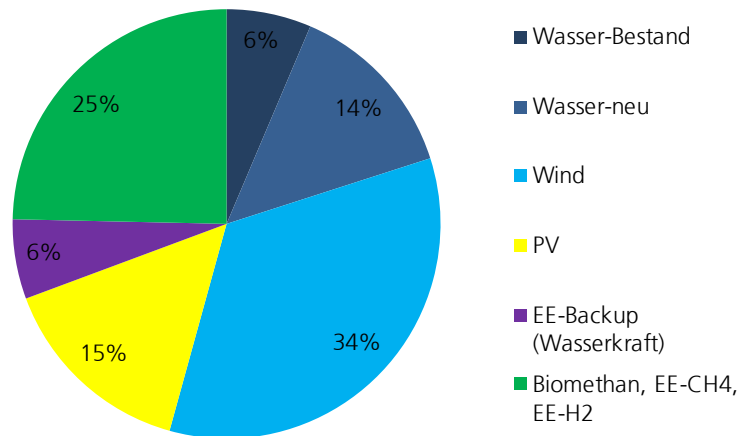


Abbildung 57: Exemplarische Wochenverläufe der Bahnstromversorgung 2050, hoher EE-Anteil, zentrale Versorgung mit Speichereinsatz

Anhand der Mengenbilanz wird deutlich, dass sich der Anteil der fluktuierenden EE-Einspeisung deutlich erhöhen lässt – in diesem Fall auf 49 %. Besonders für den Deckungsanteil der PV ist diese Steigerung von 10 auf 15 % deutlich. Der Anteil an EE-Backup-Leistung über flexiblen Wasserkraftbezug wird durch den Speichereinsatz deutlich reduziert. Der Bezug von Biomethan-GuD-Kraftwerken für die erneuerbare Deckung des restlichen Strombedarfs steigt aufgrund des geringeren Anteils von flexiblem Wasserkraftbezug. Alternativ könnte auch hierfür der Bezug von Graustrom oder ggf. Grünstrom über die Börse erfolgen.

Abbildung 58:
Energiebilanz der
Bahnstromversor-
gung 2050, hoher
EE-Anteil, mit Spei-
chereinsatz



6.4 Kostenvergleich

Aus den spezifischen Kosten der einzelnen Energieträger bzw. Bezugskonzepte und den Energiebilanzen der Szenariovarianten können absolute Kosten je Szenariojahr und Konzept abgeleitet werden.

Dabei werden jedoch nicht die Kosten der Mengenplanung direkteinspeisender konventioneller Kraftwerke und bestehender direkteinspeisender Wasserkraft berücksichtigt. Dargestellt werden nur die Kosten zur Ersetzung des 50-Hz-Bezugs (Graustrom) durch EE-Strom. Diese können dann mit eben diesem 50-Hz-Bezug als Referenz verglichen werden. Diese Darstellung erlaubt keinen Vergleich zwischen den Jahren oder Verbrauchsszenarien, da mit der unterschiedlichen Strombezugsmenge auch die absoluten Kosten variieren.

Im Fall der Bewertung des mit einer Marktprämie geförderten EE-Bezugs muss darauf hingewiesen werden, dass es fraglich ist, ob der unterstellte hohe Marktwert der Grünstromeigenschaft für Wasserkraftstrom von bis zu 20 €/2009/MWh (siehe Abschnitt 5.3) noch gerechtfertigt ist, wenn über die Marktprämie weitere EEG-Mengen in den Markt treffen. Gleiches gilt für die Höhe der Optionsprämie für einen flexiblen Wasserkraftbezug. Entsprechend könnten die Mehrkosten mit Marktprämie noch geringer als dargestellt ausfallen.

Wie in Abbildung 59 dargestellt belaufen sich die Mehrkosten im Jahr 2020 auf maximal 118 Mio. €/2009 (oberer EE-Anteil, mittlerer Preispfad) bis minimal 37 Mio. €/2009 (mittlerer EE-Anteil, oberer Preispfad). Durch eine Marktprämie mit Grünstromeigenschaft könnten diese Kosten auf 84 bzw. 29 Mio. €/2009 reduziert werden. Durch eine komplette Befreiung von NNE und Stromsteuer für den EE-Anteil reduzieren sich die Mehrkosten sogar auf 20 bzw. 0 Mio. €/2009.

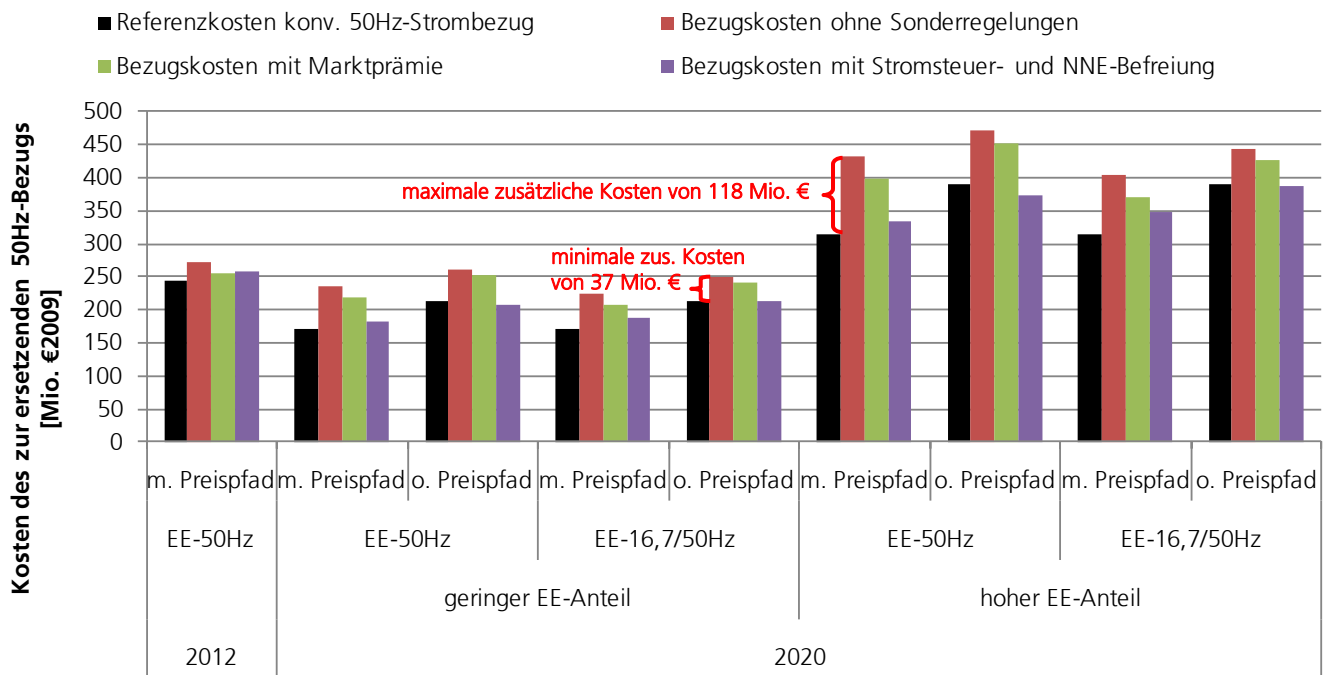


Abbildung 59: Absolute Kosten des durch EE-Strom zu ersetzenden 50-Hz-Bezugs für die Jahre 2012 und 2020 unter den Rahmenbedingungen des bestehenden Grenzkostenmarktes

Die Kostenbetrachtung eines fiktiven Vollkostenmarktes in Hinblick auf die Entwicklung bis 2050 ist mit großen Unsicherheiten behaftet und kann nur Tendenzen abbilden. Um diesem Zieljahr einen Vergleich zu geben und die Entwicklung besser nachzuvollziehen, wird in Abbildung 60 auch das Jahr 2020 dargestellt.

Dabei wird deutlich, dass durch das Prinzip des Vollkostenmarktes die Wettbewerbsnachteile einer direkten Integration fluktuierender EE in die Grünstrom-Bilanzkreise gegenüber dem Spotmarktbezug deutlich reduziert werden. Durch eine Befreiung von NNE und Stromsteuer kann sich der EE-Bezug sogar wirtschaftlicher darstellen.

Der Einsatz von Speichern kann den Anteil von günstigem Windkraftstrom im Jahr 2050 steigern und dadurch den notwendigen Bezug von teurer flexibler Wasserkraft oder teurem Biomethan-Strom reduzieren. Unter den getroffenen Annahmen könnte dieser Effekt sogar die zusätzlichen Speicherkosten (Stromverlagerungskosten) überkompensieren. Hierbei muss aber noch einmal betont werden, dass sich auch andere Alternativen, wie der anlagenunabhängige Bezug von Grünstrom über die Börse, bieten können. Dieser könnte sich auch gegenüber den Speicherkosten wieder anders darstellen. Dabei ist aber eine Kostenbetrachtung über einen derart weiten Zeithorizont und aufgrund der fehlenden Zuordnung zur Einspeisung einzelner Anlagen an dieser Stelle nicht möglich.

