



## Projekt 2017-07

# **Einspeisung von PV-Strom ins Straßenbahnnetz in Kombination mit einem Batteriespeicher zur Maximierung der Anlagengröße für einen ökonomischen Betrieb und größtmöglichen Beitrag zum Klimaschutz**

## Abschlussbericht

## **Inhaltsverzeichnis**

1	Motivation und Projektziele .....	3
2	Rahmenbedingungen .....	4
2.1	Das VAG-Netz aktuell und nach Ausbau .....	4
2.2	Mögliche PV-Standorte am Stadionareal .....	5
2.3	Netzanschlusspunkte .....	6
2.4	Standort Speicher .....	6
2.4.1	Standort VAG Gleichrichterwerk Wendeschleife .....	6
2.4.2	Standort VAG-Technikgebäude Haltestelle SC Stadion .....	6
2.4.3	Standort „Neuer MS-Netzanschluss auf dem Stadiongelande“ .....	7
2.5	Rechtliche Rahmenbedingungen .....	7
3	Einspeisekonzept .....	8
3.1	Vorgehen zur Bestimmung einzelner Komponenten wie Optimale Einspeisemenge für VAG .....	8
3.2	Benötigte Komponenten und deren Verschaltung .....	14
3.3	Schutzkonzept .....	18
3.4	Dimensionierung der PV-Anlage und Batterie .....	18
4	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung .....	25
5	Batterie .....	26
5.1	Mögliche Speichertechnologien .....	26
5.2	Ermittlung der Mindestgröße des Speichers .....	27
5.3	Speicherstandort .....	29
5.4	Marktsondierung .....	29
5.4.1	Batterie .....	30
5.4.2	Anpasswandler .....	30

6	Systemdienstleistungen durch die Batterie .....	32
7	Prüfung Elektromagnetische Effekt.....	33
8	Projekterkenntnisse .....	35
9	Literaturverzeichnis.....	36

# **1 Motivation und Projektziele**

Das neue Stadion im Wolfswinkel in Freiburg soll weitgehend klimaneutral betrieben werden. Einen Beitrag hierzu wird die Installation von Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) am Stadion und in dessen direkter Umgebung leisten. Um den größtmöglichen Beitrag zum Klimaschutz zu erzielen, muss die Dimensionierung der Anlagentechnik unter Berücksichtigung der örtlichen Bedingungen und der angrenzenden Infrastruktur maximiert werden.

In dieser Studie soll daher untersucht werden inwieweit vor dem genannten Hintergrund eine Einspeisung von Gleichstrom aus Photovoltaik in das Stromnetz der VAG Freiburg technisch und wirtschaftlich umsetzbar ist und ob diese sinnvoll mit dem Einsatz eines Batteriespeichers zur Abdeckung elektrischer Spitzenlasten, zur Aufnahme von Bremsenergie aus dem VAG-Netz, zur Zwischenspeicherung der Solarenergie und/oder für die erlösoptimierte Einspeisung von Überschüssen in das öffentliche Netz kombiniert werden kann.

## **2 Rahmenbedingungen**

Das Projekt wird beispielhaft geplant für den Einsatz im zukünftigen sehr weitläufigen Areal des neuen SC-Stadions im Nordwesten Freiburgs. Dort besteht die Chance bei einer guten Wirtschaftlichkeit das Projekt auch umzusetzen. Zwischen dem VAG-Netz und dem SC-Stadion liegt eine Entfernung von ca. 900 m Luftlinie. Im Folgenden werden die räumliche Lage und die Eigenschaften des Straßenbahnnetzes (VAG-Netz), der möglichen PV-Standorte, der Netzanschlusspunkte, des Speichers und die rechtlichen Rahmenbedingungen erläutert.

### **2.1 Das VAG-Netz aktuell und nach Ausbau**

Das VAG-Netz endet aktuell an der Haltestelle „Technische Fakultät“. Eine Erweiterung bis zur Hermann-Mitsch-Straße mit einer Haltestelle für das neue SC-Stadion ist aktuell geplant.

Das VAG Oberleitungsnetz wird mit Gleichspannung (DC) betrieben. Die Nennspannung beträgt 750 V. In Bahnstromnetzen sind Spannungsschwankungen von -30 % bis +20 % zulässig. Die Stromversorgung des gesamten VAG Straßenbahnnetzes wird von 24 Gleichrichterwerken („GW“) übernommen. Jedes Gleichrichterwerk wird aus dem Mittelspannungsnetz versorgt und stellt DC-seitig einen Nennstrom von 2000 A zur Verfügung.

Das Netz ist in einzelne Speisebezirke eingeteilt, die in der Regel an den Gleichrichterwerken und an Linienabzweigen mittels Streckentrennern aufgetrennt sind. Mit Ausnahme der Ausläuferstrecken werden die Streckenabschnitte zweiseitig eingespeist.

Der Streckenabschnitt von der Elsässerstr. bis zur Messe vorbei am zukünftigen SC-Stadion hat einen Strombedarf von ca. 30.000 kWh pro Monat und das Gesamtnetz der VAG von 13 – 14 GWh im Jahr.

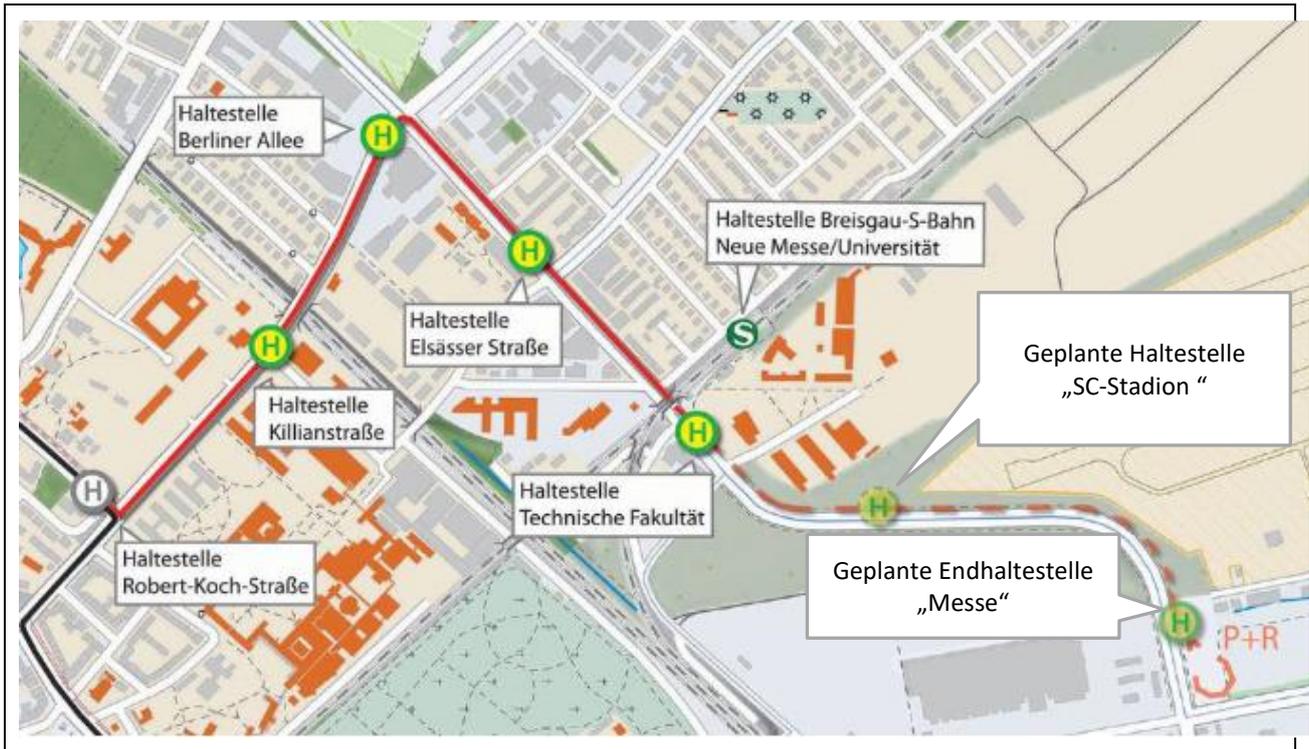


Abbildung 1: Übersicht zum Streckenverlauf der Linie 4 und der geplanten Erweiterung von der Haltestelle Technische Fakultät zur zukünftigen Endhaltestelle „Messe“. (Der geplante neue Streckenverlauf ist rot gestrichelt dargestellt.)

Quelle:

<https://www.vag-freiburg.de/aktuelles/vag-bauprojekte/abgeschlossene-bauprojekte/stadtbahn-messe.html>

## 2.2 Mögliche PV-Standorte am Stadionareal

PV-Module lassen sich an unterschiedlichen Stellen auf dem Stadion-Areal anbringen. Es gibt folgende Möglichkeiten:

- Stadionsdach: Je nach Leistung der PV-Module können bis zu 2000 kWp auf dem Stadionsdach installiert werden.
- Flugplatzzaun: Der Flugplatzzaun, der das Fluggelände vom Stadion-Areal trennt kann mit Hilfe einer Unterkonstruktion auch als Träger für PV-Module genutzt werden. Bei Berücksichtigung der räumlichen Gegebenheiten und Vermeidung von Blendung des Flugbetriebs wäre bei Verwendung von quermontierten 300 Wp PV Modulen (LG300N1T-G4) der Firma LG eine Gesamtleistung von 222 kWp möglich.

- Parkplatzüberdachung: Auf dem Stadionareal sind zahlreiche Parkplätze geplant, die überdacht und die Überdachung mit PV belegt werden könnte. Hier existiert ein Potential von über 1 MWp installierter Leistung.

## **2.3 Netzanschlusspunkte**

Der überschüssige PV-Strom, der weder direkt im Straßenbahnnetz verbraucht noch im Speicher zwischengespeichert werden kann, wird über den nächsten Netzanschlusspunkt ins öffentliche Stromnetz eingespeist.

Verfügbare Netzanschlusspunkte auf Niederspannungsebene im Bereich des Stadiongeländes (Stand Jan. 2018) befinden sich in der Nähe des Solar-Info-Center und im Bereich der Engesser-Straße / Hermann-Mitch-Straße.

Die Entfernung zwischen der PV-Anlage und diesen Netzanschlusspunkten ist allerdings so groß, dass eine direkte Einspeisung in das Mittelspannungsnetz mittels Trafo-Station in Betracht gezogen wird.

## **2.4 Standort Speicher**

Zur Aufstellung des Speichers kommen drei mögliche Standorte in Frage, deren Vor- und Nachteile im Folgenden erläutert werden.

### **2.4.1 Standort VAG Gleichrichterwerk Wendeschleife**

Der Standort VAG Gleichrichterwerk Wendeschleife hat den Vorteil, dass ausreichend Platz im Zuge der Erstellung des Unterwerksgebäudes ermöglicht werden kann. Nachteilig ist der lange elektrische Verbindungsweg zwischen PV-Anlage und Speicher. Es ist zudem keine PV-Überschusseinspeisung ins Niederspannungsnetz möglich, da kein Niederspannungsnetz vorhanden ist, weshalb ein zusätzlicher Trafo zur PV-Überschusseinspeisung ins Mittelspannungsnetz (MS-Netz) erforderlich wäre.

### **2.4.2 Standort VAG-Technikgebäude Haltestelle SC Stadion**

Der Standort „VAG-Technikgebäude Haltestelle SC Stadion“ hat den Vorteil, dass die Entfernung zwischen PV-Anlage und Energiespeicher kürzer ist. Nachteilig ist, dass dort der

Raum für einen Speicher sehr begrenzt ist. Zusätzlicher Raum kann nur als Keller erstellt werden. Auch dort wäre keine PV-Überschusseinspeisung ins Niederspannungsnetz möglich, da dieses dort ebenfalls nicht vorhanden ist. Es wären Trafo und eine MS-Anlage zur PV-Überschusseinspeisung ins MS-Netz oder lange Kabelwege zur nächsten Netzstation erforderlich.

### **2.4.3 Standort „Neuer MS-Netzanschluss auf dem Stadiongelände“**

Der Standort „Neuer MS-Netzanschluss auf dem Stadiongelände“ hat den Vorteil, dass die PV-Anlage und der Energiespeicher in räumlicher Nähe zueinander liegen. Sämtliche Anlagenkomponenten bis auf die Einspeisestelle ins Straßenbahnnetz können zentral aufgebaut werden.

Nachteilig ist hier, dass an der Straßenbahnhaltestelle Stadion eine Einspeiseeinrichtung samt Überwachung, siehe Kapitel 3.4 „Schutzkonzept“, für den PV-Gleichstrom ins Straßenbahnnetz installiert werden muss.

