

Vincent Ecker

**Machbarkeitsanalyse zur dezentralen Einspeisung  
von Photovoltaikstrom in das Fahrleitungsnetz  
der Deutschen Bahn**

Bachelorarbeit

Technische Hochschule Köln,

Cologne Institut for Renewable Energy,

4. März. 2022

Öffentliche Version, mit Korrekturen vom 7. April. 2022

# Erklärungen

Name: Vincent Ecker

Matrikel-Nummer: 11118954

## Erklärung zum eigenständigen Verfassen

Hiermit erkläre ich an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbständig verfasst habe. Ich habe keine anderen außer den von mir angegebenen Quellen und Hilfsmittel verwendet

Die Arbeit wurde bisher in gleicher oder ähnlicher Form keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegt und auch nicht veröffentlicht.

Köln, 4.März 2022

Vincent Ecker

## Erklärung zur Veröffentlichung

Ich bin damit einverstanden, dass meine Abschlussarbeit ausgeliehen werden darf. Sie darf von meinem Betreuer im Internet veröffentlicht werden.

Köln, 4.März 2022

Vincent Ecker

## Erklärung zu Bildrechten

Außer den im Folgenden genannten habe ich alle Bilder und Diagramme dieser Abschlussarbeit selbst erstellt.

Die folgenden Bilder sind von anderen Autoren übernommen. Die Autoren sind in meiner Arbeit entsprechend genannt. Sie dürfen aufgrund einer öffentlichen Lizenz veröffentlicht werden:

Abbildung 2: Treibhausgasemissionen nach Sektoren des Klimaschutzgesetzes von 1990 bis 2020 und Prognosen für 2030

Abbildung 3: Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor von 1990 bis 2020

Abbildung 5: Foto einer Kettenwerksoberleitung [Bild: Rainer Knäpper, [Lizenz Freie Kunst](#)]

Für die folgenden Bilder habe ich keine expliziten Nutzungsrechte erhalten. Sie sollten daher vor einer Veröffentlichung der Arbeit unkenntlich gemacht werden:

Titelbild

Abbildung 1: Zielsetzung Jahresemissionsmengen nach Sektoren bis 2030

Abbildung 6: Vergleich der Spannungshaltung bei A) 25 kV, 50Hz und Phasentrennstellen, B) 15 kV, 16,7Hz und durchgeschaltet

Abbildung 7: Aufbau des Bahnstromleitungsnetzes in Deutschland (Stand:2021)

Abbildung 8: Unterschiede der energetischen Versorgung des Fahrleitungsnetzes

Abbildung 9: Schema eines Antriebsstranges von AC-Triebfahrzeugen

Abbildung 10: Anschluss verschiedener Schaltanlagen an das 15-kV-Fahrleitungsnetz

Abbildung 11: Schaltschema einer 15-kV-Schaltanlage eines Schaltpostens

Abbildung 13: Energieversorgung von stationären Nebenverbrauchern in Fahrleitungsnähe

Abbildung 15: Lastprognosen anhand von 15-min-Mittelwerten

Abbildung 16: Überblick der verschiedenen Projekte zur PV-Direkteinspeisung der ÖBB

Abbildung 17: Vergleich der Wirkungsgradketten der verschiedenen Einspeisemöglichkeiten

Abbildung 18: PV-Anlage auf Dächern Frequenzumformerwerks und Dienstgebäude

Abbildung 19: Auf Bahnschwellen aufgesteckte PV-Modulen

Abbildung 20: Ausschnitt des Bahnstromleitungsnetzes mit Speisepunkten

Abbildung 21: Streckennetz mit Elektrifizierungen der Deutschen Bahn

Abbildung 22: Schaltanlagen der DB Energie im ausgewählten Bereich

Abbildung 24: Schaltschema einer 15-kV-Schaltanlage mit Anschluss eines PV-Generators

Abbildung 27: : Kartenausschnitt der Haltestelle Hürth-Kalscheuren auf der Strecke 2630 mit benachbarter Freifläche

Köln, 4.März 2022

Vincent Ecker

## Kurzfassung

Im Zuge dieser Abschlussarbeit wird die Machbarkeit einer Direkteinspeisung mittels Photovoltaik in das Fahrleitungsnetz der *Deutschen Bahn* untersucht. Aufgrund bereits realisierter Projekte in Österreich und der Schweiz, wurde die Machbarkeit von PV-Direkteinspeisungen in das Fahrleitungsnetz grundsätzlich nachgewiesen. Hierbei stellt sich die Frage, welche Netzanschlussarten möglich sind und welche Vor- und Nachteile sich bei diesen ergeben. Außerdem wird die Begrenzung der maximalen Einspeiseleistung an einem Netzknoten aufgrund der aufrechtzuerhaltenden Netzstatik untersucht. Im Zuge dessen werden Vergleiche zu Anschlussmöglichkeiten und Netzstatik im öffentlichen 50-Hz-Stromnetz gezogen. Als Ergebnis kann ein PV-Park auf der Strecke 2630 (Köln-Bonn) mit PV\*SOL simuliert werden, welcher den vorher definierten Anforderungen für eine Direkteinspeisung in das Fahrleitungsnetz entspricht.

## Abstract

In the course of this thesis, the feasibility of a direct feed-in by means of photovoltaics into the catenary network of Deutsche Bahn is investigated. Due to already realized projects in Austria and Switzerland, the feasibility of PV direct feeds into the catenary network can be proven in principle. The question arises which grid connection types are possible and which advantages and disadvantages result from these. In addition, the limitation of the maximum feed-in power at a grid node due to the grid statics to be maintained is investigated. In the course of this, comparisons are made with connection options and grid statics in the public 50 Hz power grid. As a result, a PV park on line 2630 (Cologne-Bonn) can be simulated with PV\*SOL, which meets the previously defined requirements for a direct feed-in into the catenary network.

## Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich bei Allen herzlich bedanken, die mich bei der Ausarbeitung dieser Abschlussarbeit unterstützt haben.

Dazu zählen

Herr Professor Waffenschmidt und Herr Professor Evers, die mir stets bei inhaltlichen Fragen über viele Zoom-Meetings und Telefonate weitergeholfen haben.

Meine Mutter, Dorothee Ecker, die meine Arbeit auf Rechtschreibung und Grammatik kontrolliert hat. Falls hier noch Fehler übrig sind, habe ich wohl ihre Korrektur übersehen.

Außerdem gilt ein großes Dankeschön meiner Freundin, Mylène Grassinger, die mich in der gesamten Bearbeitungszeit moralisch unterstützt hat und dafür gesorgt hat, dass ich auch in stressigen Phasen einen halbwegs gesunden Schlaf- und Essensrhythmus einhalten konnte.

# Inhalt

<b>Erklärungen</b> .....	<b>II</b>
Erklärung zum eigenständigen Verfassen.....	II
Erklärung zur Veröffentlichung.....	II
Erklärung zu Bildrechten.....	II
<b>Kurzfassung</b> .....	<b>IV</b>
<b>Abstract</b> .....	<b>V</b>
<b>Danksagung</b> .....	<b>VI</b>
<b>Inhalt</b> .....	<b>VII</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b> .....	<b>IX</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b> .....	<b>XI</b>
<b>Formelverzeichnis</b> .....	<b>XII</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis</b> .....	<b>XIII</b>
<b>1 Einleitung</b> .....	<b>14</b>
<b>2 Politischer Rahmen und Motivation</b> .....	<b>15</b>
2.1 Klimaschutzpolitik der Bundesrepublik Deutschland.....	15
2.2 Klimaschutzziele der Deutschen Bahn AG.....	18
<b>3 Grundlegende Netzcharakteristika</b> .....	<b>21</b>
3.1 Fahrleitungsnetz.....	21
3.2 Bahnstromleitungsnetz.....	24
3.3 Energetische Versorgung.....	25
3.3.1 Netzkupplungen.....	26
3.4 Leistungsbezüge und -rückspeisungen von Triebfahrzeugen.....	29
3.5 Bahnbetrieblich relevante Bauwerke.....	30
3.5.1 Schaltanlagen.....	30
3.5.2 Nebenverbraucher.....	35
3.6 Netzstatik und Regelungskonzept.....	37
3.6.1 Besondere Anforderungen an die Netzstatik.....	39
3.6.2 Lastprognosen und Einsatzplanung der Bahnstromkraftwerke.....	39
3.6.3 Schnelle Regelung.....	40
3.6.4 Langsame Regelung.....	40
<b>4 Aktueller Wissensstand zur PV-Direkteinspeisung in das Fahrleitungsnetz</b>	<b>41</b>
4.1 Österreichische Bundesbahnen: Weltweit erstes Projekt in Wilfleinsdorf.....	41
4.2 Schweizer Bundesbahn: Pilotprojekt in Zürich-Seebach.....	44
4.3 Deutsche Bahn: Pilotprojekte.....	46
<b>5 Projektplanung eines PV-Parks zur Direkteinspeisung</b> .....	<b>49</b>
5.1 Wahl des Standorts.....	49
5.2 Technische Umsetzung der Direkteinspeisung.....	50

5.2.1 Vergleich der unterschiedlichen Einspeisemöglichkeiten.....	50
5.2.2 Bemessung der Leistungsgrenze für Direkteinspeisung in das 15kV- Fahrleitungsnetz.....	53
5.2.3 Besonderheiten der Komponenten .....	56
5.3 Simulation eines PV-Parks mittels PV*SOL.....	57
5.4 Diskussion der Ergebnisse .....	59
<b>6 Fazit und Ausblick.....</b>	<b>62</b>
<b>Literatur.....</b>	<b>Fehler! Textmarke nicht definiert.</b>
<b>7 Anhang.....</b>	<b>68</b>

# Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Zielsetzung Jahresemissionsmengen nach Sektoren bis 2030.....	15
Abbildung 2: Treibhausgasemissionen nach Sektoren des Klimaschutzgesetzes von 1990 bis 2020 und Prognosen für 2030 .....	16
Abbildung 3: Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor von 1990 bis 2020 .....	17
Abbildung 4: Bahnstrommix 2020 .....	19
Abbildung 5: Foto einer Kettenwerksüberleitung .....	22
Abbildung 6: Vergleich der Spannungshaltung bei A) 25 kV, 50Hz und Phasentrennstellen, B) 15 kV, 16,7Hz und durchgeschaltet .....	23
Abbildung 7: Aufbau des Bahnstromleitungsnetzes in Deutschland (Stand:2021).....	25
Abbildung 8: Unterschiede der energetischen Versorgung des Fahrleitungsnetzes .....	25
Abbildung 9: Schema eines Antriebsstranges von AC-Triebfahrzeugen .....	29
Abbildung 10: Anschluss verschiedener Schaltanlagen an das 15-kV-Fahrleitungsnetz .....	31
Abbildung 11: Schaltschema einer 15-kV-Schaltanlage eines Schaltpostens .....	33
Abbildung 12: Schaltschema einer Kuppelstelle .....	35
Abbildung 13: Energieversorgung von stationären Nebenverbrauchern in Fahrleitungsnähe.....	35
Abbildung 14: Schaltschema einer Zugvorheizanlage.....	36
Abbildung 15: Lastprognosen anhand von 15-min-Mittelwerten .....	39
Abbildung 16: Überblick der verschiedenen Projekte zur PV-Direkteinspeisung der ÖBB .....	42
Abbildung 17: Vergleich der Wirkungsgradketten der verschiedenen Einspeisemöglichkeiten .....	44
Abbildung 18: PV-Anlage auf Dächern Frequenzumformerwerks und Dienstgebäude .....	45
Abbildung 19: Auf Bahnschwellen aufgesteckte PV-Modulen [35] .....	47
Abbildung 20: Ausschnitt des Bahnstromleitungsnetzes mit Speisepunkten .....	49
Abbildung 21: Streckennetz mit Elektrifizierungen der Deutschen Bahn .....	49
Abbildung 22: Schaltanlagen der DB Energie im ausgewählten Bereich.....	50
Abbildung 23: Schaltschema einer Kuppelstelle mit Anschluss eines PV-Generators..	51
Abbildung 24: Schaltschema einer 15-kV-Schaltanlage mit Anschluss eines PV-Generators .....	52

Abbildung 25: Schaltschema einer Sammelschiene einer Zugvorheizanlage mit Anschluss eines PV-Generators .....	53
Abbildung 26: Äquivalente Betrachtung Netzanschlusspunkt mit 15-kV-Fahrleitungsnetz .....	54
Abbildung 27: : Kartenausschnitt der Haltestelle Hürth-Kalscheuren auf der Strecke 2630 mit benachbarter Freifläche .....	57
Abbildung 28: Simulierter PV-Generator in PV*SOL mit Einfärbung der verschalteten Strings .....	58
Abbildung 29: Prognostizierten Energieerträge nach Monaten.....	59

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Zuordnung elektrischer Versorgungseinheiten mit Art der Last.....	26
Tabelle 2: Werke mit verbauten Schaltanlagen der Deutschen Bahn.....	31
Tabelle 3: Zuordnung der Schaltsymbole.....	33
Tabelle 4: Mögliche Spannungsabweichungen in Abhängigkeit der Dauer im 15-kV- Fahrleitungsnetz nach DIN-Norm .....	37
Tabelle 5: Mögliche Frequenzabweichungen in Abhängigkeit der Dauer im 15-kV- Fahrleitungsnetz nach DIN-Norm .....	37
Tabelle 6: Zuordnung aller Parameter für die Berechnung der maximalen Leistungsaufnahmekapazität .....	55
Tabelle 7: Berechnete Kurzschlusscheinleistungen und Phasenwinkel von möglichen Einspeisepunkten der Deutschen Bahn .....	55
Tabelle 8: Durchschnittliche Energieverbräuche verschiedener Triebfahrzeuge .....	60

## Formelverzeichnis

Formel 1: Berechnung der maximalen Leistungsaufnahmekapazität am Netzanschlusspunkt.....55

## Abkürzungsverzeichnis

<b>Abkürzung</b>	<b>Bezeichnung</b>
AC	Wechselstrom/ Wechselspannung
Cos	Cosinus
DB	Deutsche Bahn
DC	Gleichstrom/ Gleichspannung
Hz	Herz
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
IC	Intercity
ICE	Intercity-Express
kV	Kilovolt
kVA	Kilovoltampere
kW	Kilowatt
MVA	Megavoltampere
MPP	Maximum Power Point
ÖBB	Österreichische Bundesbahn
RB	Regionalbahn
RE	Regional-Express
$S_k$	Kurzschlusscheinleistung
Sin	Sinus
V	Volt
Wh	Wattstunde

## 1 Einleitung

Im Rahmen des immer schneller fortschreitenden Klimawandels, erlangt neben der Energiewende auch die Verkehrswende in Deutschland einen immer höheren Stellenwert. Da sich die Entwicklung zu einem klimafreundlichen Verkehr deutlich schwieriger und langwieriger gestaltet als in anderen Sektoren, gibt es hierbei auch im Hinblick der Forschung einen besonders hohen Handlungsbedarf. Aufgrund der positiven Aspekte (wie Energieeinsparungen durch Verringerung von Transport- und Umwandlungsverlusten und höhere Versorgungssicherheit) durch Dezentralisierung von Erzeugungsanlagen im 50-Hz-Stromnetz (dezentrale PV- und Windkraftanlagen anstatt zentraler Kohle- und Atomkraftwerke), kann dieser Gedanke in den Verkehrssektor bzw. auf das Bahnstromleitungsnetz übertragen werden. Es stellt sich die Frage, ob eine Integration von dezentralen PV-Parks auch in das Bahnenergiesystem möglich ist. Genauer wird im Folgenden untersucht, ob eine PV-Direkteinspeisung in das Fahrleitungsnetz realisierbar ist und wenn ja, welche Rahmenbedingungen hierbei eingehalten werden müssen.

Hierzu wird im Vorfeld der politische Rahmen, in dem sich potenzielle Projekte dieses Bereichs bewegen können, näher beleuchtet und im Zuge dessen abgeschätzt, ob und inwiefern mit staatlicher Unterstützung hierbei zu rechnen ist bzw. wie sich dies perspektivisch in näherer Zukunft entwickeln könnte.

Für eine differenzierte Betrachtung möglicher Komplikationen oder Limitierungen bei PV-Direkteinspeisungen in das Fahrleitungsnetz werden die grundlegenden Netzcharakteristika des Fahrleitungsnetzes und des Bahnstromleitungsnetzes untersucht. Hierbei wird der Fokus insbesondere auf die energetische Versorgung der Netze, im Zuge dessen die hierfür relevanten Bauwerke sowie Besonderheiten der Netzstatik und resultierende Regelmechanismen gelegt.

Um den aktuellen Wissensstand zu PV-Direkteinspeisungen in das Fahrleitungsnetz zu überblicken, werden bereits realisierte oder sich in der Planung befindende Projekte in Österreich, der Schweiz und Deutschland erörtert.

Die hieraus gewonnenen Erkenntnisse werden für die nachfolgende Planung eines PV-Parks in Fahrleitungsnähe der Strecke 2630 (Bonn-Köln), der in das Fahrleitungsnetz einspeisen soll, gewonnen. Neben Untersuchungen der technischen Umsetzbarkeit wie z.B. Möglichkeiten des Netzanschlusses sowie die Begrenzung der maximalen Einspeiseleistung am Anschlusspunkt, wird ein PV-Park mit der Simulationssoftware PV\*SOL simuliert.

Zuletzt wird aus den Simulationsergebnissen sowie den vorherigen Untersuchungen ein Fazit gezogen und ein Ausblick für potenziell zukünftige Projekte in diesem Bereich gegeben.

## 2 Politischer Rahmen und Motivation

In dem nachfolgenden Kapitel wird der politische Rahmen, indem sich das zu planende Projekt (PV-Park zur dezentralen Direkteinspeisung in das Fahrleitungsnetz der Deutschen Bahn) bewegt, umrissen. Hierzu werden aktuelle Maßnahmen und Zielsetzungen, die politisch auf nationaler Ebene (Klimaschutzgesetz) sowie bei der *Deutschen Bahn AG* unternehmensintern (Klimaschutzziele) beschlossen oder diskutiert wurden, erläutert. Diese werden im Hinblick auf mögliche politische Unterstützung z.B. in Form von Ausbauzielen, Förderungen etc. für eine potenzielle Realisierbarkeit des Projekts untersucht. Es sei darauf hingewiesen, dass im Folgenden lediglich einzelne Strategien, Vorschläge, Ausbauziele oder Maßnahmen der jeweiligen Instanzen, die für die Thematik der Bahnenergieversorgung oder dem Ausbau Erneuerbarer Energien relevant sein könnten, betrachtet werden.

### 2.1 Klimaschutzpolitik der Bundesrepublik Deutschland

Auf nationaler Ebene wurde von der Bundesregierung zuerst das *Klimaschutzgesetz 2019* verfasst, welches auf Verfassungsbeschwerden verschiedener Klägerinnen und Kläger stieß. Mit dem Beschluss des ersten Senats des Verfassungsgerichts vom 24.03.2021 wurde entschieden, dass das Klimaschutzgesetz mit seinen Klimaschutzzielen und zulässigen Jahresemissionsmengen nicht mit den Grundrechten vereinbar sei. Da die Vorschriften und Maßgaben für die Reduzierung von Treibhausgasemissionen bis 2030 zu unkonkret sein, würden zu hohe Treibhausgaseminderungslasten in die Zeit nach 2030 verschoben werden. Um dann noch das Ziel des Pariser Klimaabkommens (das ebenfalls auch Klimaziel des Klimaschutzgesetzes ist) erreichen zu können, müssten dann drastische Einschränkungen beschlossen werden, welche unweigerlich hohe Freiheitseinschränkungen der dann lebenden Bevölkerung zur Folge hätten. [2]

Daraufhin wurde von der Bundesregierung ein neues *Klimaschutzgesetz (2021)* ausgearbeitet, in dem (in §3 Nationale Klimaschutzziele) die Etappenziele der Reduktion von Treibhausgasemissionen folgendermaßen angehoben wurden:

- Bis 2030: **65% Minderung** im Vergleich zu 1990 (vorher: 55% Minderung)
- Bis 2040: **88% Minderung** im Vergleich zu 1990 (vorher: Nicht vorhanden)
- Bis 2045: **Klimaneutralität** (vorher: 2050)

[3]

Die folgende Abbildung veranschaulicht, wie ebenfalls die Ziele in den einzelnen Sektoren für die kommenden Jahre konkretisiert und angehoben wurden:

Abbildung 1: Zielsetzung Jahresemissionsmengen nach Sektoren bis 2030 [4]

Um diese Ziele im Kontext einordnen zu können, sind in Abbildung 2 die in Deutschland zwischen 1990 und 2020 emittierten Treibhausgasemissionen nach Sektoren des Klimaschutzgesetzes dargestellt.

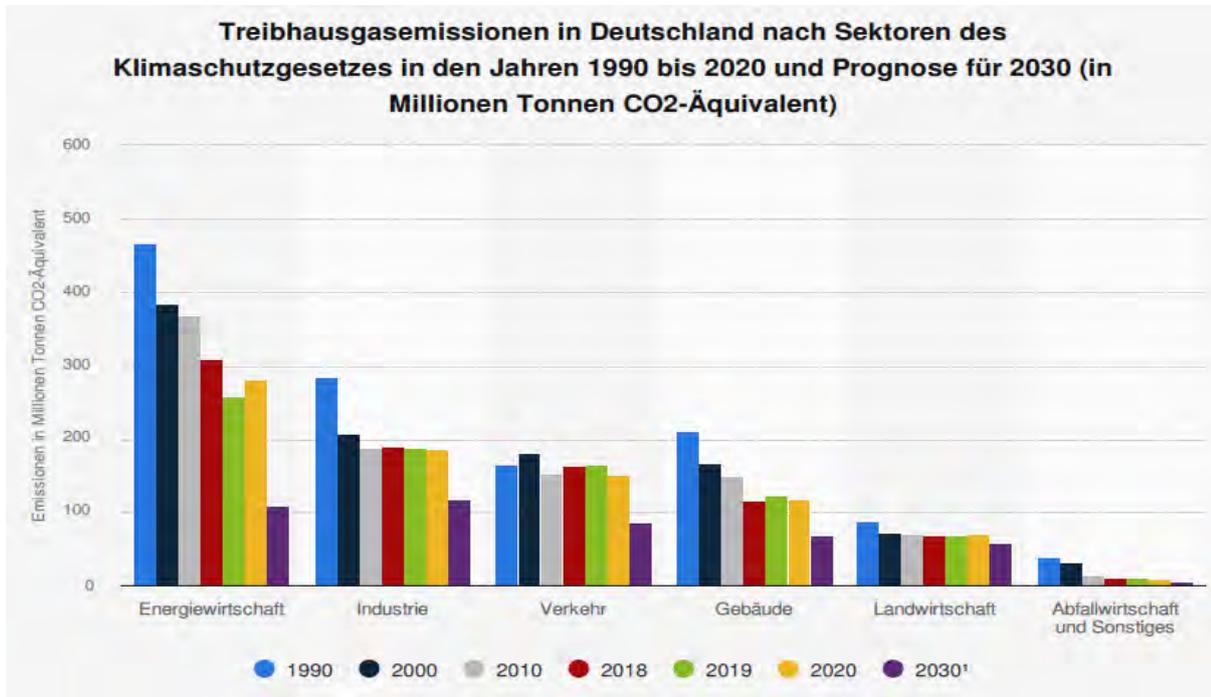


Abbildung 2: Treibhausgasemissionen nach Sektoren des Klimaschutzgesetzes von 1990 bis 2020 und Prognosen für 2030 [1]

Es fällt auf, dass bei den Sektoren *Energiewirtschaft*, *Industrie* und *Verkehr* eine besonders große Differenz der ausgestoßenen Treibhausgasmengen zwischen dem Jahr 2020 und 2030 vorliegt. [1]

Speziell im Verkehrssektor sind die ausgestoßenen Treibhausgasemissionen 1990 nahezu genau so hoch wie 2020 (siehe Abbildung 3).

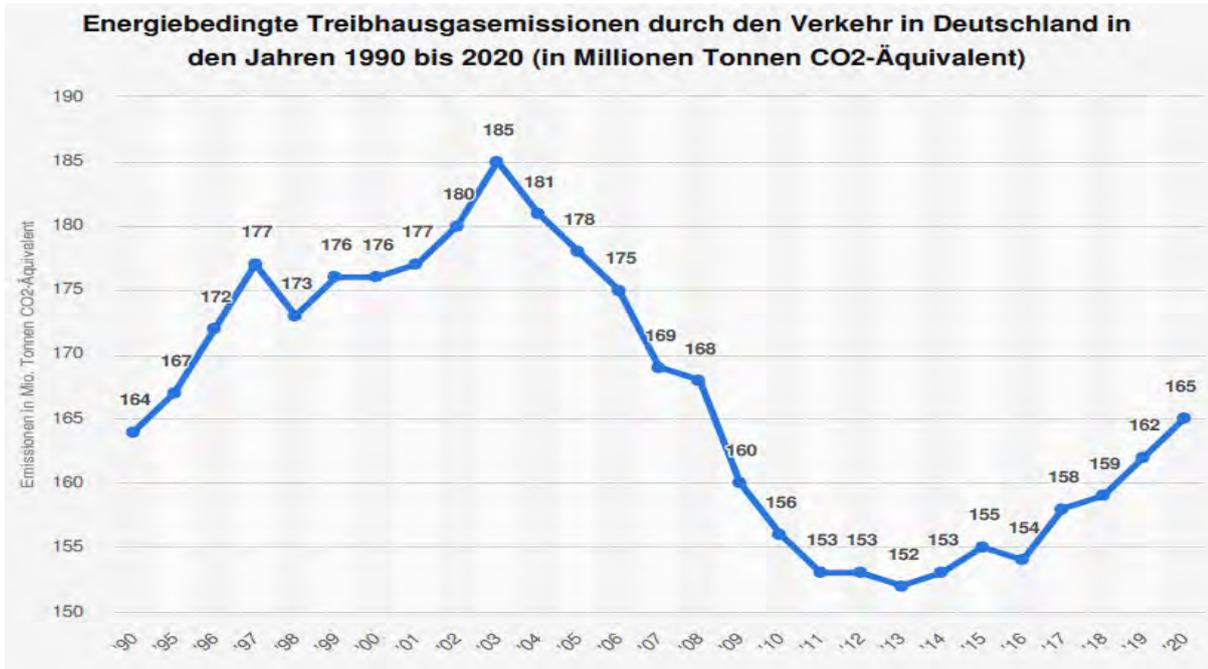


Abbildung 3: Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor von 1990 bis 2020 [4]

Die geringsten Treibhausgasemissionen wurden im betrachteten Zeitraum 2013 ausgestoßen (152 Mio. Tonnen), was einer Einsparung von 12 Mio. Tonnen im Vergleich zu 1990 darstellt. [4]

Aus diesen Grafiken sowie den angestrebten Einsparzielen der Bundesregierung lässt sich ein dringender Handlungsbedarf zur Reduktion von Treibhausgasen in besagten Sektoren in den folgenden Jahren erkennen.

Für die Umsetzung der Klimaschutzziele stellt die Bundesregierung mit dem *Sofortprogramm 2022* zusätzlich finanzielle Mittel in Höhe von mehr als 5 Mrd. Euro zur Verfügung. Davon sollen 200 Mio. Euro in den Sektor „Schiene“ im Verkehrsbereich fließen. [5]

Außerdem ist im *Klimaschutzgesetz 2021, §9 Klimaschutzprogramme* festgelegt, dass die Bundesregierung nach jeder Fortschreibung des Klimaschutzplans oder Nichteinhaltung der Ziele ein Klimaschutzprogramm mit zu ergreifenden Maßnahmen für die Einhaltung der zulässigen Jahresemissionsmengen nach den jeweiligen Sektoren festlegen und umsetzen muss. Hierfür schlagen die Ministerien der einzelnen Sektoren Maßnahmen zur Umsetzung sowie deren ökologischen, ökonomischen und sozialen Folgen vor. [6]

Im aktuellen *Klimaschutzprogramm 2030* (veröffentlicht 2019) ist in dem, für das nachfolgende Projekt relevanten, Sektor *Energiewirtschaft* unter Anderem das Ausbauziel für Erneuerbare Energien auf **65% Anteil am Bruttostromverbrauch** bis 2030 definiert. Konkret für den Ausbau der Stromerzeugung aus Photovoltaik wurde bis 2030 eine jährliche **Stromerzeugung von 90 TWh** sowie eine **installierte Leistung von 98 GW** festgelegt. Außerdem wird die Deckelung der installierten Photovoltaik-Leistung von 52 GW aufgehoben. [7]

Im anderen, für das nachfolgende Projekt relevanten, Sektor *Verkehr* sind konkrete Maßnahmenpakete beispielsweise die Stärkung des Schienenpersonenverkehrs mit weiteren Elektrifizierungsplänen sowie die Stärkung des Schienengüterverkehrs ebenfalls durch Ausbau des elektrischen

Schienengüterverkehrs ausgearbeitet. Außerdem sollen im Bereich der Nutzfahrzeuge Tank-, Lade und Oberleitungsinfrastruktur ausgebaut werden. Letzteres bezieht sich hierbei auf eine perspektivisch höhere Nutzung von elektrifizierten LKWs. [7]

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass das Urteil des Bundesverfassungsgerichts und das daraufhin neuausgearbeitete *Klimaschutzgesetz 2021* den Fokus der Politik noch verstärkter in Richtung Klimaschutz gerückt hat. Die daraus resultierenden ambitionierteren Etappenziele der Treibhausgasreduktion für Deutschland im Gesamten und für die einzelnen Sektoren stellen eine große Diskrepanz zu den tatsächlichen Treibhausgasemissionen im Zeitraum 1990 bis 2020 dar. Hieraus lässt sich ein dringender Handlungsbedarf für die kommenden Jahre ableiten. Durch die Ausbauziele des elektrifizierten Schienengüterverkehrs und die Elektrifizierungspläne für den Personengüterverkehr sowie die Ausbauziele der Erneuerbaren Energien und insbesondere der Stromerzeugung aus Photovoltaik wirkt eine Systemintegration von PV-Nutzung für den Bahnbetrieb als eine potenziell schlüssige Lösung, mit der gleich mehrere Ziele verfolgt werden können. Allerdings lässt sich hierfür bislang noch keine konkrete Zielsetzung oder Maßnahmen in den untersuchten Gesetzen und Programmen wiederfinden. Hier sei allerdings darauf hingewiesen, dass nationale legislative Ausarbeitungen der vorangegangenen europäischen Maßnahmen und Zielsetzungen zeitverzögert folgen und somit perspektivisch noch folgen werden.