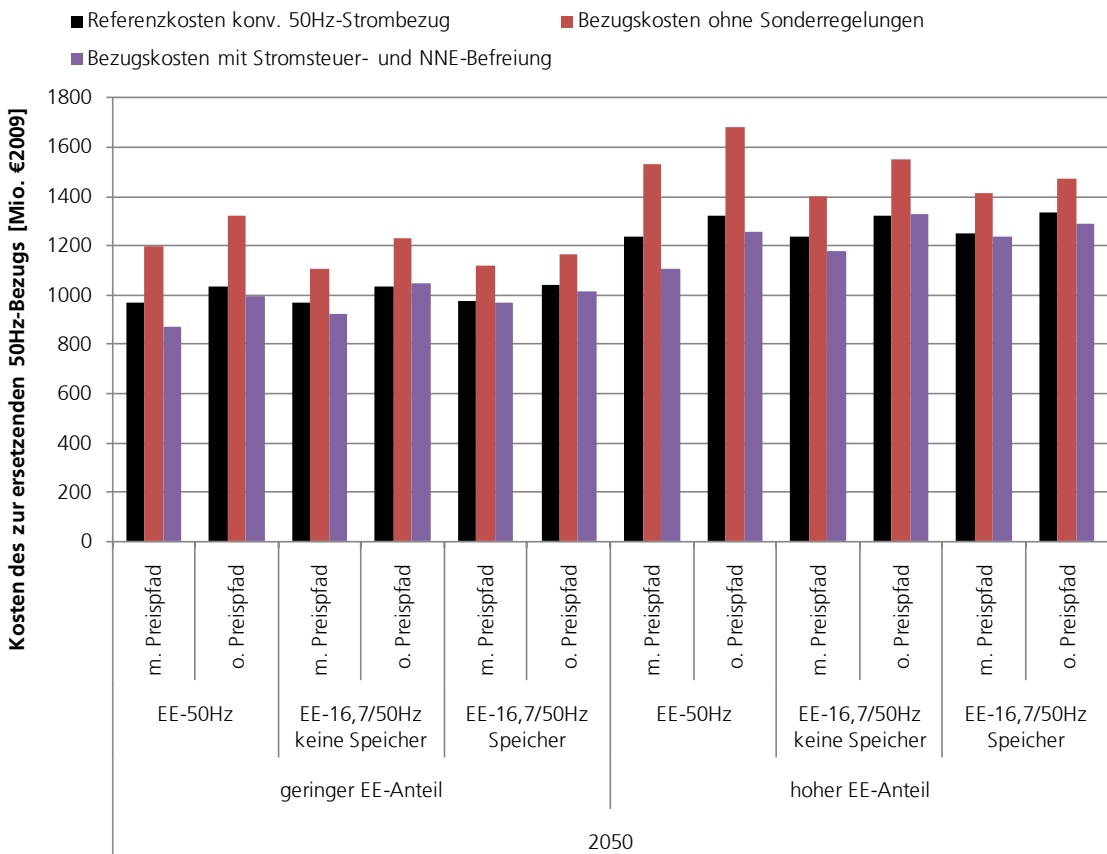
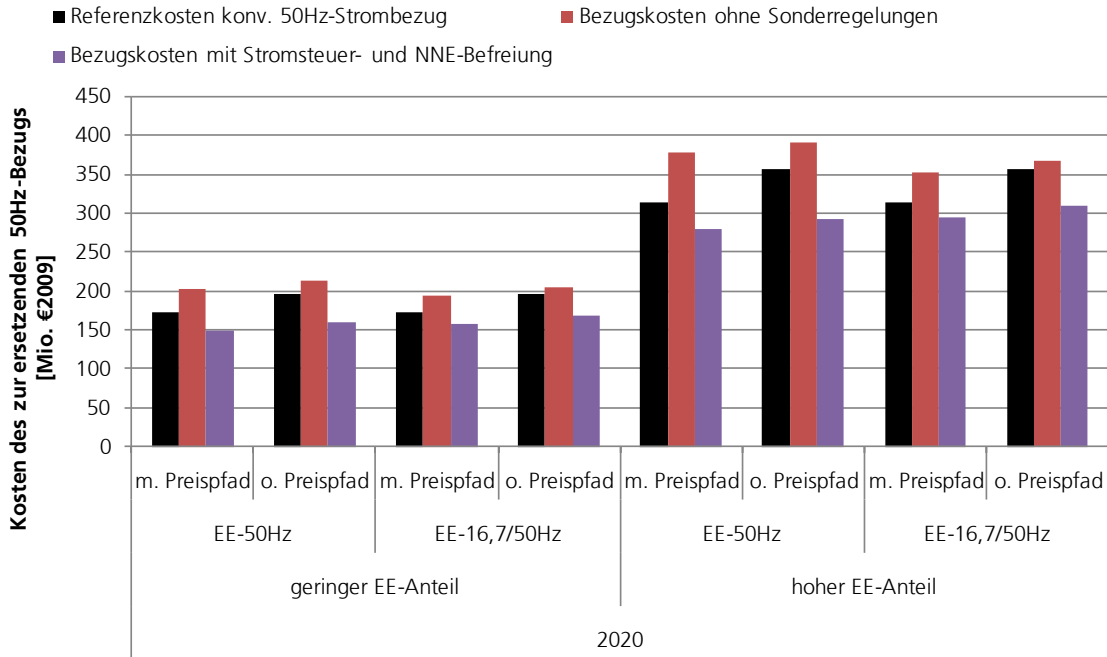


Abbildung 60: Absolute Kosten des durch EE-Strom zu ersetzenden 50-Hz-Bezugs für die Jahre 2020 und 2050 unter den Rahmenbedingungen eines fiktiven Vollkostenmarktes

7 Zusammenfassung

Zielsetzung der Studie

Ziel der Studie ist es, Konzepte für eine technisch und wirtschaftlich sinnvolle Integration Erneuerbarer Energien in die Stromversorgung der DB Energie zu entwickeln. Dabei sollen sowohl die Machbarkeit und Grenzen einer frühzeitigen anteiligen Integration als auch eine visionäre Vollversorgung mit EE aufgezeigt werden. Die besonderen Anforderungen der Bahnstromversorgung werden analysiert und der komplexen Versorgungssituation Rechnung getragen.

Beschreibung Status Quo

Die Deutsche Bahn hat sich unternehmerische Ziele zum EE-Ausbau gesetzt: Ihr Anteil soll bis 2020 nahezu verdoppelt werden, von 19,8 Prozent (2010) auf 35 Prozent. Erste Schritte dazu sind zwei Windparks, die die DB Energie unter Vertrag genommen hat. Bis 2050 verfolgt die DB die Vision, die Bahnstromversorgung komplett auf erneuerbare Energien umzustellen.

Für Firmenkunden im Personen- und Güterverkehr bietet die DB mit den Angeboten Umwelt-Plus und Eco Plus bereits heute Bahnreisen bzw. -transporte mit 100 Prozent erneuerbaren Energien. Diese Strommengen werden jedoch außerhalb des regulären Bahnstrommixes bilanziert und nicht auf die eigenen Ziele angerechnet.

Der Ausbau erneuerbarer Energien ist gegenwärtig für die DB mit Mehrkosten gegenüber einer konventionellen Strombeschaffung verbunden. Um einen weitergehenden Ausbau erneuerbarer Energien zu ermöglichen sowie die Wettbewerbsfähigkeit des Verkehrsträgers Schiene zu erhalten, ist es Nebenziel dieser Studie, Instrumente zu identifizieren, mit denen Anreize für einen schnelleren Ausbau Erneuerbarer Energien in der Bahnstromversorgung geschaffen werden können.

Welchen Raum lässt das Bahnstromnetz für den Ausbau Erneuerbarer Energien?

Die Deutsche Bahn ist der größte Stromverbraucher in Deutschland. In 2009 lag der Traktionsstromverbrauch bei 10,9 TWh. Die Mengenplanung für einen EE-Ausbau muss an dem künftigen Stromverbrauch orientiert werden. Für diese Studie wurden aus dem Energiekonzept der Bundesregierung zwei Szenarien betrachtet:

- Unteres Verbrauchsszenario: In diesem Szenario, das als auch als „Trendszenario“ bezeichnet wird, werden die gegenwärtigen Marktanteile des Schienenverkehrs fortgeschrieben und nur ein Mengenwachstum unterstellt. Der Bahnstromverbrauch steigt bis 2050 leicht an.
- Oberes Verbrauchsszenario: In diesem „Verkehrspolitischen Szenario“ ist ein höheres Mengenwachstum und insbesondere für den Schienengüterverkehr ein größerer Marktanteil des Schienenverkehrs unterstellt. Der Bahnstromverbrauch steigt bis 2050 erheblich an.

Die Mengenplanung für EE ist zudem von dem Einsatz konventioneller Kraftwerke abhängig. Die DB Energie ist an Langfristbezugsverträge mit direkt einspeisenden Kraftwerken gebunden bzw. trifft langfristige strategische Planungen. Die Kraftwerke stellen eine vertragliche (Mindestabnahmemengen) und technische (Leistungsgradienten) Grundversorgung sicher. Dabei werden ebenfalls zwei Szenarien unterstellt:

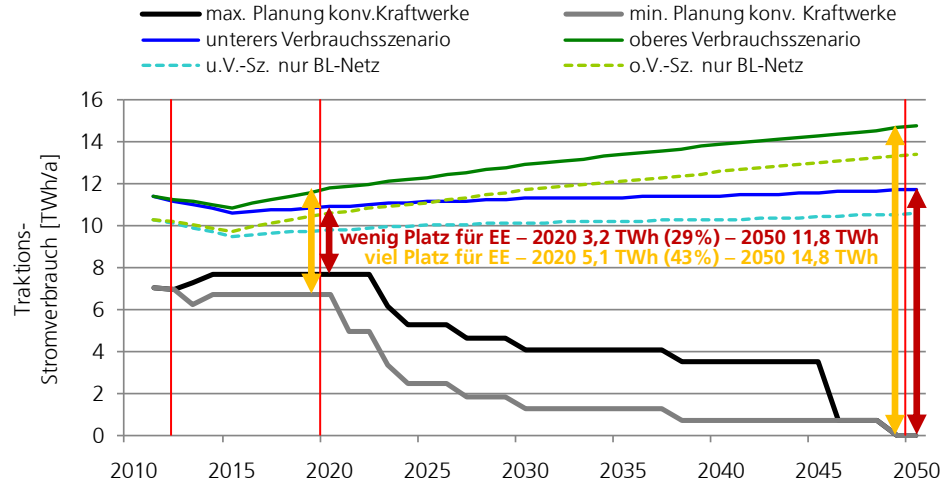
- Maximale Planung: Gegenwärtige Mengenplanung von DB Energie mit Inbetriebnahme des Kraftwerks Datteln 4.
- Minimale Planung: Gegenwärtige Mengenplanung von DB Energie ohne Inbetriebnahme des Kraftwerks Datteln 4, dafür Weiterbetrieb des Kraftwerks Datteln alt.

Daraus resultieren zwei „Extrem-Szenarien“ für den EE-Anteil – Erstens viel Platz für EE und zweitens wenig Platz für EE.

Der gesamte Spielraum für die Integration EE im Jahr 2020 liegt je nach Szenario im Bereich von 27 bis 43 Prozent. Im „viel Platz“-Szenario kann aber unter Berücksichtigung der notwendigen Regel- und Back Up-Kapazitäten und saisonalen Lastspitzen ein EE-Anteil in 2020 von 40 Prozent realisiert werden. Im „wenig Platz“-Szenario liegt der realisierbare Anteil bei 27 Prozent. Die Schlussfolgerungen zum Jahr 2050 wurden unter der Prämisse eines EE-Anteils von 100 Prozent getroffen.

Abbildung 61:
Maximale Anteile
erneuerbarer Energie
am Bahnstromver-
brauch

Quelle:
Anpassung nach
Abbildung 8



* Traktionsverbrauch inklusive Netzverluste und elektrischer Betriebsmittel
 - u.V.-Sz. nur BL-Netz – unteres Bahnstromverbrauchs-Szenario für den Bereich der zentralen Versorgung bzw. des Bahnstromleitungsnetzes
 - o.V.-Sz. nur BL-Netz - oberes Bahnstromverbrauchs-Szenario für den Bereich der zentralen Versorgung

Beschreibung der technischen Randbedingungen: Welche Besonderheiten im Bahnstromnetz müssen beachtet werden?

