Projekt: P010657 Studie *BTU-SmartCampus*

Kunde: *BTU Cottbus-Senftenberg*

Version: V1

Stand: 22.10.2020

Bearbeiter: **David Wagner (ASCORI GmbH & Co. KG)**

Version	Datum	Beschreibung	Bearbeiter
V0	18.08.2020	Endbericht	David Wagner / ASC
V1	22.10.2020	Downloadversion	David Wagner / ASC

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung 1
1.1 Kurzvorstellung *EVH-MicroGrid* 1
1.2 Forschungsziele des zukünftigen *BTU-SmartCampus* 2
1.3 Schwerpunkte und Aufbau der Studie *BTU-SmartCampus* 2
2 Verbrauch und Erzeugung des BTU-Zentralcampus 4
2.1 Lastgang Strom 4
2.2 Wärmeverbrauch 5
2.3 Erzeugungsanlagen 6
2.3.1 Installierte PV-Anlagen 6
2.3.2 Installierte Wärmepumpen 7
2.4 Zusammenfassung Erzeugung und Verbrauch 8
3 Potentiale 9
3.1 Lageplan BTU-Zentralcampus 9
3.2 PV-Potentialanalyse 10
3.2.1 Durchführung der Analyse 10
3.2.2 Gebäude 12
3.2.3 PV-Parkplatzflächen 14
3.2.4 PV-Freiflächen 15
3.2.5 PV-Ausbauszenarien 18
3.2.6 Überschussmengen 20
3.3 Erdgasbetriebenes BHKW 23
3.3.1 Technologie 23
3.3.2 Einfluss auf Strom- und Wärmebezug 24
3.3.3 Überschussmengen 25
3.4 Geothermie 26
3.5 Zusammenfassung Potentiale 27
4 Anwendungen zur Sektorenkopplung 28
4.1 Power-to-Gas (Power-to-H_2) 29
4.1.1 Wasserstofftankstelle 29
4.1.2 BHKW mit Brennstoffzelle 31
4.1.3 Vorhandener Elektrolyseur 32
4.1.4 Neuer Elektrolyseur 33
4.1.5 Verwendung der Energieüberschüsse 33
4.1.6 Zusammenfassung 35

INHALTSVERZEICHNIS

4.2 Power-to-Heat / Power-to-Cool ... 36
4.2.1 Bereitstellung von Wärme ... 36
4.2.2 Bereitstellung von Klimakälte ... 38
4.2.3 Zusammenfassung ... 38
4.3 Batteriespeicher ... 39
4.3.1 Zentraler Batteriespeicher (ZBS) ... 40
4.3.2 Dezentrale Batteriespeicher ... 46
4.3.3 Zusammenfassung ... 47
4.4 E-Mobilität ... 49
4.4.1 Vorhandener Ladesäulenpark ... 49
4.4.2 Einbindung neuer Ladesäulen ... 50
4.4.3 BTU-eigener Fuhrpark ... 51
4.4.4 Zusammenfassung ... 52
4.5 Einsatz als steuerbare Last ... 53
4.6 Anwendungen unter Berücksichtigung eines BHKWs ... 55
4.6.1 Einfluss auf die vorgestellten Anwendungen ... 55
4.6.2 Dimensionierung des Batteriespeichers ... 55
4.7 Sonstige Anwendungen und Möglichkeiten ... 57
4.7.1 Solare Ladestation für Fahrräder ... 57
4.7.2 Überdachte Parkplätze mit Ladesäulen ... 58
4.7.3 Energy & Art ... 59
4.7.4 Neuansiedlung von Instituten ... 60
5 Ausbaustufen *BTU-SmartCampus* ... 62
5.1 Ausbaustufe 1 ... 63
5.2 Ausbaustufe 2 ... 64
5.3 Ausbaustufe 3 ... 65
5.4 Ausbaustufe 4 ... 66
6 Netzberechnung ... 67
6.1 Ist-Netz ... 67
6.2 Erzeuger und Verbraucher des zukünftigen *BTU-SmartCampus* ... 70
6.3 Lastflussrechnung (LFR) ... 72
6.3.1 Szenario a1) (BF 1, maximaler Bezug) ... 73
6.3.2 Szenario a2) (BF 2, maximaler Bezug) ... 74
6.3.3 Szenario a3) (BF 3, maximaler Bezug) ... 75
6.3.4 Szenario b) (BF 3, minimaler Bezug) ... 76
6.3.5 Szenario c) (BF 3, minimaler Bezug + Ausbaustufe 1) ... 77

6.3.6 Szenario d) (BF 3, minimaler Bezug + Ausbaustufe 2) ... 78
6.3.7 Szenario e) (BF 3, minimaler Bezug + Ausbaustufe 3) ... 79
6.3.8 Szenario f1) (BF 3, minimaler Bezug + Ausbaustufe 4) ... 80
6.3.9 Szenario f2) (BF 2, minimaler Bezug + Ausbaustufe 4) ... 81
6.3.10 Szenario g) (BF 3, maximaler Bezug AS + Ausbaustufe 4) ... 82
6.4 Kurzschlussrechnung (KSR) ... 83
6.4.1 Szenario h) (BF 4, maximaler Bezug) ... 84
6.4.2 Szenario i) (BF 4, maximaler Bezug AS + Ausbaustufe 4) ... 85
6.4.3 Szenario j) (BF 5, maximaler Bezug AS + Ausbaustufe 4) ... 86
6.5 Bewertungskriterien ... 87
6.6 Bewertung ... 88
6.6.1 Lastflussrechnung ... 88
6.6.2 Kurzschlussrechnung ... 90
6.6.3 Erforderliche Maßnahmen zur Realisierung der Ausbaustufen ... 92
7 Leittechnik ... 94
7.1 IST-Stand ... 94
7.1.1 Primäres und redundantes Datennetz ... 95
7.1.2 Leittechnikstruktur im *EVH-MicroGrid* ... 96
7.2 Leittechnik *BTU-SmartCampus* ... 97
7.2.1 Prozessebene: Messstellen ... 97
7.2.2 Steuerungsebene: Fernwirkgeräte ... 100
7.2.3 Leitebene: Netzleitsystem ... 102
7.2.4 Büroebene: Datenarchivierung ... 102
7.3 Zusammenfassung ... 103
8 Schlussbetrachtung und Kostenkalkulation ... 104
8.1 Fazit ... 104
8.2 Ausbaustufe 1 ... 105
8.3 Ausbaustufe 2 ... 105
8.4 Ausbaustufe 3 ... 106
8.5 Ausbaustufe 4 ... 106
9 Literaturverzeichnis ... 107
10 Abkürzungsverzeichnis ... 112
11 Abbildungsverzeichnis ... 113
12 Tabellenverzeichnis ... 119
13 Anhang ... 123

1 Einleitung

Die vorliegende Dokumentation stellt das Konzept für den *BTU-SmartCampus* auf dem Zentralcampus der *BTU Cottbus-Senftenberg* vor. Um das Projektziel der Umgestaltung in den *BTU-SmartCampus* und die substantielle Reduzierung von CO_2-Emissionen erreichen zu können, bedarf es der Betrachtung verschiedener Möglichkeiten zur Energiebereitstellung aus regenerativen Erzeugungsanlagen (EZA) und der Verwendung der resultierenden Energieüberschüsse. In diesem Entwicklungskonzept werden verschiedene Möglichkeiten vorgestellt, wie auf dem Campus zusätzlich zum bereits vorhandenen *EVH-MicroGrid* weitere regenerative Erzeuger, Speicher und steuerbare Lasten errichtet werden können. Ziel ist es, den Zentralcampus zum *BTU-SmartCampus* mit einer Höchstlast von etwa 2 – 3 MW auszubauen.

Im Rahmen der Projekte *SERF* (Solar Energy Research Field), *e-SolCar* und *SCR* (Smart Capital Region) wurde auf den Gebieten der Elektromobilität (E-Mobilität), Messtechnik und Leittechnik Vorarbeit geleistet, die in dieser Studie aufgegriffen wird. Im Zuge der Projekte entstand auf dem Campus ein *EVH-MicroGrid*, welches verschiedene Komponenten der Sektorenkopplung beinhaltet. Konzeptionell soll der *BTU-SmartCampus* auf dem bisherigen *EVH-MicroGrid* aufsetzen.

Da die Anfänge dieser Konzeptstudie bereits in das Jahr 2018 zurückreichen, können nicht alle technischen Entwicklungen des Jahres 2019 bzw. 2020 in die Studie mit einbezogen werden. Neue Marktakteure, verbesserte PV-Modultechnologien, optimierte Anlagenkomponenten oder die Weltwirtschaft betreffende Ereignisse können einen erheblichen Einfluss bspw. auf die Kostenentwicklung einzelner Technologien in dieser Konzeptstudie haben und unterliegen einem steten Wandel. Diese Entwicklungen gilt es im Rahmen der Umsetzung der Studie bzw. in den Ausführungsplanungen zu berücksichtigen. Auch der BTU-Campus unterliegt diesem Wandel. Daher ist es möglich, dass einzelne Annahmen schon in naher Zukunft aufgrund von Bebauungsplänen oder Umstrukturierungen nicht mehr zutreffend sind.

1.1 Kurzvorstellung *EVH-MicroGrid*

Für Forschungszwecke wurde auf dem BTU-Zentralcampus in den letzten Jahren ein *EVH-MicroGrid* aufgebaut. Es besteht aus verschiedenen EZA, Verbrauchern und Energiespeichersystemen. Das *EVH-MicroGrid* beinhaltet folgende Komponenten:

- Photovoltaik-Anlage (PV-Anlage) mit einer installierten Leistung von 110 kVA_p
- Bleisäure-Batteriespeicher mit einer Umrichterleistung von 60 kVA und einer Kapazität von 2.000 kWh, wobei 500 kWh nutzbar sind
- Power-to-Heat-Anlage mit 60 kW_{el} und Power-to-Cool-Anlage mit 15 kW Kälteleistung
- Wärmespeicher mit 230 kWh
- 15 Ladesäulen mit einer maximal zulässigen Scheinleistung von 22 kVA pro Ladesäule
- Erdgasbetriebenes, stromgeführtes Mini-Blockheizkraftwerk (BHKW) mit 40 kVA_{el} und 80 kW_{th}

Im *EVH-MicroGrid* kann das dynamische Betriebsverhalten der jeweiligen Komponente untersucht werden. Durch das Interagieren der einzelnen Komponenten soll eine Optimierung des Energieverbundes erfolgen. Die Leitstelle des *EVH-MicroGrid* ist im *Besucherzentrum Intelligente Energie-Netze* (BIENe) untergebracht.

1.2 Forschungsziele des zukünftigen *BTU-SmartCampus*

Für den BTU-Zentralcampus soll dieses *EVH-MicroGrid* der 100-kVA-Klasse auf ein SmartGrid der 2-MVA-Klasse skaliert werden. Dieser *BTU-SmartCampus* soll als Reallabor dienen, welches die Analyse energiewende-relevanter Fragestellungen in der Mittelspannung (MS) und Niederspannung (NS) der Stromversorgung ermöglicht. Mit dem *BTU-SmartCampus* soll eine Infrastruktur aufgebaut werden, die

- neue Technologien und Verfahren beinhaltet,
- die aktuell verfügbare Versorgungsinfrastruktur enthält,
- den sektorenübergreifenden Verbundbetrieb im unteren MW-Bereich erprobt,
- einen Beitrag zur Wahrung eines sicheren und stabilen Netzbetriebs leistet,
- weitere Forschungslabore anderer Lehrstühle integrieren kann und
- alle Komponenten an ein zentrales Energiemanagementsystem andockt.

Mit dem *BTU-SmartCampus* könnte somit ein Quartiernetz mit einer Höchstlast im einstelligen MW-Bereich aufgebaut werden, in dem der Einsatz neuartiger Komponenten und Betriebsverfahren im Originalmaßstab erprobt wird. Die Forschungsziele des *BTU-SmartCampus* umfassen dabei

- die technische Machbarkeit,
- die Ermittlung von Lastverschiebe- und Steuerungspotentialen,
- die sektorübergreifende Betriebsführung von Strom, Wärme, Gas und Mobilität,
- die Verbundoptimierung und Online-Betriebsführung,
- sowie die Kommunikations- und Leittechnikerweiterung für dezentrale Verbundanlagen.

1.3 Schwerpunkte und Aufbau der Studie *BTU-SmartCampus*

Bei der vorliegenden Konzeptstudie zum *BTU-SmartCampus* der *BTU Cottbus-Senftenberg* handelt es sich um eine Machbarkeitsstudie. Grundlegend wird untersucht, inwiefern der Aufbau eines Reallabors im MW-Bereich auf dem Zentralcampus möglich ist. Die Schwerpunkte der Studie sind:

- die Untersuchung des Bestandsnetzes der Mittel- und Niederspannung,
- die Analyse des Lastgangs,
- die Erzeugungspotentiale auf dem Campus,
- die Untersuchung von Energiespeichern und steuerbaren Lasten,
- die Erstellung von PV-Ausbauszenarien,
- die Konzeptionierung eines Energiemanagementsystems,
- die Beschreibung von Ausbaustufen des *BTU-SmartCampus*.

In Abbildung 1-1 ist die Gliederung der Konzeptstudie dargestellt. Zunächst wird in Kapitel 2 der Lastgang des BTU-Campus, basierend auf Daten aus Smart Metern, dargestellt. Die Beschreibung des IST-Zustands wird durch die Vorstellung der bereits installierten EZA komplettiert.

Im Kapitel 3 werden potenzielle, neue EZA vorgestellt, die zukünftig die Grundlage für den *BTU-SmartCampus* darstellen können. Der Fokus der Studie liegt auf der Ermittlung der maximal installierbaren PV-Leistung auf dem Campus. In der durchgeführten PV-Potentialanalyse werden den Dach-, Fassaden-, Parkplatz- und Freiflächen des Zentralcampus anhand verschiedener Kriterien Prioritäten zur Bebauung zugeordnet und PV-Ausbauszenarien erstellt. Anschließend werden mögliche Überschussmengen aus dem Vergleich zwischen PV-Erzeugung und Lastgang ermittelt. Weitere Potentiale bieten Geothermie und ein erdgasbetriebenes BHKW.

Die durch PV-Anlagen in den verschiedenen Szenarien ermittelten Energieüberschüsse ermöglichen die Dimensionierung von Energiespeichern und Anwendungen, die als Bestandteil der Sektorenkopplung eingesetzt werden können. Diese, in Kapitel 4 vorgestellten Anwendungen, können als steuerbare Last dienen – sie können als zusätzliche Verbraucher agieren oder für das BTU-Netz zusätzliche Energie in Zeiten geringer PV-Erzeugung bereitstellen.

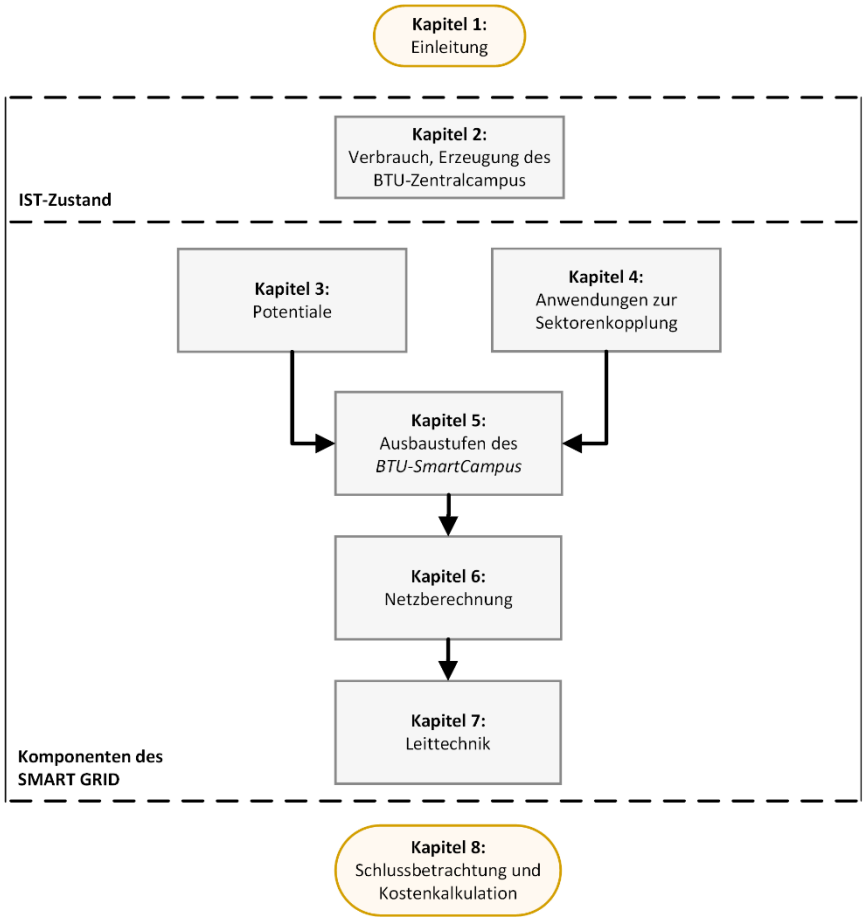


Abbildung 1-1: Kapitelübersicht der Studie *BTU-SmartCampus*

Basierend auf den Potentialen und den abgeschätzten PV-Szenarien werden in Kapitel 5 die möglichen Ausbaustufen des *BTU-SmartCampus* vorgestellt.

In Kapitel 6 wird die Topologie des Mittel- und Niederspannungsnetzes des Campus dargestellt. Es werden auf Grundlage des Bestandsnetzes Lastfluss- und Kurzschlussrechnungen durchgeführt und die Ergebnisse analysiert. Weiterhin werden Netzberechnungen für die Ausbaustufen des *BTU-SmartCampus* durchgeführt. Die Netzberechnungen erfolgen mit *DIgSILENT PowerFactory*.

Die Eingliederung der Komponenten des *BTU-SmartCampus* in eine übergeordnete Leittechnik ist ebenfalls Bestandteil der Konzeptstudie. Diese Thematik wird in Kapitel 7 behandelt. Basierend auf der Infrastruktur des *EVH-MicroGrid* werden die notwendigen Maßnahmen zur Erweiterung auf allen Ebenen der Leittechnik diskutiert.

In Kapitel 8 werden die Erkenntnisse der Studie in einem Fazit resümiert. Den Abschluss der Studie bildet die Kostenkalkulation der Ausbaustufen des *BTU-SmartCampus.*

2 Verbrauch und Erzeugung des BTU-Zentralcampus

Die Ermittlung des IST-Zustandes des Strom- bzw. Wärmeverbrauchs und der EZA auf dem Campus dient als Basis für die Konzeptstudie. Die aufgezeichneten und analysierten Daten sind im Besonderen bei der späteren Berechnung der PV-Ausbauszenarien von Bedeutung. Durch den Vergleich des IST-Lastgangs mit dem möglichen Einspeisepotential können Überschussmengen prognostiziert werden. In diesem Kapitel werden die zur Verfügung stehenden Informationen zu den Verbräuchen und EZA dokumentiert.

2.1 Lastgang Strom

Zur Lastganganalyse des BTU-Campus werden aus DIRIS Leistungsmessgeräten aufgezeichnete Daten der MS/NS-Transformatoren aus 2018 ausgewertet. Bei den Messdaten an den NS-Abgängen der Transformatoren handelt es sich um Momentanwerte in viertelstündlicher Auflösung. Eine Auflistung der Smart Meter mit dem jeweiligen Standort ist in Tabelle 2-1 aufgeführt.

Tabelle 2-1: Anzahl und Standorte der ausgewerteten Smart Meter

Trafostation	Abkürzung	Anzahl ausgewerteter Smart Meter
Trafostation Übergabestation 1	T01 TST-ÜST1	2
Trafostation Wasserstoffhalle	T02 TST-H2Halle	2
Trafostation Fakultät 4	T03 TST-Fak.4	2
Trafostation FMPA	T04 TST-FMPA	1
Trafostation ZHG	T05 TST-ZHG	2
Trafostation LG1C	T06 TST-LG1C	2
Trafostation Mensa	T07 TST-Mensa	2
Trafostation Fakultät 3	T08 TST-Fak3	3
Trafostation IKMZ	T10 TST-IKMZ	1
Trafostation Panta Rhei	T11 TST-Panta Rhei	1
Trafostation Übergabestation 2	T12 TST-ÜST2	2
Trafostation Rechenzentrum	T13 TST-RZ	3
Trafostation Verkehrstechnikhalle	T2.2 TST-VTH	2

Die vorliegenden Datensätze weisen zahlreiche Lücken auf, so dass eine vollständige Darstellung des Lastgangs nicht möglich ist. Die Lücken resultieren entweder aus einem kompletten Ausfall der Leittechnik (keine Datenaufnahme) oder aus einer Fehlfunktion im jeweiligen Messgerät (0-Werte im Lastgang). Folgende Zeiträume sind nicht erfasst:

- 01.01.2018 00:00 Uhr – 19.01.2018 19:00 Uhr
- 04.02.2018 22:45 Uhr – 11.03.2018 22:15 Uhr
- 14.04.2018 03:45 Uhr – 27.04.2018 11:15 Uhr
- 09.05.2018 13:15 Uhr – 14.06.2018 08:15 Uhr
- 24.10.2018 08:45 Uhr – 31.12.2018 23:00 Uhr

Der in Abbildung 2-1 dargestellte Lastgang aus dem Jahr 2018 ist bereinigt, da fehlende Daten im Lastgang für bspw. einen Tag durch Daten eines äquivalenten Tages ergänzt wurden[1]. Um die fehlenden Daten (24.10.2018 – 31.10.2018) vervollständigen zu können, wurden für diesen Zeitraum die Werte vom 16.10.2018 – 23.10.2018 verwendet.

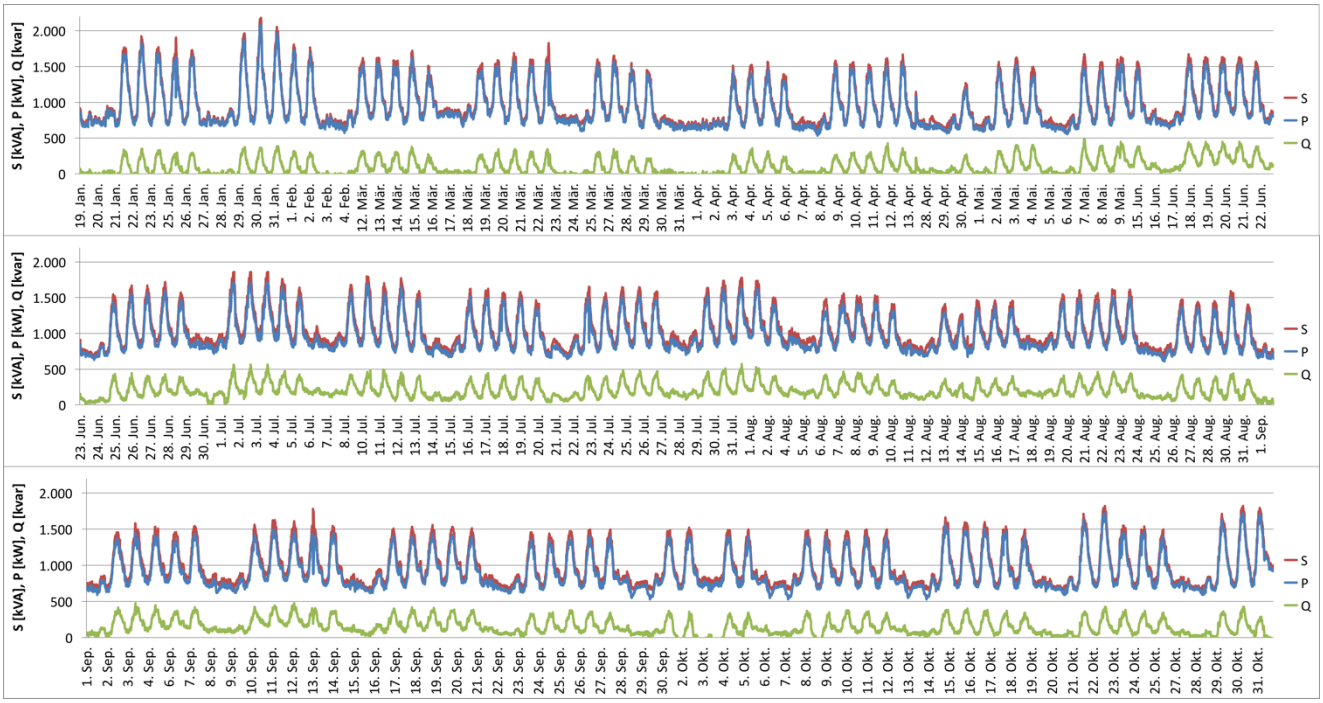


Abbildung 2-1: Bereinigter Lastgang BTU-Campus 2018 (19.01.2018 – 31.10.2018)

Der Lastgang des Zentralcampus weist folgende Eigenschaften auf:

- wochentagunabhängige Grundlast: 600 kVA,
- Spitzenlast: 2.100 kVA,
- unterschiedlicher Leistungsbezug in der vorlesungsfreien Zeit und im Semester,
- in den Mittagsstunden treten aufgrund des Leistungsbezugs der Mensa Lastspitzen auf.

Im Anhang 13.1 wird eine detailliertere Lastganganalyse vorgenommen. Dabei werden u. a. die Tage der Jahreshöchst- und der Jahrestieflast gesondert betrachtet.

2.2 Wärmeverbrauch

Die verbrauchte Wärmemenge beschreibt die Gesamtmenge, welche über den Wärmemengenzähler der Stadtwerke Cottbus in den einzelnen Gebäuden abgerechnet wurde. In Anhang 13.2 ist das Netzschema des Fernwärmenetzes des Campus skizziert.

In Abbildung 2-2 ist der Wärmeverbrauch des Campus aus dem Jahr 2018 in monatlicher Auflösung dargestellt. Es ist davon auszugehen, dass der größte Wärmebedarf für Raumwärme – also für die Erwärmung von Seminarräumen, Laborhallen etc. – genutzt wird.

[1] Beispiel: Für fehlende Daten vom Zeitraum 29.06.2018, 07:45 Uhr – 29.06.2018, 12:15 Uhr wurden die aufgezeichneten Daten vom 22.06.2018, 07:45 Uhr – 22.06.2018, 12:15 Uhr verwendet.

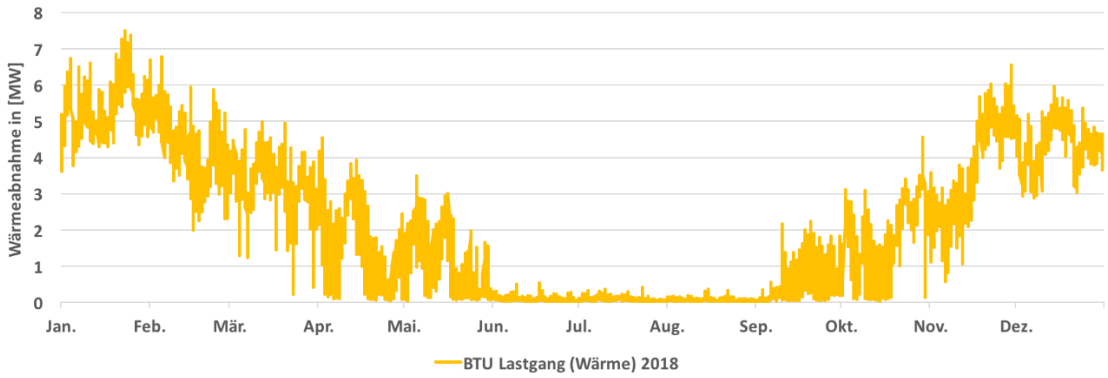


Abbildung 2-2: Lastgang BTU (Wärme) (2018)

Aus dem Diagramm können folgende Eigenschaften des Wärmeverbrauchs der BTU abgeleitet werden:

- maximale Wärmelast: 7,5 MW (Februar),
- Sommermonate Juni, Juli und August mit geringem Wärmebedarf
- höchster Wärmeverbrauch in den Herbst- und Wintermonaten

Auf dem Campus befinden sich aktuell noch Gebäude, in denen Warmwasser zentral erzeugt und verteilt werden. Aufgrund der hohen hygienischen Anforderungen wurden in den letzten Jahren eine Vielzahl der Warmwasseranlagen wieder dezentralisiert und die notwendigen Mengen werden über Durchlauferhitzer bereitgestellt.

2.3 Erzeugungsanlagen

Bisher ist eine geringe Zahl an EZA auf dem Campus installiert. Diese werden in diesem Kapitel thematisiert und mit dem Lastgang der BTU verglichen. Auf dem Campus befinden sich zurzeit PV-Anlagen auf dem Dach der FMPA und des FZ3H, sowie Wärmepumpen im IKMZ und Energiezentrum 3E. Besonders die Daten der PV-Anlage der FMPA sind von Bedeutung, da diese im Verlauf der Studie mit den installierbaren PV-Leistungen auf dem Campus skaliert und mit dem Lastgang verglichen wurden.

2.3.1 Installierte PV-Anlagen

- **PV-Anlage FMPA**

Auf dem Dach der FMPA befindet sich derzeit eine PV-Anlage mit den folgenden Eigenschaften:

- 110 kWp installierte Leistung
- 530 installierte Module und 7 Wechselrichter
- Leistung für unterschiedliche Modulneigungen und -ausrichtungen wird erfasst
- Messpilz ermittelt Einstrahlungsstärke
- Datenerfassung erfolgt durch Smart Meter

Die PV-Anlage dient im *EVH-MicroGrid* als regenerativer Einspeiser für Forschungszwecke, um das dynamische Betriebsverhalten der Komponenten des *EVH-MicroGrid* untersuchen zu können. In Abbildung 2-3 ist der Lastgang der BTU (rote Kennlinie) der Erzeugung der PV-Anlage der FMPA gegenübergestellt. Die Erzeugungskennlinie (blaue Kennlinie) spiegelt dabei die bekannte Volatilität der Stromerzeugung durch PV wider – die Daten entstammen aufgenommenen Zeitreihen der PV-Anlage im 15-Minuten-Takt. Während die höhere Ausbeute von April bis Oktober erkennbar ist, können bspw. im Januar keine größeren Energiemengen

produziert werden. Als äquivalent sind dazu die Monate Februar, November und Dezember anzusehen, die in diesem Fall aufgrund der fehlenden Daten nicht abgebildet sind. Im Vergleich zum Lastgang der BTU ist die Erzeugung aus PV-Anlagen im IST-Zustand gering.

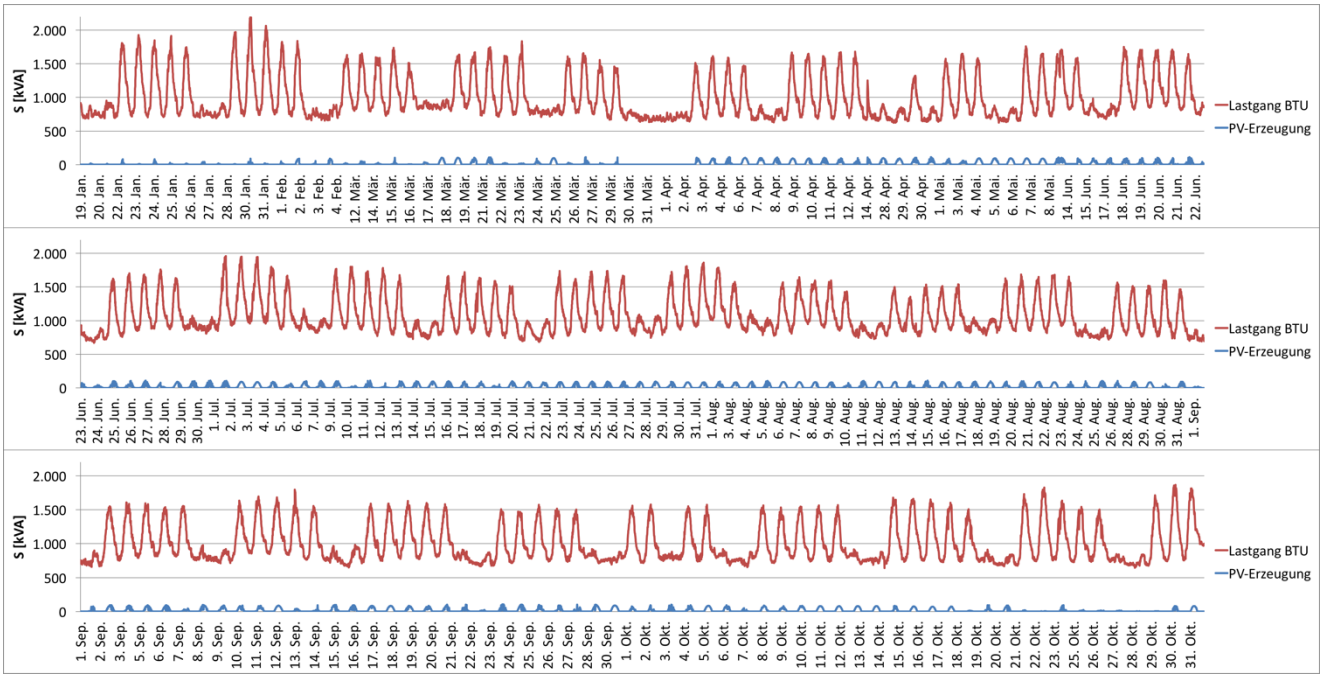


Abbildung 2-3: Lastgang BTU und PV-Erzeugung, 2018

- **PV-Anlage FZ3H**

Eine weitere PV-Anlage befindet sich auf dem Dach des neu errichteten Forschungszentrums 3H. Folgende Merkmale der Anlage sind bekannt:

- 30 kWp installierte Leistung
- 108 installierte Module und 3 Wechselrichter
- Errichtung der Anlage in Ost/West-Aufständerung

2.3.2 Installierte Wärmepumpen

- **Wärmepumpe Forschungszentrum 3E**

Im Jahr 2013 wurde mit dem Forschungszentrum 3E ein Gebäude fertiggestellt, welches sich durch ein innovatives Energiekonzept auszeichnet. Neben der Nutzung der Abwärme aus dem Nachbargebäude LG3A ist eine Wärmepumpe installiert, die den Wärmebedarf des Forschungszentrums decken soll. Das Wärmepumpensystem weist folgende Eigenschaften auf [HÄN16]:

- reversible Wärmepumpe mit 149 kW Heizleistung
- Schichtspeicher mit Kälte deckt den Kältebedarf des Gebäudes
- Jahresarbeitszahl 2,8 und für Kältesystem 2,35
- 31 Erdsonden in etwa 100 m Tiefe, gruppiert in zwei Felder
- Erdsonden ermöglichen in Übergangszeiten freie Kühlung über Kapillarrohrmatten (15 – 25 kW)
- 25 m³ Schichtenspeicher als Wärme- oder Kältespeicher
- Messkonzept für alle Komponenten

Für detailliertere Ausführungen zum Energiekonzept des FZ3E wird auf den Abschlussbericht *Monitoring für das Energiezentrum der BTU Cottbus hingewiesen* [HÄN16].

- **Wärmepumpen IKMZ**

Ursprünglich enthielt das energetische Konzept des IKMZ aus dem Jahr 2006 eine Energieverbundanlage aus zwei erdgasbetriebenen BHKWs, einer vierstufigen Wärmepumpe und einem Spitzenlastgaskessel zur Deckung des Heizenergiebedarfs. Das Betriebskonzept konnte allerdings nicht über einen längeren Zeitraum umgesetzt werden, so dass das IKMZ an das Fernwärmenetz der Stadt Cottbus angeschlossen wurde. Das weiterhin bestehende Wärmepumpensystem des IKMZ weist folgende Eigenschaften auf [HÄN06]:

- vierstufige, reversible Wärmepumpe
- vier Erdsondenfelder aus insgesamt 50 Sonden mit je 50 m Länge im Norden und Süden des IKMZ
- Deckung der Grundlast der Kühlung durch Erdsondenfeld
- bei erhöhtem Kältebedarf wird Wärmepumpe als Kompressionskältemaschine genutzt

2.4 Zusammenfassung Erzeugung und Verbrauch

In Tabelle 2-2 sind die Erzeugung und der Verbrauch von Strom und Wärme auf dem Campus zusammengefasst dargestellt.

Tabelle 2-2: Zusammenfassung Verbrauch und Erzeugung auf dem BTU-Campus

Strom		**Wärme**	
Erzeugung	Verbrauch	Erzeugung	Verbrauch
- 110 kWp (PV-Anlage FMPA) - 30 kWp (PV-Anlage FZ3H)	- 500 kVA (Grundlast) - 2.100 kVA (Spitzenlast)	- Wärmepumpe IKMZ - Wärmepumpe FZ3E	- 7,5 MW (Spitzenlast)

Es ist zu erkennen, dass

- der Campus einen Strom- und Wärmebedarf im MW-Bereich hat und
- nur ein geringer Teil des Strom- und Wärmebedarfs durch EZA gedeckt werden kann.

3 Potentiale

In diesem Kapitel werden die Potentiale für EZA auf dem Campus untersucht. Zunächst wird der Lageplan des BTU-Campus vorgestellt. Anschließend werden folgende Potentiale analysiert:

- Photovoltaik
- Erdgasbetriebenes BHKW
- Geothermie

Die leittechnische Anbindung der potentiellen EZA wird gesondert in Kapitel 7 betrachtet.

3.1 Lageplan BTU-Zentralcampus

In Abbildung 3-1 ist der Campusplan des Zentralcampus der *BTU Cottbus-Senftenberg* dargestellt. Die Gebäudebezeichnungen werden im Verlauf der Studie verwendet. Auf dem Plan sind folgende Gebäude nicht vermerkt:

- Anwendungszentrum Fluiddynamik (AZFD), nordwestlicher Campus, ehemals Gewächshaus
- Forschungszentrum (FZ3H), südlich des LG3A

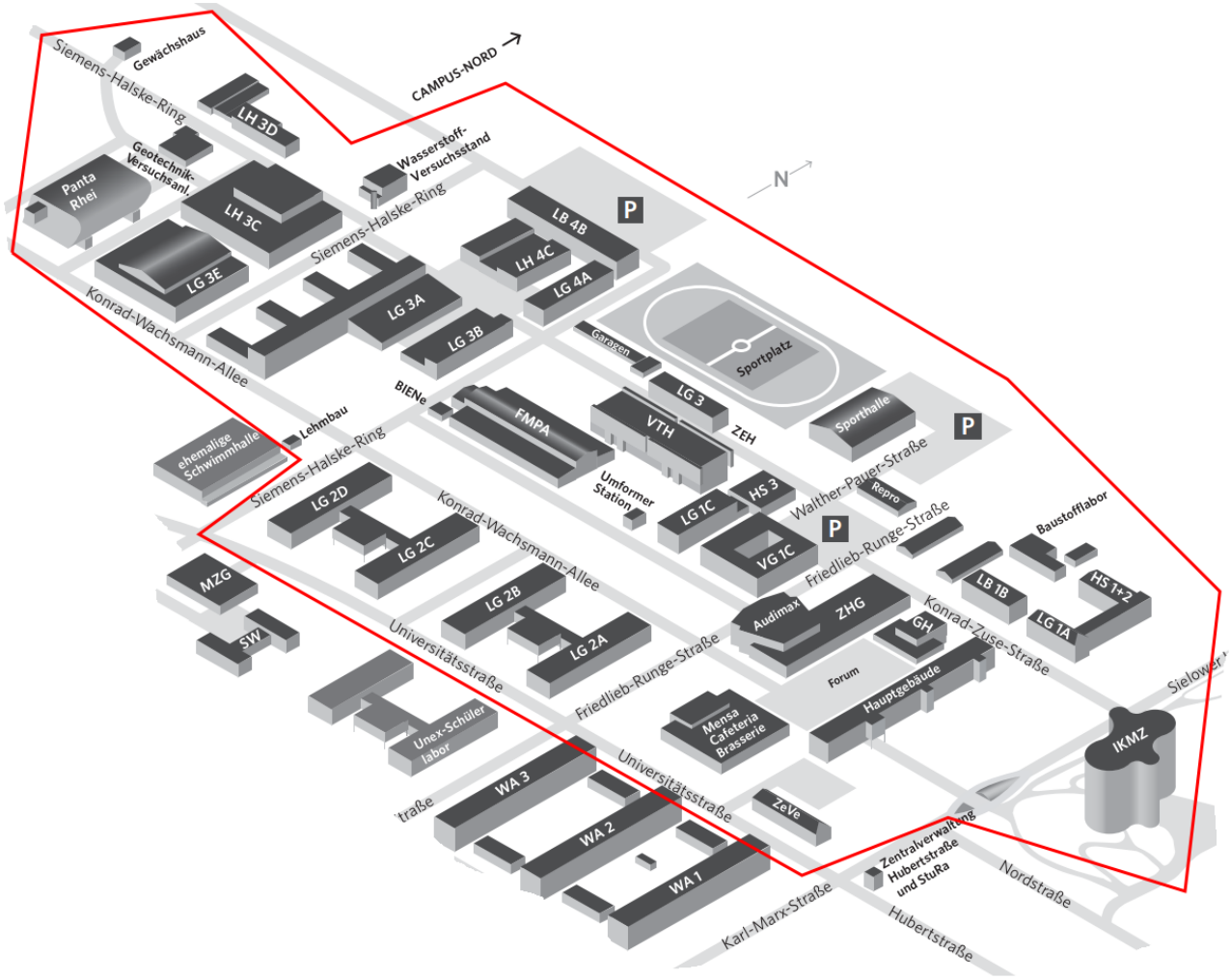


Abbildung 3-1: Campusplan Zentralcampus Cottbus (Stand: November 2016)

3.2 PV-Potentialanalyse

Im folgenden Teil werden die Ergebnisse der untersuchten PV-Anlagenleistung auf Dach-, Fassaden-, Parkplatz- und Freiflächen des BTU-Campus vorgestellt. Diese Ergebnisse werden im weiteren Verlauf der Studie für die Entwicklung von Szenarien und für Last- sowie Kurzschlussberechnungen verwendet. Im Anhang 13.42 ist der Zentralcampusplan mit allen betrachteten Flächen dargestellt.

Zunächst werden in Kapitel 3.2.1 die Durchführung der Analyse und die im Vorfeld getroffenen Annahmen erläutert. Basierend auf diesen Annahmen werden anschließend in den Kapiteln 3.2.2, 3.2.3 und 3.2.4 die Ergebnisse der PV-Potentialanalyse für die Gebäude-, Parkplatz- und Freiflächen auf dem Campus zusammengefasst. Die detaillierte Darstellung aller Varianten, der Kennzahlen der projektierten Anlagen und der abgeschätzten Investitionen befinden sich im Anhang 13.6 bis 13.40. Die ausführliche Potentialanalyse im Anhang beinhaltet folgende Informationen für jede untersuchte Fläche:

- installierbare Leistung
- Modulanzahl und Gewicht der Module
- Standort der Wechselrichter und Identifizierung des Einspeisepunktes
- Kurzbetrachtung des Blitzschutzes (allgemeine Erläuterungen zum Blitzschutz im Anhang 13.5)
- Einschätzung der Statik
- Abschätzung der Investitionen (Bruttopreise)

Im Rahmen der Studie wurde mit Drohnenflügen eine Videodokumentation aller Dachflächen auf dem BTU-Zentralcampus erstellt. Die erstellten Videoaufnahmen werden als Anhang dieser Konzeptstudie beigefügt. Die Aufzeichnungen sollen die spätere Ausführungsplanung unterstützen. Die hohe Qualität der Videos ermöglicht eine genaue Betrachtung der Hindernisse sowie eine Beurteilung der Blitzschutzanlagen auf den Dächern.

3.2.1 Durchführung der Analyse

Die für den Großteil der Flächen ermittelten Ergebnisse basieren auf Berechnungen mit dem Programm *PV-SOL* Premium*. Für jede Fläche wird ein Screenshot aus *Google Earth* [GOO20] verwendet und die Fläche mithilfe von *PV-SOL* Premium* mit Modulen belegt. Die PV-Potentialanalyse erfolgt unter folgenden Aspekten:

1. Festlegung der Belegungsarten und verwendeten Modultypen anhand einer mit der BTU erstellten Checkliste (siehe Anhang 13.43 und Anhang 13.44)
2. Ermittlung der installierbaren Leistung für jede Fläche
3. Kostenabschätzung
4. Priorisierung der Flächen und Erstellung von Ausbauszenarien
5. Ermittlung der Überschussmengen

- **Belegungsarten und Modultypen**

Die PV-Potentialanalyse erfolgt unter Berücksichtigung der in Tabelle 3-1 dargestellten Belegungsarten und Modultypen. Als monokristallines Standardmodul wurde das Modul *IBC Solar 320 MS* gewählt.

Da für Folientechnologien in Deutschland keine Hersteller mit größeren Absatzzahlen existieren, werden Produkte der Firma *Heliatek* verwendet. Diese Folien befinden sich kurz vor dem Markteintritt im Jahr 2020 und bieten somit eine vielversprechende Chance, auch im *BTU-SmartCampus* verwendet werden zu können. Der Einsatz dieser Folien wurde in zahlreichen Referenzprojekten erprobt[2] und bietet die Möglichkeit, auch auf weniger stabilen Dachflächen regenerativen Strom zu erzeugen.

[2] Beispielprojekte sind auf den Internetseiten des Herstellers zu finden: https://www.heliatek.com/de/projekte/

Tabelle 3-1: Verwendete Belegungsarten und Modultypen

Belegungsart und Modultyp	Maße [m]	Leistung [Wp]	spez. Leistung [W/m²]	spez. Gewicht [kg/m²]	Eigenschaften
Standard (IBC Solar) (320 MS)	L: 1,665 B: 1,002 H: 0,040	320	200	11	- monokristallin - kostengünstig - erprobt - hohe Leistung
Folie (Heliatek)	L: 6 B: 1,27	587	77	1,7	- wenig Hersteller auf dem Markt - hohe Kosten - keine Langzeiterfahrungen - niedriges Gewicht - hohe Flexibilität beim Aufbau
	L: 2 B: 1,27	185	73	1,6	
Leicht (SunMan eArche) (SMD290-6x10)	L: 1,662 B: 1,019 H: 0,0056	290	172	3	- wenig Hersteller - hohe Kosten - keine Langzeiterfahrungen - niedriges Gewicht bei erhöhter Leistung

Der Markt für Leichtmodule steht ähnlich zur Folientechnologie am Anfang der Entwicklung. Die Firma *SunMan* hat mit ihrer Modulbaureihe *eArche* Module entwickelt, die sich im Gewicht deutlich von herkömmlichen Modulen unterscheiden, jedoch einen ähnlichen Wirkungsgrad besitzen. Auf Dachflächen, die aufgrund ihrer statischen Eigenschaften für die Belegung mit Standardmodulen ungeeignet erscheinen, bieten *eArche*-Module eine Alternative. Auch die Installation auf Montagesystemen ist möglich.

In Abbildung 3-2 ist eine Übersicht der verwendeten PV-Technologien für die Gebäude-, Parkplatz- und Freiflächen des Campus dargestellt.

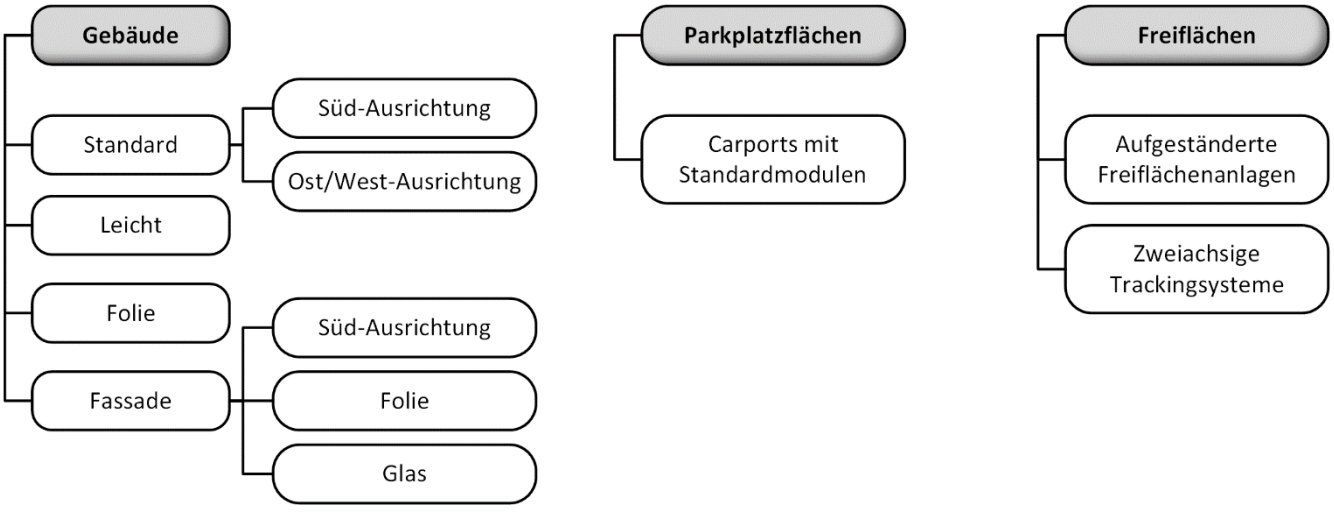


Abbildung 3-2: Verwendete PV-Technologien

- **Spezifische Investitionen je Technologie**

Es sollen die Kosten für jede projektierte Fläche abgeschätzt werden. Dazu werden die in Tabelle 3-2 dargestellten, vereinfachten Annahmen getroffen. Die Kosten sind eine Abschätzung unter Berücksichtigung der Preise für die Unterkonstruktion, der Module, der Peripherie und des Netzanschlusses. Netzanschlusskosten sind u.a. von der Größe der Anlage, dem Einspeisepunkt und der Länge des Anschlusskabels abhängig. Bei sämtlichen Preisen handelt es sich um Bruttopreise.

Tabelle 3-2: Geschätzte spezifische Kosten der PV-Technologien

Technologie	Gebäude	Fassaden	Parkplatzflächen	Freiflächen
Standard [€/kWp]	1.300 – 1.500	1.300 – 1.500	4.100 – 4.400	1.400 – 1.600
Leicht [€/kWp]	2.100 – 2.600	5.300 – 6.000	-	-
Folie [€/kWp]	3.500 – 4.100	3.500 – 4.100	-	-
Zweiachsige Trackingsysteme [€/kWp]	-	-	-	2.200 – 2.500
Netzanschluss [€]	6.000 – 12.000	6.000 – 12.000	6.000 – 12.000	6.000 – 12.000

Die abgeschätzten Kosten für die Variante *Standard* entsprechen den marktüblichen Preisen [FRA20, S.8] ohne kalkulierte Eingriffe in die Statik der Dächer – bei den Parkplatzflächen und Freiflächen sind jedoch die statischen Elemente in der Kalkulation enthalten. Für jeden Einzelparkplatz wird eine Investitionssumme von ca. 6.000 € für die Statik angenommen.

Ein Mast der Variante *zweiachsige Trackingsysteme* wird mit ca. 12.000 € veranschlagt[3].

Die Abschätzung der Kosten der Variante *Leicht* sind eine Annahme, da noch keine Marktpreise verfügbar sind. Die Kosten für Leichtmodule sind höher als die der Standardmodule anzusetzen, allerdings liegen sie noch deutlich unterhalb der Kosten für Folien. Die Kosten für eine Fassadenintegration sind in Anhang 13.6 erläutert.

Für Folien ist der Markteintritt ebenfalls noch nicht erfolgt. Laut Herstellerangaben wird mit einem Markteintrittspreis größer als 3.500 € pro kWp gerechnet.

3.2.2 Gebäude

Die Dachflächen der Gebäude des BTU-Zentralcampus

- sind unterschiedlich für die Bebauung mit PV-Anlagen geeignet,
- haben insgesamt ein Potential bis zu 2 MW installierter Leistung,
- sind statisch kritisch zu betrachten, da keine Bestandsunterlagen der Dächer an der BTU zur Verfügung stehen.

Eine Vielzahl von Dachflächen weist eine unklare Statik auf. Im Rahmen der Studie fanden Begehungen der Dachflächen statt. Diese Begehungen ermöglichen eine grobe Einschätzung des Ist-Zustandes – eine ausführliche Statikbetrachtung ist in den späteren Ausführungsplanungen jedoch unumgänglich. Die zusätzlichen Ertüchtigungsmaßnahmen können die Kosten der einzelnen PV-Anlagen um mehrere 100 € pro kWp installierter Leistung erhöhen.

[3] Eine genaue Auflistung, wie sich die Kosten für einen Mast zusammensetzen (Listenpreise) ist in Anhang 13.41 dargestellt.

Für die Gebäude des BTU-Campus können die in Tabelle 3-3 dargestellten Leistungen ermittelt werden. Die Tabellenüberschriften bezeichnen dabei die verwendete Technologie, mit der die Abschätzung der installierbaren Leistung vorgenommen wird. Um die Gebäude auf dem Campus lokalisieren zu können, wird auf Abbildung 3-1 in Kapitel 3.1 verwiesen.

Tabelle 3-3: Installierbare PV-Leistung pro Gebäude

Gebäude	Folie [kWp]	Ost/West [kWp]	Süd [kWp]	Leicht [kWp]	Fassade [kWp]
LG2D		115	79		
LG2D Anbau	18	62	62		
LG2C		91	69		
LG2C Anbau	18	62	62		
Zwischengebäude LG2C und LG2D	32	104	75		
LG2B		118	80		
LG2B Anbau	18	62	62		
LG2A		114	78		
LG2A Anbau	18	62	62		
Zwischengebäude LG2B und LG2A	41	103	72		
ZeWe		59	59		
LG1A und HS 1+2		150	150		
Hauptgebäude		157	106		
GH	19	72	56		38
Audimax			98	146	
ZHG		154	122		
Sporthalle	56		115	178	
VTH					70
FMPA			116		5
LG3B		143	84		
LG3A		335	238		
LG4A		57	49		
LH4C					17
LB4B			69	86	6
LH3D		84	26		
LH3C	90		173	255	
Panta Rhei	51				
Grundbau-Versuchshalle	18				
FZ3H			30		
Mehrzweckgebäude		80	57		
Mensa		188	146		
Fluidzentrum		62	53		

3.2.3 PV-Parkplatzflächen

Als geeignete Parkplatzflächen können die nördlich des LB4B und nördlich bzw. östlich der Sporthalle gelegenen Parkplätze identifiziert werden. Die Parkplatzflächen werden im Anhang 13.40 näher beschrieben.

Die Installation von PV-Flächen auf Parkplatzflächen hat folgende Vorteile und gilt somit als besonders bevorzugt zu betrachten:

- geringer Einfluss auf die Optik des Campus
- statische Betrachtungen mit geringem Aufwand
- Konstruktionen bieten Unterstellmöglichkeiten für Fahrzeuge
- problemlose Installation von E-Ladesäulen in direkter Nähe der PV-Stromerzeugung möglich

Auf dem Markt existieren vielfältige Varianten, die eine PV-Installation auf Parkplatzflächen ermöglichen und sich vor allem in der Optik voneinander unterscheiden. Alle Varianten benötigen eine Unterkonstruktion, um die Last der PV-Module tragen zu können. Es können bspw. auch semitransparente Module für optische Zwecke eingesetzt werden. Die nördlich des LB4B gelegenen Parkflächen sind in Abbildung 3-3, die nördlich bzw. östlich der Sporthalle gelegenen Parkflächen in Abbildung 3-4 und in Abbildung 3-5 dargestellt.

Abbildung 3-3: Parkplatz 1, 3D-Südansicht
(IBC Monosol 320 W)

Abbildung 3-4: Parkplatz 2, 3D-Südansicht
(IBC Monosol 320 W)

Abbildung 3-5: Parkplatz 3, 3D-Südansicht
(IBC Monosol 320 W)

Die abgeschätzten PV-Leistungen auf den einzelnen Parkplätzen sind Tabelle 3-4 zu entnehmen. Die Berechnung erfolgt für die Belegung mit Standardmodulen.

Tabelle 3-4: Installierbare Leistung Parkplätze

Bezeichnung	Anzahl Module	Installierbare Leistung [kWp]
Parkplatz 1 (nördlich des LB4B)	360	115
Parkplatz 2 (nördlich der Sporthalle)	315	101
Parkplatz 3 (östlich der Sporthalle)	162	52
Parkplätze Campus		**278**

3.2.4 PV-Freiflächen

Folgende Freiflächen sind theoretisch zur Bebauung geeignet:

- Freiflächen auf dem nördlichen Campus (Passys-Labore und nördlich des Sportplatzes)
- Freiflächen rund um das IKMZ

Die Flächen weisen einen ausreichenden Abstand zu umliegenden Nachbargebäuden auf. Die verwendeten Belegungsarten und deren Eigenschaften sind in Tabelle 3-5 dargestellt.

Tabelle 3-5: Eigenschaften der Belegungsarten der Freiflächen

Belegungsart und Modultyp	Eigenschaften
Zweiachsige Trackingsysteme (IBC Solar, 320 MS)	- flexibel zu errichten (bspw. durch Anordnung der Modultische) - höhere Kosten - erhöhter Aufbau möglich
Aufgeständerte Freiflächenanlagen (IBC Solar, 320 MS)	- kostengünstig - Beeinflussung durch PV-Anlagen auf Parkplätzen oder Nachbargebäuden im Winter bei niedrigem Sonnenstand

Im Folgenden werden die Flächen beschrieben. Eine detaillierte Betrachtung der Freiflächen ist Anhang 13.39 zu entnehmen.

- **Zweiachsige Trackingsysteme**

Für die folgenden Berechnungen zu Leistungen und Kosten wird mit den von der Firma *DEGER* vertriebenen zweiachsigen Nachführsystemen gerechnet. Folgende Aspekte sind bei der Planung zu berücksichtigen [DEG18]:

- je größer und höher die Anlage ist, desto geringer ist die zulässige Windgeschwindigkeit
- Nennleistung des DEGER D100 zwischen 8 und 12 kWp.
- maximale Modulfläche 79,6 m² (11,95 m x 6 m).

In Abbildung 3-6 ist eine Bebauung mit zweiachsigen Trackingsystemen dargestellt. Die Entfernung zwischen den Anlagen wird auf ca. 20 m abgeschätzt.

Abbildung 3-6: Zweiachsige Trackingsysteme nördlicher BTU-Campus (Ansicht aus Süden)

Unter der Berücksichtigung der aktuellen Gegebenheiten und der maximal zu installierenden PV-Leistungen können die in Tabelle 3-6 dargestellten PV-Anlagenleistungen ermittelt werden.

Tabelle 3-6: Kennzahlen der Variante *Zweiachsige Trackingsysteme*

Bezeichnung	Anzahl Anlagen	Installierbare Leistung [kWp]
Passys-Labore	4	48
Parkplatz 1	4	48
Sportplatz	8	96
Parkplatz 2	3	36
Freiflächen nördlicher Campus	**19**	**228**
IKMZ (NW + NO)	5	60
IKMZ (Süd)	2	24
Freiflächen IKMZ	**7**	**84**

- **Aufgeständerte Freiflächenanlagen**

In Abbildung 3-7 und Abbildung 3-8 sind alternative Bebauungen mit aufgeständerten Freiflächenanlagen visualisiert. Für den Zentralcampus wird mit einer Bestückung von vier aneinander befindlichen Modulen kalkuliert. Die Ost-West-Ausdehnung ist von den Faktoren der Bewaldung und der Parkplatzflächen begrenzt.

Während die Freiflächen nördlich des Parkplatzes 1 und der Passys-Labore keine Möglichkeit bieten, um mehrere Modulreihen hintereinander zu platzieren, eignen sich die Flächen nördlich des Sportplatzes für diese Anordnung. Um möglichst viele Reihen installieren zu können, muss der Neigungswinkel der Module entsprechend verringert werden, um Verschattungen untereinander zu vermeiden.

Abbildung 3-7: Freiflächenanlagen nördlich des LB4B (Ansicht aus Süden)

Abbildung 3-8: Freiflächenanlagen nördlich des Sportplatzes (Ansicht aus Süden)

Die ermittelten Leistungen und die Anzahl der verwendeten Module der aufgeständerten Freiflächenanlagen sind in Tabelle 3-7 dargestellt.

Tabelle 3-7: Kennzahlen der Variante *Aufgeständerte Freiflächenanlage*

Bezeichnung	Anzahl Module	Installierbare Leistung [kWp]
Freiflächen nördlich Parkplatz 1 und Passys-Labore	448	143
Freiflächen nördlich Sportplatz	340	109
Freiflächen nördlicher Campus	**788**	**252**

3.2.5 PV-Ausbauszenarien

Auf Basis der PV-Potentialanalyse werden Szenarien vorgestellt. In den Ausbauszenarien 500 kWp, 1.000 kWp, 1.500 kWp und 2.000 kWp werden die in Kapitel 3.2 abgeschätzten PV-Leistungen anhand ihrer Priorität zum Zubau geordnet. Mit steigender Leistung werden vermehrt Flächen benötigt, deren Bebauung einen höheren Planungs- und Investitionsaufwand nach sich zieht. Die Festlegung der Prioritäten erfolgt u.a. anhand folgender Kriterien:

- Konstruktionsaufwand
- Statik
- notwendige Investitionen

In Tabelle 3-8 ist das Farbmuster, welches zur Zuordnung der Prioritäten verwendet wird, dargestellt. Eine hohe Priorität bedeutet, dass eine Bebauung dieser Flächen mit PV-Anlagen besonders sinnvoll erscheint – die Bebauung von Flächen niedrigerer Priorität ist mit deutlich höheren Kosten bspw. aufgrund notwendiger Ertüchtigungen der Dächer verbunden.

Tabelle 3-8: Farbcodierung der Prioritäten

PV-Ausbauszenario (500 kWp)	=	Priorität 1 (höchste)	=	
PV-Ausbauszenario (1.000 kWp)	=	Priorität 2	=	
PV-Ausbauszenario (1.500 kWp)	=	Priorität 3	=	
PV-Ausbauszenario (2.000 kWp)	=	Priorität 4 (niedrigste)	=	

In Tabelle 3-9 sind die Ergebnisse der Bewertung der Flächen dargestellt. Die Summe der abgeschätzten PV-Leistungen einer Priorität ergeben die Ausbauszenarien. Hierbei handelt es sich um eine **Beispielkonfiguration**, die aufgrund der tatsächlichen, baulichen Gegebenheiten oder geplanten Vorhaben auf dem Campus noch Veränderungen unterliegen kann.