### 2.2 Klimaschutzziele der Deutschen Bahn AG

Laut einer aktuellen Pressemitteilung der *Deutschen Bahn* hebt das Unternehmen ebenfalls seine Klimaschutzziele weiter an. Demnach soll die Versorgung von Werken, Bürogebäuden und Bahnhöfen bis 2025 aus 100% Ökostrom bestehen. Dies bedeutet, dass der, für diese Bereiche verwendete, Strom zu 100% aus Erneuerbaren Energien generiert wurde. Klimaneutralität in allen Bereichen (also inklusive des Tochterlogistikunternehmens *DB Schenker*) soll nun bis 2040 statt wie vorher bis 2050 erreicht werden. Außerdem soll bis 2038 auch im Regional- und Güterverkehr die elektrische Versorgung aus 100% Ökostrom bestehen, wie es im Fernverkehr nach Angaben der *Deutschen Bahn* schon seit 2018 der Fall ist. Hierbei ist allerdings anzumerken, dass sowohl Nah- und Fernverkehr als auch Güterverkehr und andere Verbraucher wie Weichen- und Zugvorheizanlagen den Strom aus demselben Bahnstromnetz beziehen. Dieser bezogene Strom kann je nach Ort und Zeit aus einem, in der Nähe liegenden, Kohlekraftwerk und somit gar keinen Grünstromanteil oder aus einem benachbarten PV- oder Windpark und somit einen Grünstromanteil von 100%, aufweisen. Durchschnittlich lässt sich allerdings ein Bahnstrommix bilanzieren, der dann für alle Bereiche derselbe sein muss. Dieser ist in der folgenden Grafik für das Jahr 2020 zu sehen. [8], [9]

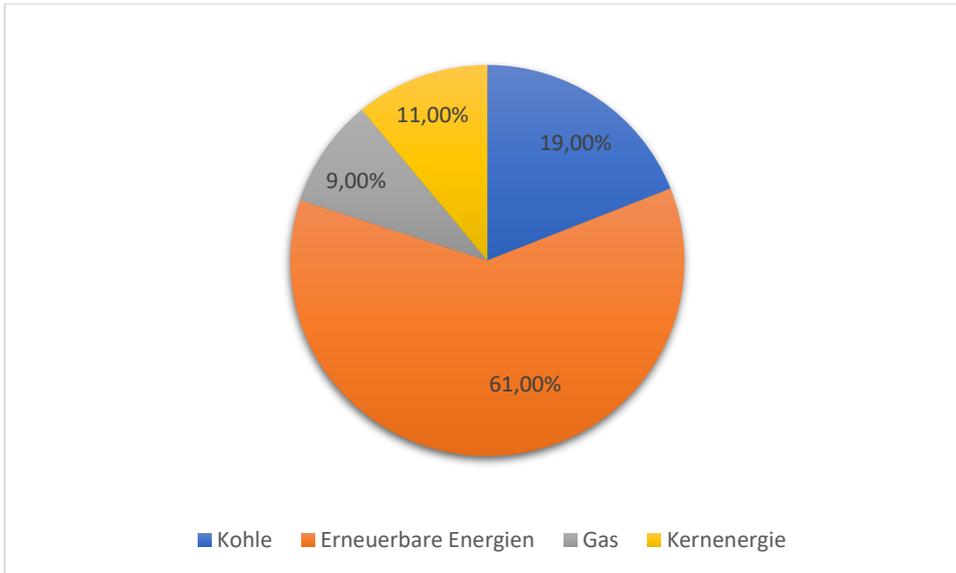


Abbildung 4: Bahnstrommix 2020 [eigene Darstellung], [8]

Wenn also in einem Bereich (wie z.B. Fernverkehr) von Klimaneutralität (also 100% Grünstromanteil) gesprochen wird, muss in einem anderen Bereich (z.B. Nahverkehr) ein deutlich geringerer Grünstromanteil als 61% vorliegen, damit im Mittel der vorhandene Bahnstrommix mit 61% Anteil an Erneuerbarem Strom gilt.

In diesem Zusammenhang legt die Deutsche Bahn auch das Ziel der Elektrifizierung der Strecken fest. Bis 2050 sollen sämtliche Zugkilometer in Deutschland elektrisch gefahren werden. Dies bedeutet eine Elektrifizierung der noch nicht elektrifizierten Strecken oder die Umstellung auf alternative Antriebe der Züge, die auf nicht elektrifizierten Strecken fahren. [10]

Einer weiteren Pressemitteilung zufolge plant die *Deutsche Bahn* außerdem Wachstum in Personen- und Güterverkehr. In den nächsten Jahren soll die Kapazität auf der Schiene um 30% erhöht werden, was einem Zuwachs von 350 Mio. Trassenkilometern bedeuten würde. Ebenso will die *Deutsche Bahn* ihren CO<sub>2</sub>-Ausstoß um 10 Mio. Tonnen pro Jahr senken. Dies solle durch das Programm „*Starke Schiene*“ und die dort formulierten und bereits erwähnten Ziele der *Deutschen Bahn* ermöglicht werden. Ein weiteres kurzfristiges Etappenziel, das in diesem Programm formuliert ist, lautet bis 2024 einen Anteil am Bahnstrommix der Erneuerbaren Energien von über 65% zu erzielen. Der Energieversorger der *Deutschen Bahn*, die Tochtergesellschaft *DB Energie*, der für die Erzeugung, den Transport und die Bereitstellung der jährlich benötigten 10 Terrawattstunden Energie, Verantwortung trägt, stellt zusätzlich noch das Ziel auf, bis 2030 einen Anteil an Erneuerbarem Strom von 80% im Bahnstrommix zu erreichen. [11], [12], [13]

An dieser Stelle sei allerdings darauf hingewiesen, dass sich der Bahnstrommix auf die, von der *Deutschen Bahn*, verbrauchte Energie und nicht auf die Erzeugung bezieht. Und da die *DB Energie* von den jährlich benötigten 10 Terrawattstunden 30% aus dem 50-Herz-Netz an Handelsmärkten und Strombörsen dazu kauft, können hierbei Strommengen von Anlagenbetreibern Erneuerbarer Energien mit zusätzlichem Herkunftsnachweis der Grünstromeigenschaften eingekauft werden. Diese seien ausnahmslos im Herkunftsnachweisregister des Umweltbundesamtes gelistet und verifizieren somit die Grünstromeigenschaften. Allerdings bedeutet dies ebenso, dass die *Deutsche Bahn* einen

großen Anteil an Strom aus Erneuerbaren Energien zukaufte und verbraucht, ohne ihn selbst zu erzeugen und somit dieser Grünstrom an anderer Stelle im Netz fehlt. Die anderen 70% der gesamten benötigten Energie wird aus Kraftwerken direkt in das Bahnstromnetz eingespeist. Allerdings sind nur wenige dieser Kraftwerke im Besitz der *DB Energie*. Die meisten Kraftwerke werden von anderen Unternehmen betrieben, mit denen die DB Energie Lieferverträge für bestimmte Einspeisemengen hat, um den prognostizierten Energiebedarf im Vorfeld decken zu können. Auch hier können Lieferverträge mit Anlagenbetreibern Erneuerbarer Energien abgeschlossen werden, um einen höheren Grünstromanteil im Bahnstrommix zu erreichen. [8], [13], [14]

Es bleibt festzuhalten, dass sich die *Deutsche Bahn* auf den ersten Blick viele ambitionierte Klimaschutzziele, wie den steigenden Grünstromanteil bis zur Klimaneutralität und die damit einhergehende Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen sowie die Verlagerung des Verkehrs von der Straße auf die Schiene mittels massiven Trassenausbau, gesteckt hat. Allerdings werden bei der Erhöhung des Grünstromanteils keine konkreten Maßnahmen wie Erneuerbare Energien Erzeugungsanlagen zu bauen oder zu betreiben vorgelegt. Ebenso wenig sind ein genauer Zeitplan oder Etappenziele für den Trassenausbau bekannt. Dementsprechend muss bei einer Erhöhung des Grünstromanteils damit gerechnet werden, dass diese vor allem im Zuge von neuzugekauftem Strom, der aus Erneuerbaren Energien anderer Anlagenbetreiber erzeugt wurde, realisiert werden.

Im Bezug auf das nachfolgende Projekt der Direkteinspeisung von PV-Strom in die Bahnüberleitungen kann festgehalten werden, dass sich hierbei der Grünstromanteil des Bahnstrommix erhöhen ließe, ohne weitere Strommengen, die aus Erneuerbarer Energien Erzeugungsanlagen generiert wurden, über Lieferverträge oder über Strombörsen zukaufen zu müssen. Maßnahmen, Zielsetzungen oder Formulierungen, die ein solches Projekt unterstützen könnten, lassen sich allerdings bislang noch nicht erkennen.

### 3 Grundlegende Netzcharakteristika

Im Folgenden werden die grundlegenden Netzcharakteristika im Bahnstromnetz bzw. Fahrleitungsnetz erläutert. Im Zuge dessen wird ein besonderer Fokus auf die verschiedenen Möglichkeiten der energetischen Versorgung und die vom 50-Hz-Stromnetz abweichenden Eigenschaften der Netzstatik und des Regelungskonzeptes gelegt. Außerdem werden verschiedene bahnbetrieblich relevante Bauwerke im Bahnstromnetz untersucht. Dies geschieht mit Blick auf eine potenzielle PV-Direkteinspeisung in das Fahrleitungsnetz.

#### 3.1 Fahrleitungsnetz

Das Fahrleitungsnetz dient sowohl der Energieübertragung als auch der Energieabgabe (und -aufnahme) an die Triebfahrzeuge. Die Einspeisung von elektrischer Energie in das Fahrleitungsnetz kann über verschiedene Wege erfolgen und ist abhängig von den regionalen Gegebenheiten des Standortes (siehe Kapitel Energetische Versorgung). Die Zuführungen zwischen Einspeisepunkt (z.B. Unterwerk) und Oberleitung sind Speiseleitungen, die als kurze Freileitungen oder Kabelstrecken ausgeführt sind. Die Rückleitung des Stroms erfolgt über die Schienen, während der Rückleiteranschluss an den Schienen ebenfalls über Kabel mit dem Einspeisepunkt verbunden ist. Bei der Stromrückleitung ist wichtig, dass der Widerstand besonders klein ist, um den Spannungsabfall zu verringern, das Schienenpotenzial nicht zu gefährden und Streuströme zu verhindern. [15, 16]

Die Fahrleitungen sind durch Einspeisepunkte, Schaltposten und Kuppelstellen in unterschiedliche Abschnitte unterteilt (Speiseabschnitte), die somit getrennt gespeist und geschaltet werden können (siehe Kapitel Schaltanlagen). Dies hat bahnbetriebliche und schutztechnische Gründe. Um beispielsweise bei Netzstörungen auch einen unsymmetrischen Betrieb von Kraftwerken zu zulassen oder um die Selektivität im Fehlerfall zu gewährleisten. An bestimmten Stellen ist die Fahrleitung durch spannungslose Schutzstrecken getrennt. Diese werden dann von den Triebfahrzeugen im Schwung durchfahren. Diese sind allerdings hauptsächlich im dezentralen Netzbereich (ehemalige DDR-Gebiete) vorhanden. [15, 16]

Früher wurde die zweiseitige Richtungsspeisung angewendet, d.h. die Oberleitungen einer Strecke wurden je Fahrtrichtung getrennt versorgt. Bei einem Einspeisepunkt A und einem Einspeisepunkt B, gab es somit keinen Zusammenschluss der Oberleitungen zwischen Fahrtrichtung AB und Fahrtrichtung BA. Die Abstände dieser Einspeisepunkte (Unterwerke) lagen bei 60km-80km. Dies war ausgelegt für Zugfolgeabstände von mindestens 10 min bei bis zu 600 A Strombezug pro Zug. [17]

Aufgrund deutlich ansteigender Zugzahlen und Zuglasten kam es bei dieser Konfiguration vermehrt zu Überlastauslösungen. In der Regel nur in einer Fahrtrichtung (bergabwärts oder tageszeitenabhängig bedingt). Wenn die Triebfahrzeuge von unter Spannung stehenden Speiseabschnitten in, wegen Überlast abgeschalteten, Speiseabschnitten überfahren, traten Lichtbögen und Fahrdrahtabbrände auf. Aus diesem Grund wurde dann zur Speisung der Fahrleitungen die Querschaltung eingeführt. Hierbei sind beide Fahrtrichtungen (AB und BA) über Querschalter miteinander verbunden. Diese werden seit je her standardmäßig in sämtlichen Schaltanlagen sowie Bahnhöfen, Abzweige- und Überleitstellen eingebaut. Bei größeren Streckenabschnitten werden sie auch außerhalb besagter

Betriebsmittel eingesetzt. Die Verringerung der Selektivität durch Zusammenschalten beider Streckenabschnitte, wurde durch Oberleitungsprüf- und Wiedereinschaltautomatik ausgeglichen. [17]

Für eine sichere Stromabgabe (bzw. -aufnahme) müssen die Fahrleitungen genügend starr sein. Hierzu wird der Fahrdraht mit Hängern auf einem Tragseil aufgehängt, welches wiederum an beweglichen Stützpunkten (Masten) befestigt ist. An diesen Masten werden Nachspanngewichte gehängt, die den Fahrdraht auf konstanter Spannung halten (siehe Abbildung 5). Dies ist notwendig, um die Längenänderungen des Fahrdrahtes, die in Folge von Temperaturänderungen durch Reibung resultieren, auszugleichen.

Diese Ausführung der Oberleitung wird Kettenwerksoberleitung genannt und wird standardmäßig bei befahrenen Strecken mit Geschwindigkeiten von mehr als 50 km/h verbaut. An dieser Stelle kann auf weitere mechanische Aspekte des Systems verzichtet werden, da der Fokus der Projektplanung zur PV-Direkteinspeisung auf der Elektrik liegt. [16]



Abbildung 5: Foto einer Kettenwerksoberleitung [Bild: Rainer Knäpper, [Lizenz Freie Kunst](#)]

In Deutschland umfasst das Fahrleitungsnetz der *Deutschen Bahn AG* 18.000 km Strecke und wird mit 1AC 15kV 16,7 Hz betrieben. Dieses System wird in Deutschland, Österreich, der Schweiz und

Teilen der skandinavischen Länder (Norwegen und Schweden) verwendet, während viele andere europäische Länder das Fahrleitungsnetz mit 1AC 25kV 50 Hz betreiben.

Vorteile des 16,7-Hz-Systems im Vergleich zum 50-Hz-System sind zum einen eine niedrigere Reaktanz, aufgrund der niedrigeren Frequenz, was zu geringeren induktiven Spannungsabfällen führt. Zum anderen ist hier das Fahrleitungsnetz, wie bereits erwähnt, durchgeschaltet (Einbau von Querschaltern), was ebenfalls zu geringeren Spannungsverlusten und somit zu einer stabileren Spannungshaltung führt. Durch diese beiden Charakteristika kann auf kostenintensive Blindleistungskompensation zur Spannungsstabilisierung verzichtet werden. Außerdem können somit, aufgrund des geringeren induktiven Spannungsabfalls, trotz geringerer Spannung (15 kV), Abstände zwischen den Einspeisepunkten (z.B. Unterwerke) ähnlich groß dimensioniert werden wie bei dem 1AC 25 kV 50 Hz System. Diese belaufen sich auf jeweils 30-60 km zwischen zwei Unterwerken. [16, 18]

Abbildung 6: Vergleich der Spannungshaltung bei A) 25 kV, 50Hz und Phasentrennstellen, B) 15 kV, 16,7Hz und durchgeschaltet [18]

Allerdings sei an dieser Stelle hinzugefügt, dass das Fahrleitungsnetz grundsätzlich, trotz der geringeren Spannungsverluste, für den Energietransport über längere Distanzen nicht geeignet ist. Hierbei entstehen durch die verhältnismäßig geringe Spannung und dem geringen Querschnitt der Leitungen zu hohe Energieverluste. [15]

Die Sonderfrequenz von 16,7 Hz ist historisch begründet, da die, zur Anfangszeit der Streckenelektrifizierung (1912), verwendeten Reihenschlussmotoren der elektrischen Triebfahrzeuge Probleme bei der Kommutierung (Auftreten von Lichtbögen bei Stromwendung) bei einer Frequenz von 50 Hz aufwiesen. Diese Probleme konnten bei einer Frequenz von damals  $16 \frac{2}{3}$  Hz (ein Drittel von 50 Hz) überwunden werden. Aufgrund technischer Probleme der Dreiphasen-Asynchronmaschinen der Umformer bei starrer Frequenz, wurde 1995 die Frequenz für Bahnstrom in Deutschland, Österreich und der Schweiz auf 16,7 Hz festgelegt. Hintergründe hierzu folgen im Kapitel Energetische Versorgung. [18, 19]

Da zu Nachkriegszeiten in der DDR aus kostentechnischen Gründen auf ein zentral speisendes Bahnstromnetz verzichtet wurde, gibt es im Nordosten Deutschlands seit je her einzelne Fahrleitungsnetze, die dezentral (also nur aus dem 50-Hz-Stromnetz) gespeist werden und somit getrennt vom restlichen Fahrleitungsnetz Deutschlands betrachtet werden müssen.

61% des gesamten Fahrleitungsnetzes sind aktuell elektrifiziert (Stand: 2019), mit steigender Tendenz (siehe: Klimaschutzziele der Deutschen Bahn AG: 100% Elektrifizierung bis 2050). Die nicht-elektrifizierten Strecken werden sowohl mit dieselbetriebenen Lokomotiven und Triebzügen als auch mit neuen batteriebetriebenen Triebfahrzeugen befahren.

Abbildung 7: Vergleich der Spannungshaltung bei A) 25 kV, 50Hz und Phasentrennstellen, B) 15 kV, 16,7Hz und durchgeschaltet [18]

Die Kompetenz für das Fahrleitungsnetz hat die *DB Netz AG*, eine Tochtergesellschaft der *DB AG*. [20]

#### 3.2 Bahnstromleitungsnetz

Für die flächendeckende Verteilung elektrischer Energie zwischen Kraftwerken und Fahrleitungsnetz bzw. öffentlichem 50-Hz-Stromnetz und Fahrleitungsnetz, betreibt die *Deutsche Bahn* ein eigenes Energieverteilnetz mit insgesamt 7.800 km Trassenlänge (Stand: 2019, [14]) welches auch Bahnstromleitungsnetz oder kurz Bahnstromnetz genannt wird. Dieses wird mit 2AC 110 kV 16,7 Hz betrieben. Die Ausführung der Leiter ist zweipolig mit entgegengesetzter Phasenlage. Je Leiter liegt eine Leiter-Erde-Spannung von 55 kV an, wodurch in Summe eine Leiter-Leiter-Spannung von 110 kV resultiert. Im Regelfall führen die Bahnstromleitungen 2 Systeme  $\pm 55$  kV, also 4 Einzelleiter bzw. Leiterbündel. In Lastschwerpunkten werden bis zu 4 Systeme auf einem Mast geführt. [15]

Das Bahnstromleitungsnetz ist, wie das Fahrleitungsnetz, in unterschiedliche Leitungsabschnitte aufgeteilt. Diese könne durch Kuppelstellen oder Schaltwerke getrennt geschaltet werden (siehe Kapitel Schaltanlagen). Außerdem wird das Netz mit einem resonanzgeerdeten Sternpunkt ausgeführt. Aus diesen Charakteristika ergibt sich, dass das das Netz sowohl nach flüchtigen einpoligen Erdschlüssen ohne Schalthandlungen weiterbetrieben werden kann als auch die Löschfähigkeit gesichert wird. [15]

Trotz der verminderten Spannungsabfälle durch niedrigere induktive Reaktanz (wegen niedriger Frequenz), weist das Bahnstromleitungsnetz eine geringere Übertragungskapazität als das dreiphasige öffentliche 50-Hz-Stromnetz auf. Die Übertragungskapazität definiert sich über die übertragbare Scheinleistung. Mit zunehmender Übertragungsentfernung nimmt der Blindleistungsanteil zu, während der Wirkleistungsanteil abnimmt. [15]

Eine Beispielrechnung einer Fraunhofer IWES Studie veranschaulicht dies: Eine typische 110-kV-Bahnstromleitung mit Standardbeseilung aus Aluminium und Stahl (Typ Al/St 300/50) überträgt bei einer Länge von 150 km eine Leistung von maximal 130 MW. Allerdings reduziert sich diese Leistung wegen der zulässigen Spannungsschwankung von bis zu  $\pm 12\%$  auf 105 MW. [18]

Als Ergebnis der Beispielrechnung kann konstatiert werden, dass das Bahnstromleitungsnetz im Vergleich zu einer vergleichbaren 110-kV-Leitung im öffentlichen 50-Hz-Drehstromnetz etwas mehr als 2/3 der Übertragungskapazität erreicht. Hieraus kann grundsätzlich abgeleitet werden, dass die Übertragungsentfernungen, also die Entfernung zwischen Einspeisepunkten und regionalen Lasten, nicht zu groß sein dürfen. Folgerichtig handelt es sich funktionell bei dem Bahnstromleitungsnetz um ein Verteilnetz, statt um ein Übertragungsnetz. [18]

Weitere Erkenntnisse, die sich hieraus für die Einspeisepunkte und -leistungen ergeben, werden im Kapitel Energetische Versorgung erörtert.

Aus historischen Gründen ist das Bahnstromleitungsnetz in Deutschland nicht überall ausgebaut: In Teilen der ehemaligen DDR (Nordostdeutschland) ist es nicht vorhanden. Der genaue Aufbau des Bahnstromleitungsnetz sowie die einzelnen Werke zur Speisung sind in der nachfolgenden Karte (Abbildung 8) zu sehen.

Abbildung 8: Aufbau des Bahnstromleitungsnetzes in Deutschland (Stand:2021) [18]

Das Bahnstromleitungsnetz ist sowohl mit dem öffentlichen 50-Hz-Drehstromnetz als auch mit den Bahnstromleitungsnetzen der Österreichischen Bundesbahn (ÖBB) und der Schweizer Bundesbahn (SBB) gekoppelt. Hierauf wird im Kapitel Netzkupplungen näher eingegangen. [18]

Die Kompetenz für den Netzbetrieb des Bahnstromleitungsnetzes hat die Tochtergesellschaft *DB Energie GmbH*, mit Zentrale in Frankfurt. [20]

### 3.3 Energetische Versorgung

Grundsätzlich können die verschiedenen Möglichkeiten zur Speisung der Fahrleitungen, aufgrund der geographischen Unterschiede in Deutschland (kein Bahnstromleitungsnetz in Nordostdeutschland), in zwei voneinander getrennte energetische Versorgungen unterteilt werden:

- **Dezentrale Versorgung** aus dem öffentlichen 50-Hz-Netz
- **Zentrale Versorgung** aus dem Bahnstromleitungsnetz

In der folgenden Abbildung sind die verschiedenen Speisemöglichkeiten der Fahrleitungen veranschaulicht.

Abbildung 9: Unterschiede der energetischen Versorgung des Fahrleitungsnetzes [20]

Bei der **dezentralen Versorgung** (in der Abbildung rechts) werden die Fahrleitungen direkt aus dem öffentlichen 50-Hz-Drehstromnetz über Umrichter- oder Umformerwerke gespeist. Da somit im selben Zug die Frequenz umgerichtet und die Spannung runtertransformiert werden muss, fallen Umformer-/Umrichterwerke und Unterwerke hier zusammen. Erzeugung und Verbrauch sind direkt miteinander gekoppelt und die abzunehmende Leistung muss lokal zum selben Zeitpunkt bereitgestellt werden, zu dem sie von Verbrauchern bezogen wird. Somit muss die Versorgung durch Werke mit schneller Laständerung erfolgen. Dementsprechend handelt es sich bei Umrichter-/Umformerwerken um Spitzenlasterzeugern. [15, 18]

Dies betrifft lediglich die Regionen um Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg, da hier, wie bereits erwähnt, kein flächendeckender Ausbau des Bahnstromleitungsnetzes vorhanden ist. In diesen Regionen wird diese Versorgungsart, aufgrund geringen Verkehrsaufkommens sowie hohem Aufwand und hohen Kosten beim Ausbau von Bahnstromleitungen, voraussichtlich beibehalten. [15]

Zusätzlich findet die dezentrale Versorgung Anwendung bei Neuelektrifizierungen von Strecken in Gebieten, wo sich ein weiterer Ausbau von Bahnstromleitungen nicht rentiert. [18]

Die **zentrale Versorgung** (in der Abbildung rechts), also die Speisung der Fahrleitungen aus dem Bahnstromleitungsnetz, wird beim weitaus größeren Teil (restlicher Teil der BRD, wo das Bahnstromleitungsnetz ausgebaut ist, siehe Abbildung 8) des elektrifizierten Streckennetzes angewendet. Es werden also sämtliche Erzeugerleistungen ausschließlich in das Bahnstromleitungsnetz eingespeist, zu dem örtlich aufkommendem Verbrauch geleitet und dann über Unterwerke in das Fahrleitungsnetz

eingespeist. Wie Abbildung 9 verdeutlicht, gibt es bei den Erzeugerleistungen, die in das Bahnstromleitungsnetz einspeisen folgende Möglichkeiten:

- **Speisung aus Verbundnetz** über Umformer/Umrichter
- **Speisung aus Kraftwerken** (Wasser/Wärme)
- **Speisung durch Netzkupplungen** zu ÖBB- und SBB-Netzen

Vorteilig hierbei ist die Möglichkeit, die Errichtung von Erzeugereinheiten an die lokalen Lasten anzugleichen. Große Erzeugerleistungen (wie leistungsstarke Kraftwerke oder Netzkupplungen) können in Lastzentren konzentriert werden, um Anforderungen an Netzregelmechanismen gering zu halten. Außerdem können Ausfälle einzelner Erzeugereinheiten von, sich in der Nähe befindenden, Anlagen kompensiert werden. Grundsätzlich kann in erster Näherung festgehalten werden, dass Einspeiseleistungen auf Abstände von 50-100 km der regionalen Lasten begrenzt werden müssen. [15, 18]

Die verschiedenen Erzeugergruppen können anhand der Geschwindigkeit ihrer Laständerung (Aktivierungszeit), sowie der Menge an bereitstellbarer Energie den benötigten Lasten im Netz wie folgt zugeordnet werden:

Tabelle 1: Zuordnung elektrischer Versorgungseinheiten mit Art der Last

<b>Grundlast:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Laufwasserkraftwerke</li> <li>• Kernkraftwerke</li> <li>• Kohlekraftwerke</li> </ul>
<b>Mittellast:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kohlekraftwerke</li> <li>• Kernkraftwerke</li> <li>• Umformer-/Umrichterwerke</li> </ul>
<b>Spitzenlast:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Umformer-/Umrichterwerke</li> <li>• Pumpspeicherkraftwerke</li> </ul>

Von sämtlichen Bahnstromkraftwerken befinden sich lediglich zwei kleinere Wasserkraftwerke im Besitz der *DB Energie*. Alle anderen sind in im Besitz anderer Betreiber, die über langfristige Verträge der *DB Energie* den Energiebezug zusichern. Durch Verträge zwischen Anlagenbetreibern und der *DB Energie*, kann die *DB Energie* auf die Einsatzplanung sowie der Produktionssteuerung der Bahnstromkraftwerke Einfluss nehmen. Genauereres hierzu wird im Kapitel Netzstatik und Regelungskonzept erörtert. [15, 20]

Insgesamt werden 70% des Bahnstrombedarfs von Bahnstromkraftwerken gedeckt. Der Rest wird aus dem öffentlichen 50-Hz-Stromnetz oder den Bahnstromnetzen der *ÖBB* oder der *SBB* zugekauft. [14]

#### 3.3.1 Netzkupplungen

Wie bereits erwähnt bestehen sowohl Netzkupplungen zwischen dem Bahnstromleitungsnetz der *DB* mit dem Bahnstromleitungsnetzen der *ÖBB* und *SBB* sowie dem öffentlichen 50-Hz-Drehstromnetz (zentrale Versorgung). Des Weiteren gibt es Netzkupplungen zwischen dezentralen Fahrleitungsnetzen und dem öffentlichen 50-Herz-Drehstromnetz (dezentrale Versorgung).