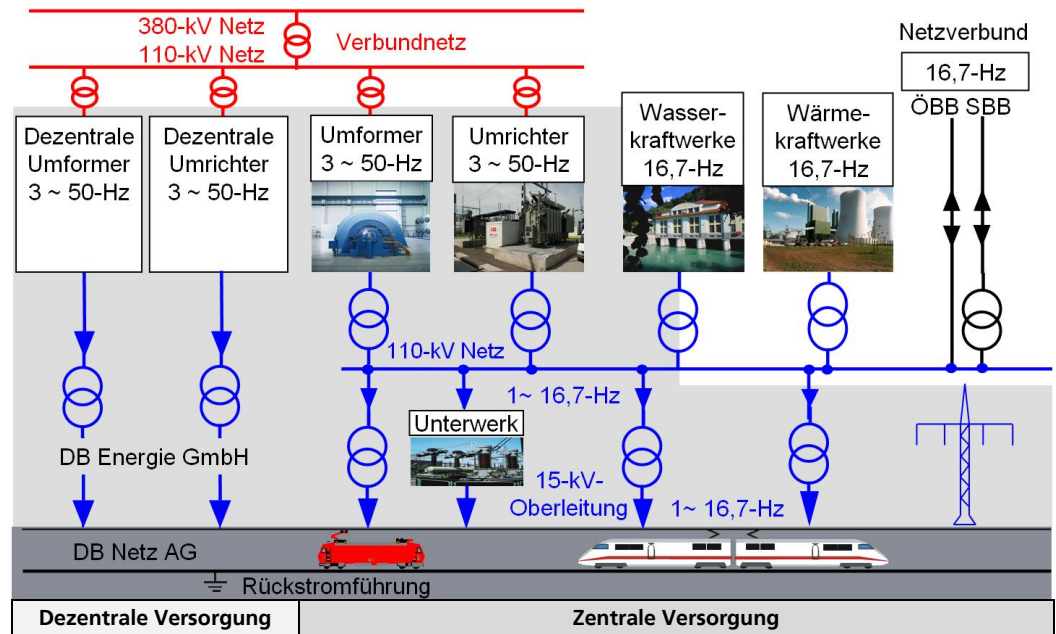
Die Bahnstromversorgung ist gegenüber der öffentlichen Versorgung durch mehrere Besonderheiten gekennzeichnet. Diese besonderen Rahmenbedingungen, die historisch und aus betrieblicher Notwendigkeit gewachsen sind, müssen bei der Entwicklung von Konzepten zum EE-Ausbau berücksichtigt werden.

Im Gegensatz zur öffentlichen Versorgung wird das Bahnstromnetz mit der Frequenz 16,7 Hz betrieben. Die 15-kV-Oberleitungsanlagen werden dabei aus einem überlagerten, bahneigenen 110-kV-, 16,7-Hz-Freileitungsnetz versorgt. Die Einspeisung in diese zentrale Versorgung findet aus Wasserkraftwerken, Wärmekraftwerken und Netzkupplungen zum öffentlichen 50-Hz-Verbundnetz (Umrichter/Umformer) statt. Außerdem besteht ein Verbund zur ÖBB und Kuppelstellen zum Netz der SBB.

Daneben existiert in Teilen Ostdeutschlands eine sogenannte dezentrale Versorgung, bei der direkt aus Umrichtern und Umformern aus der öffentlichen Versorgung in die 15-kV-Oberleitungsanlagen eingespeist wird. In diesem Bereich existiert kein zentrales 110-kV-Bahnstromleitungsnetz.

Abbildung 62:
Prinzipieller Aufbau
der Bahnstromversorgung

Quelle:
Darstellung der DB
Energie GmbH



Wegen der Kostenvorteile bei einer Integration erneuerbarer Energien wird in dem Projekt als eine Option die direkte Einspeisung erneuerbarer Energien in das 110-kV-Bahnstromleitungsnetz (im Fall der Windkraft und ggf. auch Wasserkraft) und in die 15-kV-Ebene in den Unterwerken (im Fall der Photovoltaik und Wasserkraft) betrachtet. Vor einem breiten praktischen Einsatz wären einzelne Pilotprojekte ratsam um zunächst Erfahrungen zu sammeln und unter technischen und wirtschaftlichen Blickwinkeln auszuwerten.

Eine andere Option ist es Erneuerbare Energien, die an das öffentliche Stromnetz angeschlossen sind, über die Kuppelstellen zum 50-Hz-Netz in die Bahnstromversorgung zu integrieren. Dieses Konzept wird von der DB Energie bereits im Fall von zwei Windparks umgesetzt.

Was muss gewährleistet sein, damit EE im Bahnstromnetz funktionieren?

Die besonderen Anforderungen der Bahnstromversorgung sind bei der Entwicklung der Rahmenszenarien berücksichtigt worden.

Wirtschaftliche Rahmenbedingungen: Die Bahn konkurriert mit anderen Transportdienstleistern im Personen- und Güterverkehr. Auch wenn die Energiekosten nur 10 % der Transportkosten ausmachen, muss eine mögliche Kostensteigerung durch eine frühzeitige progressive Integration EE immer an der Wettbewerbsfähigkeit der Bahn gespiegelt werden.

Übertragungsfähigkeit des Netzes: Die Integration von EE-Strom sollte möglichst verteilt und lastnah erfolgen. Dies kann sowohl über eine direkte Einspeisung in das 16,7-Hz-Netz erfolgen oder über den 50-Hz-Bezug. Die begrenzte Übertragungsfähigkeit reduziert die Potenziale zur Einspeisung in das 16,7-Hz-Netz. Für einen 50-Hz-Bezug bestehen dagegen keine technischen Grenzen zur

EE-Integration. Die Direkteinspeisung bietet wirtschaftliche Vorteile aufgrund vermiedener Netzentgelte und Abgaben, aber es sind auch höhere Netzananschlusskosten damit verbunden. Entsprechend gilt es die Eignung der Direkteinspeisung gegenüber einem vollständigen EE-Bezug über das 50-Hz-Netz zu bewerten. Um EE-Anlagen in der Direkteinspeisung in das Bahnstromsystem zu integrieren, ist zu überprüfen, ob zukünftig auch Energie, die in das öffentliche Netz rückgespeist wird, vergütet werden kann.

Versorgungssicherheit: Aufgrund des geringen Kapazitätskredits der EE bedarf es im Falle der Direkteinspeisung aus EE nur geringfügig weniger Koppelleistungen zum 50-Hz-Netz als im Vergleich zum 50-Hz-Bezug aus EE. Wenn durch den EE-Bezug direkteinspeisende Kraftwerke aus dem BL-Netz verdrängt werden, trägt dies zur Kostensteigerung der EE-Integration bei.

Lastschwankungen: Aufgrund der hohen bahnspezifischen Lastschwankungen (ca. 300 MW) bedarf es eines relativ hohen Anteils an flexiblem Leistungsbezug aus dem 50-Hz-Netz.

Meteorologische Verfügbarkeit: Eine Integration großer Anteile fluktuierender EE-Anlagen in die Bahnversorgung führt auch zukünftig dazu, dass nur ein Teil dieser Energiemengen direkt genutzt werden kann und Überschüsse in das öffentliche Netz rückgespeist werden müssten. Entsprechend gilt es, den möglichen Anteil fluktuierender EE-Anlagen, der in die Bahnstromversorgung integriert werden kann, zu bewerten.

Analyse der Technologien: Welche EE-Technologien stehen uns für die Aufgabenstellung zur Verfügung?

Mit diesen besonderen Anforderungen sind verschiedene Technologien erneuerbarer Energien bewertet worden. In dem Projekt hat auf dieser Basis eine weitere Betrachtung eines Mix aus Onshore-Wind, Solarenergie, Wasserkraft sowie Biomasse für Regenerativ stattgefunden. Offshore-Wind erfüllt nicht die Anforderungen einer verteilten Erzeugung entlang der Lastschwerpunkte, die technische Entwicklung von Geothermie ist derzeit nicht absehbar. Onshore-Wind und Solarenergie werden in einem hohen Anteil integriert, womit eine hohe Zusätzlichkeit (also ein möglichst hoher Anteil an Neuanlagen) gewährleistet werden kann, aber auch höhere Kosten verbunden sind.

Tabelle 12: Vergleich der Eignung verschiedener EE-Technologien für die Bahnstromversorgung

	Wasserkraft	Windkraft	Solarenergie	Biomasse	Geothermie
Entwicklungsstand	ausgereift	weitgehend ausgereift	fortgeschritten	weitgehend ausgereift	am Anfang
Stromgestehungskosten	niedrig	mittel	Sehr hoch	hoch	hoch
Kostensenkungspotenziale	keine	mittel	sehr hoch	keine	ungewiss
gesicherte Einspeiseleistung	mittel	sehr niedrig	fast nicht vorhanden	sehr hoch	sehr hoch
fluktuierende Einspeisung	mittel	hoch	hoch	keine	keine
Prognoseerstellung	nicht notwendig	notwendig	notwendig	nicht notwendig	nicht notwendig
Regelbarkeit der Einspeisung	abregelbar	abregelbar	abregelbar	regelbar	abregelbar

Aus den besonderen Anforderungen der Bahnstromversorgung sowie der Bewertung der verschiedenen Technologien wurden verschiedene Integrationskonzepte abgeleitet:

- a) Zusätzlicher EE-Bezug über das 50-Hz-Netz: Die Erhöhung des EE-Anteils wird über einen zusätzlichen EE-Bezug aus dem 50-Hz-Netz erreicht. Neben den bestehenden Wasserkraftanlagen werden keine weiteren Anlagen an das 16,7-Hz-Netz angeschlossen. Auch die Ausgleichsenergie (Regelenergie und Back-Up) wird über das 50-Hz-Netz bezogen.
- b) Zusätzlicher EE-Bezug im Bereich der zentralen Bahnstromversorgung soweit wie möglich über 16,7-Hz-Direkteinspeisung: EE-Anlagen werden neu an das Bahnstromleitungsnetz angeschlossen. Die Ausgleichsenergie wird über das 50-Hz-Netz bezogen.

Betrachtet werden diese beiden Szenarien bis zum Jahr 2020. Für den Zeithorizont bis 2050 wird zusätzlich die Integration von Speichern in beiden Szenarien betrachtet. Ziel ist es, damit den Anteil fluktuierender EE - und damit den Anteil an Neuanlagen, welche eine hohe Zusätzlichkeit garantieren- zu maximieren. Dabei wird unterstellt, dass die gesamte fluktuierende Einspeisung der einzelnen Anlagen in die Bahnstromversorgung integriert wird, und dabei die Rückspeisung von überschüssigen EE-Strommengen in das öffentliche Stromnetz möglichst vermieden werden soll.

Welcher Zeitpfad wird betrachtet?

Die Studie betrachtet drei Szenariojahre: 2012, 2020 und 2050. Das Szenariojahr 2012 wird ausgewählt, um bewerten zu können, welche Mehrkosten heute bei einer Steigerung des EE-Anteils zu erwarten sind.

Das Szenariojahr 2020 gibt eine Hilfestellung für mittelfristige praxisnahe Entscheidungen, da die Entwicklung in diesem Zeitfenster relativ gut abgeschätzt werden kann. Neben der Ausweisung der Mehrkosten dient dieses Szenariojahr auch zur Bewertung der maximal umsetzbaren EE-Anteile und der Interaktion mit der Mengenplanung des konventionellen Direktbezugs der DB Energie.

Das Szenario 2050 gibt einen Ausblick für strategische Richtungsentscheidungen. Aufgrund der Unsicherheit der möglichen Entwicklung ist hier vorrangig die Bewertung der maximal umsetzbaren EE-Anteile zu sehen und zweitrangig die Ausweisung der Kostendifferenzen.

Mit welchen Mehrkosten ist zu rechnen? – Wirtschaftliche Analyse der Konzepte (Kapitel 5)

Die Mehrkosten einer Erhöhung des EE-Anteils im Bahnstrom hängen stark von der Entwicklung der Stromgestehungskosten bzw. Grenzkosten konventioneller Kraftwerke (bzw. des Strommixes aus konv. und EE-Erzeugung) ab. Diese werden als Referenzkosten eines 50 Hz-Bezugs (Graustrom) betrachtet.

Für die Szenariojahre 2012 und 2020 ist der Grenzkostenmarkt das praxisnahe Referenzkostensystem. Neben dem Großhandelspreis (Entscheidend für den künftigen Preispfad ist die Entwicklung der CO₂-Zertifikatekosten und die Entwicklung der fossilen Brennstoffkosten.) ist mit steigenden NNE und steigender EEG-Umlage zu rechnen.