- **Priorität 1:** Die Bestückung der Freiflächen (aufgeständert) und Dachflächen des LH3D haben den geringsten Aufwand. Die Bestandsanlagen der FMPA und des FZ3H sind berücksichtigt.
- **Priorität 2:** Das Hauptgebäude und das neu gebaute Fluidzentrum weisen aufgrund der statischen Gegebenheiten einen höheren Installationsaufwand auf. Die Mensa wird in den nächsten Jahren ertüchtigt und erhält dadurch eine höhere Priorisierung. Die Parkplätze 2 und 3 sind berücksichtigt.
- **Priorität 3:** Aufgrund der unklaren Statik ist den Dächern des LG3A und des LG3B eine niedrigere Priorität zugewiesen. Dem Dach des LG3A kann ein höheres Potential zugewiesen werden. Parkplatz 1 ist aufgrund der Teil-Verschattung durch den LB4B der Priorität 3 zugeordnet.
- **Priorität 4:** Der niedrigsten Prioritätsstufe sind Flächen zugeordnet, die aufgrund neuer Technologien wie bspw. PV-Folien oder Leichtmodulen hohe Kosten aufweisen. Zugleich ist eine Ertragsminderung gegenüber Standardmodulen zu erwarten. Bei der Bebauung der niedrig priorisierten Dachflächen mit Standardmodulen sind aufgrund der unklaren Statik deutlich höhere Kosten pro kWp installierter Leistung zu erwarten, da die Dächer gegebenenfalls ertüchtigt werden müssten.

Tabelle 3-9: PV-Ausbauszenarien nach Priorität

	Technologie	Leistung [kWp]	Kosten [T€]	Kosten Ausbaustufe [T€]
FMPA	Standard Süd	116	-	500 – 600
FZ3H	Standard Süd	30	-	
LH3D	Standard Süd	83	120 – 130	
Aufgeständerte Freiflächenanlagen	Standard Süd	252	380 – 440	
Parkplatz 2	Standard	101	430 – 450	1.200 – 1.400
Parkplatz 3	Standard	52	230 – 240	
Hauptgebäude	Standard Ost/West	157	210 – 300	
Mensa	Standard Süd	146	240 – 270	
Fluidzentrum	Standard Ost/West	62	90 – 110	
Parkplatz 1	Standard Süd	115	490 – 520	1.000 – 1.100
LG3B	Standard Ost/West	143	190 – 230	
LG3A	Standard Süd	238	310 – 370	
LG2D	Folie	32	130 – 140	1.500 – 1.700
LG2D Anbau	Folie	18	70 – 80	
LG2C	Folie	18	70 – 80	
LG2C Anbau	Folie	18	70 – 80	
LG2B	Folie	32	130 – 140	
LG2B Anbau	Folie	18	70 – 80	
LG2A	Folie	32	130 – 140	
LG2A Anbau	Folie	18	70 – 80	
GH	Folie	19	70 – 80	
Audimax	Leicht	146	320 – 390	
Sporthalle	Folie	56	210 – 250	
Mehrzweckgebäude	Standard Ost/West	80	110 – 130	

Nach dem die Zusammensetzung der PV-Ausbauszenarien erläutert wurde, können den Szenarien nun auf Basis der Kostenabschätzungen in Kapitel 3.2.1 Investitionssummen zugeordnet werden. In Tabelle 3-10 sind die Kosten zugeordnet. Die Kosten setzen sich aus den einzelnen, dem jeweiligen Szenario zugeordneten PV-Anlagen zusammen. Für die FMPA und das FZ3H werden keine Investitionen benötigt. In der Realität kann sich die Konfiguration der Anlagen ändern, was einen großen Einfluss auf die abgeschätzten Summen haben kann.

Tabelle 3-10: Zusammensetzung der PV-Ausbauszenarien nach Prioritäten (Kumulierte Bruttokosten)

PV-Ausbauszenario 500 kWp	=								≡	0,5 – 0,6 Mio. €
PV-Ausbauszenario 1.000 kWp	=		+						≡	1,7 – 2,0 Mio. €
PV-Ausbauszenario 1.500 kWp	=		+		+				≡	2,7 – 3,1 Mio. €
PV-Ausbauszenario 2.000 kWp	=		+		+		+		≡	4,2 – 4,8 Mio. €

3.2.6 Überschussmengen

Aufbauend auf den PV-Ausbauszenarien werden im nächsten Schritt die theoretisch erzielbaren Überschüsse der einzelnen Szenarien ermittelt. Auf Basis der quantifizierten Überschüsse können im späteren Verlauf der Studie (Kapitel 4) Anwendungen vorgestellt und dimensioniert werden, die im *BTU-SmartCampus* als Energiespeicher und als Elemente der Sektorenkopplung eingesetzt werden können.

In Abbildung 3-9 ist ersichtlich, wie die Überschüsse ermittelt werden. In Kapitel 2.3.1 wurde die PV-Erzeugung aus der FMPA ausgewertet und dem Lastgang gegenübergestellt. Subtrahiert man die Viertelstundenwerte der PV-Erzeugung vom Lastgang, so erhält man die Residuallast im Campusnetz.

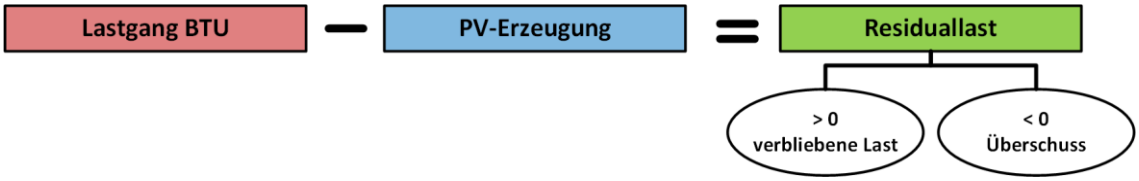


Abbildung 3-9: Schema zur Bestimmung der Überschussmengen

In den folgenden Abbildungen sind sowohl der Lastgang, die PV-Erzeugung und die Residuallast eines Wochenendtages im Winter (Abbildung 3-10) und im Sommer (Abbildung 3-11) für den IST-Zustand des Campus dargestellt. Wenn sich Werte der grünen Kennlinie über null befinden, wird Leistung aus dem Netz bezogen. Falls sich der Graph unter null befindet, entspricht dies einer negativen Residuallast und somit einem Überschuss – die Erzeugung ist größer als der Bedarf.

Folgende Kernaussagen können für den IST-Zustand auf Basis der Diagramme gemacht werden:

- derzeitige PV-Erzeugung (FMPA, 110 kWp) hat sehr geringen Einfluss auf die Residuallast
- Residuallast entspricht nahezu Lastgang (jahreszeitunabhängig)
- keine Überschüsse erzielbar

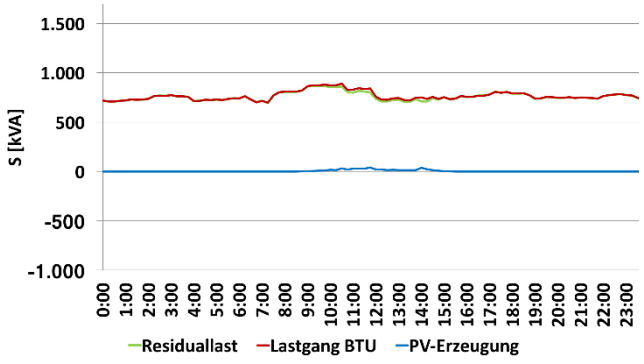


Abbildung 3-10: Lastgang BTU, PV-Erzeugung, Residuallast IST-Zustand, 27. Januar

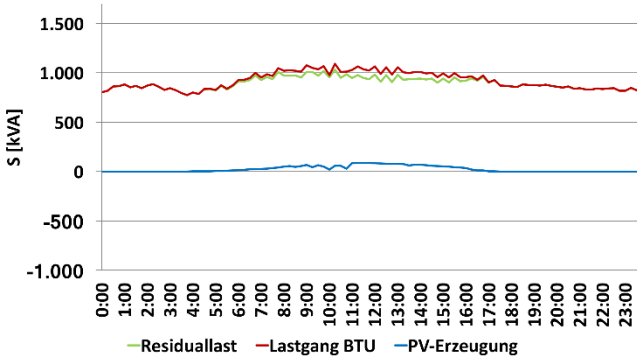


Abbildung 3-11: Lastgang BTU, PV-Erzeugung, Residuallast IST-Zustand, 28. Juli

Um die PV-Erzeugungskennlinien für die Ausbauszenarien erhalten zu können, muss die derzeitige PV-Leistung (110 kWp) in jedem Viertelstundenwert mit den Faktoren aus Tabelle 3-11 skaliert werden.

Tabelle 3-11: Faktoren zur Skalierung der PV-Erzeugung pro Szenario

Szenario	500 kWp	1.000 kWp	1.500 kWp	2.000 kWp
Faktor	4,6	9,10	13,6	18,2

Zur Ermittlung der Überschüsse im 2.000-kWp-Szenario wird die PV-Erzeugung aus dem 2.000-kWp-Szenario verwendet – dies hat einen erheblichen Einfluss auf die Kennlinie der Residuallast. Die PV-Leistung wird auf 2.000 kWp skaliert und mit dem IST-Lastgang verglichen.

Für einen Wochenendtag im Winter (Abbildung 3-12) können folgende Aussagen getroffen werden:

- erhöhte PV-Erzeugung, jedoch ohne Überschüsse zu generieren
- verringerte Residuallast

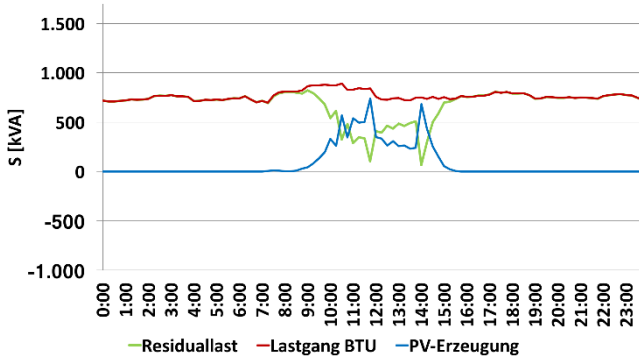


Abbildung 3-12: Lastgang BTU, PV-Erzeugung, Residuallast 2.000-kWp-Szenario, 27. Januar

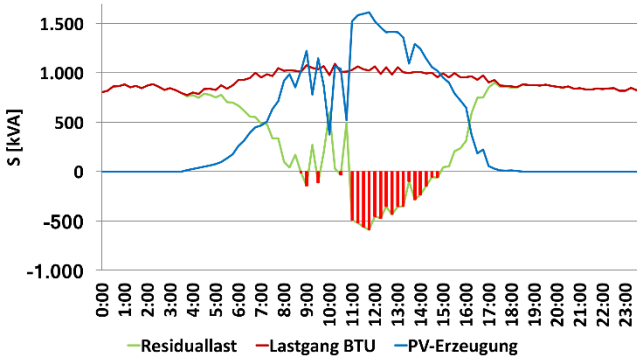


Abbildung 3-13: Lastgang BTU, PV-Erzeugung, Residuallast 2.000-kWp-Szenario, 28. Juli

Für einen Wochenendtag im Sommer (Abbildung 3-13) ist Folgendes ersichtlich:

- PV-Erzeugung übersteigt Last
- Überschüsse (negative Residuallast, rote Balken) können erzielt werden
- volatile PV-Erzeugung erzeugt Einspeise- und Lastspitzen

Die Jahreskennlinien der PV-Erzeugung und der Residuallast für das 500-kWp-, 1.000-kWp-, 1.500-kWp- und 2.000-kWp-Szenario sind im Anhang 13.3 veranschaulicht.

- **Gesamtüberschussmengen in [kWh]**

Zur Quantifizierung der Gesamtüberschussmengen ist folgende Vorgehensweise notwendig:

- Für die Berechnung der Überschussmengen werden die Viertelstundenwerte aufsummiert und durch den Faktor 4 geteilt. Daraus erhält man die Überschussmengen in [kWh].
- Für die Monate November und Dezember wurden die Mengen für Januar und Februar benutzt.
- Für die fehlenden Monate werden überschlägige Annahmen getroffen. Im Juni sind bspw. nur für ca. die Hälfte aller TS Werte vorhanden, so dass die ermittelten Überschussmengen mit dem Faktor zwei multipliziert werden müssen.
- Für den April und Mai können die Überschussmengen für jeweils eine Woche quantifiziert und anschließend mit den Faktoren 4,3 (April) und 4,4 (Mai) skaliert werden[4].

In Tabelle 3-12 sind die Faktoren für alle Monate aufgelistet. Wenn der Faktor „1“ beträgt, ist für jede Viertelstunde im Monat ein Wert vorhanden und es muss keine Skalierung der monatlichen Überschussmengen vorgenommen werden.

[4] Für April gilt: (30 Tage / 7 Tage) = 4,3, für Mai gilt: (31 Tage / 7 Tage) = 4,4

Tabelle 3-12: Faktoren zur Ermittlung der monatlichen Überschussmengen

Monat	Jan.	Feb.	Mär.	Apr.	Mai	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Okt.	Nov.	Dez.
Faktor	4,3	4	1,5	4,3	4,4	2	1	1	1	1	4	4,3

In Abbildung 3-14 sind die jährlichen Überschussmengen pro Szenario und in Abbildung 3-15 die Jahresüberschussmengen in MWh im Verhältnis zur Anlagenleistung abgebildet. Es ist zu erkennen, dass

- bei den größeren Ausbauszenarien deutlich mehr Überschüsse generiert werden können und
- erst ab einem Ausbau von 900-kWp-Anlagenleistung Überschüsse auftreten.

Dies ist einerseits mit der hohen Grundlast des Campus verbunden, als auch mit der Tatsache, dass die Einspeisespitzen der PV-Anlagen zeitgleich mit einem erhöhten Leistungsbezug bspw. der Mensa auftreten.

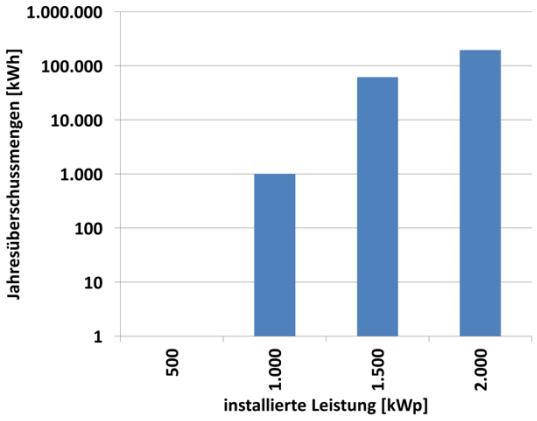


Abbildung 3-14: Jahresüberschussmengen pro Szenario

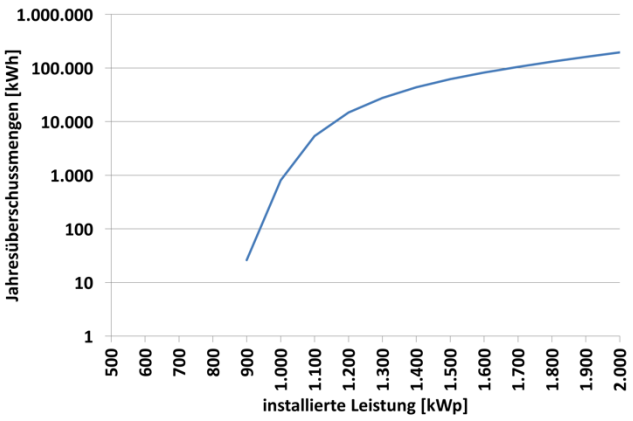


Abbildung 3-15: Verhältnis installierter Leistung zu Jahresüberschussmengen

In Tabelle 3-13 sind die berechneten, monatlichen Überschussmengen dargestellt. Auf Basis der vorhandenen Datenlage lassen sich folgende Erkenntnisse ableiten:

- im 500-kWp-Szenario keine Überschüsse
- in Wintermonaten aufgrund hoher Grundlast und niedriger PV-Erträge kaum Überschüsse
- im Juni und Juli trotz hohen Ertrags kaum Überschüsse
- Ermittlung des Eigenverbrauchsanteils nicht möglich (Datenkonsistenz)
- Ermittlung des Jahresenergieverbrauchs der BTU und des Jahresenergieertrags der PV-Anlagen der Szenarien nicht möglich (Datenkonsistenz)
- vorhandene Datenlage ausreichend für grobe Betrachtung – für eine detaillierte Berechnung sind lückenlose Zeitreihen vonnöten

Qualitativ lässt sich feststellen, dass ohne Energiespeicher der Eigenverbrauchsanteil in den niedrigeren PV-Ausbauszenarien größer als der in den höheren Szenarien ist. Dies ist der Tatsache geschuldet, dass ein hoher Anteil der erzeugten Energiemengen direkt in den Zeiten hoher Last (Mittag) verbraucht wird. In den Ausbauszenarien ab 900 kWp übersteigt die erzeugte Energie die Last. Ein Zubau von Speichern würde den Eigenverbrauchsanteil aufgrund der Verwendung des Überschussstroms im eigenen Netz deutlich erhöhen. Auch der Autarkiegrad würde steigen, da in Zeiten geringer Erzeugung auf die gespeicherte Energie zurückgegriffen werden kann, um den Energiebedarf ganz oder teilweise decken zu können.

Tabelle 3-13: Überschussmengen pro Szenario

Szenario / Monat	500 kWp [kWh]	1.000 kWp [kWh]	1.500 kWp [kWh]	2.000 kWp [kWh]
Januar	0	0	0	0
Februar	0	0	2.822	8.342
März	0	21	5.218	14.177
April	0	551	15.245	39.525
Mai	0	112	15.535	41.512
Juni	0	7	1.861	11.798
Juli	0	0	3.278	18.297
August	0	19	4.257	18.771
September	0	81	6.674	21.603
Oktober	0	15	3.912	12.591
November	0	0	2.822	8.342
Dezember	0	0	0	0
Gesamtjahr	**0**	**805**	**61.626**	**194.959**

3.3 Erdgasbetriebenes BHKW

Der Einsatz eines erdgasbetriebenen BHKWs auf dem Campus ist hinsichtlich der Senkung des Strom- und Wärmebedarfs von Interesse. Weniger relevant ist hierbei der Aspekt der Sektorenkopplung bzw. der regenerativen Erzeugung, da konventionelles Erdgas verwendet werden soll.

Zunächst wird die Technologie vorgestellt, um anschließend den Einfluss auf den Strom- und Wärmebezug auf dem Campus untersuchen zu können. Zuletzt wird der Einfluss auf die durch PV-Anlagen generierbaren Überschussmengen erläutert.

3.3.1 Technologie

Da allein der Einsatz von PV-Anlagen aufgrund der volatilen Einspeisung nicht zur Deckung der gesamten Last des BTU-Campus ausreicht, kann auch der Einsatz eines BHKWs infrage kommen. Neben der Strombedarfsdeckung kann auch ein Beitrag zur Senkung des Wärmebezugs aus dem Fernwärmenetz geleistet werden. Folgende Eigenschaften von BHKWs dienen der Lebensdauermaximierung:

- Betrieb mit konstanter Leistung
- Vermeidung von häufigen Starts und Lastwechseln

Daher ist der Einsatz eines oder mehrerer BHKWs zur Deckung der Grundlast (ca. 600 kVA auf dem Campus) in Betracht zu ziehen. Die wärme- und stromgeführte Betriebsweise ist aufgrund der hohen Wärme- bzw. Stromlast möglich. Eine Kombination beider Betriebsweisen ermöglicht bspw. den stromgeführten Betrieb im Sommer (niedrige Wärmelast) oder den wärmegeführten Betrieb im Winter (hohe Wärmelast).

In Abbildung 3-16 ist ein BHKW und in Abbildung 3-17 das Modulschaltbild des BHKWs dargestellt. Neben den Anschlüssen für die Wärmeauskopplung, den Kühlkreis, das Abgas, den Brennstoff und Elektroanschluss ist ein Luftkanal für die Zu- und Abluft vorhanden. In Tabelle 3-14 sind die Kennzahlen des BHKWs beschrieben.

Abbildung 3-16: YADO-KWK EG-430 [YAD20]

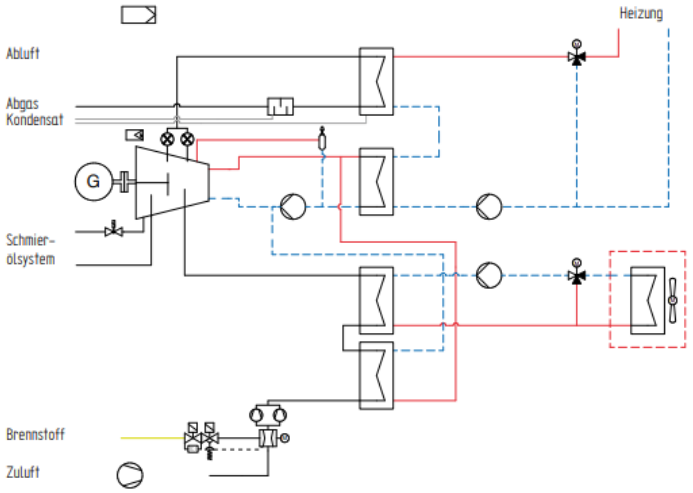


Abbildung 3-17: Modulschaltbild mit Wärmeauskopplung [YAD20]

Tabelle 3-14: Eigenschaften *YADO-KWK EG-430* [YAD20]

Modell	Leistung (elektr.) [kVA]	Leistung (therm.) [kW]	Erdgasverbrauch [m³/h]	Preis [T€]	Maße [LxBxH in mm]
YADO-KWK EG-430	543	516	109	400	5.670 x 1.780 x 2.765

Beim vorgestellten Modell handelt es sich um ein Beispiel, welches zur Deckung der elektrischen Grundlast eingesetzt werden kann. Für die detaillierte Planung eines BHKWs sind notwendig:

- Ist-Analyse der wärme- und stromseitigen Randbedingungen
- geordnete Jahresdauerlinie des Wärmebedarfs
- die aktuelle und zukünftige Nutzungsstruktur der Wärme- und Stromversorgung des Campus

3.3.2 Einfluss auf Strom- und Wärmebezug

Der Einfluss eines BHKWs auf den Strom- bzw. Lastgang des BTU-Campus soll beispielhaft untersucht werden.

- **Einfluss auf den Strombezug**

In Abbildung 3-18 ist der Lastgang der BTU unter Berücksichtigung des BHKWs *YADO-KWK EG-430* dargestellt. Vereinfacht wird angenommen, dass das BHKW unter Volllast fährt. Der Einsatz eines BHKWs hat im Stromsektor des BTU-Campus folgende Vorteile:

- Senkung des Strombezugs aus dem Stadtnetz (Grundlast: 100 kVA, Spitzenlast: 1.600 kVA)
- Möglichkeit zur Produktion höherer Überschüsse aus PV-Anlagen
- hohe Volllaststunden für das BHKW erreichbar (kontinuierliche Energiezuführung durch Erdgas)

- **Einfluss auf den Wärmebezug**

In Abbildung 3-19 ist der Einfluss des BHKWs auf den Wärmelastgang des BTU-Campus dargestellt. Folgende Aspekte sind ersichtlich:

- Wärmebedarf im Sommer komplett gedeckt
- Senkung der Spitzenlasten im Herbst und Winter
- trotzdem hoher Wärmebedarf (Spitzenlast: 7 MW)

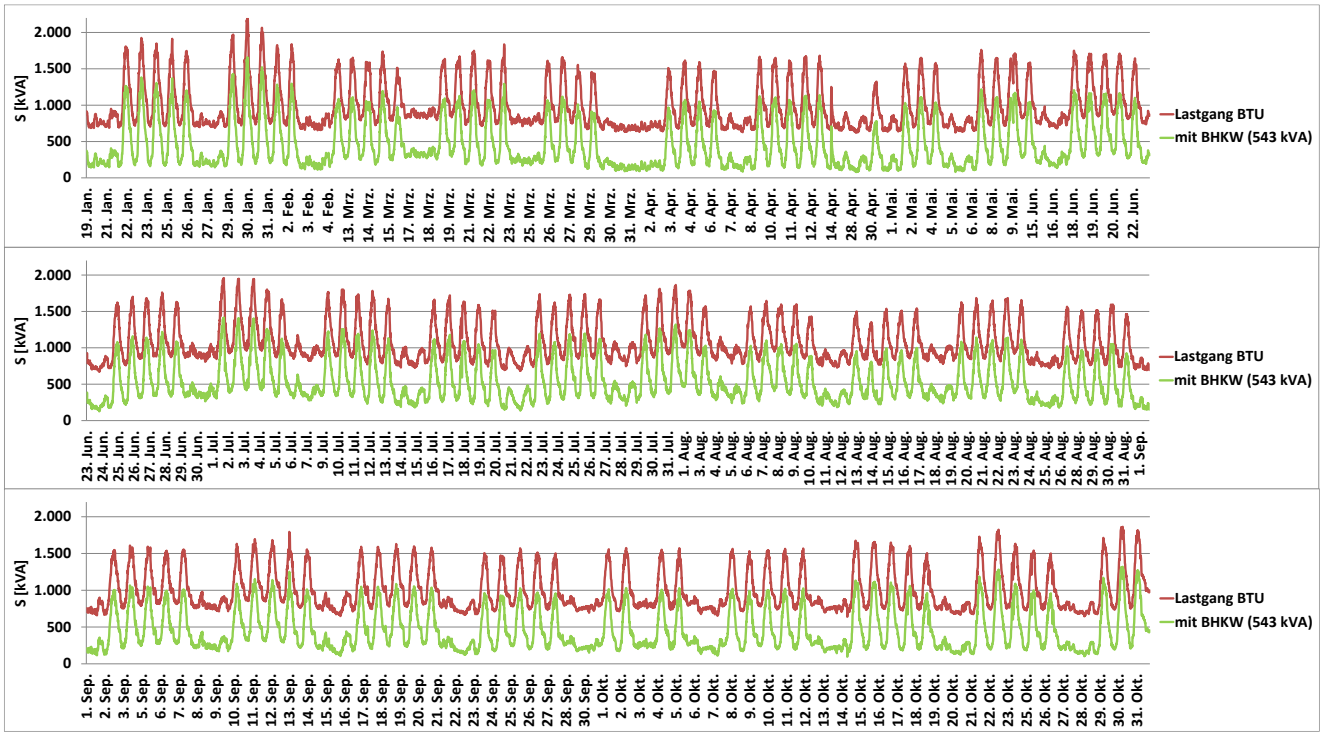


Abbildung 3-18: Lastgang BTU 2018 mit BHKW (543 kVA)

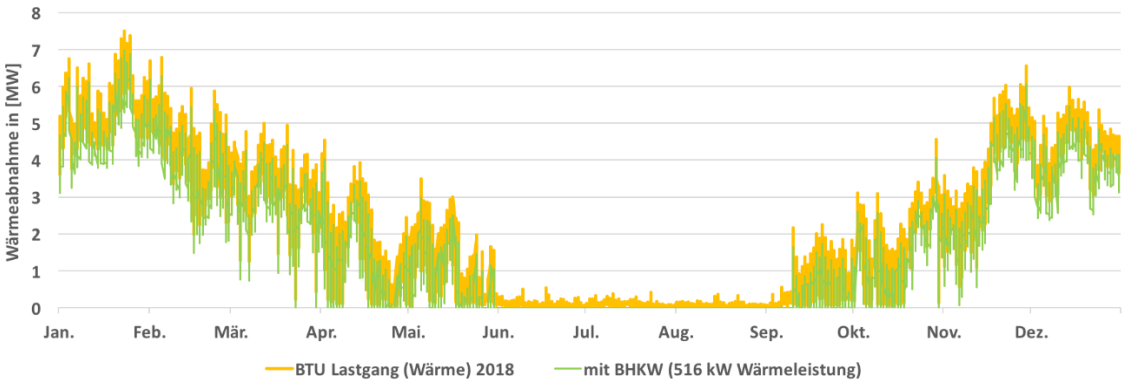


Abbildung 3-19: Lastgang BTU (Wärme) mit BHKW (2018)

3.3.3 Überschussmengen

In Kapitel 3.2.6 wurde bereits erläutert, wie die PV-Überschussmengen berechnet werden können. Sollte ein BHKW im Campusnetz zum Einsatz kommen, so bietet dies die Chance, erheblich größere Überschussmengen zu generieren.

In Abbildung 3-20 ist die Jahresüberschussmenge mit und ohne Einsatz eines BHKWs für jedes Szenario abgebildet. Für die Berechnung der Überschussmengen wird wiederum ein BHKW mit einer Scheinleistung von 543 kVA verwendet.

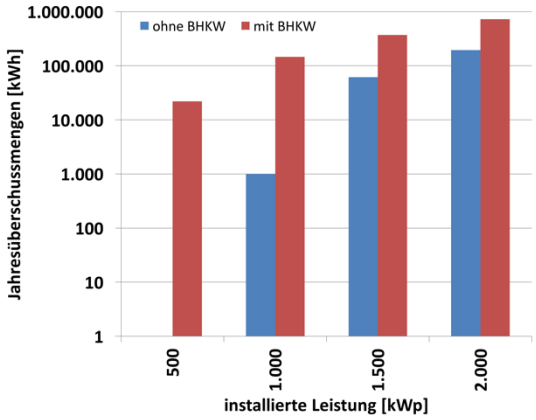


Abbildung 3-20: Jahresüberschussmengen pro Szenario (mit und ohne BHKW)

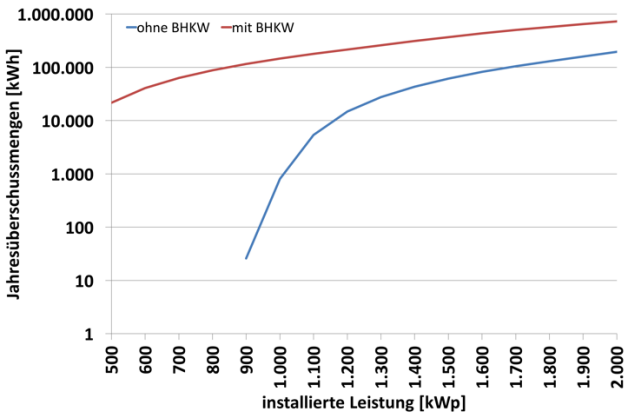


Abbildung 3-21: Verhältnis installierte Leistung zu Jahresüberschussmengen (mit und ohne BHKW)

Aus dem Vergleich der Kennlinien aus Abbildung 3-21 geht hervor, dass bei einem Einsatz eines BHKWs mit einer elektrischen Leistung von 543 kVA

- bereits im 500-kWp-Szenario über 20 MWh Überschüsse generiert werden können,
- im 1.000-kWp-Szenario das 100-fache an Überschuss erzielt wird,
- deutlich mehr Überschussmengen in sämtlichen Szenarien entstehen,
- schon bei niedrigem PV-Ausbau Energiespeicher benötigt werden.

3.4 Geothermie

Auf dem Campus sind mit zwei Wärmepumpen im IKMZ und FZ3E bereits zwei geothermische Anlagen installiert. Um das weitere geothermische Potential untersuchen zu können, hat das Landesamt für Bergbau, Geologie und Rohstoffe Brandenburg ein Geothermieportal eingerichtet, welches geologische Daten für einen gewählten Suchpunkt bereitstellt [LGB20]. Unter Verwendung von bereits in der Nähe befindlichen Bohrungen, enthalten die ausgegebenen Daten auf dem Geothermieportal:

- Erstinformationen zur Verteilung der Wärmeleitfähigkeit
- grobe Beurteilung des Standortes zur Eignung von oberflächennaher Geothermie
- Informationen, ob der Standort zu einem Wasserschutzgebiet gehört
- Temperaturverteilung in tieferen Erdschichten

Für die Kurzanalyse der geothermische Potentiale wird der in Abbildung 3-22 dargestellte Suchpunkt gewählt. In Abbildung 3-23 ist der Auswertebogen aus [LGB20] gezeigt. Die erkennbaren Bohrprofile können dem FZ3E (westlicher Bohrpunkt neben dem roten Suchpunkt) und dem IKMZ (östliche Bohrpunkte neben dem roten Suchpunkt) zugeordnet werden.

Der Auswertebogen enthält u.a. folgende Informationen:

- Der Standort ist für die Nutzung oberflächennaher Geothermie besonders gut geeignet.
- Temperatur in 2.000 m Tiefe: 80 – 85 °C, Temperatur in 4.000 m Tiefe: 130 – 140 °C
- Der Standort befindet sich außerhalb von Wasserschutzgebieten.

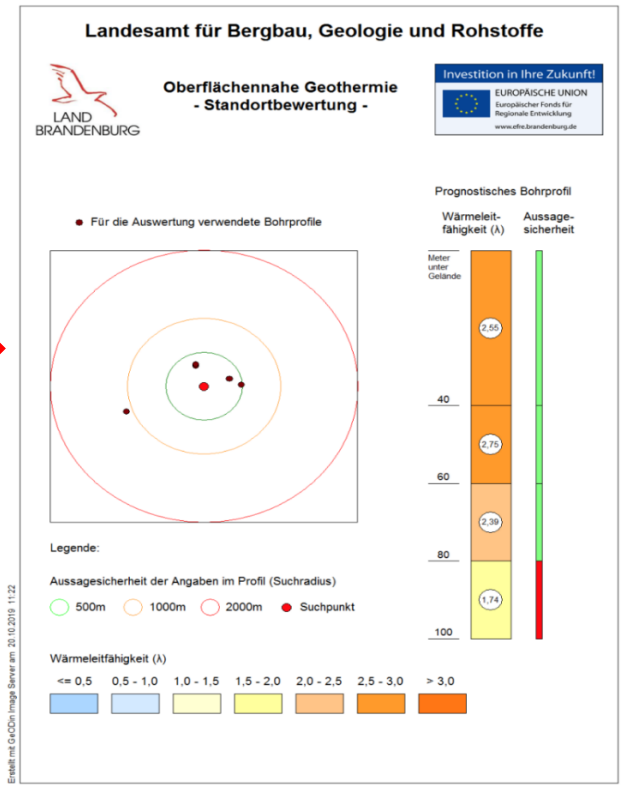


Abbildung 3-22: Gewählter Suchpunkt auf dem Campus

Abbildung 3-23: Eigenschaften des Suchpunktes

Generell ist somit die Erschließung neuer geothermischer Potentiale möglich, aber aufgrund der hohen Kosten für Installation und Umrüstung der Gebäudeinfrastruktur als niedrig priorisiert zu betrachten. Als Bestandteil des *BTU-SmartCampus* können Wärmepumpen folgenden Beitrag leisten:

- Beitrag zur Deckung der Grundlast (Wärme)
- Beitrag als Power-to-Heat-Anwendung (siehe Kapitel 4.2)
- Beitrag als Energieeffizienzmaßnahme in Neubauten auf dem BTU-Campus

3.5 Zusammenfassung Potentiale

In Tabelle 3-15 ist eine Zusammenfassung der Potentiale dargestellt.

Tabelle 3-15: Zusammenfassung Potentiale

Technologie	**Potential für den *BTU-SmartCampus***
Photovoltaik	- **hohes Potential** zur Integration in den *BTU-SmartCampus* - Deckung des Lastbedarfs (Strom) und Genration von Stromüberschüssen - bis zu 2.000 kWp installierbare Leistung möglich
BHKW	- **hohes Potential** zur Integration in den *BTU-SmartCampus* - Eignung zur Grundlastdeckung (Strom) - Dimensionierung: stromgeführt 500 – 600 kVA_{el}
Geothermie	- **mittleres Potential** zur Integration in den *BTU-SmartCampus* - Eignung als Ergänzung zur Deckung des Wärmebedarfs - vorzugsweise bei Neubauten zu planen

4 Anwendungen zur Sektorenkopplung

Um die in Kapitel 3.2.6 quantifizierten Überschussmengen verwenden zu können, gibt es unterschiedliche Anwendungs- bzw. Speichermöglichkeiten für den *BTU-SmartCampus*, die in diesem Kapitel vorgestellt werden sollen. Die Anwendungen werden vor allem hinsichtlich ihres Einsatzes für Forschungszwecke untersucht. Dies schließt nicht aus, dass die untersuchten Technologien in bestimmtem Maße einen Versorgungsauftrag erfüllen können.

In Abbildung 4-1 ist eine Übersicht des Kapitels dargestellt.

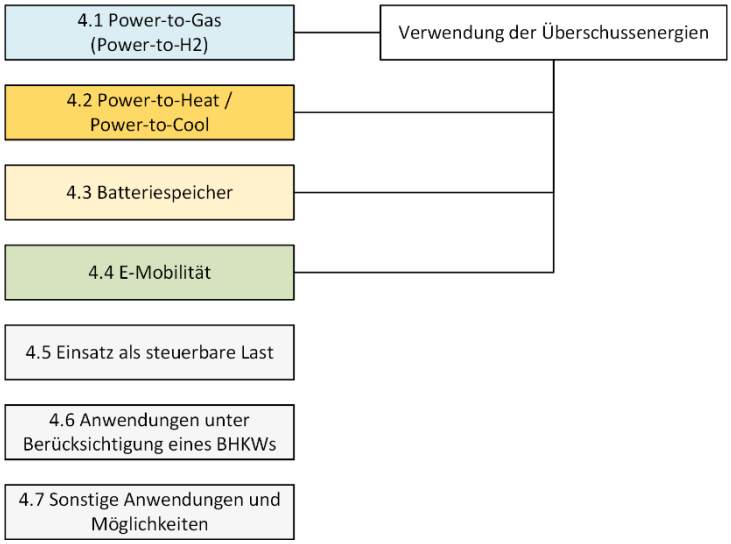


Abbildung 4-1: Kapitelübersicht Anwendungen zur Sektorenkopplung

Es werden zunächst in Kapitel 4.1 – 4.4 die Anwendungen im Bereich Power-to-Gas, Power-to-Heat / Power-to-Cool, Batteriespeicher und E-Mobilität erläutert und deren Einsatzmöglichkeiten auf dem Campus untersucht. Die Technologien werden bewertet, um daraus Handlungsempfehlungen ableiten und Investitionen abschätzen zu können (Bruttopreise).

In Kapitel 4.5 wird untersucht, inwiefern die genannten Technologien zum Einsatz als steuerbare Last geeignet sind. In Kapitel 4.6 werden sämtliche Anwendungen unter der Berücksichtigung eines BHKWs untersucht. Der Einsatz eines BHKWs zur Grundlastdeckung hat u. a. Einfluss auf die Dimensionierung der vorgestellten Technologien.

In Kapitel 4.7 werden sonstige Anwendungen erläutert, die nicht als Element der Sektorenkopplung, aber als Komponente des *BTU-SmartCampus* eingesetzt werden. Diese Anwendungen haben allen voran Showcase-Charakter.

- **Bewertungsskala**

Die Einführung einer Bewertungsskala ist nützlich, da dies eine objektive Bewertung der Technologien aus den Kapiteln 4.1 – 4.4 ermöglicht. Maßnahmen der Kategorien A und B weisen hinsichtlich der Kriterien wie bspw. geringen Investitionen eine höhere Priorität für eine Integration im *BTU-SmartCampus* auf.

Folgendes Bewertungssystem der Technologien wird verwendet:

4.1 Power-to-Gas (Power-to-H_2)

Power-to-Gas bezeichnet eine Technologie, bei der

- mithilfe von elektrischem Strom durch Wasserelektrolyse Wasserstoff hergestellt wird.
- optional durch eine nachgeschaltete Methanisierung synthetisch Methan produziert werden kann.

Power-to-Gas ist ein Teil der Sektorenkopplung. Hinsichtlich des *BTU-SmartCampus* werden ausschließlich Anwendungen untersucht, die auf der Verwendung von Wasserstoff und nicht auf der Nutzung von Methan basieren. Eine Methanisierung ist auf dem BTU-Campus nicht sinnvoll, da für den Methanisierungsprozess zusätzlich CO_2 bspw. aus Biogasanlagen benötigt wird.

Anhand bestimmter Kriterien sollen die Anwendungen auf eine sinnhafte Einbindung in den *BTU-SmartCampus* überprüft werden. Neben dem Wasserstoffbedarf werden u.a. mögliche Kosten betrachtet und bewertet.

In Abbildung 4-2 ist die Struktur des folgenden Kapitels dargestellt.

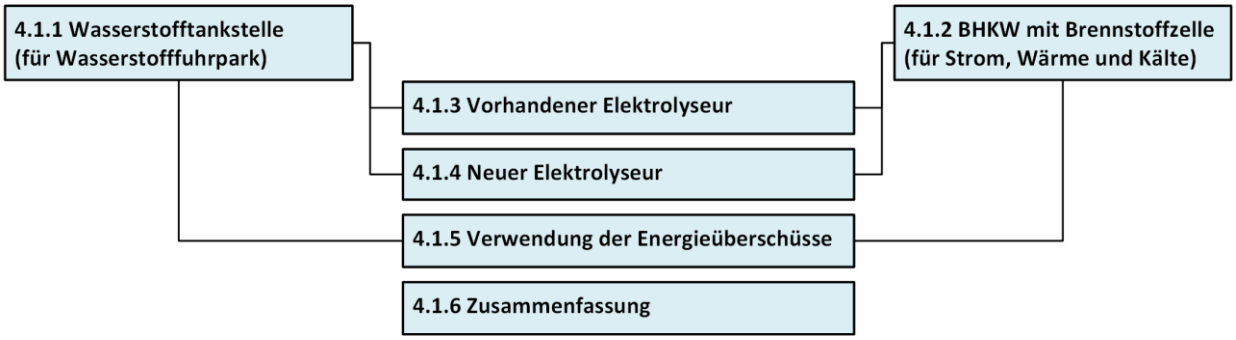


Abbildung 4-2: Nutzungspfade Wasserstoff

In Kapitel 4.1.1 und 4.1.2 werden Anwendungsmöglichkeiten für Wasserstoff erläutert. Zuerst wird die Verwendung einer kleinen Wasserstofftankstelle untersucht. Es werden Möglichkeiten zur Anschaffung eines kleinen Wasserstofffuhrparks aufgezeigt. Ein weiterer Nutzungspfad für Wasserstoff ist ein BHKW mit einer Brennstoffzelle.

In Kapitel 4.1.3 und 4.1.4 wird auf die Bereitstellung des für die Anwendungen benötigten Wasserstoffes eingegangen. Basierend auf den Wasserstoffbedürfnissen einer kleineren Fahrzeugflotte und des BHKWs wird die Dimensionierung eines Elektrolyseurs für verschiedene Leistungsklassen vorgenommen.

Abschließend wird in Kapitel 4.1.5 die Verwendung der in den PV-Ausbauszenarien ermittelten Energieüberschüsse für die vorgestellten Anwendungen überprüft. Daraus abgeleitet wird in Kapitel 4.1.6 eine Zusammenfassung gegeben und es werden Handlungsempfehlungen für den *BTU-SmartCampus* abgeleitet.

4.1.1 Wasserstofftankstelle

Zunächst wird die Verwendung einer Wasserstofftankstelle untersucht. Da noch keine Marktdurchdringung kleinerer Wasserstofftankstellen erfolgte, wird der aktuelle Stand der Technik diskutiert und einige auf dem Markt verfügbare Varianten werden vorgestellt. Zu den wichtigsten Komponenten einer Wasserstofftankstelle gehören:

- Wasserstofftank oder Vorratsspeicher
- Verdichter zur Komprimierung des Wasserstoffes auf 350 – 700 bar
- Zapfanlage

In Abbildung 4-3 ist eine Wasserstofftankstelle abgebildet. Die Tatsache, dass bis ins Frühjahr 2020 lediglich ca. 80 der größeren Wasserstofftankstellen im Bundesgebiet installiert wurden, ist ein Indiz dafür, dass die Technologie noch am Anfang der Entwicklung steht [H2M19b]. Die Errichtung einer Tankstelle dieser Größenordnung ist für den Campus ungeeignet, da bspw. der öffentliche Zugang nicht ermöglicht werden kann.

Abbildung 4-3: Wasserstofftankstelle [RIE18]

Abbildung 4-4: *Simple Fuel* [SIM17]

Abbildung 4-5: Mögliche Standorte einer Wasserstofftankstelle

Ein Markt für im Haushalt gebräuchliche, kleinere Wasserstofftankstellen existiert nicht. Zwar haben Wissenschaftler der Polytechnischen Hochschule in Lausanne (EPFL) eine Mini-Tankstelle für Wasserstoff für den Haushalt entwickelt – jedoch befindet sich dieses Produkt erst im Entwicklungsstadium [DIE19]. Vor einigen Jahren entstand das Projekt *SimpleFuel* in Kooperation verschiedener Hersteller (siehe Abbildung 4-4) in den USA. Hierbei handelt es sich um eine Komplettlösung, bestehend aus Elektrolyseur, Verdichter und Zapfanlage.

Ebenfalls wurde eine Komplettlösung auf dem japanischen Markt entwickelt – beide Technologien werden allerdings weder in Serie produziert, noch gibt es Informationen darüber, ob die Marktreife kurz- oder mittelfristig erreicht werden kann. Kennzahlen zu beiden Systemen sind in Tabelle 4-1 aufgeführt. In beiden Varianten wird der Wasserstoff auf bis zu 700 bar verdichtet. Als Standort für eine kleine Wasserstofftankstelle eignet sich bspw. das Areal rund um das derzeitige Wasserstoffzentrum (siehe Abbildung 4-5).

Tabelle 4-1: Kennzahlen von All-in-one-Lösungen ([SIM17], [HON19])

Produktname	Produktionsrate [kg/d]	Leistung [kW]	Strombedarf [kWh/kg]	Preis [T€]	Dimension (BxLxH) [m]
SimpleFuel	5 – 10	26 – 28,5	68,4	400	1,22 x 2,8 x 2,43
Smart Hydrogen Station	2,5	unbekannt	unbekannt	unbekannt	2,25 x 3,7 x 2,5

Auch die Nutzung der in Forschungsprojekten im aktuellen Elektrolyseur gewonnenen Wasserstoffmengen kann in Erwägung gezogen werden. Mit zusätzlichen Komponenten kann eine Betankung von Fahrzeugen aus dem bestehenden Tank erfolgen. Detaillierte Überlegungen hierzu finden sich in Kapitel 4.1.3.

- **Wasserstofffahrzeuge**

Soll zukünftig eine kleinere Tankstelle oder der im Wasserstofftank befindliche Wasserstoff auf dem Campus verwendet und genutzt werden, so ist die Beschaffung eines kleinen, wasserstoffbetriebenen Fahrzeugparks vonnöten. In Tabelle 4-2 sind Beispiele auf dem Markt erhältlicher Wasserstofffahrzeuge aufgeführt.

Tabelle 4-2: Kennzahlen ausgewählter Wasserstofffahrzeuge ([NOW18, S.12], [H2M19a], [STR20])

Fahrzeugart	Tankgröße [kg]	Batterie [kWh]	Reichweite mit einer Tankfüllung [km]	Investitionskosten [T€]
Toyota MIRAI	5	nein	500	95
Hyundai ix35 Fuel Cell	5,64	nein	594	80
StreetScooter H2 Panel Van	6	40	500	unbekannt

Die Nutzung eines StreetScooter H2 Panel Vans (siehe Abbildung 4-6) erscheint auf dem BTU-Campus aufgrund folgender Argumente sinnvoll:

- Nutzung als gemeinschaftliches Fahrzeug auf dem Campus
- Nutzung als Transportmittel zwischen den verschiedenen Standorten der BTU
- Deckung des zusätzlichen Strombedarfs des Transporters aus der vorhandenen Elektro-Infrastruktur

Abbildung 4-6: StreetScooter H2 Panel Van, Foto: Deutsche Post AG

4.1.2 BHKW mit Brennstoffzelle

Die Nutzung eines BHKWs mit Brennstoffzellenantrieb stellt eine weitere Möglichkeit zur Verwendung von Wasserstoff auf dem BTU-Campus dar. In der Brennstoffzelle wird Wasserstoff, der bspw. durch Überschüsse in Zeiten negativer Residuallast in einem Elektrolyseur hergestellt wird, verwendet.

Ein BHKW mit Brennstoffzelle kann folgende Sektoren bedienen:

- Stromsektor (Deckung von Grund- und Spitzenlasten)
- Wärmesektor (Einspeisung in das bestehende Wärmenetz der BTU bzw. dezentrale Verwendung)
- Kältesektor (Bereitstellung von Klimakälte durch Absorptionskältemaschine)

Auf dem Markt sind Nano- und Micro-BHKWs verfügbar, die allerdings nur für die Energieversorgung von Ein- oder Zweifamilienhäusern gedacht sind. Die Strom- bzw. Wärmeleistung ist hierbei auf wenige kW beschränkt und daher für einen systemdienlichen Einsatz im *BTU-SmartCampus* ungeeignet.

Im Gegensatz dazu kann ein System mit einer elektrischen Leistung von mehreren 100 kW größere Strom- bzw. Wärmemenge bereitstellen. Die Kennzahlen eines größeren Systems sind in Tabelle 4-3 aufgeführt.

Tabelle 4-3: Eigenschaften eines BHKWs mit Brennstoffzelle [N2T19]

Elektrische Leistung [kW]	100
Wärmeauskopplung [kW]	ca. 68 auf 90°C, 36 auf 55°C
Alternative Kälteleistung [kW]	50, über externen Absorber
Benötigte Wasserstoffmenge [kg/h]	6,2
Dimension (BxLxH) [m]	2,2 x 6,5 x 3,4 als Container
Kosten	nicht angegeben

Es gibt Beschränkungen über die Dauer, die ein BHKW in Teillast fahren kann. Je höher der Auslastungsgrad der Anlage, desto höher ist der Wirkungsgrad und desto kleiner ist die Amortisationszeit. Für den Standort eines BHKWs auf dem BTU-Campus müssen folgende Kriterien berücksichtigt werden:

- Das BHKW sollte sich in der Nähe des Wasserstoffreservoirs befinden (bspw. Wasserstoffspeicher).
- Das BHKW sollte sich in der Nähe der Verbraucher bzw. in der unmittelbaren Nähe zu Einspeisepunkten für Strom, Wärme oder Kälte befinden.

4.1.3 Vorhandener Elektrolyseur

Der derzeit verwendete Elektrolyseur

- wird ausschließlich als Versuchsstand für Forschung und Entwicklung genutzt,
- kann nicht kontinuierlich betrieben werden,
- erzeugt im temporären Kurzzeitbetrieb Wasserstoff, der in einem Wasserstofftank gespeichert, aber nicht ausgespeichert werden kann,
- unterliegt Wartungsmaßnahmen gemäß der standardisierten Prüfzyklen.

In Tabelle 4-4 sind die Eigenschaften des alkalischen Elektrolyseurs (AEL) des Wasserstoffzentrums dargestellt.

Tabelle 4-4: Eigenschaften des aktuellen Elektrolyseurs

Elektrische Leistung [kW]	**Produktionsrate [kg/h]**
100 (normal), 150 (maximal)	1,7 (normal), 2,5 (maximal)

Zur Versorgung eines kleineren, BTU-internen Wasserstoff-Fuhrparks werden zusätzliche Maßnahmen nötig, die eine Betankung der Fahrzeuge ermöglichen würden. Der aus dem derzeitigen Elektrolyseur hergestellte Wasserstoff kann nicht auf das zur Betankung der Fahrzeuge benötigte Druckniveau gebracht werden, da kein Verdichter vorhanden ist. Da das Druckniveau im Wasserstofftank bei ca. 30 bar liegt, ist ein Kompressor vonnöten, der den Wasserstoff soweit verdichtet, dass er für Mobilitätsanwendungen verwendet werden kann. Eine Plug-and-Play-Lösung bspw. mit den folgenden Eigenschaften ist auf dem Markt verfügbar[5]:

- Verdichtung auf 300 – 900 bar durch druckluftangetriebenen oder hydraulischen Kompressor möglich
- Verdichter fördert direkt in das Wasserstofffahrzeug
- Befüllzeit von ca. 4 h in Abhängigkeit vom Vordruck aus dem Wasserstofftank
- Kosten: ca. 50.000 € inkl. Kühlung, Pistole und Schlauch
- ca. 2,2 Nm³ / min Druckluft bei 8 bar müssen zur Verfügung gestellt werden

[5] Die Eigenschaften entstammen einer Herstelleranfrage.

Der aktuelle Elektrolyseur ist für den Betrieb eines BHKWs mit Brennstoffzelle ungeeignet, da das BHKW eine hohe, kontinuierliche Produktionsrate voraussetzt, die der aktuelle Elektrolyseur nicht bietet.

4.1.4 Neuer Elektrolyseur

Sollte eine Wasserstofftankstelle ohne integrierten Elektrolyseur oder ein BHKW mit Brennstoffzelle auf dem Campus betrieben werden, so ist die Errichtung eines für den Wasserstoffbedarf angepassten, neuen Elektrolyseurs in Erwägung zu ziehen. Folgende Annahmen zur Dimensionierung werden gemacht:

- ein kleiner Fahrzeugpark – bestehend aus zwei Fahrzeugen – wird jeweils zweimal in der Woche betankt
- dies entspricht einem Wasserstoffbedarf von 40 kg pro Woche bzw. 8 kg pro Tag
- es wird ein 8h-Betrieb angenommen, so dass pro Stunde 1 kg Wasserstoff produziert werden muss
- als Strombedarf inkl. Verdichtung werden 68,4 kWh/kg angesetzt (siehe Tabelle 4-1)

Folgende Formel wird für die Dimensionierung des Elektrolyseurs verwendet:

$$Benötigte\ Wasserstoffmenge\ \left[\frac{kg}{h}\right]\ x\ Strombedarf\ \left[\frac{kWh}{Nm^3}\right] = Anlagengröße \quad (1)$$

In Tabelle 4-5 sind die berechneten Kenndaten für einen Elektrolyseur zur Deckung des Wasserstoffbedarfs einer Wasserstofftankstelle und des vorgestellten BHKWs zusammengefasst dargestellt. Der Investitionsbedarf für einen schlüsselfertigen PEM-Elektrolyseur basiert auf Annahmen aus [Zap17] und Herstellerangaben:

- 2.000 – 6.000 € pro installierter kW [Zap17], 2.500 – 3.000 € pro kW (Herstellerangaben)
- Kosten für Wartung, Betrieb und Versicherung: vier Prozent der Investition [Zap17, S.175]
- Kosten für Aufbau und Anlieferung: zehn Prozent der Investition [Zap17, S.175]

Tabelle 4-5: Konfiguration eines Elektrolyseurs für eine Wasserstofftankstelle und ein BHKW

Eigenschaft	PEMEL für Wasserstofftankstelle	PEMEL für BHKW mit Brennstoffzelle
Wasserstoffproduktionsrate [kg/h]	1	6,2
Strombedarf für Herstellung [kWh/kg]	68,4	55
Benötigte Elektrolyseurleistung [kW]	**68**	**341**
Überschlägige Investition [T€] (Herstellerangaben in Klammern)	160 – 490 (170 – 200)	830 – 2.400 (900 – 1.000)
Aufbau, Anlieferung [T€]	13 – 40	68 – 210
Wartung, Betrieb, Versicherung [T€]	5 – 16	27 – 82
Zusatz [T€]	50 (Zapfanlage und Verdichter)	XX für Infrastruktur

4.1.5 Verwendung der Energieüberschüsse

Basierend auf den in Kapitel 3.2.5 erstellten PV-Ausbauszenarien und den ermittelten Energieüberschüssen soll untersucht werden, wieviel der Überschüsse aus den PV-Anlagen von einer 28,5-kW-*SimpleFuel*-Tankstelle oder eines 68-kW-Elektrolyseurs bzw. 341-kW-Elektrolyseures verwendet werden können. Um ein authentisches Ergebnis zu erhalten, werden

- zunächst die Energiemengen der Monate Juli, August, September und Oktober ermittelt.
- alle Viertelstundenwerte dahingehend untersucht, ob eine negative Residuallast – maximal in Höhe der Anlagenleistung – vorlag.

- die verwendbaren, negativen Residuallasten anschließend zu Energiemengen zusammengefasst, in dem die negativen Werte in jedem Viertelstundenwert durch vier geteilt werden[6].

Für die Jahresproduktion werden die ermittelten Energiemengen der Monate zusammengefasst und mit dem Faktor zwei multipliziert. Somit kann eine hinreichende Näherung für die Jahresproduktion erreicht werden. Diese Berechnungen wurden sowohl für das 1.500-kWp-Szenarios, als auch das 2.000-kWp-Szenarios durchgeführt. Um die jährliche Wasserstoffproduktionsmenge zu erhalten, werden die Jahresüberschüsse durch die für einen kg Wasserstoff benötigte Energiemenge geteilt.

Zur Berechnung sind folgende Annahmen nötig:

- Für die *SimpleFuel*-Tankstelle wird ein Stromverbrauch von 68,4 kWh pro kg angenommen – hierbei ist der Stromverbrauch des Verdichters bereits enthalten.
- Für den 68-kW-Elektrolyseur wird ein Stromverbrauch von 68,4 kWh pro kg angenommen, da nur komprimierter Wasserstoff auch für Wasserstofffahrzeuge verwendet werden kann. Somit wird der Strombedarf des gesamten Prozesses berücksichtigt.
- Für den 341-kW-Elektrolyseur wird ein Stromverbrauch von 55 kWh angenommen, da der Wasserstoff unkomprimiert im BHKW verwendet wird.

In Abbildung 4-7 sind die Ergebnisse für beide Szenarien dargestellt.

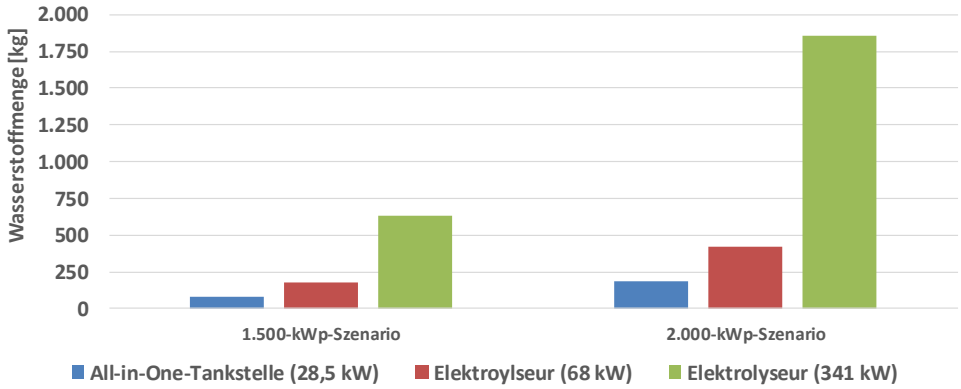


Abbildung 4-7: Produzierbare Wasserstoffmengen im Jahr nach PV-Szenario und Produktionsrate

Für die *SimpleFuel*-Tankstelle können im 2.000-kWp-Szenario 189 kg komprimierter Wasserstoff hergestellt werden. Nimmt man an, dass ein Wasserstofffahrzeug ein Fassungsvermögen von 5 kg hat, entspricht dies ca. **38 Tankfüllungen** im gesamten Jahr.

Für den 68-kW-Elektrolyseur können im 2.000-kWp-Szenario 422 kg komprimierter Wasserstoff hergestellt werden, der anschließend für die Verwendung eines kleinen Wasserstoffparks genutzt werden kann. Bei einem Tankvermögen von 6 kg können ca. **84 Tankfüllungen** bereitgestellt werden.

Für das BHKW können im 2.000-kWp-Szenario 1.854 kg unkomprimierter Wasserstoff erzeugt werden. Bei einem stündlichen Wasserstoffbedarf von 6,2 kg kann das BHKW damit theoretisch ca. **300 Volllaststunden** erreichen.

[6] Dies entspricht der Überschussmenge, die in einer Viertelstunde in [kWh] erzeugt werden kann.

4.1.6 Zusammenfassung

Zusammengefasst können folgende Aussagen für Wasserstoffanwendungen für den *BTU-SmartCampus* gemacht werden:

- Der Aufbau einer Wasserstofftankstelle kann entweder durch eine All-in-one-Lösung, durch einen neuen Elektrolyseur mit entsprechendem Equipment oder durch die Nutzung des aktuellen Elektrolyseurs mithilfe von Zusatzkomponenten zur Ausspeicherung realisiert werden.
- Die Nutzung von Wasserstofffahrzeugen ist nur möglich, wenn ein Nutzungskonzept für die Verwendung der Fahrzeuge für BTU-Mitarbeiter vorhanden ist und eine Möglichkeit zur Bereitstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien existiert.
- Die Installation eines BHKWs mit Brennstoffzelle erfordert eine kontinuierliche Wasserstoffzufuhr, die aktuell nicht gegeben ist. Ein Neubau eines auf Dauerbetrieb ausgelegten PEM-Elektrolyseurs wäre daher erforderlich.

Die Anwendungen können für Forschungszwecke bspw. als steuerbare Last zur Senkung von Einspeisespitzen der PV-Anlagen verwendet werden. In Tabelle 4-6 sind die abgeleiteten Handlungsempfehlungen dargestellt.

Tabelle 4-6: Handlungsempfehlungen zu Wasserstoffanwendungen

Maßnahme	**Geschätzte Investition [T€]**	**Bedingungen für Realisierung**	**Bewertung**
Wasserstofftankstelle	400 (für All-in-one-Lösung)	- Baugenehmigung - Hersteller kontaktieren	A
Wasserstofftankstelle (aktueller Elektrolyseur mit zusätzlichen Komponenten)	50 (für zusätzliche Komponenten)	- Bereitstellung von Druckluft - Zugänglichkeit Wasserstoffspeicher - Anpassungen Wasserstoffspeicher	B
Wasserstofftankstelle (neuer Elektrolyseur mit zusätzlichen Komponenten)	350 (für 68-kW-Elektrolyseur und zusätzliche Komponenten)	- Baugenehmigung - Platzbedarf ermitteln - Hersteller kontaktieren - Zugänglichkeit Wasserstoffspeicher - Anpassungen Wasserstoffspeicher	C
Wasserstofffuhrpark	300 (für 3 Fahrzeuge)	- Nutzungskonzept - Hersteller kontaktieren	A
BHKW mit Brennstoffzelle (neuer Elektrolyseur mit zusätzlichen Komponenten)	unbekannt (BHKW) 1.500 (neuer 341-kW-Elektrolyseur)	- Baugenehmigung - Hersteller kontaktieren - Einspeisepunkte ermitteln - Kontinuierliche Wasserstoffzufuhr - Bedarfsermittlung spezifizieren	C

4.2 Power-to-Heat / Power-to-Cool

Power-to-Heat beschreibt die Umwandlung von Strom in Wärme und kann somit dem *BTU-SmartCampus* als weiteres Element der Sektorenkopplung hinzugefügt werden. Bei Power-to-Heat-Anwendungen ist die dezentrale Wärmeerzeugung für das Fernwärmenetz der Stadtwerke Cottbus von Interesse.

Mit Power-to-Cool-Anwendungen kann Klimakälte bereitgestellt werden. Ein großer Bedarf an Klimakälte herrscht bspw. in den Lehrgebäuden zur Klimatisierung der Räume und im Rechenzentrum zur Klimatisierung der Serverräume.

Das folgende Kapitel behandelt die in Abbildung 4-8 dargestellten Anwendungsmöglichkeiten.