Grundsätzlich müssen Netzkupplungen elastisch sein, also einen bidirektionalen Energieaustausch mit günstigem Leistungsfaktor, unabhängig von Frequenz und Spannung im Netz, gewährleisten. [16]

Da der Aufbau des Bahnstromleitungsnetzes der *ÖBB* nahezu identisch mit dem des Bahnstromleitungsnetzes der *DB* ist (Betrieb ebenfalls mit 110 kV und 16,7 Hz), besteht hier ein galvanischer Netzverbund über zwei Bahnstromleitungen in Steindorf und Ziel. Ebenfalls gibt es zwei Netzkupplungen über 3 Kuppelspanner in Haltingen und Singen zum Bahnstromleitungsnetz der *SBB*. Da dieses Netz allerdings mit starrer Sternpunktterdung und mit 132 kV betrieben wird, werden die Netzkupplungen mithilfe von Trenntransformatoren realisiert. Da es sich hierbei um wenige Netzkupplungen handelt und diese aufgrund der Ähnlichkeiten der Netze ohne große Komplikationen beherrscht werden, kann an dieser Stelle auf weitere Betrachtungen verzichtet werden. [15, 21]

Die Kupplungen zwischen dem einphasigen 16,7-Hz-Bahnstromleitungsnetz und dem öffentlichen 50-Hz-Drehstromnetz sind dagegen zahlenmäßig deutlich häufiger vorhanden und mit mehr Komplikationen verbunden: Sowohl die Frequenz (von 50 Hz auf 16,7 Hz) als auch die Phasenzahl (von drei- auf einphasig) der zu übertragenen Energie muss umgewandelt werden. Diese Umwandlung wurde früher mit Umformer- und heute zunehmend mit Umrichterwerken realisiert (siehe nachfolgende Kapitel). Bei direkter Speisung einphasiger Verbraucher (hier: Triebfahrzeuge) mit Einphasenwechselstrom aus einem dreiphasigen Netz, wird dieses asymmetrisch mit großer Leistung belastet. Die ungleichen Ströme der drei Phasen (Schieflast) verursachen ungleiche Spannungsabfälle, die zu Spannungsasymmetrien führen. [16]

Grundsätzlich kann diese Problematik umgangen werden, indem viele kleinere einphasige Energieverbraucher gleichmäßig auf die drei Phasen verteilt werden und das Netz somit in Summe symmetrisch belasten. Allerdings ist dies bei sich im Netz bewegenden Großverbrauchern mit ständig fluktuierender Leistungsent- und -aufnahme nicht möglich. Aus diesem Grund wird die Speisung einzelner Fahrleitungsabschnitte versucht möglichst auf die drei Phasen zu verteilen, was allerdings nur begrenzt möglich ist. Des Weiteren gibt es verschiedene Schaltungen der Speisetransformatoren (Scott-Schaltung, V-Schaltung, Leblanc-Schaltung), die eine asymmetrische Belastung verhindern können. Allerdings benötigen diese Schaltungen höhere Bauleistungen als Durchgangsleistungen der Transformatoren und sind somit grundsätzlich mit höheren Kosten verbunden. [16]

Hieraus können sich mit Ausblick auf PV-Direkteinspeisungen in das Fahrleitungsnetz und einhergehender verringerter Energieeinspeisung aus dem öffentlichen Stromnetz weitere Vorteile in Form von geringerem Aufwand und Kosten zur Haltung der Netzstabilität ergeben.

#### 3.3.1.1 Umformerwerke

Für die Energieumwandlung von Dreiphasenwechselstrom mit 50 Hz zu einphasigem Bahnstrom mit 16,7 Hz waren vor der Entwicklung ausreichend leistungsfähiger Halbleiter (1980-iger Jahre) lediglich Frequenzumformer vorhanden. Diese speisen immer noch an vielen Stellen das Bahnstromleitungs- (zentrale Versorgung) sowie das Fahrleitungsnetz (dezentrale Versorgung) (siehe Abbildung 9).

Früher bestanden Umformer stets aus einer Synchronmaschine auf der Einphasenseite und einer Synchronmaschine auf der Dreiphasenseite. Da es sich um Synchronmaschinen handelt und sich diese auf einer gemeinsamen Welle befinden und das Polpaarzahlverhältnis 3:1 beträgt, verläuft die

Frequenzübersetzung mit demselben starren Verhältnis von 3:1. Bei dieser Ausführung kann also auf der Einphasenseite keine Frequenz-Leistungs-Regelung vorgenommen werden. Dementsprechend werden diese Umformer **starre Umformer** genannt. Die Frequenz auf der einphasigen Seite beträgt immer exakt ein Drittel der aktuellen Frequenz im Drehstromnetz, also  $16 \frac{2}{3}$  Hz. Da diese Ausführung von Umformern in ehemaligen DDR-Gebieten bis heute Bestand hat und das Fahrleitungsnetz dezentral direkt vom 50-Hz-Stromnetz gespeist wird, beträgt hier die Frequenz im Fahrleitungsnetz stets  $16 \frac{2}{3}$  Hz und die Fahrleitungen können aufgrund dessen nicht an das zentrale Bahnstromleitungsnetz angeschlossen werden (siehe Kapitel Bahnstromleitungsnetz). [15, 21]

Die modernere Ausführung von Umformern, die standardmäßig im Rest von Deutschland verbaut ist, bedient sich einer Einphasensynchronmaschine auf der Fahrleitungsseite und einer Asynchronmaschine mit Schlupfregelung und dreifacher Polpaarzahl auf der Drehstromseite. Über Schleifringe erhält der Läufer der Asynchronmaschine eine zusätzliche Spannung, deren Größe und Phasenlage regulierbar ist. Die Frequenz dieser Spannung muss der Schlupffrequenz, welche sich aus dem momentanen Frequenzlauf beider Netze ergibt, entsprechen. Somit ist hier ein frequenz- und drehzahlvariabler Antrieb durch den Asynchronmotor auf der Drehstromseite gegeben und man spricht von einem **elastischen Umformer**. Der Anschluss der Asynchronmaschine an das Drehstromnetz und der Synchronmaschine an das Bahnstrom- bzw. Fahrleitungsnetz wird mit Transformatoren und Schaltanlagen realisiert. [15, 16, 21]

Die bereits erwähnte Umstellung der Frequenz auf 16,7 Hz hat den Hintergrund, dass die Asynchronmaschinen bei längerem Betrieb bei steifer Frequenz (also bei geringen Lastschwankungen) thermisch stark beansprucht werden. Hierbei geht nämlich die Schlupffrequenz gegen null und infolgedessen wird eine der drei Drehstromwicklungen von einem großen Gleichstrom durchflossen, wodurch wiederum eine starke Erwärmung resultiert. [19]

Die größten Netzkupplungsumformer mit Leistungsgrößen von 60 MW-70 MW weisen einen Wirkungsgrad von 95% bei Volllast auf. Bei Teillast ist dieser deutlich geringer. Deshalb und aufgrund des hohen Instandhaltungsaufwands und der hohen Anschaffungskosten handelt es sich um eine auslaufende Technologie, die nicht mehr gefertigt bzw. verbaut wird. [15, 16]

#### 3.3.1.2 Umrichterwerke

Eine weitere Möglichkeit Drehstrom mit 50 Hz in einphasigen Bahnstrom mit 16,7 Hz umzuwandeln, ergab sich erst durch die Verfügbarkeit leistungsfähiger abschaltbarer Leistungshalbleiter. Mit diesen konnte die Herstellung von Frequenzumrichtern ermöglicht werden, welche seit 1993 für die Netzkupplung zwischen Bahnstromleitungsnetz bzw. Fahrleitungsnetz und öffentlichen 50-Hz-Drehstromnetz im Einsatz sind. [15]

Bei dem größten Teil aller verbauten Umrichter handelt es sich um Zwischenkreisumrichter. Diese haben einen drehstromseitigen Teilumrichter und einen bahnstromseitigen Teilumrichter, welche durch einen Gleichstromzwischenkreis voneinander getrennt sind. Die Gleichrichtung von 3 AC 50 Hz von der Drehstromseite wird mittels netzgeführter zwölfpulsiger Gleichrichterschaltung oder gepulster selbstgeführter Brückenschaltung (Standard im 15 MW Bereich) ausgeführt. Im Anschluss wird der Gleichstrom mit mehreren parallelgeschalteten gepulsten B2 Brücken am

Bahnstromsummiertransformator in 1 AC 16,7 HZ umgewandelt. Hierbei gilt: Je mehr Spannungsstufen der Bahnstromsummiertransformator aufweist, desto sinusförmiger wird die Ausgangsspannung. [15]

Eine weitere und neuere Ausführung von Umrichtern ist der Multilevel-Umrichter. Dieser kann durch viele in Serie geschaltete gepulste B2 Brücken in drei parallelen Zweigen mittels geschickter Ansteuerung aller Spannungsstufen sowohl eine sinusförmige Spannung auf Bahnstromseite als auch dem Drehstromnetz einen sinusförmigen Strom entnehmen. Ein weiterer Vorteil ist die Möglichkeit die Ausgangsspannung auf der Fahrleitungsseite im benötigten Spannungsbereich (15 kV) abzugeben, wodurch auf einen bahnstromseitigen Transformator verzichtet werden kann. [15]

Grundsätzlich werden die Umrichter drehstromseitig an der 110-kV-Ebene angeschlossen. Für den Betrieb der Leistungshalbleiter wird diese Spannung anschließend auf ca. 20 kV runtertransformiert. Auf der Fahrleitungsseite werden dezentrale Umrichterwerke der *DB Energie* mit einer Leistung von 2x15MW ausgeführt. Grund hierfür ist nicht die benötigte Leistung, sondern die vorzuhaltende Redundanz. Trotz der hieraus resultierenden schlechten Ausnutzung der parallel betriebenen Anlagen, ist dieser Betrieb durch hohe Teillastwirkungsgrade kostengünstiger als bei den Umformern. [15]

Aufgrund der höheren Wirkungsgrade im Teillastbereich, den geringeren Instandhaltungskosten sowie geringerem Platzbedarf bei der Aufstellung, werden bei neuen Netzkupplungen nur noch Umrichter verwendet. [15]

#### 3.4 Leistungsbezüge und -rückspeisungen von Triebfahrzeugen

Zu Beginn des 20. Jahrhunderts wurden in Triebfahrzeugen Einphasen-Reihenschlussmotoren eingesetzt. Wie bereits erwähnt liegt die niedrige Netzfrequenz von 16,7 Hz bei den Kommutatorproblemen dieser Maschinen bei höheren Frequenzen begründet. [14]

Drehstrom-Asynchronmotoren konnten bis zu Einführung der Umrichtertechnik nur mit fester Frequenz gespeist werden, woraus eine schlechte Regulierbarkeit und ein hohe Spannungsempfindlichkeit resultierte. Mit Einführung der Umrichtertechnik konnten Asynchronmotoren dann aus Gleich- oder Wechselspannungsnetzen mit Drehstrom variabler Frequenz gespeist werden und wurden somit standardmäßig verbaut. [16]

Triebfahrzeuge können je nach benötigter Leistung zwischen einem und mehr als acht Motoren aufweisen. Jeder Motor treibt dann jeweils einen Radsatz unabhängig von den anderen an. Das Schema eines Antriebsstranges von AC-Triebfahrzeugen, mithilfe dessen die Energiezuführung vom Netz zum Antriebsmotor nachvollzogen werden kann, ist in der nachfolgenden Abbildung dargestellt: [16]

Abbildung 10: Schema eines Antriebsstranges von AC-Triebfahrzeugen [9]

Nachdem die Energie aus dem Netz durch den Stromabnehmer bezogen wird, wird sie auf eine niedrigere Spannungsebene umgespannt und gleichgerichtet. Hierbei wird dem Netz durch den Netzstromrichter mit nachgeordneten Zwischenkreiskondensatoren und Filter (erstes Teilsystem, linker

gelber Kasten) ein möglichst sinusförmiger Strom in selber Phasenlage der Spannung entnommen und dem zweiten Teilsystem (rechter gelber Kasten) eine ideal geglättete Zwischenkreisgleichspannung bereitgestellt. Diese wird dann durch die Antriebswechselrichter in eine möglichst sinusförmige Drehspannung umgewandelt, welche dann wiederum ein variables Drehmoment am Fahrmotor (hier: zwei Drehstrom-Asynchronmotoren) erzeugt. [22]

Beim Bremsvorgang gibt es verschiedene Bremssysteme, die in den Triebfahrzeugen verbaut sind. Vor Einführung der Umrichtertechnik waren Triebfahrzeuge lediglich mit mechanischen Druckluftbremsen ausgestattet, die die kinetische Energie des fahrenden Zuges in nicht nutzbare Wärme umwandelt. [23]

Seit Einführung der Umrichtertechnik kann in Wechselstrombahnen auch die Nutzbremmung (auch Rekuperation oder generatorische Bremsung genannt) durch die Vierquadrantensteller (siehe Abbildung) realisiert werden. Somit kann die kinetische Energie durch den Motor im Generatorbetrieb (negatives Drehmoment) in nutzbare elektrische Energie umgewandelt und zurück ins Netz gespeist werden. Hierbei handelt es sich um eine exakte Umkehrung des Lastflusses bei Leistungsbezug. [24]

Bei modernen Triebfahrzeugen sind allerdings unterschiedliche Bremssysteme in den verschiedenen Wagen eingebaut. Beim ICE 3 beispielsweise befinden sich Druckluftbremsen in allen Wagen, Wirbelstrombremsen in den nicht angetriebenen Wagen und generatorische Bremsen in den angetriebenen Wagen. [25]

Durch den Einsatz vieler leistungsstarker Motoren können Triebfahrzeuge sehr hohe Leistungsbezüge und Leistungsrückspeisungen aufweisen. Eine Güterlokomotive Baureihe 185 hat beispielsweise eine Nennleistung von 5,6 MW und ein ICE 3 in Doppeltraktion weist eine Nennleistung von 16 MW auf. Besonders hohe Leistungsbezüge ergeben sich kurzzeitig beim Anfahren und dauerhaft bei Hochgeschwindigkeit. Gleichermaßen können sich hohe Leistungsrückspeisungen bei Verzögerungsbremsen ergeben. Hieraus können hohe spontane Leistungshübe und somit starke Netzbelastungen resultieren. Diese werden im Kapitel Netzstatik und Regelungskonzept näher erläutert. [14]

## 3.5 Bahnbetrieblich relevante Bauwerke

Im Folgenden werden die verschiedenen Bauwerke, die für den Bahnbetrieb relevant sind, genauer untersucht. Im Zuge dessen wird der Fokus auf Möglichkeiten der Einspeisung von PV-Strom gelegt.

### 3.5.1 Schaltanlagen

Schaltanlagen dienen im Allgemeinen der Funktion, einzelne Netzknoten wie Oberleitungsspeiseabschnitte auf der 15-kV-Ebene oder Bahnstromleitungsabschnitte auf der 110-kV-Ebene spannungsfrei zu schalten. Dies ermöglicht Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten an einzelnen Netzknoten, während der Rest des Netzes ohne Einschränkungen weiterbetrieben werden kann. Des Weiteren dienen Schaltanlagen der Sicherung des Netzbetriebes. Hierfür sind sie mit Schaltern, Steuer-, Mess-, Schutz-, und Meldeeinrichtungen sowie den erforderlichen Wandlern ausgestattet. Somit schalten sie ebenfalls einzelne Netzknoten bei Überströmen, die beispielsweise durch Kurzschlüsse ausgelöst werden können, automatisch ab. Durch den Zusammenschluss von Hin- und Rückleiter

des jeweiligen Netzabschnittes, gewährleisten Schaltanlagen zusätzlich eine stabilere Spannungshaltung im Netz. [21]

Aufgrund ihrer Sicherungstechnik und dem Umstand, dass die einzelnen Stromkreise der jeweiligen Speiseabschnitte hier zusammenlaufen, eignen sich Schaltanlagen grundsätzlich zur Einspeisung elektrischer Energie.

Bei der *Deutschen Bahn* werden Schaltanlagen unbesetzt betrieben. Die Komponenten der Schaltanlagen sind standardisiert und weisen genormte Schnittstellen auf, was eine bausteinartige Zusammensetzung ermöglicht. [21]

In der nachfolgenden Tabelle sind die einzelnen Werke, die im Bahnstromnetz bzw. Fahrleitungsnetz der *Deutschen Bahn* installiert sind mit den, an der jeweiligen Spannungsebene angeschlossenen, Schaltanlagen aufgeführt:

Tabelle 2: Werke mit verbauten Schaltanlagen der Deutschen Bahn [21]

<b>Unterwerke</b>	15-kV-Schaltanlage und 110-kV-Schaltanlage
<b>Schaltwerke</b>	110-kV-Schaltanlage
<b>Schaltposten</b>	15-kV-Schaltanlage
<b>Kuppelstellen</b>	15-kV-Leistungsschalter

**Unterwerke** sind Umspannwerke, die das Fahrleitungsnetz mit Energie aus dem Bahnstromleitungsnetz speisen, einzelne Speiseabschnitte der Oberleitungen und je nach Ausführung (siehe Abbildung 11) auch Bahnstromleitungen zu- und abschalten können. Hierzu sind jeweils eine 110-kV-Freiluft-Schaltanlage auf der Bahnstromnetzseite und eine 15-kV-Innenraum-Schaltanlage auf der Seite des Fahrleitungsnetzes verbaut.

**Schaltwerke** befinden sich auf der 110-kV-Ebene und verzweigen und verbinden die Bahnstromleitungen. Hierzu dienen 110-kV-Freiluft-Schaltanlagen. Da Schaltwerke somit nicht zur Speisung des Fahrleitungsnetzes beitragen kann auf weitere Untersuchungen in Hinblick auf Direkteinspeisung ins Fahrleitungsnetz verzichtet werden.

**Schaltposten** schalten und verbinden die verschiedenen Oberleitungsabschnitte. Hierzu dienen die 15-kV-Innenraum-Schaltanlagen.

**Kuppelstellen** befinden sich, wie im Kapitel Fahrleitungsnetz bereits erwähnt, jeweils zwischen zwei Einspeisepunkten am Fahrleitungsnetz und schalten den Speiseabschnitt zwischen Einspeisepunkt und Kuppelstelle im Falle eines auftretenden Überstroms mithilfe des 15-kV-Leistungsschalter ab. (Siehe Abbildung)

Abbildung 11: Anschluss verschiedener Schaltanlagen an das 15-kV-Fahrleitungsnetz [21]

Im Folgenden werden die Bauwerke **Unterwerke**, **Schaltposten** und **Kuppelstellen** im Hinblick auf potenzielle PV-Direkteinspeisung genauer untersucht.

### 3.5.1.1 Unterwerke

Unterwerke werden bei der *Deutschen Bahn* als Block- oder Knotenunterwerke ausgeführt. Diese unterscheiden sich hinsichtlich ihres Anschlusses an der 110-kV-Ebene (Siehe Abbildung 11). **Knotenunterwerke** können durch die verbauten Leistungsschalter an den Bahnstromleitungsabgängen, neben den Oberleitungsspeiseabschnitten, auch Bahnstromleitungsabschnitte im Überstrom- oder Wartungsfall spannungsfrei schalten. **Blockunterwerke** sind ohne Leistungsschalter auf der 110-kV-Ebene ausgestattet und speisen lediglich Energie aus dem Bahnstromleitungsnetz in das Fahrleitungsnetz ein. Und schalten im Überstrom- oder Wartungsfall die Oberleitungsspeiseabschnitte spannungsfrei. [21]

Dementsprechend werden Blockunterwerke als Zwischenunterwerke zwischen den vollausgestatteten Knotenunterwerken eingesetzt.

Grundsätzlich sind bei Unterwerken (und Schaltwerken) die ankommenden Bahnstromleitungen mit den zwei Leitern (L1, L3) an die Bahnstromleitungsabzweige der Sammelschiene auf der 110-kV-Ebene verbunden. Aus sicherungstechnischen Gründen werden Erder, Leitungs- und Leistungsschalter sowie Sammelschienentrenner (zum Trennen der Sammelschienen bei Ausführung mit Doppelsammelschiene) zwischen den Bahnstromleitungsabzweigen und den Leistungstransformatoren installiert. Letztere spannen dann die Spannung auf die 15-kV-Ebene um und führen die elektrische Energie der 15-kV-Schaltanlage zu. [21]

Es werden, abhängig von der Höhe des Energie-/ Leistungsbedarfs, zwei oder drei Umspanner mit je 10 MVA oder 15 MVA Nennleistung und 10,7% Kurzschlussleistung verbaut. Da sonst zu hohe Kurzschlussströme auf den Oberleitungen resultieren würden, werden nicht mehr als drei Umspanner pro Schaltanlage verbaut. Die Wahl der Anzahl der Trafos richtet sich dabei nach dem n-1 Prinzip. [17]

Technisch kann der Lastfluss am Unterwerk bidirektional fließen. Energie kann also von der 110-kV-Ebene in die 15-kV-Ebene gespeist werden als auch von der 15-kV-Ebene in die 110-kV-Ebene. Somit sind Wechselspannungsunterwerke im Vergleich zu Gleichspannungsunterwerken grundsätzlich rückspeisefähig.

Da eine potenzielle PV-Direkteinspeisung auf der 15-kV-Ebene untersucht werden soll, kann an dieser Stelle auf nähere Betrachtung der 110-kV-Ebene verzichtet werden. Die 15-kV-Ebene wird im Folgenden im Zuge der Schaltposten untersucht.

### 3.5.1.2 Schaltposten

Seit Ende der siebziger Jahre werden in Schaltposten und Unterwerken auf der 15-kV-Ebene sogenannte Normschaltanlagen verbaut, welche standardisierte Komponenten und einheitliche Schnittstellen aufweisen. Sie werden in Fertigbetonelemente eingebaut. Bei diesen Normschaltanlagen gibt es verschiedene Ausführungen mit:

- nur einer Betriebssammelschiene
- einer Betriebssammelschiene und einer Prüfschiene
- einer Betriebssammelschiene, einer Prüfschiene und zwei Längstrennungen

### 3 Grundlegende Netzcharakteristika

Im Regelfall werden Normschaltanlagen der zweiten Generation (die überwiegend verbaut sind) mit der letzten Konfiguration ausgeführt. Der Übersichtsschaltplan einer Normschaltanlage der zweiten Generation ist in der folgenden Abbildung zu sehen:

Abbildung 12: Schaltschema einer 15-kV-Schaltanlage eines Schaltpostens [21]

Tabelle 3: Zuordnung der Schaltsymbole

BSS	Betriebssammelschiene	Q15, Q17	Betriebsschienen-Erdungstrenner
PSS	Prüfsammelschiene	Q8, Q16	Prüfschienen-Erdungstrenner
Q0	Vakuumleistungsschalter	T1	Stromwandler
Q1	Betriebsschienen-Lasttrenner	T5	Kombiwandler
Q6, Q64	Prüfschienen-Lasttrenner	F1, FF2	Hochspannungssicherungen
Q11, Q12	Betriebsschienen-Längstrenner	R1	Hochspannungsprüfwiderstand
Q61, Q62	Prüfschienen-Längstrenner	K1-K8	Abgänge der Sammelschienen

Grundsätzlich dient die Betriebssammelschiene (BSS) der Kupplung einzelner Abgänge (K1-K8), der Stromverteilung sowie der Spannungshaltung. Die Prüfsammelschiene (PSS) ermöglicht die Oberleitungs- und Rückspannungsprüfung.

Beide Sammelschienen können jeweils in drei Abschnitte unterteilt werden:

- Erster Außenabschnitte (links oben im Schema) vor Längstrennung und Messung 1
- Mittelabschnitt zwischen beider Längstrennungen
- Zweiter Außenabschnitt (links unten im Schema) nach Längstrennung und Messung 2

In den Außenabschnitten sind die Umspannerabzweige (K7 und K8), die die elektrische Energie von der 110-kV-Ebene der 15-kV-Normschaltanlage zuführen, an der Betriebssammelschiene (BSS) angeschlossen. (Dies ist nur der Fall, wenn sich die 15-kV-Schaltanlage in einem Unterwerk befindet. In Schaltposten haben die 15-kV-Schaltanlagen keine energetische Zuführung aus der 110-kV-Ebene). Des Weiteren sind in den Außenabschnitten Oberleitungsabzweige (K5 und K6) an Betriebs- und Prüfschiene angeschlossen. Die Prüfschiene ermöglicht es somit jeden Oberleitungsabzweig einzeln an den Prüfabzweig anzuschließen und die Spannung zu prüfen.

Im Mittelabschnitt befindet sich besagter Prüfabzweig mit Hochspannungsprüfwiderstand (R1), ein dem Unterwerk zugeordneter Inselfeeder und je nach Ausführung weitere Umspanner- und/oder Oberleitungsabzweige.

An jedem Abzweig sind Leistungsschalter (Q0) (Schutz vor Überstrom), Lasttrenner (Q1, Q6, Q64) (Trennen von Sammelschiene) und Erdungstrenner (Q8, Q15, Q16, Q17) (Potenzialausgleich) installiert.

Aufgrund der Aufteilung der Oberleitungs- und Umspannerabzweige auf die verschiedenen Abschnitte der Sammelschienen, kann bei Wartungsarbeiten eine hohe Verfügbarkeit der Schaltanlage gewährleistet werden.

Die Speisung der Oberleitungsabzweige erfolgt standardmäßig über Querschaltung. Es werden also Oberleitungen in beide Richtungen des Streckenabschnittes zusammengeschaltet gespeist (siehe K2, K5, K6 in Abbildung). Somit konnten mit Einführung und Standardisierung der Querschaltung knapp die Hälfte aller Oberleitungs-Speiseabgänge eingespart werden. [17]

Aufgrund der hohen Anforderungen an Sicherheits- und Schutztechnik sowie die variable Anzahl an Abzweigen an den Sammelschienen, sind Schaltanlagen grundsätzlich geeignet für zusätzliche Einspeisung elektrischer Energie. Dies wird im Hinblick auf PV-Direkteinspeisung im Kapitel Vergleich der unterschiedlichen Einspeisemöglichkeiten näher untersucht.

#### 3.5.1.3 Kuppelstellen

Kuppelstellen befinden sich, wie bereits erwähnt, zwischen zwei Einspeisepunkten, wenn der Streckenabschnitt sehr stark belastet oder eine sehr große Distanz überbrückt wird. Kuppelstellen haben, wie der Großteil der Schaltanlagen im Fahrleitungsnetz (siehe Kapitel Fahrleitungsnetz), eine Querschaltung. Somit werden hier beide Richtungen der Streckenabschnitte zusammengeschaltet. Hieraus resultiert, dass sich die Reichweite des Distanzschutzes des jeweiligen Speiseabschnitts halbiert. Ebenfalls verringert sich durch die Zusammenschaltung beider Streckenrichtungen die Impedanz auf dem Streckenabschnitt, wodurch sich der Spannungsabfall an der Kuppelstelle verringert (vgl. Abbildung 6). Ebenso können durch die geringere Impedanz höhere Betriebsströme eingestellt werden.