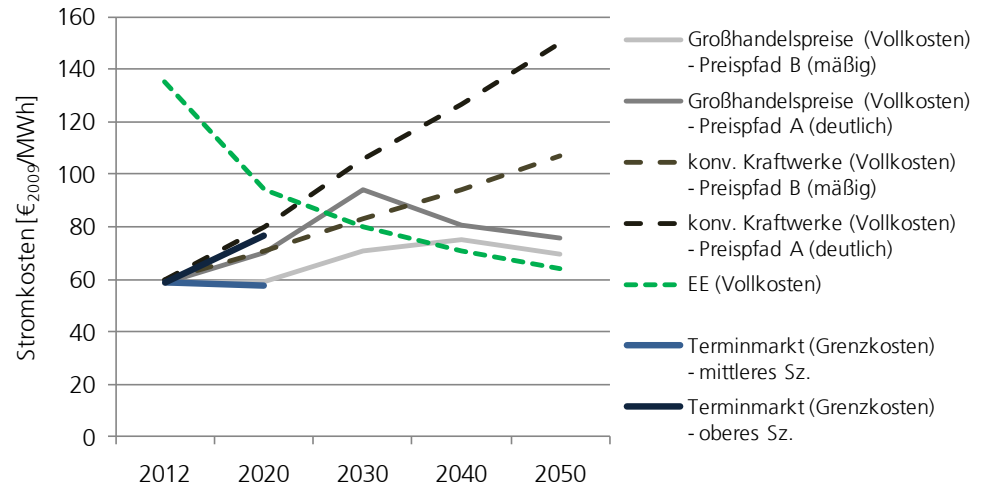
Für das Szenariojahr 2050 ist ein fiktiver „Vollkostenmarkt“ eine Möglichkeit von derartigen bislang ungeklärten Rahmenbedingungen zu abstrahieren. Dabei wird ebenfalls unterstellt, dass das EEG von einer kompletten Direktvermarktung der EE-Anlagen abgelöst wird. In der Konsequenz können aber auch keine betriebswirtschaftlichen Vorteile abgeleitet werden, welche sich z.B. bei einem Direktbezug von EE-Anlagen aufgrund deutlich gesteigerter Netznutzungsentgelte (die dann ja im Vergleich zum 50-Hz-Bezug vermieden würden) ergeben würden. Das Szenariojahr 2020 ist hierbei als Ergänzung sinnvoll, um die Kostenentwicklung bis 2050 abbilden zu können.

In der Studie werden zwei Varianten berücksichtigt: Ein oberer Preispfad, der die Mehrkosten des EE-Bezugs reduziert, und ein mittlerer Preispfad, der zu höheren Mehrkosten führt.

Bei den Erneuerbaren Energien ist im Gegensatz zur konventionellen Energiebereitstellung mit starken Kosteneinsparpotenzialen zu rechnen. Dies führt dazu, dass zwar mittelfristig (bis 2030/2040) mit einem Anstieg der Stromkosten zu rechnen ist (Vollkosten - Großhandelspreise inkl. Umlagen in Form gesteigerter Netznutzungsentgelte, EEG-Umlage u.a.), langfristig aber aufgrund des EE-Ausbaus die Kosten der Stromversorgung reduziert werden.

Abbildung 63:
Entwicklung der
Strombezugskosten
bis 2050

Quelle:
Eigene Darstellung
- Entwicklung Übergang zu Vollkostenpreisen nach BMU 2010
- Entwicklung Terminmarkt bis 2020
Einschätzung der DB Energie



Die Kostenentwicklungen 2012 - 2020 des Übergangs zu einer Vollkostenbetrachtung (gemäß der BMU-Leitstudie 2010) und des Terminmarktes (gemäß Einschätzung DB Energie) basieren auf unterschiedlichen Annahmen und sind nicht direkt mit einander vergleichbar.

Trotz zusätzlicher Kosten durch den Ausgleich von Prognosefehlern oder eines durch den Merit-Order-Effekt fallenden relativen Marktwertes der Wind- und Solareinspeisung ist festzustellen, dass die Kostendegression der Investitionskosten für EE-Anlagen der wesentliche Faktor für die Marktintegration und Wettbewerbsfähigkeit insbesondere der Windkraft ist. Im Fall hoher Brennstoff- und CO₂-Kosten im Jahr 2020 kann sich Windstrom sogar günstiger als Strom aus nationaler Wasserkraft (inkl. Marktwert der Grünstromgemeinschaft) darstellen.

Beim Vergleich der EE-Integration über eine 16,7-Hz-Direkteinspeisung oder einen 50-Hz-Bezug wird ersichtlich, dass kurz- und mittelfristig die im Fall der Direkteinspeisung vermiedenen Kosten für Netznutzungsentgelte und Abgaben zu hohen Anteilen durch die zusätzlichen Netzanschlusskosten kompensiert werden. Langfristig ist jedoch - aufgrund steigender Aufwendung zur Integration EE und aufgrund eines sinkenden Stromverbrauchs - mit deutlich höheren Netznutzungsentgelten zu rechnen. Dadurch kann sich langfristig die Direkteinspeisung wirtschaftlich deutlich besser gegenüber dem 50-Hz-Bezug darstellen.

Wie können Anreize für die DB geschaffen werden, den Anteil erneuerbarer Energien auszubauen?

Für die Rahmenszenarien wurden die absoluten Kosten für die Jahre 2012, 2020 und 2050 ermittelt. Diese Kosten können mit dem 50-Hz-Bezug als Referenz verglichen werden.

Für das Jahr 2020 belaufen sich die Mehrkosten für den Ausbau des EE-Anteils mit ausweisbarer Grünstromgemeinschaft auf maximal 118 Millionen Euro (oberer EE-Anteil, mittlerer Preispfad) bis minimal 37 Millionen Euro (geringer EE-Anteil, oberer Preispfad). Ein Strombezug auf Basis des Strommixes mit hohen

Anteilen konventioneller Quellen und ohne ausweisbarer Grünstromeigenschaft hat damit weiterhin deutliche Kostenvorteile.

Die Mehrkosten können jedoch deutlich reduziert werden, wenn geeignete Anreize gesetzt werden:

- Die Marktprämie kann die Wirtschaftlichkeit Erneuerbarer Energien für die DB Energie – sowie für andere Akteure – verbessern. Voraussetzung ist jedoch, dass die Grünstromeigenschaft, anders als im EEG 2012 festgelegt, erhalten bleibt. Zudem hätte durch die Grünstromeigenschaft gegebenenfalls die Höhe der Marktprämie und damit die Höhe der Gesamtkosten des Systems und der EEG-Wälzung reduziert werden können. Der Anlagenbetreiber hätte die Grünstromeigenschaft selbst vermarkten und damit höherwertigen Strom verkaufen können.

Aus Sicht der Projektpartner ist die gegenwärtige Rechtslage als kritisch einzustufen, denn damit geht von der Marktprämie kein unmittelbarer Anreiz aus, Strom aus EEG-Anlagen als Grünstrom zu beziehen. Damit kann – insbesondere für die DB Energie – ein Anreiz zum Ausbau von EEG-Anlagen entfallen. Von den Projektpartnern wird daher empfohlen, die Vermarktung des mit der Marktprämie geförderten Stroms auch als Grünstrom bei gleichzeitiger Reduzierung der Marktprämie zuzulassen. Hierfür wäre jedoch eine zukünftige Gesetzesänderung notwendig.

- Eine Reduzierung der Netzentgelte bis hin zu einer Befreiung für den Bezug von Strom aus Erneuerbaren Energien würde eine starke Anreizwirkung zur Steigerung des EE-Anteils bewirken.
- Auch eine Befreiung der DB Energie von Kosten und Abgaben, zum Beispiel der Stromsteuer für den EE-Anteil, könnte Anreize für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien setzen.
- Die Emissionshandelserlöse – zu denen die DB heute als einziger Verkehrsträger einen erheblichen Beitrag leistet – könnten für den Ausbau Erneuerbarer Energien im Bahnstrom eingesetzt werden.

Durch eine Marktprämie mit Grünstromeigenschaft könnten die Mehrkosten auf 84 bzw. 29 Millionen Euro reduziert werden. Durch eine komplette Befreiung von NNE und Stromsteuer für den EE-Anteil reduzieren sich die Mehrkosten sogar auf 20 bzw. 0 Millionen Euro.

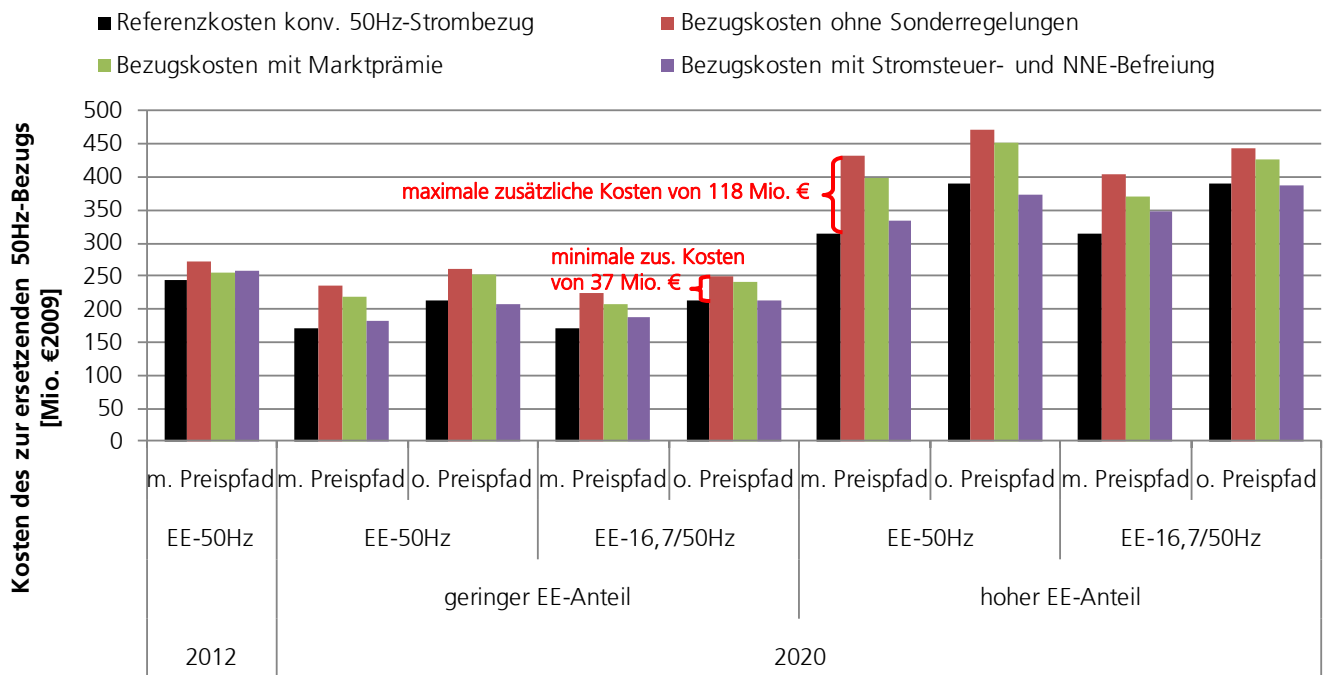


Abbildung 64: Absolute Kosten des durch EE-Strom zu ersetzenden 50-Hz-Bezugs für die Jahre 2012 und 2020 unter den Rahmenbedingungen des bestehenden Grenzkostenmarktes

Auch bei der Betrachtung des Jahres 2050 wird deutlich, dass die Anreizmechanismen einen entscheidenden Beitrag zur Wirtschaftlichkeit der Ausbaustrategie leisten. Zwar werden durch das Prinzip des Vollkostenmarktes die Wettbewerbsnachteile einer direkten Integration fluktuierender EE in die Grünstrom-Bilanzkreise gegenüber dem Spotmarktbezug deutlich reduziert. Erst durch eine Befreiung von NNE und Stromsteuer stellt sich der EE-Bezug jedoch wirtschaftlich dar.