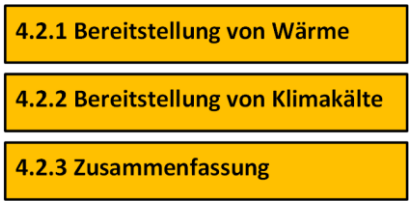


Abbildung 4-8: Nutzungspfade Power-to-Heat / Power-to-Cool

In Kapitel 4.2.1 werden Power-to-Heat-Anwendungen für die dezentrale Wärmeerzeugung untersucht. Die Bereitstellung von Wärme durch Widerstandsheizgeräte und Wärmepumpen steht im Vordergrund. In Kapitel 4.2.2 wird auf die Bereitstellung von Klimakälte eingegangen. In Kapitel 4.2.3 werden die Ergebnisse zusammengefasst und Handlungsempfehlungen gegeben.

4.2.1 Bereitstellung von Wärme

Durch überschüssigen Strom aus PV-Anlagen kann dezentral Wärme erzeugt und in das Fernwärmenetz der Stadtwerke Cottbus eingespeist werden. Zum anderen ist durch die verbrauchsnahe Erzeugung die Senkung des Wärmebedarfs bspw. eines Gebäudes möglich. Folgende Technologien werden betrachtet:

- Widerstandsheizgeräte
- Wärmepumpen

In Tabelle 4-7 sind die Eigenschaften dieser beiden Technologien gegenübergestellt.

Tabelle 4-7: Eigenschaften und Einsatzgebiete von Widerstandsheizgeräten und Wärmepumpen

Art	Vorteile	Nachteile
Widerstandsheizgeräte	- hoher Wirkungsgrad - technologisch erprobt - geringer technischer Aufwand - Warmwasserspeicher möglich - Funktion als steuerbare Last	- leittechnische Anbindung
Wärmepumpen	- hoher Wirkungsgrad (Jahresarbeitszahl) - technologisch erprobt - Warmwasserspeicher möglich - Funktion als steuerbare Last	- hoher technischer Aufwand - hoher Platzbedarf - nachträglich schwer nachzurüsten - leittechnische Anbindung - höhere Investitionen

Die rein bilanziellen Verhältnisse zwischen verbrauchter Wärmeenergie (2018) und Überschussmengen aus dem 2.000-kWp-Szenario sind in Abbildung 4-9 dargestellt. Die verbrauchte Wärmemenge beschreibt die Gesamtmenge, welche über den Wärmemengenzähler der Stadtwerke Cottbus in den einzelnen Gebäuden abgerechnet wurde. Mit der Gegenüberstellung soll lediglich gezeigt werden, dass energetisch gesehen die verbrauchte Wärmeenergie die produzierbaren Überschüsse um ein Vielfaches übersteigt.

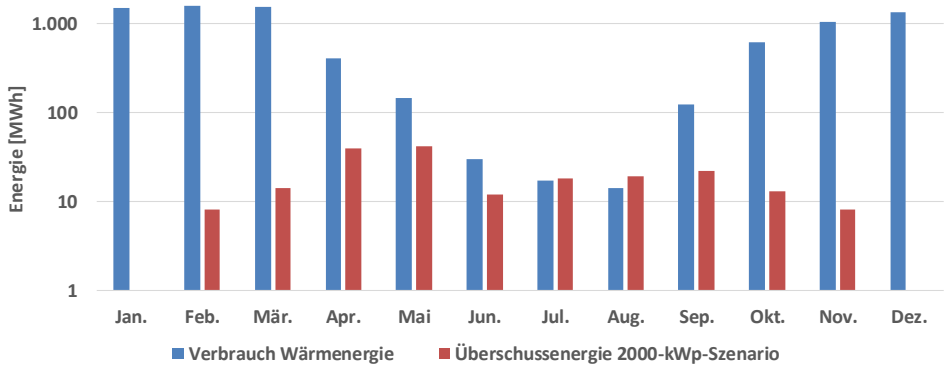


Abbildung 4-9: Verbrauchte Wärmeenergie (2018) und PV-Erzeugung (2000-kWp-Szenario)

- **Einsatz von Widerstandsheizgeräten**

Nimmt man an, dass die generierten Überschussmengen bei Widerstandsheizgeräten mit einem Wirkungsgrad von 100 % in Wärme umgewandelt werden, so kann man erkennen, dass:

- im November und Dezember die komplette Wärme extern bezogen werden muss,
- der Wärmebedarf im Sommer gedeckt werden kann.

Somit kommen Widerstandsheizgeräte nur als Ergänzung der bestehenden Wärmeversorgung infrage. Die Installation eines Wärmespeichers könnte theoretisch auch in erzeugungsarmen Zeiten den externen Wärmebezug verringern. Eine saisonale Speicherung ist aufgrund des Platzbedarfes und des großen Wärmebedarfs des Campus ausgeschlossen.

Für eine detailliertere Analyse des Einsatzes von Widerstandsheizgeräten werden u.a. benötigt:

- Wärmemesszähler zur Differenzierung der Wärmeverbräuche (Anbindung an Leittechnik),
- Informationen über mögliche Einspeisepunkte,
- Informationen zur zukünftigen Gestaltung der Wärmeabnahme von den Stadtwerken.

- **Einsatz von Wärmepumpen**

In Kapitel 2.3.2 sind die bereits auf dem Campus installierten Wärmepumpen vorgestellt. In Abhängigkeit der Jahresarbeitszahl bieten Wärmepumpen das Potential, auch in den Übergangsmonaten genügend Wärme für den Wärmebedarf des Campus bereitstellen zu können.

Für eine detailliertere Analyse des Einsatzes von Wärmepumpen werden u.a. benötigt:

- Wärmemesszähler zur Differenzierung der Wärmeverbräuche (Anbindung an Leittechnik),
- Übersicht über geplante Neubauten auf dem Campus,
- Informationen zur zukünftigen Gestaltung der Wärmeabnahme von den Stadtwerken,
- geologische Gutachten.

4.2.2 Bereitstellung von Klimakälte

Der Bedarf an Klimakälte ist auf dem Campus zwar ausgeprägt, aufgrund mangelnder Daten können in dieser Studie jedoch nur allgemeine Aussagen gemacht werden. Zur Integration von Power-to-Cool-Anwendungen in den *BTU-SmartCampus* können Erkenntnisse aus dem *EVH-MicroGrid* verwendet werden – hier ist eine solche Anlage bereits installiert.

Für eine detailliertere Analyse zur Bereitstellung von Klimakälte werden u.a. benötigt:

- Ermittlung und Differenzierung des Kälteverbrauchs auf dem Campus,
- Bestandsanalyse des Kältemanagements,
- Analyse zur Verfügung stehender Technologien.

4.2.3 Zusammenfassung

Da die Stadtwerke Cottbus zukünftig daran interessiert sind, ihr Versorgungsnetz zu entlasten, ist die dezentrale Wärmeerzeugung auf dem Campus von Interesse. Dabei können Power-to-Heat-Anwendungen hilfreich sein – jedoch können diese Anwendungen nur ergänzend zur konventionellen Fernwärme eingesetzt werden.

Folgende Aussagen können zur Integration von Power-to-Heat-Anlagen getroffen werden:

- Aufgrund der geringen Anzahl an Akteuren eignet sich der Campus als Reallabor für ein Quartiersnetz.
- Power-to-Heat kann als Element der Sektorenkopplung den Wärmebezug mindern.
- Zukünftig muss in Zusammenarbeit mit den Stadtwerken ein Wärmekonzept erstellt werden.
- Die Umprogrammierung der installierten Wärmemesszähler ist die Basis aller weiteren Arbeiten und ermöglicht die Erfassung und Archivierung von Daten in einer zentralen Leittechnik.

Aus der Zusammenarbeit mit den Stadtwerken können folgende Forschungsthemen angestrebt werden:

- Konzept für dezentrale Wärmeversorgung aus PV-Anlagen, die aus dem EEG fallen
- Entwicklung einer prognosebasierten Wärmeerzeugung bzw. -speicherung
- Regelmaßnahmen für Wärmekopplung in einem Quartiersnetz

In Tabelle 4-8 sind die abgeleiteten Handlungsempfehlungen dargestellt.

Tabelle 4-8: Handlungsempfehlungen zu Power-to-Heat

Maßnahme	Geschätzte Investition [T€]	Bedingungen für Realisierung	Bewertung
Umprogrammierung Wärmemesszähler	1 pro Gebäude	- Wärmeerfassung in stündlicher Auflösung - Anbindung an Leittechnik - Abfrageliste für techn. Parameter	A

4.3 Batteriespeicher

Die Verwendung von Batteriespeichern ist eine weitere Möglichkeit, die durch PV-Anlagen im *BTU-SmartCampus* generierten Energieüberschüsse zwischen zu speichern. Batteriespeicher können netzdienlich und zur Maximierung des Eigenverbrauchs eingesetzt werden.

In Abbildung 4-10 ist die Struktur des folgenden Kapitels dargestellt.

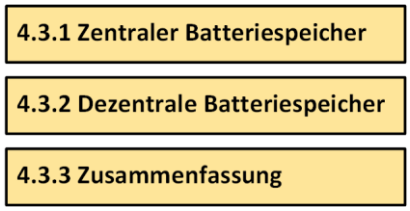


Abbildung 4-10: Nutzungspfade Batteriespeicher

Zunächst wird in Kapitel 4.3.1 die Verwendung eines zentralen Batteriespeichers und dessen Marktverfügbarkeit untersucht. Auf Basis der Energieüberschüsse und der abgeschätzten Be- und Entladeleistungen werden verschiedene Möglichkeiten zur Dimensionierung vorgestellt.

Danach wird in Kapitel 4.3.2 die Verwendung von dezentralen Batteriespeichern analysiert.

Abschließend werden in Kapitel 4.3.3 die Einsatzmöglichkeiten von Batteriespeichern zusammengefasst und daraus Handlungsempfehlungen für den zukünftigen *BTU-SmartCampus* abgeleitet.

Im Zusammenhang mit PV-Anlagen haben sich insbesondere Bleisäurebatterien und Lithium-Ionen-Batterien etabliert – daher werden beide Technologien in Tabelle 4-9 zunächst verglichen. In Zukunft wird der Lithium-Ionen-Technologie gegenüber herkömmlicher Bleibatterien ein höheres Potential zugewiesen [STE17, S.711]. Daher beschränken sich die folgenden Betrachtungen auf Lithium-Ionen-Batterien.

Tabelle 4-9: Vergleich Bleispeicher und Lithium-Ionen-Speicher ([EUP19] [CAR18])

Anwendung / Kriterium	Bleispeicher	Lithium-Ionen-Speicher
Wirkungsgrad [%]	70 – 85	93 – 98
Zyklenzahl	ca. 1.200 – 1.500	ca. 4.000 – 10.000
Wartung	erforderlich	nicht erforderlich
Lebensdauer [a]	ca. 10	ca. 20
Entladetiefe [%]	50 – 60	70 – 100
Langzeiterfahrung	vorhanden	nicht vorhanden
Investition	niedrig	hoch
Besondere Sicherheitsvorkehrungen	Raumbelüftung notwendig	-

Mit einer zentralen Lösung ist im weiteren Verlauf ein Großbatteriespeicher in Containerbauform oder in einer Betonstation gemeint. Die dezentrale Lösung beinhaltet, dass kleinere Wechselrichter und Speicher – entweder innerhalb oder außerhalb der Gebäude – verwendet werden (siehe Abbildung 4-11 und Abbildung 4-12).

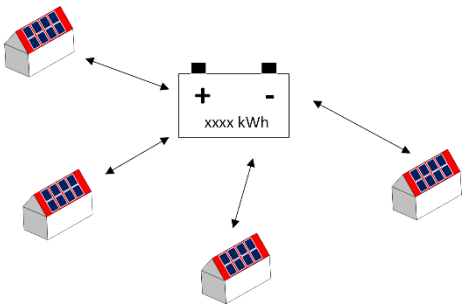


Abbildung 4-11: Zentraler Batteriespeicher

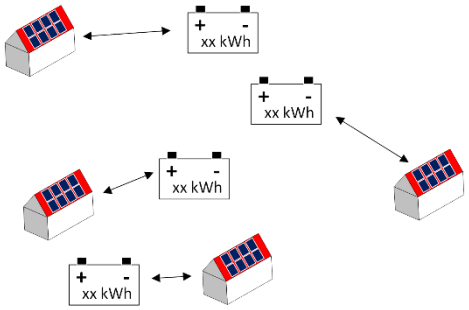


Abbildung 4-12: Dezentrale Batteriespeicher

Batteriespeicher werden in AC- und DC-gekoppelte Speichersysteme unterteilt. Die Komponenten beider Speichersysteme sind in Abbildung 4-13 und Abbildung 4-14 dargestellt. DC-gekoppelte Batteriespeicher zeichnen sich durch eine höhere Effizienz aus, da sich nur ein Wechselrichter im System befindet und der Überschussstrom über einen Umrichter mit Hoch- und Tiefsetzsteller direkt in den Batterien eingespeichert wird. AC-gekoppelte Batteriespeicher können hingegen einfach in Bestandsanlagen integriert werden, was den Nachteil der niedrigeren Effizienz ausgleicht. Bei der Konzeptionierung der Batteriespeicher wird ausschließlich die AC-gekoppelte Variante verwendet.

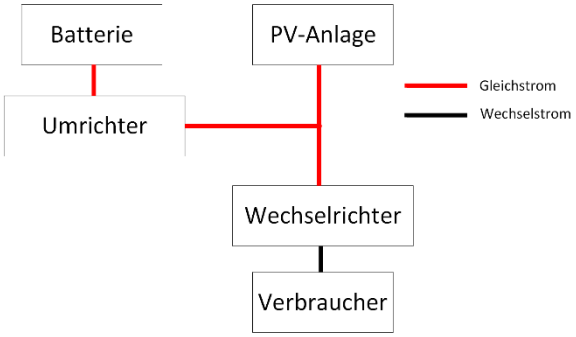


Abbildung 4-13: DC-gekoppelter Batteriespeicher

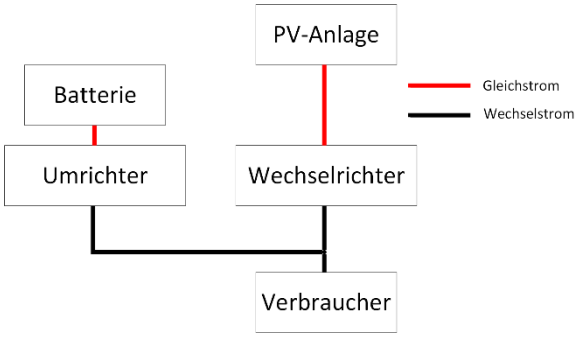


Abbildung 4-14: AC-gekoppelter Batteriespeicher

4.3.1 Zentraler Batteriespeicher (ZBS)

Für die zentrale Speicherung sind große Batteriesysteme in Containerbauform oder in Betonstationen auf dem Markt verfügbar. In Tabelle 4-10 sind die wesentlichen Vor- und Nachteile der Technologien aufgeführt. Die Gestehungskosten für den Strom aus Großbatteriespeichern sind informativ in Anlage 13.4 aufgeführt.

Tabelle 4-10: Vor- und Nachteile zentraler Batteriespeicher

Vorteile	Nachteile
- weniger Aufwand bei der Einrichtung eines übergeordneten Energiemanagements bzw. einer zentralen Leittechnik - modularer Aufbau möglich - flexible Standortwahl - mögliche All-in-one Lösung (Fertigteilstation) - flexible Aufstellung (Container) - geringe Verluste durch hohen Wirkungsgrad	- aufwändige Leitungsführung von den WR zum zentralen Speicher - Mindestabstand zu anderen Gebäuden muss eingehalten werden - benötigt Brandschutzkonzept - Feuerwehrzufahrten müssen berücksichtigt werden - zusätzlicher Transformator wird benötigt - niedrige Marktdurchdringung

Derzeit gibt es noch keinen Marktakteur, der auf dem Gebiet der zentralen Batteriespeicher große Stückzahlen produziert – jedoch gibt es zahlreiche Hersteller, die individuelle Lösungen anbieten. Auch für den *BTU-SmartCampus* sind verschiedene Konfigurationen denkbar – in Tabelle 4-11 sind die Kenndaten der Systeme zweier Hersteller aufgeführt. In Abbildung 4-15 und Abbildung 4-16 sind beide Großspeichersysteme dargestellt.

Tabelle 4-11: Kennzahlen von Großbatteriespeichersystemen ([WEM20], [TES19])

Produktname	**Kapazität [kWh]**	**Umrichterleistung P [kW], S [kVA]**	**Transformator [kVA]**	**Preis [T€]**	**Dimension (BxLxH) [m]**
WEMAG WBS 500	1.000	P = 750 S = 852	800	800	3 x 5,4 Betonstation
Tesvolt Powerstorage TPS 2.0	2.170	nicht inklusive	nicht inklusive	1.000	14 x 2,5 x 2,9 Container

Abbildung 4-15: *Tesvolt Powerstorage TPS 2.0*
Foto: Tesvolt

Abbildung 4-16: *WEMAG WBS 500*
Foto: WEMAG / Broichmann

In Abbildung 4-17 sind mögliche Standorte (S1 und S2) eines zentralen Batteriespeichers auf dem Zentralcampus ersichtlich. Orte sind besonders geeignet, wenn sie

- sich in der Nähe zum 20-kV-Ring befinden,
- ausreichend Platz für die Aufstellung bieten,
- sich gut sichtbar auf dem Campus befinden (Showcase-Objekt),
- eine gute Anbindung an die Infrastruktur (Straßen, Wege) besitzen.

Die Anbindung an den 20-kV-Ring muss über einen 20/0,4-kV-Transformator und eine MS-Schaltanlage – sofern nicht bereits im Batteriespeichersystem integriert – erfolgen. Die dargestellten Standorte (S1 und S2) befinden sich in der Nähe der Trafostation T4-FMPA bzw. T6-LG1C (TST). Für diese Stationen sind bereits Umbaumaßnahmen geplant – beide Stationen sollen zukünftig an den bisherigen Standorten stillgelegt werden. Im Zuge der Errichtung eines Batteriespeichers in Containerbauform könnten die neuen Trafostationen so geplant werden, dass der zentrale Batteriespeicher über diese in den 20-kV-Ring eingebunden werden kann. Theoretisch könnten die alten Trafostationen zur Einspeisung genutzt werden, jedoch ist eine Ertüchtigung der Schaltanlagen vonnöten.

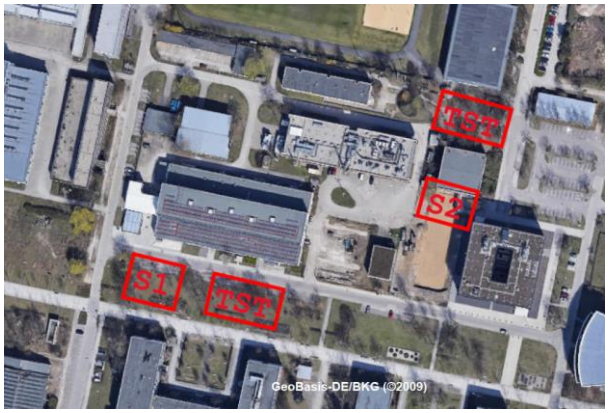


Abbildung 4-17: Mögliche Standorte für einen zentralen Batteriespeicher

In Abbildung 4-18 ist das Anlagenschema zur Einbindung des zentralen Batteriespeichers in das 20-kV-Netz dargestellt. Falls die neuen Trafostationen bei einer Containerlösung genutzt werden können, wird zusätzlich ein Standort für den oder die Batteriewechselrichter benötigt. Bei Indoor-Wechselrichtern muss auf entsprechende Zusatzmaßnahmen wie bspw. den Schutz vor Witterungseinflüssen geachtet werden. Für die Aufstellung der Wechselrichter sind ebenfalls Containerlösungen möglich. Optional sind MV-Stationen verfügbar, die Batteriewechselrichter, MS-Transformator und MS-Schaltanlage beinhalten. In der vorgestellten Betonstation sind bereits alle Komponenten inkl. Batterie und Lasttrennschalter enthalten.

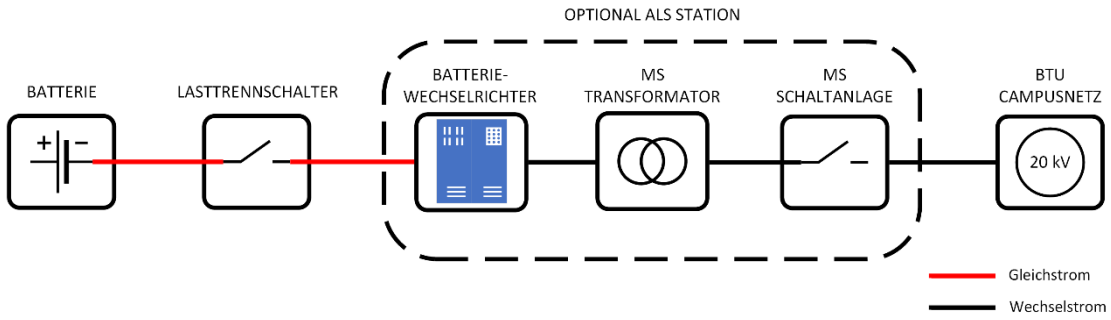


Abbildung 4-18: Anlagenschema zur Einbindung des zentralen Batteriespeichers

- **Dimensionierung eines zentralen Batteriespeichers**

Die Größe des Speichers wird so dimensioniert, dass eine ausreichende Kapazität für verschiedene Einsatzgebiete wie bspw. der Deckung von Spitzenlasten zur Verfügung steht[7].

Als erster Schritt wird anhand der Berechnungen aus Kapitel 3.2.6 die maximale Ladeleistung – was der größten negativen Residuallast entspricht – bestimmt. Je größer das PV-Ausbauszenario ist, desto größer ist die Lade- bzw. Umrichterleistung. In Tabelle 4-12 sind die maximalen Entladeleistungen dargestellt. Es wurde

- die Lade- und Umrichterleistung der Monate Juli, August und September auf Basis der Überschussmengen des PV-Ausbaus von 1.400 kWp bis 2.000 kWp ermittelt.
- die Entladeleistung aus der Differenz zwischen Last und der zu deckenden Spitzenlast, die bei der Spitzenlastkappung individuell festgelegt wird, bestimmt.
- die benötigte Umrichterleistung unter Berücksichtigung einer 20-prozentigen Reserve, festgelegt.

[7] Weiterführende Informationen zum Thema Spitzenlastkappung sind Anhang 13.45 zu entnehmen.

Tabelle 4-12: Maximale neg. Residuallast und Entladeleistung der Monate Juli, August und September

	maximale negative Residuallast [kW]			**maximale Entladeleistung [kW]**			**Gewählte Umrichterleistung [kVA]**
Szenario	Juli	August	September	Juli	August	September	
1.400 kWp	346	407	415	301	249	404	500
1.500 kWp	438	498	501	296	272	404	600
1.600 kWp	529	590	587	290	557	498	700
1.700 kWp	621	681	672	285	553	503	800
1.800 kWp	713	773	758	842	820	848	1.000
1.900 kWp	805	864	844	842	842	914	1.100
2.000 kWp	897	956	930	870	909	914	1.200

Nach der Bestimmung der Ladeleistung können nun in einem zweiten Schritt die für den BTU-Campus interessanten Batteriespeicherkapazitäten ermittelt werden. Dafür wurde

- sowohl ein 800-kWh-Speicher, als auch ein 2.000-kWh-Speicher in Containerbauform verglichen.
- erneut der BTU-Lastgang mit der PV-Erzeugung in jedem Viertelstundenwert der Monate Juli, August und September verglichen.
- jede negative Residuallast aus einem Viertelstundenwert einem virtuellen Speicher (SoC[8]) hinzugefügt.

Mit den Beispielen soll gezeigt werden, dass die Überschussmengen aus den Szenarien zu einer mittleren Auslastung der Speicher mit den angenommenen Kapazitäten führen. Die Dimensionierung der Batteriekapazität erfolgt unter der Berücksichtigung folgender Aspekte:

1. Die Ladung erfolgt zumeist am Wochenende aufgrund der höheren negativen Residuallast.
2. Die Entladung des Speichers erfolgt zumeist werktags zur Deckung von Spitzenlasten.
3. Der Speicher soll möglichst bis Freitag vollständig entladen werden, so dass die PV-Anlagen am Wochenende den Speicher wieder füllen können.

Zunächst wird die Auslastung eines 800-kWh-Speichers anhand von Abbildung 4-19 erläutert. In Tabelle 4-13 sind die Kenndaten der Konfiguration ersichtlich.

Tabelle 4-13: Konfiguration, Beispiel 800-kWh-Speicher

Speicherkapazität [kWh]	**Installierte PV-Leistung [kWp]**	**Maximale Entladetiefe [%]**	**Wirkungsgrad des gesamten Speicherprozesses [%]**
800	1.400	10	90

[8] SoC: State-of-Charge

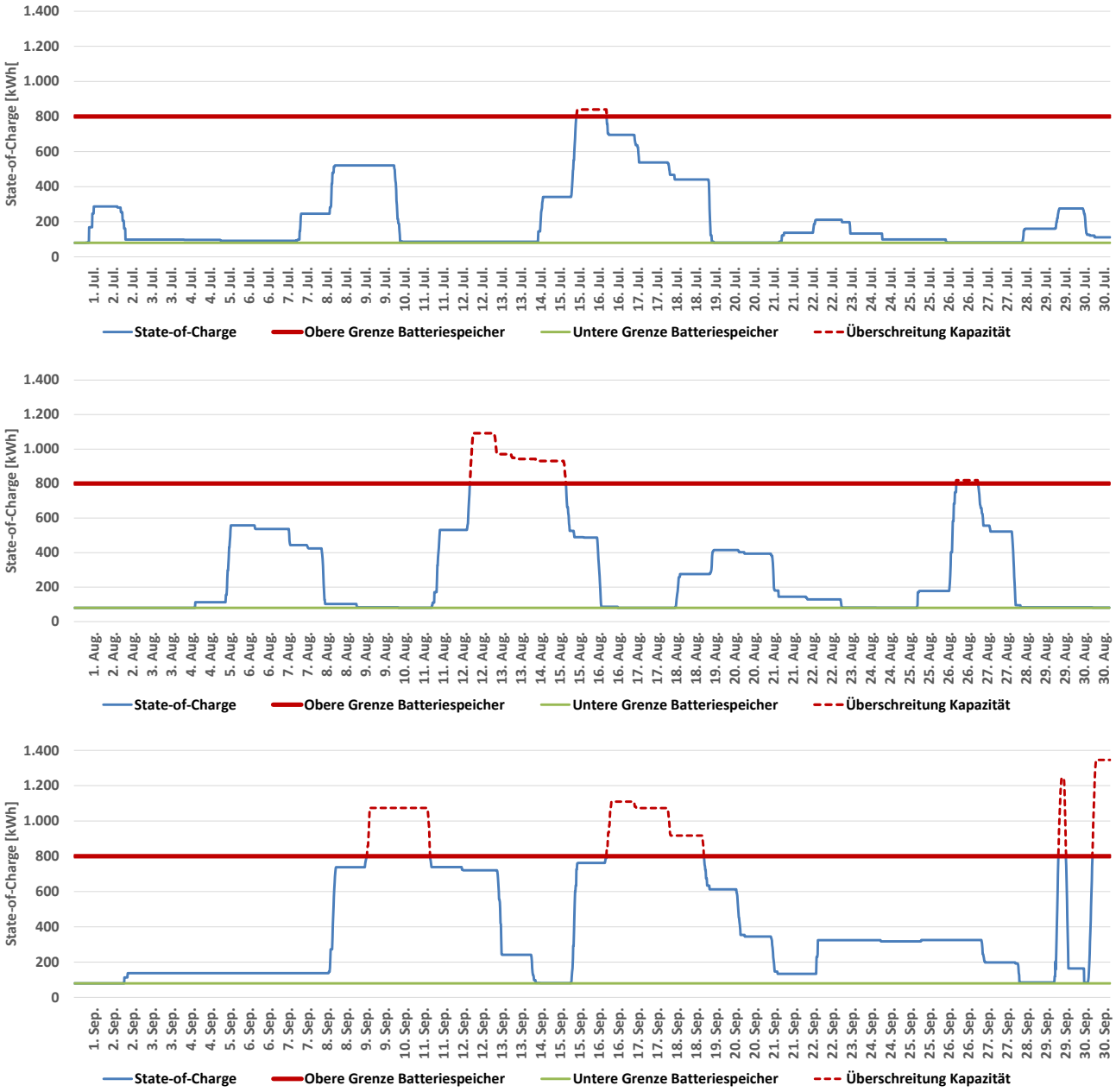


Abbildung 4-19: 800-kWh-Speicher, 1.400-kWp-Szenario (Juli, August, September)

Es ist zu erkennen, dass der Speicher genügend Kapazität hat, um Be- und Entladevorgänge ausreichend handhaben zu können. Aufgrund der Überschussmengen des 1.400-kWp-Szenarios können aber auch Einspeisespitzen entstehen, die die Batterie aufgrund der zu geringen Kapazität nicht mehr aufnehmen kann. Diese Spitzen treten besonders an Wochenendtagen auf, da dort die Last im Vergleich zu den Werktagen deutlich niedrigerer ist. Es ist zu berücksichtigen, dass diese Einspeisespitzen nur in Monaten mit hoher PV-Erzeugung auftreten und in den Wintermonaten nur äußerst selten vorkommen.

Die Dimensionierung eines größeren Speichers erfolgt nach denselben Prinzipien. In Tabelle 4-14 sind die Kenndaten der Konfiguration (2.000-kWh-Speicher) dargestellt. Abbildung 4-20 zeigt den Ladezustand des Speichers unter Berücksichtigung der Be- und Entladevorgänge.

Tabelle 4-14: Konfiguration, Beispiel 2.000-kWh-Speicher

Speicherkapazität [kWh]	Installierte PV-Leistung [kWp]	Maximale Entladetiefe [%]	Wirkungsgrad des gesamten Speicherprozesses [%]
2.000	1.800	10	90

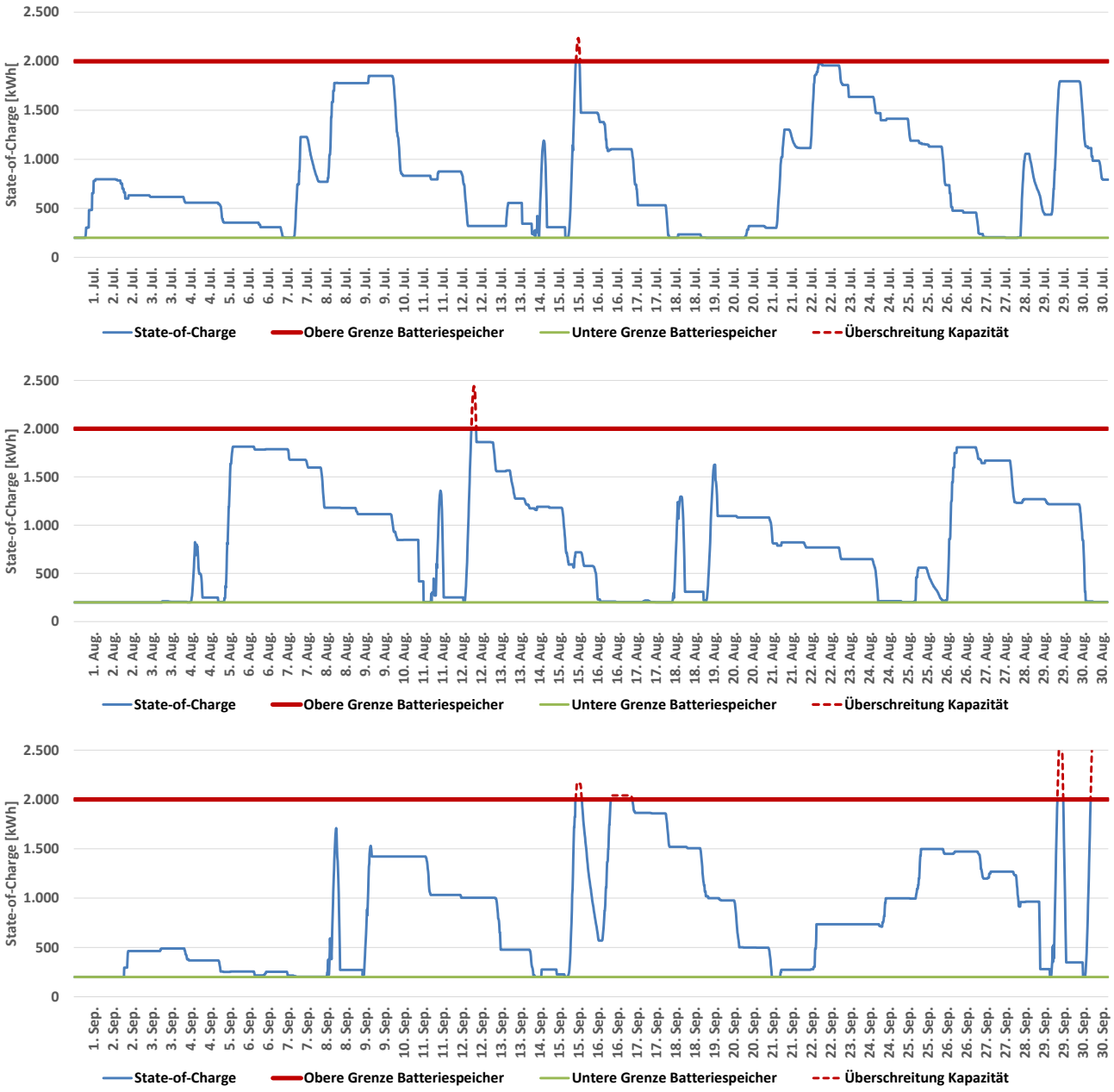


Abbildung 4-20: 2.000-kWh-Speicher, 1.800-kWp-Szenario (Juli, August, September)

Beim größeren Speicher ist ebenfalls erkennbar, dass das Be- und Entladen hinsichtlich der Kapazität zumeist ohne Beschränkung erfolgen kann. Einspeisespitzen sind ebenfalls vorhanden – diese Spitzen steigen bei Szenarien über 1.800 kWp weiter an.

4.3.2 Dezentrale Batteriespeicher

Die Speicherung der Energieüberschüsse in Batterien kann auch dezentral erfolgen. Diese Lösung hat ebenso wie die zentrale Speicherung einige Vor- und Nachteile, die in Tabelle 4-15 aufgeführt sind.

Tabelle 4-15: Vor- und Nachteile dezentraler Batteriespeicher auf dem BTU-Campus

Vorteile	Nachteile
- geringere Investitionskosten bei kleineren Ausbauszenarien - Nutzung vorhandener Räume - hohe Marktdurchdringung - keine besonderen Anforderungen an die Räumlichkeiten (bei Li-Ionen-Speichern) - hoher Erfahrungswert	- Planung muss individuell pro PV-Anlage erfolgen - höhere Gesamtinvestitionen - geringer systemdienlicher Einsatz aufgrund geringer Größe

In [CAR19] veröffentlichte das C.A.R.M.E.N. e.V.[9] eine Marktübersicht für Batteriespeicher aus dem Jahr 2019. Viele der Systeme sind für Haushalte auf dem Markt verfügbar. Da auf dem BTU-Campus jedoch größere Anlagen geplant werden, eignen sich diese Systeme nur bedingt für die Integration in den *BTU-SmartCampus*. Einige der Systeme sind kaskadierbar, so dass eine höhere Speicherkapazität und Umrichterleistung erreicht werden kann. In Tabelle 4-16 sind zwei solcher Systeme großer Marktakteure dargestellt.

Tabelle 4-16: Kennzahlen von dezentralen Speichersystemen ([SON19], [SEN19])

Produktname	Umrichterleistung [kW]	kaskadierbar	Preis [T€]	Dimension (BxLxH) [m]
SonnenBatterie 10 (16,5 kWh)	4,6	bis zum 9-fachen	14	1,72 – 1,84, 0,69 0,27
SENEC.Home V3 (10 kWh)	2,5 (Ladeleistung) 3,75 (Entladeleistung)	bis zum 7-fachen	10	1,135 0,535 0,535

Aufgrund des höheren planerischen Aufwandes und der höheren Investitionen ist der Einsatz dezentraler Batteriespeicher auf dem Campus von geringer Bedeutung. Zwar können bei kleineren Batteriespeichern in Kombination mit einer PV-Anlage verschiedene Fahrweisen bspw. zur Eigenverbrauchsoptimierung untersucht werden, jedoch bietet das bereits bestehende *EVH-MicroGrid* diesbezüglich ebenfalls gute Möglichkeiten.

Die dezentrale Speicherung ermöglicht die separate Betrachtung der Gebäude als individuelle Einheit – bestehend aus PV-Anlage, Wechselrichter und Batteriespeicher, wie in Abbildung 4-21 dargestellt ist. Interessant wäre der Einsatz kleinerer Lithium-Ionen-Speicher, die

- sich im Betrieb hinsichtlich der Entladetiefe deutlich von einem Bleibatteriespeicher unterscheiden und somit für einen Vergleich der beiden Technologien geeignet sind,
- in Verbindung mit Ladesäulen zum Einsatz kommen könnten – dies betrifft vor allem die Parkplatzflächen, auf denen zukünftig Ladesäulen installiert werden könnten.

[9] C.A.R.M.E.N. e.V.: Centrale Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk e.V.

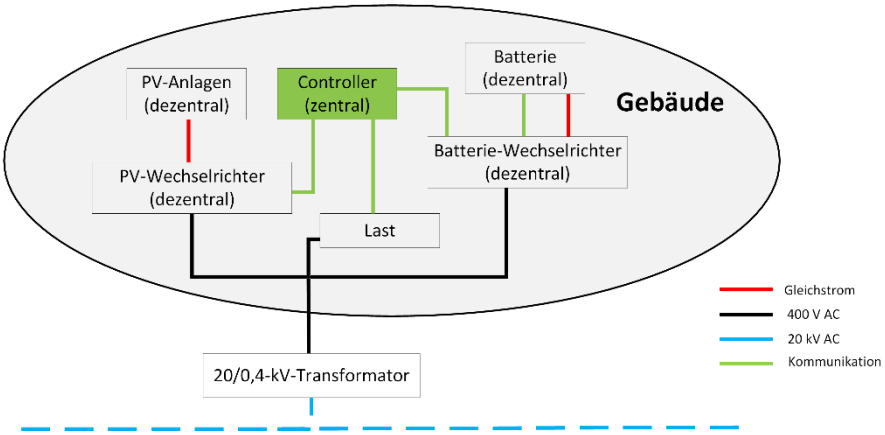


Abbildung 4-21: Dezentrale Speicherung (Schematische Darstellung eines Gebäudes)

4.3.3 Zusammenfassung

Zu Forschungszwecken kann der bisherige Speicher des *EVH-MicroGrid* weiterhin genutzt werden. Um auch in Zukunft Forschungsarbeit leisten zu können, sollte stets überprüft werden, inwiefern Komponenten des *EVH-MicroGrid* – speziell der PV-Anlage und des Batteriespeichers – veraltet sind. Es wurde bspw. in [SCH19] festgestellt, dass verschiedene Parameter des Wechselrichtertyps mit 17 kW nicht verändert werden konnten. Nur wenn jede Komponente des *EVH-MicroGrid* untereinander kommunizieren kann, können auch Versuche bspw. zur Wirk- und Blindleistungsbereitstellung lückenlos gefahren werden. Neuere Produkte bieten auch Schnittstellen, die bspw. eine direkte Verbindung mit der Leittechnik herstellen können.

Zusammengefasst können folgende Aussagen für Batteriespeicher zur Integration in den *BTU-SmartCampus* gemacht werden:

- Zentrale Batteriespeicher sind aufgrund ihrer kompakten Bauweise, der Integrationsmöglichkeit in den 20-kV-Ring des BTU-Campus und des hohen Wirkungsgrades besonders geeignet, um den Überschussstrom aus PV-Anlagen zwischenzuspeichern.
- Bei PV-Zubau bis 1.800 kWp sollte ein zentraler Batteriespeicher mit einer Kapazität von mindestens 800 kWh und einer Umrichterleistung von 500 – 800 kVA gewählt werden. Bei PV-Zubau über 1.800 kWp sollte ein zentraler Batteriespeicher mit einer Kapazität von 2.000 kWh und einer Umrichterleistung von 1.000 – 1.200 kVA gewählt werden.
- Dezentrale Batteriespeicher können ebenfalls eingesetzt werden. Diese weisen eine hohe Marktverfügbarkeit auf und können in Bestandsgebäuden untergebracht werden.

Die Verwendung von Batteriespeichern zur Speicherung von Energieüberschüssen auf dem Campus ist durchaus sinnvoll. Vor allem aus Forschungssicht sind verschiedene Themenfelder interessant, die sich mit der Einbindung dieser Speicher in den *BTU-SmartCampus* beschäftigen könnten.

Es ist ratsam, für netzdienliche Fahrweisen nicht nur überschüssige PV-Energie zu verwenden. In weniger ertragsreichen Tagen könnte externe Energie aus konventionellen oder regenerativen Quellen verwendet werden, um die Batteriespeicher zu laden. Gerade im Winter und an wolkenreichen Tagen kann somit weiterhin Leistung bspw. zur Spitzenlastkappung aus dem Speicher bezogen werden. Da am Wochenende kaum Spitzenlasten zu decken sind, könnte auch diese PV-Energie vollständig zur Ladung genutzt werden.

In Tabelle 4-17 sind abgeleitete Handlungsempfehlungen dargestellt.

Tabelle 4-17: Handlungsempfehlungen zu Batteriespeichern

Maßnahme	**Geschätzte Investition [T€]**	**Bedingungen für Realisierung**	**Bewertung**
Zentraler Batteriespeicher (Betonstation) Kapazität: 1.000 kWh Umrichterleistung: 852 kVA Transformator: 800 kVA	800 (für All-in-one-Lösung)	- Baugenehmigung - Hersteller kontaktieren - Einspeisepunkt 20-kV-Ring	A
Zentraler Batteriespeicher (Container) Kapazität: 2.170 kWh	1.000 (exklusive Schaltanlage, Transformator, Batterie-Wechselrichter)	- Baugenehmigung - Hersteller kontaktieren - Einspeisepunkt 20-kV-Ring - Gebäudeabstand - Planung zusätzlicher Komponenten	B
Dezentraler Batteriespeicher Kapazität: 16,5 kWh Umrichterleistung: 11,7 kW	ab 15 (Individuelle Berechnung pro PV-Anlage notwendig)	- Forschungsaspekte festlegen - Hersteller kontaktieren	C
Aktualisierung der Komponenten des Batteriespeichers im *EVH-MicroGrid*	40	- Notwendigkeiten prüfen - Hersteller kontaktieren - Forschungsaspekte festlegen	A

4.4 E-Mobilität

Elektromobilität kann als weiteres Element in den *BTU-SmartCampus* integriert werden. Ladesäulen zur Energiebereitstellung für Elektrofahrzeuge können als steuerbare Last eingesetzt werden, die bspw. in Zeiten hoher Einspeisung aus PV-Anlagen den Überschussstrom ohne größere Umwandlungsverluste direkt nutzt.

In Abbildung 4-22 ist die Struktur dieses Kapitels dargestellt.

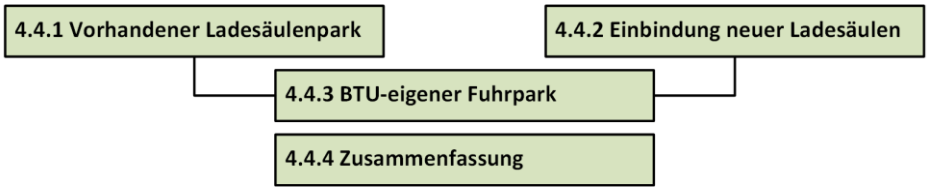


Abbildung 4-22: Nutzungspfade Elektromobilität

Zunächst wird in Kapitel 4.4.1 auf den vorhandenen Ladesäulenpark des *EVH-MicroGrid* eingegangen und die zukünftige Nutzung diskutiert.

Anschließend werden in Kapitel 4.4.2 weitere, bereits installierte (Schnell-) Ladesäulen betrachtet, die nicht in das *EVH-MicroGrid* eingegliedert sind und für die noch kein Nutzungskonzept vorhanden ist.

Das Nutzungskonzept eines BTU-eigenen Fuhrparks wird anschließend in Kapitel 4.4.3 vorgestellt.

Abschließend wird in Kapitel 4.4.4 eine Zusammenfassung der Thematik gegeben und Handlungsempfehlungen aufgezeigt, die eine Nutzung der Ladesäulen ermöglichen.

4.4.1 Vorhandener Ladesäulenpark

Im Rahmen der Projekte *eSolCar* und *Smart Capital Region 2.0* [SMA19] wurde bereits an der Integration der E-Mobilität in das *EVH-MicroGrid* geforscht. Der BTU-Campus besitzt einen Ladesäulenpark, der

- 15 Ladesäulen (á 22 kVA, dreiphasig) beinhaltet und in das *EVH-MicroGrid* integriert ist,
- für Forschungszwecke eingesetzt wird (bspw. für die Entwicklung von Ladestrategien),
- zurzeit nur geringfügig genutzt wird.

Die Ladesäulen des Ladesäulenparks sind in Abbildung 4-23 dargestellt. Der Ladesäulenpark beinhaltet ebenfalls fünf der in Abbildung 4-24 dargestellten Kabeloberflurverteiler, die jeweils drei Ladesäulen versorgen. Der Ladesäulenpark ist durch die vorgelagerte Schaltanlage auf eine Leistungsentnahme von 110 kVA begrenzt.

Abbildung 4-23: Bestehender Ladesäulenpark

Abbildung 4-24: Kabeloberflurverteiler

Der vorhandene Ladesäulenpark ist prinzipiell zur Weiternutzung geeignet, da dieser sowohl leittechnisch als auch technisch so konzipiert ist, dass zum jetzigen Zeitpunkt weitere Forschungsarbeit geleistet werden kann. Problematisch ist dabei, dass zurzeit nur wenige Fahrzeuge für entsprechende Zwecke genutzt werden können, da der im Rahmen des Projektes *eSolCar* angeschaffte Fuhrpark an Fahrzeugen nicht mehr vorhanden ist. Der Ladesäulenpark weist folgende Eigenschaften auf [BLA16, S.42 ff.][10]:

- Es erfolgt keine Abrechnung des gelieferten Stroms für den Kunden.
- Die Ladesäulen sind nicht öffentlich zugängig.
- Die maximale zulässige Scheinleistung beträgt einphasig 3,7 kVA und dreiphasig 22 kVA pro Ladesäule.
- Individuelle Nutzereingaben ermöglichen eine individuelle Ladung unter Berücksichtigung von gewünschter Abfahrtszeit, gewünschter Reichweite und Reserve-Reichweite.

Da der Ladesäulenpark (15 Ladesäulen) nur vereinzelt genutzt wird, ist in Zukunft eine personengebundene Verteilung der Stellplätze vorzunehmen. Seitens der BTU-Verwaltung sind vertragliche Rahmenbedingungen zu finden, welche eine angemessene Bezahlung des aus den Ladesäulen bezogenen Stromes ermöglichen. Am besten geeignet erscheint ein pauschaler Mietvertrag, der zwischen dem Mitarbeiter und der Verwaltung geschlossen wird. Da die Ladesäulen über kein geeichtes Messsystem verfügen, ist eine Abrechnung des tatsächlich bezogenen Stromes nicht möglich.

4.4.2 Einbindung neuer Ladesäulen

Im Jahr 2019 sind weiterhin zwei Schnellladesäulen auf dem Campus installiert worden. Jeweils eine Säule befindet sich vor der FMPA (siehe Abbildung 4-25 und Abbildung 4-26) und vor dem Hauptgebäude in Blickrichtung zum IKMZ. Zusätzlich ist die Installation drei weiterer 10-kVA-Ladesäulen im Bereich der FMPA (neben der Schnellladesäule) geplant. Die Schnellladesäulen weisen folgende Eigenschaften auf:

- Anschlussleistung 144 kVA, Speisung über Transformatorstationen FMPA bzw. Übergabestation 1
- FMPA: 6 Ladepunkte (2x CHAdeMO (50 kVA), 2x Combo 2 (50 kVA), 2x Typ 2 (22 kVA))
- HG: 4 Ladepunkte (1x CHAdeMO (50 kVA), 1x Combo 2 (50 kVA), 2x Typ 2 (22 kVA))
- keine leittechnische Anbindung

Abbildung 4-25: Schnellladesäule FMPA

Abbildung 4-26: Nahansicht

Im Bereich um die Schnellladesäule vor der FMPA ist der Anschluss von drei weiteren Ladesäulen bereits vorgesehen. Die Integration dieser Säulen in das bestehende *EVH-MicroGrid* ist aufgrund der hohen Anschlussleistungen und des Programmierungsaufwandes zur Anbindung an die Leittechnik, nicht möglich.

[10] In [BLA16] erfolgt eine detaillierte Beschreibung des Ladesäulenparks und Energiemanagementsystems.

Gegenwärtig ist in den Schnellladesäulen keine Möglichkeit zur gegenseitigen Verriegelung vorgesehen, wodurch ein paralleles Laden aller Verbraucher möglich ist. Dieser Umstand kann – wegen der hohen Anschlussleistung von 144 kVA – zu Lastspitzen im Netz führen[11].

Die Einbindung der Ladesäulen in den *BTU-SmartCampus* ist nicht vorgesehen, da die neuen Ladesäulen bereits über ein Webinterface mit einem externen Anbieter kommunizieren.

4.4.3 BTU-eigener Fuhrpark

Da auf dem Campus bereits positive Erfahrungen mit dem Einsatz von Elektrofahrzeugen gesammelt werden konnten und eine öffentliche Ladung ausgeschlossen ist, ist die Anschaffung einer oder mehrerer Poolfahrzeuge in Betracht zu ziehen. Die Anschaffung birgt u.a. folgende Vorteile:

- Zugriff auf eine bestehende Ladeinfrastruktur (bei Nutzung der Ladesäulen des *EVH-MicroGrid*)
- Verschiedene Fahrzeuge für individuelle Ansprüche der Mitarbeiter (bspw. Reichweite)
- Nutzung von vor-Ort produziertem Solarstrom (Erhöhung des Eigenverbrauchs)
- Möglichkeit zur Einbindung in den *BTU-SmartCampus*

Auf dem Markt sind neben handelsüblichen PKW auch Transporter mit bestimmten Ladevolumen verfügbar. Fördermöglichkeiten machen die Anschaffung eines Fuhrparks besonders erstrebenswert. Der reaktivierte Fahrzeugpark ermöglicht die weitere Forschung zu Themen der Elektromobilität wie bspw.:

- Entwicklung eines allgemein gültigen Ladeprofils für Netzberechnungen
- Datenanalyse der bereits vorhandenen Datenreihen
- Dynamik des Ladevorgangs
- Ladecharakteristiken von Elektrofahrzeugen verschiedener Hersteller

In Tabelle 4-18 ist ein Beispielfuhrpark dargestellt, welcher vier Fahrzeugmodelle beinhaltet. Die Bereitstellung der Fahrzeuge bspw. für die Mitarbeiter der BTU kann dann u. a. basierend auf der Entfernung der Wohnorte erfolgen. Kleinere Modelle mit geringerer Reichweite sind für innerstädtische Fahrten geeignet, während Typen mit größerer Reichweite für Kundentermine außerhalb von Cottbus genutzt werden können. Auch die Nutzung der Fahrzeuge für regelmäßige Fahrten vom Zentralcampus in Cottbus zum Campus Senftenberg oder Sachsendorf bspw. für Dienstfahrten sollte in Betracht gezogen werden.

Tabelle 4-18: Beispielfuhrpark ([ADA19a] [ADA19b] [NIS18] [NIS19])

Anzahl	Model	Preis [T€]	Batteriekapazität [kWh]	Reichweite [km]	AC-Ladung [kW]	DC-Ladung [kW]
2	Renault Zoe R110 50 Life	35	52	395	22 (Typ 2)	50 (CCS)
2	Smart forfour EQ pulse	30	17,6	153	22 (Typ 2)	Nein
2	Nissan e-NV200	40	40	275	6,6 (Typ 1)	50 (CHAdeMO)
1	Nissan Leaf e+ TEKNA Option	55	62	385	6,6 (Typ 2)	50 – 100 (CHAdeMO)
Gesamtpreis des Fuhrparks [T€]: **ca. 270**						

[11] Der Einfluss der Ladesäulen auf den Lastgang der BTU und des ungeregelten Ladens ist in Anhang 13.46 näher beschrieben.

4.4.4 Zusammenfassung

Die bereits vorhandene Ladeinfrastruktur bietet die Chance, die bereits in zahlreichen Projekten gesammelten Erfahrungswerte zu ergänzen oder punktuell zu erweitern. Auch finanziell ist die Weiternutzung weitaus attraktiver als das Erschließen neuer Forschungsfelder wie bspw. dem induktiven Laden. Grundlage für die umgesetzten Maßnahmen können dabei die im *eSolCar*-Projekt gewonnenen bzw. die in [BLA16] beschriebenen Erkenntnisse sein.

Im Bereich der Elektromobilität können zusammengefasst folgende Aussagen gemacht werden:

- Der vorhandene Ladesäulenpark und die neu installierten Schnellladesäulen sollten für Mitarbeiter zugänglich gemacht und somit weiter genutzt werden.
- Ein kleinerer, BTU-eigener Fahrzeugpool von Elektrofahrzeugen sollte für weitere Forschungsarbeiten beschafft und von Mitarbeitern genutzt werden.

Zur besseren Auslastung des Ladesäulenparks sollte nicht nur die Nutzung der Ladesäulen durch BTU-Mitarbeiter, sondern auch durch Studenten ermöglicht werden. Es könnte bspw. ein auf Studenten zugeschnittenes Angebot erstellt werden, welches die (kostengünstige) Nutzung der Ladesäulen erlaubt. Im Zuge dessen ist der aktuelle Trend des *Car-Sharing* ebenfalls zu berücksichtigen. Ladesäulen könnten bspw. von einem Anbieter gemietet und als Stellplatz für nicht genutzte Elektrofahrzeuge zur Ladung genutzt werden.

In Tabelle 4-19 sind die Anwendungsmöglichkeiten im Bereich der Elektromobilität zusammengefasst dargestellt.

Tabelle 4-19: Handlungsempfehlungen zur Elektromobilität

Maßnahme	**Geschätzte Investition [T€]**	**Bedingungen für Realisierung**	**Bewertung**
Nutzung des vorhandenen Ladesäulenparks	–	- Nutzungskonzept und Abrechnungssystem für Mitarbeiter	A
Nutzung der neu installierten Schnellladesäulen	–	- Nutzungskonzept und Abrechnungssystem für Mitarbeiter	A
BTU-Fuhrpark	270 (für 7 Fahrzeuge)	- Nutzungskonzept - Forschungsaspekte festlegen	B

4.5 Einsatz als steuerbare Last

In Kapitel 2.1 wurde bereits auf den Lastgang des BTU-Campus eingegangen. Im Folgenden soll erläutert werden, inwiefern Lastverschiebungen durch die vorgestellten Anwendungen im *BTU-SmartCampus* bspw. zur Vermeidung von Lastspitzen dienlich sein können.

Besondere Anpassungen des Lastgangs an die Einspeisung aus Solaranlagen müssen aufgrund der Überschneidung aus Last- und Erzeugungsspitzen nicht vorgenommen werden. Der Lastgang und die PV-Erzeugung (2.000-kWp-Szenario) sind exemplarisch für eine Juliwoche in Abbildung 4-27 dargestellt.

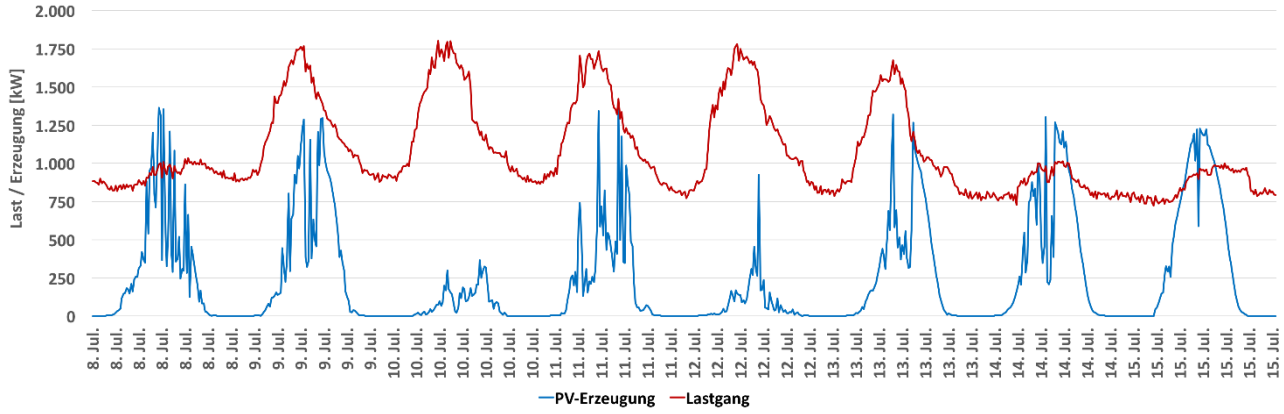


Abbildung 4-27: Vergleich Lastgang und PV-Erzeugung (2.000-kWp-Szenario), 08. Juli – 15. Juli

Die Einspeisespitzen der PV-Anlagen am Wochenende können vor allem durch zuschaltbare, steuerbare Lasten wie Power-to-Gas, Power-to-Heat, Elektrofahrzeuge oder Batteriespeicher aufgenommen werden. Die Eignung der Technologien auf den Einsatz am Wochenende ist qualitativ in Abbildung 4-28 dargestellt. Die Betrachtung ist wichtig, da vor allem am Wochenende aufgrund der niedrigeren Last auf dem Campus Energieüberschüsse produziert werden.

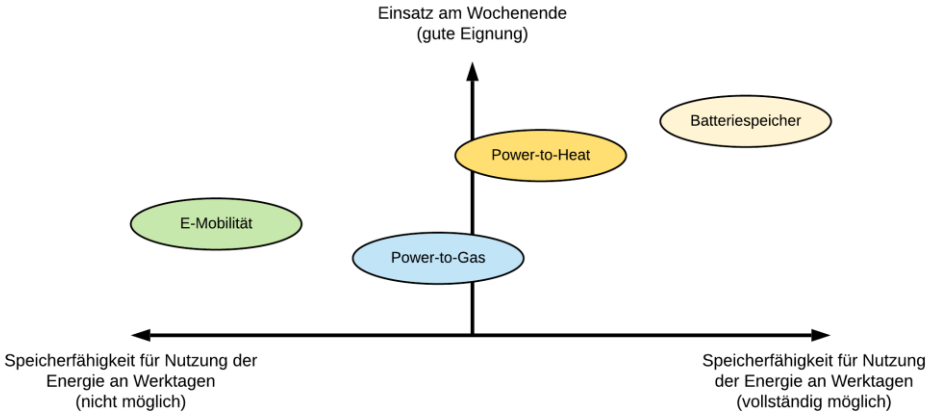


Abbildung 4-28: Einsatz der Power-to-X-Technologien am Wochenende

Des Weiteren ist dargestellt, ob die Technologien am Wochenende genügend Energiemengen aufnehmen können, um diese unter der Woche sinnvoll verwenden zu können. Die Bewertungen der Technologien basieren auf folgenden Eigenschaften der Anwendungen:

- Batteriespeicher können eine große Energiemenge am Wochenende aufnehmen und diese bspw. zur Spitzenlastkappung unter der Woche einsetzen.
- Power-to-Heat-Anlagen können zwar am Wochenende Wärme erzeugen, jedoch müssten die Anlagen entsprechend groß dimensioniert werden, um sämtliche Energieüberschüsse aufnehmen zu können.
- Power-to-Gas-Anlagen sind nur bedingt zum Einsatz am Wochenende geeignet. Eine sinnvolle Dimensionierung des Elektrolyseurs nur auf die Produktion am Wochenende ist nicht möglich. Andererseits ist die Verwendung einer kleineren Wasserstofftankstelle (*SimpleFuel*) am Wochenende für die Nutzung der produzierten Wasserstoffmengen unter der Woche durchaus geeignet.

Die Elektromobilität ist theoretisch für den Einsatz am Wochenende geeignet – praktisch ist die Nutzung der Ladesäulen jedoch kaum umsetzbar. Der Fokus der Nutzung liegt auf dem Zeitraum unter der Woche, da nur in diesem Zeitraum der größte Teil der Mitarbeiter anwesend ist. Poolfahrzeuge könnten hingegen am Wochenende geladen werden. Da die Ladesäulen keine Speichermöglichkeit besitzen, kann der Überschussstrom nicht für eine Nutzung unter der Woche gespeichert werden. Grundlage hierfür wäre eine Kombination mit einem Batteriespeicher.

Ein weiterer wichtiger Aspekt in der Bewertung der Technologien ist die mögliche Reaktionsfähigkeit bzgl. auftretender Erzeugungsspitzen bzw. kurzzeitigen Änderungen im Lastgang der BTU. Je langsamer das Ansprechverhalten der Anwendung ist, desto weniger ist es geeignet, um auf Kurzzeitspitzen im Netz reagieren zu können. In Abbildung 4-29 ist eine qualitative Bewertung dargestellt.

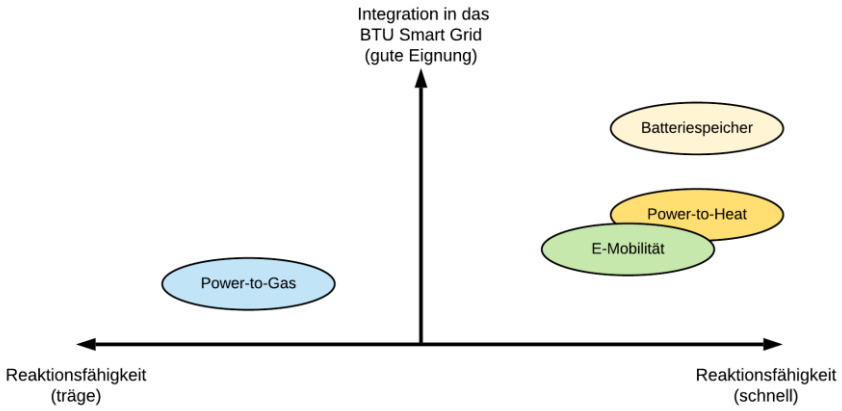


Abbildung 4-29: Ansprechverhalten der Technologien

Power-to-Gas-Anwendungen sind eine langsame Reaktionsfähigkeit zuzuordnen. Hierbei spielt die eingesetzte Technologie (AEL, PEMEL, SOEL) eine Rolle. Jedoch können die Ansprechzeiten des Elektrolyseprozesses, welche mehrere Sekunden bis Minuten umfassen, nicht mit denen der direkten Stromanwendungen wie Batteriespeicher, Elektromobilität und Power-to-Heat verglichen werden. Diese Technologien sind aufgrund des direkten Strombezugs von Batteriespeichern oder Heizstäben in Warmwasserspeichern deutlich im Vorteil und können somit weitaus besser auf Einspeisespitzen der angeschlossenen PV-Anlagen reagieren.