Mit dem 15-kV-Leistungsschalter in der Kuppelstelle kann im Fehlerfall ein Streckenabschnitt selektiv abgeschaltet werden, um die Durchführung einer Wartung bei Weiterbetrieb aller anderen Streckenabschnitte, zu ermöglichen. Ebenso schaltet der Leistungsschalter den Streckenabschnitt im Falle eines auftretenden Überstroms, automatisch spannungsfrei. Da Kuppelstellen lediglich zwei Speiseabschnitte voneinander trennen und hier jeweils beide Streckenrichtungen quergeschaltet sind, weist die Sammelschiene in der Kuppelstelle vier Abgänge auf. Die folgende Abbildung zeigt das Schalt-schema einer Kuppelstelle:

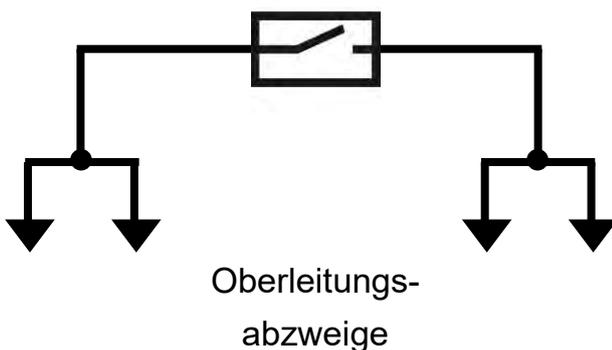


Abbildung 13: Schaltschema einer Kuppelstelle [eigene Darstellung]

Bei Einsatz einer größeren Sammelschiene mit zusätzlichen Abgängen, kann eine elektrische Einspeisung unter Vorbehalt, ermöglicht werden. Genauere Untersuchungen hierzu folgen im Technische Umsetzung der Direkteinspeisung. [17]

#### 3.5.2 Nebenverbraucher

Grundsätzlich werden unter Nebenverbrauchern sämtliche Lasten, die Strom über das Bahnstromnetz beziehen und nicht der Traktion dienen, verstanden. In den meisten Fällen werden diese somit ebenfalls mit 1 AC 16,7 Hz betrieben. Es lassen sich die folgenden zwei Gruppen von Nebenverbrauchern unterteilen:

- Stationäre Verbraucher in Fahrleitungsnähe
- Nebenverbraucher in den Triebfahrzeugen

Da die Nebenverbraucher in den Triebfahrzeugen, ebenso wie die Antriebsmaschinen der Triebfahrzeuge, aus dem Fahrleitungsnetz über die Stromabnehmer (siehe Kapitel Leistungsbezüge und -rückspeisungen von Triebfahrzeugen) gespeist werden, ermöglichen sich hier keine neuen Einspeisekonzepte von PV-Strom. Dementsprechend wird im Folgenden das Hauptaugenmerk auf die stationären Verbraucher gelegt. [26]

Die stationären Verbraucher werden über Fahrleitungstransformatoren aus dem Fahrleitungsnetz gespeist. Hierzu gehören Schaltposten, Weichenheizstationen, Zugvorheizanlagen und Signal- und Sicherungsanlagen mit unterbrechungsfreier Stromversorgung (USV). Ein Überblick über diese Verbraucher sowie deren elektrische Versorgung gibt die folgende Abbildung:

Abbildung 14: Energieversorgung von stationären Nebenverbrauchern in Fahrleitungsnähe [26]

An dieser Stelle sei hinzugefügt, dass sich das Blockschaltbild auf die Versorgung von Nebenverbrauchern im Schweizer Bahnstromnetz bezieht und die Annahme getroffen wird, dass es aufgrund der ähnlichen Netzcharakteristika (siehe Kapitel Netzkupplungen) ebenfalls für das deutsche Bahnstromnetz repräsentativ ist. Ein hier ersichtlicher Unterschied ist beispielsweise die Versorgung der Stellwerke, die in Deutschland vom öffentlichen 50-Hz-Stromnetz gespeist werden.

Der überwiegende Teil der Signal- und Sicherungsanlagen sind Bahnübergangs-Sicherungsanlagen und elektronische Stellwerke. Da deren störungs- und unterbrechungsfreie Stromversorgung für einen sicheren Bahnbetrieb ausschlaggebend ist, wird hier stets eine USV zur redundanten Speisung installiert. Beide Anlagentypen haben eine Verbraucherspannung von 230 V bzw. 400 V (je nach Ausführung) und werden bei Landesfrequenz (50 Hz) betrieben. [27]

In einem **Stellwerk** befindet sich als Ersatzstromversorgung ein Dieselgenerator. Zusätzlich ist für die Versorgung während der Umschaltzeit der Steuerung und Überwachung der Signaleinrichtungen ein Bleiakkumulator mit überdimensionierter Kapazität installiert, der als USV dient. [27]

Bei **Bahnübergangs-Sicherungsanlagen** wird ebenfalls eine überdimensionierte Batterie als USV installiert, aber auf einen Dieselgenerator als Ersatzversorgung verzichtet. Hierbei handelt es sich um eine Gleichspannungsversorgung. [27]

Die **Weichenheizungen** der *Deutschen Bahn* werden mit einer Verbraucherspannung von 230 V betrieben und sind in fünf Leistungsstufen zwischen 30 kVA und 400 kVA ausgeführt. [28]

Die **Zugvorheizanlagen** der *Deutschen Bahn* werden mit einer Verbraucherspannung von 1 kV betrieben und sind in zwei Leistungsstufen (800 kVA und 1.250 kVA) ausgeführt [28]. Die folgende Abbildung veranschaulicht das grundsätzliche Schaltschema von Zugvorheizanlagen und kann aufgrund der identischen Sicherungstechnik ebenfalls als Vorlage für das Schaltschema von Weichenheizstationen betrachtet werden.

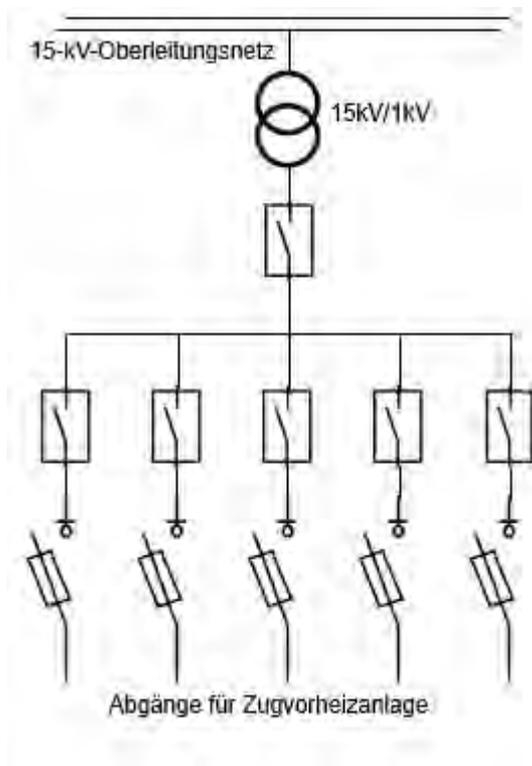


Abbildung 15: Schaltschema einer Zugvorheizanlage [eigene Darstellung]

An jedem Abgang der Sammelschiene befindet sich ein Leistungsschalter zum Schutz vor Kurzschlussströmen und eine NH-Sicherung zum Trennen im Fehlerfall.

Die Nebenverbrauchergruppe **Schaltposten** wurde im Hinblick auf einer PV-Direkteinspeisung bereits untersucht, weshalb es an dieser Stelle nicht zweckmäßig ist, Schaltposten als Last einer weiteren Untersuchung, bezüglich Direkteinspeisung zur Deckung des Eigenenergiebedarfs, zu unterziehen.

Während der Energieverbrauch der Signal- und Sicherungsanlagen recht konstant ist und höchstens vom Zustand der Anlagen, nicht aber von äußeren Gegebenheiten abhängt, ist der Energieverbrauch von Weichenheizungen und Zugvorheizanlagen maßgeblich von den Witterungsbedingungen abhängig. Hierbei ist, neben der Außentemperatur, die den größten Einfluss hat, auch die Windhöffigkeit sowie die Sonneneinstrahlung relevant. Somit ist der Betrieb dieser Anlagen überwiegend in den

Wintermonaten bei geringen Außentemperaturen, wenigen Sonnenstunden und erhöhter Windhöffigkeit nötig. [26]

Die sich hieraus ergebenden Potenziale für mögliche PV-Direkteinspeisungen werden im Kapitel Technische Umsetzung der Direkteinspeisung weiter untersucht.

#### 3.6 Netzstatik und Regelungskonzept

Um einen sicheren Netzbetrieb des Bahnstromleitungsnetzes bzw. des Fahrleitungsnetzes zu gewährleisten, werden vom Bahnstromnetzbetreiber *DB Energie* sowohl die Spannung an den Einspeisepunkten als auch die Frequenz in Netzleitstellen kontinuierlich überwacht und in bestimmten Toleranzbändern gehalten (analog zum Netzbetrieb des öffentlichen 50-Hz-Stromnetzes durch die vier Übertragungsnetzbetreiber). Dies ist essenziell, da es bei zu niedrigen Spannungen und Frequenzen zu Einschränkung der Leistungsfähigkeit der Triebfahrzeuge bis hin zur Abschaltung der Fahrtriebe kommen kann. Zu hohe Spannungen und Frequenzen können zu technischen Defekten der elektrischen Maschinen in den Triebfahrzeugen führen. Neben der Höhe der Abweichung dieser Parameter ist für eine gesicherte Netzstabilität ebenso die zeitliche Dauer dieser Abweichungen von Bedeutung. Diese max./min. Abweichungen sowie deren, für das Netz maximal verträgliche, zeitliche Dauer sind in der Norm DIN EN 50163 und deren Änderung DIN EN 50163/A1 festgelegt und in den folgenden Tabellen zusammengefasst. Die abweichenden Spannungen beziehen sich hierbei auf das 15-kV-Fahrleitungsnetz, während sich die Frequenzabweichungen auf Bahnstromleitungsnetz und Fahrleitungsnetz gleichermaßen beziehen. Die maximal verträglichen Spannungsabweichungen im Bahnstromleitungsnetz betragen  $\pm 12\%$ , aber werden aufgrund des folgenden Projekts der PV-Direkteinspeisung in das Fahrleitungsnetz, nicht näher betrachtet. [29]

Tabelle 4: Mögliche Spannungsabweichungen in Abhängigkeit der Dauer im 15-kV-Fahrleitungsnetz nach DIN-Norm [29]

	$U_{\min 1} / V$	$U_{\min 2} / V$	$U_{\max 1} / V$	$U_{\max 2} / V$	$U_{\max 3} / V$
<b>Wert</b>	Bis 12.000	Bis 11.000	Bis 17.250	Bis 18.000	Bis 24.300
<b>Zeitdauer</b>	Unbegrenzt	Bis 2 min	unbegrenzt	Bis 5 min	Bis 20 ms

Tabelle 5: Mögliche Frequenzabweichungen in Abhängigkeit der Dauer im 15-kV-Fahrleitungsnetz nach DIN-Norm [29]

<b>Zeitdauer</b>	<b>Relative Abweichung</b>	$f_{\min} / Hz$	$f_{\max} / Hz$
<b>99,5% des Jahres</b>	16,7 Hz $\pm$ 1	16,5	16,83
<b>100% des Jahres</b>	16,7 Hz + 4 % / - 6 %	15,67	17,33

An dieser Stelle ist allerdings hinzuzufügen, dass in der Praxis die Frequenzschwankungen in Europa in engeren Grenzen geregelt ist (16,17 Hz - 17 Hz). [29]

Bei Betrachtung der zulässigen Spannungs- und Frequenzbereiche fällt auf, dass diese deutlich größer sind als im öffentlichen 50-Hz-Stromnetz. Zeitlich unbegrenzt ( $U_{\min 1}$ ,  $U_{\max 1}$ ) können demnach

relative Abweichungen der Nennspannung (15kV) von - 20%/+15% vorherrschen. Nach DIN EN 50160 sind auf der 20-kV-Ebene im 50-Hz-Verteilnetz dagegen lediglich Abweichungen von maximal  $\pm 10\%$  zulässig. Diese höheren Abweichungen von Frequenz und Spannung sind im 15-kV-Fahrleitungsnetz möglich, da die Triebfahrzeuge trotz Abweichungen exakt die Leistung aus dem Netz beziehen, die für den Betrieb der Antriebsmaschinen notwendig sind (siehe Kapitel Leistungsbezüge und -rückspeisungen von Triebfahrzeugen). [29]

Für die sichere Aufrechterhaltung der Netzstatik, also die Einhaltung der Frequenz- und Spannungsgrenzwerte, erstellt die *DB Energie* für den **zentralen Bereich** des Bahnstromnetzes Lastprognosen auf Grundlage vergangener Messwertreihen, Fahrpläne des Zugbetriebs und Netzsimulationen. Darauf basierend werden jeweils am Vortag Einsatzplanungen der Bahnstromkraftwerke erstellt. Diese werden im nachfolgenden Kapitel näher erläutert. [18]

Ein zusätzlicher Regelungseffekt ist analog zum öffentlichen 50-Hz-Stromnetz die Momentanreserve, die durch die Trägheit der rotierenden Massen in Umformerwerken bereitgestellt wird. Hierbei ändern die Generatoren bei Frequenzabweichungen ihre Drehzahl und können somit eine leichte Erhöhung oder leichter Verringerung der Frequenz kompensieren.

Des Weiteren gibt es für den zentral gespeisten Bereich des Fahrleitungsnetzes ein Regelungskonzept, das bei spontanen Abweichungen der Lastprognosen gefahren wird. Koordiniert wird die Ausregelung von Leistungsschwankungen durch die Netzleistung der DB Energie (Hauptleistung), während der Netzregler diese steuert. Analog zum 50-Hz-Stromnetz erfolgt die Ausregelung der Leistungsschwankungen in mehreren, sich in Aktivierungszeit und Art der Ansteuerung unterscheidenden, Regelungsstufen:

- **Schnelle Regelung**
- **Langsame Regelung**

Anhand der Frequenz-Wirkleistungscharakteristik (f-p-Statik) werden die einzelnen Erzeuger im Bahnstromnetz diesen Regelstufen zugeordnet. Dabei fahren die Grundlasterzeuger mit steiler Statik (ändern Leistung bei Frequenzschwankung langsam) und Spitzenlasterzeuger mit flacher Statik (ändern Leistung bei Frequenzschwankung schnell). Die Regelstufen weichen im Detail von denen im 50-Hz-Stromnetz (Primär-/Sekundär-/Tertiärregelung) ab. In den nachfolgenden Kapiteln werden diese näher erläutert. [14, 15]

Ein wesentlicher Unterschied zum Regelungskonzept im 50-Hz-Stromnetz besteht darin, dass sich das Bahnstromnetz den einzelnen Regelzonen der Übertragungsnetzbetreiber nicht eindeutig zuordnen lässt. Dies liegt in der permanenten Ortsveränderung der Stromentnahme der Triebfahrzeuge begründet. Es bestehen auch keine Übergabe- oder Messstellen an den geographischen Grenzen der Regelzonen. Da das Fahrleitungsnetz durchgängig verläuft, ist der Übergang der Triebfahrzeuge zwischen Oberleitungsabschnitten des zentral und dezentral gespeisten Bereichs fließend. Folgerichtig kann die Stromentnahme der Triebfahrzeuge ebenso wenig dem zentralen bzw. dezentralen Bereich zugeordnet werden. Auch hier sind an den Grenzen der Oberleitungsabschnitte keine Messstellen vorhanden. [20]

Im **dezentralen Bereich** wird jeder Netzabschnitt eigenständig ausgeregelt. Hier wird die Spannung lokal überwacht und mittels Ansteuerung der Umformer/Umrichter auf den Sollwert geregelt. Dementsprechend wird im Folgenden das Hauptaugenmerk auf den zentralen Bereich gelegt. [20]

### 3.6.1 Besondere Anforderungen an die Netzstatik

Im Vergleich zum öffentlichen 50-Hz-Stromnetz erweist sich das Aufrechterhalten der Netzstatik im Bahnstromnetz besonders anspruchsvoll. Dies liegt an den deutlich stärkeren und schwieriger zu prognostizierenden Lastschwankungen im Netz.

Neben dem Energiebezug von einer Vielzahl stationärer Nebenverbraucher wie z.B. Zugvorheizanlagen und Weichenheizungen (siehe Kapitel Nebenverbraucher), wird der Großteil der bereitgestellten Energie von ca. 7.700 Triebfahrzeugen (Stand 2019) bezogen [14]. Diese weisen je nach Bauart Leistungen im ein-/ bis zweistelligen MW-Bereich auf (siehe Kapitel Leistungsbezüge und -rückspeisungen von Triebfahrzeugen) und bewegen sich fortlaufend durch das gesamte Netz. Zudem speisen alle modernen Triebfahrzeuge größere Leistungen beim Bremsen durch Rekuperation zurück ins Netz. Aufgrund dessen und dem Umstand, dass das genaue Fahrverhalten, bestimmt durch Anfahren, Beschleunigen, Abbremsen, sowie der gefahrenen Geschwindigkeit, ohnehin nicht im Vorfeld prognostizierbar ist und es zusätzlich frequentiert zu spontanen Fahrplanänderungen kommt, entstehen im Bahnstromnetz bei einer maximalen Bahnstromlast von 2,2 GW, Leistungsschwankungen von bis zu 400 MW innerhalb weniger Minuten. Hieraus resultiert ein hoher Regelbedarf, um diese Leistungsschwankungen zu kompensieren. [14, 20]

### 3.6.2 Lastprognosen und Einsatzplanung der Bahnstromkraftwerke

Für die Grundlasterzeuger (Laufwasser-/Kern-/Kohlekraftwerke) wird, unter Berücksichtigung der kraftwerksspezifischen Mindestabnahmeverpflichtung, jeweils am Vortag ein Fahrplan erstellt. Zu dieser Einsatzplanung gehört ebenso der prognostizierbare Strombezug aus dem öffentlichen 50-Hz-Stromnetz. Für eine optimale Kraftwerkseinsatzplanung werden Lastprognosen mittels 15-min-Mittelwerten der Leistungsbezüge erstellt und regelmäßig aktualisiert. Diese spiegeln den Tagesenergiebedarf gut wieder und dienen somit als Grundlage zur Einsatzplanung der Kraftwerke. Zusätzlich wird ein maximaler 15-Min-Mittelwert und ein minimaler 15-min-Mittelwert der Leistungsbezüge prognostiziert (siehe folgende Abbildung). [18]

Abbildung 16: Lastprognosen anhand von 15-min-Mittelwerten [18]

Der Einsatz der Grundlasterzeuger wird lediglich bis zum prognostizierten mittleren 15-min-Minimalwert (grüne Kurve) eingeplant. Die Spitzenlasterzeuger (Umformer-/Umrichterwerke), die eine hohe Leistungsänderung vorweisen, werden innerhalb des Bandes zwischen 15-min-Minimalwert und 15-min-Maximalwert eingeplant. Zusätzlich müssen diese, Reserveleistung bereitstellen, wenn es zu Blockausfällen der Bahnstromkraftwerke kommt. Somit ist immer ein entsprechender Energiebedarf aus dem öffentlichen 50-Hz-Stromnetz technisch nötig. [18]

### 3.6.3 Schnelle Regelung

Die erste Regelstufe zur Ausregelung von Frequenzabweichungen im Bahnstromnetz ist die schnelle Regelung. Hierbei wird die Einspeisung von Umformern und Umrichtern geregelt, da diese Aktivierungszeiten im Sekundenbereich aufweisen. Somit kombiniert diese Regelstufe die Eigenschaften der Primärregelung (Aktivierungszeiten im Sekundenbereich) und der Sekundärregelung (zentrale automatische Ansteuerung über Netzregler). Für die Bereitstellung positiver und negativer Regelleistung werden entsprechende Leistungskapazitäten der Umformer und Umrichter freigehalten. Technisch können Umformer und Umrichter zwar bis zu ihrer max. Kapazität (meistens 2x15MW, vgl. Kapitel Umrichter/Umformer) Energietransporte in beide Richtungen gewährleisten, aber aufgrund aktueller vertraglicher und behördlicher Einschränkungen, sind lediglich Energieflüsse aus dem 50-Hz-Stromnetz in das Bahnstromnetz zulässig. Um negative Regelleistung bereit zu stellen, ist dementsprechend lediglich die Absenkung der Bezüge der Umformer und Umrichter möglich. Also die Leistungsbezüge, die aus dem öffentlichen 50-Hz-Stromnetz in das Bahnstromnetz fließen im Vergleich zur vorherigen Einsatzplanung der Umformer und Umrichter abzusenken. [20]

### 3.6.4 Langsame Regelung

Die zweite Regelstufe im Bahnstromnetz ist die langsame Regelung. Diese Regelleistung wird durch die Bahnstromkraftwerke bereitgestellt. Analog zur Sekundärregelung im öffentlichen 50-Hz-Stromnetz weist diese Regelstufe Aktivierungszeiten im Minutenbereich und eine zentrale automatische Ansteuerung vor. Hierbei kann ebenfalls positive und negative Regelleistung durch Ansteuerung der Netzregler der Bahnstromkraftwerke bereitgestellt werden. Wie im öffentlichen 50-Hz-Stromnetz wird positive Regelleistung durch Erhöhung der Kraftwerksleistungen im Vergleich zur vorherigen Einsatzplanung realisiert. Um negative Regelleistung bereitzustellen, werden die Kraftwerksleistungen im Vergleich zur vorherigen Einsatzplanung gedrosselt. Mithilfe der langsamen Regelung könne die Umformer und Umrichter (schnelle Regelung) entlastet werden. [20]

## 4 Aktueller Wissensstand zur PV-Direkteinspeisung in das Fahrleitungsnetz

Im nachfolgenden Kapitel werden die bereits realisierten oder sich in der Planung befindenden Projekte, zur Direkteinspeisung von PV-Strom in das Fahrleitungsnetz, untersucht. Hierzu wird das Augenmerk zunächst auf die Anlagen in Österreich und der Schweiz gerichtet, die sich bereits im Betrieb befinden. Aus den gesammelten Erfahrungen dieser Projekte werden dann Erkenntnisse zur Direkteinspeisung gewonnen, auf die im späteren Verlauf der eigenen Projektplanung zurückgegriffen werden kann.

Da in Deutschland noch keine PV-Anlagen zur Direkteinspeisung in das AC 15kV Fahrleitungsnetz in Betrieb sind, werden hier lediglich, sich aktuell in der Planung befindende, Projekte der *Deutschen Bahn*, untersucht.

### 4.1 Österreichische Bundesbahnen: Weltweit erstes Projekt in Wilfleinsdorf

Das erste Pilotprojekt zur dezentralen Direkteinspeisung in die AC 15 kV Bahnoberleitungen mit 16,7 Hz Frequenz wurde 2015 von den *Österreichischen Bundesbahnen (ÖBB)* realisiert. In der Nähe des Haltepunkts „Wilfleinsdorf“, an der österreichisch-ungarischen Grenze, mit Abzweig zur slowakischen Grenze, wurde auf einem Bahngrundstück neben der Bahnstrecke eine Freiflächen-PV-Anlage mit 1.000 kWp Leistung errichtet. Die 7.000 installierten PV-Module beanspruchen eine Fläche von ca. 2 ha. Die 95 installierten Wechselrichter wandeln den erzeugten Gleichstrom in 16,7 Hz Wechselstrom um. Dieser wird anschließend mit einem Transformator (220V/15kV), der am Streckenrand für Nebenverbraucher platziert ist, direkt in die Oberleitungen eingespeist. Auch wenn zur Erzeugung der AC 16,7 Hz Bahnenergie bereits Wechselrichter auf dem Markt erhältlich waren, wurde hierfür von der *ÖBB* in Zusammenarbeit mit dem Hersteller *Fronius* eine eigene Lösung entwickelt. [30]

Nachdem die *ÖBB* Infrastruktur das Grundkonzept entwickelt und Voruntersuchungen vollzogen hat, wurde die Einspeisung in die Ober- und Rückleitungen geplant und umgesetzt. Im Sommer 2014 wurden die Vorarbeiten und im November desselben Jahres die Montage der PV-Anlage durchgeführt. Der erste Probetrieb konnte im darauffolgenden Monat stattfinden. Im Mai 2015 ging die Anlage voll in Betrieb. [30]

Da sich das Gelände, auf dem der PV-Park errichtet ist, in unmittelbarer Nähe der Gleise befindet, kann ohne weitere Umspann- oder Fernübertragungsverluste direkt in die Oberleitungen eingespeist werden. Ebenso sei zu erwähnen, dass die Bahnstrecke recht dicht befahren ist. Hier passieren sowohl internationale Fernreise-/Güterzüge als auch Regional- und Regionalexpresszüge, sowie ein Teil des Wiener S-Bahn-Netzes (S60). Somit könne der PV-Strom direkt am Ort der Erzeugung verbraucht werden, ohne über die Oberleitungen (oder den Bahnstromübertragungsleitungen) transportiert werden zu müssen. Dementsprechend fallen hier keine nennenswerten Übertragungsverluste an. [30]

Mit dem PV-Park soll jährlich ein prognostizierter Ertrag von 1.100 MWh erzeugt werden. Laut *ÖBB* würde dies den Strombedarf von 200 Zügen, die von Wien bis Salzburg ausschließlich mit Solarenergie fahren, decken und gleichzeitig jährlich 400 t CO<sub>2</sub>-Emissionen einsparen. Im Jahr 2020 lag der

jährliche Ertrag bei 1.230 MWh und somit deutlich über den Erwartungen. Neuere ausgewertete Daten zum Anlagenbetrieb der letzten Jahre konnten aufgrund von Datenschutz nicht ermittelt werden. Es bleibt daher lediglich festzuhalten, dass der Betrieb der Anlage offensichtlich grundsätzlich problemlos bzw. ohne nennenswerte Komplikationen funktioniert. [30, 31]

Grundsätzlich möchte die ÖBB mit Pilotprojekten zur PV-Direkteinspeisung wie in Wilfleinsdorf einen Beitrag zur Einhaltung der österreichischen Klimaziele in Hinblick auf zu senkende CO<sub>2</sub>-Emissionen leisten. Seit 2018 stellt die *ÖBB-Infrastruktur Energie* aus 100% Erneuerbaren Energien bereit und plant ein Rollout für die 16,7-Hz-Photovoltaik für die kommenden Jahre. Hierbei wird auf das Ziel verwiesen, mittelfristig den Anteil an 16,7-Hz-PV-Erzeugung um 100 GWh jährlich zu erhöhen. Hierfür werden gesammelte Erfahrungen und gewonnene Erkenntnisse aus verschiedenen bereits realisierten Projekten zur Direkteinspeisung genutzt. Stand Ende 2021 werden insgesamt sechs PV-Anlagen betrieben (insgesamt 5,5 MWp Nennleistung), die 16,7 Hz Bahnenergie direkt und dezentral (verbrauchsseitig) erzeugen. Die folgende Abbildung gibt einen Überblick über die bereits realisierten Projekte:

Im Folgenden werden die verschiedenen Konzepte zur Direkteinspeisung bei den bereits realisierten Projekten untersucht.



Abbildung 17: Überblick der verschiedenen Projekte zur PV-Direkteinspeisung der ÖBB [32]

In **Tullnerfeld** wurde 2020 eine PV-Anlage an der, an die Fahrstrecke angrenzende, Schallschutzwand errichtet. Die Einspeisung wird ebenfalls über einen vorhandenen Eigenbedarfstransformator des Unterwerks Tullnerfeld realisiert., was dazu führt, dass der gewonnene Ertrag hauptsächlich für den Eigenbedarf des Unterwerks Verwendung findet. Bei höherer momentaner Erzeugung als Verbrauch wird die Überschussenergie in die Oberleitungen eingespeist. Nach dem bisher fast zweijährigen Betrieb sind bezüglich der Einspeisung keinerlei Probleme aufgetreten. Allerdings sei anzumerken, dass der Testbetrieb vor allem der möglichen Aufständerkonzepte sowie der Auswirkungen des Bahnbetriebes auf die Anlage galt. [31]

Bei der 2020 gebauten PV-Aufdachanlage in **Auhof** sind 276 Module auf dem Dach des Frequenzumformerwerks Auhof installiert. Jährlich werden somit 64 MWh Bahnenergie (AC 16,7 Hz) erzeugt

und direkt über einen Transformator in das Umformerwerk eingespeist und für dessen Eigenbedarf verwendet. Die überschüssige Energie wird ebenfalls in die Oberleitungen eingespeist. [31]

Die Freiflächenanlagen **Ladendorf** (1,2 MWp) und **Kottingneusiedl** (1,13 MWp) sind seit der zweiten Jahreshälfte 2021 im Norden Niederösterreichs in Betrieb und speisen ebenfalls über einen Eigenbedarfstransformator (16,5kV/230V) direkt in die Oberleitungen ein. Allerdings wurde hier ein neues Einspeisekonzept realisiert: Es wird ein Leistungsschalter auf Mittelspannungsseite statt einer Hochspannungs-Hochleistungssicherung verwendet. Außerdem ist das Erdungssystem der PV-Anlage mit dem der Bahn verbunden und es wird ein Zentralwechselrichter verwendet. Mit der Einbindung der Leit- und Fernwirktechnik in der Energieleiste *Meidling* kann die Leistungsbegrenzung der Anlage stufenlos erfolgen und sämtliche Messwerte sowie Status- und Alarmmeldungen gespeichert werden. Das Anlagenschema hierzu befindet sich im Anhang. [31]

Die PV-Aufdachanlage **Inzersdorf** umfasst ein Modulfeld mit 4515 Modulen auf dem Dach der Logistikhalle des Terminals Wien Süd. Mit einer Nennleistung von insgesamt 2,03 MWp handelt es sich um die leistungsstärkste PV-Aufdachanlage in Österreich. Aufgrund dieser hohen Einspeiseleistung werden die Anpassungen der Schutzeinstellungen der angrenzenden Oberleitungsschaltanlagen (*Meidling* und *Wampersdorf*) automatisiert. Somit kann die Funktionalität des Thermoschutzes aufrechterhalten werden. Eine weitere Neuheit dieses Anschlusskonzeptes ist die galvanische Trennung zwischen dem Erdungssystem der Bahn und dem der PV-Anlage. Dies ist nötig aufgrund der Entfernung zwischen PV-Anlage und Einspeisepunkt an der Trasse von mehr als 325 m. Hierzu befinden sich in dem, in Anlagennähe liegenden, Technikgebäude der Anlage die Zentralwechselrichter, der Transformator (15kV/230V), sowie die Fern- /Leit- und Schutztechnik. Das andere Technikgebäude, das sich in Nähe des Einspeisepunkts an der Trasse befindet, beinhaltet einen 15kV-Leistungsschalter. Durch diese Trennung können im Störfall unerwünscht auftretende Potentiale verhindert werden.