Der Einsatz von Speichern kann den Anteil von günstigem Windkraftstrom im Jahr 2050 steigern und dadurch den notwendigen Bezug von teurer flexibler Wasserkraft oder teurem Biomethan-Strom reduzieren. Unter den getroffenen Annahmen könnte dieser Effekt sogar die zusätzlichen Speicherkosten (Stromverlagerungskosten) überkompensieren. Hierbei muss aber auch berücksichtigt werden, dass sich auch andere Alternativen bieten können wie der anlagenunabhängige flexible Bezug von Grünstrom über die Börse. Wenn längerfristig größere Anteile an Grünstrom ohne EEG-Förderung wettbewerbsfähig zu Großhandelspreisen sein können, wäre es für EE-Anlagenbetreiber möglich die Grünstromeigenschaft in einer Auktion an der Börse zu unabhängigen Stundenkontrakten zu verkaufen.

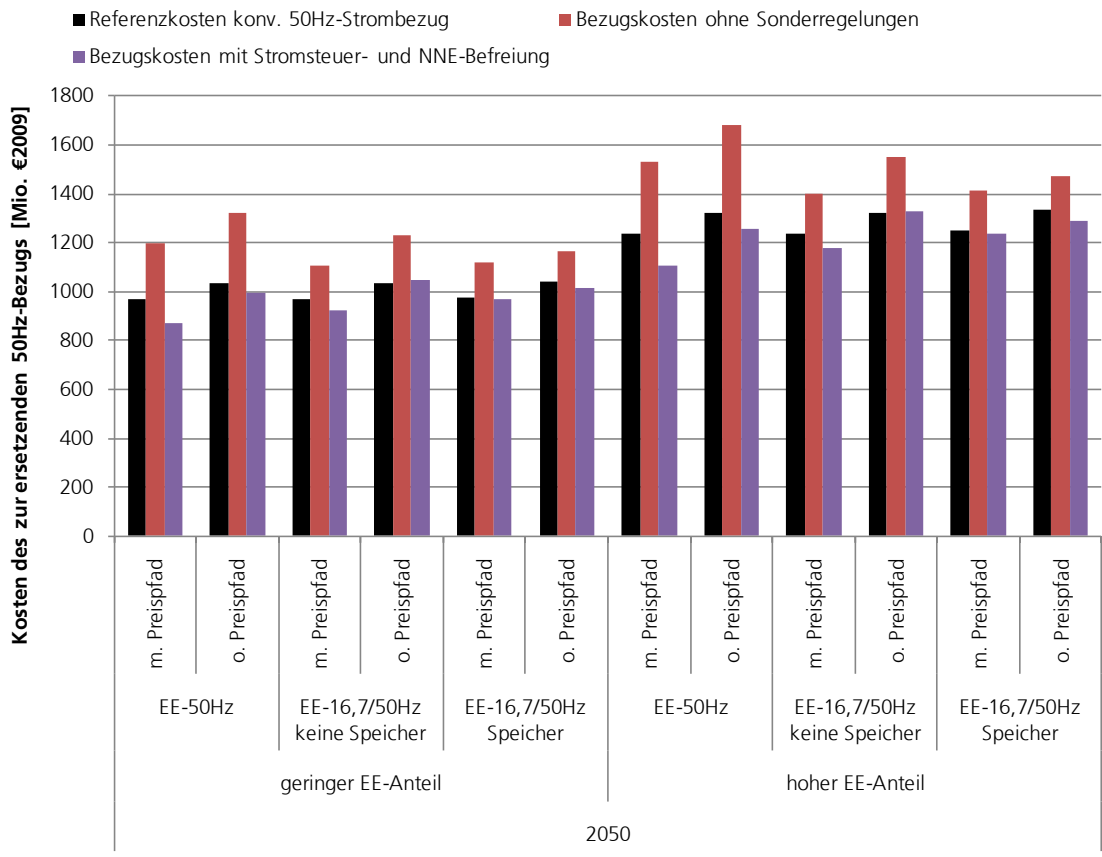


Abbildung 65: Absolute Kosten des durch EE-Strom zu ersetzenden 50-Hz-Bezugs für das Jahr 2050 unter den Rahmenbedingungen eines fiktiven Vollkostenmarktes

8 Literatur

Biesenack et. al. 2006: Energieversorgung elektrischer Bahnen. Teubner Verlag. ISBN 978-3-519-06249-3.

BMU 2010: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland - Leitszenario 2010. Bundesumweltministerium [Hrsg.], J. Nitsch, B. Wenzel, im Auftrag des BMU. Stuttgart, Teltow.

BMU 2011: Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und Internationale Entwicklung. Berlin.

BMWi, BMU 2010: Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Berlin.

BUND 2010: Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energien gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. NREAP, Bundesrepublik Deutschland.

BWE 2011: Studie zum Potenzial der Windenergienutzung an Land. Bundesverband Windenergie e.V., Berlin, Mai 2011.

DB 2009: Nachhaltigkeitsbericht 2009. URL: http://www.deutschebahn.com/site/nachhaltigkeitsbericht__2009/de/start.html (abgerufen am 15. September 2010).

DB 2010: DB-Konzern – Umwelt. URL: <http://www.db.de/umwelt> (abgerufen am 1. Dezember 2010).

DB 2011: Deutsche Bahn schließt mit RWE Vertrag über Strom aus Wasserkraft. URL: <http://www.deutschebahn.com/site/bahn/de/nachhaltigkeit/umwelt/klimaschutz/wasserkraft/wasserkraft.html> (abgerufen am 10. August 2011).

DBFZ 2009: Erdgassubstitute aus Biomasse für die mobile Anwendung im zukünftigen Energiesystem. Leipzig.

DENA 2005: dena-Netzstudie I - Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. DEWI / E.ON Netz / EWI / RWE Transportnetz Strom / VE Transmission.

DENA 2010a: Kurzanalyse der Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020 (Aktualisierung). Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Berlin.

DENA 2010b: dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2025.

DWI 2011: Wochenbericht des DIW Berlin Nr. 6/2011 - Strompreise: Künftig nur noch geringe Erhöhung durch erneuerbare Energien.

EU 2009: Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates. Amtsblatt der Europäischen Union, ABl. EG L 140/16.

Gerhardt et. al. 2011: Addendum – Energiewirtschaftliche Bewertung von Pumpspeicherwerken und anderen Speichern im zukünftigen Stromversorgungssystem. Auftraggeber Schluchseewerk AG. IWES, Kassel (bislang unveröffentlicht – Stand August 2011).

Giesecke, Mosonyi 2009: Wasserkraftanlagen. Springer. Düsseldorf, Berlin.

IFEU, UBA 2011: TREMOD 5.1 - Transport Emission Model. Heidelberg, Dessau-Roßlau.

ISET et. al. 2009: Wissenschaftliche Begleitung bei der fachlichen Ausarbeitung eines Kombikraftwerksbonus gemäß der Verordnungsermächtigung § 64 EEG 2009; Abschlussbericht. ISET, BET, WindGuard, DIW, Ecofys, ISI, Uni Duisburg. Studie im Auftrag des BMU, Kassel.

ISI, IWES, IZES, FUER, BBH 2011: Begleitende Vorhaben zum EEG-Erfahrungsbericht 2001. Vorhaben IV: Instrumentelle und rechtliche Weiterentwicklung im EEG. Karlsruhe.

Ingenieurbüro Flocksmühle 2011: Begleitende Vorhaben zum EEG-Erfahrungsbericht 2001. Vorhaben IIe: Wasserkraft. Aachen.

Klaus et. al. 2010: Energieziel 2050: 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen. UBA. Dessau-Roßlau.

Milligan & Porter 2005: Milligan M & Porter K (2005): The Capacity Value of Wind in the United States: Methods and Implementation. Electricity Journal, Vol. 19, Issue 2. March 2006. Elsevier, pp. 91-99.

Öko-Institut, Prognos 2009: WWF Modell Deutschland, Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel denken. Basel, Berlin.

OMICRON 2009: Anwendertagung. OMICRON electronics GmbH.

Pape C. 2011: Untersuchungen zur Versorgungssicherheit in Energiesystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Masterarbeit, Universität Kassel, März 2011.

Paulun 2011: EPEX Spot Study – Green Power Trading on the Exchange, Vortrag im Rahmen der Veranstaltung "Eineinhalb Jahre EEG-Strom an der Börse" vom 12.07.2011, Berlin.

Roland Berger, Prognos 2010: Wegweiser Solarwirtschaft – PV-Roadmap 2020. München, Berlin.

Sensfuß 2011: Abschätzung der Entwicklung des relativen Marktwertes der Wind- und Solarenergie. Mündliche Mitteilung auf Basis von Berechnungen zum Begleitenden Vorhaben IV zum EEG-Erfahrungsbericht 2001 (angerufen am 6. Mai 2011).

ÜNB 2010: EEG / KWK-G – Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Tennet, Amprion, 50Hertz, EnBW. URL: <http://www.eeg-kwk.net> (abgerufen am 1. Dezember 2010).

Wikipedia, 2010: Liste der Bahnstromsysteme. URL: http://de.wikipedia.org/wiki/Liste_der_Bahnstromsysteme (abgerufen am 15. September 2010).

9 Anhang

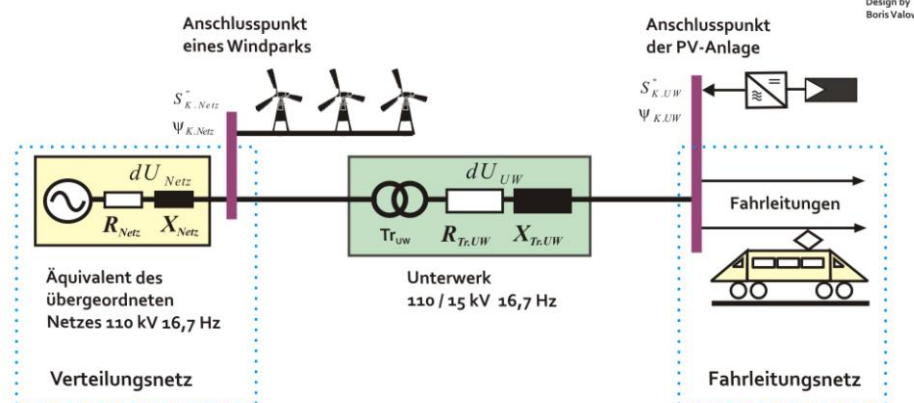
9.1 Ursachen und Grundsätze zur Spannungsänderungen im elektrischen Netz nach dem Anschluss von neuen Erzeugungsanlagen

Die elektrischen Triebfahrzeuge weisen höchste Effizienz auf, wenn sie mit einer stabilen Spannung versorgt werden. Tatsächlich wird die Spannung durch die unterschiedliche Stromabnahme während der Zugfahrt geändert. Der Anschluss von Windparks oder PV-Anlagen kann im Normalbetrieb, aufgrund der fluktuierenden Stromeinspeisung, die bestehenden Spannungsänderungen verstärken (Senkung der Spannungsqualität). Um eine erforderliche Funktionalität der elektrischen Triebfahrzeuge und anderen Verbrauchern der Deutschen Bahn sichern zu können, dürfen die resultierenden Spannungsänderungen nur in bestimmten Toleranzen schwanken (Tabelle 5).