## **2.5 Rechtliche Rahmenbedingungen**

Das Erneuerbare Energien Gesetz 2017 (EEG) hat über seine Förderungsmechanismen gewisse Rahmenbedingungen für Photovoltaik-Projekte gesetzt. Photovoltaik auf baulichen Anlagen wie Gebäuden, Parkplatzüberdachungen oder Zäune sind prinzipiell EEG förderfähig. Bei PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 750 kWp ist gleichzeitiger Eigenverbrauch des erzeugten Stroms und für den nicht eigenverbrauchten Strom der Erhalt einer Einspeisevergütung möglich, wenn der Überschussstrom ins öffentliche Netz eingespeist wird.

Bei PV-Anlagen mit einer installierten Leistung über 750 kWp ist entweder die Förderung des PV-Stroms über eine EEG-Vergütung (Ausschreibungsverfahren) möglich oder Eigenverbrauch. Überschüssiger Strom muss im zweiten Fall an der Strombörse direktvermarktet werden. Auf dieser Basis wurde im Vorfeld festgelegt, dass die PV-Anlage eine installierte Leistung von maximal 750 kWp haben sollte.

### 3 Einspeisekonzept

#### 3.1 Vorgehen zur Bestimmung einzelner Komponenten wie Optimale Einspeisemenge für VAG

Als Grundlage für das Einspeisekonzept wurde der Stromverbrauch der Straßenbahn in einem ähnlichen Streckenabschnitt wie dem zukünftigen zum Stadion ermittelt. Es wurde daher der letzte Streckenabschnitt der Linie 3 im Vauban gewählt, der vom Unterwerk GW 82 versorgt wird. Für dieses Unterwerk liegen für einen ca. zweiwöchigen Zeitraum im Mai 2016 Einsekunden-Messwerte von Spannungen und Strömen auf der DC- und AC-Seite vor. Diese wurden im Rahmen des Projektes „SiC-BiNet – Bidirektionaler Mittelspannungsumrichter mit Hochvolt-SiC-Bauelementen zur gesteigerten Integration erneuerbarer Energien und innerstädtischer Speicher in innovative Netzstrukturen“, gefördert vom BMWi, vom Fraunhofer ISE gemessen. Abbildung 2 zeigt einen, direkt von dem Messsystem, aufgezeichneten Spannungs-, Strom- und Leistungsverlauf eines typischen Anfahrvorganges.

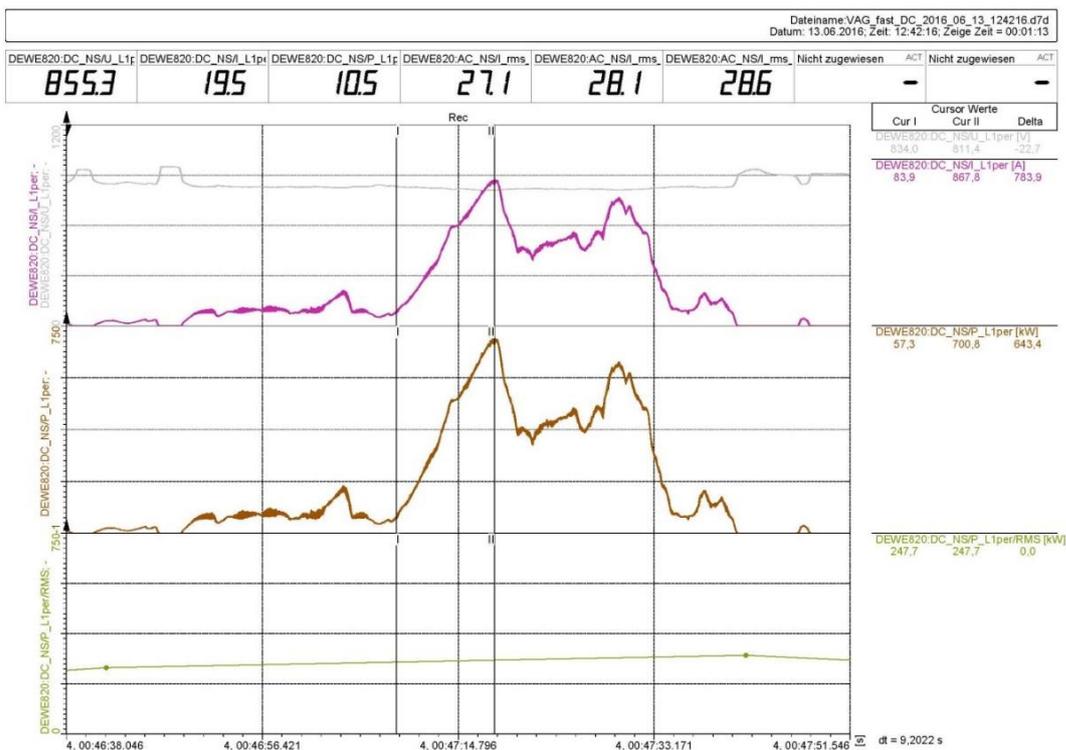


Abbildung 2: Typischer Verlauf der Spannung, des Stroms und der Leistung bei einem Anfahrvorgang, gemessen auf der DC-Seite des Unterwerks GW82. Quelle: Fraunhofer ISE

Es ist ersichtlich, dass für eine kurze Zeit von ca. 20 Sekunden eine hohe Anfahrleistung mit einer Spitze von ca. 500 kW DC und einer Energie von ca. 3 kWh benötigt wird. Die Abbildung 3 zeigt den DC-Leistungsverlauf in Einsekunden-Messwerten über eine Stunde (12:00 – 13:00 30.5.2016). Auch hier sind Anfahrspitzen zwischen 400 und 550 kW zu erkennen. Die Straßenbahn verkehrt in diesem Streckenabschnitt jeweils alle 7 Minuten in beide Richtungen.

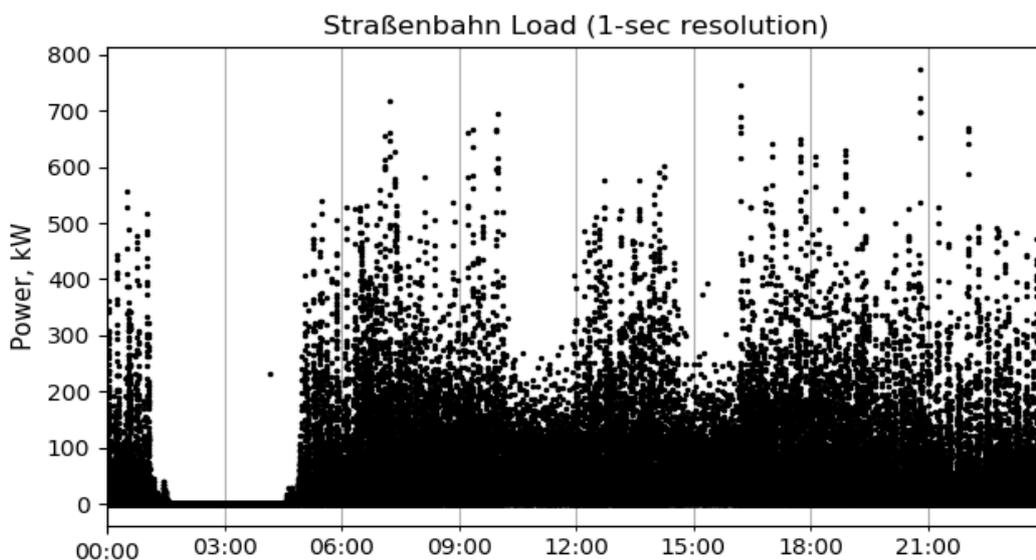
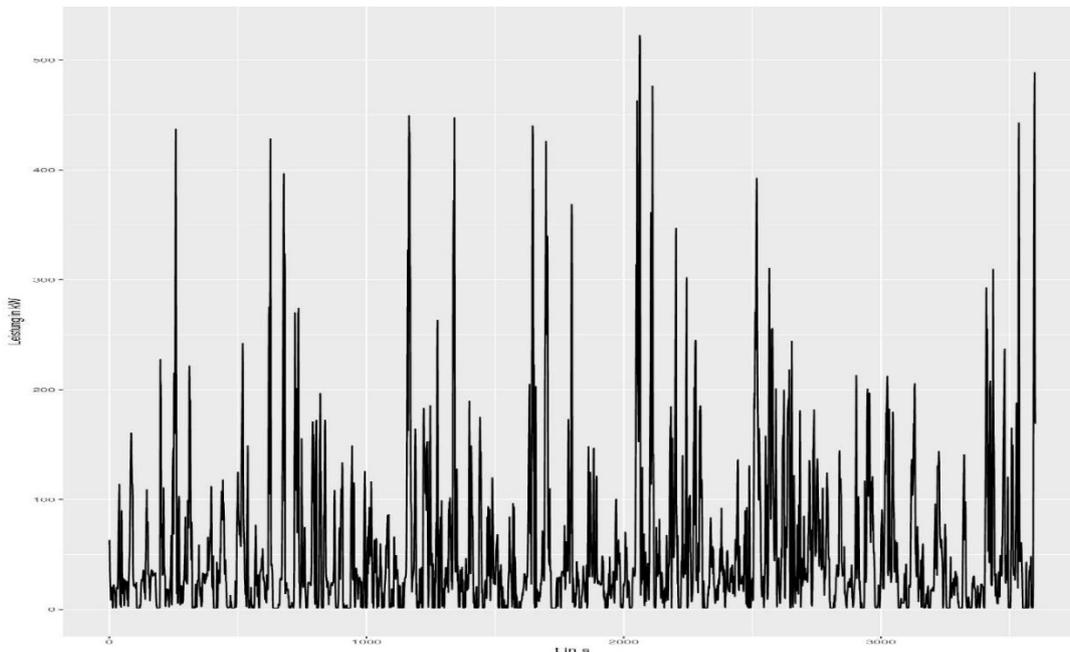
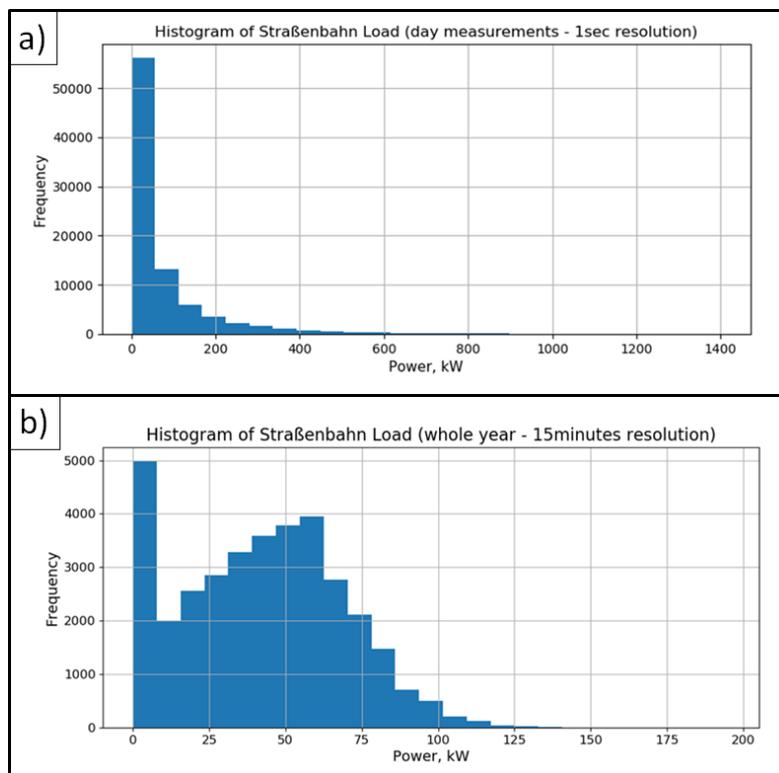


Abbildung 3: Leistungsverlauf auf der DC-Seite, sekundliche Messwerte 12:00 – 13:00 am 30.5.2016. Quelle: Fraunhofer ISE

Die Linie 4, die auch den zukünftigen Streckenabschnitt bedienen wird, fährt zurzeit noch im 10-minütigen Takt, aber im Hinblick auf eine geplante Taktverdichtung wurde entschieden trotzdem diese Messwerte zu verwenden. Im Mittel wird über den dargestellten einstündigen Messzeitraum eine Leistung von 52 kW auf der DC Seite benötigt. Im Tagesmittel wird unter Berücksichtigung des geringeren Fahrtaktes in den Abend- und sehr frühen Morgenstunden und einer Fahrpause nach Mitternacht eine Leistung von 42 kW benötigt. Dieser Wert wurde aus den viertelstündlichen Messwerten der von badenova gemessenen und abgerechneten Energiebezugswerten auf der Mittelspannungsseite bei Annahme eines Wirkungsgrades von ca. 90 % für Trafo und Gleichrichter ermittelt.