In Anbetracht dieser untersuchten Projekte kann festgehalten werden, dass es sich bei den Einspeisepunkten jeweils um Eigenbedarfstransformatoren handelt, die bereits für Unterwerke (**Tullnerfeld**), Umformerwerke (**Auhof**) oder andere Nebenverbraucher (**Ladendorf** und **Kottingneusiedl**) in Fahrleitungsnähe vorhanden sind. Bei den betrachteten Leistungsgrößen der Anlagen kam es im Betrieb bei Zusammenwirken von volatiler Einspeisung und schwer zu prognostizierendem Bezug oder Einspeisung von Traktionsstrom offensichtlich zu keinen netzstatistischen Problemen. Hierfür sorgen bei den Freiflächenanlagen in **Ladendorf** und **Kottingneusiedl** die Leistungsschalter auf Mittelspannungsebene und bei der Aufdachanlage in **Inzersdorf** die automatische Anpassung der Schutzeinstellungen der angrenzenden Oberleitungsschaltanlage. Bei weiterem, von der *ÖBB* angestrebten, Ausbau von 16,7-Hz-Bahnenergieerzeugung mit höheren Leistungsgrößen sowie unterschiedlichen Anlagenkonfigurationen und Netzeinbindungen werden allerdings einheitliche Richtlinien für den Netzanschluss solcher Anlagen nötig, um auch weiterhin eine zuverlässige Traktionsbahnenergieversorgung zu gewährleisten. Um den Einfluss auf die Netzstatik des 15-kV-Fahrleitungsnetzes bei Einspeisung höherer Leistungsgrößen zu ermitteln, führt die *ÖBB* Netzsimulationen für potenzielle Standorte durch. Im Zuge dessen können Einspeisezonen festgelegt und baulich zu ergreifende Maßnahmen an den Oberleitungen festgestellt werden. [31]

### 4.2 Schweizer Bundesbahn: Pilotprojekt in Zürich-Seebach

Im Zuge des Innovationsprojektes rENewable wurde in der Schweiz die erste PV-Anlage zur Direkteinspeisung in das Fahrleitungsnetz der Schweizer Bundesbahn (SBB) im Februar 2020 in Betrieb genommen. Motivation für das Pilotprojekt waren das, in der *Energiestrategie der SBB* verankerte, Ziel bis 2030 Klimaneutralität zu erreichen sowie das von der Schweizer Regierung angestrebte Ziel, den Ausbau der Nutzung der Erneuerbaren Energien, gemäß *Energiestrategie 2050*, voranzutreiben. Diese Strategie stellt auch die Mittel für die finanzielle Förderung für das Projekt bereit. Als Zielsetzung des Pilotprojekts galt der Test einer dezentralen Direkteinspeisung von Photovoltaikstrom und im Zuge dessen Erfahrungen bei der Erzeugung der 16,7-Hz-Einphasenbahnenergie zu sammeln. [32]

Zu Beginn des Projekts wurde aufgrund der genannten Zielsetzung ein höherer Bedarf an Erneuerbarer Traktionsenergie festgestellt und hierfür die passende Technologie gesucht. Da sich in der Schweiz weder Potenziale für weitere Wasserkraft noch geeignete Standorte für Windkraft finden ließen, wurde, auch wegen der verhältnismäßig einfachen Installation und der stark sinkenden Modulpreise, der Fokus auf die Photovoltaik gerichtet. Als nächstes musste die Art der Einspeisung entschieden werden. An dieser Stelle sei hinzugefügt, dass das Fahrleitungsnetz der SBB ebenfalls einphasig mit 16,7 Hz Wechselstrom und einer Spannung von 15 kV betrieben wird, während das Bahnstromübertragungsnetz einphasig mit 16,7 Hz Wechselstrom aber einer Spannung von 132 kV betrieben wird. Zur Einspeisung wurden zwei verschiedene Möglichkeiten untersucht:

- 1) **Konventionelle Einspeisung** in das 50-Hz-Netz mit anschließendem Transport und Umwandlung
- 2) **Innovative Einspeisung** direkt in das 16,7-Hz-Fahrleitungsnetz

Die sich hieraus ergebenden jeweiligen Energieumwandlungsverluste der beiden Einspeisemöglichkeiten werden in der nachfolgenden Abbildung gegenübergestellt.

Abbildung 18: Vergleich der Wirkungsgradketten der verschiedenen Einspeisemöglichkeiten [33]

Es wird ersichtlich, dass die konventionelle Photovoltaikeinspeisung deutlich höhere Energieumwandlungsverluste aufweist, da die Energie vom PV-Standardwechselrichter (50 Hz) über die verschiedenen Spannungsebenen bis zu einem Umformer- oder Umrichterwerk (hier: Umformerwerk mit Motor und Generator) transportiert werden muss. Von dort aus geht der Transport der umgewandelten 16,7-Hz-Bahnenergie weiter über die Spannungsebene des Bahnstromübertragungsnetzes (132kV) bis zum Fahrleitungsnetz. Durch die vielen Transformatoren, die hierbei nötig sind, sowie den Umformer (oder Umrichter), der die Energie auf 16,7 Hz umgerichtet, gehen mehr als 14% der erzeugten Energie verloren, bevor sie in das Fahrleitungsnetz eingespeist werden kann. Das gesamte Einspeisekonzept hat somit einen Wirkungsgrad von ca.  $\eta=86\%$ . [32]

Bei dem innovativen Konzept der Direkteinspeisung wird ein 16,7-Hz-Wechselrichter benutzt. Somit kann dann die 16,7-Hz-Energie direkt mit einem Transformator (15kV/230V), der schon am Fahrleitungsnetz für Nebenverbraucher (Eigenbedarfstransformator, Weichenheiztransformator) vorhanden ist, in die Oberleitungen eingespeist werden. Wenn dann durch die PV-Anlage mehr Energie erzeugt

wird, als die Nebenverbraucher benötigen, wird die Überschussenergie mit dem Transformator auf 15 kV umgespannt und in die Fahrleitung eingespeist. Der Lastfluss im Transformator kehrt sich also um. Wenn die PV-Anlage gleichzeitig ähnlich viel Energie erzeugt, wie die Verbraucher benötigen, muss weniger Energie aus dem Fahrleitungsnetz bezogen werden und der Transformator wird entlastet. Folgerichtig kann der PV-Strom somit direkt dort genutzt werden, wo er erzeugt wurde und es fallen keine weiteren Spannungstransformationen für den Transport der Energie über das 50-Hz-Verteil- (20 kV)/oder Verbundnetz (220 kV) oder das Bahnübertragungsnetz (132 kV) an. Somit weist das gesamte Einspeisekonzept einen Wirkungsgrad von ca. **95%** vor. Zudem werden die Netze aufgrund des ausbleibenden Transports der erzeugten Energie weniger belastet, wodurch sich ebenfalls Netznutzungsgebühren einsparen lassen. [32]

Für die Umsetzung dieses Einspeisekonzepts wurden auf den Flachdächern des Frequenzumformerwerks Zürich-Seebach und des benachbarten Dienstgebäudes Photovoltaikmodule mit einer Nennleistung von 132 kWp und einer Aufständigung mit 10° Neigungswinkel installiert. Hierzu werden insgesamt 31 Strings mit je 14 Modulen parallelgeschaltet. Die installierte PV-Anlage ist in der folgenden Abbildung zu sehen:

Abbildung 19: PV-Anlage auf Dächern Frequenzumformerwerks und Dienstgebäude [33]

Die gesamte DC-Installation bis zum Wechselrichter wird mit Standardkomponenten von einem PV-Installateur standardmäßig durchgeführt. Bei den 8 Wechselrichtern mit jeweils 10 kWp Nennleistung handelt es sich ebenfalls um einphasige Standardkomponenten. Diese wurden allerdings vom Hersteller für die Einspeisung in das 16,7-Hz-Fahrleitungsnetz umprogrammiert, bevor sie mit dem AC Verteilerschrank in einem Raum im Untergeschoss des Dienstgebäudes installiert wurden. Zudem wurde noch ein Daten Logger installiert, mithilfe dessen die Produktionsdaten aus der Ferne ausgelesen und die Wechselrichter überwacht werden können. Das gesamte Schema der Anlagenplanung, inklusive Aufteilung in bestehende Installation und neue Komponenten durch Installation der PV-Anlage, befindet sich im Anhang. [33]

Nach einjährigem Testbetrieb der Anlage kann konstatiert werden, dass der störungsfreie und zuverlässige Betrieb die Machbarkeit dieses Einspeisekonzepts nachweisen konnte. Der erzeugte Energieertrag lag mit 130 MWh, 7% über den Erwartungen. Auch wenn es sich hierbei nur um einen geringen Anteil des benötigten Strombedarf des Speiseabschnitts handelt, kann der Strombedarf für 100 Generalabonnementkunden (Schweizer Abonnement für gesamten öffentlichen Verkehr, vergleichbar mit Bahncard 100 der Deutschen Bahn) gedeckt werden. Zudem kamen die an diesem Innovationsprojekt Mitwirkenden zu dem Schluss, dass für eine Einspeisung ins Fahrleitungsnetz die Photovoltaiktechnologie besonders geeignet ist. Dies hängt neben geringen Stromgestehungskosten und einfacher Installation auch mit der Flächennutzbarkeit an Bahnstrecken oder Dächern von Bahnhöfen, Werken etc. zusammen. Außerdem entspricht das Erzeugerlastprofil einer PV-Anlage (stellt nur tagsüber Leistung bereit) eher dem Verhältnis benötigter Tages- und Nachtleistung des Bahnstromnetzes als dem des 50-Herz-Stromnetzes. Somit kann der erhöhte Tagesbedarf im Bahnstromnetz durch PV-Einspeisung direkt gedeckt werden. [32, 33]

Als Ausblick für zukünftige Projekte kann festgehalten werden, dass das hohe Aufkommen von Niederspannungstransformatoren (15kV/230V) für Nebenverbraucher im Fahrleitungsnetz sich sehr gut für PV-Einspeisungen im Leistungsbereich um 100 kW eignen. Allerdings muss hierbei darauf geachtet werden, die Entfernung zwischen dem Transformator und dem zu errichtendem PV-Park möglichst gering zu halten, um die Kosten für die Netzanschlussleitungen möglichst gering zu halten. Grundsätzlich sei es bei zukünftigen Projekten zudem sinnvoll, diese in bereits anstehende Bau- oder Sanierungsarbeiten an Anlagen oder Gebäuden zu integrieren, um somit Synergien von z.B. Gerüsten oder Genehmigungsverfahren nutzen zu können. [32, 33]

Ein weiterer wichtiger Aspekt laut den Projektleitern von rENewable sei die Beschaffung der 16,7-Hz-Wechselrichter, da diese auf dem Markt wegen geringer Nachfrage kaum vorhanden sein. Bei dem untersuchten Projekt verlief dies problemlos, da ein einphasiger 50-Herz-Wechselrichter vom Hersteller Fronius auf 16,7 Hz umprogrammiert werden konnte. Dieses Modell wird allerdings nicht mehr produziert und auch grundsätzlich könne in Zukunft die Herausforderung darin bestehen, dass die Produktion von einphasigen 50-Hz-Wechselrichtern abnimmt und diese somit auch nicht zur Umprogrammierung auf 16,7 Hz Frequenz bereitstünden. [32, 33]

Zur Netzstatik und potenziell benötigten Regelmechanismen wird im Zuge dieses Projektes, aufgrund der verhältnismäßig geringen Einspeiseleistung, nicht weiter eingegangen. Allerdings wird in einer zitierten Studie der *ETH Zürich* aufgezeigt, dass sich in das Schweizer Bahnstromnetz bis zu 20% Energieeinspeisung aus Photovoltaik integrieren lassen ohne, dass es zu Energieverwurf kommt. [33]

### 4.3 Deutsche Bahn: Pilotprojekte

In Deutschland wurde 2000 das grundsätzlich erste Projekt zur direkten Einspeisung von dezentral erzeugtem PV-Strom in das Fahrleitungsnetz der Bahn verwirklicht. Allerdings handelt es sich hierbei um das Fahrleitungsnetz der Hannover Stadtbahn üstra, die mit 600 V Gleichstrom betrieben wird. Außerdem wurde hier ein Batteriespeicher im Betriebsbahnhof Hannover-Leinhausen installiert, um überschüssige Energieerträge zu speichern und an anderen Zeitpunkten (bei niedrigerer Erzeugung als Verbrauch) wieder zur Verfügung zu stellen. Für kurzzeitig auftretende Lastspitzen wurde bei diesem Projekt ebenfalls ein Schwungmassenspeicher eingesetzt. Aus diesen Gründen weist das Projekt wenig Ähnlichkeiten mit der PV-Direkteinspeisung in das AC 15-kV-Fahrleitungsnetz der Deutschen Bahn auf und es wird auf tieferegehende Analyseschritte verzichtet. [34]

Laut einer Berichtserstattung vom Fachmagazin *PV Magazine* wurde ein weiteres Projekt zur PV-Direkteinspeisung 2018 von der Londoner Investmentfirma *Bankset Energy* angekündigt. Im Zuge der innovativen Technologie, sondergefertigte PV-Module aus Silikon und Aluminium direkt auf die Bahnschwellen zu stecken (siehe Abbildung 20), sollten Projekte in gesamt Europa, angefangen in der Schweiz und anschließend auch in Deutschland, realisiert werden. In Deutschland sollte der Projektbeginn im Juni 2018 in Sachsen beginnen, mit dem Ziel Module mit insgesamt 200 MWp auf einer Gleislänge von 1.000 km zu installieren. Geplanter Abschluss des Projekts war 2019 und bis 2022 sollten 10.000 km Bahnstrecke mit PV-Modulen bestückt sein. Die Einspeisung des erzeugten Stroms sollte direkt in die 15-kV-Oberleitungen erfolgen, sowie bei Überschusserzeugung in Batterien von batteriebestückten Triebfahrzeugen oder in das Bahnstromnetz. [35]

Abbildung 20: Auf Bahnschwellen aufgesteckte PV-Modulen [35]

Allerdings konnten diese ursprünglichen Ziele und Pläne von *Bankset Energy* offensichtlich nicht realisiert werden. Eine weitere Berichtserstattung von *PV Magazine* von Dezember 2021 zu dem Thema PV-Direkteinspeisung in das 15-kV-Oberleitungsnetz bezieht sich auf eine Potenzialanalyse, die vom Deutschen Zentrum für Schienenverkehrsforschung (DZSF) beim Eisenbahn-Bundesamt beim TÜV Rheinland in Auftrag gegeben wurde. In den darauffolgenden 14 Monaten sollen von einem interdisziplinären Team Potenziale für die Installation von PV-Modulen auf Bahnschwellen im Rahmen der Kompatibilität von PV-Anwendungen und Schieneninfrastruktur untersucht werden. Ein Bahntechnikexperte von TÜV Rheinland erklärt im Interview, dass die größte Herausforderung hierbei auf der Direkteinspeisung der erzeugten Bahnenergie in das Oberleitungsnetz liegt. Des Weiteren betont er die Vorteile der besseren Nutzung der vorhandenen Infrastruktur sowie die geringeren Energieverluste durch Umwandlung und Transport der Bahnenergie. Das Ziel des Projekts sei die Quantifizierung der möglichen Potenziale von nutzbaren Flächen an und in der Schieneninfrastruktur für die Nutzung von Photovoltaik. Sowohl in Bezug auf die Direkteinspeisung als auch die Versorgung interner Verbraucher. Ebenfalls sollen durch das Projekt Anforderungen an die PV-Systeme aus bahntechnischer Sicht (wie bspw. Mechanische Belastungen) sowie mögliche notwendige Anpassungen des Bahnregelwerks für die Integration der PV-Direkteinspeisung untersucht werden. Referenzen zu dem Projekt von *Bankset Energy* gab es im Zuge dessen keine. [36]

Auf Fragen nach dem aktuellen Stand des Projekts von *Bankset Energy* teilten die Verfasserinnen der Artikel zum Thema PV-Direkteinspeisung von *PV-Magazine* mit, dass kein Kontakt mehr zu der Investmentfirma bestehe. Außerdem wurde die Annahme getroffen, dass das Projekt nicht realisiert wurde.

Im August 2021 gab es im *Spiegel* eine weitere Berichtserstattung zu dem Projekt von *Bankset Energy*. In Sachsen wurde eine Teststrecke mit 38 PV-Modulen auf Bahnschwellen montiert, um die Sicherheit der Konstruktion bei Belastung durch Zugverkehr zu untersuchen. Ankündigungen vom Chef des Unternehmens, Patrick Buri, zufolge, sollten die Ergebnisse des Testbetriebs im September 2021 der Deutschen Bahn mitgeteilt werden und in den nachfolgenden vier Monaten die Möglichkeit bestehen die ersten 1.000 km Gleisstrecke mit PV-Modulen zu pflastern. Laut der Deutschen Bahn wurden *Bankset Energy* Gleise und Anlagen zur Verfügung gestellt, um einen Testbetrieb bei realen Bedingungen zu ermöglichen. Ob diese Technologie im Anschluss etabliert werden solle, sei unklar. Nach Besichtigung der Teststrecke berichtet ein Verkehrswissenschaftler der *TU Dresden* (Ulrich Maschek) im Interview mit dem *Spiegel*, dass die Sicherheitsanforderungen für Installationen im Gleisbett sehr hoch seien und dementsprechend längere Wartezeiten auf das Einholen sämtlicher Zulassungen resultieren können. Er empfiehlt aufgrund der hohen Belastungen im Gleisbett, die Module nur auf Streckenabschnitten, auf denen lediglich Züge mit geringen Geschwindigkeiten fahren, zu montieren und betont den noch schwer abschätzbaren Verschleiß. Beispielsweise die Beeinträchtigungen durch Ablage von Bremsstaub sowie Belastungen der Module durch Wartungsarbeiten. Auf mögliche Komplikationen durch die Direkteinspeisung in das 15-kV-Oberleitungsnetz wie die Beanspruchung der Netzstatik oder resultierende Regelungskonzepte wird nicht näher eingegangen. Auf

Anfragen zu besagten Problematiken antworteten weder die *Deutsche Bahn* noch *Bankset Energy*.  
[37]

## 5 Projektplanung eines PV-Parks zur Direkteinspeisung

In diesem Kapitel wird, auf Grundlage der bereits gewonnenen Erkenntnisse, die Realisierung eines PV-Parks zur Direkteinspeisung in das 15-kV-Oberleitungsnetz der *Deutschen Bahn* untersucht. Im Zuge dessen werden potenzielle Komplikationen im Hinblick auf Netzanschluss und Lastverteilung im Netz sowie deren Lösungen erörtert.

Zuerst wird eine Standortanalyse für die potenzielle Errichtung eines PV-Parks am Fahrleitungsrand durchgeführt. Danach wird die Aufnahmekapazität an einzuspeisender Leistung für den ausgewählten Netzknoten bemessen und verschiedene Anschlussmöglichkeiten, die sich am ausgewählten Standort ergeben, untersucht. Es folgt eine Simulation des PV-Parks mit der Simulationssoftware PV\*SOL sowie die Auswertung der berechneten Ergebnisse des PV-Parks. Zum Schluss wird ein abschließendes Fazit zur PV-Direkteinspeisung gezogen und ein Ausblick für ähnliche Projekte sowie eine grundsätzliche Steigerung von regenerativen Energieerzeugungsanlagen im 1AC 16,7 Hz System der *Deutschen Bahn*.

### 5.1 Wahl des Standorts

Bei der Wahl des Standorts, wo der PV-Park errichtet werden soll, wird zunächst der Ausbau des Bahnstromleitungsnetzes im Raum um Köln genauer untersucht, um die ungefähre Größe der Netzknoten abzuschätzen. Hierzu kann ein vergrößerter Ausschnitt der Karte des Bahnstromleitungsnetzes aus dem Kapitel Bahnstromleitungsnetz genutzt werden (siehe Abbildung 8).

Abbildung 21: Ausschnitt des Bahnstromleitungsnetzes mit Speisepunkten [eigene Darstellung], [18]

Die umliegenden Einspeisepunkte sind die Unterwerke (weiße Punkte) in Köln-Mülheim im Norden, in Sindorf im Westen und südöstlich in Siegburg sowie recht zentral das Umformerwerk (halb schwarz, halb weißer Punkt) in Gremberghoven. Zwischen diesen Einspeisepunkten sind also die zu betrachtenden Fahrleitungsspeiseabschnitte, die jeweils durch Schaltanlagen wie Schaltposten und Kuppelstellen unterteilt sind.

Abbildung 22: Streckennetz mit Elektrifizierungen der Deutschen Bahn [39]

Ein weiterer relevanter Aspekt bei der Standortwahl ist die Lokalisierung von größeren Flächen, die Potenziale zur Errichtung eines PV-Parks bieten. Eine geeignete Strecke kann zwischen Köln und Bonn gefunden werden. Die nachfolgende Abbildung veranschaulicht das Streckennetz der *Deutschen Bahn* in diesem Gebiet.

Es handelt sich um die *Strecke 2630*, die als einzige linksrheinische Strecke zwischen Köln und Bonn mit dem 1AC 16,7 Hz System betrieben wird. Diese wird also vom Bahnstromleitungsabschnitt (Netzknoten) zwischen dem Umformerwerk in Gremberghoven und dem Unterwerk in Siegburg gespeist.

Dementsprechend kann als erste Abschätzung festgehalten werden, dass es sich um einen Netzknoten mit vielen Fahrleitungsabschnitten (grüne Strecken), dementsprechend auch vielen Nebenverbrauchern sowie dem Kölner Hauptbahnhof als Großverbraucher und somit verhältnismäßig hohen Leistungsentnahmen handelt. [38]

Der rote Kreis zwischen dem Bahnhof Hürth-Kalscheuren und dem Bahnhof Roisdorf markiert ein Gebiet mit vielen großen unbebauten Landflächen. Meistens handelt es sich hierbei allerdings um bewirtschaftete Felder. Vor einer potenziellen Realisierung des Projekts muss somit vorerst mit den Eigentümern eine Vereinbarung bezüglich möglicher Kauf-/ oder Pachtoptionen oder anderer Vergütungsmodelle ausgearbeitet werden. Dies wird im Zuge dieses Projekts nicht weiterverfolgt.

Als nächstes müssen in dem ausgewählten Gebiet (roter Kreis) mögliche Anschlusspunkte für eine Direkteinspeisung in das 15-kV-Oberleitungsnetz gesucht werden. Wie im Kapitel Bahnbetrieblich relevante Bauwerke bereits erörtert, eignen sich neben den Sammelschienen konventioneller Einspeisepunkte wie Unterwerke auch Sammelschienen von Schaltanlagen wie Schaltposten und Kuppelstellen oder Sammelschienen von Nebenverbrauchern wie Zugvorheizanlagen oder Weichenheizungen. Die folgende Abbildung zeigt die Schalanlagen der *DB Energie* auf der Strecke 2630 Köln-Bonn im betrachteten Gebiet (Bonn - Hürth-Kalscheuren).

Abbildung 23: Schaltanlagen der DB Energie im ausgewählten Bereich [40]

Des Weiteren konnte über die *DB Energie* in Erfahrung gebracht werden, dass in näherer Zukunft (voraussichtlich in 2-3 Jahren) ein neues Stellwerk sowie ein neuer Schaltposten in Hürth-Kalscheuren entstehen soll. Da somit die Kuppelstelle in Roisdorf nicht mehr erforderlich sein wird, wird diese im selben Zuge dieses Bauprojekts zurückgebaut. Eine Karte oder Auflistung von Nebenverbrauchern im ausgewählten Gebiet kann aus betriebsrechtlichen Gründen nicht verwendet werden. [39]

## 5.2 Technische Umsetzung der Direkteinspeisung

Im Folgenden wird die technische Umsetzbarkeit einer Direkteinspeisung in das Fahrleitungsnetz im Hinblick auf die verschiedenen Anschlussmöglichkeiten sowie der maximal möglichen Einspeiseleistung untersucht. Dies geschieht vorerst nach allgemeiner Betrachtungsweise und wird nach Wahl der konkreten Anschlussmöglichkeit auf die vorherrschenden realen Bedingungen angewendet.

### 5.2.1 Vergleich der unterschiedlichen Einspeisemöglichkeiten

Grundsätzlich ergeben sich, wie bereits erwähnt, die folgenden Möglichkeiten für den Anschluss eines PV-Parks an das 15-kV-Oberleitungsnetz:

- Sammelschiene von Nebenverbrauchern
- Sammelschiene von Schaltanlagen

Bei beiden Methoden muss grundsätzlich jeweils ein Abgang an der Sammelschiene freigehalten bzw. neuhinzugefügt werden, um dort den PV-Park anzuschließen.

Aufgrund der bereits vorhandenen **Kuppelstelle** in Roisdorf wird zunächst ein Schaltschema für den Anschluss eines PV-Parks an der Sammelschiene der Kuppelstelle ausgearbeitet. Hierzu kann das Schaltschema einer Kuppelstelle (Abbildung 12) aus Kapitel Kuppelstellen verwendet werden. Es wird ein weiterer Abzweig (neben den vorhandenen Oberleitungsabzweigen) an der Sammelschiene hinzugefügt, welcher ebenfalls mit einem Sammelschientrenner (Q1) (z.B. im Wartungsfall) geschaltet werden kann (siehe Abbildung 24). Aus sicherungstechnischen Gründen folgt ebenfalls ein Leistungsschalter (Q0) (Kurzschlussschutz, Trennen unter Last). Um den erzeugten PV-Strom auf der gewünschten Spannungsebene (15 kV) einspeisen zu können, wird ein Transformator hinter die Unterverteilung des PV-Generators geschlossen. Während die Ausgangsspannung des Transformators auf exakt 15 kV bemessen sein muss, hängt der Wert der Eingangsspannung von der Ausgangsspannung des Wechselrichters ab und kann somit noch nicht genau bestimmt werden. Die Unterverteilung beinhaltet neben weiterer Sicherungstechnik (Überspannungsschutz (SPD) und Leistungsschalter) einen Datenlogger, der die Betriebsdaten aufzeichnet und den Wechselrichter überwacht. Außerdem kann der Datenlogger aus der Ferne ausgelesen werden und somit die aufgezeichneten Betriebsdaten an einen Empfänger (z.B. App auf Smartphone) schicken.

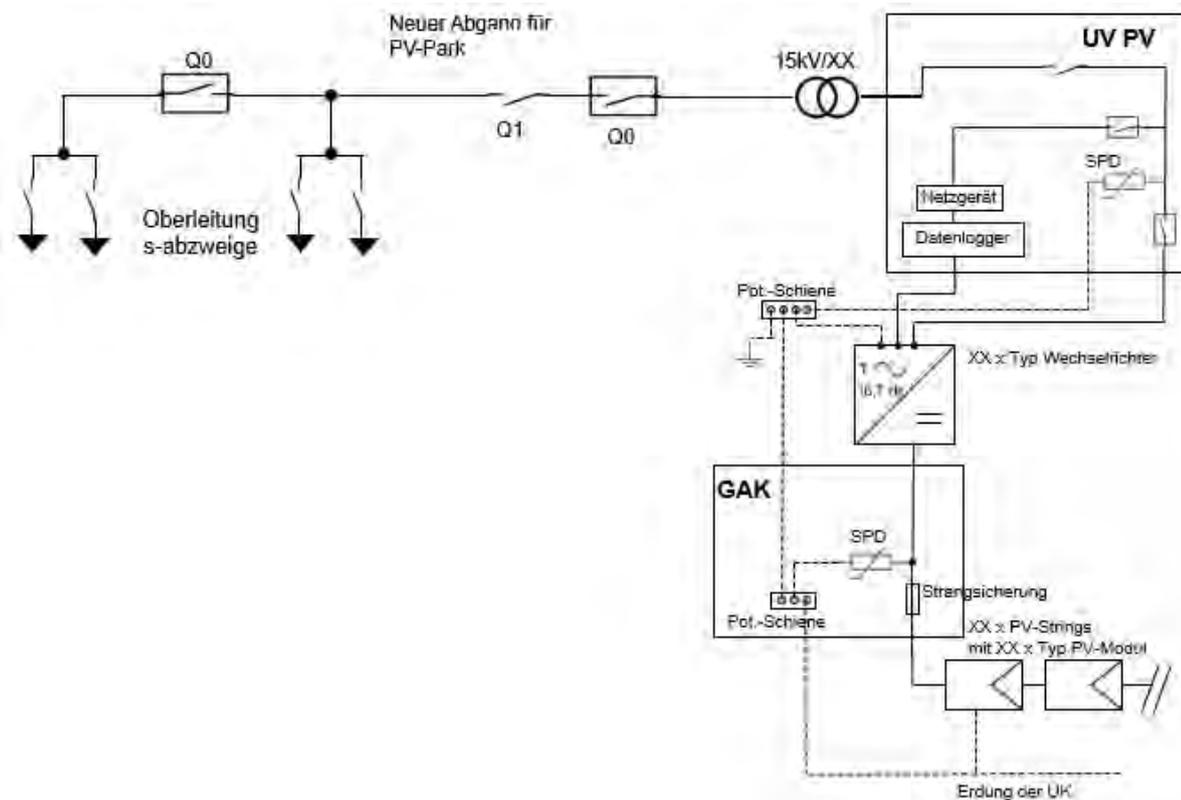


Abbildung 24: Schaltschema einer Kuppelstelle mit Anschluss eines PV-Generators [eigene Darstellung]

Die DC-seitige Installation (vor dem Wechselrichter) weicht nicht von standardmäßigen 50-Hz PV-Installationen ab. Ein Generatoranschlusskasten (GAK) dient als Überspannungsschutz und setzt die Unterkonstruktion der PV-Anlage auf dasselbe Potenzial der Erde (Pot.-Schiene). Die exakte Anzahl der PV-Strings, der PV-Module pro String sowie der Wechselrichter wird erst im Folgenden (Simulation eines PV-Parks mittels PV\*SOL) bestimmt. Dementsprechend sind diese im Schaltschema noch als unbekannt (XX) gekennzeichnet.