Die Hauptursache für Spannungssenkung oder Spannungsanhebung am Netzanschlusspunkt der neuen Erzeugungsanlage ist der variable Spannungsfall über der Impedanz im übergeordneten Netz dU_{Netz} und im Transformator am Unterwerk dU_{UW} (Abbildung 66).

Abbildung 66:
Allgemeine Struktur
des Bahnstromnetzes
mit eigenen und
neuen Erzeugungs-
anlagen

Quelle: Eigene
Darstellung – Fraun-
hofer IWES



Die nach dem Netzanschluss der neuen EE-Anlagen zu erwartenden Spannungsanhebungen können nach dem Ohmschen Gesetz berechnet werden. Für die allgemeine technische Analyse der entwickelten Konzepte in diesem Projekt ist es ausreichend, statt der genauen und aufwändigen Netzberechnungen für das gesamte 110-kV- und 15-kV-Bahnnetz mit mehr als tausend Knotenpunkten, nur eine Schätzungen nach dem Ohmschen Gesetz für repräsentative Netzpunkte durchzuführen. Aus diesem Gesetz kann ein mathematisches Kriterium abgeleitet werden, dass eine Bestätigung oder eine Ablehnung jedes neuen vorgeschlagenen Konzepts ohne Durchführung von komplizierten Netzberechnungen schätzen kann.

Das ganze übergeordnete Netz wird im Bezug auf einen betrachtenden Netzanschlusspunkt der neuen EE-Anlage durch ein Äquivalent ersetzt (Abbildung 66). Eigenschaften dieses Netzanschlusspunktes werden durch eine Kurzschlussleistung S_K'' und einen Netzimpedanzwinkel ψ_{Netz} charakterisiert. Aus diesen Parametern können der ohmsche Widerstand R_{Netz} und die Reaktanz X_{Netz} vom Äquivalent des übergeordneten Netzes berechnet werden. Dabei sind $c = 1,1$ - Spannungsfaktor³², ψ_{Netz} - Netzimpedanzwinkel und U_n - Nennspannung. Aus den Netzparametern und eingespeisten Wirk- und Blindleistungen der neuen EE-Anlagen ergibt sich der variable Spannungsfall über Impedanz im übergeordneten Netz dU_{Netz} . Dabei sind $-P_{EA}$ - eingespeiste Wirkleistung und φ_{EA} - regelbarer Phasenwinkel zwischen der Spannung und dem Strom der Erzeugungsanlage, ΔU_{Netz} - Längsspannungsänderung (Realteil der komplexen Spannungsänderung) und $j\delta U_{Netz}$ - Querspannungsänderung (Imaginärteil der komplexen Spannungsänderung) am Netzanschlusspunkt der Erzeugungsanlage. Es kann ein Kriterium für die Bestimmung der maximal zulässigen eingespeisten Leistung der neuen Erzeugungsanlage $P_{EA\max}$ abgeleitet werden.

$$P_{EA\max} = \frac{\Delta U_{Netz} (\%) \cdot 2 \cdot S_K''}{100 \cdot c \cdot [\cos \psi_K - \text{tg } \varphi_{EA} \cdot \sin \psi_K]} \quad (1)$$

Die durch die Deutsche Bahn durchgeführten Netzberechnungen haben folgende Kennwerte der Kurzschlussleistungen und Netzimpedanzwinkel ergeben:

Tabelle 13: Kennwerte der Kurzschlussleistungen und Netzimpedanzwinkel

Quelle: Eigene Netzberechnungen der DB Energie

Wert	110 kV		15 kV	
	S_K'' [MVA]	ψ_{Netz} [Grad]	S_K'' [MVA]	ψ_{Netz} [Grad]
minimal	277	64,4	30	87,7
maximal	3904	76,6	598	64,4
mittel	1286	66,3	319	76,6

Einsatz des durchschnittlichen Netzimpedanzwinkels von 66,3 Grad im 110-kV-Netz ermöglicht die Gleichung 1 zu vereinfachen

³² IEC 60909-0 (VDE 0102) "Kurzschlussströme in Drehstromnetzen". Juli 2002

$$\begin{aligned}
P_{EA \max} &= \frac{\Delta U_{\text{Netz}} (\%) \cdot 2 \cdot S_K''}{100 \cdot c \cdot [\cos \psi_K - \text{tg } \varphi_{EA} \cdot \sin \psi_K]} = \\
&= \frac{\Delta U_{\text{Netz}} (\%) \cdot 2 \cdot S_K''}{100 \cdot 1,1 \cdot [\cos 66,3^\circ - \text{tg } \varphi_{EA} \cdot \sin 66,3^\circ]} = \\
&= \frac{\Delta U_{\text{Netz}} (\%) \cdot 2 \cdot S_K''}{100 \cdot 1,1 \cdot [0,402 - \text{tg } \varphi_{EA} \cdot 0,916]}
\end{aligned} \tag{2}$$

Soll die Erzeugungsanlage nur Wirkleistung in das Bahnnetz einspeisen, d.h. $\text{tg } \varphi_{EA} = 1$, so bekommt das Kriterium folgende Darstellung

$$P_{EA \max} = \frac{S_K''}{28,27} \cdot \Delta U_{\text{Netz}} (\%) \tag{3}$$

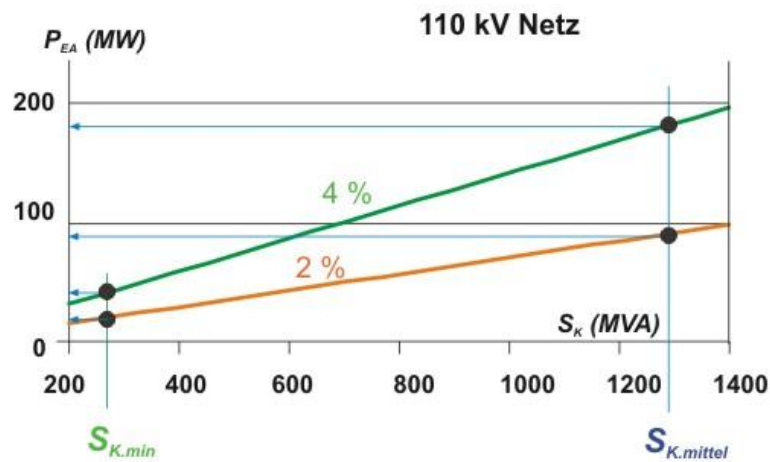
Im Bezug auf die Gleichung 1 und die durchschnittlichen Werte des Netzimpedanzwinkels ergibt sich das Kriterium für 15-kV-Netz

$$P_{EA \max} = \frac{S_K''}{40,63} \cdot \Delta U_{\text{Netz}} (\%) \tag{4}$$

Die Grafik in der Abbildung 67 verdeutlicht die Gleichung 3. Sie zeigt die Abhängigkeit der maximal zulässigen eingespeisten Wirkleistung der EE-Anlagen bei den unterschiedlichen angenommenen Spannungsanhebungen am Netzanschlusspunkt von 2 % bis 4 % für die tatsächlichen Kurzschlussleistungen im 110-kV-Netz der DB Energie vom minimalen bis zum maximalen Wert (Tabelle 13). Größere Spannungsanhebungen am Netzanschlusspunkt der EE-Anlage sind aus betrieblichen Gründen des 110-kV-Bahnnetzes nicht zulässig, weil die Rückspeisungen an das Netz durch Lokomotiven bzw. entsprechende Spannungsanhebungen im Normalbetrieb auch kompensiert werden müssen. Die berechneten Werte gelten für den Anschluss an einen Netzpunkt. Sollen Anschlüsse an mehreren Netzpunkten durchgeführt werden, so ist eine vollständige Netzberechnung erforderlich.

Abbildung 67:
Maximal eingespeiste Wirkleistungen der neuen Erzeugungsanlagen an einen Punkt des 110-kV-Netzes

Quelle: Eigene Berechnung von Fraunhofer IWES und DB Energie

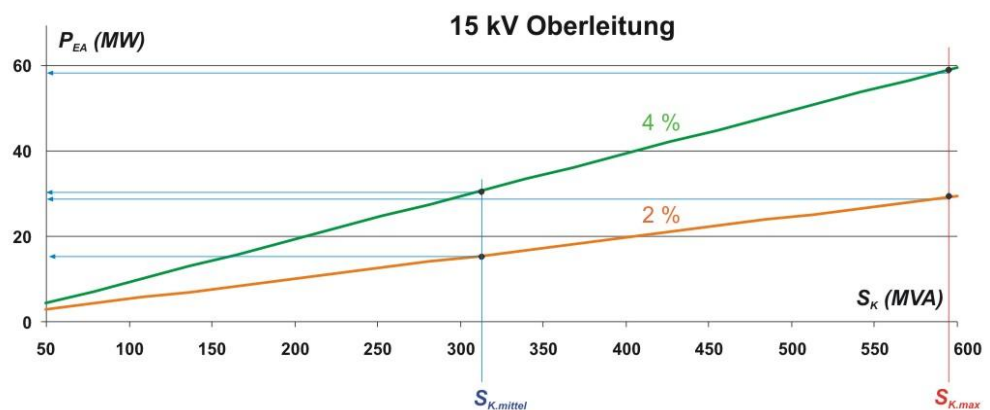


Aus der Abbildung 67 ergeben sich die maximal zulässigen eingespeisten Wirkleistungen der Erzeugungsanlagen bei den maximalen erlaubten Spannungsanhebungen von 2 und 4 %. Die gewonnenen Werte entsprechen den üblichen Leistungen der Windparks im Onshore-Bereich Deutschlands. Das erlaubt anzunehmen, dass die Aufnahmekapazität der Netzanschlusspunkte mit den durchschnittlichen Parametern des 110-kV-Bahnnetzes für einen Anschluss von Onshore-Windparks ausreichen ist.

Das Kriterium nach Gleichung 4 ermöglicht auch die durchschnittlichen Leistungen der EE-Anlagen im 15-kV-Netz auszuwerten. Die Ergebnisse sind als Grafik in Abbildung 68 dargestellt. Werden die praktischen Erfahrungen und Anforderungen zum Netzanschluss und Parallelbetrieb der EE-Anlagen im 50-Hz-Mittelspannungsnetz (siehe Abschnitt 2.4.2 Seite 28) akzeptiert, so sollen nur die Spannungsanhebung von 2 % bzw. die eingespeiste Wirkleistung der Erzeugungsanlage von maximal 16 MW in Betracht kommen. Dieser Wert ist größer als die typischen installierten Leistungen von PV-Anlagen und Wasserkraftwerken und Biogas/BHKW-Anlagen. Darüber hinaus folgt, dass die Aufnahmekapazität des 15-kV-16,7-Hz-Netzes für den Anschluss genannter Typen von EE-Anlagen mit einer zurzeit typischen Leistung ausreichend ist. Die berechneten Werte gelten für den Anschluss an einen Netzpunkt. Sollen Anschlüsse an mehreren Netzpunkten durchgeführt werden, so ist eine vollständige Netzberechnung erforderlich.