Wie aus Abbildung 4 a ersichtlich, ähnelt die Häufigkeitsverteilung der mit einer Auflösung von einer Sekunde aufgezeichneten Verbrauchsdaten einer exponentiellen Wahrscheinlichkeitsverteilung. Sobald die Daten jedoch auf eine Zeitauflösung von 15 Minuten gemittelt werden (siehe Abbildung 4 b), behält die Häufigkeitsverteilung nicht die exponentielle Form und natürlich auch nicht die hohen Leistungsspitzen von bis zu 500 kW DC bei. Die höchsten Peaks für 15-Minuten-Mittelwerte liegen dann bei nur 195 kW DC.



**Abbildung 4: Häufigkeitsverteilung der Verbrauchsdaten bei unterschiedlicher Zeitauflösung (Mittelungszeit).**  
 Quelle: Fraunhofer ISE

Für die Auslegungsrechnungen wurde entschieden die Viertelstunden-Messwerte für das Jahr 2016 zu verwenden, weil die Sekunden-Messwerte nur für 2 Wochen vorliegen und kein kommerziell verfügbares Auslegungstool für PV-Batterieanlagen mit Werten unter einer Minute Auflösung rechnen kann. Die meisten Auslegungstools rechnen mit einstündigen Werten. Die Erstellung einer spezifischen Auslegungssoftware für einsekündige Messwerte hätte den zur Verfügung stehenden zeitlichen und monetären Projektrahmen bei weitem übertroffen.

Aus der monatlichen Auflösung lässt sich ablesen, dass der Stromverbrauch während der Wintermonate etwas höher, aber über das ganze Jahr nahezu konstant ist. Innerhalb einer Woche ist sichtbar, dass am Wochenende weniger Straßenbahnen fahren.

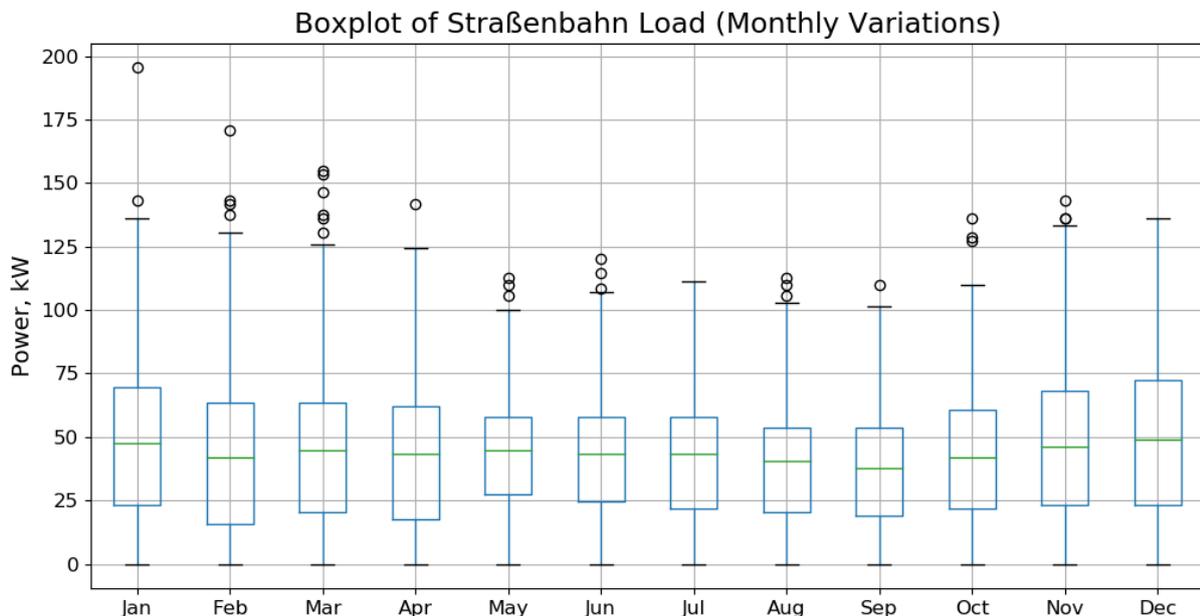
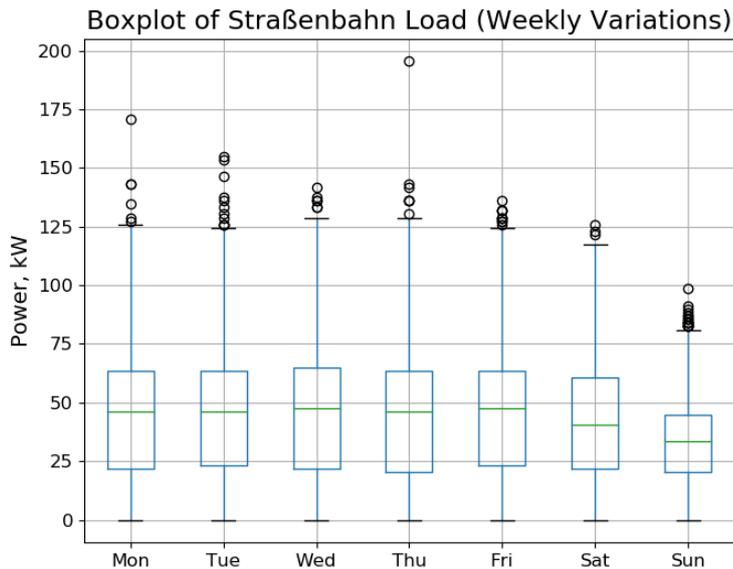


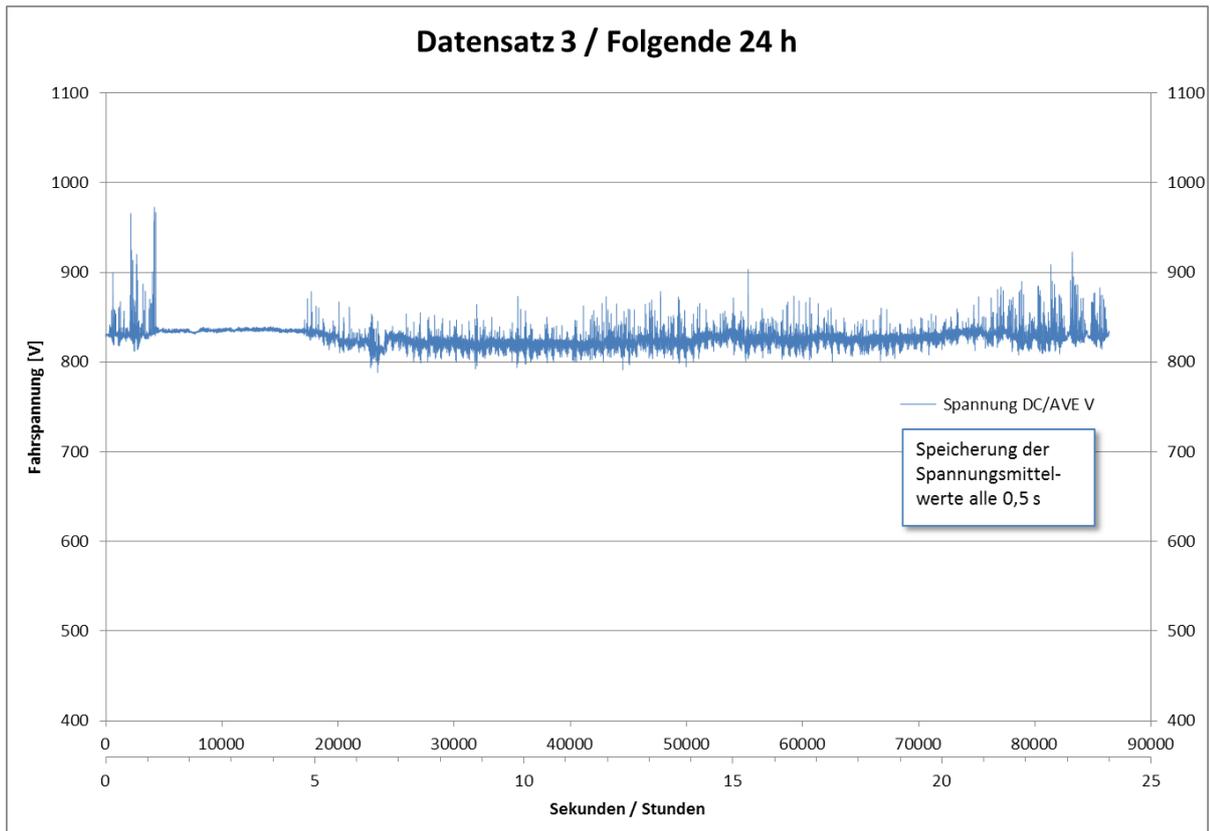
Abbildung 5: Monatliche Häufigkeitsverteilung (Boxplot) des Stromverbrauchs (Mittelspannungsseite) der Straßenbahn. Quelle: Fraunhofer ISE



**Abbildung 6: Wöchentliche Häufigkeitsverteilung (Boxplot) des Stromverbrauchs (Mittelspannungsseite) der Straßenbahn. Quelle: Fraunhofer ISE**

Homer wurde als Auslegungssoftware für die Dimensionierung des Stromversorgungssystems gewählt, da es sehr flexibel verschiedene Komponentengrößen berechnen kann, eine sehr detaillierte Wirtschaftlichkeitsberechnung liefert und mit den 15-minütigen-Verbrauchsdaten der Straßenbahn rechnen kann. Um die Abweichungen der Systemdimensionierung bei Verwendung von 1-sekündigen-Verbrauchsdaten, bezogen auf 15-minütige Daten, zu untersuchen, wurde eine repräsentative Simulation mit einem selbst entwickelten Matlab-Code durchgeführt.

Für die Dimensionierung ist auch der zeitliche Verlauf der Straßenbahnspannung wichtig, deren 1-sekündliche Messung erfolgte am Unterwerk GW91 „Berliner Allee/Ensisheimerstr.“, weil es der geplanten Stadionstrecke am nächsten liegt, ein punktueller Vergleich mit den Werten von GW 82 „Vauban“ zeigt eine gute Übereinstimmung.



**Abbildung 7: Verlauf der Fahrdrachtspannung in sekundlicher Auflösung. Quelle: Fraunhofer ISE**

Abbildung 7 zeigt, dass die Spannung im Betrieb zwischen 800 und 850 VDC im Fahrtakt schwankt. Der Mittelwert beträgt ca. 825 VDC. In der Fahrpause kurz nach Mitternacht steigt der Wert auf ca. 840 VDC an.

### 3.2 Benötigte Komponenten und deren Verschaltung

In Abbildung 8 sind die benötigten Komponenten und eine mögliche Verschaltung dargestellt.