Wie bereits erläutert, haben **Schaltposten** eine 15-kV-Normschaltanlage (meist 2. Generation) verbaut, deren Schaltschema in Kapitel Schaltposten in Abbildung 12 zu sehen ist. Auch hier muss an der Sammelschiene ein Abzweig freigemacht bzw. neuhinzugefügt werden. Der neue Abzweig für die PV-Einspeisung wird analog zu den Umspannerabzweigen ausgeführt, da diese ebenfalls nur für einseitige Lastflüsse (in die Sammelschiene hinein) konzipiert sind. Die Umspannerabzweige sind nur bei 15-kV-Schaltanlagen, die in Unterwerke eingebaut werden, vorhanden. Da Unterwerke, wie bereits erläutert, bidirektionale Lastflüsse zulassen, könnte bei einer solchen Anschlussoption überschüssige Leistung, die nicht direkt im Fahrleitungsnetz abgenommen wird, in die 110-kV-Ebene fließen und im Bahnstromleitungsnetz verteilt werden.

Das Schaltschema für den Anschluss einer PV-Anlage an eine 15-kV-Normschaltanlage ist in der folgenden Abbildung zu sehen:

Abbildung 25: Schaltschema einer 15-kV-Schaltanlage mit Anschluss eines PV-Generators [21] [eigene Darstellung]

Hierbei sind das Schaltschema der Normschaltanlage (links) sowie das Schaltschema des PV-Generators (bis zur Unterverteilung PV) bereits bekannt. Der Anschluss erfolgt ebenfalls durch einen Lasttrenner (Q1), mit dem der PV-Park z.B. im Wartungsfall von der Betriebssammelschiene getrennt werden kann. Des Weiteren ist für den Kurzschlussfall ein Leistungsschalter (Q0) vorhanden. Auch bei diesem Anschlusskonzept wird ein Transformator benötigt, der die Ausgangsspannung vom Wechselrichter (abhängig vom exakten Modell) auf die 15-kV-Spannungsebene anhebt.

Für das letzte zu untersuchende Anschlusskonzept kann das bereits bekannte Schaltschema einer **Zugvorheizstation** (siehe Abbildung 15) verwendet werden. Auch hier wird ein Abzweig der Sammelschiene freigehalten oder neuhinzugefügt. Da jeder Abzweig der Sammelschiene einer Zugvorheizstation standardmäßig mit einem Leistungsschalter und einer NH-Sicherung bestückt ist, kann dies bei einem neuen Abzweig (aus Effizienzgründen bei der Produktion/Installation) erwartet werden. An den vorhandenen Sicherungsautomat wird wiederum ein Lasttrenner (Q1) verbaut, durch den der PV-Park im Wartungsfall von der Sammelschiene getrennt werden kann.

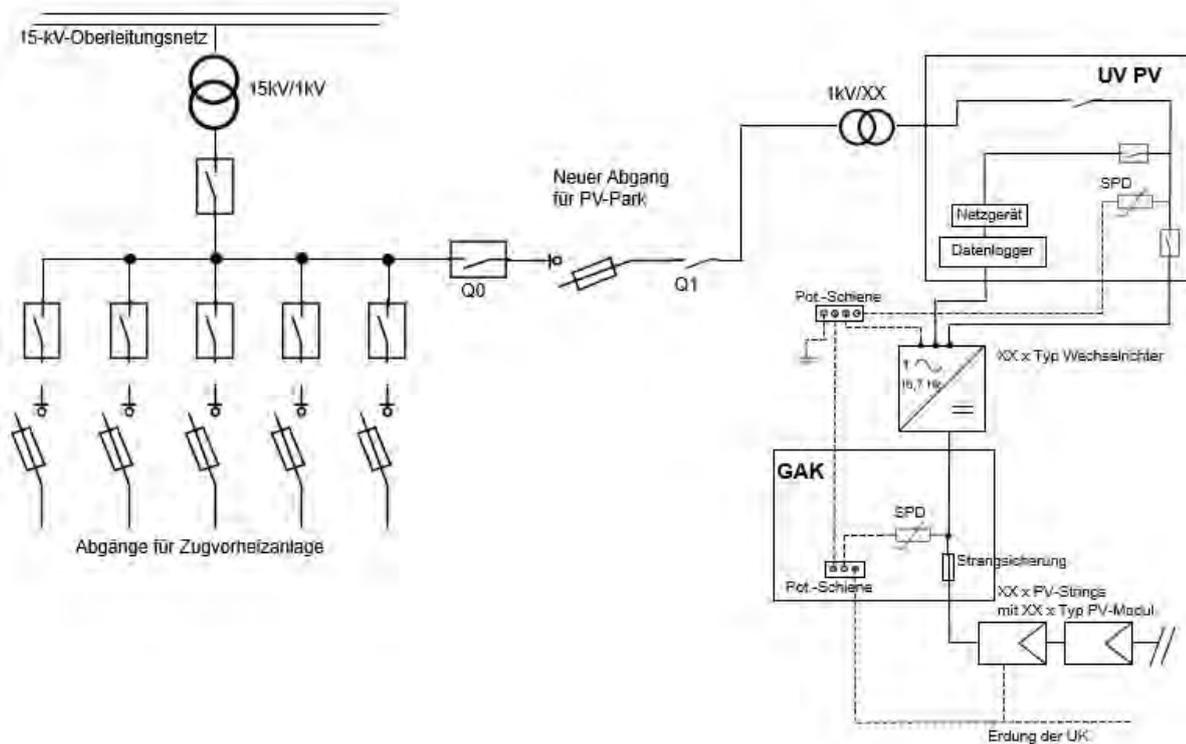


Abbildung 26: Schaltschema einer Sammelschiene einer Zugvorheizanlage mit Anschluss eines PV-Generators [eigene Darstellung]

Das gesamte Schaltschema des PV-Generators (bis zur Unterverteilung PV) ist identisch wie bei den anderen Anschlusskonzepten.

Auch hier muss je nach Ausgangsspannung der Wechselrichter, ein Transformator eingesetzt werden, um die Spannung der einzuspeisenden Energie auf die 1 kV Verbraucherspannung der Heizanlagen anzuheben.

Da ein Transformator zwischen Zugvorheizanlage und 15-kV-Fahrleitungsnetz bereits vorhanden ist, kann dieser auch für einen umgekehrten Lastfluss (von 1kV auf 15kV) mitgenutzt werden und somit Energie ins Fahrleitungsnetz einspeisen. Bei gleichzeitiger Einspeisung von PV-Strom und Betrieb der Zugvorheizanlage wird dieser Transformator entlastet.

Bei **Weichenheizanlagen**, die einen identischen Aufbau der Sammelschiene (nur mit weniger Abgängen) vorweisen, kann aufgrund der Verbraucherspannung von 230 V (und dem schon vorhandenen Transformator mit (15kV/230V) Spannungsniveau) auf die Anschaffung eines zusätzlichen Transformators verzichtet werden. Somit kann dies als kosteneffizientestes Anschlusskonzept gesehen werden.

Aufgrund des geplanten Schaltpostens (Station Hürth-Kalscheuren auf der Strecke 2630), des Rückbaus der Kuppelstelle (Station Roisdorf auf Strecke 2630) und fehlender Informationen bezüglich vorhandener Nebenverbraucher auf der Strecke 2630 wird abschließend der Anschluss an die Sammelschiene der 15-kV-Normschaltanlage des Schaltpostens für die Errichtung des PV-Parks gewählt.

### 5.2.2 Bemessung der Leistungsgrenze für Direkteinspeisung in das 15kV-Fahrleitungsnetz

Im Folgenden wird die Aufnahmekapazität eines Netzanschlusspunktes im Hinblick auf die Einspeiseleistung eines PV-Parks untersucht. Hierbei ist grundsätzlich wichtig, dass die Netzstatik

aufrechterhalten bleibt (siehe Kapitel Netzstatik und Regelungskonzept). Dies bedeutet konkret, dass die Spannung am Anschlusspunkt die vorgeschriebenen Toleranzen nach DIN EN 50163 (siehe Tabelle 4) nicht über- oder unterschreitet. Des Weiteren dürfen die, durch die Einspeisung resultierenden Lastschwankungen im Netz nicht so groß sein, dass die Frequenz im Netz nicht außerhalb der vorgeschriebenen Toleranzen nach DIN EN 50163/A1 (siehe Tabelle 5) liegt.

Bei einem Anschluss einer PV-Anlage an das Oberleitungsnetz ist bei momentaner Einspeisung eine Spannungsanhebung am Netzanschlusspunkt zu erwarten. Dadurch dass die Einspeisung von PV-Strom, gemäß den Wetterverhältnissen, fluktuierend ist, kann dies die schwer zu prognostizierenden Spannungsänderungen durch ortsvariable und teils unvorhersehbare Leistungsentnahmen und -rückspeisungen der Triebfahrzeuge verstärken (siehe Kapitel Leistungsbezüge und -rückspeisungen von Triebfahrzeugen). Also die Spannungsqualität senken.

Ebenso verhält es sich mit der wetterbedingten Einspeiseleistung der PV-Anlage: Die Frequenzschwankungen im Netz durch die fluktuierenden hohen Leistungsbezüge und -rückspeisungen der, sich im Netz bewegend, Triebfahrzeuge, können hierdurch weiter verstärkt werden und sind somit im Hinblick auf die Grenzwerte zu untersuchen.

Die Grenze der maximalen Einspeiseleistung an einem Netzanschlusspunkt kann mit aufwändigen Netzsimulationen, die sämtliche Netzknoten und somit auch deren Wechselwirkungen einbeziehen, exakt berechnet werden. Im Zuge dieses Projektes kann hierfür allerdings auf ein mathematisches Kriterium des Fraunhofer IWES zurückgegriffen werden. Dies leitet sich vom Ohm'schen Gesetz her, mit dem die Spannungsänderungen, durch Einspeisung der PV-Anlage und des Netzes generell, berechnet werden können. Da die Leitungen des Fahrleitungsnetzes, an dem der Anschluss vorgenommen werden soll, eine induktive (Induktivitätsbelag) und leicht resistive Wirkung (Widerstandsbelag) aufweist, kann das Netz für die Berechnung wie folgt substituiert werden:

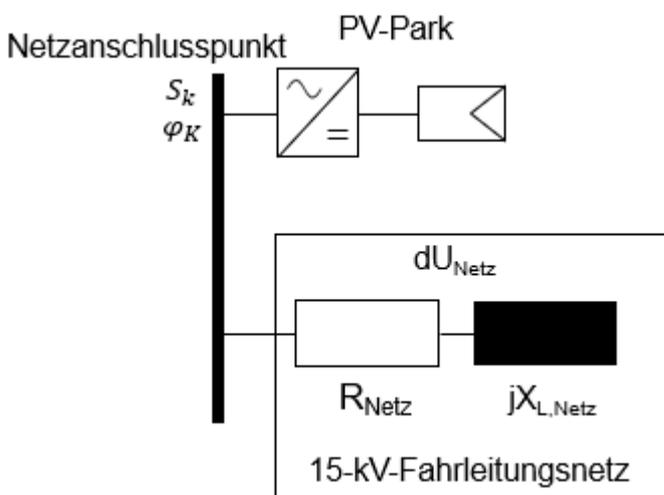


Abbildung 27: Äquivalente Betrachtung Netzanschlusspunkt mit 15-kV-Fahrleitungsnetz [18], [eigene Darstellung]

Der Netzanschlusspunkt kann durch die dort vorherrschende Kurzschlussleistung ( $S_k$ ) und Phasenwinkel ( $\varphi_K$ ) charakterisiert werden. Hieraus können die Äquivalente des Netzes ( $R_{\text{Netz}}$ ,  $jX_{L,\text{Netz}}$ ) bestimmt werden. Mittels dieser Parameter und der eingespeisten Wirk-/ und Blindleistungen der PV-Anlage können die resultierenden Spannungsänderungen am Netzanschlusspunkt bestimmt werden.

Bei bekannten maximalen relativen Spannungsabweichungen (vorgeschrieben durch DIN-Norm) kann die Formel umgestellt werden, um den Wirkleistungsanteil der Einspeiseleistung, der diese Spannungsabweichungen verursacht, zu berechnen. Die umgestellte Formel zur Berechnung der Einspeiseleistung sowie eine Auflistung aller hierfür verwendeten Parameter sind im Folgenden aufgeführt:

$$P_{PV} = \frac{\Delta U_{Netz}(\%)}{100} * \frac{2 * S_k}{c * [\cos(\varphi_K) - tg * \varphi_{PV} * \sin(\varphi_K)]}$$

Formel 1: Berechnung der maximalen Leistungsaufnahmekapazität am Netzanschlusspunkt [18]

Tabelle 6: Zuordnung aller Parameter für die Berechnung der maximalen Leistungsaufnahmekapazität

$c = 1,1$	Spannungsfaktor
$S_k$	Kurzschlussleistung am Netzknoten
$\varphi_K$	Phasenwinkel am Netzknoten
$tg * \varphi_{PV}$	Phasenwinkel PV-Anlage
$P_{PV}$	Einspeiseleistung PV-Anlage
$\Delta U_{Netz}(\%)$	Relative mögliche Spannungsänderung im Netz

Im Zuge bereits durchgeführter Netzberechnungen der *Deutschen Bahn* konnten Kurzschlussleistungen und Phasenwinkel diverser Netzknoten des Fahrleitungsnetzes berechnet und hieraus Minimum, Maximum und Mittelwert abgeleitet werden. Diese sind in der nachfolgenden Tabelle aufgeführt:

Tabelle 7: Berechnete Kurzschlussleistungen und Phasenwinkel von möglichen Einspeisepunkten der Deutschen Bahn [18]

	S <sub>k</sub> [MVA]	φ [°]
Minimum	30	87,7
Maximum	598	64,4
Mittelwert	319	76,6

Nach Formel 1 ergibt sich, dass je niedriger die Kurzschlussleistung ( $S_k$ ) am Anschlusspunkt und je höher der induktive Blindleistungsanteil dort ist (geringste Abweichung von  $\varphi_K$  von  $90^\circ$ =rein induktiv), desto größer wird die Spannungsabweichung ( $\Delta U_{Netz}(\%)$ ) am Netzanschlusspunkt. Hieraus ergibt sich bei gegebenem Minimum und Maximum (siehe Tabelle 7) das Worst-Case-Szenario bei einer Kurzschlussleistung von  $S_k=30$  MVA und einem Phasenwinkel von  $\varphi_K =87,7^\circ$ . Aus der DIN EN 50163 ergibt sich der Spannungstoleranzbereich von (12kV;17,25kV) auf unbegrenzte Zeitdauer im Fahrleitungsnetz (siehe Tabelle 4). Diese Abweichung entspricht -20% und +15%. Damit dies im ungünstigsten Fall (bei rekuperierenden Triebfahrzeugen und voller Einspeiseleistung der PV-Anlage) nicht überschritten wird, wird die maximal zulässige Spannungsabweichung  $\Delta U_{Netz}$ , die sich lediglich aufgrund der PV-Einspeisung ergibt, hier auf 2% begrenzt. Nach Ergebnissen einer Studie des

Fraunhofer IWES kann somit die Spannung am Netzanschlusspunkt sicher in den vorgegebenen Toleranzbereichen gehalten werden. Dementsprechend wäre hier das zu überprüfende Worst-Case-Szenario eine relative Spannungsanhebung von  $\Delta U_{Netz}(\%)=2\%$ . Wenn zusätzlich davon ausgegangen wird, dass der Wechselrichter der PV-Anlage keine Blindleistung ins Netz einspeisen soll, ergibt sich für  $t_g * \varphi_{PV}=1$  und es ergibt sich die folgende Berechnung zur Bestimmung der maximalen Einspeiseleistung an einem Netzanschlusspunkt für den ungünstigsten Fall:

$$P_{PV} = \frac{2\%}{100} * \frac{2 * 30MVA}{1,1 * [\cos(87,7^\circ) - 1 * \sin(87,7^\circ)]}$$

$$P_{PV} = -1,137MW$$

Wie aus dieser Berechnung hervorgeht, liegt die Aufnahmekapazität eines Netzknotens selbst bei den ungünstigsten Bedingungen (niedrigste Kurzschlusscheinleistung und höchster Blindleistungsanteil am Netzanschlusspunkt) weit über der Leistungsgröße typischer PV-Parks. Außerdem sei an dieser Stelle angemerkt, dass die Kurzschlusscheinleistung am gewählten Netzanschlusspunkt deutlich über dem Minimum zu erwarten ist, da an dem betrachteten Netzknoten viele Oberleitungsabschnitte (und somit viele fahrende Triebfahrzeuge und Nebenverbraucher) sowie der Kölner Hbf (mit ebenfalls hohen Leistungsaufkommen) gelegen ist.

Basierend auf einer wahrscheinlich begrenzten Flächennutzbarkeit der umliegenden Felder des gewählten Standorts (siehe Abbildung 21) wird für den PV-Park eine Leistungsgröße im Bereich 100 kWp empfohlen. Bei einem handelsüblichen PV-Modul mit einer Leistung im Bereich 330 Wp würde das ein PV-Park mit ca. 300 PV-Modulen bedeuten. Die exakte Modellierung und Simulation des PV-Parks folgt im Kapitel Projektplanung eines PV-Parks zur Direkteinspeisung.

### 5.2.3 Besonderheiten der Komponenten

Sämtliche Komponenten des gesamten PV-Parks auf der DC-Seite wie die PV-Module, die Verkabelung, der Generatoranschlusskasten (Überspannungsschutz) sowie die Unterkonstruktion sind exakt identisch, wie bei konventionellen PV-Parks, die in das öffentliche 50-Hz-Stromnetz einspeisen. Dementsprechend ist eine genaue Auslegung dieser Komponenten an dieser Stelle nicht zielführend für das Projekt. Abweichungen zu konventionellen PV-Parks entstehen erst ab dem Wechselrichter. Dieser muss einphasigen Wechselstrom mit 16,7 Hz Frequenz erzeugen und stellt somit eine Besonderheit zu den größtenteils auf den Markt vertretenden 3AC 50 Hz Geräten dar.

Grundsätzlich gibt es von vielen etablierten Herstellern von PV-Wechselrichtern einphasige Modelle. Aufgrund der nach *VDE-AR-N 4105* festgelegten maximalen Anschlusscheinleistung von einphasigen Erzeugungseinheiten (Schieflastgrenze) von 4,6 kVA, werden bei größeren Anlagengrößen meistens dreiphasige Modelle verwendet, während einphasige Wechselrichter mit höheren Anschlussleistungen in der Regel selten Anwendung finden. Dementsprechend fällt der Großteil der einphasigen Wechselrichtermodelle auf dem Markt in verhältnismäßig kleinen Leistungsgrößen aus.

Beispielsweise gibt es von *Fronius* die Primo Baureihe, die ausschließlich einphasige Modelle mit Leistungsgrößen zwischen 3 kW (*Fronius Primo 3.0-1*) und 8,2 kW (*Fronius Primo 8.2-1*) Ausgangsnennleistung beinhaltet [40].

Eine vielversprechendere Modellreihe des Herstellers *Fronius* ist die *IG PLUS* Baureihe. Hier sind einphasige Modelle mit Leistungsgrößen zwischen 2,6 kW (*IG PLUS 25 V1*) und 10 kW (*IG PLUS 120 V1*) Ausgangsnennleistung verfügbar. Während der Planung des Projekts der SBB in Zürich Seebach (Inbetriebnahme: Februar 2020), waren Wechselrichtermodelle dieser Baureihe noch verfügbar (siehe Kapitel Schweizer Bundesbahn: Pilotprojekt in Zürich-Seebach. Es konnte das Modell *Fronius IG PLUS 120V 1* beschafft werden und vom Hersteller auf 16,7 Hz umprogrammiert werden. Aktuell (Stand: Februar 2022) können keine Angebote dieser Modellreihe von Fronius mehr gefunden werden. Es muss überprüft werden, ob der, vom Projektleiter des Pilotprojekts der SBB bereits erwartete Zeitpunkt, gekommen ist, an dem die Produktion dieser Modellreihe eingestellt wird. Auf Anfragen bezüglich der Baureihe *IG PLUS* sowie einer möglichen Umprogrammierung auf 16,7 Hz wurde seitens des Herstellers *Fronius* bislang nicht eingegangen. [32, 41]

Ebenso konnten auch von anderen etablierten Herstellern wie von SMA [42] oder SolarEdge [43] einphasige Modelle gefunden werden. Allerdings handelt es sich hierbei, aus den oben genannten Gründen, überwiegend um Modelle mit kleinen Leistungsgrößen. Außerdem ist hierbei eine mögliche Umprogrammierung der Frequenz auf 16,7 Hz seitens des Herstellers ebenso unklar.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass die Beschaffung einphasiger Wechselrichter grundsätzlich möglich ist, die meisten Modelle aufgrund ihrer typischen Anwendung allerdings verhältnismäßig kleine Leistungsgrößen aufweisen. Bei einer Realisierung des Projekts muss also entweder ein geeignetes einphasiges Modell (mit größerer Anschlussleistung) gefunden werden, oder eine größere Anzahl Modelle kleinerer Anschlussleistung auf mehrere PV-Strings verteilt werden. Des Weiteren bleibt jeweils zu klären, ob der Hersteller eine Umprogrammierung der Frequenz auf 16,7 Hz vornehmen kann.

### 5.3 Simulation eines PV-Parks mittels PV\*SOL

Wie im Kapitel Technische Umsetzung der Direkteinspeisung bereits untersucht wurde, eignet sich für den PV-Park, in Anbetracht aller untersuchten Aspekte, eine Leistungsgröße im Bereich 100 kWp. Außerdem wird der PV-Park an einen freien Abgang der Sammelschiene der 15-kV-Normschaltanlage des geplanten Schaltpostens an der Bahnhaltestelle Hürth-Kalscheuren angeschlossen. Da der exakte Standort des geplanten Schaltpostens aus betriebsrechtlichen Gründen nicht von der *DB Energie* veröffentlicht werden kann, wird die Annahme getroffen, dass dieser unmittelbar neben der Bahnhof *Hürth-Kalscheuren* errichtet wird. Bei genauer Betrachtung des Standorts des Bahnhofs *Hürth-Kalscheuren* kann eine große Fläche direkt neben dem Bahnhof (östlich) lokalisiert werden, die das Flächenpotenzial für die Errichtung eines PV-Parks aufweist (siehe Abbildung 27). [44]

Abbildung 28: : Kartenausschnitt der Haltestelle Hürth-Kalscheuren auf der Strecke 2630 mit benachbarter Freifläche [eigene Darstellung], [45]

Diese Freifläche kann in PV\*SOL implementiert werden, um mit der Simulation eine genaue Ertragsprognose für den gewählten Standort zu erhalten. Da es sich hierbei allerdings um eine

Machbarkeitsanalyse und nicht um eine umzusetzende Anlagenplanung handelt, kann auf eine exakte Auslegung aller Komponenten sowie im Zuge dessen eine wirtschaftliche Betrachtung verzichtet werden.

Dementsprechend werden für die Simulation die PV\*SOL Standardmodule (example monocrystalline v2) mit 300 Wp Nennleistung gewählt. Da es sich um eine große ebene Fläche handelt, ist mit keiner Verschattung zurechnen und die Module können idealerweise mit einem Neigungswinkel von 15° aufgeständert mit südlicher Ausrichtung installiert werden. Es werden 11 Reihen mit je 30 Modulen (also 330 Module insgesamt) und ausreichendem Abstand zueinander errichtet (siehe folgende Abbildung). Dies beansprucht eine Fläche von insgesamt 553,3 m<sup>2</sup>. [45]

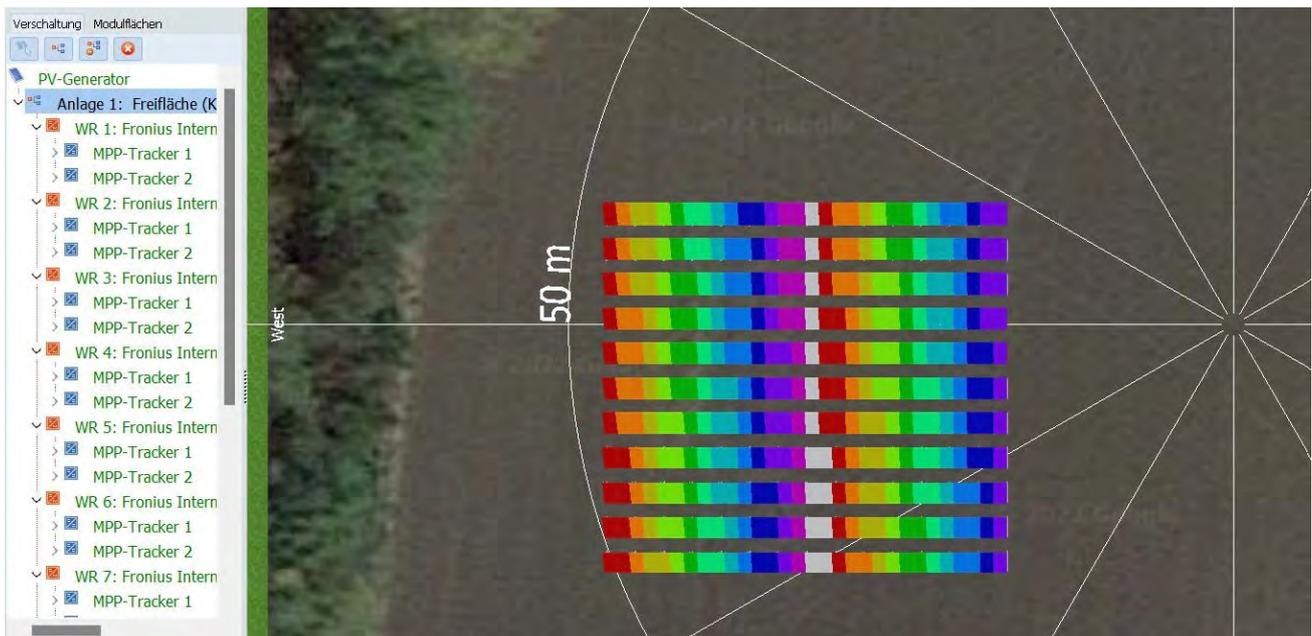


Abbildung 29: Simulierter PV-Generator in PV\*SOL mit Einfärbung der verschalteten Strings [45]

Für die Verschaltung ist die Wahl eines einphasigen Wechselrichters wichtig. Vom Hersteller Fronius kann das leistungsstärkste Modell Primo 8.2-1, welches bereits im Kapitel Besonderheiten der Komponenten gefunden und untersucht wurde, gewählt werden. Dieser Wechselrichter hat eine DC-Nennleistung von 8,4 kWp, eine DC-Nennspannung von 700 V und zwei MPP-Tracker. [45]

Es können somit jeweils 30 Module an einen Wechselrichter geschlossen werden. Hierbei werden jeweils 15 Module in Reihe an einen MPP-Tracker geschlossen und die beiden sich ergebenden Stränge am Wechselrichter parallelgeschaltet. Hieraus resultiert eine gleichmäßige Belastung der MPP-Tracker sowie eine Güte des Verkabelungsszenarios von mehr als 70% (Berechnung PV\*SOL). Die Spannungs- und Leistungstoleranzbereiche des Wechselrichters werden nicht überschritten. [45]

In Summe werden also 11 Wechselrichter mit einer Gesamtleistung von 92,4 kWp verbaut.