Abbildung 68:
Maximal eingespeiste Wirkleistungen der neuen Erzeugungsanlagen an einen Punkt des 15-kV-Netzes

Quelle:
Berechnung von
Fraunhofer IWES
und DB Energie



Die ausführliche Analyse der maximalen Anschlussleistungen der EE-Anlagen an allen 110-kV- und 15-kV-Netzpunkten gehört nicht zu den Zielen dieses Projektes. Trotzdem wurden solche Analysen für einige repräsentative Netzpunkte durchgeführt. Deren Ergebnisse werden im Weiteren diskutiert. Dabei ist zu bemerken, dass die Grafiken in Abbildung 67 und Abbildung 68 unter der Annahme entwickelt wurden, dass eine EE-Anlage nur die Wirkleistung in das Netz einspeist. Die im Abschnitt 2.4.2 auf Seite 28 genannten Richtlinien haben den Hersteller zur Produktion von regelbaren EE-Anlagen verpflichtet, die im Stande sein sollen, nicht nur Wirkleistung sondern auch Blindleistung bereitstellen zu können. Wird die Nutzung der geplanten EE-Anlagen auch für die Spannungsstützung geplant, soll bei der Berechnung der Spannungsanhebungen auch deren Phasenwinkel φ_{EA} berücksichtigt werden. Durch Regelung dieses Winkels können die EE-Anlagen die Spannung sowohl anheben als auch

senken. Dieser Regelungseffekt bezeichnet weitere Vorteile der Netzintegration von EE-Anlagen ins Bahnnetz.

9.2 Szenarien zur Entwicklung des Verkehrsaufkommen und resultierender Bahnstromverbrauch

Entwicklung Verkehrsaufkommen

Für die Entwicklung des Verkehrsaufkommens wurden in Kooperation mit dem Umweltbundesamt zwei Szenarien entworfen. Die Erfassung der Ist-Situation erfolgte in Anlehnung an TREMOD (IFEU, UBA 2011) ohne Berücksichtigung der kommunalen Bahnen und Hafenbahnen. Auch das „Trendszenario“ bis 2030 basiert auf der BMVBS-Verkehrsprognose 2025. Für die Entwicklung eines „Verkehrspolitischen Szenarios“ wurde die UBA-Güterverkehrsstrategie zugrunde gelegt. Da die Entwicklung des Personenverkehrs im Trendszenario schon progressiv angenommen wurde, basiert die Zunahme des Bahnstromverbrauchs im Verkehrspolitischen Szenario fast ausschließlich auf einer Ausweitung des Güterverkehrs. Für die Fortschreibung bis zum Jahre 2050 wurde sich am WWF Model Deutschland (Öko-Institut, Prognos 2009) orientiert.

TREMOD														
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Trend-Szenario														
- gesamter Eisenbahn-Personenverkehr [Mrd. Pkm]	76,8	79,0	79,1	82,5	80,9	81,5	84,6	88,0	91,2	94,0	92,3	90,5	88,2	85,9
- Elektro	64,9	67,0	67,2	70,9	70,0	70,7	73,7	77,0	80,1	82,3	80,8	79,2	77,2	75,2
- Diesel	11,9	12,0	11,9	11,6	10,9	10,8	10,8	11,0	11,1	11,7	11,5	11,3	11,0	10,7
- gesamter Eisenbahn-Güterverkehr [Mrd. tkm]	95,4	107,0	114,6	115,7	95,8	106,6	121,7	136,8	151,9	167,0	174,5	182,0	194,0	206,0
- Elektro	85,0	94,9	101,2	102,1	83,6	93,3	108,3	122,0	135,7	149,6	156,3	163,0	173,8	184,5
- Diesel	10,4	12,1	13,4	13,6	12,2	13,3	13,4	14,8	16,2	17,4	18,2	19,0	20,2	21,5
- elektr. Verbrauch Personenverkehr [TWh/a]	7,2	7,2	7,0	6,9	6,8	6,3	6,2	6,2	6,1	6,0	5,9	5,8	5,6	5,5
- elektr. Verbrauch Güterverkehr [TWh/a]	3,2	3,4	3,5	3,4	2,8	2,8	3,2	3,5	3,8	4,0	4,2	4,4	4,7	5,0
- Gesamtverbrauch [TWh/a]	10,4	10,7	10,5	10,4	9,6	9,1	9,4	9,7	9,9	10,0	10,1	10,2	10,3	10,5
- Entwicklung im Vergleich zu 2009						94,8%	97,8%	100,7%	103,0%	104,3%	105,0%	105,8%	107,2%	108,7%
Verkehrspolitisches Szenario														
- gesamter Eisenbahn-Personenverkehr [Mrd. Pkm]	76,8	79,0	79,1	82,5	80,9	81,5	84,6	88,0	91,2	94,0	92,8	91,7	89,9	88,2
- Elektro	64,9	67,0	67,2	70,9	70,0	70,7	73,7	77,0	80,3	84,6	84,5	84,3	84,1	83,8
- Diesel	11,9	12,0	11,9	11,6	10,9	10,8	10,8	11,0	10,9	9,4	8,4	7,3	5,9	4,4
- gesamter Eisenbahn-Güterverkehr [Mrd. tkm]	95,4	107,0	114,6	115,7	95,8	106,6	130,0	165,0	189,0	213,0	229,3	245,5	261,8	278,0
- Elektro	85,0	94,9	101,2	102,1	83,6	93,3	116,6	150,2	174,2	200,2	216,7	233,2	249,4	265,5
- Diesel	10,4	12,1	13,4	13,6	12,2	13,3	13,4	14,8	14,8	12,8	12,5	12,3	12,4	12,5
- elektr. Verbrauch Personenverkehr [TWh/a]	7,2	7,2	7,0	6,9	6,8	6,3	6,2	6,2	6,1	6,2	6,2	6,2	6,1	6,1
- elektr. Verbrauch Güterverkehr [TWh/a]	3,2	3,4	3,5	3,4	2,8	2,8	3,4	4,3	4,8	5,4	5,8	6,3	6,7	7,2
- Gesamtverbrauch [TWh/a]	10,4	10,7	10,5	10,4	9,6	9,1	9,7	10,5	11,0	11,6	12,0	12,4	12,8	13,3
- Entwicklung im Vergleich zu 2009						94,8%	100,4%	109,1%	114,2%	120,2%	124,8%	129,3%	133,6%	137,9%

Abbildung 69: Entwicklung des Verkehrsaufkommens und des Bahnstromverbrauchs gemäß TREMOD

Entwicklung des Bahnstromverbrauchs

In TREMOD wird ausschließlich auf den Fahrstrom, der vom Fahradnehmer aufgenommen wird, bilanziert. In den Untersuchungen dieses Projektes wurden aber auch die Netzverluste und der Strom, der für Weichenheizungen und Vorheizanlagen verwendet wird, dem Traktionsstrom zugeordnet. Eine weitere Abweichung ist, dass die DB Energie GmbH nur die S-Bahnen von Berlin und Hamburg versorgt, wogegen in TREMOD alle S-Bahnen bilanziert sind. Aus Basis von Verbrauchsdaten der DB Energie und in Hinblick auf die Entwicklung

des Verkehrsaufkommen wurde die Entwicklung des Stromverbrauchs für beide Szenarien abgeleitet.

Anpassung DB Energie														
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Trend-Szenario														
Abgabe ab Unterwerk + dezentral	10,34	10,65	10,54	10,36	9,77	9,26	9,56	9,84	10,06	10,19	10,26	10,34	10,48	10,62
- Anteil dezentral	0,61	0,62	0,62	0,57	0,56	0,53	0,55	0,57	0,58	0,59	0,59	0,59	0,60	0,61
- Anteil zentral	9,74	10,03	9,92	9,80	9,21	8,73	9,01	9,28	9,48	9,61	9,67	9,74	9,88	10,01
Netzverluste	0,59	0,53	0,57	0,54	0,59	0,51	0,52	0,54	0,55	0,56	0,56	0,57	0,57	0,58
S-Bahn Berlin und Hamburg	0,56	0,56	0,56	0,50	0,50	0,50	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56
Traktionsstrom [TWh/a]	11,49	11,74	11,67	11,40	10,86	10,27	10,64	10,94	11,17	11,31	11,38	11,46	11,61	11,76
Verkehrspolitisches Szenario														
Abgabe ab Unterwerk + dezentral	10,34	10,65	10,54	10,36	9,77	9,26	9,81	10,66	11,16	11,75	12,19	12,64	13,06	13,48
- Anteil dezentral	0,61	0,62	0,62	0,57	0,56	0,53	0,56	0,61	0,64	0,67	0,70	0,73	0,75	0,77
- Anteil zentral	9,74	10,03	9,92	9,80	9,21	8,73	9,25	10,05	10,52	11,08	11,49	11,91	12,31	12,70
Netzverluste	0,59	0,53	0,57	0,54	0,59	0,51	0,54	0,58	0,61	0,64	0,67	0,69	0,72	0,74
S-Bahn Berlin und Hamburg	0,56	0,56	0,56	0,50	0,50	0,50	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56
Traktionsstrom [TWh/a]	11,49	11,74	11,67	11,40	10,86	10,27	10,90	11,80	12,33	12,95	13,42	13,89	14,33	14,77

Abbildung 70: Entwicklung des Traktions-Stromverbrauchs der DB Energie

Abkürzungen

AC	alternating current - Wechselstrom
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
AusglMechV	Ausgleichsmechanismusverordnung
BL-Netz	110-kV-Bahnstromleitungsnetz
DC	direct current - Gleichstrom
EAG	Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energien
EE	Erneuerbare Energien
EECS	European Energy Certificate System
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EE-RL	Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EVU	Energieversorgungsunternehmen
GoO	Guaranties of Origin
GuD	Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk
HKN	Herkunftsnachweise
KWKG	Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung
MAE	mittlerer absoluter Fehler
NAV	Konzessionsabgabeverordnung
NNE	Netznutzungsentgelte
NREAP	Nationaler Aktionsplan erneuerbarer Energien - gemäß der Richtlinie EE-RL
ÖBB	Österreichische Bundesbahnen
PSW	Pumpspeicherwerk
PV	Photovoltaik
SBB	Schweizerische Bundesbahnen
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromStG	Stromsteuergesetze
RECS	Renewable Energy Certificates System
Tfz	Triebfahrzeug
Ufw	Umformerwerk
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
Urw	Umrichterwerk
VLS	Volllaststunden
WKA	Windkraftanlage