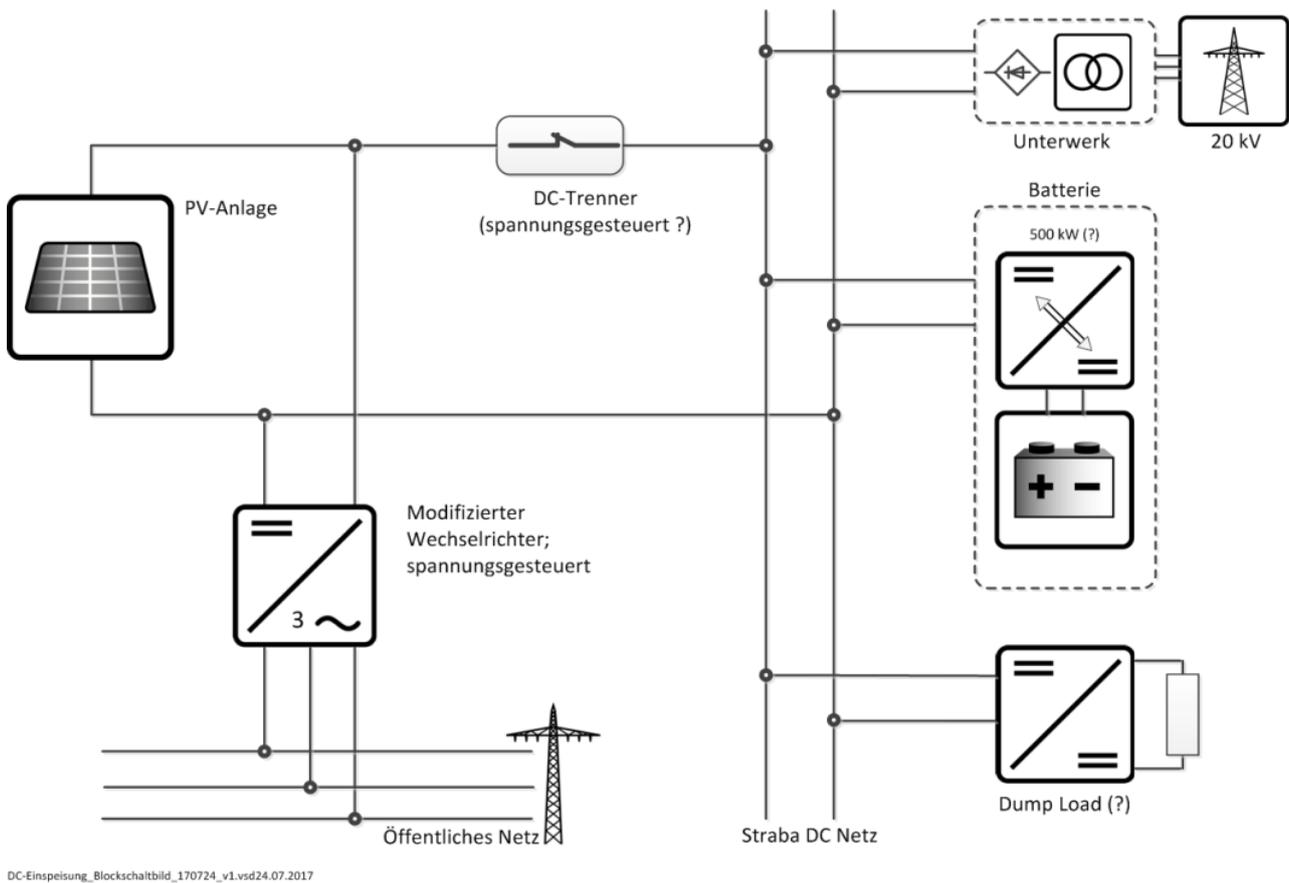


Abbildung 8: Erster Entwurf der Topologie des DC-Einspeisesystems; Quelle: Fraunhofer ISE

In diesem Fall speist die PV-Anlage über einen DC-Trenner (trennt bei irregulären Betriebszuständen, wie Überspannung, Kurzschluss, siehe Kapitel 3.3) in das Straßenbahnnetz, z.B. bei der Haltestelle „Stadion“ ein. Erzeugt die PV-Anlage mehr Leistung als die Straßenbahn benötigt, wird über einen DC/DC Wandler (er sorgt dafür dass die Lade- und Entladegrenzen an der Batterie sicher eingehalten werden) in die Batterie am Standort des Unterwerks an der Wendeschleife oberhalb der Haltestelle Stadion eingespeist. Ist die Batterie voll, speist bei Überschreiten einer voreingestellten Spannung, z.B. 870 VDC, der modifizierte Wechselrichter den Überschuss ins öffentliche Netz am Standort der bnNETZE Station ein. Die Dump load sorgt dafür, dass z.B. bei Versagen des modifizierten

Wechselrichters, die Spannung im Straßenbahnnetz nicht über 900 VDC ansteigt. Über diesem Spannungswert können Schäden an der Elektrik der Straßenbahn entstehen.

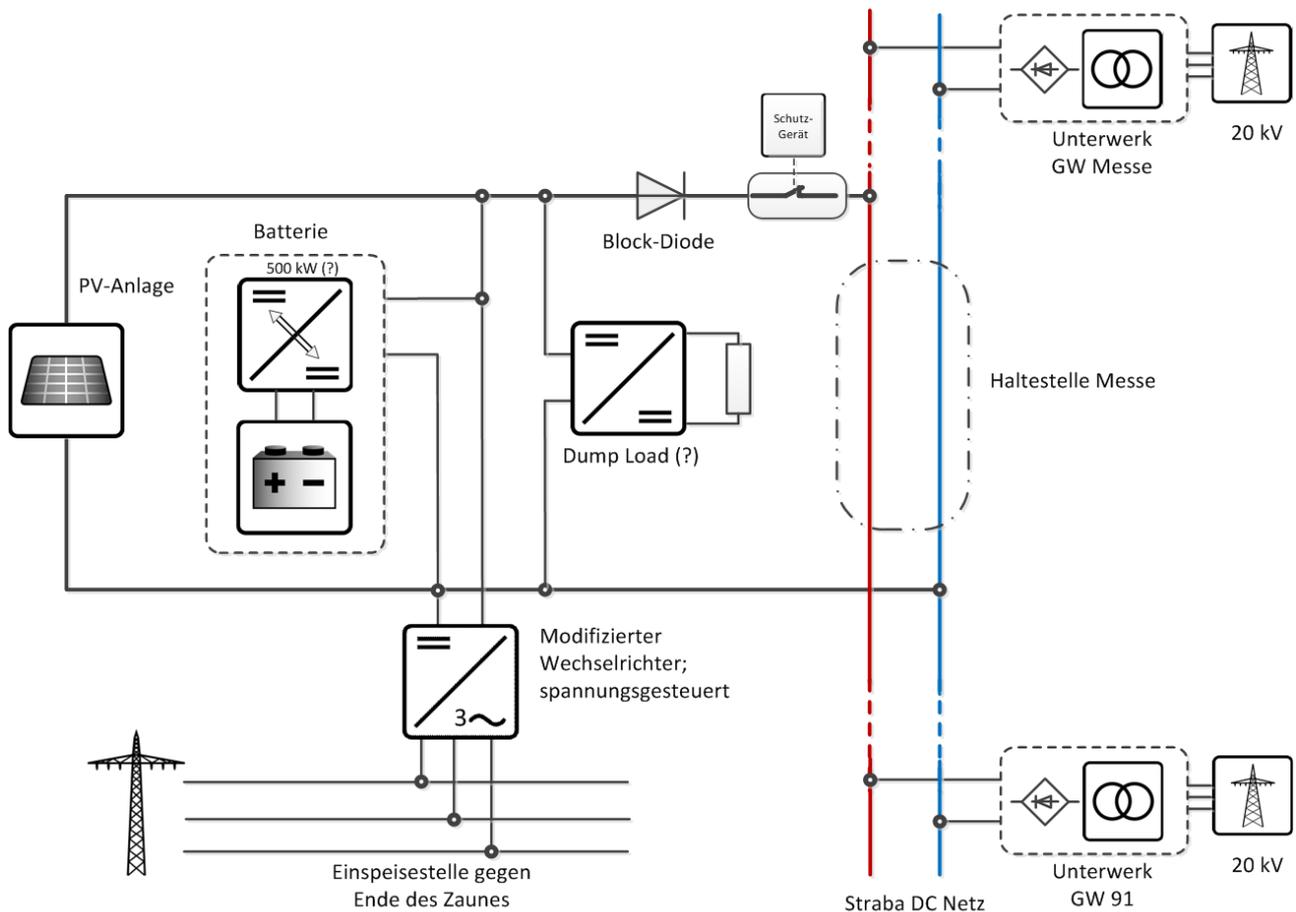
Die in Abbildung 8 gezeigte Verschaltung weist die zwei folgenden Schwierigkeiten auf.

Zum einen wird die Batterie sowohl von der PV-Anlage, der Bremsleistung der Straßenbahn und dem Unterwerk geladen. Durch die Ladung über das Unterwerk ist sie praktisch immer voll und kann nichts vom PV-Strom und Bremsleistung aufnehmen. Beim existierenden Schwungradspeicher (5 kWh nutzbare Speicherkapazität) an der Wendeschleife Moosweiher der Linie 1 wird diese Schwierigkeit folgendermaßen gelöst: Liegt die aktuelle Spannung unter dem 15-minütigen Mittel speist das Schwungrad ein, liegt sie darüber wird das Schwungrad geladen. Diese Lösung wäre für die Batterie nicht möglich weil die Leistung der PV-Anlage im Gegensatz zur Bremsleistung kontinuierlich anliegt.

Zum anderen würde das Unterwerk über den modifizierten PV-Wechselrichter als „EEG“ Anlage ins öffentliche Netz einspeisen, dies ist tarifrechtlich nicht erlaubt.

Die Lösung ist die Integration einer Diode, (siehe Abbildung 9). Dadurch kann die Batterie nur von der PV-Anlage geladen werden und eine tarifrechtliche Trennung ist ebenfalls gewährleistet. Der Nachteil ist, dass die Batterie nicht mehr die Bremsleistung der Straßenbahn aufnehmen kann.

Alle elektrotechnischen Komponenten bis auf den Trenner und das Schutzgerät, die sich an der Haltestelle Messe befinden, sind räumlich in der Trafo-Station untergebracht.



DC-Einspeisung\_Blockschaftbild\_171018\_v1.vsd18.10.2017

**Abbildung 9: Finaler Entwurf der Systemtopologie. Quelle: Fraunhofer ISE**

Die PV-Anlage kann sowohl direkt, als auch über einen Maximum Power Point Tracker (MPPT) an den Gleichspannungskreis angeschlossen werden, die Vor- und Nachteile sind in der folgenden Tabelle 1 zusammengefasst. Bei Direktanschluss wird die Anzahl der PV-Module in Reihe durch Division der mittleren Straßenbahnspannung durch die MPP Spannung bei NOCT (Nominal Operating Cell Temperature: Windgeschwindigkeit 1 m/s, 800 W/m<sup>2</sup> Einstrahlung, Air Mass 1,5, Umgebungstemperatur 20 °C, Betriebstemperatur 45 °C±3 °C) der PV Module gewählt. Beispielhaft ergeben sich bei dem Canadian Solar PV Modul CS6K-290MS:  $825 \text{ V} / 29,0 \text{ V} = 28,45$  abgerundet 28 Module in Reihe.

**Tabelle 1: Vor- und Nachteile des Einsatzes eines MPPT. Quelle: Fraunhofer ISE**

	Vorteile	Nachteile
Direkt Upv = Uvag	Keine Umwandlungsverluste	Keine optimale Anpassung, ca. 2 - 4% Verluste bei guter Auslegung evtl. kleiner als bei MPPT
	Kosten geringer	Fest vorgegebene Anzahl von PV Modulen in Reihe, siehe Erläuterung im Text, passt evtl. nicht zur Geometrie der Modulanordnung
		Leerlaufspannung ca.1100V
MPPT	Optimale Anpassung	Umwandlungsverluste ca. 2 – 5%
	Variable Anzahl von PV Modulen in Reihe möglich	Kosten höher
	Leerlaufspannung kann unter 900 VDC gewählt werden	Komplexe Parametereinstellung

Sowohl der DC/DC Wandler für die Batterie wie der MPPT für die PV-Anlage müssen für einen Spannungsbereich von 800 – 900 V geeignet sein. Eine Marktrecherche zum DC/DC Wandler für die Batterie ergab, dass kommerzielle Produkte wie z.B. der DCP 120 kW von Siemens nur bis Spannungen von maximal 800 VDC verfügbar sind. Ein 500 kW Prototyp z.B. von der Firma GVA Leistungselektronik würde mind. 250.000 € kosten im Vergleich zu 44.000 € des aufgrund der zu hohen Spannung ungeeigneten Siemens Gerätes (4 mal 120 kW Geräte parallel) (siehe auch Kapitel 5.4.2). Es wird daher empfohlen auf einen MPPT zu verzichten.

Bei weiteren Recherchen am Ende des Projekts wurde doch noch ein Produkt gefunden, welches den Anforderungen der hohen Spannungen, der Bidirektionalität und der hohen Leistung (500 kW) entsprach. Auch dieses Gerät aus der NXI-Familie der Fa. Danfoss ist teurer als das Siemensgerät, mit ca. 52.000 € aber immer noch im akzeptablen Rahmen.

### **3.3 Schutzkonzept**

Die Unterwerke bestehen aus einem Transformator und einem 6 Puls Diodengleichrichter und speisen über eine Schutzeinrichtung Gleichstrom in das Straßenbahnnetz ein. Die Schutzeinrichtung besteht aus dem Schutzgerät Sitras Pro (DPU 96) der Firma Siemens. Es überwacht die Spannung und, mit Hilfe eines Shunts, den absoluten Stromwert und den Stromanstieg sowohl in Einspeiserichtung wie gegebenenfalls in Rückspeiserichtung. Bei Überschreitung frei eingebbarer Grenzwerte löst es einen einpoligen Gleichstromschnellschalter der Firma Lécheron mit Kurzschlusstrennvermögen in der Plusleitung aus. Der Minuspol ist nicht explizit geerdet und speist auf die gegen Erde isolierte (Gummielente in der Gleisschwelle) Fahrschiene ein. Im Unterwerk gibt es eine Spannungsüberwachung zwischen der sogenannten „Wassererde“ und der Straßenbahnschiene (Minus) um gefährliche Berührungsspannungen zu erkennen und gegebenenfalls abzuschalten. Zusätzlich werden über Shunts die Ströme in der Plus- und Minusleitung überwacht. Ab Auftreten einer einstellbaren Differenz wird ebenfalls abgeschaltet.