Elektromobilität hat eine geringere Eignung, da immer entscheidend ist, wie viele Fahrzeuge an den Ladesäulen angeschlossen sind. Es ist nicht von Bedeutung, wie viel Energieüberschüsse vorhanden sind, da schlussendlich das Batteriemanagement und nicht das Ladesäulenmanagementsystem entscheidet, wie viel Leistung bezogen werden soll. Beim Batteriespeicher ist die Nutzbarkeit ebenfalls davon abhängig, wie groß die Restkapazität ist.

4.6 Anwendungen unter Berücksichtigung eines BHKWs

In Kapitel 3.3.2 und Kapitel 3.3.3 wurde bereits der Einsatz eines BHKWs diskutiert und der Einfluss auf den Strom- bzw. Wärmebezug des BTU-Campus untersucht. Es konnte festgestellt werden, dass durch den Einsatz eines BHKWs erheblich mehr Überschussmengen generiert werden können. In diesem Kapitel soll erläutert werden, welchen Einfluss ein BHKW auf die Dimensionierung bzw. den Einsatz von Energiespeichern hat. Als Beispiel wird ein Batteriespeicher unter Berücksichtigung eines BHKWs dimensioniert.

4.6.1 Einfluss auf die vorgestellten Anwendungen

Zunächst wird der Einfluss auf die in den vorherigen Kapiteln vorgestellten Anwendungen untersucht. Die qualitativen Ergebnisse sind in Tabelle 4-20 dargestellt.

Tabelle 4-20: Qualitative Bewertung des Einflusses eines BHKWs auf versch. Technologien

Anwendung	Einfluss auf die Dimensionierung und Einsatz von Energiespeichern
Power-to-Gas	- Einsatz von Wasserstoffanwendungen schon bei geringem PV-Ausbau sinnvoll (ab 500 kWp) - höhere Volllaststunden von Elektrolyseuren - höherer Speicherbedarf für Wasserstoff
Batteriespeicher	- Einsatz von Batteriespeichern schon bei geringem PV-Ausbau sinnvoll (ab 500 kWp) - in höheren Szenarien wird höhere Umrichterleistung sowie höhere Kapazität benötigt - höherer Autarkiegrad durch größere Speicher
Power-to-Heat	- Einsatz von großen Wärmepumpen möglich - dadurch erhebliche Substitution von aus Fernwärmenetz bezogener Wärme möglich
E-Mobilität	- Ausdehnung der Infrastruktur möglich - höhere Leistung kann bezogen werden

4.6.2 Dimensionierung des Batteriespeichers

Mit dem Einsatz eines BHKWs zur Strombedarfsdeckung können Batteriespeicher schon bei geringerer installierter PV-Anlagenleistung auf dem Campus sinnvoll eingesetzt werden. In Kapitel 4.3.1 wurde bereits erläutert, wie ein zentraler Batteriespeicher dimensioniert werden kann.

Anhand der in Tabelle 4-21 dargestellten Beispielkonfiguration soll die Auslastung eines Batteriespeichers unter Berücksichtigung des Einsatzes eines BHKWs (543 kVA) untersucht werden. Die PV-Anlagenleistung ist auf 1.000 kWp herabgesetzt.

Tabelle 4-21: Konfiguration, Beispiel 2.000-kWh-Speicher mit BHKW

Speicherkapazität [kWh]	Installierte PV-Leistung [kWp]	Maximale Entladetiefe [%]	Wirkungsgrad des gesamten Speicherprozesses [%]
2.000	1.000	10	90

In Abbildung 4-30 ist die Auslastung des Batteriespeichers unter Berücksichtigung der Be- und Entladevorgänge dargestellt.

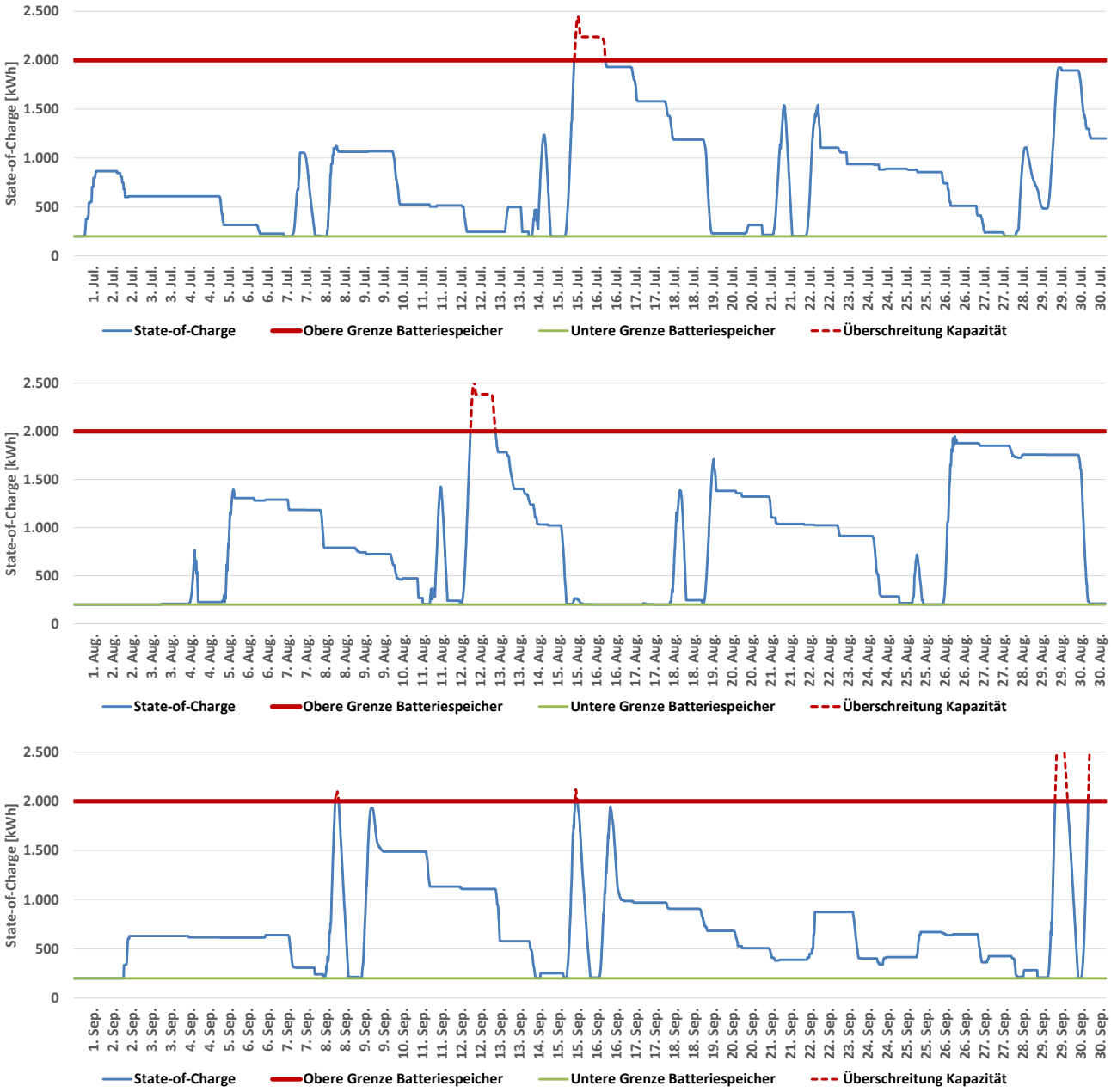


Abbildung 4-30: 2.000-kWh-Speicher, 1.000-kWp-Szenario (Juli, August, September) mit BHKW

Es ist zu erkennen, dass mit dem Einsatz eines BHKWs

- bei geringerer Anlagenleistung (1.000 kWp) eine hohe Auslastung des 2.000-kWh-Speichers erfolgt,
- die Auslastung weiterhin von der Volatilität der PV-Anlagen abhängig ist,
- Einspeisespitzen auftreten, deren Beseitigung weitere Eingriffe (bspw. Abregelung) erfordern.

4.7 Sonstige Anwendungen und Möglichkeiten

Abschließend werden Anwendungen vorgestellt, die sich weniger durch ihren Einsatz im *BTU-SmartCampus* auszeichnen, jedoch für Forschungszwecke oder Showcase-Zwecke genutzt werden können. Die in Abbildung 4-31 dargestellten Anwendungen werden vorgestellt.

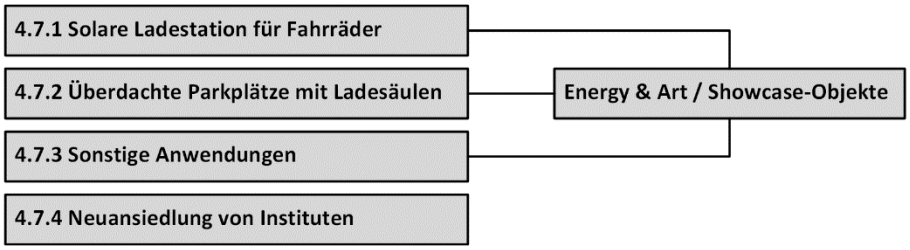


Abbildung 4-31: Sonstige Anwendungen

Zunächst werden dezentrale Anwendungen zum Thema *Energy & Art* bzw. mögliche Showcase-Objekte erläutert und mögliche Standorte aufgezeigt.

Auch die Neuansiedlung von Instituten könnte zukünftig Potential bieten, um aus energietechnischen Aspekten eine sinnvolle Vernetzung des *BTU-SmartCampus* und der Einrichtungen zu ermöglichen. Es werden einige Institute und Forschungsprojekte vorgestellt.

4.7.1 Solare Ladestation für Fahrräder

Eine Installation von solaren Ladestationen für Fahrräder auf dem Campus ist denkbar. Hier steht weniger die Einbindung in den *BTU-SmartCampus* im Vordergrund, da die Ladestationen dezentral aufgestellt werden und agieren – sie können somit nicht in den *BTU-SmartCampus* eingebunden werden. Die Ladestationen sind als praktisches Anschauungsobjekt zu betrachten, dass die Innovationsoffenheit der *BTU Cottbus-Senftenberg* unterstreicht.

Abbildung 4-32: PV-Bikeport
Foto: PV-Bikeport

Abbildung 4-33: SOLeTANK compact
Foto: SOL-ENERGY GmbH

In Abbildung 4-32 und Abbildung 4-33 sind zwei Beispiele für eine solche Ladestation dargestellt. In Tabelle 4-22 sind einige Eigenschaften aufgeführt. Zusätzlich wurde das Walli PC61 in die Auflistung mit aufgenommen. Optional ist es möglich, Werbeflächen der Ladestationen zu vermieten.

Tabelle 4-22: Übersicht solarer Ladestationen für Fahrräder ([ESL20] [PVB20] [SOL20])

Model	Batteriekapazität [kWh]	Ladepunkte [230-V-Steckdose]	Preis [T€]	Zusatz
Walli PC61	41	6x	40	6x Schließfächer mit Schloss
PV Bikeport LxBxH [m]: 4,2 x 2,25 x 2,85	Optional (2,5)	4x	30	Box für Ladegeräte mobil ausführbar Kameraüberwachung, WLAN
SOLeTank compact LxBxH [m]: 1,4 x 1,4 x 2,3	3	4x	8	2x USB-Anschluss optional mit WLAN-Hotspot Sitzbank aus Holz

Aufgrund der relativ geringen Größe der Ladestationen eignen sich folgende Standorte auf dem Campus:

- Östlich der Konrad-Wachsmann-Allee gelegener Grünstreifen
- Fläche rundum das IKMZ
- Platz der Deutschen Einheit

4.7.2 Überdachte Parkplätze mit Ladesäulen

Überdachte Parkplätze mit Elektro-Ladesäulen können ebenfalls eingesetzt werden, um zum einen als mögliche Komponente des *BTU-SmartCampus* oder zum anderen als dezentrale EZA unabhängig vom *BTU-SmartCampus* zu agieren. In Abbildung 4-34 und Abbildung 4-35 sind zwei Modelle dargestellt.

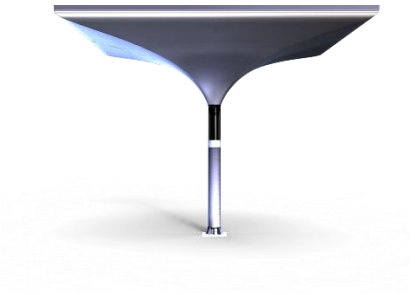


Abbildung 4-34: Solar Carport [MDT20]

Abbildung 4-35: E-Port Twin Foto: secar.at

In Tabelle 4-23 sind Kenndaten zu den beiden und einem weiteren Modell aufgelistet. Die Carports unterscheiden sich vor allem in ihren Designs – funktionell sind alle mindestens mit einem Ladepunkt ausgestattet. Weiterhin sind deutliche Preisunterschiede zu erkennen.

Die Carports sollten auf kleineren Parkplatzflächen installiert werden. Die größeren Flächen nördlich des LB4B oder in der Nähe der Sporthalle sind besser für eine großflächige Bestückung mit PV-Anlagen geeignet. Ein möglicher Standort der kleineren Carports könnte bspw. vor dem Rechenzentrum sein. Optional kann eine Überbauung der vor dem Hauptgebäude platzierten Elektroladesäulen erfolgen – hierbei würde der zusätzliche Investitionsaufwand für Ladesäulen entfallen.

Tabelle 4-23: Übersicht solarer Carports ([LIN20] [MDT20] [EPO19b])

Model	Maße [m]	Ladepunkte [Typ 2, 22 kW]	Preis [T€]	Zusatz
e-Carport (Fa. Lindemann)	Stahl-Doppelcarport 5,20 x 5,40	1x	18	- Individualisierung auf Anfrage
Solar Carport (MDT-tex)	5,30 x 5,30	1x	unbekannt	- 8,5-kWh-Batteriespeicher
E-Port twin (e-Port)	6,69 x 6,54	2x	46	- bifaziale Module - optionaler Batteriespeicher
	6,69 x 13,08	4x	83	
	6,69 x 19,62	6x	120	

4.7.3 Energy & Art

Im Folgenden werden weitere Anwendungen vorgestellt, die ebenfalls auf dem Campus eingesetzt werden könnten. Hierbei geht es insbesondere um Objekte, die durch ihre Optik den Status der *BTU Cottbus-Senftenberg* als umweltbewusste und zukunftsorientierte Universität hervorheben können. Wirtschaftliche Aspekte oder die Möglichkeit zur Integration in den *BTU-SmartCampus* spielen hierbei eine untergeordnete Rolle.

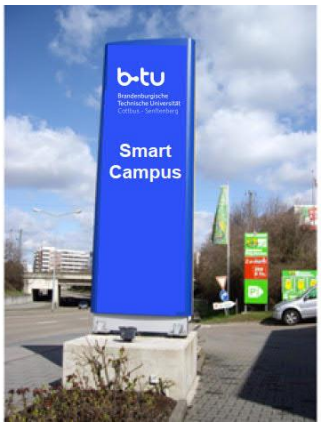


Abbildung 4-36: Solar-Werbepylonbeleuchtung [SOL19]

In der in Abbildung 4-36 dargestellten Variante wird die Idee aufgegriffen, die Beleuchtung bspw. eines Schriftzugs „*BTU-SmartCampus*“ mittels einer solaren Lösung zu realisieren. Die tagsüber gewonnene Energie könnte in den Abendstunden und über Nacht abgegeben werden, um den Schriftzug als Markenzeichen bspw. vor dem IKMZ zu beleuchten.

Ebenfalls kann ein *Windtree* als regenerative Energiequelle eingesetzt werden. Verschiedene Modelle sind verfügbar und können auf geeigneten Freiflächen wie bspw. auf dem östlich der Konrad-Wachsmann-Allee gelegenen Grünstreifen installiert werden. Optisch würde dieses Objekt einen außergewöhnlichen Reiz setzen.

Noch im Jahr 2017 wurden bspw. Anlagen des Typs *Smartflower* in Deutschland vertrieben. Im Verlauf der Studienerstellung stellte sich heraus, dass der Vertrieb der *Smartflower* seit 2018 aus den USA erfolgt. Als Preisschätzung konnte ein Stückpreis von 30.000 € ermittelt werden, welcher den ursprünglichen Preis von ca. 15.000 € deutlich übertrifft.

In Tabelle 4-24 sind ausgewählte Eigenschaften der beschriebenen Objekte ersichtlich.

Tabelle 4-24: Übersicht Energy & Art ([SOL19], [NEW20])

Model	Maße [m]	Anlagenleistung [kW]	Preis [T€]	Zusatz
Solar-Werbepylonbeleuchtung	1,5 x 6	0,26	6	- zwei Gel-Solarakkus - kein Netzanschluss - Solarladeregler
Smartflower	5,3 x 5,3	3,4 – 6,4	30	- Vertrieb in den USA - 2,3-kWh-Akku
Windtree (new world wind)	d = 4,6 – 8,2	5,4 – 10,8	60	- konfigurierbar - verfügbar auch mit PV-Panels - Vertrieb aus Frankreich

4.7.4 Neuansiedlung von Instituten

Auf dem Campus werden zukünftig neue Institute angesiedelt. Auch diese neuen Institute könnten in den *BTU-SmartCampus* eingegliedert werden – bspw. können einzelne Versuche entweder zu Zeiten negativer Residuallast gefahren oder mit Energie aus dem Batteriespeicher betrieben werden.

Im Rahmen dieser Studie können noch keine konkreten Anwendungsmöglichkeiten identifiziert werden, da sich zahlreiche Projekte noch in einem frühen Entwicklungsstadium befinden. Im Folgenden werden drei Institute bzw. Projekte vorgestellt, die theoretisch Potential zur Einbindung in den *BTU-SmartCampus* besitzen.

- **Turbo Fuel Cell**

Am Lehrstuhl *Verbrennungskraftmaschinen und Flugantriebe (VFA)* wird in einem großen Verbundprojekt mit mehreren Lehrstühlen und Wissenschaftlern an der *Turbo Fuel Cell* geforscht. In diesem Projekt wird ein hocheffizienter, hybrider Energiewandler aus Hochtemperaturbrennstoffzellen und Mikrogasturbine entwickelt. Diese Kombination steigert den Effizienzgrad bei der Rückverstromung von Methan und Wasserstoff.

In der ersten Projektphase vom Januar 2020 – Dezember 2021 werden zunächst Anlagenkomponenten entwickelt. Eine Eingliederung in den *BTU-SmartCampus* ist erst zu einem späteren Zeitpunkt möglich, da vermutlich vorerst kein größerer Leistungsbezug vorhanden ist. Im Verlaufe des Projektes soll später ein Prototyp mit mehreren 100 kW Leistung entwickelt werden, der dann als steuerbare Last – also als Komponente des *BTU-SmartCampus* – verwendet werden könnte. Jedoch sollte schon in der frühen Projektphase eine Konzeptionierung zur Eingliederung der *Turbo Fuel Cell* erfolgen [TUR19].

- **Fraunhofer-Institut für Energieinfrastrukturen und Geothermie**

Die Gründung der *Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie IEG* und der damit verbundenen Ansiedlung des Einrichtungsteils *Energieinfrastrukturen* in Cottbus bietet auch die Möglichkeit, durch Kooperationsarbeit in das *BTU-SmartCampus* eingegliedert werden zu können. Am Standort Cottbus sollen infrastrukturelle Möglichkeiten zur Sektorenkopplung untersucht werden – Schwerpunktthemen sind die Wärme- und Gasinfrastruktur [FRA20b].

Wesentlicher Forschungsschwerpunkt sind bspw. Niedertemperatur-Wärmepumpen bis 150 °C. Da sich Wärmepumpen als Power-to-Heat-Anwendung eignen, ist auch hier Potential vorhanden, Forschungsanlagen in den *BTU-SmartCampus* zu integrieren. Ein Wissensaustausch ist im Vorfeld der Realisierung von Projekten nötig, um eine Integration ermöglichen zu können.

- **DLR-Institut für CO_2-arme Industrieprozesse**

Dieses Institut konzentriert seine Arbeit auf die spezifischen Anforderungen und auf den Forschungsbedarf zur Dekarbonisierung großer energieintensiver Prozesse wie bspw. der Stahlerzeugung, der Zementindustrie oder der chemischen Industrie [DLR20].

Da sich auch dieses Institut noch im Aufbau befindet, ist eine Eingliederung in den *BTU-SmartCampus* derzeit nicht realisierbar. Mögliche Versuchsanlagen dieses Forschungsprojektes könnten Hochtemperatur-Wärmepumpen bis 1.000 °C sein. Auch hier können kleinere Versuchsanlagen durchaus als Komponente des *BTU-SmartCampus* fungieren.

5 Ausbaustufen *BTU-SmartCampus*

Die Erkenntnisse aus den vorherigen Kapiteln können in Ausbaustufen für den zukünftigen *BTU-SmartCampus* zusammengefasst werden. Es handelt sich um Handlungsempfehlungen, basierend auf

- der grundlegenden Bedeutung des PV-Ausbaus in jeder Ausbaustufe,
- der Erkenntnis, dass erst ab einer bestimmten installierten Leistung Überschüsse erzielt werden,
- der Prämisse, dass die Komponenten des *BTU-SmartCampus* primär für Forschungszwecke genutzt werden.

In Abbildung 5-1 ist das Muster für die Darstellung der jeweiligen Ausbaustufe dargestellt.

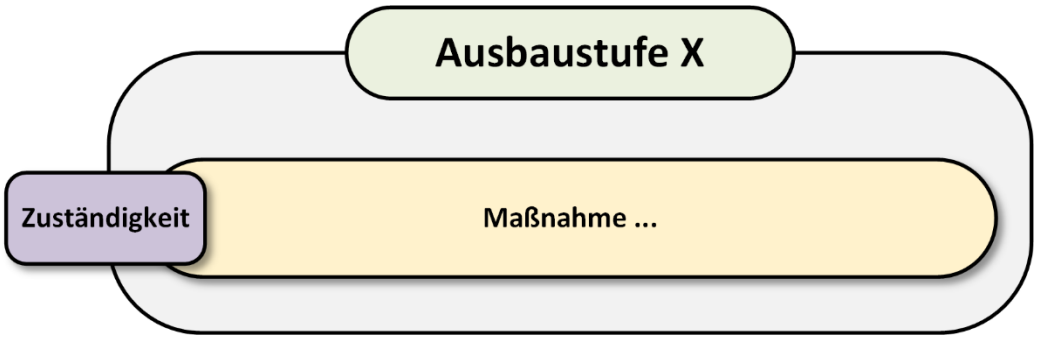


Abbildung 5-1: Muster Ausbaustufe *BTU-SmartCampus*

Zentraler Punkt in der Darstellung sind die Maßnahmen, die in der Ausbaustufe durchgeführt werden sollen. Hierbei wird nach EZA, steuerbaren Lasten und Peripherie (bspw. Messtechnik) unterschieden.

Die Einteilung der abgeleiteten Handlungsempfehlungen in Zuständigkeits- bzw. Verantwortungsbereiche ist sinnvoll. Zukünftig können Anlagen als Forschungslabore unter dem Verantwortungsbereich einzelner Lehrstühle stehen. Für andere Teile der Projekte des *BTU-SmartCampus* ist das *BTU Gebäudemanagement* verantwortlich, da eine Vielzahl von verwaltungs- und bautechnischen Aspekten berücksichtigt werden müssen.

5.1 Ausbaustufe 1

In Abbildung 5-2 sind die empfohlenen Maßnahmen für die Ausbaustufe 1 des *BTU-SmartCampus* dargestellt.

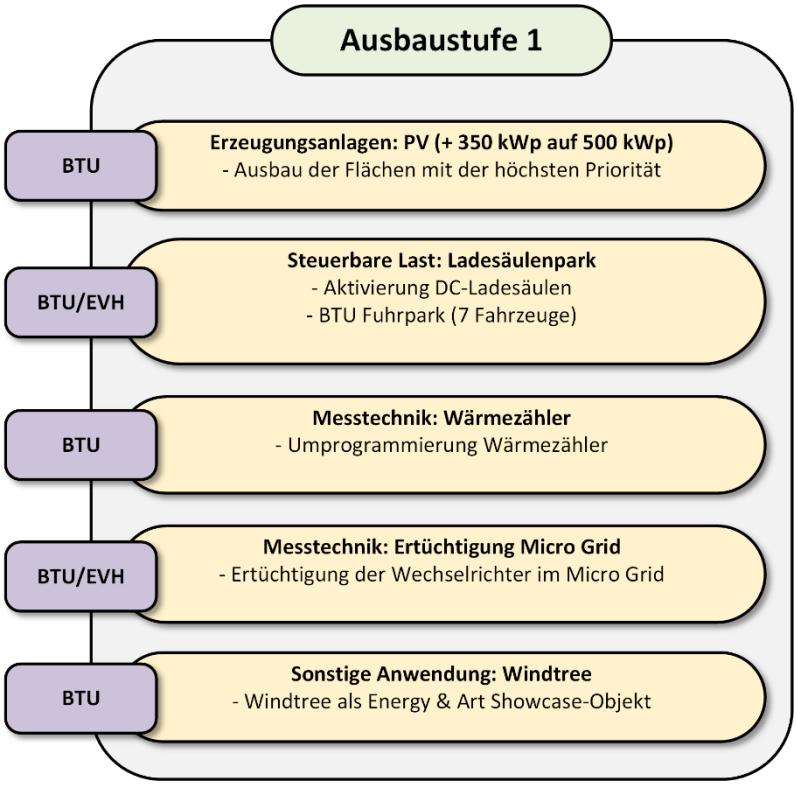


Abbildung 5-2: Ausbaustufe 1 *BTU-SmartCampus*

Die zentralen Punkte der Ausbaustufe 1 beziehen sich auf:

- den Ausbau von PV-Anlagen,
- die Aktivierung der DC-Ladesäulen inkl. Fuhrpark,
- die Umprogrammierung der Wärmezähler für die Leittechnik,
- die Ertüchtigung bereits vorhandener Komponenten im *EVH-MicroGrid*,
- den Vorzeigecharakter des Projektes *BTU-SmartCampus* durch Realisierung eines Showcase-Objektes.

5.2 Ausbaustufe 2

In Abbildung 5-3 sind die empfohlenen Maßnahmen für die Ausbaustufe 2 des *BTU-SmartCampus* dargestellt.

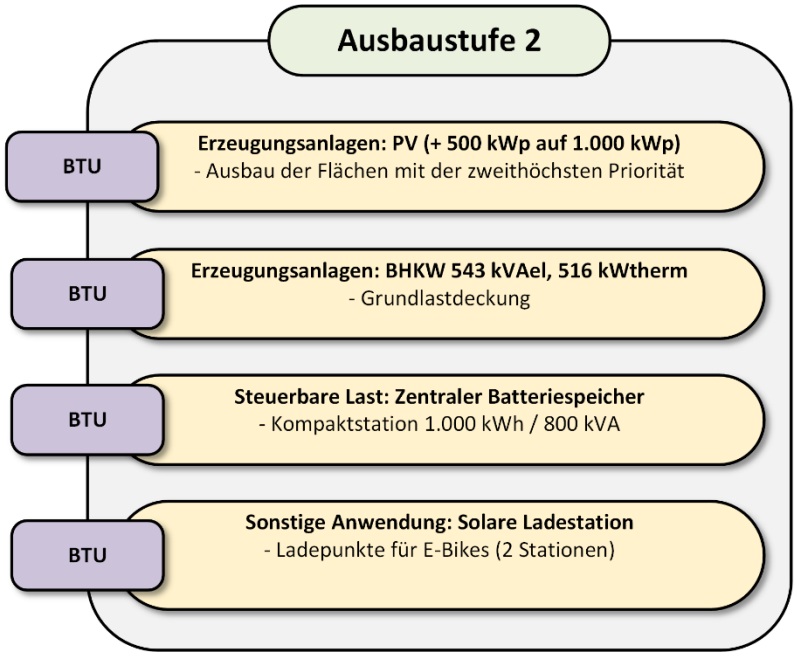


Abbildung 5-3: Ausbaustufe 2 *BTU-SmartCampus*

Die zentralen Punkte der Ausbaustufe 2 beziehen sich auf:

- den Ausbau von PV-Anlagen,
- die Installation eines BHKWs zur Grundlastdeckung,
- die Errichtung eines zentralen Batteriespeichers für Anwendungen wie bspw. der Lastspitzenkappung,
- die Integration einer weiteren, innovativen Anwendung mit Showcase-Charakter.

5.3 Ausbaustufe 3

In Abbildung 5-4 sind die empfohlenen Maßnahmen für die Ausbaustufe 3 des *BTU-SmartCampus* dargestellt.

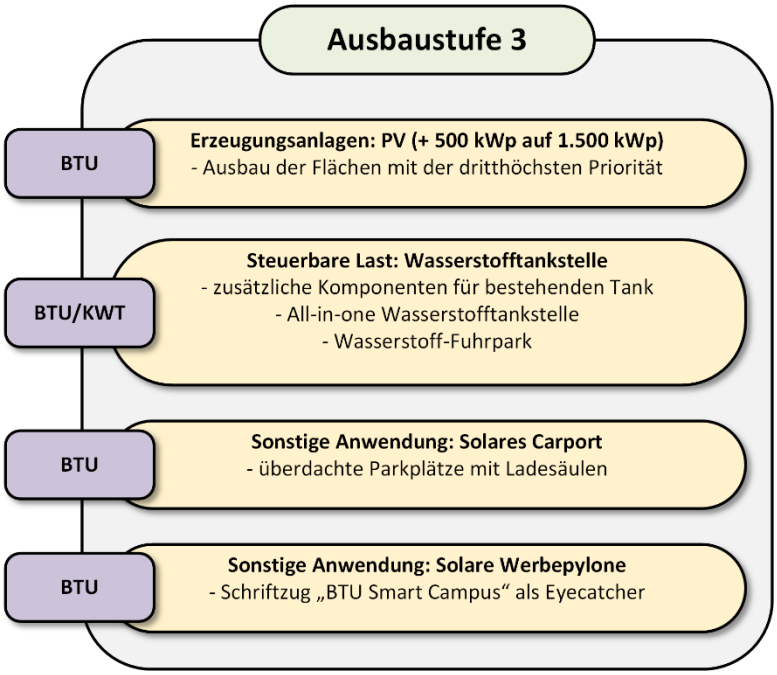


Abbildung 5-4: Ausbaustufe 3 *BTU-SmartCampus*

Die zentralen Punkte der Ausbaustufe 3 beziehen sich auf:

- den Ausbau von PV-Anlagen,
- die Installation von Komponenten zur Schaffung einer Möglichkeit zur Ausspeicherung des Wasserstoffes im Wasserstofftank,
- die Errichtung einer All-in-one Wasserstofftankstelle,
- die Beschaffung einer kleinen Zahl von Wasserstofffahrzeugen,
- die Integration weiterer, innovativer Anwendungen mit Showcase-Charakter.

5.4 Ausbaustufe 4

In Abbildung 5-5 sind die empfohlenen Maßnahmen für die Ausbaustufe 4 des *BTU-SmartCampus* dargestellt.

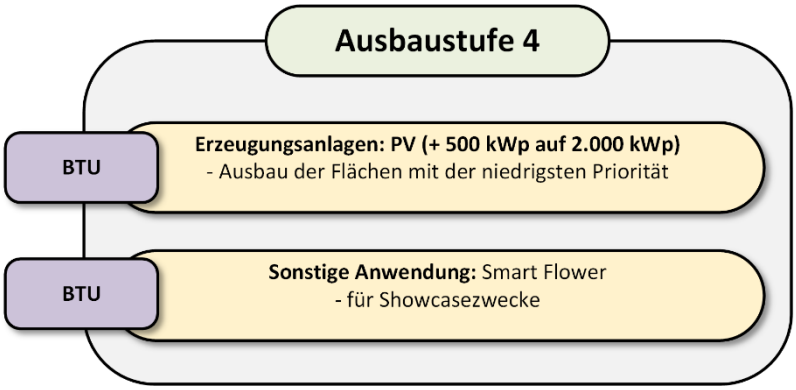


Abbildung 5-5: Ausbaustufe 4 *BTU-SmartCampus*

Die zentralen Punkte der Ausbaustufe 4 beziehen sich auf:

- den Ausbau von PV-Anlagen,
- Anwendungen für Showcase-Zwecke.

Durch den Ausbau der Ausbaustufe 4 ist es möglich, mehr Überschussmengen für die in den vorherigen Ausbaustufen umgesetzten Maßnahmen zu generieren. Wenn die letzte Ausbaustufe bereits frühzeitig geplant wird, kann optional ein zentraler Batteriespeicher mit größerer Kapazität gewählt werden.

6 Netzberechnung

In der Netzberechnung wird der IST-Zustand und der Einfluss von dezentralen Erzeugern und Speichern auf das Mittel- und Niederspannungsnetz untersucht. Die Netzberechnung erfolgt mit *DigSILENT PowerFactory*. In Abbildung 6-1 ist der Aufbau dieses Kapitels dargestellt.

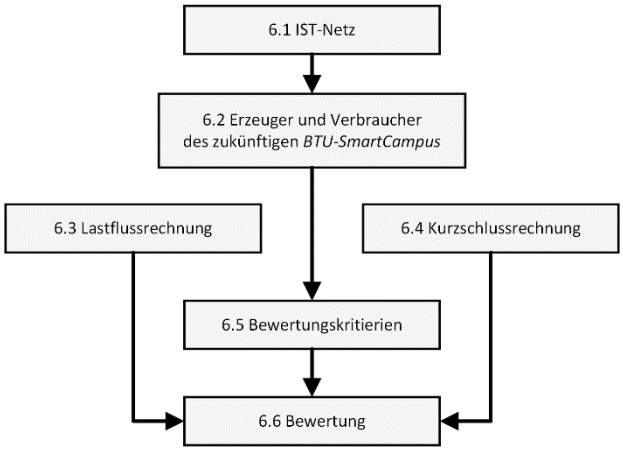


Abbildung 6-1: Kapitelübersicht Netzberechnung

Zunächst werden in Kapitel 6.1 die Topologie, die möglichen Betriebsfälle und Schaltzustände des Bestandsnetzes dargestellt.

Auf Basis der in Kapitel 6.2 quantifizierten EZA und Verbraucher mit den für die Netzberechnung entsprechenden Parametern, kann in Szenarien die Lastflussrechnung (Kapitel 6.3) und Kurzschlussrechnung (Kapitel 6.4) durchgeführt werden.

Unter Berücksichtigung der in Kapitel 6.5 vorgestellten Bewertungskriterien erfolgt anschließend in Kapitel 6.6 eine Bewertung der Komponenten des Mittel- und Niederspannungsnetzes im Last- und Kurzschlussfall. Erforderliche Ertüchtigungsmaßnahmen werden für jede Ausbaustufe erläutert.

6.1 Ist-Netz

Im Rahmen der Studie wurden vorhandene Übersichtspläne für jede Trafostation in MS Visio und MS Excel aktualisiert[12]. Diese Dokumente enthalten folgende Betriebsmitteldaten:

- Betriebsmittelkennzeichnung der Betriebsmittel
- verwendete Leistungsschaltertypen und deren Einstellwerte
- Kabeldaten Mittel- und Niederspannung

- **Topologie**

In Abbildung 6-2 ist das Netzmodell des BTU-Campus dargestellt. Das Netz besitzt folgende Eigenschaften:

- 20-kV-Mittelspannungsring mit 13 Trafostationen (inkl. 20/0,4-kV-Transformatoren)
- Einspeisung über Netz der EVC via Trafostation T1-ÜST1 (grünes Netz) und/oder T12-ÜST2 (rotes Netz)
- 0,4-kV-Niederspannungshauptverteilungen (NSHV) mit Leistungsschaltern (und Kuppelschalter)

[12] Die Excel- und Visiodateien inkl. Fotodokumentation befinden sich auf dem beigefügten Datenträger im Ordner „Trafostationen“.

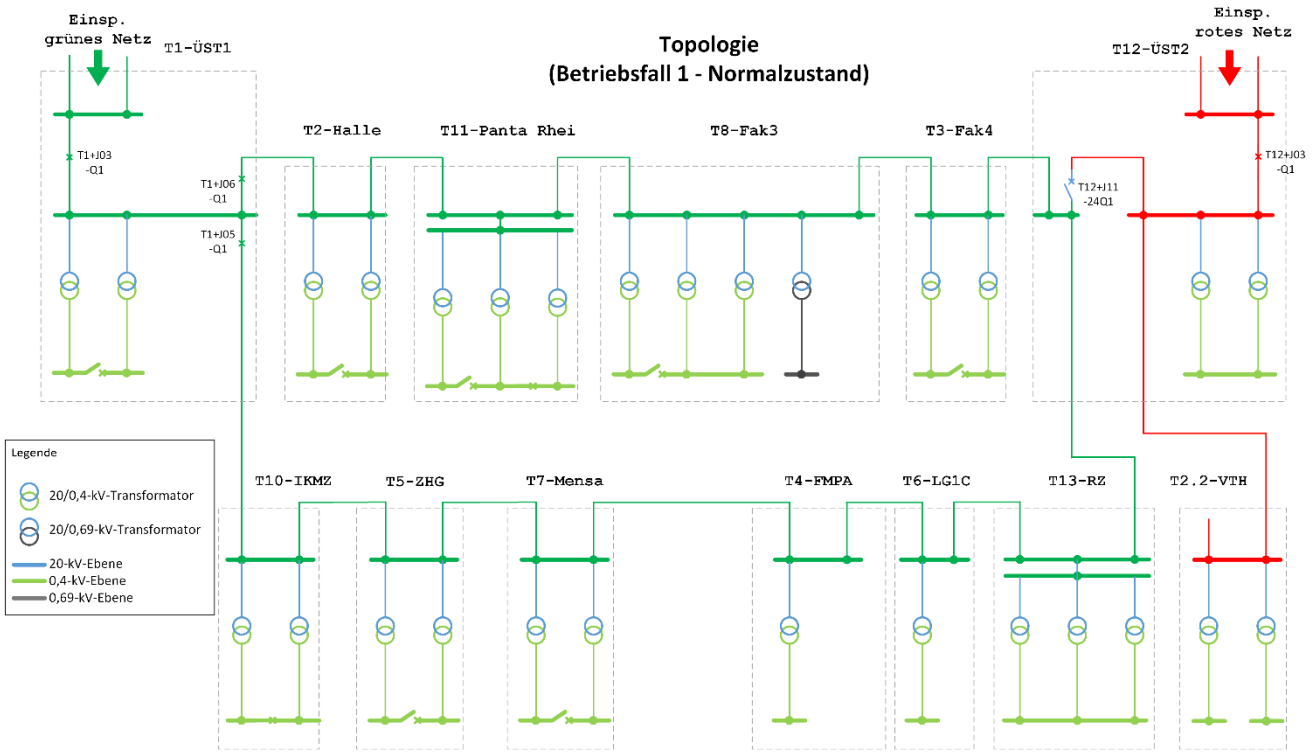


Abbildung 6-2: Topologie BTU-Campus

- **Betriebsfälle**

Für die Lastfluss- und Kurzschlussberechnung sind fünf kritische Betriebsfälle zu unterscheiden. In Tabelle 6-1 sind die Schaltzustände des Netzes in den kritischen Betriebsfällen 1 bis 5 dargestellt.

Tabelle 6-1: Betriebsfälle, Schaltzustände Mittelspannung und Niederspannung [IBM19, S.4]

	BF 1 (Normalschaltzustand)	BF 2 (einseitig)	BF 3 (einseitig)	BF 4 (beidseitig)	BF 5 (beidseitig)
T1+J03-Q1 (Einsp. grünes Netz)	Ein	Ein	Ein	Ein	Ein
T12+J03-Q1 (Einsp. rotes Netz)	Ein	Aus	Aus	Ein	Ein
T1+J05-Q1	Ein	Aus	Aus	Ein	Ein
T1+J06-Q1	Ein	Ein	Ein	Ein	Ein
T12+J11-24Q1	Aus	Ein	Ein	Ein	Ein
Kupplung NSHV	Aus	Ein	Aus	Aus	Ein
Min. zweiseitige Einspeisung auf NS-Sammelschiene (wenn gekuppelt)	-	Nein	-	-	Ja

Der Betrieb der NSHV ist in folgenden Konfigurationen möglich:

- Normalschaltzustand (Kupplung aus)
- Kupplung ein, Einspeisung durch einen Transformator (kritisch)
- Kupplung ein, Einspeisung durch mindestens zwei Transformatoren (kritisch)

- **Schaltzustände Niederspannung**

In Tabelle 6-2 sind die Schaltzustände der NSHV in den Trafostationen für den Normalschaltzustand dargestellt. Der Großteil der NS-Sammelschienen ist nicht miteinander gekuppelt. Lediglich die Leistungsschalter der Kupplungen in den Trafostationen T10-IKMZ und T12-ÜST2 sind eingeschaltet.

Tabelle 6-2: Normalschaltzustand Niederspannung [IBM19, S.4]

	Normalschaltzustand					
	TR 1	Kuppl.	TR 2	Kuppl.	TR 3	TR 4
=T1	EIN	AUS	EIN	-	-	-
=T2	EIN	AUS	EIN	-	-	-
=T3	EIN	AUS	EIN	-	-	-
=T4	EIN	-	-	-	-	-
=T5	EIN	AUS	EIN	-	-	-
=T6	EIN	-	-	-	-	-
=T7	EIN	AUS	EIN	-	-	-
=T8	EIN	AUS	AUS	-	EIN	EIN
=T10	AUS	EIN	EIN	-	-	-
=T11	EIN	AUS	EIN	EIN	-	-
=T12	EIN	-	EIN	EIN	AUS	-
=T13	EIN	-	EIN	-	EIN	-
=T2.2	EIN	-	EIN	-	-	-

In Tabelle 6-3 sind die kritischsten Schaltzustände der NSHV in den Trafostationen dargestellt. Für die Lastflussrechnung ist Betriebsfall 2 aufgeführt, da hier sämtliche Leistung der NSHV über einen Trafo bezogen wird. Für die Kurzschlussrechnung ist Betriebsfall 5 dargestellt, der voraussetzt, dass alle Trafos einspeisen und die NSHV – wenn möglich – gekuppelt ist.

Tabelle 6-3: Kritische Schaltzustände Niederspannung

	Kritischer Zustand BF 2 für LFR						Kritischer Schaltzustand BF 5 für KSR					
	TR 1	Kuppl.	TR 2	Kuppl.	TR 3	TR 4	TR 1	Kuppl.	TR 2	Kuppl.	TR 3	TR 4
=T1	EIN	EIN	AUS	-	-	-	EIN	EIN	EIN	-	-	-
=T2	EIN	EIN	AUS	-	-	-	EIN	EIN	EIN	-	-	-
=T3	EIN	EIN	AUS	-	-	-	EIN	EIN	EIN	-	-	-
=T4	EIN	-	-	-	-	-	EIN	-	-	-	-	-
=T5	EIN	EIN	AUS	-	-	-	EIN	EIN	EIN	-	-	-
=T6	EIN	-	-	-	-	-	EIN	-	-	-	-	-
=T7	EIN	EIN	AUS	-	-	-	EIN	EIN	EIN	-	-	-
=T8	EIN	EIN	AUS	-	AUS	EIN	EIN	EIN	EIN	-	EIN	EIN
=T10	EIN	EIN	AUS	-	-	-	EIN	EIN	EIN	-	-	-
=T11	EIN	EIN	AUS	EIN	AUS	-	EIN	EIN	EIN	EIN	EIN	-
=T12	EIN	-	AUS	EIN	-	-	EIN	-	EIN	EIN	-	-
=T13	EIN	-	AUS	-	AUS	-	EIN	-	EIN	-	EIN	-
=T2.2	EIN	-	EIN	-	-	-	EIN	-	EIN	-	-	-

6.2 Erzeuger und Verbraucher des zukünftigen *BTU-SmartCampus*

Auf Basis der in Kapitel 2 vorgestellten Verbrauchs- und Erzeugungsdaten und den in Kapitel 5 ermittelten Ausbaustufen des *BTU-SmartCampus* werden im Folgenden die neuen Verbraucher und EZA den einzelnen Trafostationen zugeordnet. Die aktuellen Lastverhältnisse (maximaler und minimaler Bezug) werden in der Lastflussberechnung näher erläutert.

Für alle EZA und Lasten werden die in Tabelle 6-4 dargestellten Eigenschaften festgelegt.

Tabelle 6-4: Eigenschaften der EZA und Verbraucher (LFR)

	cos φ	Einheit	Verlegefaktor f für Einspeisekabel	Auslastungsgrad der Kabel
EZA	1,00	[kVA]	0,8	< 80 %
Verbraucher	0,9	[kVA]	0,8	< 80 %

- **Ausbaustufe 1 (AS 1)**

In Tabelle 6-5 sind die EZA der Ausbaustufe 1 dargestellt.

Tabelle 6-5: EZA und Verbraucher Ausbaustufe 1

Art	Komponente	Leistung [kVA]	Anschlusspunkt	Trafostation	Kabel [mm²]	Länge [m]
EZA	PV (FMPA)	110	HV FMPA	T4-FMPA	Bestand	50
	PV (FZ3H)	30	HV FZ3H	T12-ÜST2	NYY-J 4x16	50
	PV (LH3D)	83	HV LH3D	T2-HALLE	NYY-J 4x70	30
	PV (Freifläche)	252	NSHV	T2-HALLE	2x NYY-J 4x120	200
Gesamt EZA AS 1 = 500 kVA						

- **Ausbaustufe 2 (AS 2)**

In Tabelle 6-6 sind die EZA und Verbraucher der Ausbaustufe 2 dargestellt.

Tabelle 6-6: EZA und Verbraucher Ausbaustufe 2

Art	Komponente	Leistung [kVA]	Anschlusspunkt	Trafostation	Kabel [mm²]	Länge [m]
EZA	PV (Parkplatz 2)	101	NSHV	T6-LG1C	2x NYY-J 4x50	180
	PV (Parkplatz 3)	52				
	PV (HG)	157	NSHV	T1-ÜST1	2x NYY-J 4x70	30
	PV (Mensa)	146	NSHV	T7-MENSA	NYY-J 4x150	50
	PV (AZFD)	62	HV AZFD	T2-HALLE	NYY-J 4x35	40
	BHKW	543	NSHV (neu)	T4-FMPA	2x NYY-J 4x240	50
EZA / Last	ZBS	800	NSHV	T-ZBS (neu)	-	-
Gesamt EZA AS 2 = EZA (AS 1 + AS 2) = 500 kVA + 1.050 kVA = 1.550 kVA						

- **Ausbaustufe 3 (AS 3)**

In Tabelle 6-7 sind die EZA und Verbraucher der Ausbaustufe 3 dargestellt.

Tabelle 6-7: EZA und Verbraucher Ausbaustufe 3

Art	Komponente	Leistung [kVA]	Anschlusspunkt	Trafostation	Kabel [mm²]	Länge [m]
EZA	PV (Parkplatz 1)	115	NSHV	T2-HALLE	NYY-J 4x95	200
	PV (LG3B)	143	NSHV	T3-FAK4	NYY-J 4x150	100
	PV (LG3A)	238	NSHV	T3-FAK4	2x NYY-J 4x120	100
Last	Wasserstoff-tankstelle	28	NSHV	T2-HALLE	NYY-J 5x16	50
Gesamt EZA AS 3 = EZA (AS 1 + AS 2 + AS 3) = 500 kVA + 1.050 kVA + 500 kVA = 2.050 kVA						

- **Ausbaustufe 4 (AS 4)**

In Tabelle 6-8 sind die EZA der Ausbaustufe 4 dargestellt.

Tabelle 6-8: EZA Ausbaustufe 4

Art	Komponente	Leistung [kVA]	Anschlusspunkt	Trafostation	Kabel [mm²]	Länge [m]
EZA	PV (LG2D)	32	HV LG2D	T4-FMPA	NYY-J 4x10	50
	PV (LG2D Anbau)	18	HV LG2D	T4-FMPA	NYY-J 4x4	50
	PV (LG2C)	18	HV LG2C	T4-FMPA	NYY-J 4x4	50
	PV (LG2C Anbau)	18	HV LG2C	T4-FMPA	NYY-J 4x4	50
	PV (LG2B)	32	HV LG2B	T5-ZHG	NYY-J 4x16	50
	PV (LG2B Anbau)	18	HV LG2B	T5-ZHG	NYY-J 4x4	50
	PV (LG2A)	32	HV LG2A	T5-ZHG	NYY-J 4x10	50
	PV (LG2A Anbau)	18	HV LG2A	T5-ZHG	NYY-J 4x4	50
	PV (GH)	19	HV GH	T1-ÜST1	NYY-J 4x6	30
	PV (Audimax)	146	HV Audimax	T5-ZHG	NYY-J 4x150	30
	PV (Sporthalle)	56	NSHV	T6-LG1C	NYY-J 4x25	50
	Mehrzweckgeb.[13]	80	-	-	-	-
Gesamt EZA AS 4 = EZA (AS 1 + AS 2 + AS 3 + AS 4) = 500 kVA + 1.050 kVA + 500 kVA + 500 kVA = 2.550 kVA						

[13] Das Mehrzweckgebäude befindet sich in südlicher Richtung gegenüber des Zentralcampus und wird nicht über die Trafostationen des Zentralcampus versorgt.

6.3 Lastflussrechnung (LFR)

Bei der Lastflussrechnung werden folgende Aspekte untersucht:

- Betriebsmittelauslastung bei maximalem Bezug
- Auswirkungen der Rückspeiseszenarien auf Basis des minimalen Bezugs

Basierend auf den analysierten Messwerten der Leistungsmessgeräte und den in Kapitel 5 vorgestellten Ausbaustufen werden verschiedene Last- bzw. Erzeugungsszenarien des zukünftigen *BTU-SmartCampus* vorgestellt.

In Tabelle 6-9 ist eine Übersicht der für die Lastflussrechnung relevanten Szenarien dargestellt.

Tabelle 6-9: Übersicht Szenarien Lastflussrechnung

Szenario	BF 1	BF 2	BF 3	Minimaler Bezug	Maximaler Bezug	AS 1	AS 2	AS 3	AS 4
Szenario a1)	x				x				
Szenario a2)		x			x				
Szenario a3)			x		x				
Szenario b)			x	x					
Szenario c)			x	x		x			
Szenario d)			x	x		x	x		
Szenario e)			x	x		x	x	x	x
Szenario f1)			x	x		x	x	x	x
Szenario f2)		x		x		x	x	x	x
Szenario g)			x		x	x	x	x	x

- **Betriebsfall 1**

Die Lastflussrechnung wird in Szenario a1) zunächst auf Basis des Normalzustandes durchgeführt.

- **Betriebsfall 2**

Die Lastflussrechnung wird im Szenario a2) und f2) auf Basis des Betriebsfalles 2 durchgeführt. Dieser ist hinsichtlich des Spannungsabfalls, der Trafoauslastung und der Auslastung des Einspeisekabels als kritischer Betriebsfall zu berücksichtigen. Bei gekuppelter NS-Sammelschiene und eines aktiven Trafos ist die Auslastung dieses Trafos maximal.

- **Betriebsfall 3**

Die Lastflussrechnung wird in den übrigen Szenarien auf Basis des Betriebsfalles 3 durchgeführt. Dieser ist hinsichtlich der Spannungserhöhung, der Trafoauslastung und der Auslastung des Einspeisekabels unter Berücksichtigung der neuen EZA als kritischer Betriebsfall zu berücksichtigen. Die Einspeisung über Übergabestation 1 bei geöffneter Ringleitung (T1+J05-Q1) verursacht aufgrund der hohen Leistungen der Trafostationen T13, T6, T4, T7, T5 und T10 den höchsten Spannungsfall am Ende der Leitung.

6.3.1 Szenario a1) (BF 1, maximaler Bezug)

Der maximale Bezug wird auf Basis der folgenden Daten ermittelt:

- BTU-Informationen zu neuen Lasten (bspw. FZ3H und AZFD)
- Berücksichtigung der installierten Ladesäulen

In Abbildung 6-3 ist die Verteilung der einzelnen Lasten im Betriebsfall 1 bei maximalem Bezug dargestellt.

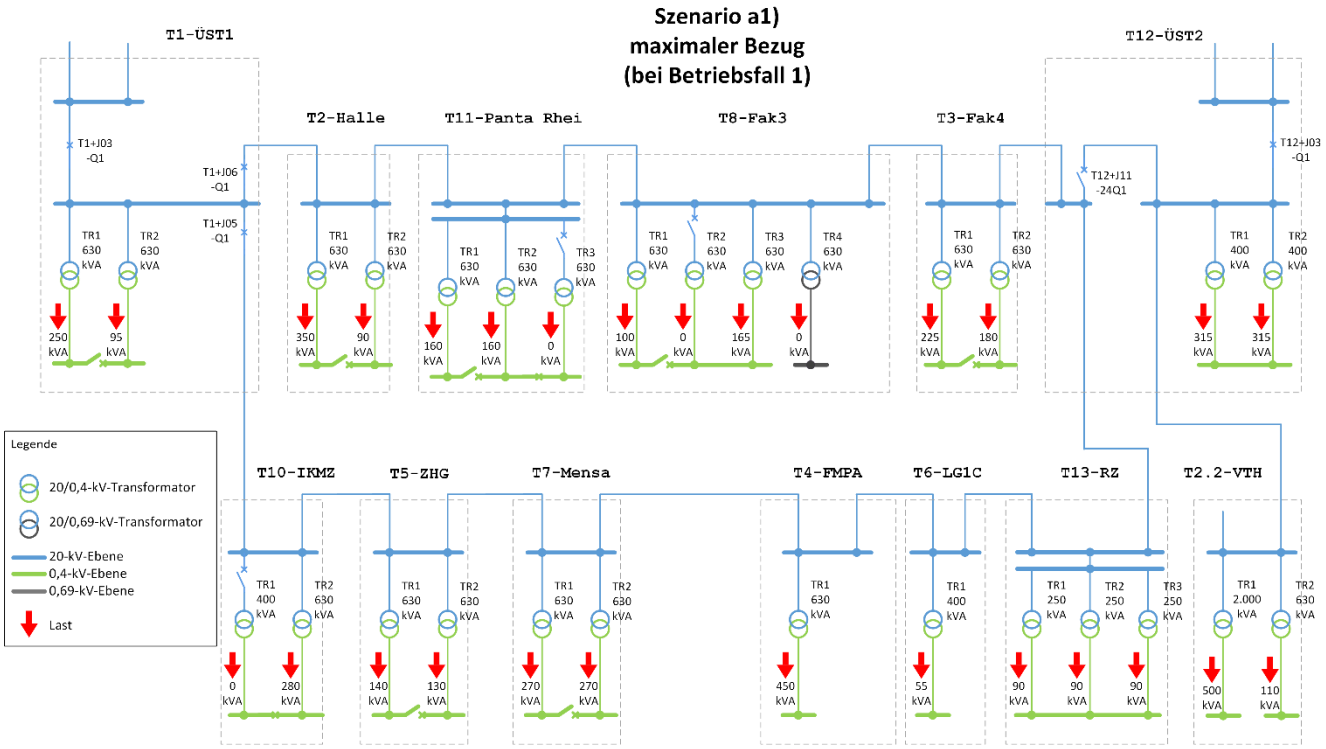


Abbildung 6-3: Topologie BTU-Campus „BF 1, maximaler Bezug“

Folgende Merkmale kennzeichnen dieses Szenario:

- Betriebsfall 1 (Normalschaltzustand)
- maximale Last
- keine Einspeisung aus EZA
- maximale Betriebsmittelauslastung

6.3.2 Szenario a2) (BF 2, maximaler Bezug)

In Abbildung 6-4 ist die Verteilung der einzelnen Lasten im Betriebsfall 2 bei maximalem Bezug dargestellt.

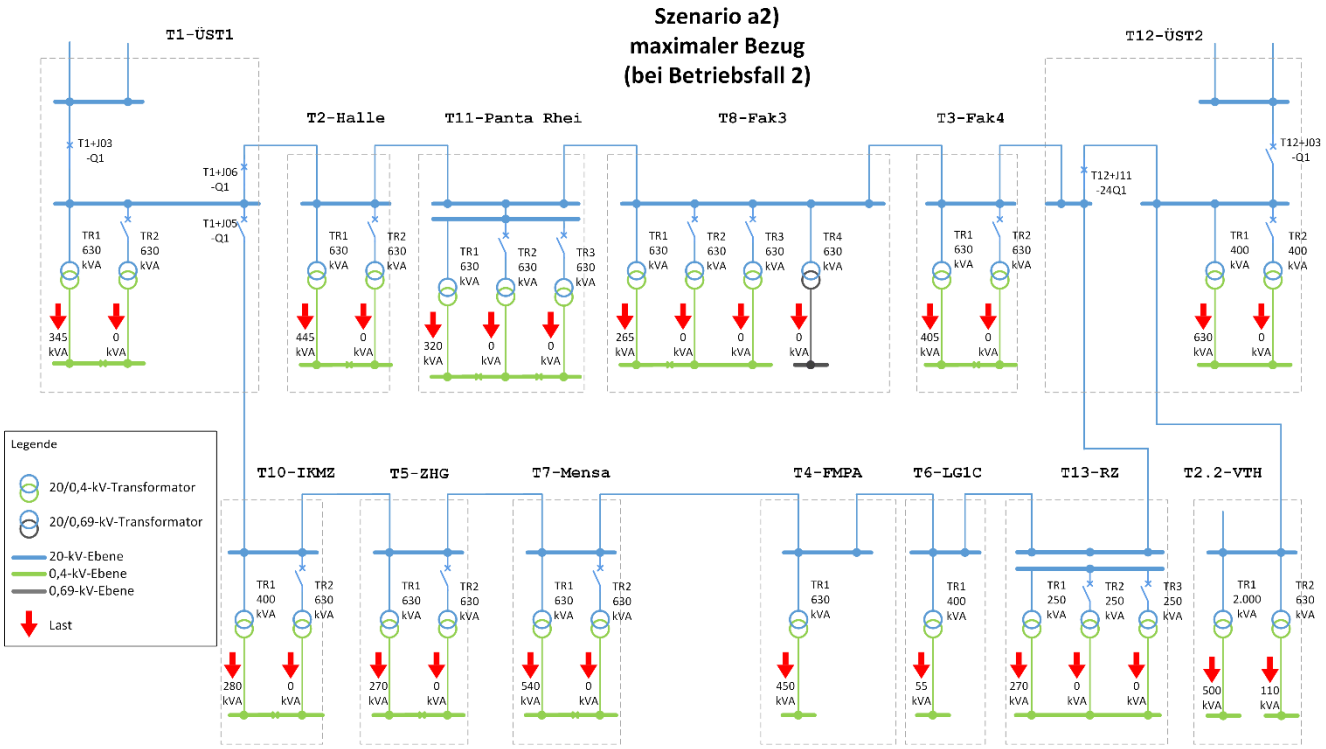


Abbildung 6-4: Topologie BTU-Campus „BF 2, maximaler Bezug“

Folgende Merkmale kennzeichnen dieses Szenario:

- Betriebsfall 2
- maximale Last
- keine Einspeisung aus EZA
- maximale Betriebsmittelauslastung

6.3.3 Szenario a3) (BF 3, maximaler Bezug)

In Abbildung 6-5 ist die Verteilung der einzelnen Lasten im Betriebsfall 3 bei maximalem Bezug dargestellt.

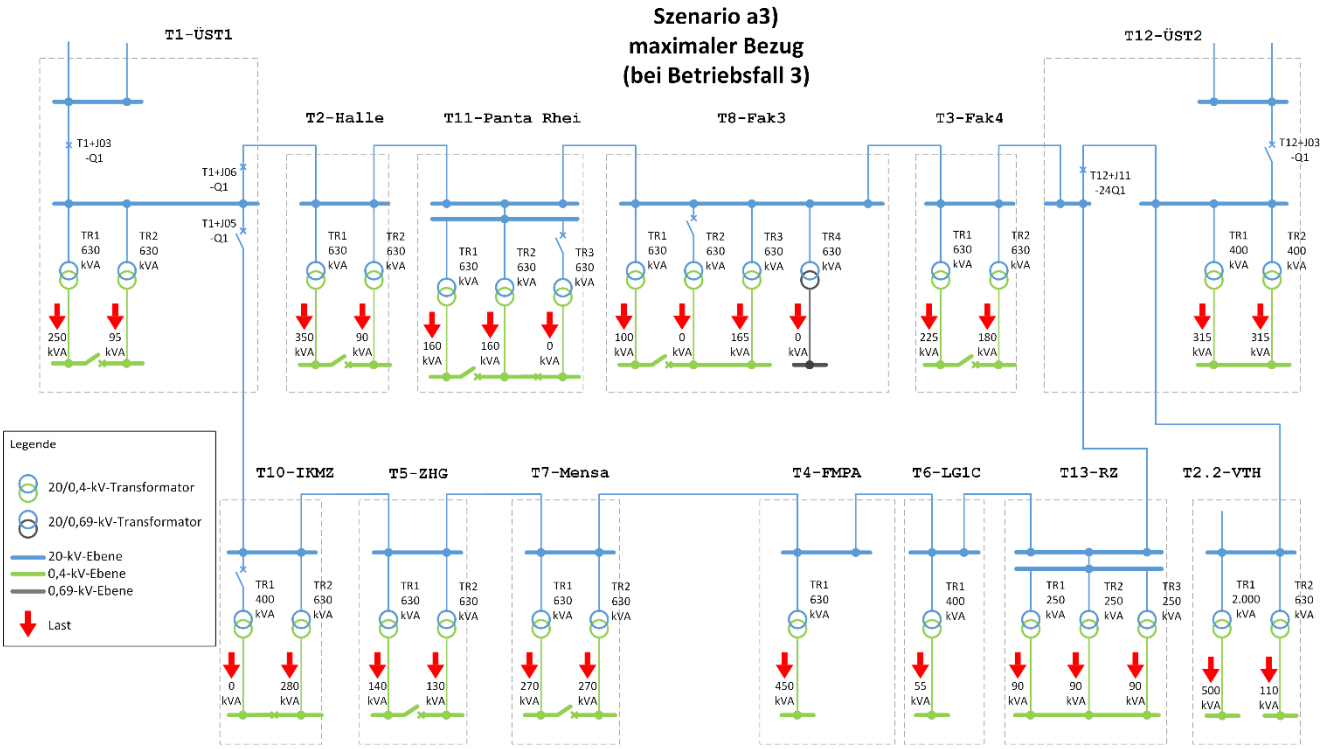


Abbildung 6-5: Topologie BTU-Campus „BF 3, maximaler Bezug“

Folgende Merkmale kennzeichnen dieses Szenario:

- Betriebsfall 3
- maximale Last
- keine Einspeisung aus EZA
- maximale Betriebsmittelauslastung
- maximaler Spannungsfall (NS) bei einseitiger Einspeisung über T1-ÜST1

6.3.4 Szenario b) (BF 3, minimaler Bezug)

Der minimale Bezug wird auf Basis der folgenden Daten ermittelt:

- Messwerte der DIRIS Leistungsmessgeräte an den Trafoabgängen vom Tag der minimalen Netzlast am 30.09.2018

In Abbildung 6-6 ist die Verteilung der einzelnen Lasten im Betriebsfall 3 bei minimalem Bezug dargestellt.