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Bahnstromportfolio 2009 exklusive PSW Langenprozelten und Saldo Stromverbund mit SBB/ÖBB	20
Tabelle 2:	Vergleich der Eignung verschiedener EE-Technologien für die Bahnstromversorgung	24
Tabelle 3:	Optionen zur Erhöhung des EE-Bahnstromanteils im EEG	41
Tabelle 4:	Kosten und Kostenbestandteile einer Erhöhung des EE-Anteils über Direkteinspeisung oder 50-Hz-Einspeisung im Vergleich	60
Tabelle 5:	Kennwerte der Spannungsanhebungen	66
Tabelle 6:	Einige repräsentative Netzknoten im 110-kV- und 15-kV-Netz der Deutschen Bahn	67
Tabelle 7:	Kennwerte der Kosten von Anschlussvarianten	72
Tabelle 8:	Klassen für Windkraftanlagen in Abhängigkeit von Nabenhöhen und optimalen Auslegungsgeschwindigkeiten	76
Tabelle 9:	Entwicklung der Wind- und PV-Leistungs-prognosegüte	85
Tabelle 10:	Entwicklung der Stromgestehungskosten von Wind- und PV	89
Tabelle 11:	Abschätzung der Entwicklung des relativen Marktwertes für Wind und PV	90
Tabelle 12:	Vergleich der Eignung verschiedener EE-Technologien für die Bahnstromversorgung	122
Tabelle 13:	Kennwerte der Kurzschlussleistungen und Netzimpedanzwinkel	132

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersicht über die Bahnstromsysteme in Europa	7
Abbildung 2: Speisung der Oberleitung mit A) Phasentrennstelle (25-kV-, 50-Hz-System) oder B) durchgeschaltet (15-kV-, 16,7-Hz-System)	10
Abbildung 3: Prinzipieller Aufbau der Bahnstromversorgung	13
Abbildung 4: 110-kV-Bahnstromleitungsnetz der DB Energie, Deutschlandkarte	14
Abbildung 5: Max. übertragbare Leistung einer 110-kV-Bahnstromleitung Al/St 300/50 (1 Stromkreis - Stickleitung) mit einer Länge von 150 km	15
Abbildung 6: Kurzfristige Lastschwankungen im Sekunden- und Minutenbereich und Einsatz der Sekundärregelung	17
Abbildung 7: Beispiel einer Leistungs-Prognose für Freitag bis Montag	18
Abbildung 8: Oberes und unteres Bahnstromverbrauchs-Szenario und Mengenplanung der DB Energie für konv. Bahn-Kraftwerke	22
Abbildung 9: Regionale Verteilung der Windkraftanlagen nach PLZ und Wasserkraftanlagen größer 1 MW für das Jahr 2009	26
Abbildung 10: Frühzeitige Integration direkt einspeisender EE-Anlagen im Bereich der zentralen Versorgung – Beispielwoche des Jahres 2009*	27
Abbildung 11: Zukünftige Integration direkt einspeisender EE-Anlagen im Bereich der zentralen Versorgung – Beispielwoche des Wetterjahres 2009*	27
Abbildung 12: Übersicht des Fehlers der Folgetags-prognosen von 60 deutschen Windparks in Abhängigkeit der Volllaststunden	29
Abbildung 13: Prognosefehler (oben) in Abhängigkeit der Anzahl (unten) und räumlichen Verteilung aggregierter Windparks	30
Abbildung 14: Abschätzung der Verteilung der Potenziale aus Wasserkraft	55
Abbildung 15: Verteilung der Vergütung von Biomasseanlagen des Jahres 2008	57
Abbildung 16: mögliche Anteile erneuerbarer Energie am Bahnstromverbrauch	61
Abbildung 17: Darstellung der untersuchten Varianten zur Steigerung des EE-Anteils an der Bahnstromversorgung	63
Abbildung 18: Parameterbaum zur Darstellung der untersuchten Varianten	64
Abbildung 19: Erlaubte Spannungsänderungen im BL-Netz der Deutschen Bahn	66
Abbildung 20: Basisschaltplan für den Anschluss eines Windparks an das 110-kV-16,7-Hz Verteilungsnetz der Deutschen Bahn	68
Abbildung 21: Mögliche Variante des Anschlusses eines Wasserkraftwerks an die Fahrleitung des 15-kV-16,7-Hz-Netzes	69
Abbildung 22: Mögliche Varianten des Anschlusses einer PV-Anlage oder einer Wasserkraftanlage an die Mittelspannungs-seite 15-kV-16,7-Hz des Unterwerks	70
Abbildung 23: Deutsches Schienen- und Bahnstromnetz, DB Unterwerke sowie Wasserkraftwerke >1 MW _{el} und Pumpspeicherwerke	74
Abbildung 24: DB Unterwerke und Eignungsflächen für Onshore-Windenergienutzung entlang des Bahnstromnetzes	76

Abbildung 25: Darstellung der installierten Leistungen von Onshore-Windkraft auf Planflächen entlang des Bahnstromnetzes unter Angabe erreichbarer Volllaststunden	77
Abbildung 26: Verteilung der Onshore-Windkraft-leistung auf Planflächen entlang des deutschen Bahnstromnetzes	77
Abbildung 27: Darstellung der installierten PV-Leistungen im 4 km Umkreis von Unterwerken unter Angabe erreichbarer Volllaststunden	78
Abbildung 28: Verteilung der Photovoltaikleistung auf Planflächen im 4 km Umkreis von Unterwerken entlang des Schienennetzes	79
Abbildung 29: Leistungspotenzial bestehender Wasserkraftwerke im DB Infrastrukturm Umfeld	80
Abbildung 30: Leistungspotenzial von Pumpspeicherwerken im DB Infrastrukturm Umfeld	81
Abbildung 31: Typischer normierter Lastgang der DB Energie im Vergleich zur öffentlichen Stromversorgung und zum derzeitigen mittleren Tagesprofil der Strombörse	82
Abbildung 32: Exemplarisch optimales Verhältnis zwischen installierter Wind- und PV-Leistung zur Maximierung der Direkteinspeisung von fluktuierenden EE-Anlagen ins Bahnstromnetz für ein ausgewähltes Ausbauszenario	83
Abbildung 33: Leistungskredit der Windkraft (onshore + offshore) in Abhängigkeit vom Penetrationsgrad sowie von der Berechnungsmethode. Die räumliche Verteilung der Anlagen entspricht den Annahmen zur Leitstudie für das Szenariojahr 2020.	86
Abbildung 34: Entwicklung fossiler Brennstoffpreise und CO ₂ -Kosten für zwei Preispfade: a) mäßige und b) deutliche Preissteigerungen	87
Abbildung 35: Entwicklung der Strombezugskosten bis 2050	88
Abbildung 36: Korrelation von Windeinspeisung, Last und Spotmarktpreis (2008)	90
Abbildung 37: Optimierungskette der Wind- und PV-Vermarktung	91
Abbildung 38: Kosten des Windprognosefehlers	92
Abbildung 39: Stromgestehungskosten GuD – Biomethan Erdgas im Vergleich, Basis 4500 VLS	94
Abbildung 40: Kostenvergleich der verschiedenen Einzel-Strombezüge, 16,7-Hz-Bezug, mittleres Strompreisszenario, 2012 - 2020	97
Abbildung 41: Kostenvergleich der verschiedenen Einzel-Strombezüge, 50-Hz-Bezug, mittleres Strompreisszenario, 2012 - 2020	98
Abbildung 42: Kostenvergleich der verschiedenen Einzel-Strombezüge, 50-Hz-Bezug, oberes Strompreisszenario, 2012 - 2020	99
Abbildung 43: Kostenvergleich der verschiedenen Einzel-Strombezüge, 16,7-Hz-Bezug, mittleres Strompreisszenario, 2020 - 2050	100
Abbildung 44: Kostenvergleich der verschiedenen Einzel-Strombezüge, 50-Hz-Bezug, mittleres Strompreisszenario, 2020 - 2050	100
Abbildung 45: Kostenvergleich der verschiedenen Einzel-Strombezüge, 50-Hz-Bezug, oberes Strompreisszenario, 2020 - 2050	101
Abbildung 46: Energiebilanz der Bahnstromversorgung 2012	103
Abbildung 47: Exemplarische Wochenverläufe der Bahnstromversorgung 2020, geringer EE-Anteil, zentrale Versorgung	104
Abbildung 48: Exemplarische Wochenverläufe der Bahnstromversorgung 2020, geringer EE-Anteil, Gesamtversorgung	105
Abbildung 49: Energiebilanz der Bahnstromversorgung 2020, geringer EE-Anteil	106

Abbildung 50: Exemplarische Wochenverläufe der Bahnstromversorgung 2020, hoher EE-Anteil, zentrale Versorgung	107
Abbildung 51: Exemplarische Wochenverläufe der Bahnstromversorgung 2020, hoher EE-Anteil, Gesamtversorgung	108
Abbildung 52: Energiebilanz der Bahnstromversorgung 2020, hoher EE-Anteil	108
Abbildung 53: Energiebilanz der Bahnstromversorgung 2050, geringer EE-Anteil	110
Abbildung 54: Exemplarische Wochenverläufe der Bahnstromversorgung 2050, hoher EE-Anteil, zentrale Versorgung ohne Speichereinsatz	111
Abbildung 55: Exemplarische Wochenverläufe der Bahnstromversorgung 2050, hoher EE-Anteil, Gesamtversorgung, ohne Speichereinsatz	112
Abbildung 56: Energiebilanz der Bahnstromversorgung 2050, hoher EE-Anteil, ohne Speichereinsatz	112
Abbildung 57: Exemplarische Wochenverläufe der Bahnstromversorgung 2050, hoher EE-Anteil, zentrale Versorgung mit Speichereinsatz	113
Abbildung 58: Energiebilanz der Bahnstromversorgung 2050, hoher EE-Anteil, mit Speichereinsatz	114
Abbildung 59: Absolute Kosten des durch EE-Strom zu ersetzenden 50-Hz-Bezuges für die Jahre 2012 und 2020 unter den Rahmenbedingungen des bestehenden Grenzkostenmarktes	115
Abbildung 60: Absolute Kosten des durch EE-Strom zu ersetzenden 50-Hz-Bezuges für die Jahre 2020 und 2050 unter den Rahmenbedingungen eines fiktiven Vollkostenmarktes	116
Abbildung 61: mögliche Anteile erneuerbarer Energie am Bahnstromverbrauch	119
Abbildung 62: Prinzipieller Aufbau der Bahnstromversorgung	120
Abbildung 63: Entwicklung der Strombezugskosten bis 2050	124
Abbildung 64: Absolute Kosten des durch EE-Strom zu ersetzenden 50-Hz-Bezuges für die Jahre 2012 und 2020 unter den Rahmenbedingungen des bestehenden Grenzkostenmarktes	126
Abbildung 65: Absolute Kosten des durch EE-Strom zu ersetzenden 50-Hz-Bezuges für das Jahr 2050 unter den Rahmenbedingungen eines fiktiven Vollkostenmarktes	127
Abbildung 66: Allgemeine Struktur des Bahnstromnetzes mit eigenen und neuen Erzeugungsanlagen	131
Abbildung 67: Maximal eingespeiste Wirkleistungen der neuen Erzeugungsanlagen an einen Punkt des 110-kV-Netzes	133
Abbildung 68: Maximal eingespeiste Wirkleistungen der neuen Erzeugungsanlagen an einen Punkt des 15-kV-Netzes	134
Abbildung 69: Entwicklung des Verkehrsaufkommens und des Bahnstromverbrauchs gemäß TREMOD	135
Abbildung 70: Entwicklung des Traktions-Stromverbrauchs der DB Energie	136