Diese komplette Schutzeinrichtung kann auch für die Einspeisung der PV-Anlage inklusive Batterie in das Straßenbahnnetz verwendet werden. Diese Schutzeinrichtung schützt sicher vor einem Rückstrom in die PV Anlage und trennt bei Überschreitung einer einstellbaren Grenzspannung die PV-Anlage vom Straßenbahnnetz um gefährliche Überspannungen (größer 920 VDC) für die Straßenbahn zu verhindern, d. h. es kann auf die Dumpload verzichtet werden.

### **3.4 Dimensionierung der PV-Anlage und Batterie**

Wie bereits in Kapitel 3.1 erwähnt wurde vom Fraunhofer ISE für die Dimensionierung der PV-Anlage und der Batterie das Auslegungstool Homer verwendet. Die Größe der PV-Anlage wurde zwischen 250 kWp (in Anlehnung an die Option zur Verwendung des Flugplatzzauns als Träger für PV-Module ), 750 kWp (maximale Größe bis zu der noch keine Teilnahme am EEG Ausschreibungsverfahren notwendig ist) und 500 kWp, (dafür wurden die Fixkosten für die Leitungen, deren Verlegung, die Trafostation, das Batteriegebäude und die Elektroinstallation bestimmt), variiert. In Homer wurde der in Abbildung 10 gezeigte

Anlagenaufbau eingegeben. Zwischen Unterwerk und modifiziertem PV Wechselrichter kann in der Simulationssoftware nicht differenziert werden, sondern sie sind in der Komponente „Converter“, der bi-direktional arbeitet, zusammengefasst.

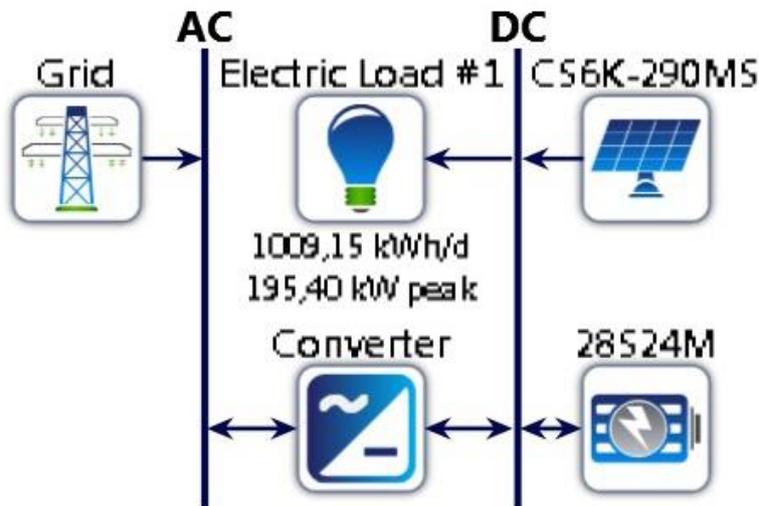


Abbildung 10: Verschaltung der Systemkomponenten in der Simulationsumgebung "HOMER"; Quelle: Fraunhofer ISE

Für die Komponenten wurden die folgenden technischen Daten eingesetzt:

- Solare Einstrahlung: Standort Freiburg
- PV Anlage: 250, 500, 750 kWp mit 290 Wp PV Modulen der Firma Canadian Solar; nach Süden ausgerichtet und 30° geneigt
- Batterie: 0 – 50 parallel geschaltete Saft Intensium Li-Ionen Batterien mit je 55 kWh. Die technischen Daten der in Kap. 5.2 beschriebenen Yuasa Li-Ionen Batterie lassen sich nicht explizit eingeben, sind aber sehr ähnlich der Saft Batterie
- Converter-Wirkungsgrad 96 %

Folgende Kosten wurden eingesetzt

- PV-Anlage: 750 €/kWp, Lebensdauer 25 Jahre, Ersatzkosten:
- Li-Ionen-Batterie: (optimistisch 500 €/kWh); 2.700 €/kWh von Yuasa angebotener Preis, Lebensdauer 13 Jahre, Ersatzkosten (optimistisch 250 €/kWh)
- Converter: 100 €/kW, Lebensdauer 15 Jahre, Ersatzkosten: 80€/kW
- Verkabelung, Trafo, Batterieraum, Straßenbahneinspeisung: 255.500 €

- DC/DC-Wandler für Batterie: (optimistisch 44 T€ für die Siemens Geräte, die aber für Spannungen über 800 V nicht einsetzbar sind); 250 T€ bei Berücksichtigung des vom Hersteller VAG Leistungselektronik geschätzten Preises für den 500 kW Batterie-DC/DC-Wandler
- Fiktive Strombezugskosten für die VAG: 13 ct/kWh
- Einspeisevergütung: 8,8 ct/kWh
- Kapitalzinsen: 5 %
- Inflationsrate: 2 %
- Abschreibungszeitraum: 20 Jahre

Homer berechnet mit den eingegebenen Werten die Energieflüsse und die Stromgestehungskosten nach der Kapitalwertmethode, die Ergebnisse aufsteigend nach Stromgestehungskosten sortiert. Die Stromgestehungskosten setzen sich aus dem „Eigenverbrauch“ der Straßenbahn und der ins öffentliche Netz eingespeisten PV-Energie zusammen. Aufgrund des geringen Strombezugspreises, des relativ hohen Einspeisetarifs und der hohen Fixkosten für den Batterie-DC/DC-Wandler ist immer die Variante ohne Batterie die kostengünstigste. Die spezifischen Stromgestehungskosten fallen mit steigender PV-Größe.

Der von der Straßenbahn direkt verbrauchten Anteil der PV-Energie, der sogenannte „Eigenverbrauch“, wurde mit folgender Formel berechnet:

$$W_e = \frac{(W_{pv} - W_n - W_{vmax} - W_{vwr}) \times W_n}{W_l + W_b}$$

Hier folgt die Erklärung der Formel:

Eigenanteil = Erzeugte PV Energie – Einspeisung ins öffentliche Netz – Überschuss (verlorene PV-Energie weil die PV-Leistung die Eingangsleistung des PV-Wechselrichters an wenigen Stunden im Jahr übersteigt) – Verluste im Wechselrichter x ins öffentliche Netz gelieferte Energie / (gelieferte + bezogene Energie aus dem öffentlichen Netz).

In Abbildung 11 ist der Eigenanteil in Abhängigkeit der PV-Leistung mit und ohne Batterie dargestellt. Man erkennt dass der Einsatz einer Batterie den Eigenanteil, bei PV-Leistung bis 500 kW, stark erhöht. Bei höheren PV-Leistungen wird der Anstieg des Eigenanteils jedoch geringer.

Die dargestellten Ergebnisse sind mit Viertelstunden-Mittelwerten des Straßenbahnverbrauchs berechnet. Wie bereits im Kapitel 3.1 beschrieben treten aber Anfahrsitzen im Sekundenbereich auf, sodass sich die Eigenverbrauchswerte, insbesondere ohne Batterie, verringern.

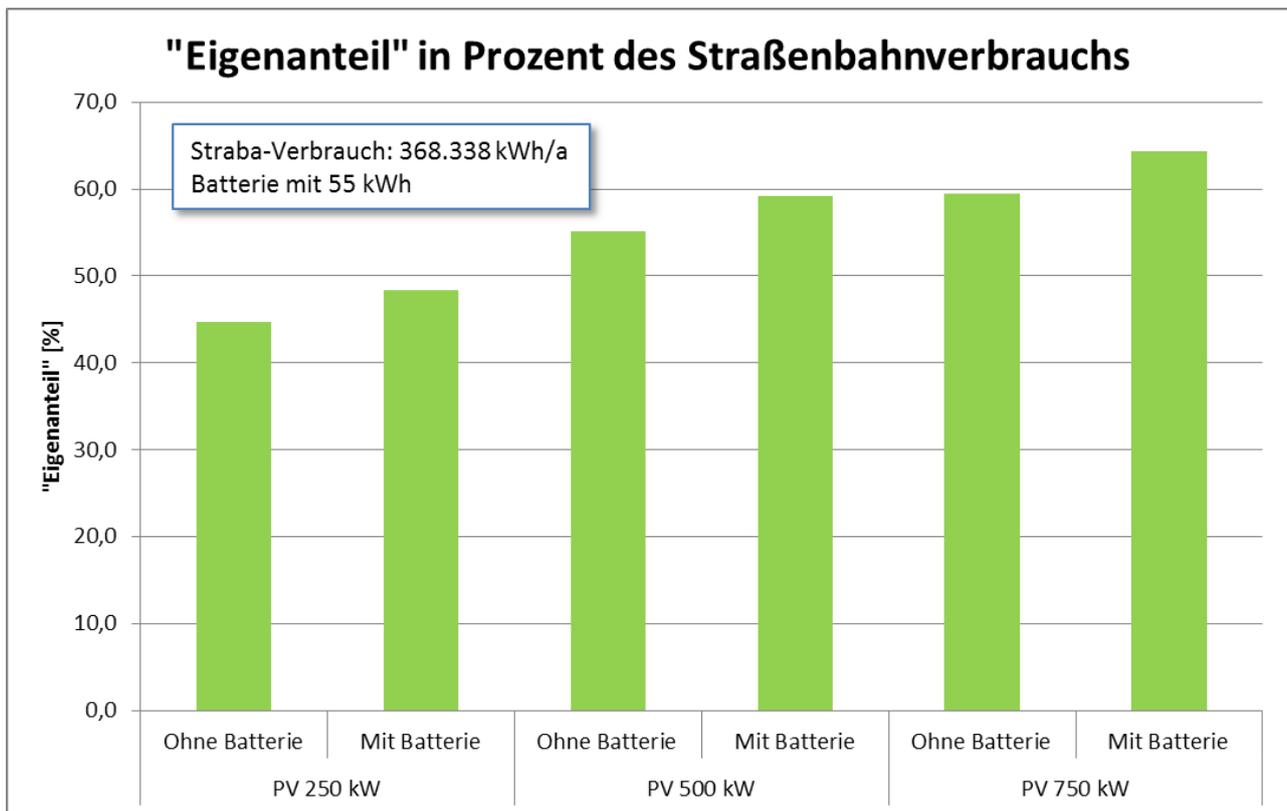


Abbildung 11: Entwicklung des Eigenanteils in Abhängigkeit der PV Größe mit und ohne Batterie; Quelle: Fraunhofer ISE

Um diesen Effekt für die 500 kW PV-Anlage zu bewerten, wurden mit einem Matlab-Programm Energieflusswerte pro Sekunde berechnet. Da Berechnungen auf Sekundenbasis eine lange Rechenzeit erfordern, wurde diese Simulation an fünf exemplarischen Tagen durchgeführt, die in Abbildung 12 dargestellt sind.

Diese fünf exemplarischen Tage wurden mit Hilfe eines Klassifikationsalgorithmus, dem sogenannten K-Means-Clustering, ermittelt (Nahmmacher et al.). Die Auswahl dieser exemplarischen Tage erfolgte aus PV-Erzeugungsdaten mit einer Auflösung von einer Sekunde aus einem früheren Projekt in Weinsberg.

Es zeigt sich, dass sowohl sehr klare Tage (z. B. Juni und Juli) als auch sehr veränderliche Tage (z. B. Februar und Oktober) vom K-Mittel-Algorithmus als die Repräsentativsten ausgewählt wurden.