Die Simulation ergibt, dass der PV-Park mit gewählten Komponenten an dem gewählten Standort innerhalb eines Jahres einen Energieertrag von 91.328,32 kWh generiert. Abzüglich des Eigenverbrauchs des Wechselrichters bleibt ein jährlicher Energieertrag von 91.325 kWh, der in die Normschaltanlage des Schaltpostens eingespeist werden kann. Wie sich dieser Energieertrag auf die einzelnen Monate aufteilt veranschaulicht die folgende Ertragsprognose:

## 5 Projektplanung eines PV-Parks zur Direkteinspeisung

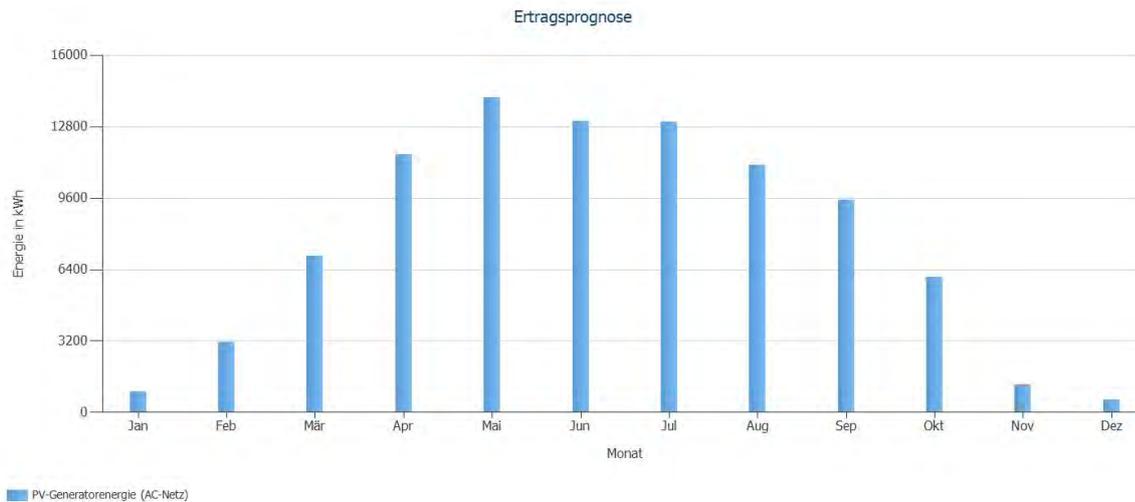


Abbildung 30: Prognostizierten Energieerträge nach Monaten [45]

Weitere Ergebnisse der Simulation sowie die exakten Einstellungen für diese sind im Anhang zusammengestellt.

### 5.4 Diskussion der Ergebnisse

Nach Vorplanung und Simulation des PV-Parks in Fahrleitungsnähe der Strecke 2630 kann zusammenfassend festgehalten werden, dass unter Berücksichtigung der gegebenen Kriterien eine Direkteinspeisung von PV-Strom in das Oberleitungsnetz der *Deutschen Bahn* umgesetzt werden kann.

Der gewählte **Anschluss** des PV-Generators an die Sammelschiene der 15-kV-Normschaltanlage des geplanten Schaltpostens an der Haltestelle Hürth-Kalscheuren kann, wie in Abbildung 25 dargestellt, vorgenommen werden. Hierbei stellt sich allerdings die Frage, ob unter anderen Voraussetzungen (vorhandene bekannte Nebenverbraucher in Fahrleitungsnähe statt geplanten neuen Schaltposten) eine andere Anschlussmethode effizienter wäre. Wie bereits erwähnt, könnte bei einer Einspeisung in die Sammelschiene von Nebenverbrauchern (z.B. Weichenheizanlage), der für den Nebenverbraucher bereits vorhandene Transformator (15kV/XX) mitbenutzt werden. Somit wäre bei höherer Verbraucherspannung des Nebenverbrauchers als Ausgangsspannung der Wechselrichter lediglich ein Transformator für das Umspannen auf das benötigte Spannungsniveau des Nebenverbrauchers nötig. Andernfalls, bei selben Spannungsniveau von Wechselrichter und Nebenverbraucher (230 V), kann der vorhandene Transformator (15kV/230V) für den PV-Anschluss mitgenutzt werden, welcher für eine Leistungsgröße im Bereich 100 kW geeignet ist. Es kann auf eine Neuanschaffung eines Transformators gänzlich verzichtet werden. Somit wäre dies die kosteneffizienteste Anschlussmöglichkeit.

Bei einer **maximalen Einspeiseleistung** im Bereich von ca. 100 kWp (**92,4 kWp PV-Generatormennleistung**) sind, nach Formel 1, keine für die Netzstatik relevanten Spannungsänderungen zu erwarten. Ebenso sind bei diesem Einspeiseleistungsbereich keine nennenswerten Frequenzänderungen im Fahrleitungsnetz oder im übergeordneten Bahnstromnetz zu erwarten. Hieraus resultiert, dass keine Regelmechanismen für den Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung benötigt werden.

Sowohl die schnelle (äquivalent zur Primärregelung im 50-Hz-Netz) als auch die langsame Regelung (äquivalent zur Sekundärregelung im 50-Hz-Netz) werden erst bei Leistungsschwankungen im Megawattbereich von der entsprechenden Netzleitstelle der *DB Energie* gefahren. Es kann konstatiert werden, dass bei einer, im Verhältnis zur Kurzschlussnennleistung am Anschlusspunkt, geringen Einspeiseleistungen zu 100% der erzeugten und eingespeisten Energie im Netzknoten verbraucht wird. Dies liegt einerseits an den verhältnismäßig großen (ein bis zweistelliger Megawattbereich) Leistungsentnahmen und -rückspeisungen der Triebfahrzeuge. Andererseits gibt es im betrachteten Netzknoten diverse Nebenverbraucher, die konstant Leistung beziehen, den Kölner Hbf mit vielen Oberleitungsabzweigen sowie ein grundsätzlich hohes Verkehrsaufkommen, wodurch die Einspeiseleistung des PV-Parks für die Leistungs- und Spannungshaltung im Netzknoten verhältnismäßig geringen Einfluss hat. Zusätzlich käme auch bei größeren Einspeiseleistungen hinzu, dass sich im Tagesverlauf die größten Energieerträge des PV-Parks zeitlich mit den größten Leistungsbezügen der Triebfahrzeuge im Fahrleitungsnetz decken, was potenziell aufkommenden Regelbedarf grundsätzlich verringert. Dies wird im Zuge des folgenden Fazits perspektivisch untersucht.

Um die prognostizierten Energieerträge der Simulation zu quantifizieren, kann berechnet werden, wie viele Zugkilometer hiermit gefahren werden können. Ein durchschnittlicher Verbrauchswert der *deutschen Bahn* liegt hier bei 17 kWh pro gefahrenen Kilometer des gesamten Zugs (einschließlich Strom, der für die Versorgung der Wagen von der Lok wieder abgegeben wird) [46]. Bei einem jährlichen Energieertrag von **91.325 kWh** können somit im Jahr **5.372 Zugkilometer** gefahren werden. Bei einer Streckenlänge von 33,956 km auf der *Strecke 2630* zwischen *Bonn Hbf* und *Köln Hbf* kann diese jährlich **158 mal** mit einem elektrischen Triebfahrzeug gefahren werden [47].

Für eine genauere Betrachtung kann dem Grundlagenbericht zum UmweltMobilCheck der *Deutschen Bahn* von 2020 die Verbrauchswerte der verschiedenen Zugmodelle pro Platzkilometer, also auf einen Sitzplatz pro gefahrenen Kilometer bezogen, entnommen werden:

Tabelle 8: Durchschnittliche Energieverbräuche verschiedener Triebfahrzeuge [48]

ICE <200 km/h	25 Wh/Platz-km
ICE >200 km/h	37 Wh/Platz-km
EC/IC	26 Wh/Platz-km
RE/RB/IRE	22 Wh/Platz-km
S-Bahn	21 Wh/Platz-km

Da auf der *Strecke 2630* zwischen Bonn und Köln mehrheitlich RE's, RB's und IC's und weniger ICE's fahren (und diese nie mit Hochgeschwindigkeit) kann ein Durchschnittswert von 24 Wh/Platzkilometer verwendet werden. Mit dem jährlich erzeugten Energieertrag von **91.325 kWh** können dann **3.805.208 Platzkilometer** jährlich gefahren werden.

Da das Zugaufkommen auf der Strecke nicht öffentlich zugänglich ist und die *DB Netz* diese Daten aus betriebsrechtlichen Gründen nicht weitergeben kann, kann aus diesen Quantifizierungen nicht

der Anteil der gesamten Zugkilometer und im Zuge dessen der Anteil des erzeugten PV-Stroms des gesamten auf der Strecke benötigten Traktionsstroms gebildet werden. Allerdings ist aufgrund des Verhältnisses der Kurzschlussnennleistung und der Einspeiseleistung am Anschlusspunkt die Annahme zu treffen, dass beide Anteile sehr gering ausfallen.

Des Weiteren kann betrachtet werden, wie viel Energie durch die PV-Direkteinspeisung in das Fahrleitungsnetz eingespart werden kann, im Gegensatz zu einer konventionellen PV-Einspeisung in das öffentliche 50-Hz-Stromnetz mit anschließendem Transport und Umwandlungen. Hierzu kann der Vergleich der Wirkungsgradketten dieser beiden Einspeisemöglichkeiten im Zuge des Schweizer Innovationsprojekts in Zürich-Seebach in Abbildung 18 betrachtet werden. Abzüglich der Verluste durch den Wechselrichter und den Transformator, die in beiden Szenarien identisch sind, resultiert eine Wirkungsgraddifferenz von 9% zwischen beiden Szenarien. Abzüglich der Verluste des Transformators (2% nach Wirkungsgradkette) können bei der Direkteinspeisung von den 91.325 kWh (1AC 16,7Hz 230V) insgesamt **89.498,5 kWh** in das Fahrleitungsnetz eingespeist werden. Um jährlich über dieselbe Energiemenge auch durch eine konventionelle Einspeisung ins öffentlichen 50-Hz-Stromnetz im Fahrleitungsnetz zu verfügen, muss ein Energieertrag von **97.553,4 kWh** am PV-Generator erzeugt werden. Somit können durch das Konzept der Direkteinspeisung bei dem simulierten PV-Park jährlich **8.054,9 kWh** eingespart werden. Außerdem würden sämtliche Leitungen, Umrichter oder Umformer sowie Transformatoren, die für den Energietransport und die Energieumwandlung gebraucht werden, weniger belastet werden.

## 6 Fazit und Ausblick

Nach Abschluss des PV-Park-Projekts zur Direkteinspeisung in das Fahrleitungsnetz der *Deutschen Bahn* kann die Machbarkeit dessen ausdrücklich nachgewiesen werden. Bei einer verhältnismäßig geringen Einspeiseleistung im Bereich um die 100 kWp sind an keinem Netzknoten im Fahrleitungsnetz (selbst bei geringster Kurzschlussnennleistung von 30 MVA nach *DB Energie* und *Fraunhofer IWES*, siehe Kapitel Bemessung der Leistungsgrenze für Direkteinspeisung in das 15kV-Fahrleitungsnetz) Frequenz- oder Spannungsschwankungen zu erwarten, die mittels schneller Regelung ausgeglichen werden müssten.

Mit Ausblick auf potenzielle Direkteinspeisungen in das Fahrleitungsnetz mit höheren Leistungsgrößen (bzw. mehrere Einspeisungen an einem Netzknoten) kann an dieser Stelle in Bezug auf mögliche Regelmechanismen ein Vergleich zum öffentlichen 50-Hz-Stromnetz gezogen werden: Um die Netzstatik aufrechtzuerhalten müssen nach VDE-AR-N 4105 PV-Anlagen mit einer größeren Nennleistung als 25 kWp aus der Ferne vom Netzbetreiber nicht nur abschaltbar, sondern deren Einspeiseleistung auch hoch-/ und runterregelbar sein. Hierfür ist es verpflichtend einen Rundsteuerempfänger zu installieren. Ab einer Leistungsgröße der PV-Anlage von mehr als 100 kWp müssen zusätzlich auch die Daten der IST-Einspeisung mit einer Übertragungseinheit (GPRS-Modem) dem Netzbetreiber übermittelt werden. Diese Möglichkeiten zur Netzstabilisierung können bei zukünftigen PV-Park-Projekten zur Direkteinspeisung in das Fahrleitungsnetz mit perspektivisch höheren Einspeiseleistungen in Betracht gezogen werden. Somit kann die Einspeiseleistung von PV-Parks mit Leistungen im Megawattbereich (oder mehreren PV-Parks an einem Netzknoten) dynamisch und stufenlos gemäß der Frequenz-Wirkleistungs-Kennlinie des Netzes geregelt werden, was zu einer stabileren Frequenzhaltung führt. [49]

Für eine stabilere Spannungshaltung im 50-Hz-Stromnetz müssen dezentrale Erzeugungsanlagen (PV-Anlagen) ab einer Nennleistung von 13,8 kVA nach VDE-AR-N 4105 Blindleistung bereitstellen. Der Wechselrichter muss dann Blindleistung in Höhe von  $\cos(\Phi)=0,9$  bereitstellen können. Vor Erneuerung der Norm (2018) war die Höhe der einzuspeisenden Blindleistung abhängig von der eingespeisten Wirkleistung. Seit 2018 ist die einzuspeisende Blindleistung abhängig von der Spannung am Einspeisepunkt. Auch diese Regelung kann perspektivisch für die Integration von PV-Direkteinspeisungen ins Fahrleitungsnetz in Betracht gezogen werden. Durch die Bereitstellung von Blindleistung der Wechselrichter kann dann auch bei höheren Einspeiseleistungen (oder mehreren PV-Parks an einem Netzknoten) die Spannungsqualität am Netzanschlusspunkt aktiv und dynamisch gehalten werden. [49]

Wie bereits erwähnt, eignet sich die Technologie Stromerzeugung aus Photovoltaik gut zur Erzeugung von Traktionsstrom. Dies liegt an der Differenz zwischen Tages- und Nachtlast im Bahnstromnetz: Tagsüber besteht ein höheres Zugaufkommen und somit ein erhöhter Leitungsbedarf im Netz. Dieser erhöhte Bedarf kann direkt mittels Stromerzeugung aus Photovoltaik gedeckt werden. Hierzu kann bei zukünftigen Projekten der Lastgang eines bestimmten Netzknotens (über den Tagesverlauf) mit dem Erzeugerprofil eines PV-Generators (über den Tagesverlauf) überlagert werden und die Parallelitäten untersucht werden. [33]

Perspektivisch muss hierbei allerdings auch die Differenz zwischen PV-Energieerträgen im Sommer und im Winter betrachtet werden. Bei dem simulierten PV-Park am gewählten Standort wird deutlich, dass die Energieerträge in den Monaten zwischen April und September ein Vielfaches höher sind als in den Wintermonaten (siehe Abbildung 30). Dies müsste für zukünftige Projekte im Zuge einer Lastsimulation genauer untersucht werden. Als Ausgleich für die ertragsarmen Wintermonate kann ebenfalls die Integration von Windenergieanlagen, die, aufgrund höhere Windhöffigkeit im Winter, höhere Energieerträge in den Wintermonaten generieren.

Ein weiterer positiver Aspekt durch Direkteinspeisung in das Fahrleitungsnetz, der betrachtet werden kann, ist der verringerte Strombezug aus dem öffentlichen 50-Hz-Stromnetz. Auch wenn grundsätzlich immer ein Energiebedarf aus dem 50-Hz-Stromnetz technisch notwendig ist (z.B. um Blockausfälle von Bahnstromkraftwerken auszugleichen oder auch für Bereitstellung von Regelenergie wie schnelle Regelung (vgl. Kapitel Netzstatik und Regelungskonzept), kann dieser durch Erhöhung von Eigenenergieproduktion (Stand von 2019: 70%) im Bahnstromnetz verringert werden. Hierdurch lässt sich nicht nur, wie bei der Diskussion der Ergebnisse festgestellt, 9% der erzeugten Energie einsparen, sondern sämtliche Betriebsmittel (Leitungen, Umformer/Umrichter, Transformatoren) erfahren auch eine geringere Belastung, was in einer höheren Lebensdauer resultieren kann. Außerdem kann durch einen geringeren Strombezug aus dem 50-Hz-Stromnetz im Hinblick auf die Netzkopplung der beiden Netze, die Schaltung der Speisetransformatoren in Umformer-/Umrichterwerken weniger aufwändig ausgeführt (Ausgleich von asymmetrischer Belastung) und die Leistung dieser geringer ausgelegt werden, was ebenfalls Kosten einsparen kann. Um diese Annahmen allgemein zu verifizieren, müssen diesbezüglich auch wirtschaftliche Untersuchungen durchgeführt werden.

Mit Blick auf weitere potenzielle Projekte zur PV-Direkteinspeisung in das Fahrleitungsnetz der *Deutschen Bahn* kann auf eine Potenzialanalyse des *Fraunhofer IWES* verwiesen werden. Hierbei wurde auf Basis umfangreicher GIS-Daten eine großräumige Verteilung von PV-Anlagen (110 m beidseitig entlang des Schienennetzes) abhängig der lokalen Verbrauchsstruktur simuliert und untersucht. Hierbei konnten Ausgleichseffekte der PV-Anlagen sowie Abstriche von Volllaststunden durch die Nutzung ertragsschwächerer Standorte nachgewiesen werden. Ebenso wurde deutlich, dass auch bei einer großräumigen Verteilung der Anlagen ein Netzausbau bzw. Netzverstärkung nicht auszuschließen ist. Als Ergebnis konnte festgehalten werden, dass in Anbetracht der Flächennutzbarkeit entlang des Schienennetzes ein Gesamtpotenzial von 127 GW PV-Leistung vorhanden ist. Wenn hierbei allerdings lediglich die EEG-Freiflächen genutzt werden, die maximal 4 km vom nächstgelegenen Unterwerk entfernt sind (Netzanschlussrestriktionen des Fraunhofer IWES), ergibt sich ein technisches Potenzial von 2,5 GW. Die PV-Anlagen hätten dann im Mittel mehr als 980 Volllaststunden. [18]

Politisch kann das Konzept der PV-Direkteinspeisung in das Fahrleitungsnetz als Möglichkeit gesehen werden energieeffizient die Sektoren Mobilität und Stromerzeugung zu koppeln. Hierdurch können Klimaschutzziele der *Bunderegierung* und der *Deutschen Bahn* im Hinblick auf die Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen und Erhöhung des Erneuerbaren Energien Anteils am Strommix zukünftig leichter erreicht werden. Allerdings sind hierfür die konkreten Regelungen bezüglich Abrechnungssystemen und Netzanschluss seitens der Politik noch zu treffen.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass eine PV-Direkteinspeisung in das Fahrleitungsnetz technisch möglich ist und es hierzu in Deutschland genügend Flächenpotenziale gibt. Bezüglich des Netzanschlusses könnten bei höheren Einspeiseleistungen und aufkommendem Regelbedarf, verschiedene Regelungen aus dem 50-Hz-Netz (Niederspannung) wie die Fernregelbarkeit mittels Rundsteuerempfänger übernommen werden. Diese müssten allerdings nach Etablierung dieser Technologie mit dem Netzbetreiber *DB Energie* abgestimmt und einheitlich festgelegt werden. Neben Energieeinsparung durch Verringerung von Transport- und Umwandlungsverlusten, kann auch die geringere Belastung der Betriebsmittel beim Strombezug aus dem 50-Hz-Netz als positiv gesehen werden. Dies gilt es allerdings im Zuge einer wirtschaftlichen Betrachtung für potenzielle zukünftige Projekte in diesem Bereich nachzuweisen.

### Literatur

- [1] Bundesumweltamt, *Treibhausgasemissionen in Deutschland nach Sektoren des Klimaschutzgesetzes in den Jahren 1990 bis 2020 und Prognose für 2030*. [Online]. Verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1241046/umfrage/treibhausgasemissionen-in-deutschland-nach-sektor/> (Zugriff am: 23. Februar 2022).
- [2] Bundesverfassungsgericht, *Verfassungsbeschwerden gegen das Klimaschutzgesetz teilweise erfolgreich*. Pressemitteilung Nr. 31/2021. Karlsruhe, 2021.
- [3] *Bundes-Klimaschutzgesetz: KSG*, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/ksg/index.html#BJNR251310019BJNE000900000>
- [4] Bundesumweltamt, *Energiebedingte Treibhausgasemissionen durch den Verkehr in Deutschland in den Jahren 1990 bis 2020*. [Online]. Verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/12174/umfrage/energiebedingte-treibhausgasemissionen-durch-verkehr-seit-1990/> (Zugriff am: 23. Februar 2022).
- [5] Bundesregierung, „Klimaschutz Sofortprogramm 2022“, 23. Juni 2021.
- [6] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, *Das neue Klimaschutzgesetz - Jahresemissionsmengen nach Bereichen bis 2030*. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.bmu.de/fileadmin/Daten\\_BMU/Bilder\\_Sharepics/mehrklimaschutz/sectorziele\\_emissionen.pdf](https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Bilder_Sharepics/mehrklimaschutz/sectorziele_emissionen.pdf) (Zugriff am: 23. Februar 2022).
- [7] Bundesfinanzministerium, „Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050“, 2. Okt. 2019.
- [8] K. Sodomann, *Wie "grün" ist die Bahn wirklich*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/unternehmen/deutsche-bahn-klimaschutz-oekostrom-101.html> (Zugriff am: 22. Februar 2021).
- [9] S. Stötzel, *Neues Ziel 2040: Die Deutsche Bahn wird zehn Jahre früher klimaneutral*. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.deutschebahn.com/de/presse/suche\\_Medienpakete/medienpaket\\_klimaschutzziel-6854260?](https://www.deutschebahn.com/de/presse/suche_Medienpakete/medienpaket_klimaschutzziel-6854260?)
- [10] Bundesministerium für Digitales und Verkehr, „Mit der Elektrobahn klimaschonend in die Zukunft – Das Bahn-Elektifizierungsprogramm des Bundes“, Bundesministerium für Digitales und Verkehr, 12. März 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/E/schiene-aktuell/elektrobahn-klimaschonend-zukunft-bahn-elektifizierungsprogramm.html>. Zugriff am: 23. Februar 2022.
- [11] Jens-Oliver Voß, *Beschlüsse des Klimakabinetts stärken die Eisenbahn in Deutschland*. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.deutschebahn.com/de/presse/suche\\_Medienpakete/Beschluesse-des-Klimakabinetts-staerken-die-Eisenbahn-in-Deutschland-6854264?qli=true&1.=&pageNum=1&contentId=1204722](https://www.deutschebahn.com/de/presse/suche_Medienpakete/Beschluesse-des-Klimakabinetts-staerken-die-Eisenbahn-in-Deutschland-6854264?qli=true&1.=&pageNum=1&contentId=1204722)
- [12] Deutsche Bahn AG, „Deutsche Bahn Daten & Fakten 2019: Strategie Starke Schiene“, Stuttgart, 25. März 2019.
- [13] DB Energie GmbH, *DB Energie – Strom für die Deutsche Bahn: Anteil der erneuerbaren Energien steigt auf 57 Prozent • 80 Prozent Ökostromanteil bis 2030 • Lösungen für alternative Antriebe*. Berlin, 2018. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.dbenergie.de/resource/blob/3528740/dfe99555fe2ded3702e36a3b41b5b8fd/1118\\_80Prozent-data.pdf](https://www.dbenergie.de/resource/blob/3528740/dfe99555fe2ded3702e36a3b41b5b8fd/1118_80Prozent-data.pdf)
- [14] DB Energie GmbH, „Regelungen für den Zugang zum Bahnstromnetz der DB Energie GmbH“. -Konsultationsfassung 2019-, 2019.
- [15] A. Stephan, S. Hammer, A. Albrecht, M. Holfeld und S. Körner, „Machbarkeitsstudie zur Verknüpfung von Bahn- und Energieleitungsinfrastruktur“. Professur, Institut für Bahnfahrzeuge und Bahntechnik, Technische Universität Dresden, Dresden, 2012.
- [16] Z. Filipovic, Hg., *Elektrische Bahnen: Grundlagen, Triebfahrzeuge, Stromversorgung*, 2. Aufl. Berlin: Springer-Verlag, 1992.
- [17] Ebhardt Stefan, M. Ruch und W. Hunger, „Schaltungsaufbau im 16,7-Hz-Oberleitungsnetz bei DB Netz“, *Elektrische Bahnen*, Jg. 102, Nr. 4, S. 150–163, 2004.
- [18] N. Gerhardt, B. Valov, T. Trost und T. Degner, „Bahnstrom Regenerativ - Analyse und Konzepte zur Erhöhung des Anteils der Regenerativen Energie des Bahnstroms“, Fraunhofer IWES, Kassel, 2011.
- [19] C. Linder und R. Heinze, „Umstellung der Sollfrequenz im zentralen Bahnstromnetz von 16 2/3 Hz auf 16,7 Hz“, *Elektrische Bahnen*, Jg. 100, Nr. 12, S. 447–454, 2002.
- [20] DB Energie GmbH, „Regelungen für den Zugang zum Bahnstromnetz der DB Energie GmbH“. - Konsultationsfassung Zugangsmodell -, 7. Mai 2012.
- [21] A. I. Gukow, F. Kießlich, R. Puschmann, A. Schmieder und P. Schmidt, Hg., *Fahrleitungen elektrischer Bahnen: Planung Berechnung Ausführung*. Stuttgart: B.G. Teubner Stuttgart, 1997.