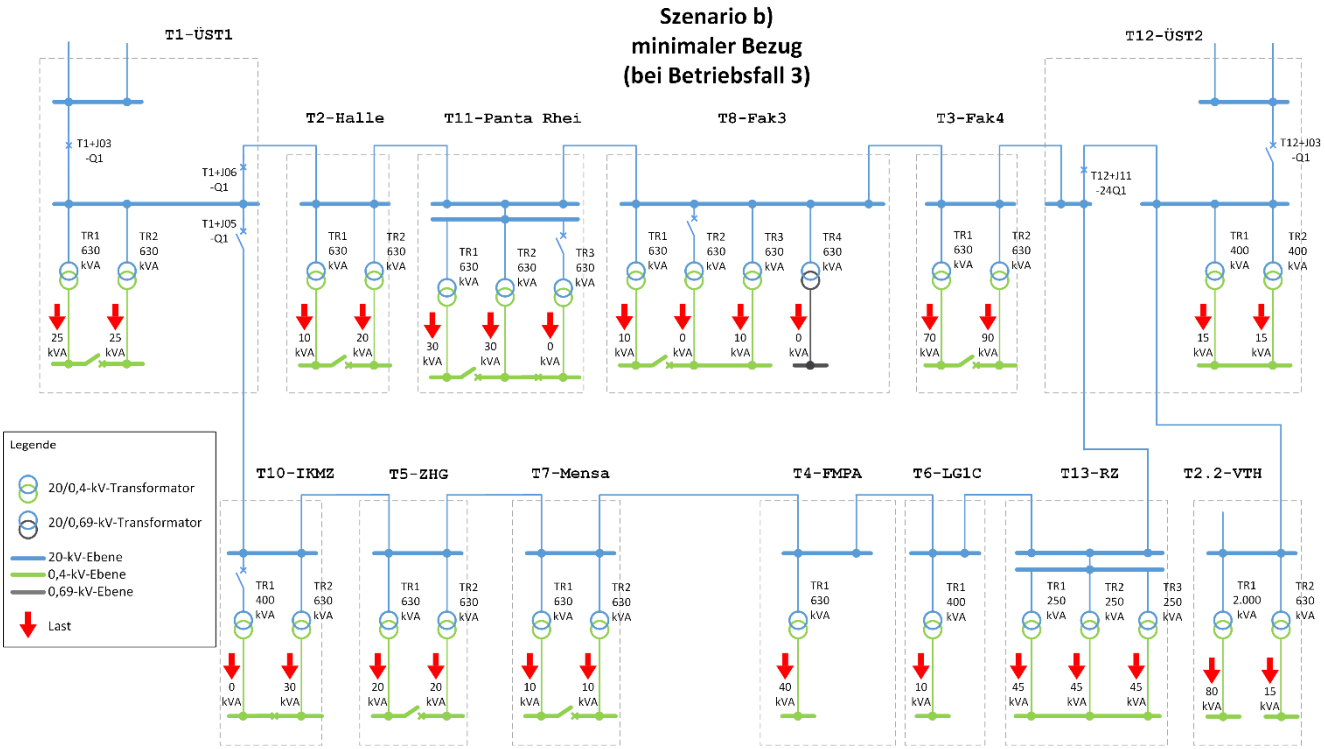


Abbildung 6-6: Topologie BTU-Campus „BF 3, minimaler Bezug“

Folgende Merkmale kennzeichnen dieses Szenario:

- Betriebsfall 3
- minimale Last
- Szenario dient als Grundlage für die weiteren Ausbaustufen

6.3.5 Szenario c) (BF 3, minimaler Bezug + Ausbaustufe 1)

In Abbildung 6-7 ist die Verteilung der einzelnen Lasten im Betriebsfall 3 bei minimalem Bezug und unter Berücksichtigung von Ausbaustufe 1 dargestellt.

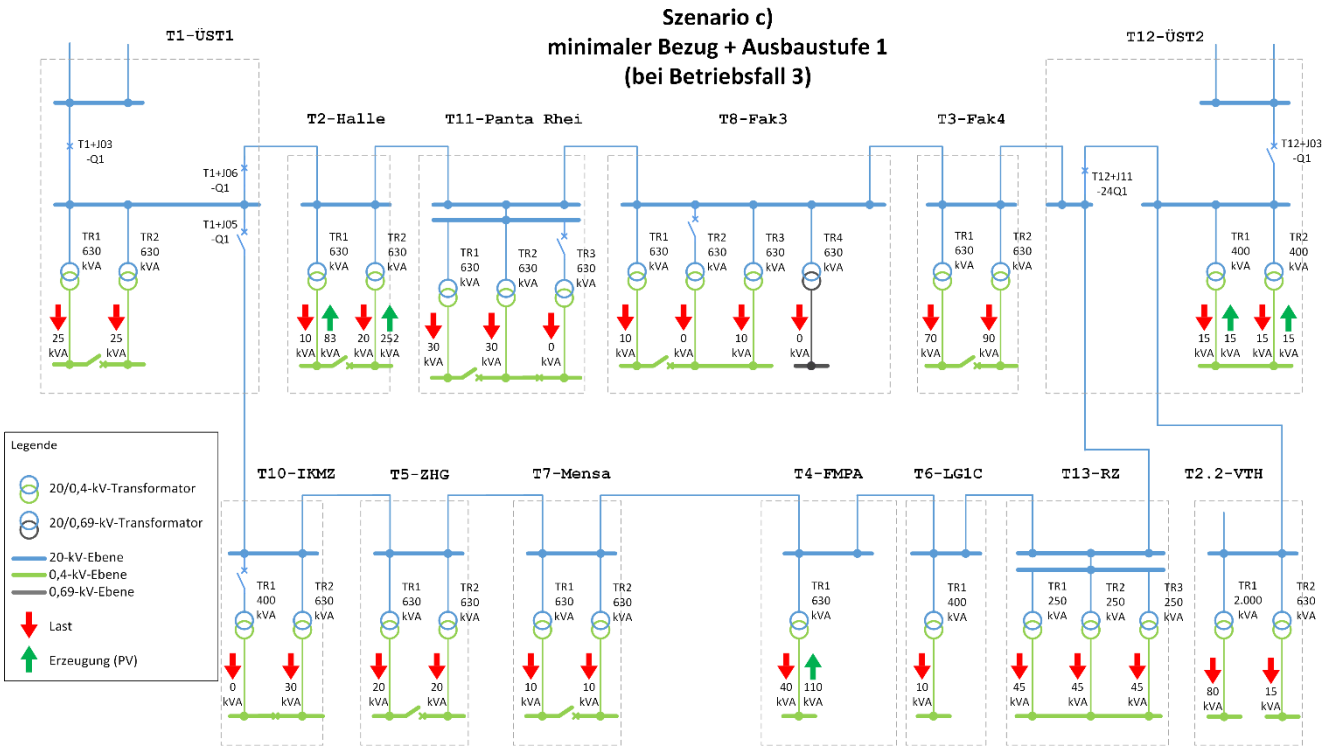


Abbildung 6-7: Topologie BTU-Campus „BF 3, minimaler Bezug + AS 1“

Folgende Merkmale kennzeichnen dieses Szenario:

- Betriebsfall 3
- minimale Last
- 500 kVA Zubau PV-Anlagen (insgesamt 500 kVA)

6.3.6 Szenario d) (BF 3, minimaler Bezug + Ausbaustufe 2)

In Abbildung 6-8 ist die Verteilung der einzelnen Lasten im Betriebsfall 3 bei minimalem Bezug und unter Berücksichtigung von Ausbaustufe 2 dargestellt.

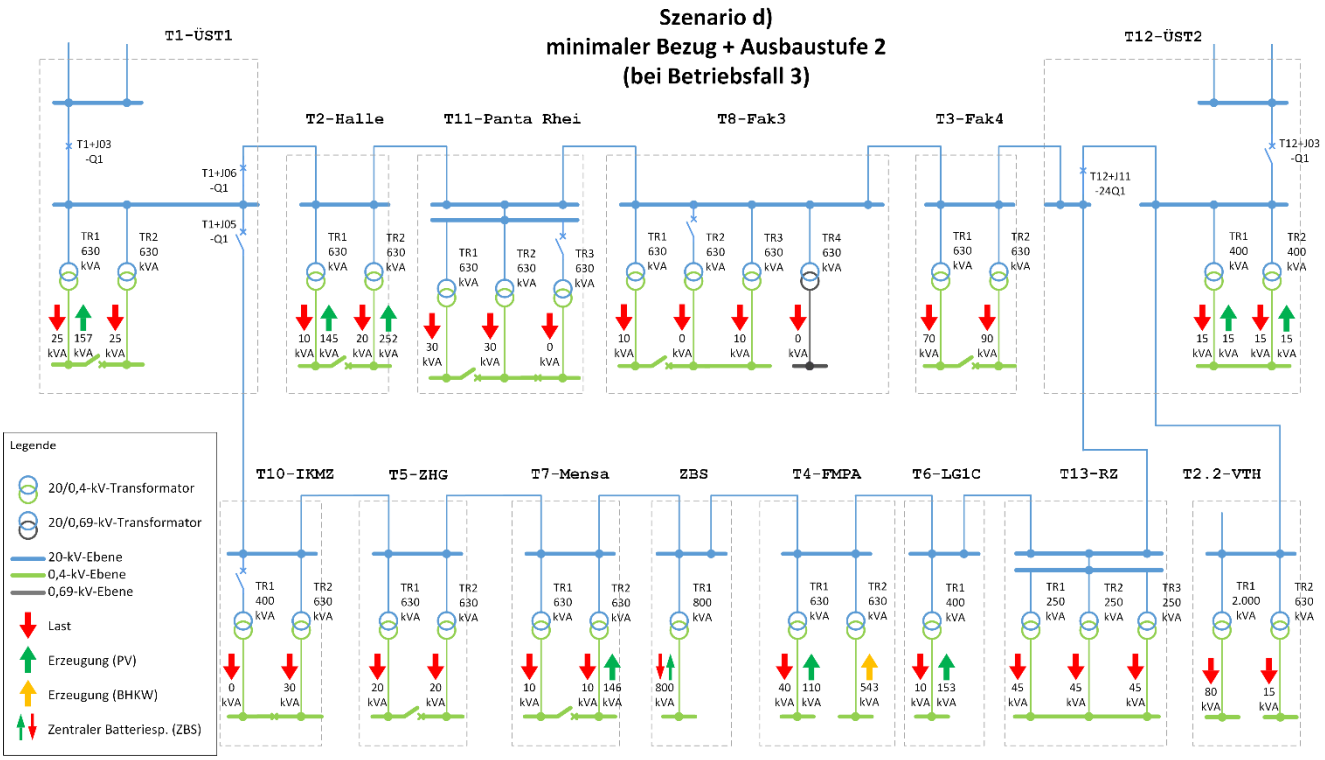


Abbildung 6-8: Topologie BTU-Campus „BF 3, minimaler Bezug + AS 2“

Folgende Merkmale kennzeichnen dieses Szenario:

- Betriebsfall 3
- minimale Last
- 500 kVA Zubau PV-Anlagen (insgesamt 1.000 kVA)
- Einspeisung durch BHKW
- Einspeisung bzw. Leitungsbezug durch Batteriespeicher

6.3.7 Szenario e) (BF 3, minimaler Bezug + Ausbaustufe 3)

In Abbildung 6-9 ist die Verteilung der einzelnen Lasten im Betriebsfall 3 bei minimalem Bezug und unter Berücksichtigung von Ausbaustufe 3 dargestellt.

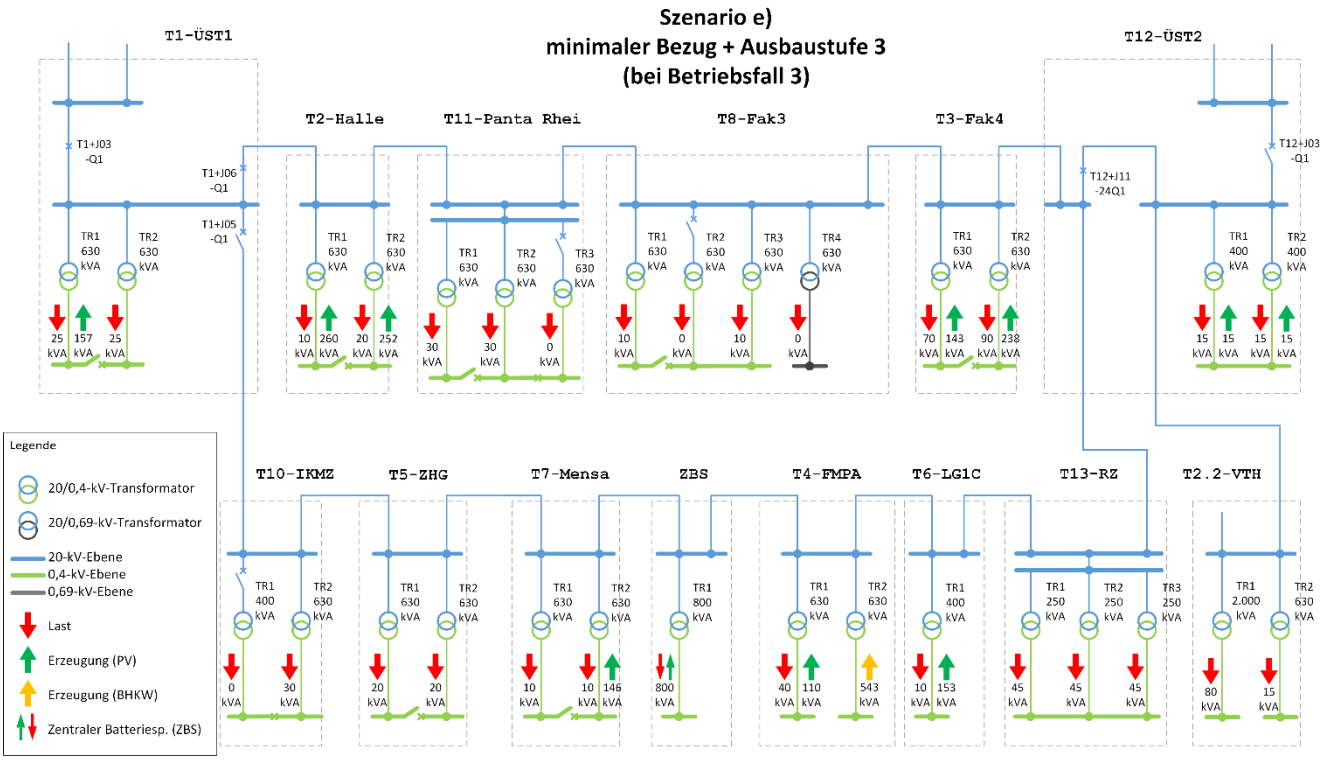


Abbildung 6-9: Topologie BTU-Campus „BF 3, minimaler Bezug + AS 3“

Folgende Merkmale kennzeichnen dieses Szenario:

- Betriebsfall 3
- minimale Last
- 500 kVA Zubau PV-Anlagen (insgesamt 1.500 kVA)
- Einspeisung durch BHKW
- Einspeisung bzw. Leistungsbezug durch Batteriespeicher
- zusätzliche Last (Wasserstofftankstelle) nicht berücksichtigt (minimaler Bezug)

6.3.8 Szenario f1) (BF 3, minimaler Bezug + Ausbaustufe 4)

In Abbildung 6-10 ist die Verteilung der einzelnen Lasten im Betriebsfall 3 bei minimalem Bezug und unter Berücksichtigung von Ausbaustufe 4 dargestellt.

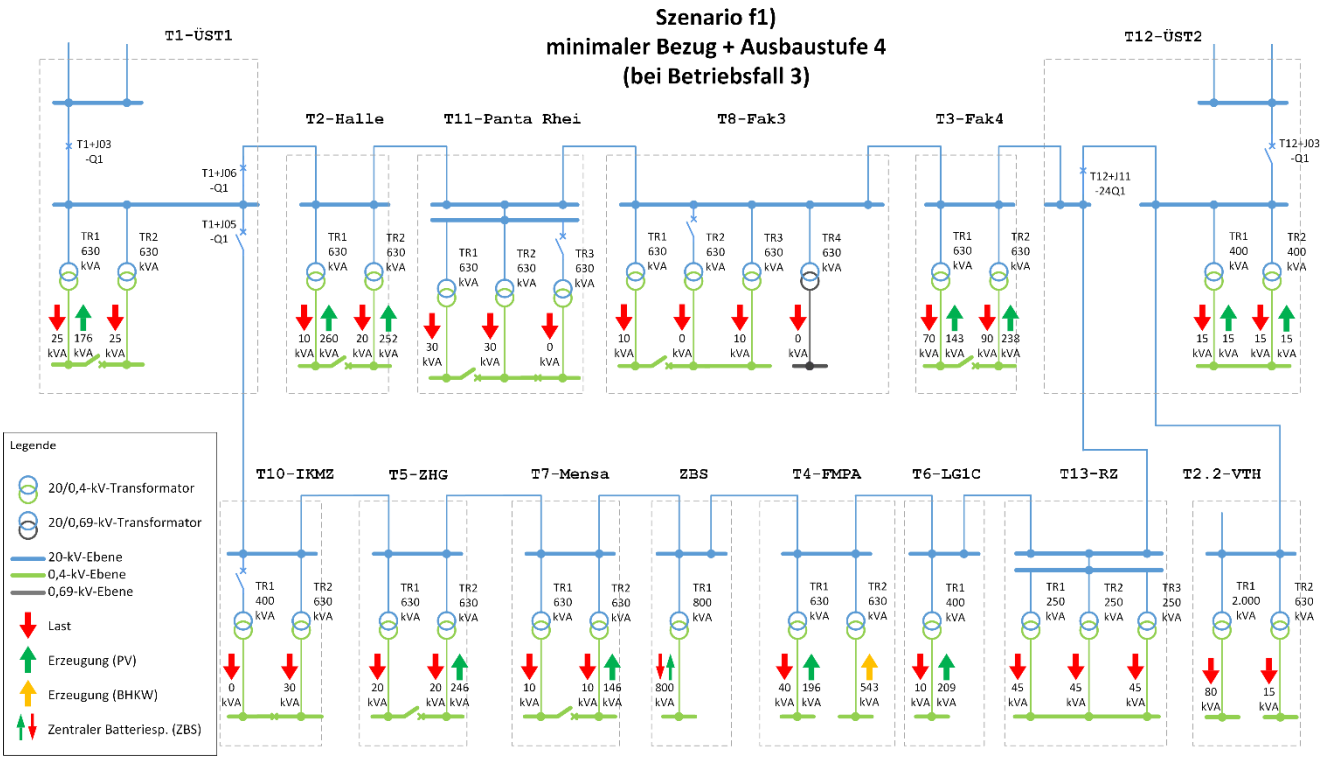


Abbildung 6-10: Topologie BTU-Campus „BF 3, minimaler Bezug + AS 4“

Folgende Merkmale kennzeichnen dieses Szenario:

- Betriebsfall 3
- minimale Last
- 500 kVA Zubau PV-Anlagen (insgesamt 2.000 kVA)
- Einspeisung durch BHKW
- Einspeisung bzw. Leistungsbezug durch Batteriespeicher
- zusätzliche Last (Wasserstofftankstelle) nicht berücksichtigt (minimaler Bezug)

6.3.9 Szenario f2) (BF 2, minimaler Bezug + Ausbaustufe 4)

In Abbildung 6-11 ist die Verteilung der einzelnen Lasten im Betriebsfall 2 bei minimalem Bezug und unter Berücksichtigung von Ausbaustufe 4 dargestellt.

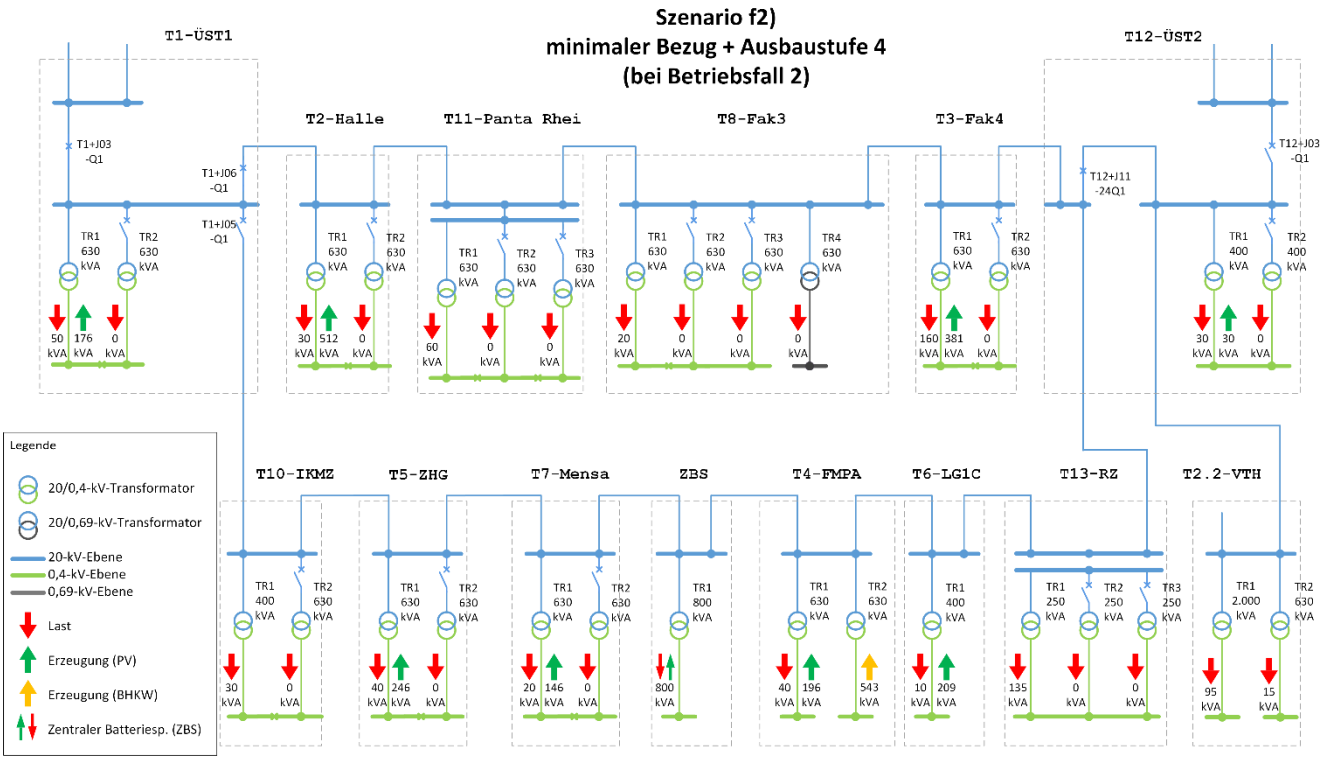


Abbildung 6-11: Topologie BTU-Campus „BF 2, minimaler Bezug + AS 4“

Folgende Merkmale kennzeichnen dieses Szenario:

- Betriebsfall 2
- minimale Last
- 500 kVA Zubau PV-Anlagen (insgesamt 2.000 kVA)
- Einspeisung durch BHKW
- Einspeisung bzw. Leistungsbezug durch Batteriespeicher
- zusätzliche Last (Wasserstofftankstelle) nicht berücksichtigt (minimaler Bezug)

6.3.10 Szenario g) (BF 3, maximaler Bezug AS + Ausbaustufe 4)

In Abbildung 6-12 ist die Verteilung der einzelnen Lasten im Betriebsfall 3 bei maximalem Bezug und unter Berücksichtigung von Ausbaustufe 4 dargestellt.

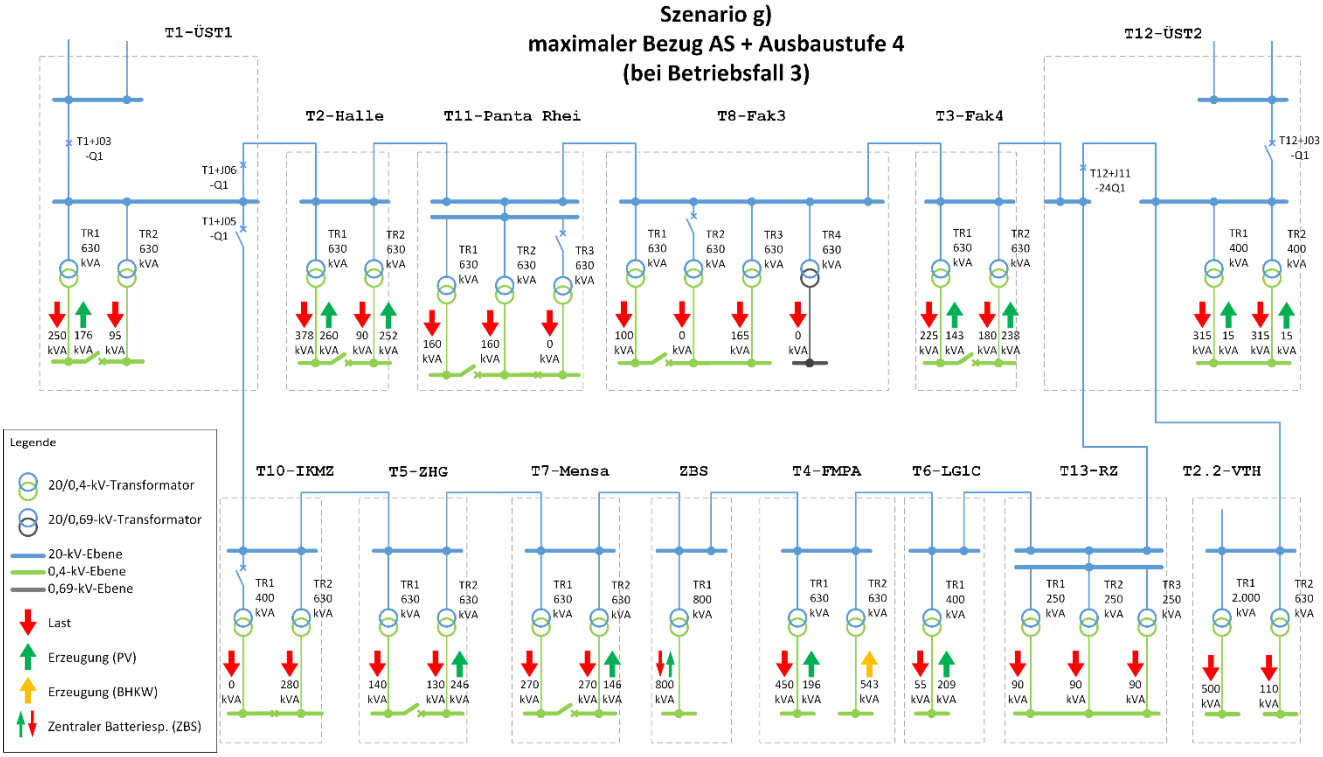


Abbildung 6-12: Topologie BTU-Campus „BF3, maximaler Bezug AS + AS 4“

Folgende Merkmale kennzeichnen dieses Szenario:

- Betriebsfall 3 als kritischer Betriebsfall
- maximale Last
- insgesamt 2.000 kVA PV-Anlagen
- Einspeisung durch BHKW
- Einspeisung bzw. Leistungsbezug durch Batteriespeicher
- zusätzliche Last (Wasserstofftankstelle) berücksichtigt (maximaler Bezug)

6.4 Kurzschlussrechnung (KSR)

Bei der Kurzschlussrechnung werden insbesondere die NS-Schaltanlagen auf ihre Kurzschlussfestigkeit geprüft. Im Rahmen der Bestandsaufnahme des Netzes und der Ermittlung der Betriebsmittel wurden – wenn möglich – die Werte der mechanischen und thermischen Kurzschlussfestigkeit der NS-Schaltanlagen erfasst. Im Zuge der Bestandsaufnahme konnten jedoch nicht alle Werte vollständig verifiziert werden. In Anhang 13.47 sind die Bemessungswerte der NSHV dargestellt. Die Kurzschlussrechnung erfolgt für den dreipoligen Kurzschluss.

In Tabelle 6-10 ist der Beitrag der EZA zum Kurzschlussstrom dargestellt.

Tabelle 6-10: Eigenschaften der EZA und Verbraucher (KSR)

	Kurzschlussstrom I_k“
PV-Anlage	$1{,}1 \cdot I_{nenn}$
Batteriespeicher	$1{,}1 \cdot I_{nenn}$
BHKW	≤ 8,1 kA

In Tabelle 6-11 sind die relevanten Kurzschlussdaten der übergeordneten Netze veranschaulicht.

Tabelle 6-11: Daten der übergeordneten Netze

	Maximale Kurzschlussleistung S_k“ [MVA]	**R/X – Verhältnis**
Grünes Netz (T1-ÜST1)	142	0,27
Rotes Netz (T2-ÜST2)	177	0,39

In Tabelle 6-12 ist eine Übersicht der für die Kurzschlussrechnung relevanten Szenarien dargestellt.

Tabelle 6-12: Übersicht Szenarien Kurzschlussrechnung

Szenario	**BF 1**	**BF 2**	**BF 3**	**BF 4**	**BF 5**	**Minimaler Bezug**	**Maximaler Bezug**	**AS 1**	**AS 2**	**AS 3**	**AS 4**
Szenario h)				x			x				
Szenario i)				x			x	x	x	x	x
Szenario j)					x		x	x	x	x	x

- **Betriebsfall 4**

Die Kurzschlussrechnung wird in Szenario h) und i) zunächst auf Basis der doppelseitigen Netzeinspeisung durchgeführt. In diesem Betriebsfall 4 ist die Kurzschlussleistung beider Einspeisungen berücksichtigt. Dieser Betriebsfall tritt bei Umschaltungen zwischen dem grünen und roten Netz auf.

- **Betriebsfall 5**

Die Kurzschlussrechnung wird in Szenario j) ebenfalls auf Basis der doppelseitigen Netzeinspeisung durchgeführt. Zusätzlich sind die NS-Sammelschienen gekuppelt und werden über die maximale Anzahl an Transformatoren gespeist. Dies hat den größten Kurzschlussstrom auf der NS-Sammelschiene zur Folge.

6.4.1 Szenario h) (BF 4, maximaler Bezug)

In Abbildung 6-13 ist die Topologie im Betriebsfall 4 bei maximalem Bezug dargestellt.

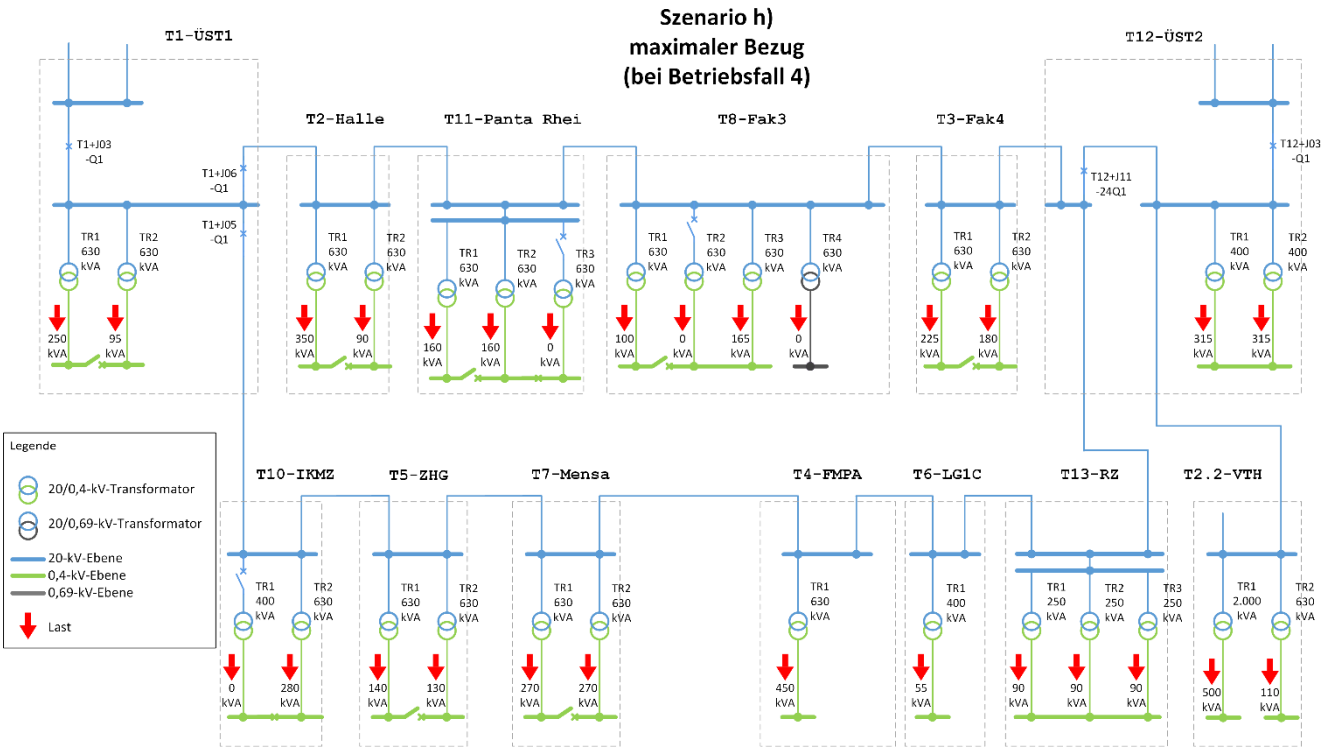


Abbildung 6-13: Topologie BTU-Campus „BF 4, maximaler Bezug“

Folgende Merkmale kennzeichnen dieses Szenario:

- Betriebsfall 4
- maximale Last des Ist-Zustandes
- ohne Kurzschlussbeitrag von Batteriespeicher, BHKW und PV-Anlagen

6.4.2 Szenario i) (BF 4, maximaler Bezug AS + Ausbaustufe 4)

In Abbildung 6-14 ist die Topologie im Betriebsfall 4 bei maximalem Bezug und unter Berücksichtigung von Ausbaustufe 4 dargestellt.

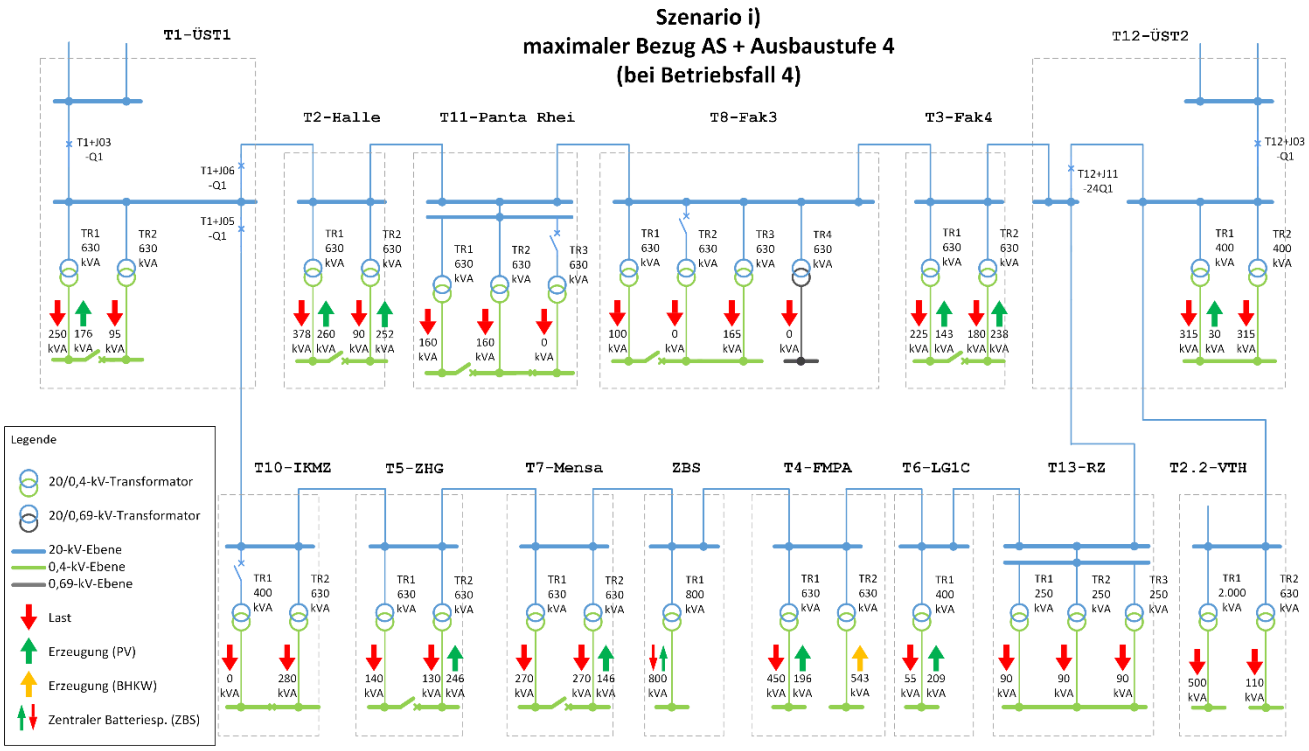


Abbildung 6-14: Topologie BTU-Campus „BF 4, maximaler Bezug + AS 4“

Folgende Merkmale kennzeichnen dieses Szenario:

- Betriebsfall 4
- maximale Last des Ist-Netzes und der zusätzlichen Komponenten
- insgesamt 2.000 kVA PV-Anlagen
- mit Kurzschlussbeitrag von Batteriespeicher, BHKW und PV-Anlagen

6.4.3 Szenario j) (BF 5, maximaler Bezug AS + Ausbaustufe 4)

In Abbildung 6-15 ist die Topologie im Betriebsfall 5 bei maximalem Bezug und unter Berücksichtigung von Ausbaustufe 4 dargestellt.

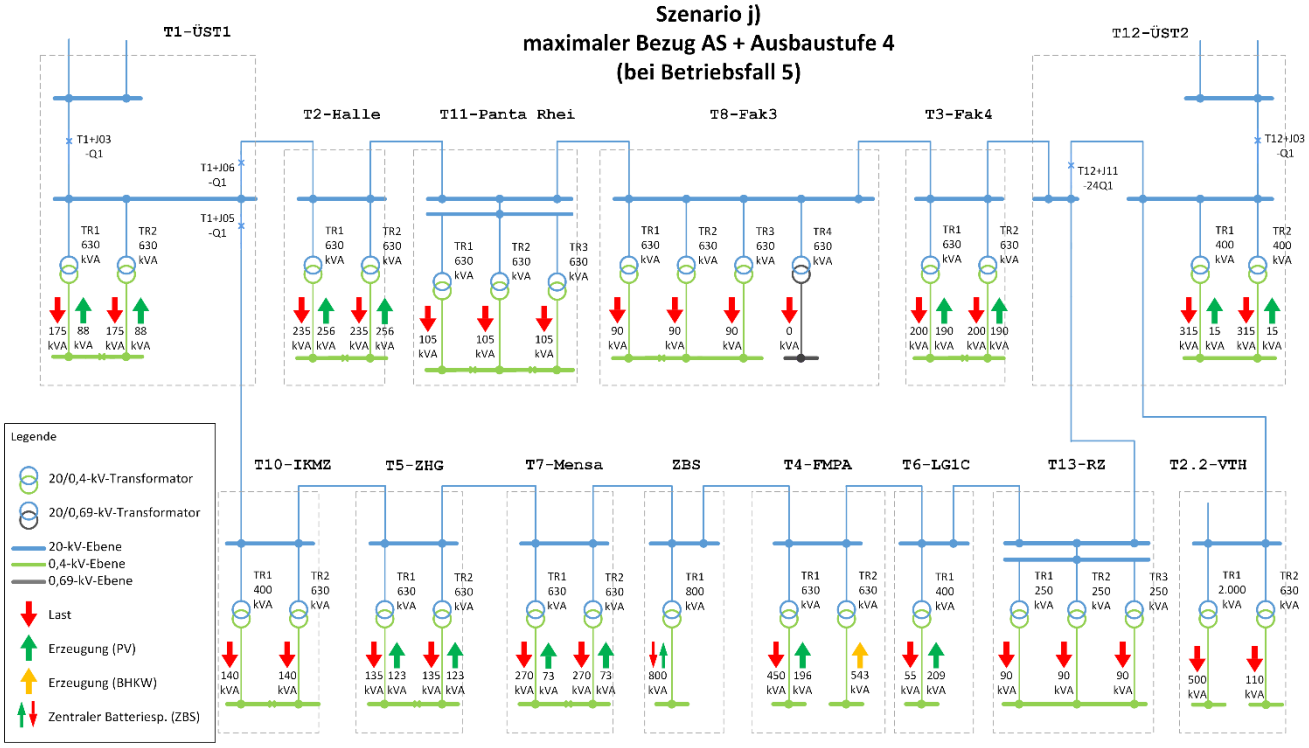


Abbildung 6-15: Topologie BTU-Campus „BF 5, maximaler Bezug + AS 4“

Folgende Merkmale kennzeichnen dieses Szenario:

- Betriebsfall 5
- maximale Last des Ist-Netzes und der zusätzlichen Komponenten
- insgesamt 2.000 kVA PV-Anlagen
- mit Kurzschlussbeitrag von Batteriespeicher, BHKW und PV-Anlagen

6.5 Bewertungskriterien

Die Bewertung der Lastfluss- und Kurzschlussrechnung erfolgt nach den in Tabelle 6-13 ersichtlichen Kriterien. Diese Kriterien werden in *PowerFactory* für alle Lastfluss- bzw. Kurzschlussberechnungen verwendet.

Tabelle 6-13: Bewertungskriterien

Ampel		zulässig	eingeschränkt	unzulässig
MS-Schaltanlage				
Sammelschiene				
Bemessungsstrom Ir	I / Ir	< 0,8	0,8 < I / Ir < 0,9	> 0,9
Bemessungskurzzeitstrom Icw	Ikss / Icw	< 0,9	0,9 < Ikss / Icw < 1,0	> 1,0
Bemessungsstoßstrom Ip	ip / Ip	< 0,9	0,9 < ip / Ip < 1,0	> 1,0
Spannungsfall Un	U / Un	0,9 < U / Un < 1,1		U / Un < 0,9 U / Un > 1,1
Leitung				
zul. Dauerstrombelastbarkeit Iz	I / Iz	< 0,8	0,8 < I / Iz < 0,9	> 0,9
Transformator				
Bemessungsscheinleistung SrT	S / SrT	< 0,8	0,8 < S / SrT < 0,9	> 0,9
NS-Schaltanlage				
Leitung				
zul. Dauerstrombelastbarkeit Iz	I / Iz	< 0,8	0,8 < I / Iz < 0,9	> 0,9
Sammelschiene				
Bemessungsstrom Ir	I / Ir	< 0,8	0,8 < I / Ir < 0,9	> 0,9
Bemessungskurzzeitstrom Icw	Ikss / Icw	< 0,9	0,9 < Ikss / Icw < 1,0	> 1,0
Bemessungsstoßstrom Ip	ip / Ip	< 0,9	0,9 < ip / Ip < 1,0	> 1,0
Spannungsfall Un	U / Un	0,95 < U / Un < 1,05		U / Un < 0,95 U / Un > 1,05
Leitungen von NSHV zu USV				
zul. Dauerstrombelastbarkeit Iz	I / Iz	< 0,8	0,8 < I / Iz < 0,9	> 0,9

- **Sonderfall T4-FMPA**

Im Zuge der Erweiterung der Trafostation der FMPA wird für die Einspeisung des BHKWs der baugleiche Transformator des Bestandstransformators und der Schaltanlage verwendet. Die Bewertungskriterien dienen lediglich zur Beurteilung, ob dieser Transformatortyp bzw. die Schaltanlage auch für die Einspeisung des BHKWs ausreichend ist oder ob eine höhere Dimensionierung stattfinden muss.

- **Sonderfall Batteriespeicher**

Der Batteriespeicher wird mit dem vom Hersteller empfohlenen Transformatortyp kalkuliert. Des Weiteren wird für den Batteriespeicher eine neue Trafostation berücksichtigt.

6.6 Bewertung

Die Ergebnisse der Lastfluss- und Kurzschlussrechnung werden anhand der Bewertungskriterien untersucht. Kritische Betriebsmittel sind zu ermitteln. Daraus werden Ertüchtigungsmaßnahmen Betriebsmittel abgeleitet.

6.6.1 Lastflussrechnung

Das Netzbild und die zugehörigen Ergebnisboxen der Lastflussrechnung aus *DigSILent PowerFactory* sind im Anhang enthalten:

- Lastflussrechnung Szenario a1): Anlage A0.01 (auf USB-Stick)
- Lastflussrechnung Szenario a2): Anlage A0.02 (auf USB-Stick)
- Lastflussrechnung Szenario a3): Anlage A0.03 (auf USB-Stick)
- Lastflussrechnung Szenario b): Anlage A0.04 (auf USB-Stick)
- Lastflussrechnung Szenario c): Anlage A0.05 (auf USB-Stick)
- Lastflussrechnung Szenario d): Anlage A0.06 (auf USB-Stick)
- Lastflussrechnung Szenario e): Anlage A0.07 (auf USB-Stick)
- Lastflussrechnung Szenario f1): Anlage A0.08 (auf USB-Stick)
- Lastflussrechnung Szenario f2): Anlage A0.09 (auf USB-Stick)
- Lastflussrechnung Szenario g): Anlage A0.10 (auf USB-Stick)

Die Ergebnismatrix der Lastflussrechnung der Szenarien a1) – g) ist in Tabelle 6-14 dargestellt.

Tabelle 6-14: Ergebnisse Lastflussrechnung

	a1)	a2)	a3)	b)	c)	d)	e)	f1)	f2)	g)
MS-Schaltanlage										
Sammelschiene										
Bemessungsstrom Ir										
Spannungsfall Un										
Leitung										
zul. Dauerstrombelastbarkeit Iz										
Transformator										
Bemessungsscheinleistung SrT										
NS-Schaltanlage										
Leitung										
zul. Dauerstrombelastbarkeit Iz										
Sammelschiene										
Bemessungsstrom Ir										
Spannungsfall Un										
Leitungen von NSHV zu USV										
zul. Dauerstrombelastbarkeit Iz										

In den Szenarien b) – g) treten bei der Lastflussrechnung keine Grenzwertverletzungen auf.

In den folgenden Tabellen werden die kritischen Betriebsmittel der Szenarien a1) – a3) erläutert.

- **Szenario a1)**

In Tabelle 6-15 sind die kritischen Betriebsmittel von Szenario a1) dargestellt.

Tabelle 6-15: Bewertung kritischer Betriebsmittel, Szenario a1)

Betriebsmittel	Bezeichnung	Schlussfolgerung
Auslastung Transformator	T12-TR1, -TR2 (83 %)	- eingeschränkter Betrieb möglich - eingeschränkter Zubau möglich (Gefahr der Überlastung)

- **Szenario a2)**

In Tabelle 6-16 sind die kritischen Betriebsmittel von Szenario a2) dargestellt.

Tabelle 6-16: Bewertung kritischer Betriebsmittel, Szenario a2)

Bewertung	Betriebsmittel	Schlussfolgerung
Auslastung Transformator	T7-TR1, -TR2 (89 %)	- eingeschränkter Betrieb möglich - eingeschränkter Zubau möglich (Gefahr der Überlastung)
Auslastung Transformator	T12-TR1, -TR2 (169 %) T13-TR1, -TR2, -TR3 (113 %)	- unzulässiger Betrieb, Kupplung nicht möglich bei einseitiger Trafoeinspeisung auf NSHV
Spannungsabfall NS-Sammelschiene	T12-NSHV1, -NSHV2 (5,2 %)	- unzulässiger Betrieb, Kupplung nicht möglich bei einseitiger Trafoeinspeisung auf NSHV
Auslastung Kabel Trafo – NS-SS	T12-K11, -K12 (134 %) T7-K11, -K12 (111 %)	- unzulässiger Betrieb, Kupplung nicht möglich bei einseitiger Trafoeinspeisung auf NSHV

- **Szenario a3)**

In Tabelle 6-17 sind die kritischen Betriebsmittel von Szenario a3) dargestellt.

Tabelle 6-17: Bewertung kritischer Betriebsmittel, Szenario a3)

Betriebsmittel	Bezeichnung	Schlussfolgerung
Auslastung Transformator	T12-TR1, -TR2 (83 %)	- eingeschränkter Betrieb möglich - eingeschränkter Zubau möglich (Gefahr der Überlastung)

6.6.2 Kurzschlussrechnung

Das Netzbild und die zugehörigen Ergebnisboxen für den dreipoligen Kurzschluss sind im Anhang enthalten:

- Kurzschlussrechnung Szenario h): Anlage A0.11 (auf USB-Stick)
- Kurzschlussrechnung Szenario i): Anlage A0.12 (auf USB-Stick)
- Kurzschlussrechnung Szenario j): Anlage A0.13 (auf USB-Stick)

Die Ergebnismatrix der Kurzschlussrechnung der Szenarien h) und i) ist in Tabelle 6-18 dargestellt.

Tabelle 6-18: Ergebnisse Kurzschlussrechnung

	Szenario		
	h)	i)	j)
MS-Schaltanlage			
Sammelschiene			
Bemessungskurzeitstrom Icw			
Bemessungsstoßstrom Ip			
NS-Schaltanlage			
Sammelschiene			
Bemessungskurzzeitstrom Icw			
Bemessungsstoßstrom Ip			

Im Mittelspannungsnetz kommt es zu keiner Grenzwertverletzung.

In den folgenden Tabellen werden die kritischen Betriebsmittel der Szenarien h) – j) erläutert.

- **Szenario h)**

In Tabelle 6-19 sind die kritischen Betriebsmittel von Szenario h) dargestellt.

Tabelle 6-19: Bewertung kritischer Betriebsmittel, Szenario h)

Betriebsmittel	Bezeichnung	Schlussfolgerung
Thermische Kurzschlussfestigkeit (NSHV)	T6 (95 %) T10 (90 %)	- eingeschränkter Betrieb möglich
Thermische Kurzschlussfestigkeit (NSHV)	T1, T4 (145 %) T2, T3, T7, T11 (140 %) T5 (135 %)	- unzulässiger Betrieb, Anlagenertüchtigung notwendig
Mechanische Kurzschlussfestigkeit (NSHV)	T2.2 (135 %) T1, T4 (120 %) T3, T11 (115 %) T2, T5, T7 (110 %)	- unzulässiger Betrieb, Anlagenertüchtigung notwendig

Im Anhang 13.48 (Abbildung 13-99) befindet sich eine vereinfachte Darstellung der Kurzschlusswerte.

- **Szenario i)**

In Tabelle 6-20 sind die kritischen Betriebsmittel von Szenario i) dargestellt.

Tabelle 6-20: Bewertung kritischer Betriebsmittel, Szenario i)

Betriebsmittel	Bezeichnung	Schlussfolgerung
Thermische Kurzschlussfestigkeit (NSHV)	T6 (95 %) T10 (90 %)	- eingeschränkter Betrieb möglich
Thermische Kurzschlussfestigkeit (NSHV)	T1, T4 (145 %) T2, T3, T7, T11 (140 %) T5 (135 %)	- unzulässiger Betrieb, Anlagenertüchtigung notwendig
Mechanische Kurzschlussfestigkeit (NSHV)	T2.2 (135 %) T1, T4 (120 %) T3, T11 (115 %) T2, T5, T7 (110 %)	- unzulässiger Betrieb, Anlagenertüchtigung notwendig

Im Anhang 13.48 (Abbildung 13-100) befindet sich eine vereinfachte Darstellung der Kurzschlusswerte.

- **Szenario j)**

In Tabelle 6-21 sind die kritischen Betriebsmittel von Szenario j) dargestellt.

Tabelle 6-21: Bewertung kritischer Betriebsmittel, Szenario j)

Betriebsmittel	Bezeichnung	Schlussfolgerung
Thermische Kurzschlussfestigkeit (NSHV)	T6 (95 %)	- eingeschränkter Betrieb möglich
Thermische Kurzschlussfestigkeit (NSHV)	T1 (270 %) T2. T3, T7 (265 %) T5 (255 %) T11 (210 %) T4, T10 (145 %)	- unzulässiger Betrieb, Anlagenertüchtigung notwendig
Mechanische Kurzschlussfestigkeit (NSHV)	T1 (230 %) T2, T3, T7, T11 (210 %) T5 (205 %) T10 (140 %) T2.2 (135 %) T4 (120 %)	- unzulässiger Betrieb, Anlagenertüchtigung notwendig

Im Anhang 13.48 (Abbildung 13-101) befindet sich eine vereinfachte Darstellung der Kurzschlusswerte.

6.6.3 Erforderliche Maßnahmen zur Realisierung der Ausbaustufen

Die Erkenntnisse aus der Lastfluss- und Kurzschlussrechnung können mit den folgenden Aussagen zusammengefasst werden:

- Überlastung der Transformatoren in T12 und T13 und der NS-Trafokabel in T7 und T12 bei gekuppelter NS-Sammelschiene und einseitiger Trafoeinspeisung
- zu hoher Spannungsabfall an der NS-Sammelschiene in T12 bei gekuppelter NS-Sammelschiene und einseitiger Trafoeinspeisung
- thermische und mechanische Kurzschlussfestigkeit für NS-Sammelschienen in T1, T2, T3, T4, T5, T7, T10, T11 nicht gegeben

Basierend auf diesen Erkenntnissen bestehen folgende Möglichkeiten zur Lösung dieser Probleme:

a) Gegenseitige Verriegelung der NS-Leistungsschalter der kritischen Trafostationen
b) Ertüchtigung der NS-Schaltanlagen

Es werden lediglich Ertüchtigungsmaßnahmen vorgestellt, die für die Belange der Studie von Bedeutung sind. Das betrifft jene Trafostationen bzw. Schaltanlagen, über die neue EZA eingespeist werden. Die relevanten Trafostationen sind in Tabelle 6-22 dargestellt. Neben den Ist-Werten sind die unter Berücksichtigung der Ergebnisse der KSR aus Szenario j) ermittelten Soll-Werte der neuen Schaltanlagen aufgezeigt.

Tabelle 6-22: Ist- und Soll-Werte der für die Ausbaustufen relevanten Schaltanlagen

		Ist-Wert		Szenario j)		Soll-Wert	
Trafostation	**Fehlerstelle**	**I_{PK} [kA]**	**I_{CW} [kA]**	**I_P [kA]**	**Ik'' [kA]**	**I_{PK} [kA]**	**I_{CW} [kA]**
=T1	NSHV1	40	16	91	43	110	50
	NSHV2	40	16	91	43	110	50
=T2	NSHV1	40	16	85	42	110	50
	NSHV2	40	16	85	42	110	50
=T3	NSHV1	40	16	85	42	110	50
	NSHV2	40	16	85	42	110	50
=T4	NSHV1	40	16	48	23	55	30
=T5	NSHV1	40	16	82	41	110	50
	NSHV2	40	16	82	41	110	50
=T6	NSHV1	40	16	30	15	35	20
=T7	NSHV1	40	16	85	42	110	50
	NSHV2	40	16	85	42	110	50

In Tabelle 6-23 sind die nötigen Ertüchtigungsmaßnahmen für die relevanten Anlagen festgehalten und deren Investition (gesamt und pro Ausbaustufe) dargestellt. Grundlage der Auslegung der neuen Schaltanlagen ist Szenario j). Für die Einspeisung des BHKWs ist ein neuer Transformator sowie eine dazugehörige Schaltanlage berücksichtigt (T4-FMPA).

Tabelle 6-23: Maßnahmen zur Ertüchtigung der NS-Schaltanlagen

Trafostation	Maßnahme	Investition [T€]	AS 1	AS 2	AS 3	AS 4
T1	2x neue NSHV (min. Icw=50 kA, Ipk=110 kA)	50		x	x	x
T2	2x neue NSHV (min. Icw=50 kA, Ipk=110 kA)	50	x	x	x	x
T3	2x neue NSHV (min. Icw=50 kA, Ipk=110 kA)	50			x	x
T4	2x neue NSHV (min. Icw=30 kA, Ipk=55 kA) 1x neuer Trafo	80		x	x	x
T5	2x neue NSHV (min. Icw=50 kA, Ipk=110 kA)	50				x
T6	1x neue NSHV (min. Icw=20 kA, Ipk=35 kA)	40		x	x	x
T7	2x neue NSHV (min. Icw=50 kA, Ipk=110 kA)	50		x	x	x
Gesamt [T€]			50	270	320	370

7 Leittechnik

In diesem Kapitel wird die Einbindung der neuen EZA und Technologien des *BTU-SmartCampus* in eine zentrale Leittechnik untersucht. Die Betrachtungen bauen auf der bestehenden Infrastruktur des *EVH-MicroGrid* auf. Ziele dieses Kapitels sind:

- die Erstellung eines Mengengerüstes für Leittechnikkomponenten des *BTU-SmartCampus*,
- die Überprüfung der Kapazität der bestehenden Leittechnik des *EVH-MicroGrid*,
- die Kostenabschätzung für die Integration der neuen Komponenten des *BTU-SmartCampus*.

Der Aufbau des Kapitels ist in Abbildung 7-1 dargestellt.

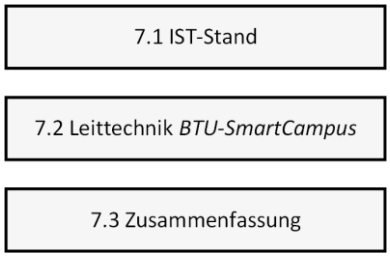


Abbildung 7-1: Kapitelübersicht Leittechnik

Zunächst wird in Kapitel 7.1 der IST-Zustand des Datennetzes und die Leittechnikstruktur des *EVH-MicroGrid* erläutert.

In Kapitel 7.2 werden Aspekte der Leittechnik des neuen *BTU-SmartCampus* diskutiert. Die notwendigen Änderungen zur Anpassung der Infrastruktur des *EVH-MicroGrid* zur Erweiterung in den *BTU-SmartCampus* stehen im Fokus.

In Kapitel 7.3 wird eine Zusammenfassung gegeben und eine Kostenkalkulation pro Ausbaustufe für die Leittechnik erstellt.

7.1 IST-Stand

Zunächst wird das primäre und redundante Datennetz der BTU erläutert. Dieses Netz wird verwendet, um die Daten von den Messstellen der einzelnen Gebäude bzw. neuen Komponenten zur zentralen Leittechnik übertragen zu können.

Da die Leittechnik des zukünftigen *BTU-SmartCampus* auf der Leittechnik des bestehenden *EVH-MicroGrid* aufsetzen soll, wird anschließend der IST-Stand des *EVH-MicroGrid* vorgestellt.

7.1.1 Primäres und redundantes Datennetz

In Abbildung 7-2 ist das primäre (grün) und redundante Datennetz (rot) (Stand: 2014) der BTU dargestellt.

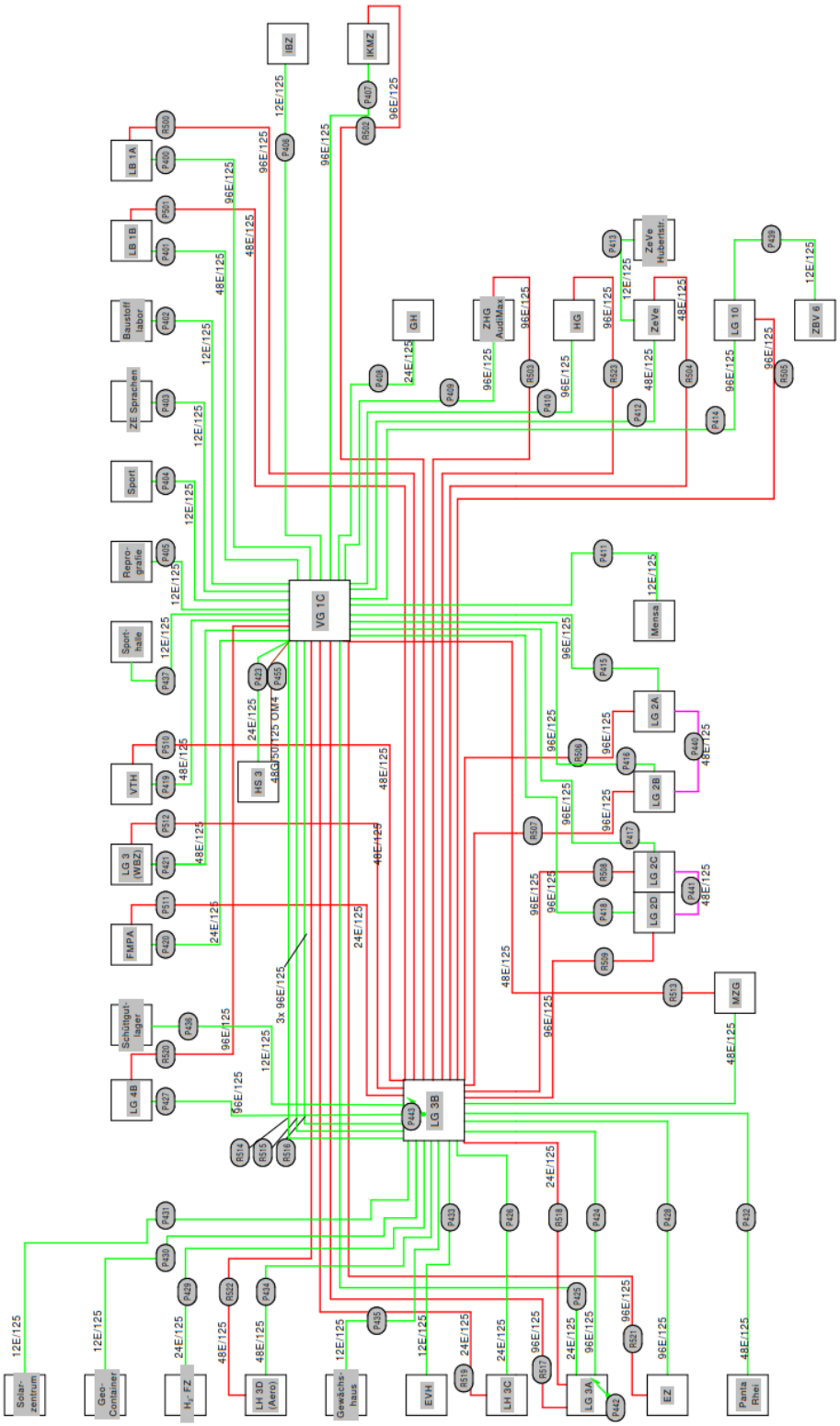


Abbildung 7-2: Übersichtsplan Datennetz

Es ist zu erkennen, dass:

- jedes Gebäude der BTU über eine Primäranbindung (grün, LWL) im Datennetz angebunden ist,
- größtenteils redundante Verbindungen (rot, LWL) vorhanden sind und
- LG2D und LG2C sowie LG2B und LG2A zusätzlich untereinander verbunden sind (violett, LWL).