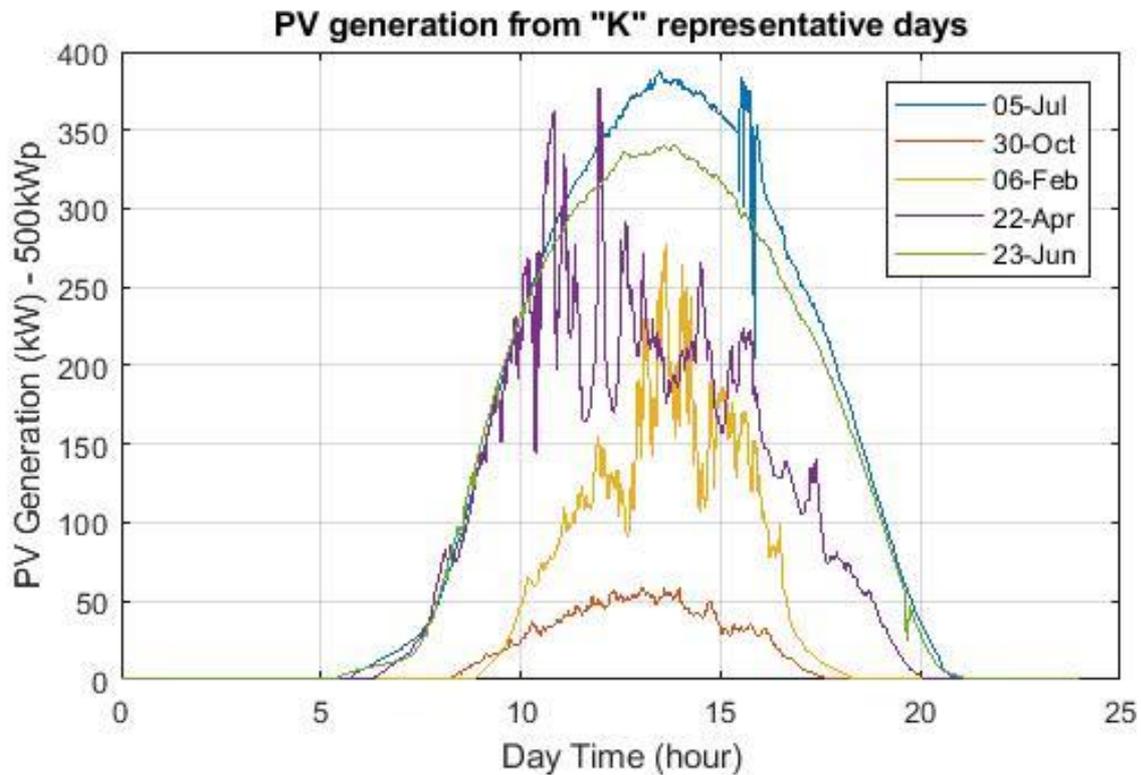


Abbildung 12: Darstellung der PV-Energieerzeugung an den fünf repräsentativsten Tagen des Jahres, die durch einen nicht überwachten Lernalgorithmus ausgewählt wurden; Quelle: Fraunhofer ISE

Die Gewichtung der ausgewählten Tage ist in der folgenden Abbildung dargestellt. Um ein jährliches Schätzungsergebnis zu erhalten, wird das Simulationsergebnis jedes einzelnen Tages mit diesem Gewichtungsfaktor multipliziert (Pfenninger 2017).

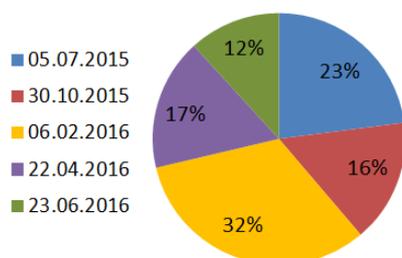


Abbildung 13: Gewichtungsfaktoren der ausgewählten repräsentativen Simulationstage. Quelle: Fraunhofer ISE

Die Validität der Methode wurde durch den Vergleich der erzeugten PV-Energie überprüft. Es ergibt sich eine PV-Erzeugung von 1.050 kWh pro kWp und Jahr. Dieser Wert stimmt gut mit der von Homer errechneten PV-Erzeugung überein.

Anschließend wurden PV-Produktions- und Verbrauchs-Zeitreihen mit Python auf unterschiedliche Auflösungen heruntergerechnet, und die Simulation wurde pro Fall durchgeführt. Die jährlichen Simulationsergebnisse sind in der folgenden

Tabelle 2 zusammengefasst. Hervorzuheben ist, dass die 900 Sekunden der in Homer verwendeten Zeitschrittauflösung von 15 Minuten entsprechen.

**Tabelle 2: Simulationsergebnisse für 500 kWp PV und 55 kWh Batterie. Quelle: Fraunhofer ISE**

	Batterie	Zeit Auflösung (Sekunden)			
		30	180	900	3600
<b>PV Erzeugung</b>		523.466,05	523.257,28	526.624,78	534.354,96
<b>PV in Speicher</b>	<b>mit</b>	19.093,79	14.161,45	12.542,63	4.661,09
<b>PV in Straßenbahn</b>	<b>mit</b>	183.682,07	184.477,02	185.032,89	183.357,79
	<b>ohne</b>	166.019,69	171.702,67	173.424,79	174.705,01
<b>PV in öffentlichen Netz</b>	<b>mit</b>	360.582,33	359.634,19	362.510,56	371.974,55
	<b>ohne</b>	377.436,75	372.587,38	374.437,63	380.686,76
<b>Öffentlich. Netz in Straßenbahn</b>	<b>mit</b>	130.602,17	129.267,72	126.918,21	121.110,87
	<b>ohne</b>	147.456,59	142.220,90	138.845,28	129.823,08
<b>Straßenbahn gesamt</b>		342.400,20	341.705,93	339.537,83	330.739,82

Da in kürzeren Zeitschritten die Verbrauchsspitzen besser abgebildet werden, steigt sowohl der Energieüberschuss als auch der Energiemangel. Es sei denn, die den Verbrauchsspitzen entsprechende Energie kann in einer Hochleistungsbatterie gepuffert werden. In diesem Fall bleiben der Energieüberschuss und die Energieknappheit nahezu konstant, siehe Abbildung 14.

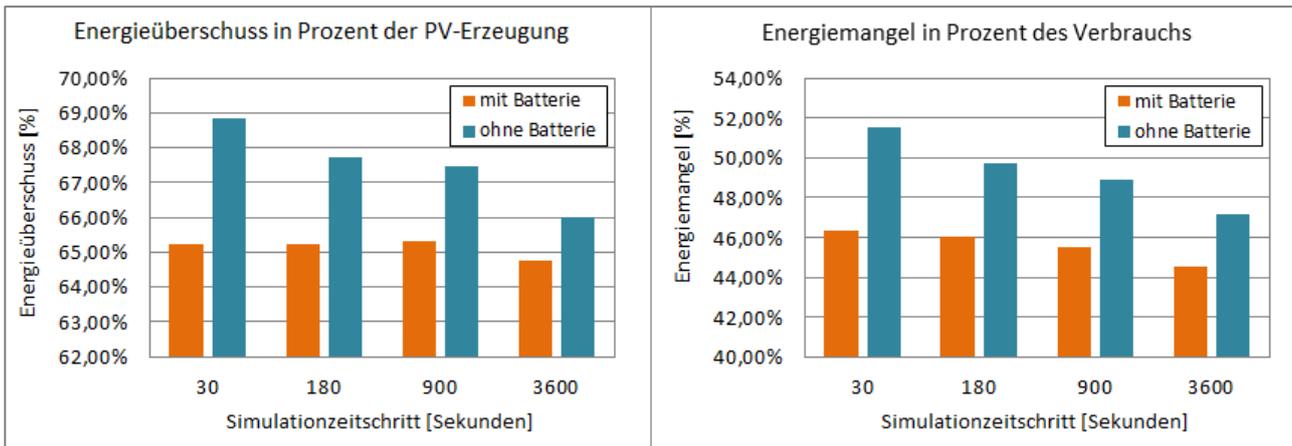


Abbildung 14: Energie- Überschuss und Mangel mit 500 kWp PV und 55 kWh Batterie bei unterschiedlichen Simulationszeitschritten. Quelle: Fraunhofer ISE

Dadurch sinkt der Eigenverbrauch des Systems, wenn der Simulationszeitschritt klein gewählt wird, was einen erheblichen Unterschied zu den in Homer erzielten Ergebnissen darstellt, wenn keine Batterie betrachtet wird. Der Eigenverbrauch des Systems berechnet sich wie folgt:

$$\text{Eigenverbrauch [\%]} = \left( 1 - \frac{\text{Energie vom Netz}}{\text{Verbrauch}} \right) \cdot 100$$

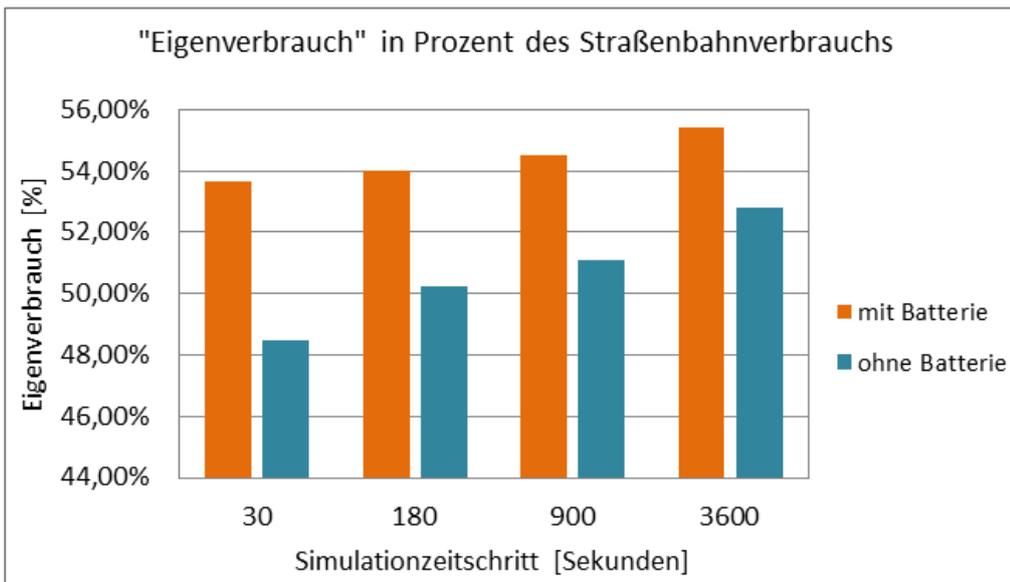


Abbildung 15: Simulationsergebnisse für den Eigenverbrauch des Systems, mit 500 kWp PV mit und ohne 55 kWh Batterie; Quelle: Fraunhofer ISE

## **4 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung**

Für die Wirtschaftlichkeitsrechnung wurde die PV-Anlage mit 500kWp im 500 m Umkreis, um den 55-kWh-Batteriespeicher angenommen. Die Wirtschaftlichkeit wurde dynamisch untersucht anhand der Kapitalwertmethode und der internen Zinsfußrechnung. Die Investkosten liegen über 750.000 €. Ein Reinvest für den Batteriespeicher nach 10 Jahren ist notwendig. Die Laufzeit ist auf 20 Jahre gerechnet.

Eine Wirtschaftlichkeit ist für das Projekt in dieser Form nicht darstellbar. Dafür gibt es mehrere Gründe:

Durch den Speicher lässt sich der Eigenverbrauch nicht ausreichend stark erhöhen, um den Speicher zu amortisieren. Eine Lastspitzkappung ist auf Grund der erläuterten Rahmenbedingungen nicht möglich. Die Stromgestehungskosten sind zu hoch, um der VAG einen wirtschaftlichen Vorteil bieten zu können. Das liegt zum einen an der zu hohen Investitionssumme durch die Spezialbatterie aber auch an den sehr langen Kabelstrecken samt zugehöriger Infrastruktur zwischen VAG-Netz, Batteriespeicher und der PV-Anlage. Zusätzlich kommt hinzu, dass die VAG als stromintensives Unternehmen bei ihren Strombezugskosten von der EEG-Umlage befreit ist. Dadurch lässt sich auch der Effekt der verminderten EEG-Umlage von 40 % auf Eigenstromverbrauch nicht nutzen.

Unter folgenden Rahmenbedingungen wäre eine Wirtschaftlichkeit wahrscheinlicher:

Die Strompreise müssten stärker steigen und gleichzeitig die Investkosten für die PV-Anlage und insbesondere den Batteriespeicher sinken. Hilfreich wäre es auch, wenn Batteriespeicher, die PV-Anlage und das VAG-Netz räumlich näher zusammenliegen würden und man somit Kabelwege einsparen könnte.

## **5 Batterie**

### **5.1 Mögliche Speichertechnologien**

In Kap. 3.1 ist beschrieben, dass die Straßenbahn zum Anfahren innerhalb von ca. 20 Sekunden Leistungsspitzen von 400 – 550 kW und eine Energie von ca. 3 kWh benötigt. Diese Leistungsspitze wird normalerweise vom Unterwerk, welches eine Leistung von 2.000 kW hat, aufgebracht. Soll diese Leistung von der PV-Anlage aufgebracht werden, so ist eine Zwischenspeicherung notwendig, da die PV-Anlage je nach Größe im besten Fall zur Mittagszeit bei voller Sonneneinstrahlung diese Leistung aufbringen kann.