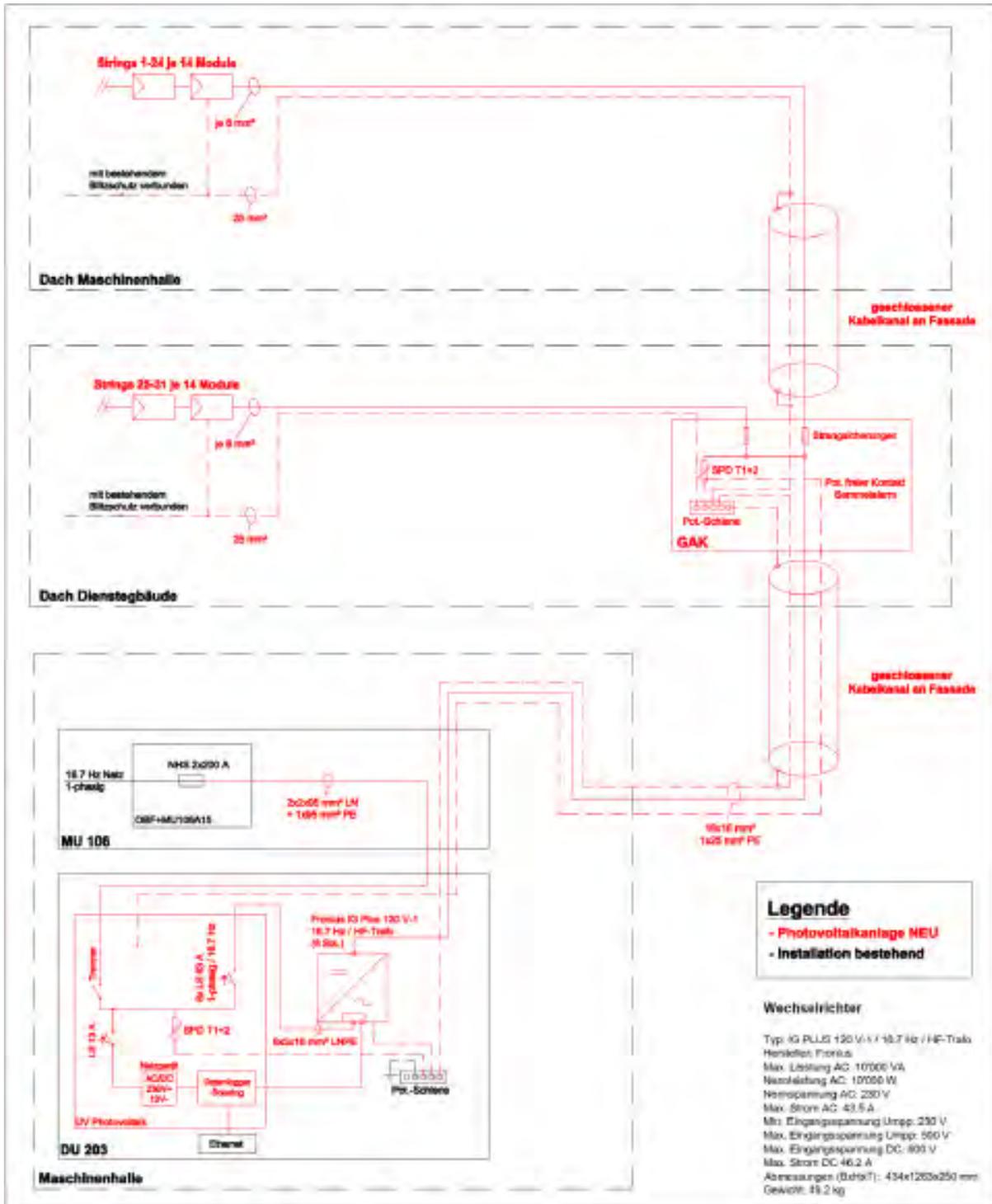
- [22] P. Häse, „Moderne Simulationswerkzeuge für elektrische Fahrzeugantriebe“, *Elektrische Bahnen*, Jg. 102, Nr. 10, S. 439–445, 2004.
- [23] K. Mitusch, „Netzrückspeisung bei Schienenfahrzeugen mit Elektrotraktion“, Karlsruhe Institut für Technologie, 7. März 2017. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.forschungsinformationssystem.de/servlet/is/342892/>. Zugriff am: 23. Februar 2022.
- [24] W. Evers, „Elektrische Bahnen: Vorlesung von Prof. Dr. Wolfgang Evers“, Technische Hochschule Köln, Köln, 2021.
- [25] J. Prem, S. Haas und K. Heckemanns, „Wirbelstrombremse im ICE 3 als Betriebsbremssystem hoher Leistung - Teil 1“, *Elektrische Bahnen*, Jg. 102, Nr. 7, S. 283–289, 2004.
- [26] R. Strietzel und J. Bosch, „Energiebedarf von Nebenverbrauchern im Bahnenergieversorgungsnetz“, *Elektrische Bahnen*, Jg. 113, Nr. 8, S. 400–402, 2015.
- [27] H. Paul und L. Westphal, „Brennstoffzelle und duale USV: Innovative Stromversorgung für Bahn-Signalanlagen“, *elektronik industrie*, Nr. 11, S. 94–97, 2010.
- [28] T. Schütte und U. Behmann, „Erneuerbare Energie für Bahnnetze: Möglichkeiten für die Einspeisung mittels Standardschaltanlagen“, *Bulletin SEV/VSE*, 11/2016, S. 34–36, 2016.
- [29] *Bahnwendungen-Speisespannungen von Bahnnetzen*, DIN EN 50163, Deutsches Institut für Normung e.V., Sep. 2014. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.normenbibliothek.de/vde-xaveropp/normenbibliothek/start.xav?start=%2F%2F%5B%40attr\\_id%3D%270100228%27%5D&origin=link&hlf=xaver.component.Hitlist\\_0&tf=xaver.component.Text\\_0&ssinst=D41AF8A7&SID=#\\_\\_normenbibliothek\\_\\_%2F%2F%5B%40attr\\_id%3D%270100228%27%5D\\_\\_1645694514501](https://www.normenbibliothek.de/vde-xaveropp/normenbibliothek/start.xav?start=%2F%2F%5B%40attr_id%3D%270100228%27%5D&origin=link&hlf=xaver.component.Hitlist_0&tf=xaver.component.Text_0&ssinst=D41AF8A7&SID=#__normenbibliothek__%2F%2F%5B%40attr_id%3D%270100228%27%5D__1645694514501)
- [30] T. Schütte, „Solarkraftwerk für 16,7-Hz-Bahnenergie“, *Elektrische Bahnen*, Jg. 113, 6-7, S. 282–284, 2015.
- [31] T. Köck und V. Ernst, „Photovoltaikanlage in der Bahnenergieversorgung der ÖBB“, *Elektrische Bahnen*, Jg. 119, Nr. 10, S. 395–399, 2021.
- [32] J. Bosch, „16,7-Hz-Photovoltaikanlage mit innovativer Direkteinspeisung“, *Elektrische Bahnen*, Jg. 119, Nr. 4, S. 130–133, 2021.
- [33] J. Bosch, „Innovative Direkteinspeisung von Photovoltaikstrom in das Bahnstromnetz“, Bundesamt für Verkehr BAV, Bern, 5. Feb. 1021.
- [34] D. Wolff und Schult J., „Photovoltaikanlage zur Einspeisung in das Fahrleitungsnetz der üstra Hannover“, *Elektrische Bahnen*, Jg. 98, 5/6, S. 207–213, 2000.
- [35] B. Betz, „Bankset Energy veröffentlicht Gigawattpläne für Photovoltaik auf Bahnschienen weltweit“, PV Magazine, 10. Okt. 2018. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.de/2018/10/10/bankset-energy-veroeffentlicht-gigawattplaene-fuer-photovoltaik-auf-bahnschienen-weltweit/>. Zugriff am: 23. Februar 2022.
- [36] S. Enkhardt, „TÜV Rheinland prüft Potenzial von Photovoltaik-Anwendungen an und in Schienenwegen“, 20. Dez. 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.de/2021/12/20/tuev-rheinland-prueft-potenzial-von-photovoltaik-anwendungen-an-und-in-schienenwegen/>. Zugriff am: 23. Februar 2022.
- [37] S. Schulz, „Sonnenstrom vom Bahngleis“, *DER SPIEGEL*, Nr. 35, S. 61, 2021.
- [38] *OpenRailWayMap*. OpenStreetMap Foundation. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.openrailwaymap.org/>
- [39] C. Herper, „15-kV-Streckenspeiseplan“, DB Energie GmbH, 2022.
- [40] Fronius International GmbH, „Fronius Primo: Der kommunikative Wechselrichter für optimiertes Energiemanagement“, Fronius International GmbH.
- [41] Fronius International GmbH, „Fronius IG Plus, 70 V / 80 V / 100 V / 120 V / 150 V: Bedienungsanleitung Netzgekoppelter Wechselrichter“, Fronius International GmbH, 31. Dez. 2014.
- [42] SMA Solar Technology, *SMA Sunny Boy 3.0-1AV-41*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.estg.eu/de-de/sunny-boy-3-0-1av-41/> (Zugriff am: 23. Februar 2022).
- [43] SolarEdge, *SolarEdge 1PH Wechselrichter, 8.0kW, HD-Wave-Technologie, mit SetApp-Konfiguration*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.estg.eu/de-de/solaredge-inverter-1ph-8-0kw-hd-wave-technology-20-c-with-setapp-configuration/> (Zugriff am: 23. Februar 2022).
- [44] Google LLC, *Google maps*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.google.com/maps> (Zugriff am: 23. Februar 2022).
- [45] *PV\*SOL. PV\*SOL premium 2022 (R4)*. Valentine Software GmbH, 2022. [Online]. Verfügbar unter: <https://valentin-software.com/downloads/>
- [46] S. Fassbinder, „Wie Energie-effizient ist der Bahnverkehr wirklich?: Und könnte er vielleicht noch wesentlich effizienter sein?“, Technische Universität Berlin; Deutsches Kupferinstitut, 31. Juli 2010. [Online]. Verfügbar unter:

[https://www.ews.tu-berlin.de/fileadmin/fg98/papers/2019/EWS\\_200113\\_BahnEffizienz.pdf](https://www.ews.tu-berlin.de/fileadmin/fg98/papers/2019/EWS_200113_BahnEffizienz.pdf). Zugriff am: 23. Februar 2022.

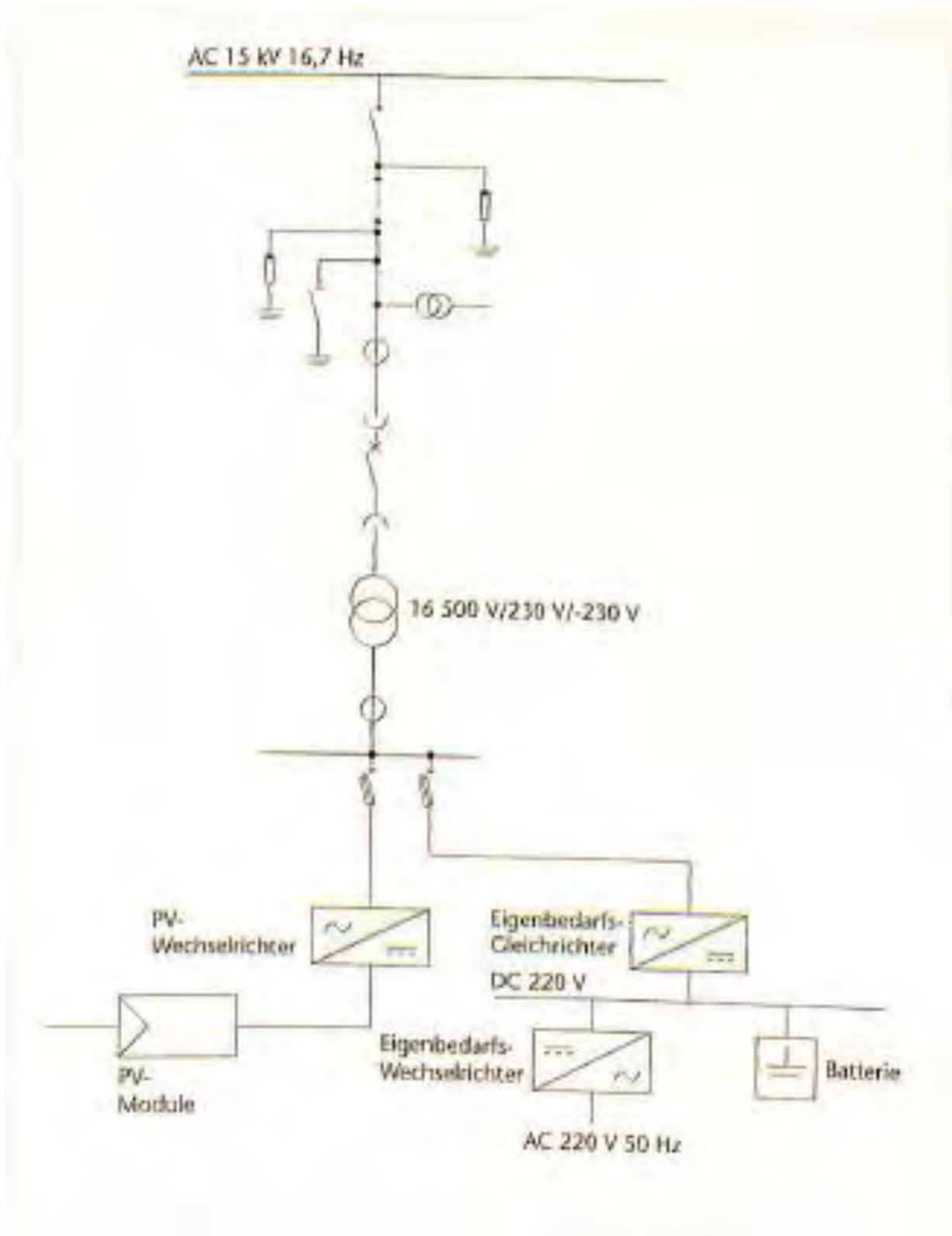
- [47] A. Joost, *NRWbahnarchiv*. [Online]. Verfügbar unter: <http://nrwbahnarchiv.bplaced.net/strecken/2630.htm> (Zugriff am: 23. Februar 2022).
- [48] Deutsche Bahn AG, „Grundlagenbericht zum UmweltMobilCheck“, DB Regio AG; Deutsche Bahn AG, Juni 2020. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bahn.de/wmedia/view/mdb/media/intern/umc-grundlagenbericht.pdf>. Zugriff am: 23. Februar 2022.
- [49] *Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*, VDE-AR-N 4105, Deutsches Institut für Normung e.V., Okt. 2020. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.normenbibliothek.de/vde-xaveropp/normenbibliothek/start.xav#\\_\\_normenbibliothek\\_\\_%2F%2F\\*%5B%40attr\\_id%3D%270100592%27%5D\\_\\_1646147819935](https://www.normenbibliothek.de/vde-xaveropp/normenbibliothek/start.xav#__normenbibliothek__%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%270100592%27%5D__1646147819935)

## 7 Anhang

Anlagenschema der PV-Anlage zur Direkteinspeisung der SBB in Zürich-Seebach:



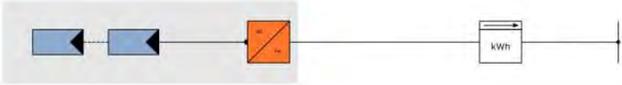
Anlagenschema der PV-Anlagen zur Direkteinspeisung der ÖBB in Ladendorf und Kottingneusiedl:



## Voreinstellungen der Simulation mit PV\*SOL:

### Anlagenart, Klima und Netz

Anlagenart  
3D, Netzgekoppelte PV-Anlage



Planungsart  
 3D-Planung verwenden

Zeitschritt der Simulation  
 1 Stunde (schnellere Simulation)  
 1 Minute (genauere Simulation)

Klimadaten

Land: Deutschland Standort: Köln (1995-2012, DWD)

Breitengrad	50° 56' 28" (50,94°)	Jahressumme der Globalstrahlung	1023 kWh/m <sup>2</sup>
Längengrad	6° 57' 23" (6,96°)	Jahresmittel der Temperatur	12,1 °C
Zeitzone	UTC+1		
Zeitraum	1995 - 2012		
Quelle	DWD		

[Simulationsparameter](#)

AC-Netz

Eingeben

Spannung (N-L1)	230 V
Anzahl Phasen	1-phasig
cos φ	1
Einspeiseabregelung	Nein

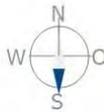
Moduldaten

Hersteller: Example  
 Modell: 300 Wp - Si monocrystalline  
 Nennleistung: 300 W

Modulanzahl: 330 Leistung 99 kWp

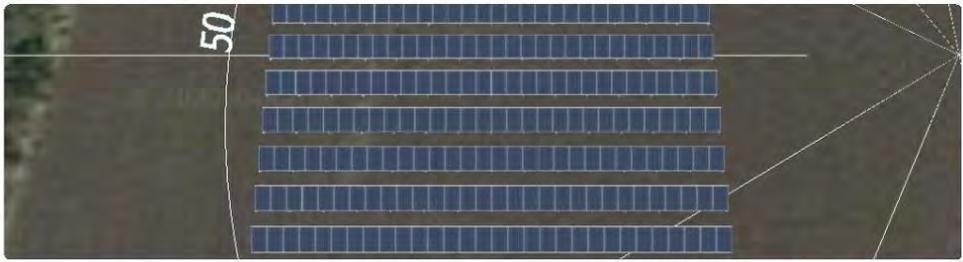
Ausrichtung: 180° Azimut 0°

Neigung: 15°

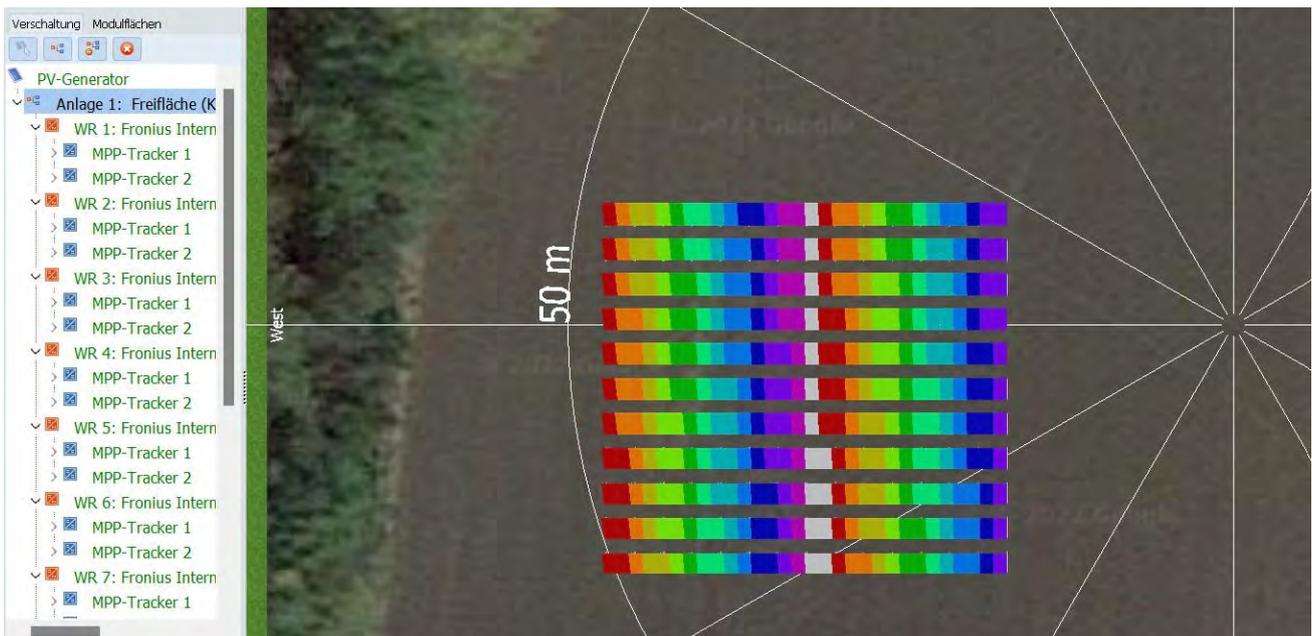
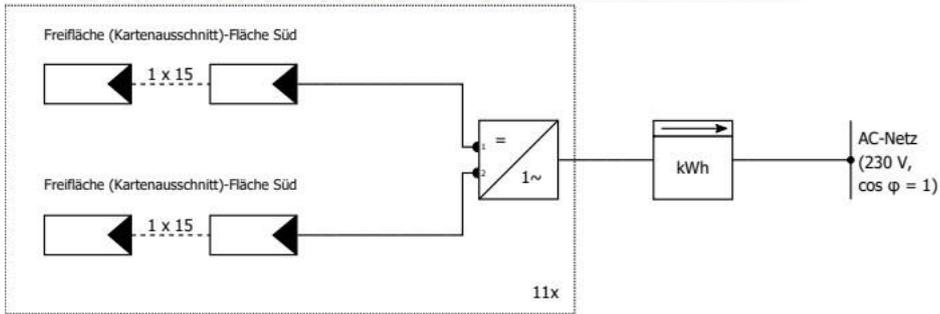


Einbausituation: Aufgeständert - Freifläche [Weitere Parameter](#)

Diffusabschattung: 11,2%



# 7 Anhang



Ergebnisse der Simulation mit PV\*SOL:

## Projektübersicht



Abbildung: Übersichtsbild, 3D-Planung

## PV-Anlage

### 3D, Netzgekoppelte PV-Anlage

Klimadaten	Köln, DEU (1995 - 2012)
Quelle der Werte	DWD
PV-Generatorleistung	99 kWp
PV-Generatorfläche	553,3 m <sup>2</sup>
Anzahl PV-Module	330
Anzahl Wechselrichter	11

# Simulationsergebnisse

## Ergebnisse Gesamtanlage

PV-Anlage	
PV-Generatorleistung	99,00 kWp
Spez. Jahresertrag	921,13 kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad (PR)	81,38 %
Ertragsminderung durch Abschattung	8,7 %/Jahr
Netzeinspeisung	91.325 kWh/Jahr
Netzeinspeisung im ersten Jahr (inkl. Moduldegradation)	91.325 kWh/Jahr
Standby-Verbrauch (Wechselrichter)	136 kWh/Jahr
Vermiedene CO <sub>2</sub> -Emissionen	42.860 kg/Jahr



Abbildung: Energiefluss

## Modulflächen

### 1. Modulfläche - Freifläche (Kartenausschnitt)-Fläche Süd

#### PV-Generator, 1. Modulfläche - Freifläche (Kartenausschnitt)-Fläche Süd

Name	Freifläche (Kartenausschnitt)-Fläche Süd
PV-Module	330 x 300 Wp - Si monocrystalline (v2)
Hersteller	Example
Neigung	15 °
Ausrichtung	Süden 180 °
Einbausituation	Aufgeständert - Freifläche
PV-Generatorfläche	553,3 m <sup>2</sup>

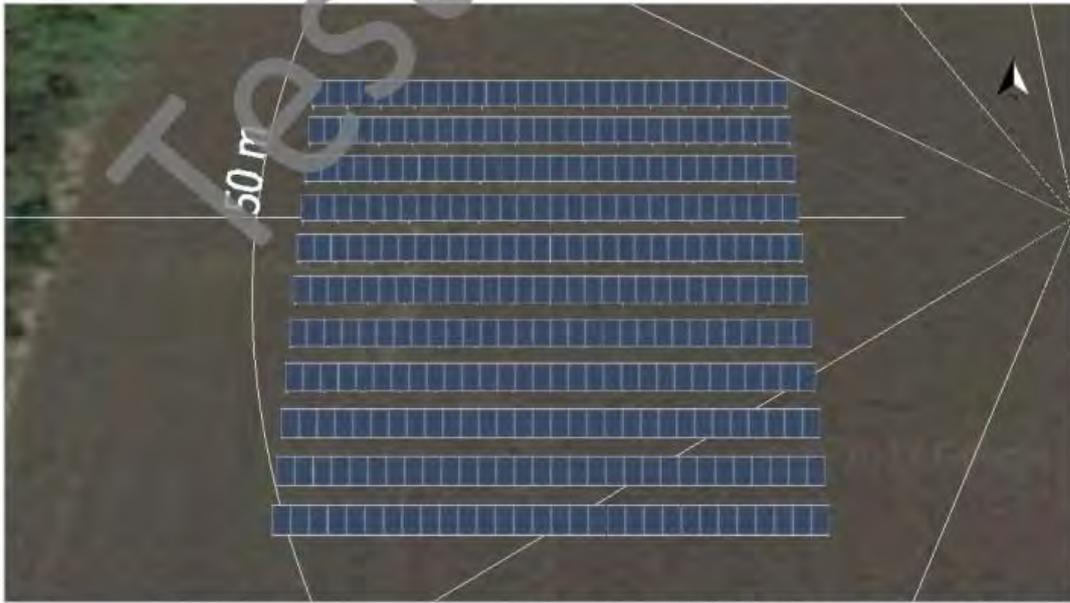


Abbildung: 1. Modulfläche - Freifläche (Kartenausschnitt)-Fläche Süd

## Horizontlinie, 3D-Planung



Abbildung: Horizont (3D-Planung)

## Wechselrichterverschaltung

## Verschaltung 1

Modulfläche	Freifläche (Kartenausschnitt)-Fläche Süd
Wechselrichter 1	
Modell	FRONIUS Primo 8.2-1 (v2)
Hersteller	Fronius International
Anzahl	11
Dimensionierungsfaktor	109,8 %
Verschaltung	MPP 1: 1 x 15 MPP 2: 1 x 15

## Ertragsprognose

## Ertragsprognose

PV-Generatorleistung	99,00 kWp
Spez. Jahresertrag	921,13 kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad (PR)	81,38 %
Ertragsminderung durch Abschattung	8,7 %/Jahr
Netzeinspeisung	91.325 kWh/Jahr
Netzeinspeisung im ersten Jahr (inkl. Moduldegradation)	91.325 kWh/Jahr
Standby-Verbrauch (Wechselrichter)	136 kWh/Jahr
Vermiedene CO <sub>2</sub> -Emissionen	42.860 kg/Jahr

## Wirtschaftlichkeit

## Ihr Gewinn

Gesamte Investitionskosten	148.500,00 €
Gesamtkapitalrendite	0,00 %
Amortisationsdauer	Mehr als 20 Jahre
Stromgestehungskosten	0,0864 €/kWh
Bilanzierung / Einspeisekonzept	Volleinspeisung

**Energieertrag nach DIN 15316-4-6**

Januar	1738,2 kWh
Februar	2382 kWh
März	5813,9 kWh
April	10962,7 kWh
Mai	13246,1 kWh
Juni	13978,9 kWh
Juli	12586,8 kWh
August	10788,7 kWh
September	7366,5 kWh
Oktober	4615,2 kWh
November	1798,1 kWh
Dezember	1018,9 kWh
<b>Jahreswert</b>	<b>86.296,2 kWh</b>

Randbedingungen:

Klimadaten nach DIN V 18599-10

FREIFLÄCHE (KARTENAUSSCHNITT)-FLÄCHE SÜD

Systemleistungsfaktor: 0,8

Peakleistungskoeffizient: 0,182

Ausrichtung: Süd

Neigung: 0°

**Energieertrag für EnEV****Energieertrag nach DIN 15316-4-6**

Januar	1738,2 kWh
Februar	2382 kWh
März	5813,9 kWh
April	10962,7 kWh
Mai	13246,1 kWh
Juni	13978,9 kWh
Juli	12586,8 kWh
August	10788,7 kWh
September	7366,5 kWh
Oktober	4615,2 kWh
November	1798,1 kWh
Dezember	1018,9 kWh
<b>Jahreswert</b>	<b>86.296,2 kWh</b>

Randbedingungen:

Klimadaten nach DIN V 18599-10

FREIFLÄCHE (KARTENAUSSCHNITT)-FLÄCHE SÜD

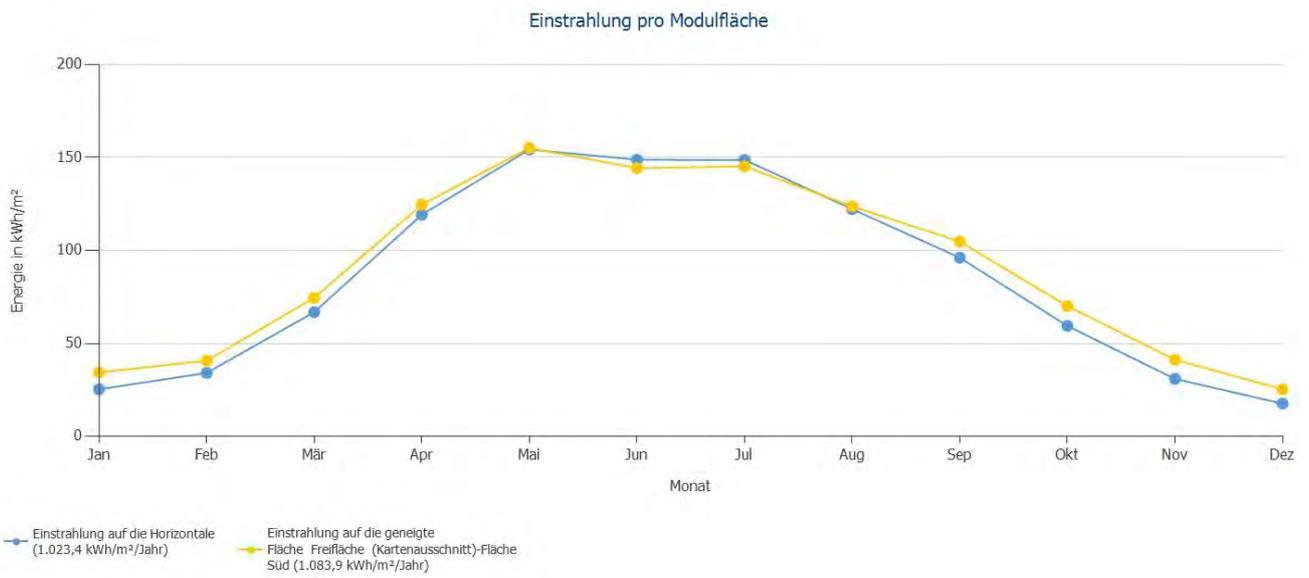
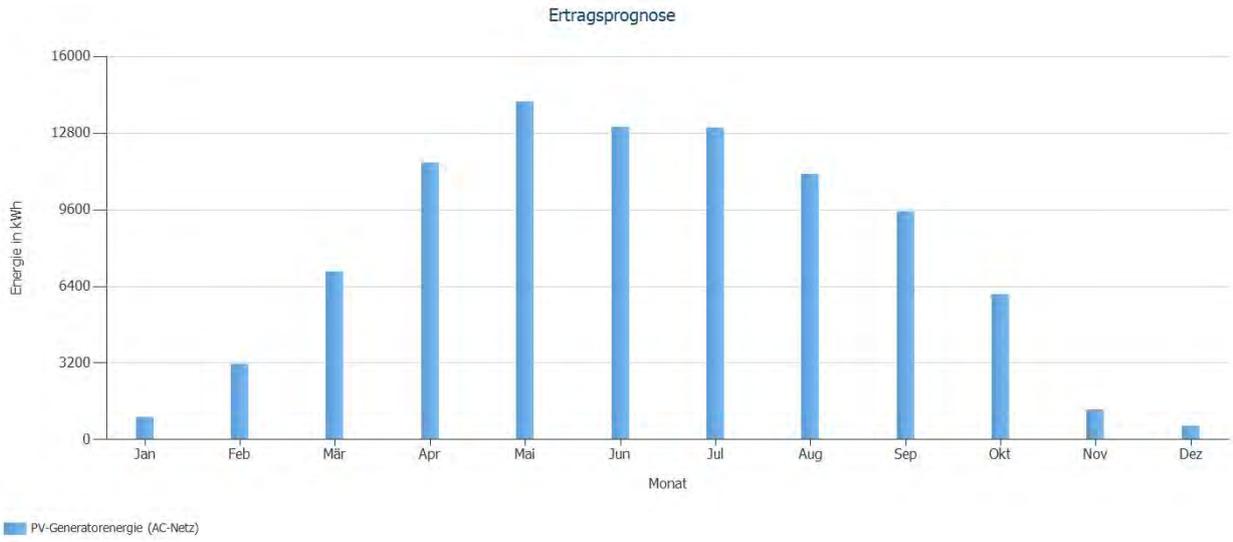
Systemleistungsfaktor: 0,8

Peakleistungskoeffizient: 0,182

Ausrichtung: Süd

Neigung: 0°

## 7 Anhang



## 7 Anhang