Zusätzlich sind alle bestehenden Trafostationen in einem LWL-Ring miteinander verbunden.

7.1.2 Leittechnikstruktur im *EVH-MicroGrid*

Grundlage der Leittechnik des *BTU-SmartCampus* ist das Netz des bestehenden *EVH-MicroGrid*. In Abbildung 7-3 ist die vereinfachte Darstellung der Leittechnikstruktur des *EVH-MicroGrid* dargestellt.

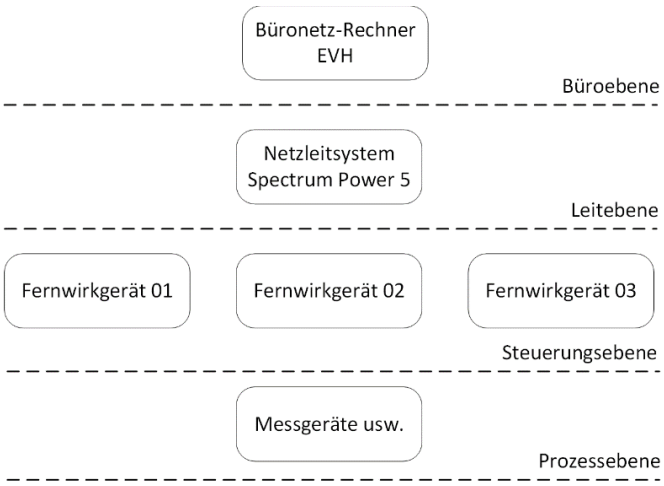


Abbildung 7-3: Leittechnikstruktur *EVH-MicroGrid*

In Tabelle 7-1 sind die Komponenten der einzelnen Ebenen aufgeführt.

Tabelle 7-1: Komponenten der Ebenen

Ebene	Komponenten
Büroebene	- Anbindung Büro EVH - Büronetzarchiv - Anbindung via Firewall (Cisco ASA 5505)
Leitebene	- Spectrum Power 5 - Datenbank - Bedienarbeitsplätze - Anbindung Web-UI - Prozessankopplung
Steuerungsebene	- Fernwirkgerät 01: Prozesssteuerung *EVH-MicroGrid* (Strom) - Fernwirkgerät 02: Prozesssteuerung Wärme- u. Kältetechnik - Fernwirkgerät 03: Messdatenerfassung Campus-Stromnetz - Energiemanagementsystem Ladesäulenpark - Anbindung Komponenten *EVH-MicroGrid* (BHKW, PV, usw.)
Prozessebene	- DIRIS Messgeräte - Messstellen für Komponenten des *EVH-MicroGrid* (BHKW, PV, usw.) - Ladesäulen des bestehenden Ladesäulenparks

7.2 Leittechnik *BTU-SmartCampus*

Im Folgenden werden die notwendigen Maßnahmen zur Integration der Komponenten des *BTU-SmartCampus* in die bestehende Leittechnik erläutert. Die Auswirkungen der neuen Datenpunkte der Messstellen sollen für alle Ebenen untersucht werden (siehe Abbildung 7-4).

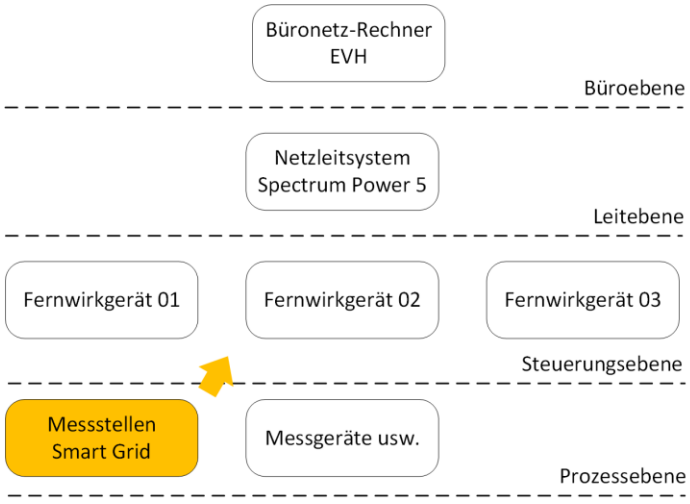


Abbildung 7-4: Grundlage Leittechnikstruktur *BTU-SmartCampus*

7.2.1 Prozessebene: Messstellen

Für die Integration in die Leittechnik müssen die Daten der neuen Komponenten über Messstellen erfasst werden. Messstellen für folgende Elemente des *BTU-SmartCampus* müssen konfiguriert werden:

- PV-Anlagen (exkl. FMPA und FZ3H)
- neues BHKW
- Zentraler Batteriespeicher
- Wasserstofftankstelle
- sonstige Komponenten

Für das BHKW, den Batteriespeicher und die Wasserstofftankstelle sind diese Messstellen bereits in den Anlagen integriert, so dass keine speziellen Vorrichtungen angebracht werden müssen. Über ein Datenkabel werden die Daten in den Einspeisepunkten (in den Trafostationen) eingesammelt.

Für die sonstigen Komponenten wird keine Datenanbindung an eine zentrale Leittechnik realisiert, da diese Komponenten wie bspw. der *Windtree* als Showcase-Objekt eingesetzt und nicht zentral erfasst werden.

- **PV-Anlagen**

Aufgrund der dezentralen Anordnung der PV-Anlagen und der Entfernung zu den Einspeisepunkten müssen für diese Anlagen spezielle Verteilerkästen in der Nähe der Wechselrichter angebracht werden. In Abbildung 7-5 ist ein Muster eines solchen Kabelverteilers dargestellt.

Die Kästen benötigen eine externe Spannungsversorgung aus einer Gebäudeunterverteilung.

Die Strommessung erfolgt über einen Kabelumbauwandler am AC-Abgang der Wechselrichter. Es wird vorausgesetzt, dass die Kabel der AC-Abgänge der Wechselrichter verbunden und in einer Ableitung zum Einspeisepunkt (bspw. HV) geführt werden. Optional kann diese Verbindung auch im dargestellten Kabelverteiler mithilfe von Klemmen und einer zusätzlichen Hutschiene erfolgen.

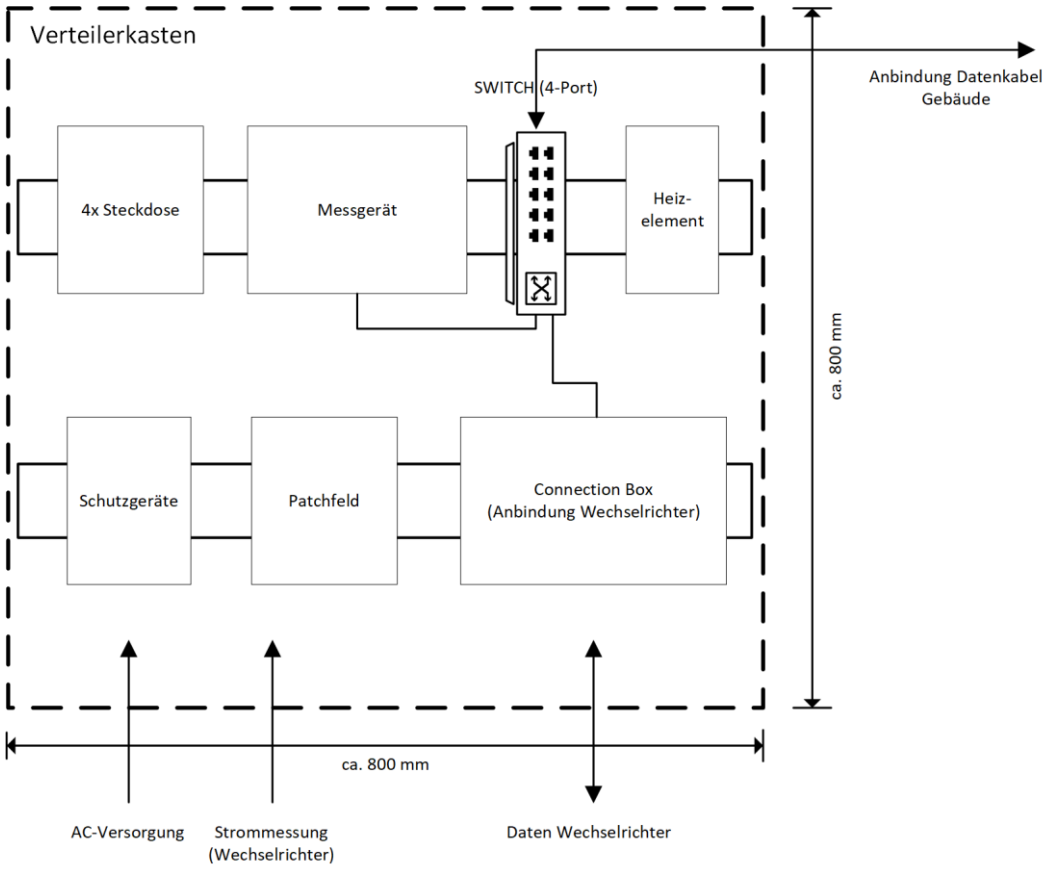


Abbildung 7-5: Muster Kabelverteiler (Daten)

Der Kabelverteiler enthält die in Tabelle 7-2 dargestellten Komponenten. Zusätzlich werden Abschätzungen zu den Kosten der Elemente des Kabelverteilers getätigt.

Tabelle 7-2: Kosten Kabelverteiler (Daten)

Komponente	Aufgabe	Investition [T€]
Gehäuse	- Schutzfunktion (IP 65)	0,5
4x Steckdose	- Spannungsversorgung für Einbaugeräte (+ Reserve)	0,05
Messgerät	- Datenerfassung Wechselrichter-Abgang	0,5
Switch (4 Ports)	- Einsammlung Daten Messgerät und Connection Box	0,15
Heizelement	- Regulierung der Temperatur im Verteiler	0,05
Schutzgeräte	- Sicherung für Spannungsmessung - Geräte-Sicherungen	0,2
Patchfeld	- Geräteanbindungen	0,05
Connection Box	- Anschluss Daten Wechselrichter	0,8
Kabelumbauwandler	- Strommessung am Wechselrichter-Abgang	0,1
Sonstiges	- Kleinmaterial, 24V-DC-Netzteil	0,1
Gesamt		**2,5**

- **Anbindung der Messstellen an das Datennetz**

Die Informationen der Wechselrichter, des BHKWs, des zentralen Batteriespeichers, der Wärmemesszähler und der Wasserstofftankstelle müssen an das Datennetz angeschlossen werden (siehe Kapitel 7.1.1).

In Tabelle 7-3 sind die Einspeisepunkte der jeweiligen Komponente, nach Ausbaustufe sortiert, zugeordnet. Da die genaue Lage der Daten-Einspeisepunkte im Verlauf der Studie nicht ermittelt wurde, werden Abschätzungen zur Länge gemacht. Zur Anbindung an das Datennetz ist ein Umsetzer nötig. Zusammen mit den pauschal angenommenen Kosten für die Verkabelung ergibt sich die Investitionssumme für die Datennetzanbindung. Aufgrund des längen Kabelwegs der Freiflächenanlage und Parkplätze fallen zusätzliche Verlegekosten an.

Tabelle 7-3: Einspeisepunkte in das primäre bzw. redundante Datennetz

Ausbau-stufe	Komponente	Länge vom Dach zum Einspeisepunkt [m]	Einspeisepunkt Daten	Anbindung Einspeisepunkt	RJ45/LWL-Umsetzer + Kabel [T€]
AS 1	WR PV (FMPA)	–	–	–	
	WR PV (FZ3H)	–	–	–	
	WR PV (LH3D)	50	LH3D	2x 48E/125	4
	WR PV (Freifläche)	50	Solarzentrum	12E/125	7
	Wärmemesszähler	–	–	–	
AS 2	WR PV (Parkplatz 2)	50	Sporthalle	12E/125	7
	WR PV (Parkplatz 3)				
	WR PV (HG)	60	Hauptgebäude	2x 96E/125	4
	WR PV (Mensa)	60	Mensa	12E/125	4
	WR PV (AZFD)	60	Gewächshaus	12E/125	4
	BHKW	60	T4-FMPA	2x 24E/125	4
	ZBS	60	T4-FMPA	2x 24E/125	4
AS 3	WR PV (Parkplatz 1)	50	Geo-Container	12E/125	7
	WR PV (LG3B)	50	LG3B	Campus-Verteiler	4
	WR PV (LG3A)	60	LG3A	2x 24E/125 2x 96E/125	4
	Wasserstofftankstelle	50	T2-H2Halle	Ring	3
AS 4	WR PV (LG2D)	50	LG2D	2x 96E/125	4
	WR PV (LG2D Anbau)				
	WR PV (LG2C)				
	WR PV (LG2C Anbau)				
	WR PV (LG2B)	50	LG2B	2x 96E/125	4
	WR PV (LG2B Anbau)				
	WR PV (LG2A)				
	WR PV (LG2A Anbau)				
	WR PV (GH)	30	Großer Hörsaal	24E/125	4
	WR PV (Audimax)	50	ZHG/Audimax	2x 96E/125	4
	WR PV (Sporthalle)	50	Sporthalle	12E/125	4
	WR PV (MZG)	50	Mehrzweckgeb.	2x 48E/125	4

Die Wärmemesszähler sind bereits in die Gebäudeleittechnik integriert und müssen aus dieser in die zentrale Leittechnik gebracht werden. Hierzu ist eine Umprogrammierung notwendig (siehe Kapitel 4.2.3).

Da die Trafostationen untereinander via LWL angebunden sind, können das BHKW, der zentrale Batteriespeicher und die Wasserstofftankstelle in der Trafostation an das Datennetz angeschlossen werden.

7.2.2 Steuerungsebene: Fernwirkgeräte

Für die Steuerungsebene ist entscheidend, ob die bestehende Struktur aus drei verschiedenen Fernwirkgeräten genügend Kapazität zur Weiterverarbeitung der neuen Datenpunkte aus den Messstellen hat. Die Fernwirkgeräte haben folgende Aufgaben:

- Datenpunkte einsammeln
- Daten maskieren
- zusammenfassen
- Umwandlung in Protokoll IEC 60870-5-104

Eine Übersicht der neu zu berücksichtigen Datenpunkte ist in Tabelle 7-4 dargestellt. Die Abschätzung der Anzahl der Wechselrichter basiert auf der Annahme, dass – wie in der FMPA – 15-kW-Wechselrichter eingesetzt werden. Die genaue Anzahl der Wechselrichter ist in den Ausführungsplanungen zu ermitteln. Die Ermittlung der Datenpunktmenge basiert ebenfalls aus Angaben aus dem *EVH-MicroGrid*.

Tabelle 7-4: Datenpunkte nach Ausbaustufen

Ausbaustufe	Komponente	Anzahl Wechselrichter (Abschätzung)	Datenpunkte (schreiben)	Datenpunkte (lesen)	Datenpunkte (gesamt)
AS 1	PV (FMPA)	7	252	35	287
	PV (FZ3H)	2	72	10	82
	PV (LH3D)	5	180	25	205
	PV (Freifläche)	16	576	80	656
	Wärmemesszähler	–	–	–	108
AS 2	PV (Parkplatz 2)	10	360	50	410
	PV (Parkplatz 3)				
	PV (HG)	11	396	55	451
	PV (Mensa)	9	324	45	369
	PV (AZFD)	4	144	20	164
	BHKW	–	–	–	100
	ZBS	–	–	–	100
AS 3	PV (Parkplatz 1)	8	288	40	328
	PV (LG3B)	9	324	45	369
	PV (LG3A)	16	576	80	656
	Wasserstofftankstelle	–	–	–	40
AS 4	PV (LG2D)	2	72	10	82
	PV (LG2D Anbau)	1	36	5	41
	PV (LG2C)	1	36	5	41
	PV (LG2C Anbau)	1	36	5	41
	PV (LG2B)	2	72	10	82
	PV (LG2B Anbau)	1	36	5	41
	PV (LG2A)	2	72	10	82
	PV (LG2A Anbau)	1	36	5	41
	PV (GH)	1	36	5	41
	PV (Audimax)	9	324	45	369
	PV (Sporthalle)	3	108	15	123
	Mehrzweckgeb.	4	144	20	164
GESAMT					**ca. 6.000**

Aktuell sind drei Fernwirkgeräte in der Steuerungsebene angesiedelt:

- Fernwirkgerät 01: Prozesssteuerung *EVH-MicroGrid* (Strom)
- Fernwirkgerät 02: Prozesssteuerung Wärme- und Kältetechnik
- Fernwirkgerät 03: Messdatenerfassung Campus-Stromnetz

Die Erweiterung der Fernwirkgeräte ist nicht sinnvoll, da

- sie als geschlossene Einheit fungieren,
- Erweiterungen einen hohen Programmieraufwand beinhalten,
- die Kapazität begrenzt ist,
- die Anzahl der neuen Datenpunkte ca. 6.000 beträgt.

Daher ist der Zubau von neuen Fernwirkgeräten empfehlenswert. In Abbildung 7-6 ist eine Variante mit zwei neuen Fernwirkgeräten dargestellt. Fernwirkgerät 04 übernimmt die Datenerfassung der PV-Anlagen, während Fernwirkgerät 05 für die Messdatenerfassung der steuerbaren Lasten zuständig ist.

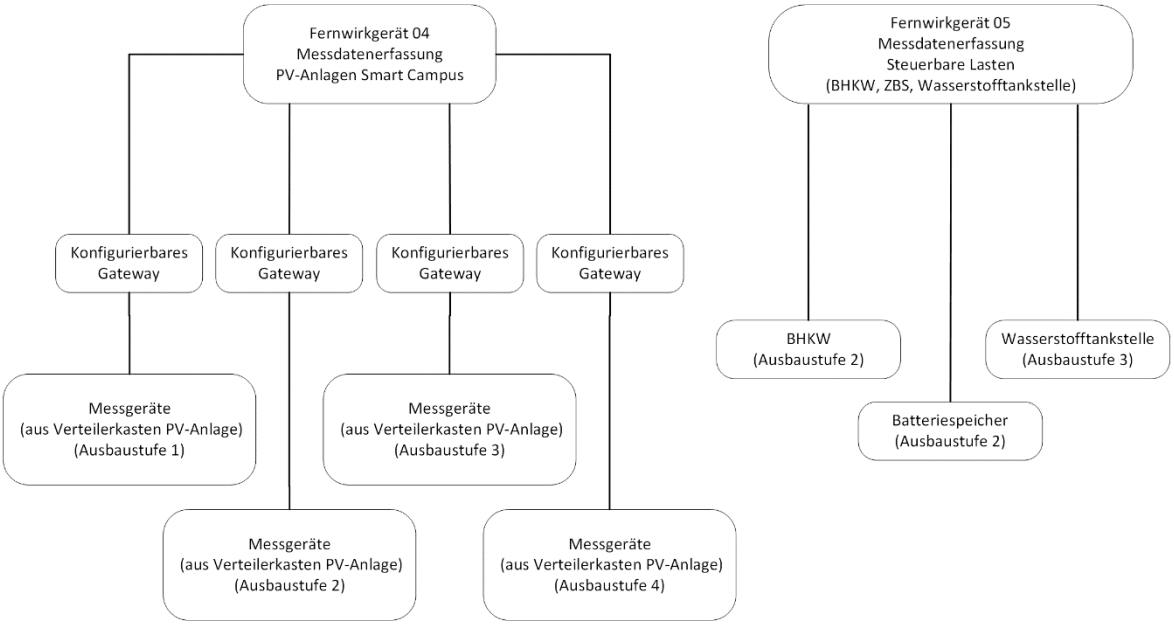


Abbildung 7-6: Konfiguration neuer Fernwirkgeräte

Fernwirkgerät 04 sollte vom selben Typ wie Fernwirkgerät 01 und 02 sein, da dieser Typ eine ausreichende Kapazität für die Aufnahme der Datenpunkte aus den PV-Anlagen aufweist. Für Fernwirkgerät 05 genügt eine kleinere Dimensionierung – in etwa der Größenordnung von Fernwirkgerät 03.

- **Konfigurierbares Gateway**

Als konfigurierbares Gateway sind derzeit Kommunikations-Umsetzer der Firma *Wachendorff* installiert, die als Schnittstelle zwischen den Campusmessgeräten und der Fernwirkgeräte dienen. Die Umsetzer entlasten die Prozessoren der Fernwirkgeräte, da Sie die Datenabfrage der Messgeräte übernehmen. Für das neue Fernwirkgerät zur Messdatenerfassung wird ein Umsetzer pro Ausbaustufe verwendet.

In Tabelle 7-5 sind die Kosten für den Ausbau der Steuerungsebene pro Ausbaustufe dargestellt.

Tabelle 7-5: Kosten Steuerungsebene

Ausbaustufe	Fernwirkgerät CPU1517-3PN/DP [T€]	Fernwirkgerät CPU1512SP/1PN [T€]	Lizenz SIPLUS RIC [T€]	Gateway + Programmierung [T€]	Gesamtinvestition [T€]
AS 1	6	–	2	1	9
AS 2	–	3	2	1	6
AS 3	–	–	–	1	1
AS 4	–	–	–	1	1
Gesamt					**17**

7.2.3 Leitebene: Netzleitsystem

Im *EVH-MicroGrid* wird das *Spectrum Power 5* der Firma *Siemens* als Netzleitsystem verwendet. In diesem System laufen die Daten der Fernwirkgeräte aus der Steuerungsebene zusammen.

Im Rahmen der Studie konnte die tatsächliche Kapazität des Systems nicht ermittelt werden – jedoch bestätigt die Fa. *Siemens*, dass die Kapazität für die angedachten Erweiterungen ausreichend ist. Es sind weitere Untersuchungen vorzunehmen. Folgende Komponenten müssen überprüft werden:

- Leistungsfähigkeit der bestehenden *Real Time Server* zur Echtzeitdatenerfassung
- Kapazität des *Power System Object Server* (Datenbank)
- Bedienarbeitsplätze

Für die Kostenabschätzung wird der Aufwand für die Umprogrammierung des *Spectrum Power 5* mit pauschal 5.000 € pro Ausbaustufe angesetzt.

7.2.4 Büroebene: Datenarchivierung

Von den Büronetzrechnern des Lehrstuhls EVH kann auf ein umfassendes Datenarchiv zurückgegriffen werden. Dabei erfolgt der Datenzugriff ohne auf das Netzleitsystem zuzugreifen, da eine Kopie des Systems erstellt wird.

Für die Bemessung der Kapazität des Archivs ist von Bedeutung, wie lange Daten vorgehalten werden müssen. Aktuell erfolgt nach bspw. einem Monat eine Datenverdichtung, so dass nicht mehr sekündliche Werte, sondern nur Viertelstundenwerte abrufbar sind. Für die neuen Komponenten des *BTU-SmartCampus* wird folgende Datenvorhaltung empfohlen:

Tabelle 7-6: Empfohlene Taktung zur Datenarchivierung

Komponente	Empfohlene Taktung	Eigenschaften
Wechselrichter	sekündlich	- Einspeisespitzen erfassen
BHKW	minütlich	- längerer Anfahrprozess, dann kontinuierlicher Betrieb
Batteriespeicher	sekündlich	- Lastspitzenkappung
Wasserstofftankstelle	minütlich	- längerer Anfahrprozess, dann kontinuierlicher Betrieb

Laut Fa. *Siemens* müssen für das Archiv insgesamt 2 TB (4 TB für Redundanz) neuer Speicher angeschafft werden. Für die Kostenabschätzung für neue Hard- und Software für die Datenarchivierung bzw. zur Umprogrammierung des Systems werden pauschal 2.000 € pro Ausbaustufe angesetzt.

7.3 Zusammenfassung

Für den Aufbau des *BTU-SmartCampus* müssen folgende Änderungen in der Leittechnik vorgenommen werden:

- Prozessebene: Erschließung der Messstellen in das bestehende Datennetz
- Steuerungsebene: Installation von zwei neuen Fernwirkgeräten
- Leitebene: Umprogrammierung des *Spectrum Power 5*
- Büroebene: Umprogrammierung bzw. Erweiterung des Büronetzarchivs

In Tabelle 7-7 sind die Investitionen für die Ebenen und die kumulierten Kosten zusammengetragen.

Tabelle 7-7: Kosten der Leittechnik nach Ebene

		Prozessebene		Steuerungs-ebene	Leit-ebene	Büro-ebene	Alle Ebenen
Ausbau-stufe	**Komponente**	**Kabel-verteiler [T€]**	**RJ45/LWL-Umsetzer + Kabel [T€]**	**Gesamt [T€]**	**Gesamt [T€]**	**Gesamt [T€]**	**Gesamt-investition [T€]**
AS 1	PV (FMPA)	–	–	9	5	2	**30**
	PV (FZ3H)	–	–				
	PV (LH3D)	2,5	4				
	PV (Freifläche)	2,5	7				
	Wärmemesszähler	–	–				
AS 2	PV (Parkplatz 2)	2,5	7	6	5	2	**45**
	PV (Parkplatz 3)						
	PV (HG)	2,5	4				
	PV (Mensa)	2,5	4				
	PV (AZFD)	2,5	4				
	BHKW	–	3				
	ZBS	–	3				
AS 3	PV (Parkplatz 1)	2,5	7	1	5	2	**35**
	PV (LG3B)	2,5	4				
	PV (LG3A)	2,5	4				
	Wasserstofftankst.	–	3				
AS 4	PV (LG2D)	2,5	4	1	5	2	**50**
	PV (LG2D Anbau)						
	PV (LG2C)						
	PV (LG2C Anbau)						
	PV (LG2B)	2,5	4				
	PV (LG2B Anbau)						
	PV (LG2A)						
	PV (LG2A Anbau)						
	PV (GH)	2,5	4				
	PV (Audimax)	2,5	4				
	PV (Sporthalle)	2,5	4				
	PV (MZG)	2,5	4				
Gesamt							**160**

8 Schlussbetrachtung und Kostenkalkulation

Zum Abschluss der Studie werden die Ergebnisse zusammengefasst und eine abschließende Kostenkalkulation der einzelnen Ausbaustufen des *BTU-SmartCampus* wird durchgeführt.

8.1 Fazit

Die Aufgabe der vorliegenden Studie war die Untersuchung, inwieweit und mit welchen Komponenten der bestehende Campus in den *BTU-SmartCampus* umgewandelt werden kann. Basis der Studie ist das bestehende *EVH-MicroGrid*, auf dem das *BTU-SmartCampus* aufsetzen soll.

Zunächst wurde das vorhandene Potential für den Zubau von EZA untersucht. Im Vergleich mit dem Lastgang der BTU konnten anschließend Überschussmengen quantifiziert werden. Darauf aufbauend stehen zahlreiche Anwendungsmöglichkeiten im Bereich der Sektorenkopplung zur Verfügung, die diese Überschüsse verwenden bzw. speichern können.

Nach der Potentialanalyse wurden den verschiedenen Technologien Prioritäten zum Ausbau zugeordnet, die in den Ausbaustufen 1 bis 4 des *BTU-SmartCampus* münden. Die Ausbaustufen waren Bestandteil der Netzberechnung, die den Einfluss auf das Mittel- und Niederspannungsnetz untersucht hat. Auch die Anbindung der neuen Komponenten an eine zentrale Leittechnik wurde anhand der Ausbaustufen untersucht.

Die Potentialanalyse hat ergeben, dass ein Potential für einen Zubau an PV-Anlagen von 2.000 kWp installierter Leistung auf dem Campus vorhanden ist. Des Weiteren ist die Errichtung eines 500 – 600 kVA_{el} BHWKs zur Deckung der Grundlast empfehlenswert. Das geothermische Potential ist nicht erschöpft, es unterliegt aufgrund des großen Aufwandes in der Realisierung einer niedrigeren Priorität zum Zubau.

Bei der Untersuchung der möglichen Anwendungen im Bereich der Sektorenkopplung konnten folgende Handlungsempfehlungen abgeleitet werden:

- Beschaffung eines BTU Fuhrparks für den Ladesäulenpark
- Errichtung eines zentralen Batteriespeichers mit einer Kapazität von mindestens 1.000 kWh und einer Be- bzw. Entladeleistung von 800 kVA
- Errichtung einer kleineren Wasserstofftankstelle
- Errichtung von diversen Anwendungen als EyeCatcher-Objekt

Die Untersuchung des Mittel- bzw. Niederspannungsnetzes hat ergeben, dass zahlreiche Niederspannungs-schaltanlagen ertüchtigt werden müssen, da sie bereits ohne Ausbau zum *BTU-SmartCampus* nicht kurzschlussfest sind. Aufgrund der zusätzlichen Lasten im zukünftigen *BTU-SmartCampus* kann es ebenso zu einer Überlastung einiger Transformatoren kommen.

Im Bereich der Leittechnik müssen im zukünftigen *BTU-SmartCampus* einige Veränderungen auf allen Ebenen durchgeführt werden. Aufgrund der großen Anzahl der Datenpunkte müssen neue Fernwirkgeräte installiert und die Umprogrammierung des Netzleitsystems vorgenommen werden.

Alle Handlungsempfehlungen der Studie werden abschließend in den folgenden Ausbaustufen zusammengefasst. Bei den dargestellten Preisen handelt es sich um Bruttopreise.

8.2 Ausbaustufe 1

In Abbildung 8-1 ist die Kostenkalkulation für Ausbaustufe 1 des *BTU-SmartCampus* dargestellt.

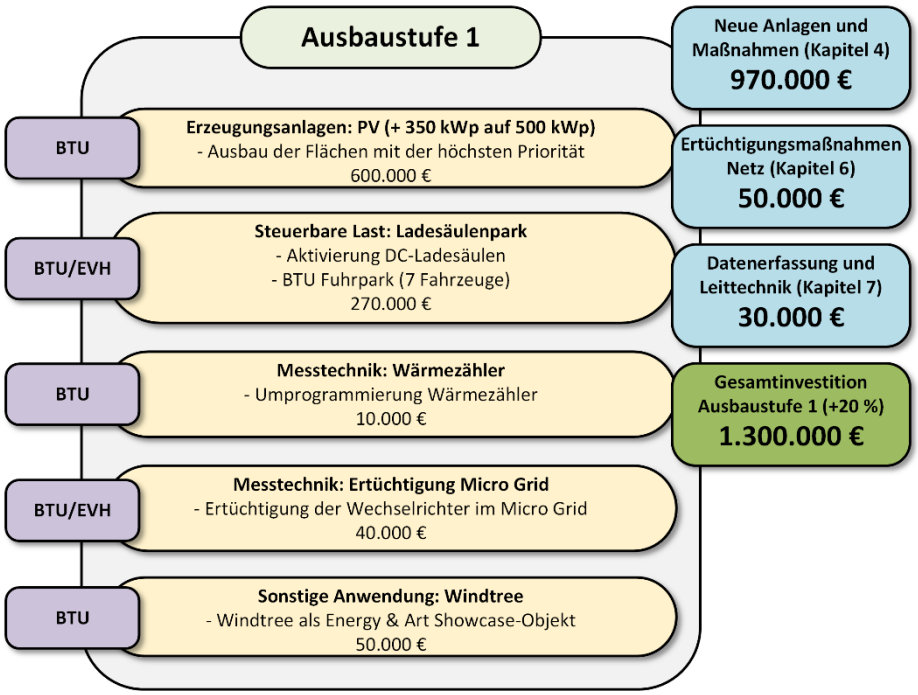


Abbildung 8-1: Ausbaustufe 1 *BTU-SmartCampus*

8.3 Ausbaustufe 2

In Abbildung 8-2 ist die Kostenkalkulation für Ausbaustufe 2 des *BTU-SmartCampus* dargestellt.

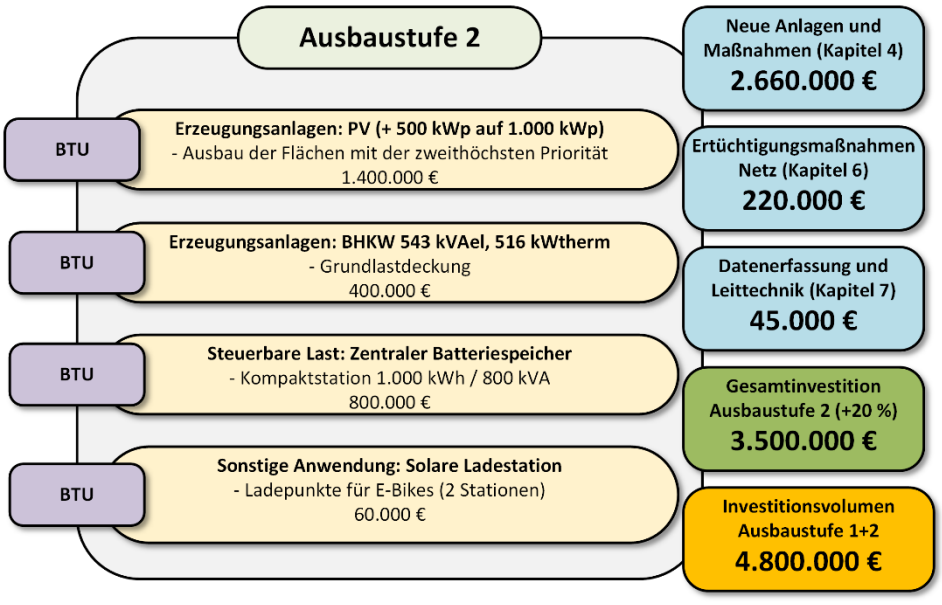


Abbildung 8-2: Ausbaustufe 2 *BTU-SmartCampus*

8.4 Ausbaustufe 3

In Abbildung 8-3 ist die Kostenkalkulation für Ausbaustufe 3 des *BTU-SmartCampus* dargestellt.

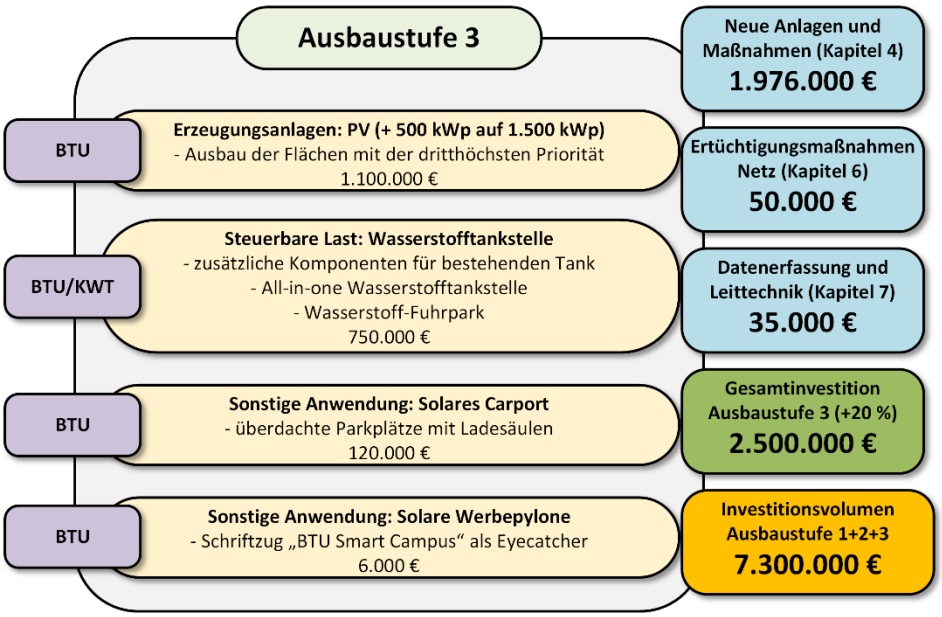


Abbildung 8-3: Ausbaustufe 3 *BTU-SmartCampus*

8.5 Ausbaustufe 4

In Abbildung 8-4 ist die Kostenkalkulation für Ausbaustufe 4 des *BTU-SmartCampus* dargestellt.

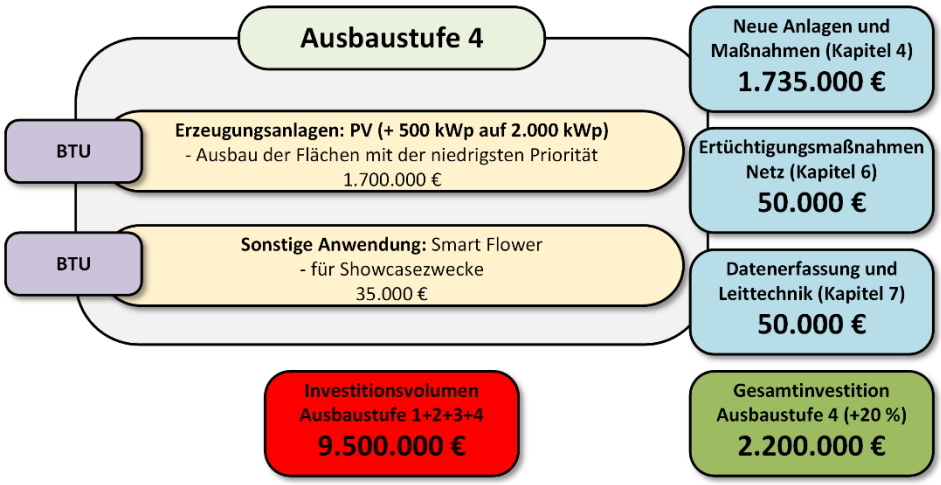


Abbildung 8-4: Ausbaustufe 4 *BTU-SmartCampus*

9 Literaturverzeichnis

[ADA19a] ADAC 2019. *Renault Zoe Facelift: Neuer Akku mit mehr Reichweite, neue Preise.* URL: *https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/autokatalog/marken-modelle/renault/renault-zoe/.* Letzter Aufruf: 21.01.2020

[ADA19b] ADAC 2019. *Smart forfour EQ pulse.* URL: *https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/autokatalog/marken-modelle/smart/forfour/453-facelift/308867/#technische-daten.* Letzter Aufruf: 21.01.2020

[BLA16] Blasius, Erik: *Ein Beitrag zur Netzintegration von Elektrofahrzeugen als steuerbare Lasten und mobile Speicher durch einen Aggregator. 2016*. Dissertation.

[CAR19] C.A.R.M.E.N. e.V. (Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk): *Marktübersicht Batteriespeicher. 2019.* URL: *https://www.carmen-ev.de/files/Sonne_Wind_und_Co/Speicher/Marktübersicht-Batteriespeicher_2019.pdf.* Letzter Aufruf: 13.03.2020

[CEP19] Clean Energy Partnership (CEP): *FAQ – Wesentliche Fragen und Antworten auf einen Blick. 2019.* URL: *https://cleanenergypartnership.de/faq/wasserstoffproduktion-und-speicherung/?scroll=true,* Letzter Aufruf: 07.07.2019

[COT19] Cottbusverkehr: *Wasserstoff in Cottbus – Zukunft des ÖPNV. 2019.* PowerPointPräsentation vom 21.Energietag am 24.05.2019.

[DEG18] DEGERenergie GmbH & Co. KG: *DEGER D60H – D80 – D100. 2018.* URL:*http://www.degerenergie.de/files/pdf/Datenblaetter%20DEGERtracker/Deutsch/DEGER_D-Serie_DE_Datenblatt_2018-12.pdf*. Letzter Aufruf: 10.09.2019

[DEH18] DEHN + Söhne GmbH + Co. KG: *DEHN schützt Photovoltaikanlagen*. 2018. URL: *https://www.dehn.de/sites/default/files/media/files/2018-06/photovoltaikanlagen_ds109_d.pdf*. Letzter Aufruf: 03.04.2020

[DEH19] DEHN + Söhne GmbH + Co. KG: Blitz- und Überspannungsschutz für Photovoltaik-Dachanlagen. 2019. URL: *https://www.dehn.de/sites/default/files/media/files/blitzschutz-ueberspannungsschutz-photovoltaik-dach-wpx029-d.pdf.* Letzter Aufruf: 03.04.2020

[DIE19] Diermann, Ralph: *Schweizer entwickeln Wasserstoff-Tankstelle für zu Hause*. 2019. URL: *https://www.spiegel.de/wissenschaft/technik/wasserstoff-schweizer-entwickeln-wasserstoff-tankstelle-fuer-zuhause-a-1292625.html*. Letzter Aufruf: 20.02.2020

[DLR20] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR): *Institut für CO2-arme Industrieprozesse*. 2019. URL: *https://www.dlr.de/di/desktopdefault.aspx/tabid-13342/23331_read-54008/.* Letzter Aufruf*: 30.03.2020*

[ENE19] www.energie-experten.org: *Aktuelle Preise für Solar-Stromspeicher im Überblick*. 2019. URL: *https://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/photovoltaik/stromspeicher/preise.html.* Letzter Zugriff: 12.03.2020

[EPO19a] E-Port: *E-Port Solar Energy Station.* 2019. URL: *http://www.e-port.at/downloads/ePortFolder2019_deutsch.pdf.* Letzter Zugriff: 12.03.2020

[EPO19b] E-Port: *E-Port Preisliste 19 – E-Port Single, E-Port Twin* 2019. URL: *http://www.e-port.at/downloads/e-port_preisliste.pdf*. Letzter Zugriff: 12.03.2020

[ERT19] Ertex Solartechnik GmbH: *Fassadeninstallation ISO*. 2019. Informationsblatt vom Hersteller

[ERT20] Ertex Solartechnik GmbH: *Leistung und Abschattung in Relation*. 2019. URL: *https://www.ertex-solar.at/produkte/semitransparente-module/* Letzter Aufruf: 03.04.2020

[ESL20] ESL-EMobility: *Walli PC61* – E-Bike Ladestation 2020. URL: *https://esl-emobility.com/de/walli-pc61-e-bike-fahrrad-ladestation-ladesaule-solar-akku-6-schuko-steckdose.html?gclid=Cj0KCQjwmdzzBRC7ARIsANdqRRknDlqzExN7MbPEXOWo4AkJfzRpSbjLM3_xcYVphgGCNnJE8Fx3shYaAiL-EALw_wcB.* Letzter Aufruf: 22.03.2020

[EUP19] EuPD Research & E3/DC GmbH: *Auswahlkriterien für Batteriespeicher*. 2019. URL: *https://www.eupd-research.com/fileadmin/content/download/pdf/Whitepaper/EuPD_Research_Whitepaper_E3DC.pdf*. Letzter Aufruf: 10.01.2020

[FRA20] Fraunhofer ISE: *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. 2020.* URL: *https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf*. Letzter Aufruf: 11.03.2019

[FRA20b] Fraunhofer ISE: *Presseinformation – Startschuss für die Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie IEG. 2020.* URL: *https://www-docs.b-tu.de/presse/public/Aktuelles/2019/pi_ZV_startschuss-fuer-das-fraunhofer-ieg.pdf*. Letzter Aufruf: 30.03.2020

[GOO20] Google Earth: *Diverse Screenshots. 2020.* Geobasis – DE/BKG © 2009, © 2020 Google

[HÄN06] Hänel, Klaus: *Solaroptimiertes Bauen – Neubau der Universitätsbibliothek als solaroptimiertes Gebäude mit minimalem Energiebedarf.* Umweltbericht*. 2006.* URL: *https://www-docs.b-tu.de/umweltmanagement/public/Umwelterkl%C3%A4rung/Umweltbericht_BTU%20CS_2005_06.pdf.* Letzter Aufruf: 07.05.2020

[HÄN16] Hänel, Klaus & Brummack, Sven: *Monitoring für das Energiezentrum der BTU Cottbus. Abschlussbericht. 2016.* URL: *https://doi.org/10.2314/GBV:86781604X.* Letzter Aufruf: 07.05.2020

[H2M19a] H2 Mobility Deutschland GmbH & Co. KG: *Wasserstoffautos – Alle Modelle im Überblick. 2019.* URL: *https://h2.live/wasserstoffautos*. Letzter Aufruf: 10.09.2019

[H2M19b] H2 Mobility Deutschland GmbH & Co. KG: *Übersichtskarte*. 2019. URL: https://h2.live/. Letzter Aufruf: 06.03.20

[HON19] Honda: *Smart Hydrogen Station (SHS) – Packaged Hydrogen Station Unit*. 2019. URL: *https://www.honda.co.jp/smartcommunity/pdf/shs_70PMa_en_190528.pdf.* Letzter Aufruf: 09.03.2020

LITERATURVERZEICHNIS

[HYC18] HyCentA Research GmbH: *Analyse des Betriebsverhaltens einer Power-to-Gas-Anlage mit modularer Hochdruck-PEM-Elektrolyse*. URL: *https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2018/files/lf/Session_F6/762_LF_Sartory.pdf*, Letzter Aufruf: 19.11.19

[IBM19] IBMU GmbH: *Netzberechung Bestand – Erläuterungen, Bewertungen.* 2019. *1.2.00.01 108.001.0.951.x0 Bestand Netzberechnung.pdf*

[LBG20] LBGR Brandenburg: *Geothermieportal*. 2020. URL: *http://www.geo.brandenburg.de/lbgr/geothermie/.* Letzter Aufruf: 08.05.2020

[LIN19] Linde Gas GmbH: *Gaseumrechner*. 2019. URL: *https://www.linde-gas.at/de/services/gaseumrechner/index.html.* Letzter Aufruf: 26.03.2020

[LIN20] Lindemann GmbH & Co. KG: *e-Carport*. 2020. URL: https://www.lindemann-gruppe.de/privatkunden/produkte/carports/ecarport/. Letzter Aufruf: 26.03.2020

[MDT20] MDT-tex: *Solar Carports – Große Sonnenschirme TYP E XXL symmetrisch*. 2020. URL: https://www.mdt-tex.com/de/produkte/solar-canopies/solar-carports/grosse-sonnenschirme-typ-e-xxl. Letzter Aufruf: 27.03.2020

[MUE14] Müller, Teresa: *Die Rolle von Demand Side Management bei der Systemintegration der erneuerbaren Energien.* Enersax Konferenz 2014. URL: *https://tu-dresden.de/bu/wirtschaft/bwl/ee2/ressourcen/dateien/lehrstuhlseiten/ordner_programmes/ordner_projekte/ordner_enersax/abschlusspraesentationen/Mller_DSM.pdf?lang=de* Letzter Aufruf: 18.03.2020

[NEW20] New World Wind: *The Wind Tree.* 2020. URL: *https://newworldwind.com/en/wind-tree/* Letzter Aufruf: 27.03.2020

[NIS18] NISSAN: *Nissan Leaf – Broschüre / Preisliste.* 2018. URL: *https://www-europe.nissan-cdn.net/content/dam/Nissan/de/brochures/pkw/leaf-2018-broschuere-preisliste.pdf.* Letzter Aufruf: 13.02.2020

[NIS19] NISSAN: *Nissan e-NV200 Kastenwagen und Evalia – Broschüre / Preisliste.* 2019. URL: *https://www-europe.nissan-cdn.net/content/dam/Nissan/de/brochures/nutzfahrzeuge/e-nv200-broschuere-preisliste.pdf.* Letzter Aufruf: 13.02.2020

[N2T19] N2telligence: *HYCOGENERATION - Broschüre. 2019.* URL: *https://www.n2telligence.com/documents/n2telligence_hycogeneration_de.pdf*. Letzter Aufruf: 07.07.2019

[NOW18] NOW GmbH: *Einführung von Wasserstoffbussen im ÖPNV; Fahrzeuge, Infrastruktur und betriebliche Aspekte. 2018.* URL: *https://www.starterset-elektromobilität.de/content/1-Bausteine/5-OEPNV/now_leitfaden_einfuehrung-wasserstoffbussse.pdf*. Letzter Aufruf: 07.07.2019

[PVB20] PV-Bikeport: *Ladestation für E-Bikes und E-Roller. 2020.* URL: https://pv-bikeport.de/. Letzter Aufruf: 24.03.2020

LITERATURVERZEICHNIS

[RIE18] Riepe, Sybille: *Wasserstoff-Tankstelle am Flughafen Köln-Bonn.* 2018*.* URL: https://de.wikipedia.org/wiki/Wasserstofftankstelle#/media/Datei:KölnBonn1.jpg Letzter Aufruf: 01.10.2019

[SCH19] Schneider, Robert: *Bestimmung des Arbeitsverhaltens einer 110-kVA-Photovoltaikanlage im Microgrid der BTU Cottbus-Senftenberg.* 2019.

[SHE17] SHELL Deutschland & Wuppertal Institut: *Shell Wasserstoff-Studie. 2017.* Shell Deutschland Oil GmbH. URL: https://www.shell.de/medien/shell-publikationen/shell-hydrogen-study/_jcr_content/par/toptasks_e705.stream/1497968981764/1086fe80e1b5960848a92310091498ed5c3d8424/shell-wasserstoff-studie-2017.pdf. Letzter Aufruf: 03.04.2020

[SEN19] SENEC GmbH: *SENEC.Home V3 – hybrid und hybrid duo. 2019.* URL: *https://senec.com/sites/default/files/2019-08/V3_Technisches_Datenblatt_1.2.pdf* Letzter Aufruf: 12.03.2020

[SIM17] Simple Fuel: *Simple.Fuel. Automotive – Fleet - Industrial. 2017.* URL: *https://www.pdcmachines.com/wp-content/uploads/2019/04/Simple_fuel_brochure_5_SM2.pdf*. Letzter Aufruf: 09.03.2020

[SMA19] Smart Capital Region 2.0 – *Intelligente Energie aus dem Nordosten Deutschlands.* Forschungsprojekt 2017 – 2019. URL: *http://www.smartcapitalregion.de/* Letzter Aufruf: 21.01.2020

[SOL19] Solar- und Haustechnik Alois Baumeister: *Solar-Werbepylonbeleuchtung. 2019.* URL: http://www.solartechnik-shop.de/Solarstrom/Solar-Lampen/Schild-Beleuchtungen/Solar-Werbepylonbeleuchtung. Letzter Zugriff: 27.03.2020

[SOL20] SOL-ENERGY GmbH: E-Bike Ladestation - *SOLeTANK compact. 2020.* URL: *http://sol-energy.at/e-bike-ladestation/*. Letzter Zugriff: 22.03.2020

[SON19] sonnen GmbH: *Technische Daten sonnenBatterie 10. 2019.* URL: https://media.sonnen.de/de/media/62/download/inline. Letzter Zugriff: 12.03.2020

[STE17] Sterner, Michael: *Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration.* 2017*. 2.korrigierte und ergänzte Auflage.* Springer Vieweg.

[STR17] Stratmann, Jens: *Wasserstoff tanken: Unterwegs mit der Brennstoffzelle bei einer Wasserstoff-Tankstelle.* 2017. URL: *https://www.rad-ab.com/2017/11/29/wasserstoff-tanken-unterwegs-mit-der-brennstoffzelle-bei-einer-wasserstoff-tankstelle/*. Letzter Aufruf: 01.10.2019

[STR20] StreetScooter: *StreetScooter. Werkzeuge auf Rädern.* Broschüre 2020. URL: *https://www.streetscooter.com/wp-content/uploads/2019/01/StreetScooter-Broschuere.pdf* Letzter Aufruf: 20.01.2020

[TES19] TESVOLT GmbH: *Powerstorage TPS 2.0 - Datenblatt*. 2019. URL: *https://www.tesvolt.com/templates/tesvolt/files/pdf/Tesvolt_TPS2_TD_DE_A00_a_190401.pdf*, Letzter Aufruf: 19.11.2019

[TUR19] Jehia, Semia & Richter, Jana: *Turbo Fuel Cell 1.0*. 2019. URL: *https://www.b-tu.de/fg-tdtvt/forschungprojekte/forschungsprojekte#c227596.* Letzter Aufruf: 30.03.2020

LITERATURVERZEICHNIS

[WEM20] WEMAG: *WEMAG Batteriespeicher. 2020.* URL: https://www.wemag.com/produkte-gewerbe/batteriespeicher. Letzter Aufruf: 13.03.2020

[YAD20] YADOS GmbH: *Erdgas-Blockheizkraftwerk YADO-KWK EG*. 2020. Broschüre. URL: https://www.yados.de/pdf-katalog/yado-kwk-eg/files/assets/common/downloads/Erdgas-Blockheizkraftwerk-YADO-KWK-EG.pdf Letzter Aufruf: 12.05.2020

[Zap17] Zapf, M.: *Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem. 2017.* Springer Vieweg.

10 Abkürzungsverzeichnis

AEL	Alkalische Elektrolyse
BM	Batteriemanagement
BMS	Batteriemanagementsystem
BHKW	Blockheizkraftwerk
BTU	Brandenburgische Technische Universität
CCS	Combined Charging System
EVC	Energieversorgung Cottbus GmbH
FMPA	Forschungs- und Materialprüfanstalt
FZ	Forschungszentrum
HG	Hauptgebäude
HS	Hörsaal
HV	Hauptverteilung
IBMU	Ingenieurgesellschaft für technische Beratung, Medien und System mbH
LCOS	Levelized Cost of Storage
LG	Lehrgebäude
LH	Laborhalle
LSP	Ladesäulenpark
LSPM	Ladesäulenparkmanagement
MS	Mittelspannung
NS	Niederspannung
NSHV	Niederspannungshauptverteilung
PEM	Polymer-Elektrolyt-Membrane-Elektrolyse
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
PtM	Power-to-Mobility
PV	Photovoltaik
ÜST	Übergabestation
RZ	Rechenzentrum
SoC	State-of-Charge
TS	Timestep
TST	Trafostation
VTH	Verkehrstechnikhalle
ZBS	Zentraler Batteriespeicher
ZHG	Zentrales Hörsaalgebäude

11 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Kapitelübersicht der Studie *BTU-SmartCampus* 3
Abbildung 2-1: Bereinigter Lastgang BTU-Campus 2018 (19.01.2018 – 31.10.2018) 5
Abbildung 2-2: Lastgang BTU (Wärme) (2018) 6
Abbildung 2-3: Lastgang BTU und PV-Erzeugung, 2018 7
Abbildung 3-1: Campusplan Zentralcampus Cottbus (Stand: November 2016) 9
Abbildung 3-2: Verwendete PV-Technologien 11
Abbildung 3-3: Parkplatz 1, 3D-Südansicht (IBC Monosol 320 W) 14
Abbildung 3-4: Parkplatz 2, 3D-Südansicht (IBC Monosol 320 W) 14
Abbildung 3-5: Parkplatz 3, 3D-Südansicht (IBC Monosol 320 W) 14
Abbildung 3-6: Zweiachsige Trackingsysteme nördlicher BTU-Campus (Ansicht aus Süden) 16
Abbildung 3-7: Freiflächenanlagen nördlich des LB4B (Ansicht aus Süden) 17
Abbildung 3-8: Freiflächenanlagen nördlich des Sportplatzes (Ansicht aus Süden) 17
Abbildung 3-9: Schema zur Bestimmung der Überschussmengen 20
Abbildung 3-10: Lastgang BTU, PV-Erzeugung, Residuallast IST-Zustand, 27. Januar 20
Abbildung 3-11: Lastgang BTU, PV-Erzeugung, Residuallast IST-Zustand, 28. Juli 20
Abbildung 3-12: Lastgang BTU, PV-Erzeugung, Residuallast 2.000-kWp-Szenario, 27. Januar 21
Abbildung 3-13: Lastgang BTU, PV-Erzeugung, Residuallast 2.000-kWp-Szenario, 28. Juli 21
Abbildung 3-14: Jahresüberschussmengen pro Szenario 22
Abbildung 3-15: Verhältnis installierter Leistung zu Jahresüberschussmengen 22
Abbildung 3-16: YADO-KWK EG-430 24
Abbildung 3-17: Modulschaltbild mit Wärmeauskopplung 24
Abbildung 3-18: Lastgang BTU 2018 mit BHKW (543 kVA) 25
Abbildung 3-19: Lastgang BTU (Wärme) mit BHKW (2018) 25
Abbildung 3-20: Jahresüberschussmengen pro Szenario (mit und ohne BHKW) 26
Abbildung 3-21: Verhältnis installierte Leistung zu Jahresüberschussmengen (mit und ohne BHKW) 26
Abbildung 3-22: Gewählter Suchpunkt auf dem Campus 27
Abbildung 3-23: Eigenschaften des Suchpunktes 27
Abbildung 4-1: Kapitelübersicht Anwendungen zur Sektorenkopplung 28
Abbildung 4-2: Nutzungspfade Wasserstoff 29
Abbildung 4-3: Wasserstofftankstelle 30
Abbildung 4-4: *Simple Fuel* 30
Abbildung 4-5: Mögliche Standorte einer Wasserstofftankstelle 30
Abbildung 4-6: StreetScooter H2 Panel Van 31
Abbildung 4-7: Produzierbare Wasserstoffmengen im Jahr nach PV-Szenario und Produktionsrate 34
Abbildung 4-8: Nutzungspfade Power-to-Heat / Power-to-Cool 36
Abbildung 4-9: Verbrauchte Wärmeenergie (2018) und PV-Erzeugung (2000-kWp-Szenario) 37
Abbildung 4-10: Nutzungspfade Batteriespeicher 39

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 4-11: Zentraler Batteriespeicher 40
Abbildung 4-12: Dezentrale Batteriespeicher 40
Abbildung 4-13: DC-gekoppelter Batteriespeicher 40
Abbildung 4-14: AC-gekoppelter Batteriespeicher 40
Abbildung 4-15: *Tesvolt Powerstorage TPS 2.0* 41
Abbildung 4-16: *WEMAG WBS 500* 41
Abbildung 4-17: Mögliche Standorte für einen zentralen Batteriespeicher 42
Abbildung 4-18: Anlagenschema zur Einbindung des zentralen Batteriespeichers 42
Abbildung 4-19: 800-kWh-Speicher, 1.400-kWp-Szenario (Juli, August, September) 44
Abbildung 4-20: 2.000-kWh-Speicher, 1.800-kWp-Szenario (Juli, August, September) 45
Abbildung 4-21: Dezentrale Speicherung (Schematische Darstellung eines Gebäudes) 47
Abbildung 4-22: Nutzungspfade Elektromobilität 49
Abbildung 4-23: Bestehender Ladesäulenpark 49
Abbildung 4-24: Kabeloberflurverteiler 49
Abbildung 4-25: Schnellladesäule FMPA 50
Abbildung 4-26: Nahansicht 50
Abbildung 4-27: Vergleich Lastgang und PV-Erzeugung (2.000-kWp-Szenario), 08. Juli – 15. Juli 53
Abbildung 4-28: Einsatz der Power-to-X-Technologien am Wochenende 53
Abbildung 4-29: Ansprechverhalten der Technologien 54
Abbildung 4-30: 2.000-kWh-Speicher, 1.000-kWp-Szenario (Juli, August, September) mit BHKW 56
Abbildung 4-31: Sonstige Anwendungen 57
Abbildung 4-32: PV-Bikeport 57
Abbildung 4-33: SOLeTANK compact 57
Abbildung 4-34: Solar Carport 58
Abbildung 4-35: E-Port Twin 58
Abbildung 4-36: Solar-Werbepylonbeleuchtung 59
Abbildung 5-1: Muster Ausbaustufe *BTU-SmartCampus* 62
Abbildung 5-2: Ausbaustufe 1 *BTU-SmartCampus* 63
Abbildung 5-3: Ausbaustufe 2 *BTU-SmartCampus* 64
Abbildung 5-4: Ausbaustufe 3 *BTU-SmartCampus* 65
Abbildung 5-5: Ausbaustufe 4 *BTU-SmartCampus* 66
Abbildung 6-1: Kapitelübersicht Netzberechnung 67
Abbildung 6-2: Topologie BTU-Campus 68
Abbildung 6-3: Topologie BTU-Campus „BF 1, maximaler Bezug“ 73
Abbildung 6-4: Topologie BTU-Campus „BF 2, maximaler Bezug“ 74
Abbildung 6-5: Topologie BTU-Campus „BF 3, maximaler Bezug“ 75
Abbildung 6-6: Topologie BTU-Campus „BF 3, minimaler Bezug“ 76
Abbildung 6-7: Topologie BTU-Campus „BF 3, minimaler Bezug + AS 1“ 77

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 6-8: Topologie BTU-Campus „BF 3, minimaler Bezug + AS 2“ 78
Abbildung 6-9: Topologie BTU-Campus „BF 3, minimaler Bezug + AS 3“ 79
Abbildung 6-10: Topologie BTU-Campus „BF 3, minimaler Bezug + AS 4“ 80
Abbildung 6-11: Topologie BTU-Campus „BF 2, minimaler Bezug + AS 4“ 81
Abbildung 6-12: Topologie BTU-Campus „BF3, maximaler Bezug AS + AS 4“ 82
Abbildung 6-13: Topologie BTU-Campus „BF 4, maximaler Bezug“ 84
Abbildung 6-14: Topologie BTU-Campus „BF 4, maximaler Bezug + AS 4“ 85
Abbildung 6-15: Topologie BTU-Campus „BF 5, maximaler Bezug + AS 4“ 86
Abbildung 7-1: Kapitelübersicht Leittechnik 94
Abbildung 7-2: Übersichtsplan Datennetz 95
Abbildung 7-3: Leittechnikstruktur *EVH-MicroGrid* 96
Abbildung 7-4: Grundlage Leittechnikstruktur *BTU-SmartCampus* 97
Abbildung 7-5: Muster Kabelverteiler (Daten) 98
Abbildung 7-6: Konfiguration neuer Fernwirkgeräte 101
Abbildung 8-1: Ausbaustufe 1 *BTU-SmartCampus* 105
Abbildung 8-2: Ausbaustufe 2 *BTU-SmartCampus* 105
Abbildung 8-3: Ausbaustufe 3 *BTU-SmartCampus* 106
Abbildung 8-4: Ausbaustufe 4 *BTU-SmartCampus* 106
Abbildung 13-1: Scheinleistungen NS-Transformatoren am 30.01.2018 um 11:15 Uhr 125
Abbildung 13-2: Scheinleistungen NS-Transformatoren am 30.09.2018 um 09:45 Uhr 125
Abbildung 13-3: Netzschema Fernwärmenetz Campus 126
Abbildung 13-4: BTU-Campus Lastgang 2018 und PV-Erzeugung (IST-Zustand 2018) 127
Abbildung 13-5: Residuallast IST-Zustand 2018 127
Abbildung 13-6: BTU-Campus Lastgang 2018 und PV-Erzeugung (500-kWp-Szenario) 128
Abbildung 13-7: Residuallast 500-kWp-Szenario 128
Abbildung 13-8: BTU-Campus Lastgang 2018 und PV-Erzeugung (1.000-kWp-Szenario) 129
Abbildung 13-9: Residuallast 1.000-kWp-Szenario 129
Abbildung 13-10: BTU-Campus Lastgang 2018 und PV-Erzeugung (1.500-kWp-Szenario) 130
Abbildung 13-11: Residuallast 1.500-kWp-Szenario 130
Abbildung 13-12: BTU-Campus Lastgang 2018 und PV-Erzeugung (2.000-kWp-Szenario) 131
Abbildung 13-13: Residuallast 2.000-kWp-Szenario 131
Abbildung 13-14: Äußerer Blitzschutz mit Einhaltung des Trennungsabstandes 133
Abbildung 13-15: Äußerer Blitzschutz ohne Einhaltung des Trennungsabstandes 133
Abbildung 13-16: LG2D Hauptgebäude, 3D-Südansicht (IBC Monosol 320 W, Aufständerung Ost/West) 134
Abbildung 13-17: LG2D Hauptgebäude, 3D-Südansicht (IBC Monosol 320 W, Aufständerung Süd) 134
Abbildung 13-18: LG2D Anbau, 3D-Südansicht (IBC Monosol 320 W, Flachmontage) 135
Abbildung 13-19: LG2D Anbau, 2D-Südansicht (Heliatek Folie) 135
Abbildung 13-20: LG2D, Fassade Ansicht vorn 136