Als Kurzzeitspeicher kommt ein Schwungrad, ein Superkondensator, eine supraleitende Spule oder eine Li-Ionen-Batterie für Leistungsanwendungen in Frage.

Die im Projektantrag angedachte Bleibatterie kommt nicht in Frage, weil sie nicht zur Kurzzeitspeicherung im Sekundenbereich geeignet ist. Ihre typischen Speicherzeiten liegen zwischen 15 Minuten und 10 Stunden.

Supraleitende Spulen werden in Teilchenbeschleunigern eingesetzt, sind nur in individueller Anfertigung zu einem sehr hohen Preis erhältlich und kommen somit nicht in Frage.

Schwungräder und Superkondensatoren sind kommerziell erhältlich und sind prinzipiell einsetzbar, allerdings haben sie einen deutlich höheren spezifischen Preis bezogen auf die gespeicherte Energie im Vergleich zu Li-Ionen-Batterien. Der bereits bei der VAG eingesetzte Schwungradspeicher hat mit Anpasswandler ca. 500 T€ bei einer nutzbaren Speicherkapazität von 5 kWh gekostet.

Superkondensatoren kosten ca. 50 T€/kWh und bieten die Möglichkeit der Vollentladung. Bei ausschließlicher Abdeckung der Anfahrspitze von ca. 3 kWh bedeutet dies eine Investition von ca. 150 T€. Diese volle Entladung ist aber nur bei Einsatz eines Anpasswandlers möglich, weil sich die Straßenbahnspannung zwischen ca. 800 V und 850 V und nicht zwischen 0 V und 850 V bewegt. Im Prinzip ist es auch möglich den Kondensator ohne Anpasswandler an die Straßenbahngleisspannung anzuschließen und z. B. einen Spannungshub von 10 % (800 – 880V) zu zulassen. Allerdings ist dann die gespeicherte Energie um folgenden Faktor kleiner:

Gespeicherte Energie  $E = \frac{1}{2} \times C \times U^2 = \frac{1}{2} \times C (1 U^2 - 0,9 U^2) = \frac{1}{2} \times C \times 0,1 U^2$  . D. h um dieselbe Energie wie bei der Entladung auf null Volt zu erzielen ist eine fünffach größere Kapazität und somit auch Investition notwendig.

Li-Ionen-Batterien sind sowohl als Leistungs- wie als Energiespeicher erhältlich. In der Energiespeichervariante sind Ein- und Ausspeicherzeiten von 0,5 bis 10 Stunden üblich. In der Leistungsvariante reduzieren sich diese Zeiten auf 1 bis 30 Minuten. Längere Zeiten sind bei beiden Varianten problemlos möglich. Der spezifische Preis liegt zwischen 500 und 2.500 €/kWh. Der niedrigere Preis gilt für die Energiespeichervariante, z. B. für typische PV-Heimspeicher, der höhere Preis gilt für die Leistungsspeichervariante. Zur Einhaltung der erlaubten Spannungs- und Stromgrenzen bei der Entladung und Ladung ist ebenfalls ein Anpasswandler (siehe Abbildung 9) notwendig.

Für die geplante Anwendung bietet sich somit eine Li-Ionen-Batterie in der Leistungsspeichervariante an, da sie bei entsprechender Dimensionierung (siehe Kapitel 5.2) sowohl die Anfahrspitzen abdecken kann, wie auch überschüssige PV-Energie zeitlich verschieben kann, um z. B. Einstrahlungsflauten zu überbrücken.

## 5.2 Ermittlung der Mindestgröße des Speichers

I Für den Speicher wurde die Mindestgröße einer Li-Ionen-Batterie von der Firma Yuasa als Leistungsspeichervariante folgendermaßen abgeschätzt. Die Batterie ist so auszulegen, dass sie für eine Stunde das Leistungsmittel der Straßenbahn während der Mittagszeit von ca. 52 kW abgeben kann, also eine Energiemenge von 52 kWh bereitstellen kann. Dies entspricht dem sogenannten einstündigen Strom einer Batterie abgekürzt 1 C. Dies ist die Mindestgröße, da die Straßenbahn beim Anfahren ca. 520 kW d.h. die zehnfache Leistung der mittleren Leistung aufnimmt. Aus der Batterie würde zum Zeitpunkt des Anfahrens somit das 10-fache des mittleren Stromes entnommen werden, dies entspricht 10 C. Diese Strommenge kann die Batterie nur ca. 6 Minuten zur Verfügung stellen. 10 - 25 C ist der maximale Strom der einer Lithium-Ionen-Leistungsbatterie noch ohne zu große Verluste und Erwärmung im Minutenbereich entnommen werden kann.

Die Firma Yuasa bietet diese Art Batterie unter dem Namen LIM25H-12S1-F2 mit 25 Ah bei 43,2 V an. Sie hat ein Bauvolumen von 17,3 l und wiegt 28 kg.

Um die benötigte Energiemenge von 52 kWh bereitstellen zu können muss die Batterie, bei einer Nennspannung der Straßenbahn von 800 V, über eine Stunde einen Strom von 65 A liefern. Das bedeutet bei voller Entladung eine Mindestkapazität von 65 Ah. Da die Batterie von Yuasa 25 Ah hat, lassen sich somit zwei oder drei Batterien parallel schalten um 50 Ah oder 75 Ah zu erreichen. Als Mindestgröße wird 50 Ah gewählt, weil sie den dann etwas höheren spezifischen Strom (bezogen auf die Ah) auch noch abdecken kann. Um 800 V zu erreichen müssen 18,5 Batterien in Reihe geschaltet werden, gewählt wird 18.

Yuasa bietet Schaltschränke mit  $0,8 \times 0,6 \times 2,2 \text{ m}^3$  mit elf Batterien in Reihe und davon zwei parallel an. Davon würden zwei Schränke, die anstatt mit elf Batterien nur mit neun Batterien bestückt sind, benötigt, sodass in Summe 18 in Reihe und davon zwei parallel geschaltet wären. Diese Batterie hätte dann eine Kapazität von  $18 \times 2 \times 25 \text{ Ah} \times 43,2 \text{ V} = 39 \text{ kWh}$ .

Der Raumbedarf für die Batterie wäre somit mindestens  $2 \times \text{Grundfläche} \times \text{Höhe des Schaltschranks} = 2 \times 0,8 \times 0,6 \times 2,2 \text{ m}^3 = 2,16 \text{ m}^3$ .

Würde als Speicher ein Superkondensator mit 3 kWh gewählt, lässt sich die Mindestgröße der Speichermodule folgendermaßen abschätzen:  $\text{Energie/Spezifische Energiedichte} = 3.000 \text{ Wh}/5 \text{ Wh/l} = 600 \text{ l} = 0,6 \text{ m}^3$ . Diese Module müssen in einem Schaltschrank untergebracht werden, sodass sicherheitshalber mit ca.  $1 \text{ m}^3$  zu rechnen ist.

### 5.3 Speicherstandort

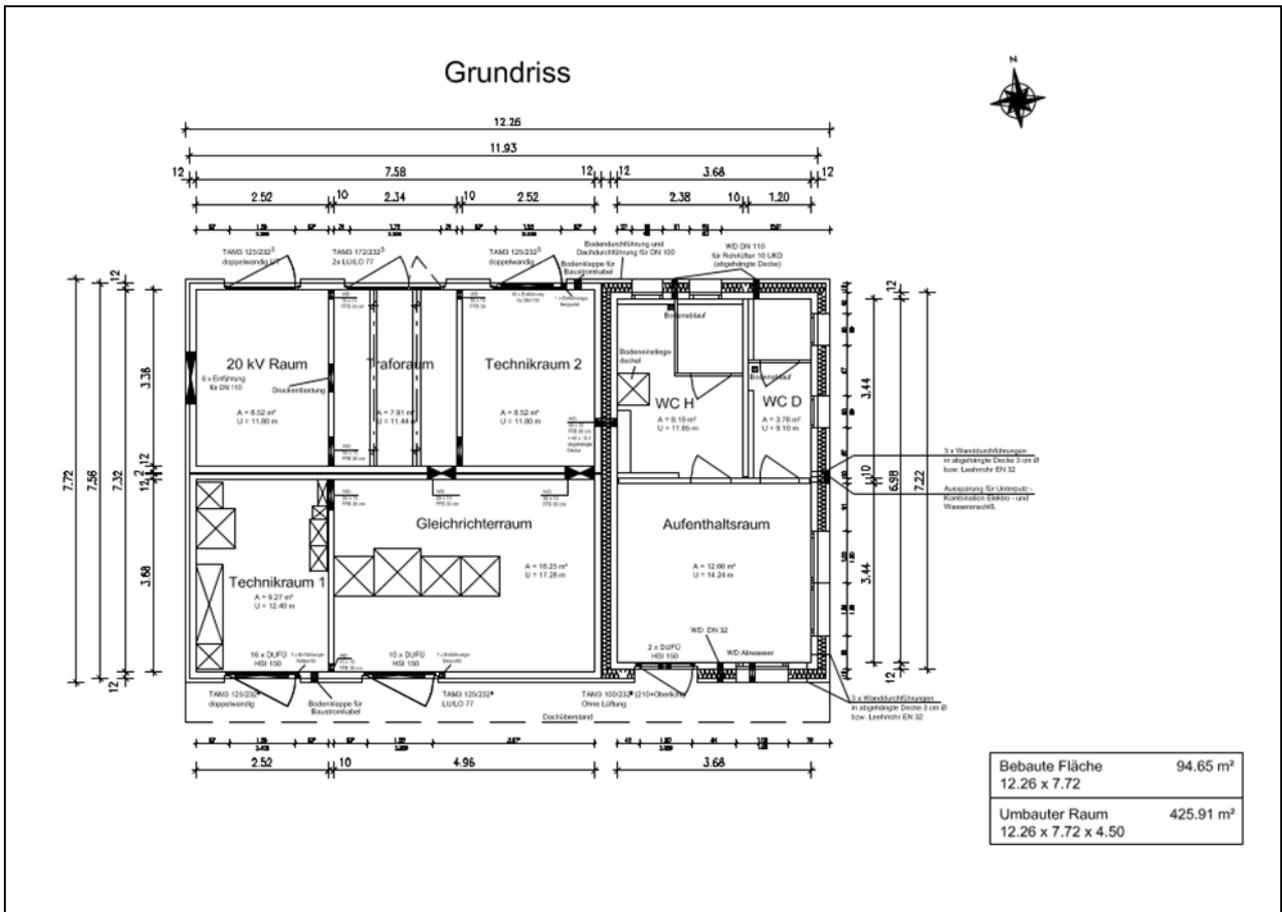


Abbildung 16: Möglicher Speicherstandort.  
Quelle: VAG Freiburg

Der Mindestplatzbedarf für die Li-Ionen-Batterie beträgt nach Kapitel 5.2 2,16 m<sup>3</sup>.

Hinzu kommt derselbe Platzbedarf für den Anpasswandler: 2,16 m<sup>3</sup>. Plus dasselbe für die Wechselrichter zur Netzeinspeisung: 2,16 m<sup>3</sup>.

Die Summe sollte dann noch mindestens verdoppelt werden, damit vor den Schaltschränken genügend Rangiererraum bleibt, somit wird insgesamt mindestens 12,96 m<sup>3</sup> benötigt, bei einer Schaltschrankhöhe von 2,2 m entspricht dies einer Mindestgrundfläche von 5,9 m<sup>2</sup>.

### 5.4 Marktsondierung

Die Marktsondierung für den elektrischen Speicher war in zwei Teilaufgaben untergliedert: zum einen musste eine für die oben genannten Anforderungen (hohe Entladeleistung!)

geeignete Batterie gefunden und zum anderen ein geeigneter Anpasswandler (DC/DC-Wandler, siehe Abbildung 9, Seite 16) gefunden werden.

#### **5.4.1 Batterie**

Bei der Suche nach einer geeigneten Batterie stellte sich die geforderte hohe Entladeleistung als besondere Hürde heraus. Die Entladeleistung von ca. 10 C (vollständige Entladung innerhalb von 6 Minuten) bei einer Speicherkapazität von ca. 52 kWh konnte letztendlich nur ein einziges Produkt der Fa. GS Yuasa sicherstellen.

Ebenfalls angefragt wurde auch die Firma Leclanché GmbH um eventuell noch einen deutschen Hersteller mit im Boot zu haben. Laut Auskunft von Leclanché arbeiten sie intensiv an Hochleistungszellen, haben aber derzeit (Stand April 2018) noch kein kommerzielles Produkt im Portfolio. Labormuster wären u. U. erhältlich.