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 13-21: LG2D, Fassade Seitenansicht 136
Abbildung 13-22: LG2D, Fassade Montage 136
Abbildung 13-23: LG2C Hauptgebäude, 3D-Südansicht (IBC Monosol 320 W, Aufständerung Ost/West) 137
Abbildung 13-24: LG2C Hauptgebäude, 3D-Südansicht (IBC Monosol 320 W, Aufständerung Süd) 137
Abbildung 13-25: ZG LG2C und LG2D, 3D-Südansicht (IBC Monosol 320 W, Aufständerung Ost/West) 138
Abbildung 13-26: ZG LG2C und LG2D, 2D-Südansicht (Heliatek Folie) 138
Abbildung 13-27: LG2B Hauptgebäude, 3D-Südansicht (IBC Monosol 320 W, Aufständerung Ost/West) 139
Abbildung 13-28: LG2B Hauptgebäude, 3D-Südansicht (IBC Monosol 320 W, Aufständerung Süd) 139
Abbildung 13-29: LG2A Hauptgebäude, 3D-Südansicht (IBC Monosol 320 W, Aufständerung Ost/West) 140
Abbildung 13-30: LG2A Hauptgebäude, 3D-Südansicht (IBC Monosol 320 W, Aufständerung Süd) 140
Abbildung 13-31: ZG LG2A und LG2B, 3D-Südansicht (IBC Monosol 320 W, Aufständerung Ost/West) 141
Abbildung 13-32: ZG LG2A und LG2B, 2D-Südansicht (Heliatek Folie) 141
Abbildung 13-33: ZeWe, 3D-Südansicht (IBC Monosol 320 W, Standard Schrägdach) 142
Abbildung 13-34: IKMZ, 2D-Südansicht 143
Abbildung 13-35: IKMZ, Fassade Ansicht 1 143
Abbildung 13-36: IKMZ, Fassade Ansicht 2 143
Abbildung 13-37: IKMZ, Maße in [cm] 143
Abbildung 13-38: LG 1A und HS 1+2, 3D-Südansicht (IBC Monosol 320 W, Standard Schrägdach) 144
Abbildung 13-39: Hauptgebäude, 3D-Südansicht (IBC Monosol 320 W, Aufständerung Ost/West) 145
Abbildung 13-40: Hauptgebäude, 3D-Südansicht (IBC Monosol 320 W, Aufständerung Süd) 145
Abbildung 13-41: Großer Hörsaal, 3D-Südansicht (IBC Monosol 320 W, Aufständerung Ost/West) 146
Abbildung 13-42: Großer Hörsaal, 3D-Südansicht (IBC Monosol 320 W, Aufständerung Süd) 146
Abbildung 13-43: Audimax und ZHG, 3D-Südansicht (IBC Monosol 320 W, Aufständerung Ost/West [ZHG]) (SunMan eArche 290 W, Flachmontage [Audimax]) 147
Abbildung 13-44: Audimax und ZHG, 3D-Südansicht (IBC Monosol 320 W, Aufständerung Süd) 147
Abbildung 13-45: Rechenzentrum, 2D-Südansicht Dach 148
Abbildung 13-46: Rechenzentrum, 2D-Südansicht Fassade 148
Abbildung 13-47: Sporthalle, 3D-Südansicht (SunMan eArche 290 W, Flachmontage) 149
Abbildung 13-48: Sporthalle, 3D-Südansicht (IBC Monosol 320 W, Aufständerung Süd) 149
Abbildung 13-49: Verkehrstechnikhalle, 3D-Südansicht (IBC Monosol 320 W, Fassade) 150
Abbildung 13-50: FMPA, Ansicht Ostfassade 151
Abbildung 13-51: LG3B, 3D-Südansicht (IBC Monosol 320 W, Aufständerung Ost/West) 152
Abbildung 13-52: LG3B, 3D-Südansicht (IBC Monosol 320 W, Aufständerung Süd) 152
Abbildung 13-53: LG3A, 3D-Südansicht (IBC Monosol 320 W, Aufständerung Ost/West) 153
Abbildung 13-54: LG3A, 3D-Südansicht (IBC Monosol 320 W, Aufständerung Süd) 153
Abbildung 13-55: Forschungszentrum, 2D-Südansicht 154
Abbildung 13-56: Wasserstoffversuchsstand, 2D-Südansicht 154
Abbildung 13-57: LG4A, 3D-Südansicht (IBC Monosol 320 W, Aufständerung Ost/West) 155

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 13-58: LG4A, 3D-Südansicht (IBC Monosol 320 W, Aufständerung Süd) 155
Abbildung 13-59: LH4C, Ansicht Südfassade 1 (Heliatek Folie) 156
Abbildung 13-60: LH4C, Ansicht Südfassade 2 (Heliatek Folie) 156
Abbildung 13-61: LB4B, 3D-Südansicht (SunMan eArche 290 W, Flachmontage) 157
Abbildung 13-62: LB4B, 3D-Südansicht (IBC Monosol 320 W, Aufständerung Süd und Fassade Ost) 157
Abbildung 13-63: LB4B, Ostfassade (Frontansicht) 158
Abbildung 13-64: LB4B, Ostfassade (Seitenansicht) 158
Abbildung 13-65: LH3D, 3D-Südansicht (IBC Monosol 320 W, Aufständerung Ost/West) 159
Abbildung 13-66: LH3D, 3D-Südansicht (IBC Monosol 320 W, Aufständerung Süd) 159
Abbildung 13-67: LH3C, 3D-Südansicht (IBC Monosol 320 W, Aufständerung Süd) 160
Abbildung 13-68: LH3C, 2D-Südansicht (Heliatek Folie) 160
Abbildung 13-69: Panta Rhei, 2D-Südansicht (Heliatek Folie) 161
Abbildung 13-70: Panta Rhei, Ansicht Fassade Ost 161
Abbildung 13-71: Grundbauversuchshalle, 2D-Südansicht (Heliatek Folie) 162
Abbildung 13-72: Mehrzweckgebäude, 3D-Südansicht (IBC Monosol 320 W, Aufständerung Ost/West) 163
Abbildung 13-73: Mehrzweckgebäude, 3D-Südansicht (IBC Monosol 320 W, Aufständerung Süd) 163
Abbildung 13-74: AZ Fluiddynamik, 3D-Südansicht (IBC Monosol 320 W, Aufständerung Ost/West) 164
Abbildung 13-75: AZ Fluiddynamik, 3D-Südansicht (IBC Monosol 320 W, Aufständerung Süd) 164
Abbildung 13-76: Mensa, 3D-Südansicht (IBC Monosol 320 W, Aufständerung Ost/West) 165
Abbildung 13-77: Mensa, 3D-Südansicht (IBC Monosol 320 W, Aufständerung Süd) 165
Abbildung 13-78: Fläche hinter P1, Blickrichtung Passys-Labore 166
Abbildung 13-79: Fläche hinter P1 166
Abbildung 13-80: Sportplatz nördlich, Blick von Parkplatz 1 167
Abbildung 13-81: Freiflächenanlagen IKMZ (Ansicht aus Süden) 167
Abbildung 13-82: IKMZ, Ansicht Nordwest 168
Abbildung 13-83: IKMZ, Ansicht Nordost 168
Abbildung 13-84: IKMZ, Ansicht Süd 168
Abbildung 13-85: Übersicht untersuchter Flächen 170
Abbildung 13-86: Checkliste Dachflächen 171
Abbildung 13-87: Checkliste Fassadenflächen 172
Abbildung 13-88: Ladezustand Batteriespeicher im September (3.680 kWh), 2.000-kWp-Szenario 173
Abbildung 13-89: Spitzenlastkappung September mit Batteriespeicher (3.680 kWh), 2.000-kWp-Szenario 174
Abbildung 13-90: Ladezustand Batteriespeicher im September (2.170 kWh), 2.000-kWp-Szenario 175
Abbildung 13-91: Spitzenlastkappung September mit Batteriespeicher (2.170 kWh), 2.000-kWp-Szenario 175
Abbildung 13-92: Spitzenlastkappung 10. Juli mit Batteriespeicher, 2.000-kWp-Szenario 176
Abbildung 13-93: Spitzenlastkappung 02. Juli mit Batteriespeicher, 2.000-kWp-Szenario 177
Abbildung 13-94: Spitzenlastkappung 03. Juli mit Batteriespeicher, 2.000-kWp-Szenario 177
Abbildung 13-95: Spitzenlastkappung 15. Juli mit Batteriespeicher, 2.000-kWp-Szenario 178

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 13-96: Interpolation der Viertelstundenwerte aus den Sekundenwerten (01.07.2013) 179
Abbildung 13-97: Kumulierter Lastgang (Mo, 02.07.2018) mit Daten aus dem LSP (Mo, 01.07.2013)..... 180
Abbildung 13-98: Vereinfachte Beispielladeprofile für eine 144-kVA-Schnellladesäule 180
Abbildung 13-99: Kurzschlusswerte Szenario h) 182
Abbildung 13-100: Kurzschlusswerte Szenario i)..... 182
Abbildung 13-101: Kurzschlusswerte Szenario j)..... 183

12 Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Anzahl und Standorte der ausgewerteten Smart Meter 4
Tabelle 2-2: Zusammenfassung Verbrauch und Erzeugung auf dem BTU-Campus 8
Tabelle 3-1: Verwendete Belegungsarten und Modultypen 11
Tabelle 3-2: Geschätzte spezifische Kosten der PV-Technologien 12
Tabelle 3-3: Installierbare PV-Leistung pro Gebäude 13
Tabelle 3-4: Installierbare Leistung Parkplätze 15
Tabelle 3-5: Eigenschaften der Belegungsarten der Freiflächen 15
Tabelle 3-6: Kennzahlen der Variante *Zweiachsige Trackingsysteme* 16
Tabelle 3-7: Kennzahlen der Variante *Aufgeständerte Freiflächenanlage* 17
Tabelle 3-8: Farbcodierung der Prioritäten 18
Tabelle 3-9: PV-Ausbauszenarien nach Priorität 19
Tabelle 3-10: Zusammensetzung der PV-Ausbauszenarien nach Prioritäten (Kumulierte Bruttokosten) 19
Tabelle 3-11: Faktoren zur Skalierung der PV-Erzeugung pro Szenario 20
Tabelle 3-12: Faktoren zur Ermittlung der monatlichen Überschussmengen 22
Tabelle 3-13: Überschussmengen pro Szenario 23
Tabelle 3-14: Eigenschaften *YADO-KWK EG-430* 24
Tabelle 3-15: Zusammenfassung Potentiale 27
Tabelle 4-1: Kennzahlen von All-in-one-Lösungen 30
Tabelle 4-2: Kennzahlen ausgewählter Wasserstofffahrzeuge 31
Tabelle 4-3: Eigenschaften eines BHKWs mit Brennstoffzelle [N2T19] 32
Tabelle 4-4: Eigenschaften des aktuellen Elektrolyseurs 32
Tabelle 4-5: Konfiguration eines Elektrolyseurs für eine Wasserstofftankstelle und ein BHKW 33
Tabelle 4-6: Handlungsempfehlungen zu Wasserstoffanwendungen 35
Tabelle 4-7: Eigenschaften und Einsatzgebiete von Widerstandsheizgeräten und Wärmepumpen 36
Tabelle 4-8: Handlungsempfehlungen zu Power-to-Heat 38
Tabelle 4-9: Vergleich Bleispeicher und Lithium-Ionen-Speicher 39
Tabelle 4-10: Vor- und Nachteile zentraler Batteriespeicher 40
Tabelle 4-11: Kennzahlen von Großbatteriespeichersystemen 41
Tabelle 4-12: Maximale neg. Residuallast und Entladeleistung der Monate Juli, August und September 43
Tabelle 4-13: Konfiguration, Beispiel 800-kWh-Speicher 43
Tabelle 4-14: Konfiguration, Beispiel 2.000-kWh-Speicher 45
Tabelle 4-15: Vor- und Nachteile dezentraler Batteriespeicher auf dem BTU-Campus 46
Tabelle 4-16: Kennzahlen von dezentralen Speichersystemen 46
Tabelle 4-17: Handlungsempfehlungen zu Batteriespeichern 48
Tabelle 4-18: Beispielfuhrpark 51
Tabelle 4-19: Handlungsempfehlungen zur Elektromobilität 52
Tabelle 4-20: Qualitative Bewertung des Einflusses eines BHKWs auf versch. Technologien 55

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 4-21: Konfiguration, Beispiel 2.000-kWh-Speicher mit BHKW 55
Tabelle 4-22: Übersicht solarer Ladestationen für Fahrräder 58
Tabelle 4-23: Übersicht solarer Carports 59
Tabelle 4-24: Übersicht Energy & Art 60
Tabelle 6-1: Betriebsfälle, Schaltzustände Mittelspannung und Niederspannung 68
Tabelle 6-2: Normalschaltzustand Niederspannung 69
Tabelle 6-3: Kritische Schaltzustände Niederspannung 69
Tabelle 6-4: Eigenschaften der EZA und Verbraucher (LFR) 70
Tabelle 6-5: EZA und Verbraucher Ausbaustufe 1 70
Tabelle 6-6: EZA und Verbraucher Ausbaustufe 2 70
Tabelle 6-7: EZA und Verbraucher Ausbaustufe 3 71
Tabelle 6-8: EZA Ausbaustufe 4 71
Tabelle 6-9: Übersicht Szenarien Lastflussrechnung 72
Tabelle 6-10: Eigenschaften der EZA und Verbraucher (KSR) 83
Tabelle 6-11: Daten der übergeordneten Netze 83
Tabelle 6-12: Übersicht Szenarien Kurzschlussrechnung 83
Tabelle 6-13: Bewertungskriterien 87
Tabelle 6-14: Ergebnisse Lastflussrechnung 88
Tabelle 6-15: Bewertung kritischer Betriebsmittel, Szenario a1) 89
Tabelle 6-16: Bewertung kritischer Betriebsmittel, Szenario a2) 89
Tabelle 6-17: Bewertung kritischer Betriebsmittel, Szenario a3) 89
Tabelle 6-18: Ergebnisse Kurzschlussrechnung 90
Tabelle 6-19: Bewertung kritischer Betriebsmittel, Szenario h) 90
Tabelle 6-20: Bewertung kritischer Betriebsmittel, Szenario i) 91
Tabelle 6-21: Bewertung kritischer Betriebsmittel, Szenario j) 91
Tabelle 6-22: Ist- und Soll-Werte der für die Ausbaustufen relevanten Schaltanlagen 92
Tabelle 6-23: Maßnahmen zur Ertüchtigung der NS-Schaltanlagen 93
Tabelle 7-1: Komponenten der Ebenen 96
Tabelle 7-2: Kosten Kabelverteiler (Daten) 98
Tabelle 7-3: Einspeisepunkte in das primäre bzw. redundante Datennetz 99
Tabelle 7-4: Datenpunkte nach Ausbaustufen 100
Tabelle 7-5: Kosten Steuerungsebene 102
Tabelle 7-6: Empfohlene Taktung zur Datenarchivierung 102
Tabelle 7-7: Kosten der Leittechnik nach Ebene 103
Tabelle 13-1: LCOS für Batteriespeicher verschiedener Größen 132
Tabelle 13-2: Steckbrief LG2D Hauptgebäude 134
Tabelle 13-3: Belegungsvarianten LG2D Hauptgebäude 134
Tabelle 13-4: Steckbrief LG2D Anbau 135

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 13-5: Belegungsvarianten LG2D Anbau 135
Tabelle 13-6: Leistung und Transparenz in Relation 136
Tabelle 13-7: Steckbrief LG2C Hauptgebäude 137
Tabelle 13-8: Belegungsvarianten LG2C Hauptgebäude 137
Tabelle 13-9: Steckbrief Zwischengebäude LG2C und LG2D 138
Tabelle 13-10: Belegungsvarianten Zwischengebäude LG2C und LG2D 138
Tabelle 13-11: Steckbrief LG2B Hauptgebäude 139
Tabelle 13-12: Belegungsvarianten LG2B Hauptgebäude 139
Tabelle 13-13: Steckbrief LG2A Hauptgebäude 140
Tabelle 13-14: Belegungsvarianten LG2A Hauptgebäude 140
Tabelle 13-15: Steckbrief Zwischengebäude LG2A und LG2B 141
Tabelle 13-16: Belegungsvarianten Zwischengebäude LG2A und LG2B 141
Tabelle 13-17: Steckbrief Zentrales Verwaltungsgebäude 142
Tabelle 13-18: Belegungsvariante Zentrales Verwaltungsgebäude 142
Tabelle 13-19: Steckbrief LG1A und HS 1+2 144
Tabelle 13-20: Belegungsvariante LG1A und HS 1+2 144
Tabelle 13-21: Steckbrief Hauptgebäude 145
Tabelle 13-22: Belegungsvarianten Hauptgebäude 145
Tabelle 13-23: Steckbrief Großer Hörsaal 146
Tabelle 13-24: Belegungsvarianten Großer Hörsaal 146
Tabelle 13-25: Steckbrief Audimax und Zentrales Hörsaalgebäude 147
Tabelle 13-26: Belegungsvarianten Audimax 147
Tabelle 13-27: Belegungsvarianten Zentrales Hörsaalgebäude 147
Tabelle 13-28: Steckbrief Sporthalle 149
Tabelle 13-29: Belegungsvarianten Sporthalle 149
Tabelle 13-30: Steckbrief Fassade Verkehrstechnikhalle 150
Tabelle 13-31: Belegungsvarianten VTH 150
Tabelle 13-32: Steckbrief Fassade FMPA 151
Tabelle 13-33: Belegungsvariante FMPA Ostfassade 151
Tabelle 13-34: Steckbrief LG3B 152
Tabelle 13-35: Belegungsvarianten LG3B 152
Tabelle 13-36: Steckbrief LG3A 153
Tabelle 13-37: Belegungsvarianten LG3A 153
Tabelle 13-38: Steckbrief LG4A 155
Tabelle 13-39: Belegungsvarianten LG4A 155
Tabelle 13-40: Steckbrief Fassade LH4C 156
Tabelle 13-41: Belegungsvariante LH4C Südfassade 156
Tabelle 13-42: Steckbrief LB4B 157

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 13-43: Belegungsvarianten LB4B 157
Tabelle 13-44: Steckbrief LB4B, Ostfassade 158
Tabelle 13-45: Belegungsvarianten LB4B, Ostfassade 158
Tabelle 13-46: Steckbrief LH3D 159
Tabelle 13-47: Belegungsvarianten LH3D 159
Tabelle 13-48: Steckbrief LH3C 160
Tabelle 13-49: Belegungsvarianten LH3C 160
Tabelle 13-50: Steckbrief Panta Rhei 161
Tabelle 13-51: Belegungsvariante Panta Rhei 161
Tabelle 13-52: Steckbrief Grundbauversuchshalle 162
Tabelle 13-53: Belegungsvariante Grundbauversuchshalle 162
Tabelle 13-54: Steckbrief Mehrzweckgebäude 163
Tabelle 13-55: Belegungsvarianten Mehrzweckgebäude 163
Tabelle 13-56: Steckbrief AZFD 164
Tabelle 13-57: Belegungsvarianten AZ Fluiddynamik 164
Tabelle 13-58: Steckbrief Mensa 165
Tabelle 13-59: Belegungsvarianten Mensa 165
Tabelle 13-60: Belegungsvarianten Freiflächenanlagen Nördlicher Campus 167
Tabelle 13-61: Zweiachsige Trackingsysteme IKMZ 168
Tabelle 13-62: Belegung Parkplatzflächen 169
Tabelle 13-63: Kennzahlen der Variante "Zweiachsiges Trackingsystem“ 169
Tabelle 13-64: Mechanische und thermische Kurzschlussfestigkeit der NS-Schaltanlagen 181

13 Anhang

13.1 Lastganganalyse 125
13.2 Netzschema Fernwärmenetz BTU-Campus 126
13.3 Vergleich Last und PV-Erzeugung (Residuallasten) 127
13.4 Gestehungskosten für den Strom aus Batteriespeichern 132
13.5 Blitzschutz 133
13.6 LG 2D – LG 2A 134
13.7 Zentrales Verwaltungsgebäude (ZeWe) 142
13.8 IKMZ 143
13.9 LG 1A und HS 1+2 144
13.10 Hauptgebäude 145
13.11 Großer Hörsaal 146
13.12 Audimax und Zentrales Hörsaalgebäude (ZHG) 147
13.13 VG1C (Rechenzentrum) 148
13.14 Repro 148
13.15 Sporthalle 149
13.16 HS3 150
13.17 Verkehrstechnikhalle (VTH) 150
13.18 LG3 150
13.19 Garagen 150
13.20 Gebäude hinter FMPA 151
13.21 FMPA 151
13.22 LG 1B 151
13.23 Baustofflager und Nebengebäude 151
13.24 LG3B 152
13.25 LG3A 153
13.26 LG3E (Forschungszentrum) 154
13.27 Wasserstoffversuchsstand 154
13.28 LG4A 155
13.29 LH4C 156
13.30 LB4B 157
13.31 LH3D 159
13.32 LH3C 160
13.33 Panta Rhei 161
13.34 Grundbauversuchshalle 162
13.35 Neubau FZ3H 162
13.36 Mehrzweckgebäude 163

13.37 Anwendungszentrum Fluiddynamik (AZFD) 164
13.38 Mensa 165
13.39 PV-Freiflächenanlagen 166
13.40 PV-Parkplatzflächen 169
13.41 Kosten Trackingsystem 169
13.42 Übersicht PV-Flächen 170
13.43 Checkliste Dachflächen 171
13.44 Checkliste Fassadenflächen 172
13.45 Lastspitzenkappung für einen zentralen Batteriespeicher 173
13.46 Einfluss der Ladesäulen auf den Lastgang 179
13.47 Bemessungswerte NS-Schaltanlagen 181
13.48 Kurzschlusswerte Szenario h), i), j) 182
13.49 Inhalt USB-Stick 183

13.1 Lastganganalyse

Die Höchstlast des BTU-Campus trat Dienstag, den 30.01.2018 um 11:15 Uhr auf und betrug 2.110 kVA. In Abbildung 13-1 ist der Scheinleistungsbedarf für jeden Transformator dargestellt. Zum Zeitpunkt der Maximallast ist der höchste Verbrauch der Verkehrstechnikhalle, dem Panta-Rhei und dem IKMZ zuzuordnen. Für die tagsüber auftretenden hohen Lastspitzen ist die Mensa der BTU verantwortlich, die zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast im Januar bspw. 432 kVA (ca. 20,5 % der Gesamtlast) benötigte. Im Gegensatz dazu ist der Strombezug der Mensa nachts bzw. am Wochenende äußerst gering (< 20 kVA).

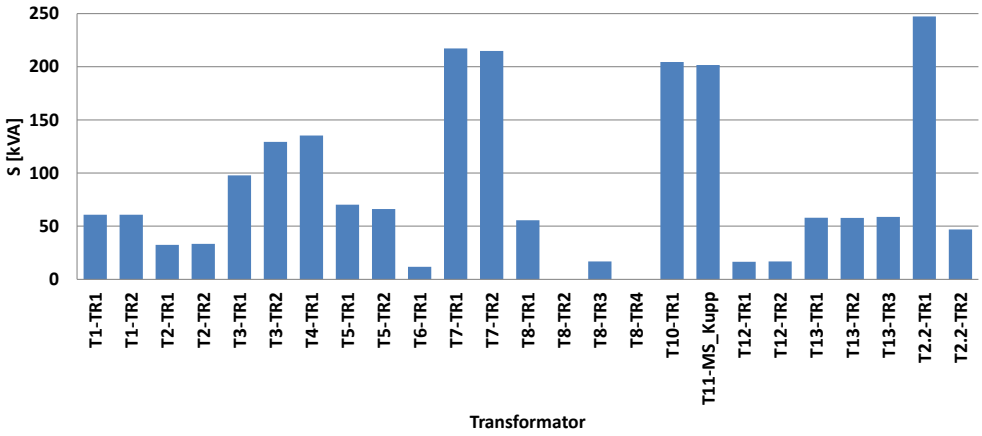


Abbildung 13-1: Scheinleistungen NS-Transformatoren am 30.01.2018 um 11:15 Uhr

Die niedrigste Last wurde Sonntag, den 30.09.2018 um 09:45 Uhr aufgezeichnet und betrug 667 kVA[14]. Die Verteilung der Last ist in Abbildung 13-2 dargestellt. Dabei ist zu erkennen, dass bspw. die Mensa nur einen geringen Einfluss hat – der Leistungsbedarf am Wochenende ist vor allem dem Panta-Rhei, der Übergabestation 2, der Verkehrstechnikhalle und der Trafostation Fak.4 zuzuordnen.

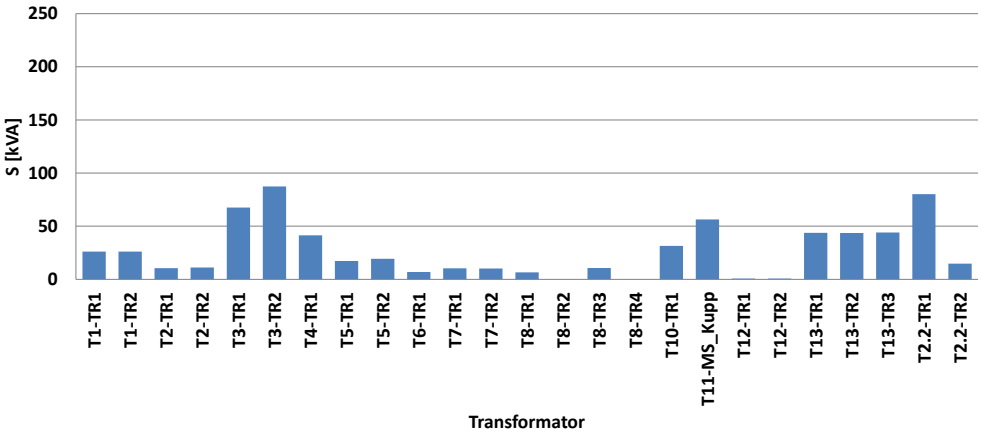


Abbildung 13-2: Scheinleistungen NS-Transformatoren am 30.09.2018 um 09:45 Uhr

Da für den Winter nur Daten für zwei Wochen im Januar bzw. Februar vorlagen, können nur wenige Aussagen über die Charakteristik des Stromverbrauchs im Winter gemacht werden. Von besonderem Interesse ist der Vergleich zwischen der Grundlast im Sommer und im Winter. Ein Indikator des höheren Verbrauchs im Sommer

[14] Dies entspricht der minimalen Last, die eindeutig identifiziert werden konnte. Es existieren Zeitpunkte, bei denen die Last geringer ist, jedoch nicht alle Werte aufgezeichnet wurden – bspw. im April fehlen Leistungsdaten für das IKMZ.

(durch Klimaanlagen) kann bspw. die höhere Grundlast an den Wochenenden im Juli im Vergleich zur Grundlast der Wochenenden im Winter sein.

Es können Unterschiede zwischen dem Semester und der vorlesungsfreien Zeit identifiziert werden. Vergleicht man bspw. die Werktage vom 30.07.18 – 03.08.18 (letzte Woche innerhalb des Sommersemesters) mit den Werktagen vom 06.08.18 – 10.08.18 (erste Woche der vorlesungsfreien Zeit) so ist der Rückgang des Lastbedarfs deutlich erkennbar – dies ist vor allem auf den verminderten Leistungsbedarf der Mensa zurückzuführen. Der Lastgang an den Wochenenden unterliegt in diesem Zeitraum hingegen keinen nennenswerten Veränderungen.

13.2 Netzschema Fernwärmenetz BTU-Campus

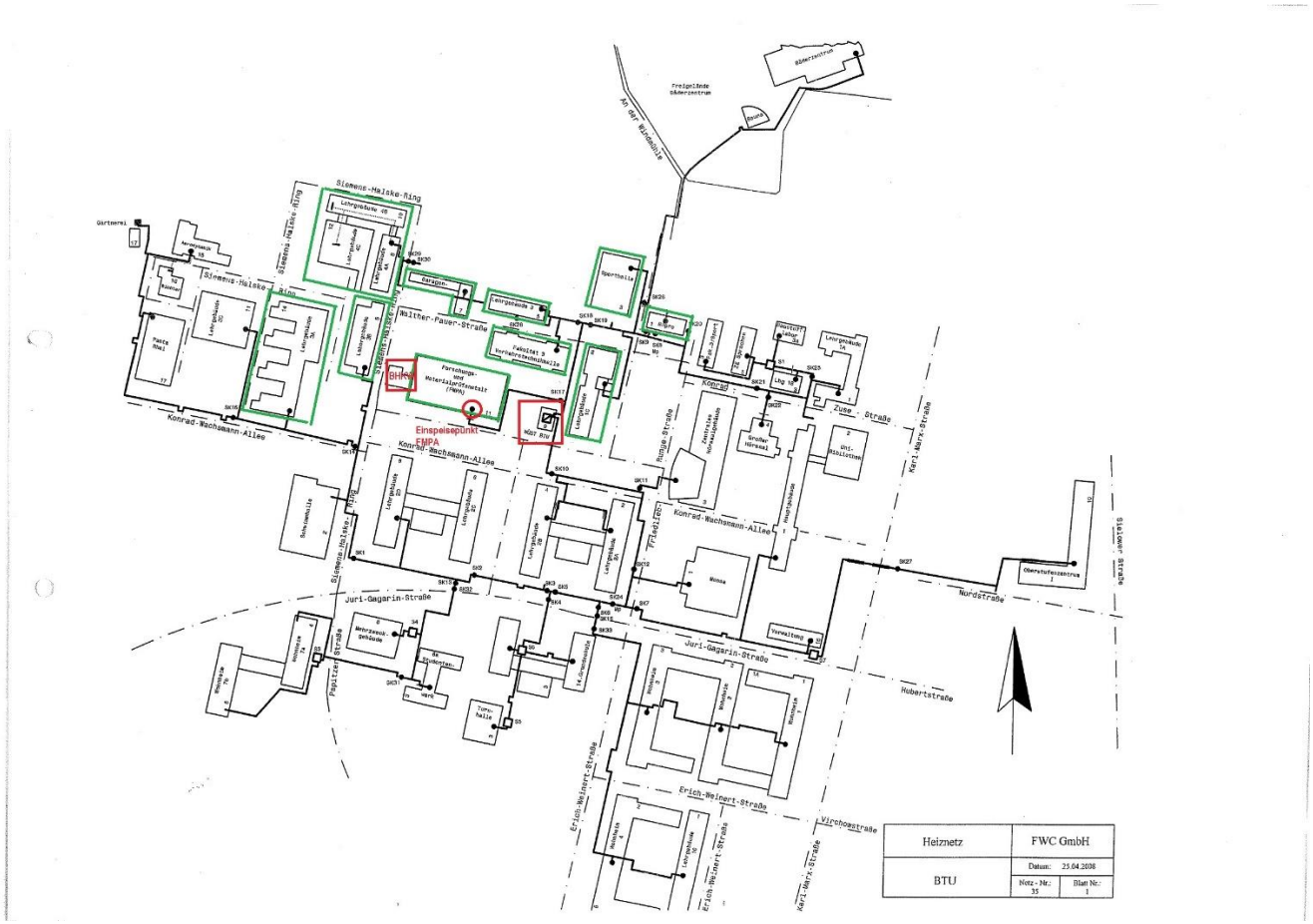


Abbildung 13-3: Netzschema Fernwärmenetz Campus

13.3 Vergleich Last und PV-Erzeugung (Residuallasten)

Abbildung 13-4: BTU-Campus Lastgang 2018 und PV-Erzeugung (IST-Zustand 2018)

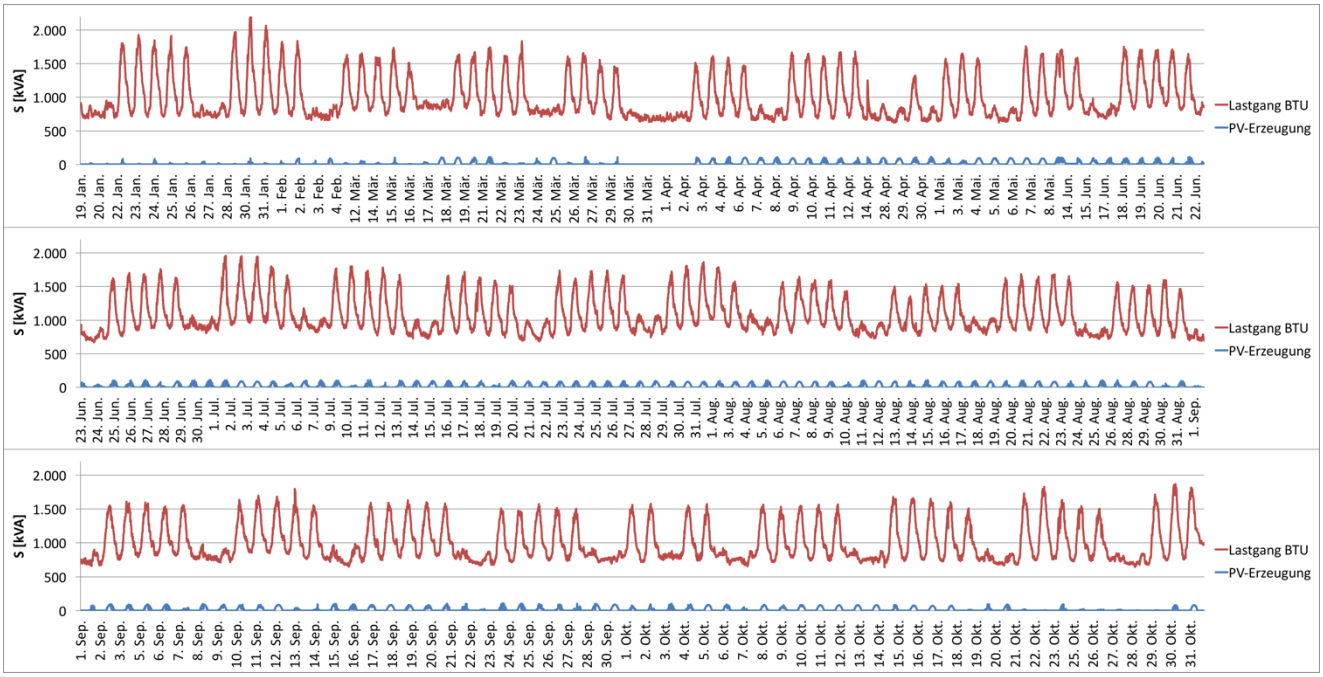


Abbildung 13-5: Residuallast IST-Zustand 2018

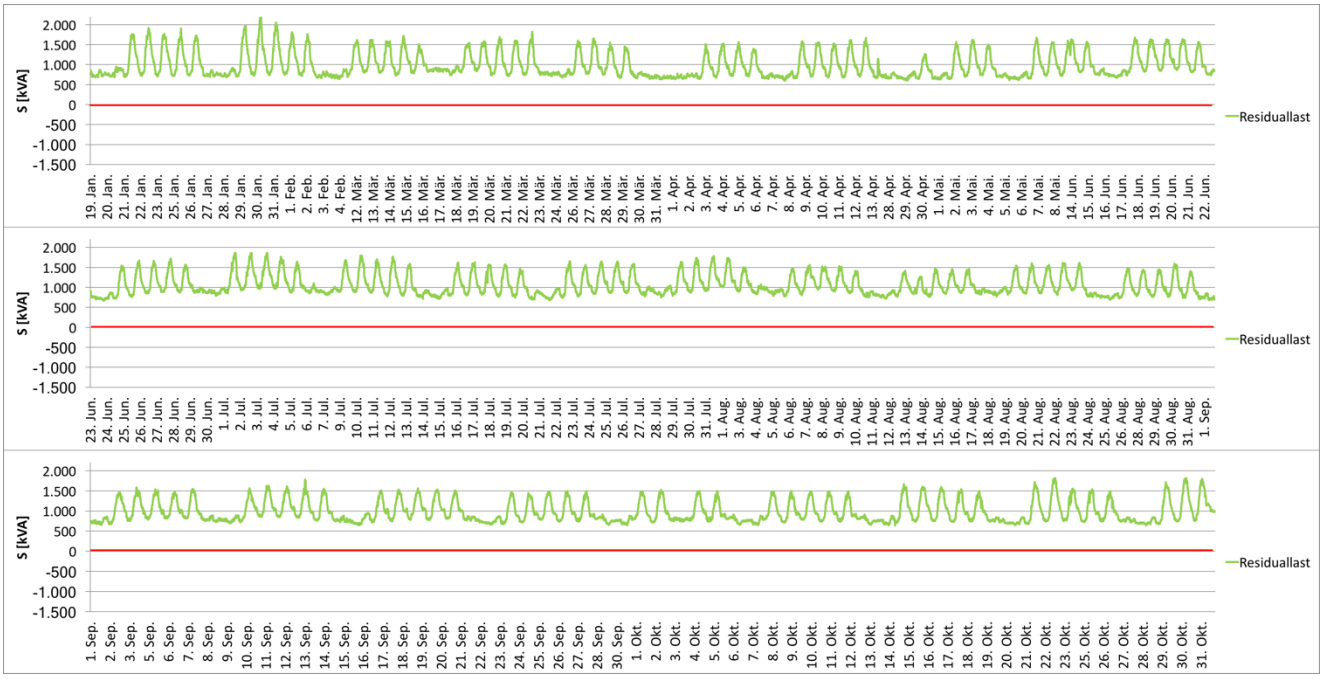


Abbildung 13-6: BTU-Campus Lastgang 2018 und PV-Erzeugung (500-kWp-Szenario)

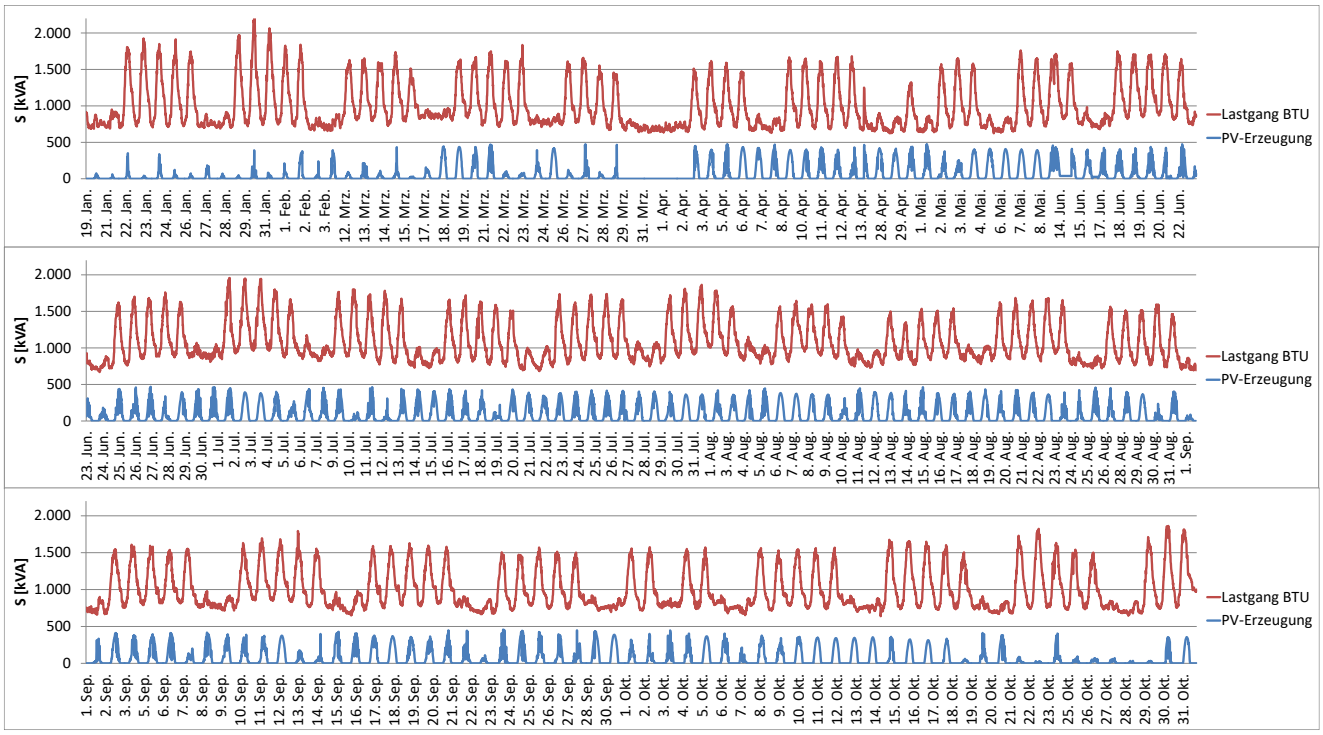


Abbildung 13-7: Residuallast 500-kWp-Szenario

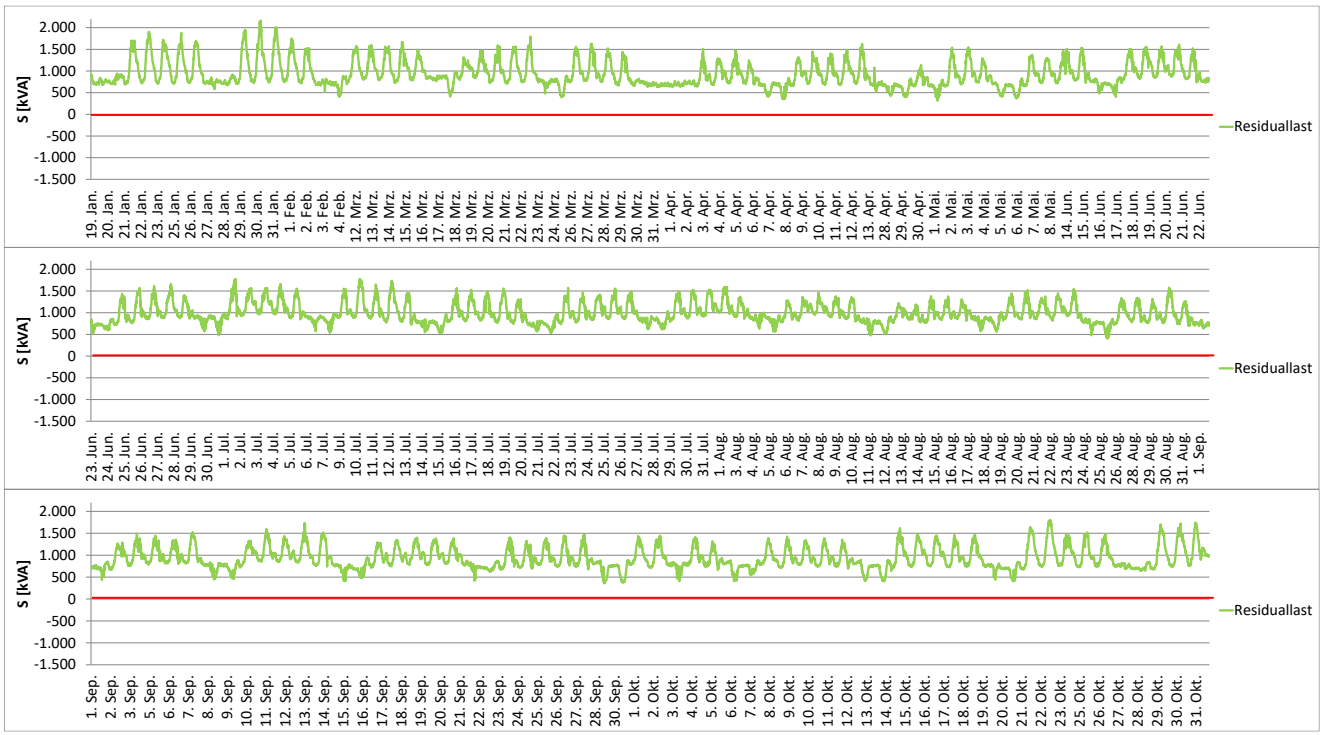


Abbildung 13-8: BTU-Campus Lastgang 2018 und PV-Erzeugung (1.000-kWp-Szenario)

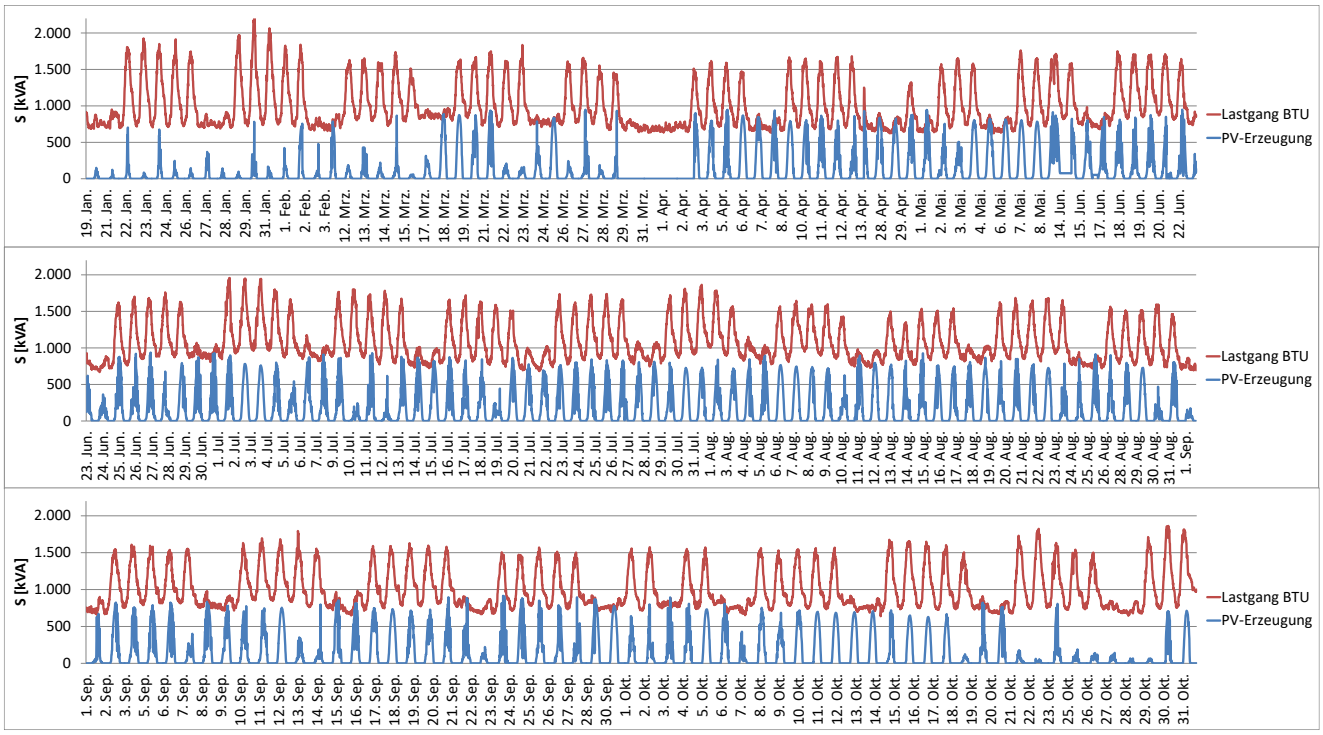


Abbildung 13-9: Residuallast 1.000-kWp-Szenario

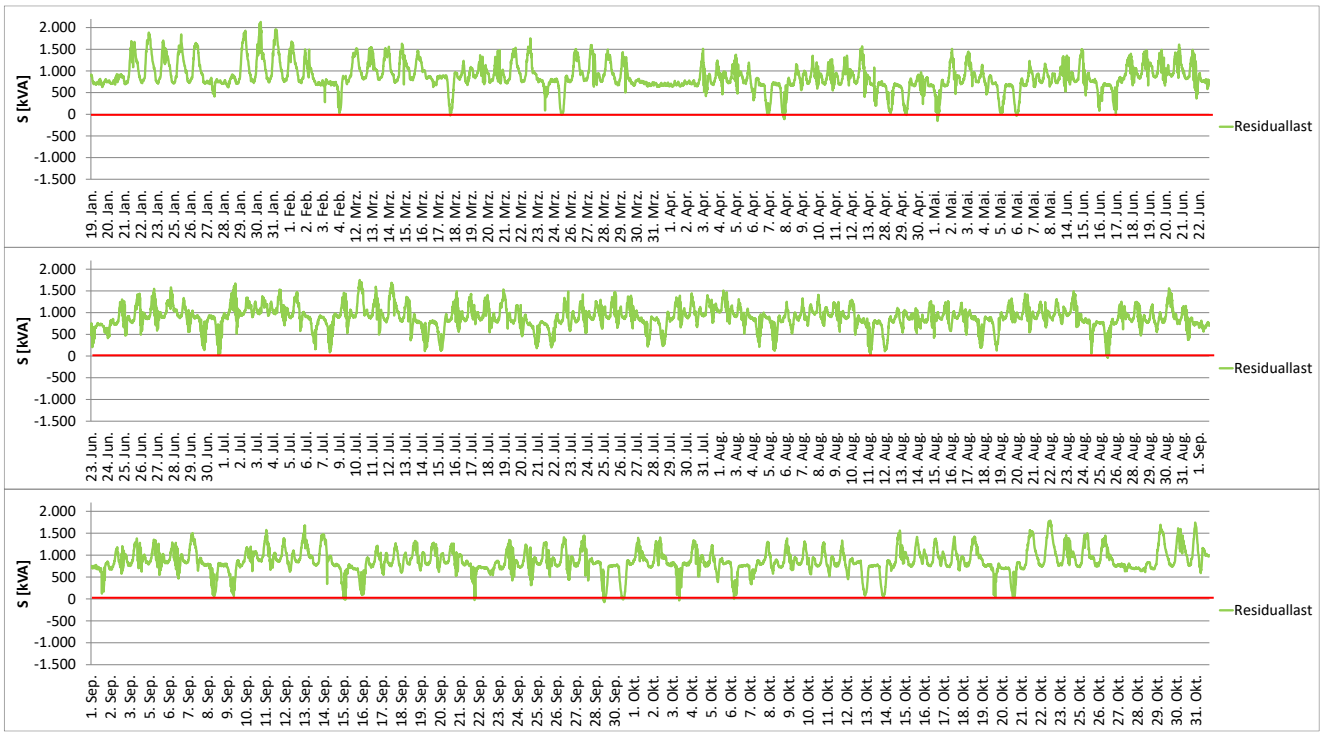


Abbildung 13-10: BTU-Campus Lastgang 2018 und PV-Erzeugung (1.500-kWp-Szenario)

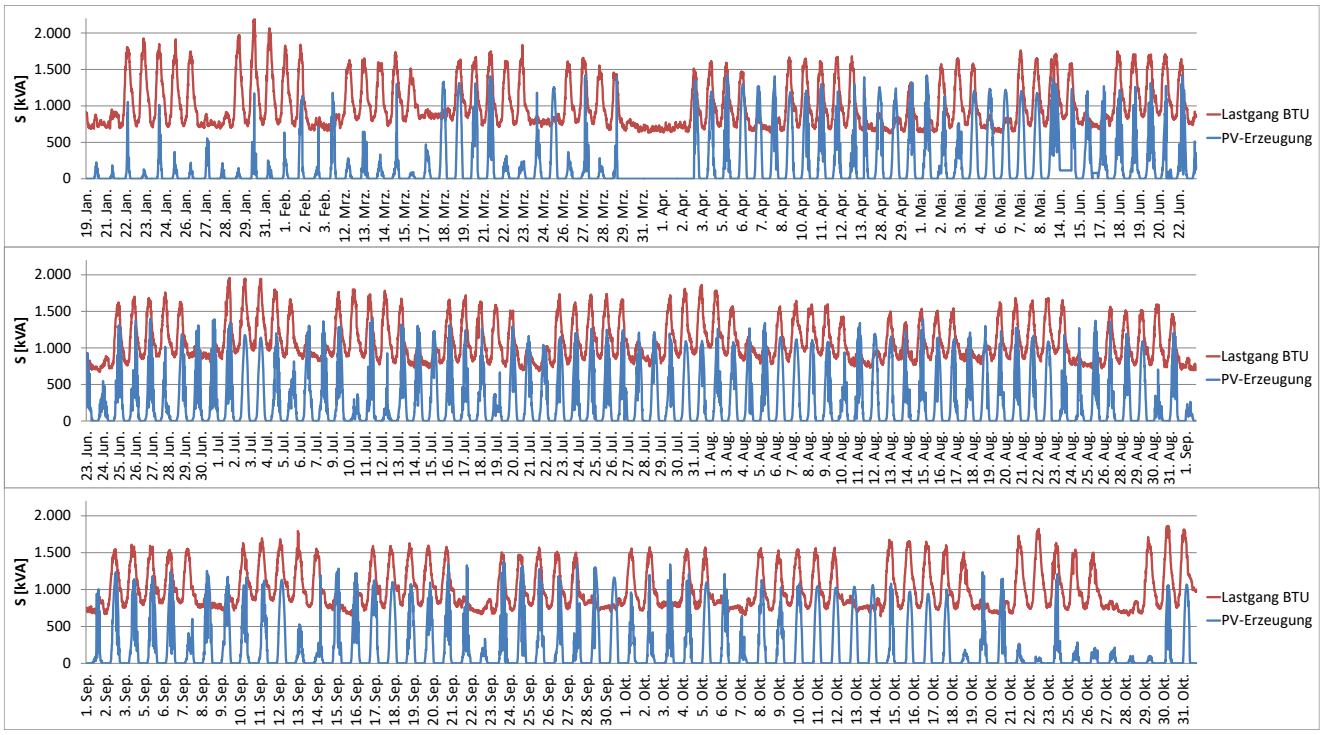


Abbildung 13-11: Residuallast 1.500-kWp-Szenario

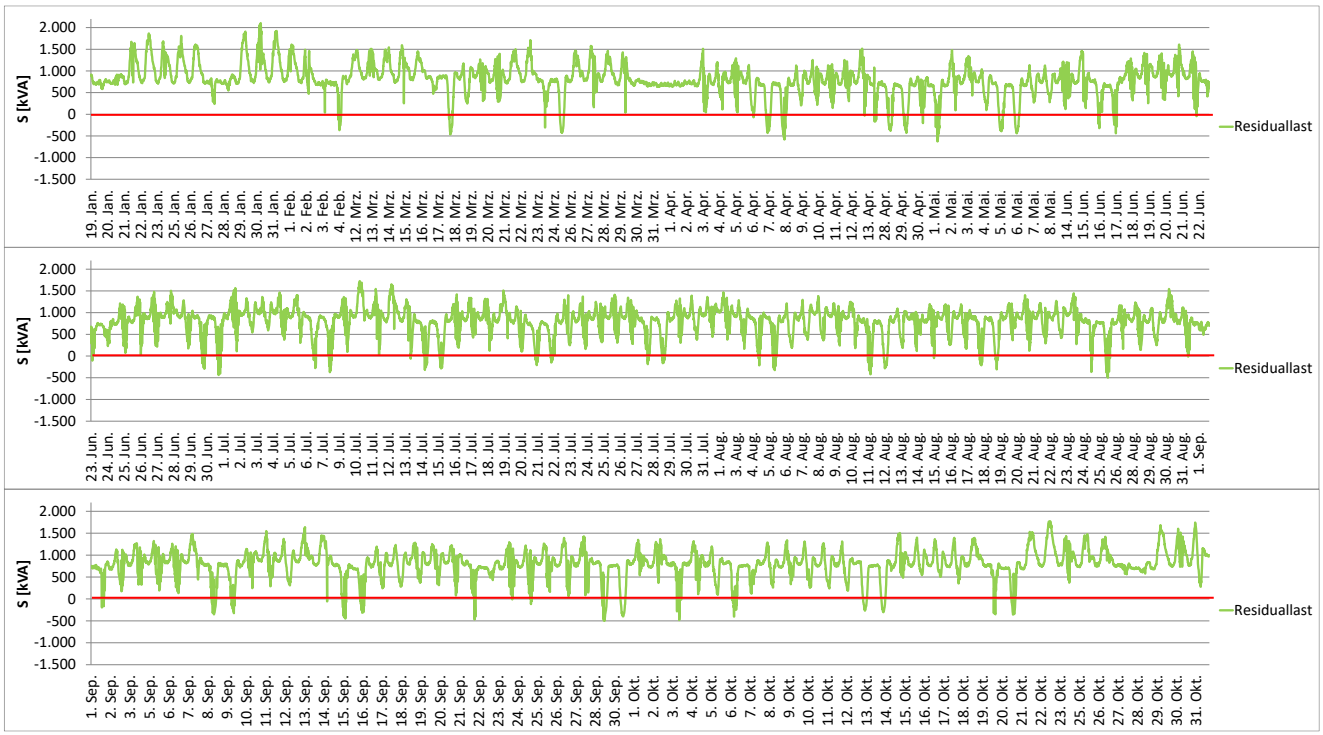


Abbildung 13-12: BTU-Campus Lastgang 2018 und PV-Erzeugung (2.000-kWp-Szenario)

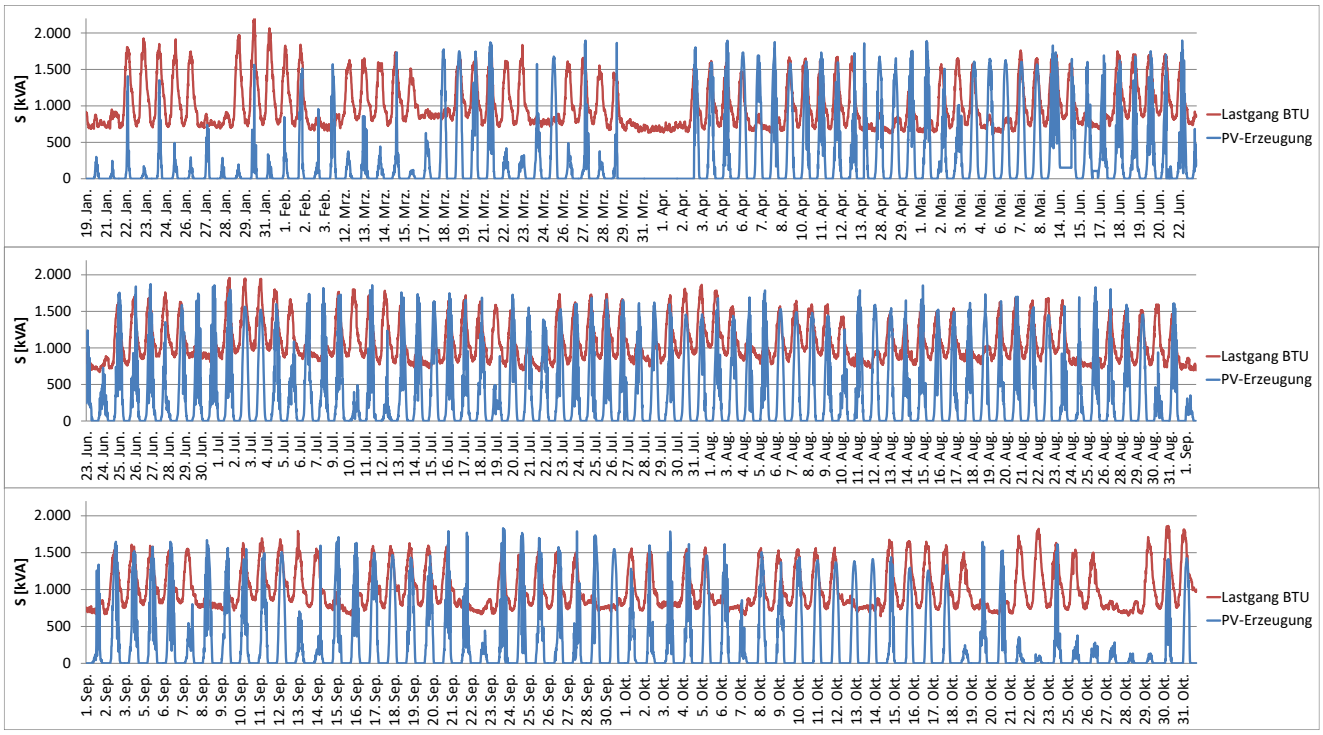
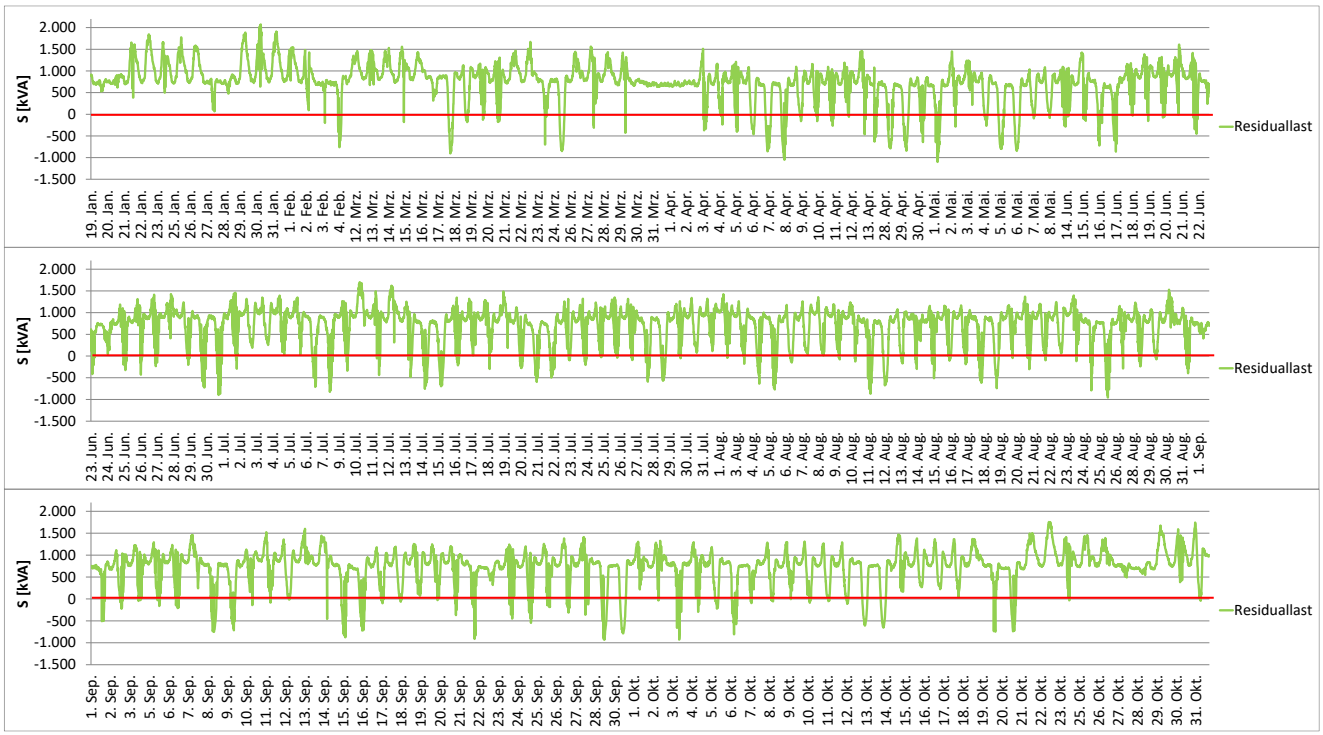


Abbildung 13-13: Residuallast 2.000-kWp-Szenario



13.4 Gestehungskosten für den Strom aus Batteriespeichern

Um eine grobe Wirtschaftlichkeitsbetrachtung durchführen zu können, müssen die Gestehungskosten für den Strom aus Batteriespeichern (LCOS[15]) überschlägig ermittelt werden. Zur Vergleichbarkeit mit dem aktuellen bzw. zukünftigen Strompreis wird der LCOS in Cent/kWh angegeben. Der LCOS beinhaltet neben dem Preis des Batteriesystems die Zyklenzahl, die Entladetiefe der Batterie (DoD[16]), den Wirkungsgrad und die Kapazität des Systems. Der LCOS berechnet sich mit folgender Formel:

$$LCOS = \frac{Anlagenpreis}{Anzahl\ Zyklen * DoD * Wirkungsgrad * Kapazität} \quad (2)$$

In Tabelle 13-1 sind die LCOS für verschiedene Großbatteriespeicher dargestellt. Die Preise für das Gesamtsystem sind vom Hersteller angegeben. Eine Mehrwertsteuer, Transport- oder Aufstellungskosten sind in diesem Preis nicht enthalten. Der Zusammenhang zwischen Größe des Systems ist zu erkennen – je größer der Batteriespeicher ist, desto geringer sind die Gestehungskosten für eine kWh. Die Gestehungskosten aller dargestellten Batteriegrößen mit einer Kapazität über 2 MWh liegen unter 10 Cent/kWh.