Die sogenannten „High Power Modules“ der Fa. GS Yuasa sind speziell auf sehr hohe Entladeraten (bis zu 25 C) „gezüchtet“ – der Nachteil: diese Li-Ion-Batterien sind ca. fünf Mal teurer als Standard-Batterien welche auf hohe Energiedichte ausgelegt sind. Aus Mangel an Alternativen und wegen des sehr guten Supports durch GS Yuasa wurde diese Batterie (und die Kosten) allen Wirtschaftlichkeitsrechnungen zugrunde gelegt.

#### **5.4.2 Anpasswandler**

Die Anforderungen an den DC/DC-Wandler für die Batterie sind ebenfalls sehr hoch und komplex:

- Bi-Direktionalität
- Buck-/Boost Topologie
- Hohe Transferleistung von 500 kW
- Sehr hohe Spannungen auf der DC-Busseite (bis zu 900 VDC)
- Hohe Spannungen bis 800 VDC auf der Batterieseite
- Luftkühlung

Alle markterhältlichen Produkte von Firmen wie Siemens, ABB, Brusa etc. konnten die Spannungsanforderungen von 900 VDC nicht erfüllen (teilweise konnten auch die 500 kW

Transferleistung nicht bereitgestellt werden). Die auf kundenspezifische Entwicklungen spezialisierte Fa., GVA, bot die Entwicklung eines passgenauen DC/DC-Wandlers für insgesamt 250 T€ (Hardware und geschätzte Softwarekosten) an.

Erst zum Ende dieses Projekts wurde durch einen Messekontakt ein neues Produkt der Fa. Danfoss/Vacon (NXI-Familie) entdeckt. Diese Wandler sind für hohe Betriebsspannungen ausgelegt und nur wenig teurer als z. B. ein Produkt von Siemens (welches die Anforderungen nicht erfüllt). Das Angebot von Danfoss beläuft sich auf ca. 52 T€ für 500 kW Transferleistung. Dieses Produkt konnte im Rahmen der Studie nicht weiter untersucht werden.

## **6 Systemdienstleistungen durch die Batterie**

Im Rahmen der Studie wurde ebenfalls untersucht, ob die Anbindung eines Batteriesystems an das öffentliche Netz auch für Systemdienstleistungen genutzt werden kann. Also jene Dienste, die die Netzbetreiber neben der Übertragung und Verteilung von elektrischer Energie zusätzlich erbringen müssen. Neben der Frequenz- und Spannungshaltung sind dies im Wesentlichen der Versorgungswiederaufbau nach Netzunterbrechungen und die Bereitstellung von Regelleistung.

Prinzipiell eignet sich das ausgewählte Batteriemodell (bzw. Lithium-Ionen-Batterien) für einen Teil der Systemdienstleistungen.

Und zwar insbesondere für Primärregelleistung, Bereitstellung von Kurzschlussleistung und Schwarzstartfähigkeit. Auch auf Grund der Speicherkapazität liegt der Fokus im Folgenden auf der Primärregelleistung.

Regelenergie (auch „Regelleistung“ genannt) beschreibt die Energie, die ein Netzbetreiber braucht, um Leistungsschwankungen infolge von Ungleichgewichten zwischen physikalischem Leistungsangebot und -nachfrage, die nicht vorgesehen waren, im Stromnetz auszugleichen.

Dabei gibt es positive und negative Regelenergie. Wenn mehr Energie ins Netz eingespeist wird als entnommen wird, gibt es einen Leistungsüberschuss im Netz. Dann braucht der Netzbetreiber negative Regelenergie. Das bedeutet, dass kurzfristig dem Netz Strom entnommen wird.

Ist die Stromnachfrage unvorhergesehen erhöht, ist positive Regelenergie erforderlich. Der Netzbetreiber braucht nun kurzfristig eine Stromeinspeisung in sein Netz.

Bei der Primärregelenergie wird die Regelenergie innerhalb von 30 Sekunden benötigt und muss auch in diesem Zeitraum zur Verfügung gestellt werden und über einen fixen Zeitraum gehalten werden.

Die Vermarktung im Primärregelenergiemarkt erfolgt in der Regel über einen Direktvermarkter, der den einzelnen Speicher in einen virtuellen Pool aufnimmt. Der Speicher muss darüber hinaus auch den Anforderungen der Präqualifikation entsprechen.

Bei einer Mehrfachnutzung des Speichers verändert sich auch beispielsweise das Zähler- und Schaltkonzept und wird komplexer und teurer. Problematisch außerdem ist, dass die funktionale Mehrfachnutzung von Batteriespeichern (Anwendungsfälle sind oben im Text beschrieben) wirtschaftlich im aktuellen energiewirtschaftlichen Rechtsrahmen fast unmöglich und mit großen Risiken verbunden.

Weiter zu beachten ist, dass die Bereithaltung für Primärregelenergie die Anwendung des Speichers zur Eigenverbrauchsoptimierung einschränkt, was die eigentliche Hauptaufgabe des Speichers ist.

Aus diesen Gründen wird in diesem Fall auch die Bereitstellung des Speichers für den Primärregelenergiemarkt nicht weiter betrachtet.

## **7 Prüfung Elektromagnetische Effekt**

Der 3. Abschnitt der Stadtbahn-Neubaustrecke zur Messe führt in unmittelbarer Nähe an Instituten der Universität Freiburg vorbei. Dort sind Messgeräte vorhanden, die empfindlich auf elektromagnetische Felder (EMF) reagieren. Daher wird der Neubau der Stadtbahn von Gutachtern begleitet, die Untersuchungen, Berechnungen und Lösungsvorschläge zum Umgang mit EMF erarbeiten.

In der Voruntersuchung wird davon ausgegangen, dass im Streckenabschnitt zwischen dem Gleichrichterwerk (GW) 91 Ecke Berliner Allee/Ensisheimerstraße bis zur Wendeschleife mit dem GW 92 im Normalbetrieb zwei Straßenbahnen maximal beschleunigen. Dabei kommt es zu einem Stromfluss aus jedem Unterwerk von je 900 A.

Dieser Maximalstrom darf aufgrund der Einbindung der PV-Anlage nicht überschritten werden.

Für die PV-Anlage ist eine Leistung von 500 kW bzw. 750 kW geplant. Die Anlage versucht bis zu einer Spannungsanhebung von 850 - 870 V DC ins Netz der Straßenbahn einzuspeisen. Steigt die Spannung weiter an, wird direkt in das öffentliche Netz gespeist, so dass die Fahrleitungsspannung nie über 900 V DC angehoben werden kann. Die 500-kW-

Anlage liefert bei 850 V DC einen Strom von ca. 590 A. Die 750-kW-Anlage liegt bei ca. 880 A.

Fließt der von der PV-Anlage eingespeiste Strom in Richtung Wendeschleife, so entlastet dieser das GW 91. Das bedeutet, an den Instituten fließt ein geringerer Strom und damit entsteht auch ein reduziertes elektromagnetisches Feld.

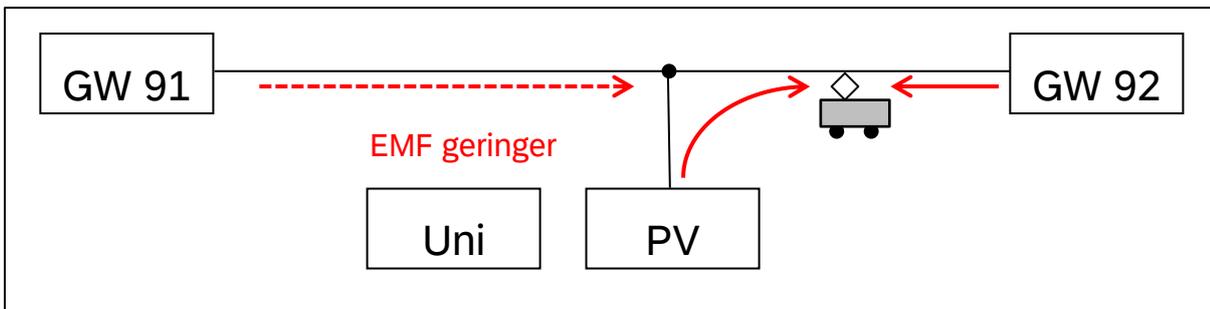


Abbildung 17: Prüfung elektromagnetischer Effekt; Quelle: VAG Freiburg

Fließt die Energie der PV-Anlage in Richtung GW 91, so wird der Strom vom GW 92 reduziert. Die EMF entlang der Uni bleibt davon unverändert.

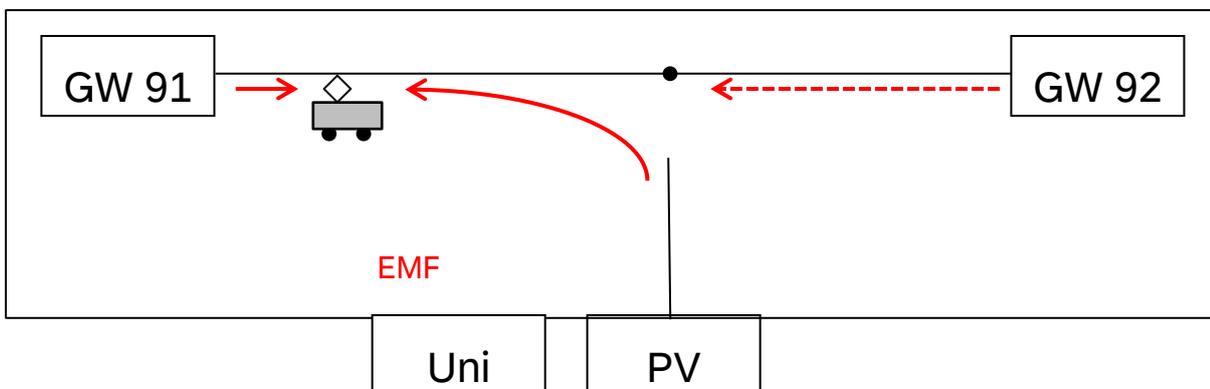


Abbildung 18: Prüfung elektromagnetischer Effekt; Quelle: VAG Freiburg

Daraus ergibt sich, dass sich die Einspeisung der PV-Anlage in bestimmten Fällen reduzierend auf die EMF entlang der Unigebäude auswirkt. In den anderen Situationen hat die zusätzliche Einspeisung keine Auswirkung auf die EMF. Aufgrund der Anlagendimensionierung bleibt der maximal mögliche PV-Strom mit ca. 880 A unter dem im Gutachten zugrunde gelegten Strom von 900 A je Gleichrichterwerk.

## 8 Projekterkenntnisse

Die wesentlichen Erkenntnisse aus dem Projekt sind:

1. Große Herausforderung bei der Auslegung des Gesamtsystems ist in diesem Fall die sich stark ändernde Energiebezugsleistung beim Anfahren der Straßenbahnen. Darin unterscheidet sich dieser Anwendung eines PV-Batterie-Speichersystems stark von herkömmlichen Einsatzgebieten. Eben dies führt auch dazu, dass sehr anwendungsspezifische Batteriespeichertechnik eingesetzt werden muss, um das Straßenbahnnetz sinnvoll mit PV-Strom zu speisen. Diese ist wiederum oft teuer, da sie bisher nicht im Massenmarkt eingesetzt wird.
2. Die aktuellen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erschweren den Ansatz eines multifunktionalen Batteriespeichers, wodurch viele Batteriespeicher mit nur einem Anwendungsfall nicht wirtschaftlich betrieben werden können. Bei weiteren Anwendungsfällen neben der PV-Stromzwischenspeicherung, wäre eine Wirtschaftlichkeit auch in diesem Fall leichter zu erzielen.
3. Für eine bessere Wirtschaftlichkeit ist auf möglichst kurze Kabelstrecken und ein geeigneter Netzanschlusspunkt zu achten, da dadurch die Investitionskosten reduziert werden können. In diesem Fall waren die Kabelwege im Verhältnis zur PV-Leistung wesentlich zu hoch.

## 9 Literaturverzeichnis

- Nahmmacher, Paul; Schmid, Eva; Hirth, Lion; Knopf, Brigitte: Carpe diem: A novel approach to select representative days for long-term power system models with high shares of renewable energy sources. In: *Potsdam Institute for Climate Impact Research*.
- Pfenninger, Stefan (2017): Dealing with multiple decades of hourly wind and PV time series in energy models. A comparison of methods to reduce time resolution and the planning implications of inter-annual variability. In: *Applied Energy* 197, S. 1–13. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.03.051.

[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Regelenergie/regelenergie-node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Regelenergie/regelenergie-node.html)