Tabelle 13-1: LCOS für Batteriespeicher verschiedener Größen

Batteriegröße [kWh]	Preis[17] [€]	Zyklenzahl	DoD [%]	Wirkungsgrad [%]	LCOS ohne MwSt. [Cent/kWh]	LCOS mit MwSt. (19%) [Cent/kWh]
2.170	878 Tsd.	6.000	90	90	8,33	9,91
		8.000			6,25	7,44
3.680	1,35 Mio.	6.000	90	90	7,56	9,00
		8.000			5,67	6,75
4.350	1,59 Mio.	6.000	90	90	7,51	8,93
		8.000			5,63	6,70

[15] LCOS: Levelized Costs of Storage
[16] DoD: Depth-of-Discharge
[17] Herstellerangaben (Listenpreis) der TESVOLT GmbH

13.5 Blitzschutz

PV-Aufdachanlagen sind potenziell durch direkte und indirekte Auswirkungen von Blitzeinschlägen gefährdet. Daher ist ein Blitzschutzsystem, bestehend aus dem äußeren Blitzschutz mit Fang- sowie Ableitungseinrichtungen und dem inneren Blitzschutz für den Blitzschutz-Potentialausgleich und Überspannungsschutz, für sämtliche PV-Anlagen zu berücksichtigen. Die DIN EN 62305-3 beschreibt Schutzmaßnahmen bei der Anwendung von PV-Stromversorgungssystemen. Auf den meisten Dächern des BTU-Campus ist ein äußerer Blitzschutz vorhanden. Daher müssen für jedes Dach in der Ausführungsplanung Möglichkeiten zur Integration der zu installierenden PV-Anlage in das bestehende Blitzschutzkonzept geprüft werden. Entweder kann die PV-Anlage im Schutzbereich der bestehenden Blitzschutzanlage installiert oder der vorhandene Blitzschutz muss erweitert werden. Diese Erweiterung kann durch die Errichtung neuer Fangstangen oder der Verlängerung vorhandener Stangen erfolgen. Bei der der Installation von Fangstangen sind die daraus resultierenden Verschattungen auf die Module zu achten. Diese Verschattungen können zu Ertragsminderungen der PV-Anlagen führen. Der Abstand der Fangstange zur PV-Anlage muss nach DIN EN 62305-3 Bbl. 5 mindestens das 108-fache des Durchmessers der Stange betragen.

Grundsätzlich ist der äußere Blitzschutz dabei in Blitzschutz „mit“ und „ohne“ ausreichendem Trennungsabstand zu unterscheiden, wie in Abbildung 13-14 und Abbildung 13-15 dargestellt. Kann bspw. auf Metalldächern der Trennungsabstand nicht eingehalten werden, so ist ein Blitzschutz-Potentialausgleich durchzuführen [DEH18].

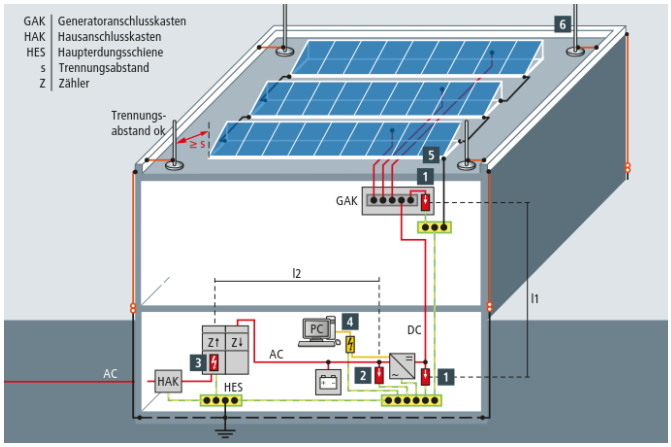


Abbildung 13-14: Äußerer Blitzschutz mit Einhaltung des Trennungsabstandes [DEH19, S.8]

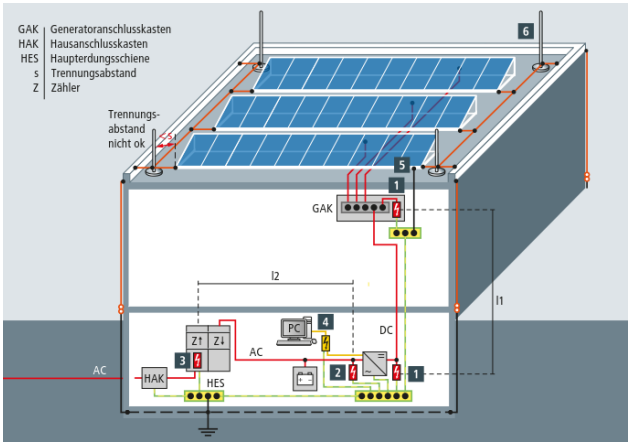


Abbildung 13-15: Äußerer Blitzschutz ohne Einhaltung des Trennungsabstandes [DEH18, S.10]

In der Betrachtung der einzelnen Gebäude wird die Art des bestehenden Blitzschutzes anhand der durchgeführten Drohnenflüge kurz beschrieben. Aufgrund der Komplexität der Thematik und den unterschiedlichen baulichen Gegebenheiten wird auf eine ausführliche Beschreibung und individuelle Handlungsempfehlungen zur Einbindung einer PV-Anlage in das bestehende Blitzschutzkonzept verzichtet. Bei allen betrachteten Dächern ist eine Anpassung der Blitzschutzanlage notwendig – sei es durch eine veränderte Maschenführung oder durch die Errichtung zusätzlicher Fangstangen.

13.6 LG 2D – LG 2A

- **LG2D Hauptgebäude**

Tabelle 13-2: Steckbrief LG2D Hauptgebäude

Gebäude	LG 2D Hauptgebäude
Fläche	925 m²
Gebäudetyp	DDR-Typenbauweise „Leichte Geschossbauweise“
Dacheigenschaften	Dachkassettenplatten
Hindernisse	Flachdach-Entlüfter, Blitzschutz
Blitzschutzanlage	Vermaschtes Netz (9 – 10 m Abstand) mit Dachleitungshaltern und Rundleiter, Stichleitungen zu den einzelnen Dachaufbauten
Standort Wechselrichter	Nordseite des Gebäudes zwischen dem LG2D und LG2C
Einspeisepunkt	Hauptverteilung im Erdgeschoss des LG2D (Raum 006)

Abbildung 13-16: LG2D Hauptgebäude, 3D-Südansicht (IBC Monosol 320 W, Aufständerung Ost/West)

Abbildung 13-17: LG2D Hauptgebäude, 3D-Südansicht (IBC Monosol 320 W, Aufständerung Süd)

Tabelle 13-3: Belegungsvarianten LG2D Hauptgebäude

	Befestigungsart	Module	Leistung [kWp]	Modulgewicht [kg]	Investition [T€]
Variante 1 (Standard) (Abbildung 13-16)	Aufständerung (Ost/West)	358	114	6.623	150 – 180 (ohne Statik)
Variante 2 (Standard) (Abbildung 13-17)	Aufständerung (Süd)	246	79	4.551	110 – 130 (ohne Statik)
Variante 3 (Folie) (nicht abgebildet)	Kleben	54	32	697	130 – 140

- **LG 2D Anbau**

Tabelle 13-4: Steckbrief LG2D Anbau

Gebäude	LG 2D Anbau
Fläche	750 m²
Gebäudetyp	-
Dacheigenschaften	Walmdach mit geringer Neigung, Holzdach mit metallener Stehfalzeindeckung als Drempelgeschoss
Hindernisse	-
Blitzschutzanlage	-
Standort Wechselrichter	Nordseite des Gebäudes zwischen dem LG2D und LG2C
Einspeisepunkt	Hauptverteilung im Erdgeschoss des LG2D (Raum 006)

Abbildung 13-18: LG2D Anbau, 3D-Südansicht
(IBC Monosol 320 W, Flachmontage)

Abbildung 13-19: LG2D Anbau, 2D-Südansicht
(Heliatek Folie)

Tabelle 13-5: Belegungsvarianten LG2D Anbau

	Befestigungsart	Module	Leistung [kWp]	Modulgewicht [kg]	Investition [T€]
Variante 1 (Standard) (Abbildung 13-18)	Flachmontage	195	62	3.608	80 – 110 (ohne Statik)
Variante 2 (Folie) (Abbildung 13-19)	Kleben	31 Streifen	18	400	70 – 80

Die in Abbildung 13-20 dargestellte Glasfassade auf der südlichen Seite des Anbaus ist aufgrund der Lage prinzipiell für die Belegung mit Solarmodulen geeignet. Neben Folienbeklebung ist vor allem die Möglichkeit eines Austausches der Gläser durch semitransparente Module zu untersuchen. Die Fassade ist in der Breite mit acht und in der Höhe mit sechs Glasflächen mit den in Abbildung 13-21 ersichtlichen Abmaßen bestückt – die Gesamtfläche beträgt somit ca. 130 m². Die Glasscheiben sind mit Schrauben montiert, wie in Abbildung 13-22 zu erkennen ist. Durch diese Art der Montage ist ein Rückbau problemlos möglich.

Abbildung 13-20: LG2D, Fassade Ansicht vorn

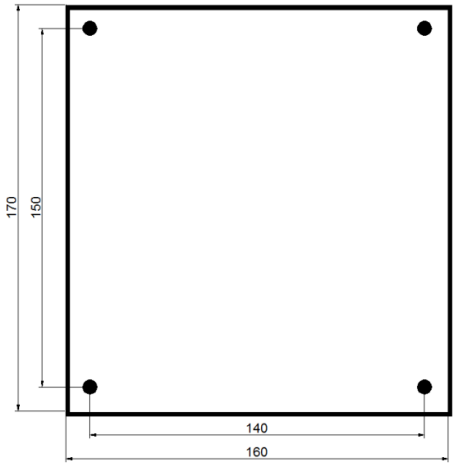


Abbildung 13-21: LG2D, Fassade Seitenansicht

Abbildung 13-22: LG2D, Fassade Montage

Die Bestückung mit semitransparenten Solarmodulen ermöglicht eine Vielzahl von Möglichkeiten zur visuellen Gestaltung der Flächen. Dabei ist die Leistung vom Grad der Transparenz abhängig. Je höher die Transparenz, desto geringer ist die Leistung, die ein Modul maximal bereitstellen kann (siehe Tabelle 13-6).

Tabelle 13-6: Leistung und Transparenz in Relation [Auszug aus ERT20]

Modulart	Eigenschaft	Maße [mm]	Zellenabstand [mm]	Transparenz [%]	Leistung [W/m²]
Polykristallin (vollquadratisch)		156 x 156	5	19	150
Polykristallin (vollquadratisch)		156 x 156	50	45	105
Monokristallin (semitransparent gelocht)		156 x 156	50	55	90

Die installierbare Leistung beträgt zwischen ca. 12 kWp (bei 90 W/m²) und 21 kWp (bei 160 W/m²). Die Kosten für eine fassadenintegrierte PV-Installation variieren in Abhängigkeit von der gewählten Modulart und dessen Transparenz. Die Firma *Ertex Solartechnik GmbH* gibt einen Richtpreis von 500 €/m² exkl. Mehrwertsteuer an (bei 120 W/m² und 30 % Transparenz). Daraus ergibt sich folgende Kostenschätzung [ERT19]:

$$Richtpreis\ \left[\frac{€}{m^2}\right] * Mehrwertsteuer\ [\%] * Fläche\ [m^2] = Abgeschätzte\ Kosten\ [€] \quad (3)$$

$$500\ \frac{€}{m^2} * 1{,}19\ \% * 130\ m^2 = 77.350\ € \quad (4)$$

Die geschätzten Kosten für die Fassadenflächen belaufen sich bei einer installierten Leistung von 15,6 kWp somit auf ca. 80.000 €. Das Gewicht der Fassade kann mit 30 kg/m², also 3.900 kg angenommen werden.

- **LG 2C Hauptgebäude**

Tabelle 13-7: Steckbrief LG2C Hauptgebäude

Gebäude	LG 2C Hauptgebäude
Fläche	925 m²
Gebäudetyp	DDR-Typenbauweise „Leichte Geschossbauweise“
Dacheigenschaften	Dachkassettenplatten
Hindernisse	Flachdach-Entlüfter, Lüftungsanlagen, Blitzschutz
Blitzschutzanlage	Vermaschtes Netz mit Dachleitungshaltern und Rundleiter, Stichleitungen zu den einzelnen Dachaufbauten und Fangstangen an den Lüftungsanlagen
Standort Wechselrichter	Nordseite des Gebäudes zwischen dem LG2D und LG2C
Einspeisepunkt	Hauptverteilung im Erdgeschoss des LG2C

Abbildung 13-23: LG2C Hauptgebäude, 3D-Südansicht (IBC Monosol 320 W, Aufständerung Ost/West)

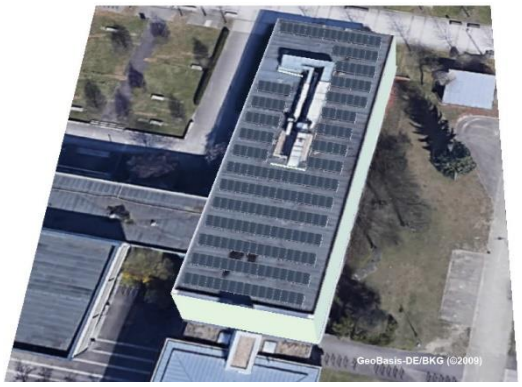


Abbildung 13-24: LG2C Hauptgebäude, 3D-Südansicht (IBC Monosol 320 W, Aufständerung Süd)

Tabelle 13-8: Belegungsvarianten LG2C Hauptgebäude

	Befestigungsart	Module	Leistung [kWp]	Modulgewicht [kg]	Investition [T€]
Variante 1 (Standard) (Abbildung 13-23)	Aufständerung (Ost/West)	284	91	5.254	130 – 150 (ohne Statik)
Variante 2 (Standard) (Abbildung 13-17)	Aufständerung (Süd)	217	69	4.015	100 – 120 (ohne Statik)
Variante 3 (Folie) (nicht abgebildet)	Kleben	26 (587 Wp) 15 (185 Wp)	18	397	70 – 80

- **LG 2C Anbau**

Da es sich bei den Anbauten des LG2A, LG2B, LG2C und LG2D um die gleichen Gebäude handelt, wird auf eine Darstellung des Anbaus des LG2C verzichtet. Als Äquivalent ist der Anbau des LG2D zu betrachten.

- **Zwischengebäude LG2C und LG2D**

Tabelle 13-9: Steckbrief Zwischengebäude LG2C und LG2D

Gebäude	Zwischengebäude LG2C und LG2D
Fläche	Nordfläche: 470 m² Südfläche: 450 m²
Gebäudetyp	DDR-Typenbauweise „Leichte Geschossbauweise“
Dacheigenschaften	Dachkassettenplatten
Hindernisse	Flachdach-Entlüfter, Lüftungsanlagen, Blitzschutz
Blitzschutzanlage	Vermaschtes Netz mit Dachleitungshaltern und Rundleiter, Stichleitungen zu den einzelnen Dachaufbauten und Fangstangen an den Lüftungsanlagen
Standort Wechselrichter	Nordseite des südlichen Gebäudes
Einspeisepunkt	Hauptverteilung im Erdgeschoss des LG2D (Raum 006) oder LG2C

Abbildung 13-25: ZG LG2C und LG2D, 3D-Südansicht
(IBC Monosol 320 W, Aufständerung Ost/West)

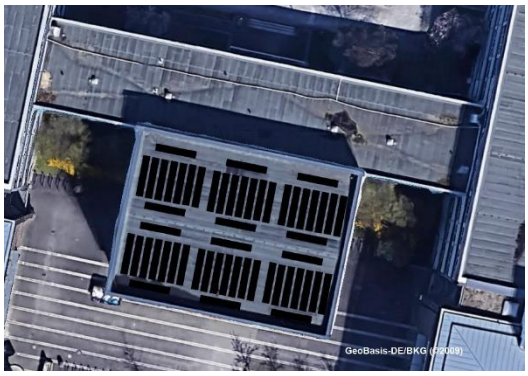


Abbildung 13-26: ZG LG2C und LG2D, 2D-Südansicht
(Heliatek Folie)

Tabelle 13-10: Belegungsvarianten Zwischengebäude LG2C und LG2D

	Befestigungsart	Module	Leistung [kWp]	Modulgewicht [kg]	Investition [T€]
Variante 1 (Standard) (Abbildung 13-25)	Aufständerung (Ost/West)	122 (Nord)	39	2.257	140 – 170 (ohne Statik)
		204 (Süd)	65	3.774	
Variante 2 (Standard) (nicht abgebildet)	Aufständerung (Süd)	98 (Nord)	31	1.813	110 – 120 (ohne Statik)
		138 (Süd)	44	2.553	
Variante 3 (Folie) (Abbildung 13-26)	kleben	54 Streifen (Süd)	32	697	120 – 140

- **LG 2B Hauptgebäude**

Tabelle 13-11: Steckbrief LG2B Hauptgebäude

Gebäude	LG 2B Hauptgebäude
Fläche	925 m²
Gebäudetyp	DDR-Typenbauweise „Leichte Geschossbauweise“
Dacheigenschaften	Dachkassettenplatten
Hindernisse	Flachdach-Entlüfter, technische Geräte, Blitzschutz
Blitzschutzanlage	Vermaschtes Netz Abstand, umlaufende Masche) mit Dachleitungshaltern und Rundleiter, Stichleitungen zu den einzelnen Dachaufbauten und Fangstangen für die auf dem Dach befindlichen technischen Geräte
Standort Wechselrichter	Nordseite des Gebäudes zwischen dem LG2B und LG2A
Einspeisepunkt	Hauptverteilung im Erdgeschoss des LG2B

Abbildung 13-27: LG2B Hauptgebäude, 3D-Südansicht (IBC Monosol 320 W, Aufständerung Ost/West)

Abbildung 13-28: LG2B Hauptgebäude, 3D-Südansicht (IBC Monosol 320 W, Aufständerung Süd)

Tabelle 13-12: Belegungsvarianten LG2B Hauptgebäude

	Befestigungsart	Module	Leistung [kWp]	Modulgewicht [kg]	Investition [T€]
Variante 1 (Standard) (Abbildung 13-27)	Aufständerung (Ost/West)	370	118	6.845	170 – 190 (ohne Statik)
Variante 2 (Standard) (Abbildung 13-28)	Aufständerung (Süd)	250	80	4.625	110 – 130 (ohne Statik)
Variante 3 (Folie) (nicht abgebildet)	Kleben	54	32	697	130 – 140

- **LG 2B Anbau**

Da es sich bei den Anbauten des LG2A, LG2B, LG2C und LG2D um die gleichen Gebäude handelt, wird auf eine Darstellung des Anbaus des LG2B verzichtet. Als Äquivalent ist der Anbau des LG 2D zu betrachten.

- **LG 2A Hauptgebäude**

Tabelle 13-13: Steckbrief LG2A Hauptgebäude

Gebäude	LG 2A Hauptgebäude
Fläche	925 m²
Gebäudetyp	DDR-Typenbauweise „Leichte Geschossbauweise“
Dacheigenschaften	Dachkassettenplatten
Hindernisse	Flachdach-Entlüfter, technische Geräte, Blitzschutz
Blitzschutzanlage	Vermaschtes Netz mit Dachleitungshaltern und Rundleiter, Stichleitungen zu den einzelnen Dachaufbauten und Fangstangen für die auf dem Dach befindlichen technischen Geräte
Standort Wechselrichter	Nordseite des Gebäudes zwischen dem LG2B und LG2A
Einspeisepunkt	Hauptverteilung im Erdgeschoss des LG2A

Abbildung 13-29: LG2A Hauptgebäude, 3D-Südansicht (IBC Monosol 320 W, Aufständerung Ost/West)

Abbildung 13-30: LG2A Hauptgebäude, 3D-Südansicht (IBC Monosol 320 W, Aufständerung Süd)

Tabelle 13-14: Belegungsvarianten LG2A Hauptgebäude

	Befestigungsart	Module	Leistung [kWp]	Modulgewicht [kg]	Investition [T€]
Variante 1 (Standard) (Abbildung 13-29)	Aufständerung (Ost/West)	356	114	6.586	150 – 180 (ohne Statik)
Variante 2 (Standard) (Abbildung 13-30)	Aufständerung (Süd)	245	78	4.533	110 – 130 (ohne Statik)
Variante 3 (Folie) (nicht abgebildet)	Kleben	54	32	697	130 – 140

- **LG 2A Anbau**

Da es sich bei den Anbauten des LG 2A, LG2B, LG2C und LG2D um die gleichen Gebäude handelt, wird auf eine Darstellung des Anbaus des LG2A verzichtet. Als Äquivalent ist der Anbau des LG2D zu betrachten.

- **Zwischengebäude LG2A und LG2B**

Tabelle 13-15: Steckbrief Zwischengebäude LG2A und LG2B

Gebäude	Zwischengebäude LG2A und LG2B
Fläche	Nordfläche: 470 m² Südfläche: 450 m²
Gebäudetyp	DDR-Typenbauweise „Leichte Geschossbauweise“
Dacheigenschaften	Dachkassettenplatten
Hindernisse	Flachdach-Entlüfter, Lüftungsanlagen, Blitzschutz
Blitzschutzanlage	Vermaschtes Netz mit Dachleitungshaltern und Rundleiter, Stichleitungen zu den einzelnen Dachaufbauten und Fangstangen/Fangseile an den Lüftungsanlagen
Standort Wechselrichter	Nordseite des südlichen Gebäudes
Einspeisepunkt	Hauptverteilung im Erdgeschoss des LG2B oder LG2A

Abbildung 13-31: ZG LG2A und LG2B, 3D-Südansicht (IBC Monosol 320 W, Aufständerung Ost/West)

Abbildung 13-32: ZG LG2A und LG2B, 2D-Südansicht (Heliatek Folie)

Tabelle 13-16: Belegungsvarianten Zwischengebäude LG2A und LG2B

	Befestigungsart	Module	Leistung [kWp]	Modulgewicht [kg]	Investition [T€]
Variante 1 (Standard) (Abbildung 13-31)	Aufständerung (Ost/West)	120 (Nordfläche)	38	2.220	140 – 170 (ohne Statik)
		204 (Südfläche)	65	3.774	
Variante 2 (Standard) (nicht abgebildet)	Aufständerung (Süd)	86 (Nordfläche)	28	1.591	100 – 120 (ohne Statik)
		138 (Südfläche)	44	2.553	
Variante 3 (Folie) (Abbildung 13-32)	kleben	54 Streifen (Nordfläche)	32	697	150 – 180
		16 Streifen (Südfläche)	9	206	

13.7 Zentrales Verwaltungsgebäude (ZeWe)

Tabelle 13-17: Steckbrief Zentrales Verwaltungsgebäude

Gebäude	Zentrales Verwaltungsgebäude (ZeWe)
Fläche	330 m² (Südfläche)
Gebäudetyp	-
Dacheigenschaften	Walmdach, Gittersparrendach (Brettbinder) mit Betondachsteineindeckung, Sparrenabstand: 1m, holzsparende Dachbauweise
Hindernisse	Blitzschutz
Blitzschutzanlage	Vermaschtes Netz mit Fangleitungen, Fangspitzen
Standort Wechselrichter	Nord- oder Ostseite des Gebäudes
Einspeisepunkt	Hauptverteilung im Erdgeschoss (Nordseite) des ZeWe

Abbildung 13-33: ZeWe, 3D-Südansicht
(IBC Monosol 320 W, Standard Schrägdach)

Tabelle 13-18: Belegungsvariante Zentrales Verwaltungsgebäude

	Befestigungsart	Module	Leistung [kWp]	Modulgewicht [kg]	Investition [T€]
Variante 1 (Standard) (Abbildung 13-33)	Montage Schrägdach	184	59	3.404	80 – 100 (ohne Statik)

13.8 IKMZ

Die Dachflächen des in Abbildung 13-34 abgebildeten IKMZ eignen sich nicht für eine Installation von PV-Modulen. Die Bebauung durch Lüftungskanäle und anderen Aufbauten sowie die unregelmäßige Form der Dachfläche sind für eine flächendeckende Belegung hinderlich.

Abbildung 13-34: IKMZ, 2D-Südansicht

Bei der möglichen Bestückung der Fassadenflächen sind folgende Dinge zu berücksichtigen:

- optische Effekte auf das Wahrzeichen „IKMZ“
- klimatische Effekte innerhalb des Gebäudes
- strukturierte Fassade als Teil eines architektonischen Grundkonzeptes

In Abbildung 13-35 und Abbildung 13-36 sind Nahansichten der Fassade dargestellt. Erkennbar ist, dass die Glasfassade – bestehend aus einer Vielzahl von einzelnen Glasplatten – als Vorbau montiert wurde und über Schraubverbindungen angebracht ist. Die Maße einer einzelnen Platte sind in Abbildung 13-37 dargestellt.

Abbildung 13-35: IKMZ, Fassade Ansicht 1

Abbildung 13-36: IKMZ, Fassade Ansicht 2

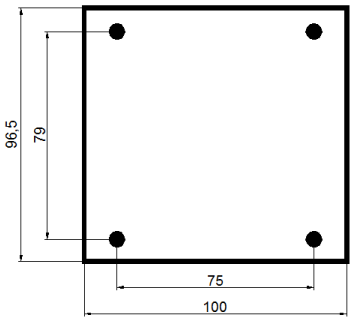


Abbildung 13-37: IKMZ, Maße in [cm]

Die Annahmen basieren wiederum aus dem Datenblatt der *Ertex Solartechnik GmbH* (120 W/m², 30 kg/m², 500 €/m² ohne Mwst. [ERT19]). Dabei werden nur die Glasplatten berücksichtigt, die die Ostfassade des Gebäudes bilden. Vertikal besteht die Fassade aus ca. 30 Glasplatten und horizontal werden 30 Glasplatten angenommen. Somit ergeben sich folgende überschlägige Kosten der integrierten PV-Fassadenanlage:

$$Variante\ 30\ x\ 30\ Glasplatten\ (= 104{,}22\ kWp)\colon 500\ \frac{€}{m^2} * 1{,}19\ \% * (868{,}5)\ m^2 = 516.758\ €$$

13.9 LG 1A und HS 1+2

Tabelle 13-19: Steckbrief LG1A und HS 1+2

Gebäude	Lehrgebäude 1A und Hörsaal 1 + 2
Fläche	LG1A (Südgebäude): 190 m² (Südfläche) LG1A (Ostgebäude): 370 m² (Ost- und Westfläche) Hörsaal 1+2 (Nordgebäude): 220 m² (Südfläche)
Gebäudetyp	-
Dacheigenschaften	Nordgebäude: Walmdach, Stahlhängewerk mit Stahlpfetten und Holzsparren mit 5-6 cm Breite und 14 cm Höhe Südgebäude: Walmdach, Gittersparrendach, holzsparende Dachbauweise Ostgebäude: Kehlbalkendach mit Sparrenquerschnitten von 5-6 cm Breite und 14 cm Höhe
Hindernisse	Dachfenster, Blitzschutz
Blitzschutzanlage	Vermaschtes Netz mit Fangleitungen, Fangspitzen
Standort Wechselrichter	der Sonne abgewandte Gebäudefassaden
Einspeisepunkt	Hauptverteilung des Süd- oder Nordgebäudes

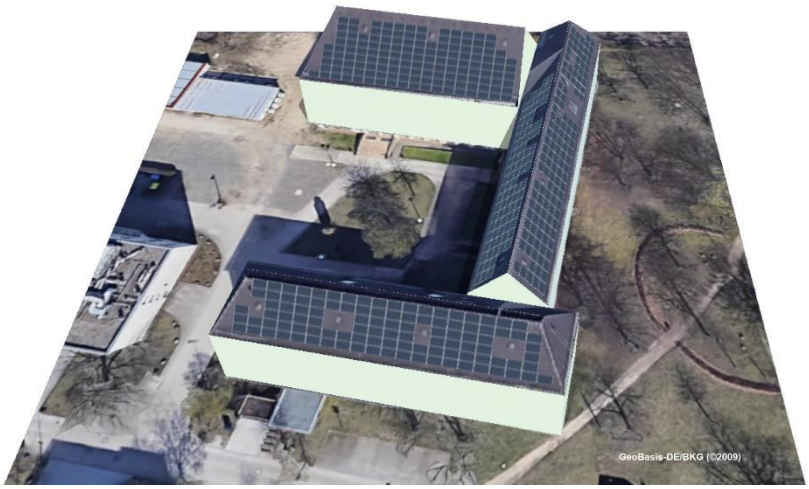


Abbildung 13-38: LG 1A und HS 1+2, 3D-Südansicht
(IBC Monosol 320 W, Standard Schrägdach)

Tabelle 13-20: Belegungsvariante LG1A und HS 1+2

	Befestigungsart	Module	Leistung [kWp]	Modulgewicht [kg]	Investition [T€]
Variante (Standard) (Abbildung 13-38)	Montage Schrägdach	141 (HS 1+2)	45	2.609	200 – 240 (ohne Statik)
		222 (Ost)	71	4.107	
		105 (Süd)	34	1.943	

13.10 Hauptgebäude

Tabelle 13-21: Steckbrief Hauptgebäude

Gebäude	Hauptgebäude
Fläche	1.700 m²
Gebäudetyp	-
Dacheigenschaften	Stahlbeton-Fertigteil-Deckenplatten
Hindernisse	Flachdach-Entlüfter, Lüftungsanlagen, Revisionsgänge, Kabel für Lüftungsanlagen, Bekiesung, Blitzschutz
Blitzschutzanlage	Vermaschtes Netz mit Dachleitungshaltern und Rundleiter, Stichleitungen zu den einzelnen Dachaufbauten
Standort Wechselrichter	Dach (zusätzliche Konstruktion benötigt)
Einspeisepunkt	Trafostation ÜST1

Abbildung 13-39: Hauptgebäude, 3D-Südansicht (IBC Monosol 320 W, Aufständerung Ost/West)

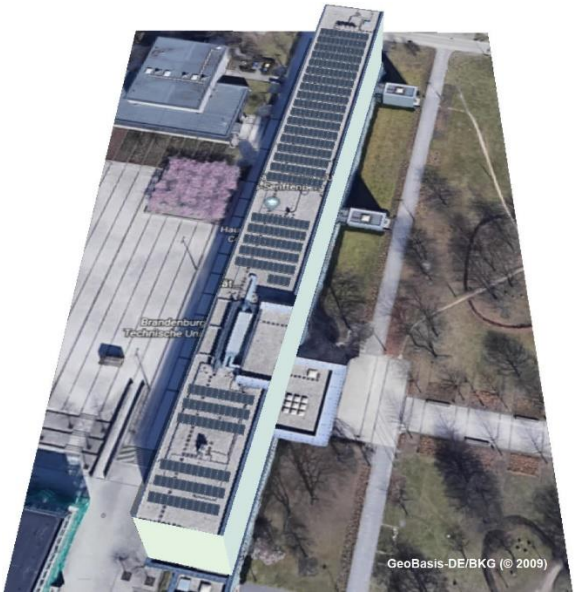


Abbildung 13-40: Hauptgebäude, 3D-Südansicht (IBC Monosol 320 W, Aufständerung Süd)

Tabelle 13-22: Belegungsvarianten Hauptgebäude

	Befestigungsart	Module	Leistung [kWp]	Modulgewicht [kg]	Investition [T€]
Variante 1 (Standard) (Abbildung 13-39)	Aufständerung (Ost/West)	490	157	9.065	210 – 300
Variante 2 (Standard) (Abbildung 13-40)	Aufständerung (Süd)	331	106	6.124	140 – 170

13.11 Großer Hörsaal

Tabelle 13-23: Steckbrief Großer Hörsaal

Gebäude	Großer Hörsaal
Fläche	Höherer Gebäudeteil: 420 m² Niedriger Gebäudeteil: 450 m²
Gebäudetyp	-
Dacheigenschaften	-
Hindernisse	Dachaufbauten, Blitzschutz
Blitzschutzanlage	Vermaschtes Netz mit Dachleitungshaltern und Rundleiter, Stichleitungen und Fangstangen zu den einzelnen Dachaufbauten
Standort Wechselrichter	Nordseite
Einspeisepunkt	Hauptverteilung im Erdgeschoss (hinterer Gebäudeteil)

Abbildung 13-41: Großer Hörsaal, 3D-Südansicht
(IBC Monosol 320 W, Aufständerung Ost/West)

Abbildung 13-42: Großer Hörsaal, 3D-Südansicht
(IBC Monosol 320 W, Aufständerung Süd)

Tabelle 13-24: Belegungsvarianten Großer Hörsaal

	Befestigungsart	Module	Leistung [kWp]	Modulgewicht [kg]	Investition [T€]
Variante 1 (Standard) (Abbildung 13-41)	Aufständerung (Ost/West)	116 (Nord)	37	2.146	100 – 120 (ohne Statik)
		108 (Süd)	35	1.998	
Variante 2 (Standard) (Abbildung 13-42)	Aufständerung (Süd)	87 (Nord)	28	1.610	80 – 100 (ohne Statik)
		86 (Süd)	28	1.591	
Variante 3 (Folie) (nicht abgebildet)	kleben	16 (Nord)	9	207	70 – 80
		16 (Süd)	9	207	

13.12 Audimax und Zentrales Hörsaalgebäude (ZHG)

Tabelle 13-25: Steckbrief Audimax und Zentrales Hörsaalgebäude

Gebäude	Audimax und Zentrales Hörsaalgebäude
Fläche	Audimax: 420 m², ZHG: 2.000 m²
Gebäudetyp	-
Dacheigenschaften	Audimax: Stehfalzdeckung, ZHG: Gründach
Hindernisse	Dachaufbauten (ZHG), Fenster (ZHG), Blitzschutz (ZHG)
Blitzschutzanlage	Dachleitungshalter und Rundleiter, Stichleitungen und Fangstangen zu den einzelnen Dachaufbauten (ZHG)
Standort Wechselrichter	Östliche oder nördliche Fassade des Audimax, Dach des ZHG
Einspeisepunkt	Hauptverteilung im Untergeschoss auf der nördlichen Seite des Audimax

Abbildung 13-43: Audimax und ZHG, 3D-Südansicht
(IBC Monosol 320 W, Aufständerung Ost/West [ZHG])
(SunMan eArche 290 W, Flachmontage [Audimax])

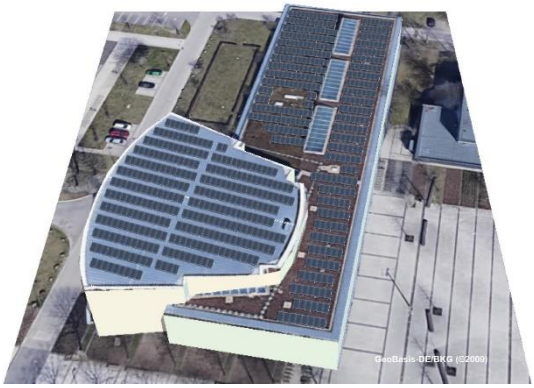


Abbildung 13-44: Audimax und ZHG, 3D-Südansicht
(IBC Monosol 320 W, Aufständerung Süd)

Tabelle 13-26: Belegungsvarianten Audimax

	Befestigungsart	Module	Leistung [kWp]	Modulgewicht [kg]	Investition [T€]
Variante 1 (Leicht) (Abbildung 13-43)	kleben	503	146	2.515	320 – 390 (ohne Statik)
Variante 2 (Standard) (Abbildung 13-44)	Aufständerung (Süd)	307	98	5.680	130 – 150 (ohne Statik)

Tabelle 13-27: Belegungsvarianten Zentrales Hörsaalgebäude

	Befestigungsart	Module	Leistung [kWp]	Modulgewicht [kg]	Investition [T€]
Variante 1 (Standard) (Abbildung 13-43)	Aufständerung (Ost/West)	482	154	8.917	200 – 250 (ohne Statik)
Variante 2 (Standard) (Abbildung 13-44)	Aufständerung (Süd)	381	122	7.049	170 – 190 (ohne Statik)

13.13 VG1C (Rechenzentrum)

Das im Jahr 2014 fertiggestellte Rechenzentrum ist in Abbildung 13-45 abgebildet. Es ist zu erkennen, dass die Dachfläche für eine Bebauung mit Solarmodulen ungeeignet ist. Die Dachfläche ist mit Lüftungs- und Blitzschutzanlagen sowie anderen Hindernissen flächendeckend bebaut, so dass auch eine Teilnutzung ausgeschlossen ist.

Abbildung 13-45: Rechenzentrum, 2D-Südansicht Dach

Abbildung 13-46: Rechenzentrum, 2D-Südansicht Fassade

Die in Abbildung 13-46 dargestellte Fassadenfläche des Rechenzentrums kommt theoretisch eine längsseitige Beklebung der Fassade mit Folien infrage. Praktisch ist dies allerdings nicht umsetzbar, da die hohen Außentemperaturen an der Kupferfassade die Module mit hoher Wahrscheinlichkeit zerstören würden. Analog zum IKMZ unterliegt das Rechenzentrum ebenfalls einem architektonischen Grundkonzept, was es zu berücksichtigen gibt.

Alternativ zur Belegung mit Folien sollte über eine sinnvolle Wärmeabführung nachgedacht werden, um auch die Energieeffizienz des Gebäudes zu erhöhen. Die starke Hitzeentwicklung an der Fassade führt zu einem höheren Klimabedarf in den Räumen, da die Fenster tagsüber nicht zum Lüften geöffnet werden können.

13.14 Repro

Nach Informationen des *VB 3.1 Technisches Gebäudemanagement* der BTU vom 06.05.2019 wird die Reprografie (Walther-Pauer-Straße 1) in den kommenden Jahren zurückgebaut und spielt somit keine Rolle im weiteren Verlauf der Studie.

13.15 Sporthalle

Tabelle 13-28: Steckbrief Sporthalle

Gebäude	Sporthalle
Fläche	1.600 m²
Gebäudetyp	-
Dacheigenschaften	Stabnetztragwerk
Hindernisse	Flachdach-Entlüfter
Blitzschutzanlage	Vermaschtes Netz mit Dachleitungshaltern und Rundleiter
Standort Wechselrichter	Östliche oder südliche Fassade der Sporthalle
Einspeisepunkt	Hauptverteilung auf der Südwestseite oder Trafostation T6-LG1C

Abbildung 13-47: Sporthalle, 3D-Südansicht
(SunMan eArche 290 W, Flachmontage)

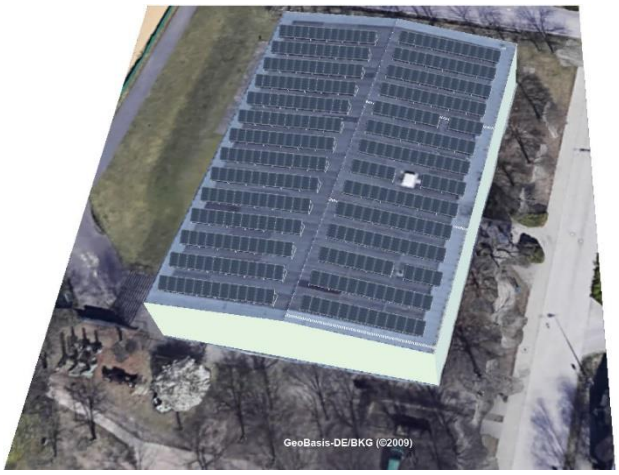


Abbildung 13-48: Sporthalle, 3D-Südansicht
(IBC Monosol 320 W, Aufständerung Süd)

Tabelle 13-29: Belegungsvarianten Sporthalle

	Befestigungsart	Module	Leistung [kWp]	Modulgewicht [kg]	Investition [T€]
Variante 1 (Leicht) (Abbildung 13-47)	kleben	613	178	3.065	390 – 480
Variante 2 (Standard) (Abbildung 13-48)	Aufständerung (Süd)	359	115	6.642	150 – 190 (ohne Statik)
Variante 3 (Folie) (nicht abgebildet)	kleben	96	56	1.240	210 – 250

13.16 HS3

Nach Informationen des *VB 3.1 Technisches Gebäudemanagement* der BTU vom 06.05.2019 wird der neben dem neuen Rechenzentrum gelegene Hörsaal 3 (Walther-Pauer-Straße 2) in den kommenden Jahren zurückgebaut und spielt somit keine Rolle im weiteren Verlauf der Studie. Das LG1C existiert bereits nicht mehr.

13.17 Verkehrstechnikhalle (VTH)

Tabelle 13-30: Steckbrief Fassade Verkehrstechnikhalle

Gebäude	Verkehrstechnikhalle (Fassade)
Fläche	Ca. 100 m² (nutzbare Fläche)
Standort Wechselrichter	Unter den Modulen
Einspeisepunkt	Hauptverteilungen im westlichen Teil des Gebäudes

Abbildung 13-49: Verkehrstechnikhalle, 3D-Südansicht
(IBC Monosol 320 W, Fassade)

Tabelle 13-31: Belegungsvarianten VTH

	Befestigungsart	Module	Leistung [kWp]	Modulgewicht [kg]	Investition [T€]
Variante 1 (Standard) (Abbildung 13-49)	Montagesystem Fassade	70	22	1.295	35 – 40
Variante 2 (Folie) (nicht abgebildet)	kleben	33 Streifen	20	390	70 – 80

13.18 LG3

Nach Informationen des *VB 3.1 Technisches Gebäudemanagement* der BTU vom 06.05.2019 wird das vor dem Sportplatz gelegene LG3 (Walther-Pauer-Straße 5) in den kommenden Jahren zurückgebaut und spielt somit keine Rolle im weiteren Verlauf der Studie.

13.19 Garagen

Nach Informationen des *VB 3.1 Technisches Gebäudemanagement* der BTU vom 06.05.2019 wird der vor dem Sportplatz gelegene Garagenkomplex (Walther-Pauer-Straße 7) in den kommenden Jahren zurückgebaut und spielt somit keine Rolle im weiteren Verlauf der Studie.

13.20 Gebäude hinter FMPA

Nach Informationen des *VB 3.1 Technisches Gebäudemanagement* der BTU vom 06.05.2019 wird das hinter der FMPA befindliche Gebäude in den kommenden Jahren zurückgebaut und spielt somit keine Rolle im weiteren Verlauf der Studie.

13.21 FMPA

Tabelle 13-32: Steckbrief Fassade FMPA

Gebäude	FMPA (Ostfassade)
Fläche	Ostfassade: 60 m² (nutzbare Fläche)
Standort Wechselrichter	Nördliche Fassade der oberen Ebene
Einspeisepunkt	Hauptverteilung in der FMPA

Abbildung 13-50: FMPA, Ansicht Ostfassade

Tabelle 13-33: Belegungsvariante FMPA Ostfassade

	Befestigungsart	Module	Leistung [kWp]	Modulgewicht [kg]	Investition [T€]
Variante 1 (Folie) (Abbildung 13-50)	kleben	8 Streifen	5	103	20 – 25

13.22 LG 1B

Nach Informationen des *VB 3.1 Technisches Gebäudemanagement* der BTU vom 06.05.2019 wird das LG1B (Konrad-Zuse-Straße 3) in den kommenden Jahren zurückgebaut und spielt somit im weiteren Verlauf der Studie keine Rolle.

13.23 Baustofflager und Nebengebäude

Nach Informationen des *VB 3.1 Technisches Gebäudemanagement* der BTU vom 06.05.2019 werden sowohl das Baustofflager als auch dessen Nebengebäude in den kommenden Jahren zurückgebaut und spielen somit keine Rolle im weiteren Verlauf der Studie.

13.24 LG3B

Tabelle 13-34: Steckbrief LG3B

Gebäude	Lehrgebäude 3B
Fläche	Ostgebäude: 550 m^2, Westgebäude: 900 m^2
Gebäudetyp	-
Dacheigenschaften	Dachdecke mit in Ansatz gebrachter Installationslast von 0,3 kN/m^3
Hindernisse	Dachaufbauten, Bekiesung
Blitzschutzanlage	Dachleitungshalter und Rundleiter, Stichleitungen und Fangstangen zu den einzelnen Dachaufbauten
Standort Wechselrichter	Nördliche Fassade, Westliche oder Östliche Fassade
Einspeisepunkt	Trafostation T3-Fak4

Abbildung 13-51: LG3B, 3D-Südansicht
(IBC Monosol 320 W, Aufständerung Ost/West)

Abbildung 13-52: LG3B, 3D-Südansicht
(IBC Monosol 320 W, Aufständerung Süd)

Tabelle 13-35: Belegungsvarianten LG3B

	Befestigungsart	Module	Leistung [kWp]	Modulgewicht [kg]	Investition [T€]
Variante 1 (Standard) (Abbildung 13-51)	Aufständerung (Ost/West)	210 (Westgeb.)	67	3.885	190 – 230
		236 (Ostgeb.)	76	4.366	
Variante 2 (Standard) (Abbildung 13-52)	Aufständerung (Süd)	125 (Westgeb.)	40	2.313	120 – 130
		137 (Ostgeb.)	44	2.535	

13.25 LG3A

Tabelle 13-36: Steckbrief LG3A

Gebäude	Lehrgebäude 3A
Fläche	3.800 m^2
Gebäudetyp	-
Dacheigenschaften	Nordöstliches Hallendach: Binderdach aus Holzbindern, Eindeckung mit Stehfalzklemmen Westliche Dächer: Stehfalzabdichtung auf der darunterliegenden Dämmung, Trapezblech auf einer Stahlkonstruktion
Hindernisse	Dachaufbauten, Dachfenster, Seilsicherungssystem, Revisionsgänge
Blitzschutzanlage	Fangstangen an einzelnen Dachaufbauten
Standort Wechselrichter	Nördliche Fassaden der westlichen Dächer
Einspeisepunkt	Trafostation T3-Fak4

Abbildung 13-53: LG3A, 3D-Südansicht
(IBC Monosol 320 W, Aufständerung Ost/West)

Abbildung 13-54: LG3A, 3D-Südansicht
(IBC Monosol 320 W, Aufständerung Süd)

Tabelle 13-37: Belegungsvarianten LG3A

	Befestigungsart	Module	Leistung [kWp]	Modulgewicht [kg]	Investition [T€]
Variante 1 (Standard) (Abbildung 13-53)	Aufständerung (Ost/West)	1048	335	19.388	440 – 520
Variante 2 (Standard) (Abbildung 13-54)	Aufständerung (Süd)	743	238	12.746	310 – 370

13.26 LG3E (Forschungszentrum)

In Abbildung 13-55 ist das Dach des Forschungszentrum 3E dargestellt. Bei der Betrachtung ist ersichtlich, dass sich das Dach dieses Gebäudes nicht für die Installation von PV-Anlagen eignet, da es flächendeckend mit Hindernissen wie bspw. Klimaanlagen und Entlüftungsanlagen bebaut ist. Die Fassade ist aufgrund der großen Anzahl von Fenstern ebenfalls ungeeignet. Aus diesen Gründen wird im weiteren Verlauf das Forschungszentrum nicht weiter betrachtet.

Abbildung 13-55: Forschungszentrum, 2D-Südansicht

13.27 Wasserstoffversuchsstand

Der Wasserstoffversuchsstand fällt ebenfalls aus der Betrachtung heraus, da die Dach- und Fassadenflächen ungeeignet für die Installation von PV-Anlagen sind. Die Dachfläche hat nur eine geringe Fläche und ist zudem mit Lüftungsanlagen etc. bebaut (siehe Abbildung 13-56). Somit ist eine Belegung nicht sinnvoll.

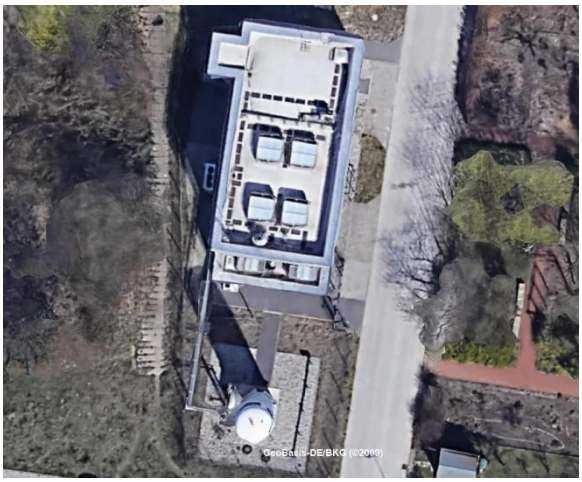


Abbildung 13-56: Wasserstoffversuchsstand, 2D-Südansicht

13.28 LG4A

Tabelle 13-38: Steckbrief LG4A

Gebäude	Lehrgebäude 4A
Fläche	620 m^2
Gebäudetyp	-
Dacheigenschaften	ungedämmtes Alu-Profil-Blechdach
Hindernisse	Dachaufbauten
Blitzschutzanlage	-
Standort Wechselrichter	Nördliche Fassade, Westfassade
Einspeisepunkt	Trafostation T3-Fak4

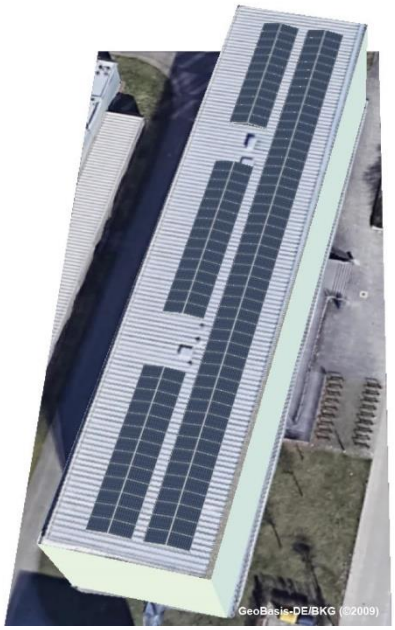


Abbildung 13-57: LG4A, 3D-Südansicht
(IBC Monosol 320 W, Aufständerung Ost/West)

Abbildung 13-58: LG4A, 3D-Südansicht
(IBC Monosol 320 W, Aufständerung Süd)

Tabelle 13-39: Belegungsvarianten LG4A

	Befestigungsart	Module	Leistung [kWp]	Modulgewicht [kg]	Investition [T€]
Variante 1 (Standard) (Abbildung 13-57)	Aufständerung (Ost/West)	178	57	3.293	80 – 100 (ohne Statik)
Variante 2 (Standard) (Abbildung 13-58)	Aufständerung (Süd)	152	49	2.812	70 – 80 (ohne Statik)

13.29 LH4C

Nach Informationen des *VB 3.1 Technisches Gebäudemanagement* der BTU vom 06.05.2019 wurde das Dach der LH4C bereits saniert und wird somit nicht weiter betrachtet. Es wird nur die Südfassade berücksichtigt.

Tabelle 13-40: Steckbrief Fassade LH4C

Gebäude	Laborhalle 4C (Südfassade)
Fläche	Südfassade: 300 – 400 m² (nutzbare Fläche)
Standort Wechselrichter	Innerhalb des Gebäudes, NSHV-Raum (östlich)
Einspeisepunkt	Hauptverteilung oder NSHV (östlich)

Abbildung 13-59: LH4C, Ansicht Südfassade 1 (Heliatek Folie)

Abbildung 13-60: LH4C, Ansicht Südfassade 2 (Heliatek Folie)

Tabelle 13-41: Belegungsvariante LH4C Südfassade

	Befestigungsart	Module	Leistung [kWp]	Modulgewicht [kg]	Investition [T€]
Variante 1 (Folie) (Abbildung 13-59, Abbildung 13-60)	kleben	24 Streifen	14	309	65 – 80

13.30 LB4B

Tabelle 13-42: Steckbrief LB4B

Gebäude	Lehrbau 4B
Fläche	untere Ebene: 1.000 m^2, obere Ebene: 200 m^2
Gebäudetyp	-
Dacheigenschaften	ungedämmtes Alu-Profil-Blechdach
Hindernisse	Dachaufbauten
Blitzschutzanlage	-
Standort Wechselrichter	Nordseite obere Ebene
Einspeisepunkt	Technikzentrale im Obergeschoss, Trafostation T3-Fak4

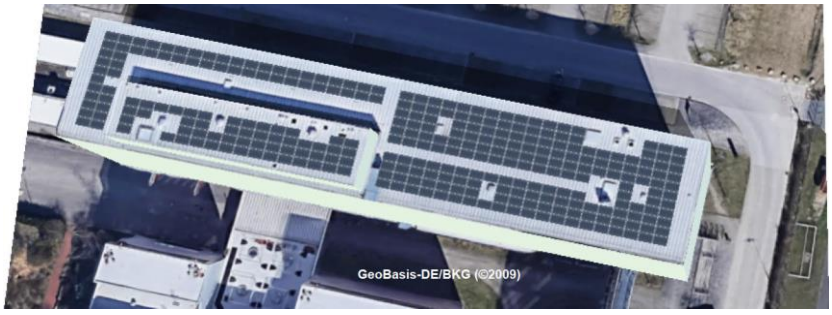


Abbildung 13-61: LB4B, 3D-Südansicht
(SunMan eArche 290 W, Flachmontage)

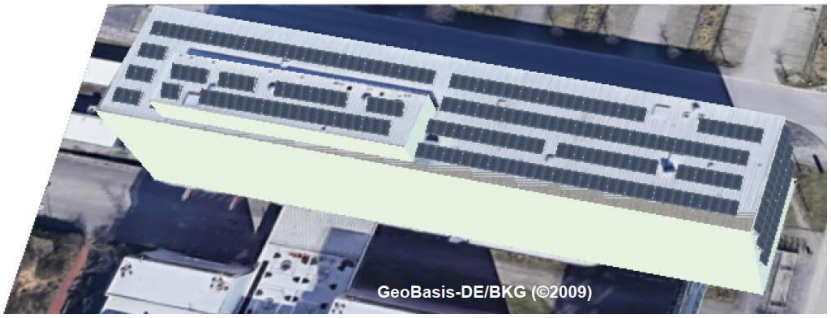


Abbildung 13-62: LB4B, 3D-Südansicht
(IBC Monosol 320 W, Aufständerung Süd und Fassade Ost)

Tabelle 13-43: Belegungsvarianten LB4B

	Befestigungsart	Module	Leistung [kWp]	Modulgewicht [kg]	Investition [T€]
Variante 1 (Leicht) (Abbildung 13-61)	kleben	296	86	1.628	190 – 230 (ohne Statik)
Variante 2 (Standard) (Abbildung 13-62)	Aufständerung (Süd)	216	69	4.018	100 – 120 (ohne Statik)

Die Ostfassade des LB4B weist ebenfalls Potential zur Installation einer PV-Anlage auf.

Tabelle 13-44: Steckbrief LB4B, Ostfassade

Gebäude	LB4B (Ostfassade)
Fläche	Ostfassade: 100 m² (nutzbare Fläche)
Standort Wechselrichter	Unter den Modulen, im Gebäude
Einspeisepunkt	Hauptverteilung des LB4B

Abbildung 13-63: LB4B, Ostfassade (Frontansicht)

Abbildung 13-64: LB4B, Ostfassade (Seitenansicht)

Tabelle 13-45: Belegungsvarianten LB4B, Ostfassade

	Befestigungsart	Module	Leistung [kWp]	Modulgewicht [kg]	Investition [T€]
Variante 1 (Standard) (siehe Abbildung 13-62)	Montagesystem Fassade	40	13	740	20 – 25
Variante 2 (Folie) (nicht abgebildet)	kleben	10 Streifen	6	128	20 – 25

13.31 LH3D

Tabelle 13-46: Steckbrief LH3D

Gebäude	Laborhalle 3D
Fläche	Westgebäude: 360 m^2, Ostgebäude: 390 m^2
Gebäudetyp	-
Dacheigenschaften	Spannbeton-Fertigteildeckenplatten mit einer Nutzlast von ca. 2 kN/m^2
Hindernisse	Flachdach-Entlüfter
Blitzschutzanlage	Vermaschtes Netz mit Dachleitungshaltern und Rundleiter
Standort Wechselrichter	Nordseite des Ostgebäudes
Einspeisepunkt	Hauptverteilung im Zwischengebäude

Abbildung 13-65: LH3D, 3D-Südansicht
(IBC Monosol 320 W, Aufständerung Ost/West)

Abbildung 13-66: LH3D, 3D-Südansicht
(IBC Monosol 320 W, Aufständerung Süd)

Tabelle 13-47: Belegungsvarianten LH3D

	Befestigungsart	Module	Leistung [kWp]	Modulgewicht [kg]	Investition [T€]
Variante 1 (Standard) (Abbildung 13-65)	Aufständerung (Ost/West)	124 (West)	40	2.294	120 – 130
		135 (Ost)	44	2.498	
Variante 2 (Standard) (Abbildung 13-66)	Aufständerung (Süd)	80 (West)	26	1.480	80 – 100
		102 (Ost)	33	1.887	

13.32 LH3C

Tabelle 13-48: Steckbrief LH3C

Gebäude	Laborhalle 3C
Fläche	untere Ebene: 1.400 m^2, obere Ebene: 1.100 m^2
Gebäudetyp	-
Dacheigenschaften	untere Ebene: Weichdach, Kunststoffbahnen auf Dämmung obere Ebene: leicht geneigtes Bogendach mit Unterkonstruktion aus Stahl, Dachdeckung aus profilierten Blechen
Hindernisse	Dachaufbauten, Seilsicherungssystem, Revisionsgänge
Blitzschutzanlage	Vermaschtes Netz mit Dachleitungshaltern und Rundleiter (untere Ebene)
Standort Wechselrichter	Vordach auf der Nordseite, Nördliche Fassade der oberen Ebene
Einspeisepunkt	NSHV auf der Nordseite des Gebäudes

Abbildung 13-67: LH3C, 3D-Südansicht
(IBC Monosol 320 W, Aufständerung Süd)

Abbildung 13-68: LH3C, 2D-Südansicht
(Heliatek Folie)

Tabelle 13-49: Belegungsvarianten LH3C

	Befestigungsart	Module	Leistung [kWp]	Modulgewicht [kg]	Investition [T€]
Variante 1 (Standard) (Abbildung 13-67)	Aufständerung (Süd)	151 (Nord)	48	2.794	240 – 270 (ohne Statik)
		392 (Süd)	125	7.252	
Variante 2 (Folie) (Abbildung 13-68)	kleben	45 (Nord)	26	581	330 – 380
		102 (Süd)	64	1.407	
Variante 3 (Leicht)	kleben	290 (Nord)	84	1.450	550 – 680
		588 (Süd)	171	2.940	

13.33 Panta Rhei

Tabelle 13-50: Steckbrief Panta Rhei

Gebäude	Panta Rhei
Fläche	1.800 m²
Gebäudetyp	-
Dacheigenschaften	-
Hindernisse	Dachentlüfter, diverse Aufbauten
Blitzschutzanlage	Vermaschtes Netz mit Dachleitungshaltern und Rundleiter, Fangstangen zu Dachaufbauten
Standort Wechselrichter	Dach (zusätzliche Konstruktion benötigt), Nordseite
Einspeisepunkt	NSHV auf der Nordseite des Gebäudes, Hauptverteilung im EG

Abbildung 13-69: Panta Rhei, 2D-Südansicht (Heliatek Folie)

Abbildung 13-70: Panta Rhei, Ansicht Fassade Ost

Tabelle 13-51: Belegungsvariante Panta Rhei

	Befestigungsart	Module	Leistung [kWp]	Modulgewicht [kg]	Investition [T€]
Variante 1 (Folie) (Abbildung 13-69)	kleben	87 Streifen	51	1.123	190 – 210

13.34 Grundbauversuchshalle

Tabelle 13-52: Steckbrief Grundbauversuchshalle

Gebäude	Grundbauversuchshalle
Fläche	480 m²
Gebäudetyp	-
Dacheigenschaften	-
Hindernisse	-
Blitzschutzanlage	-
Standort Wechselrichter	Nordfassade des Gebäudes, Hauptverteilungsraum
Einspeisepunkt	Hauptverteilung auf der Nordseite des Gebäudes

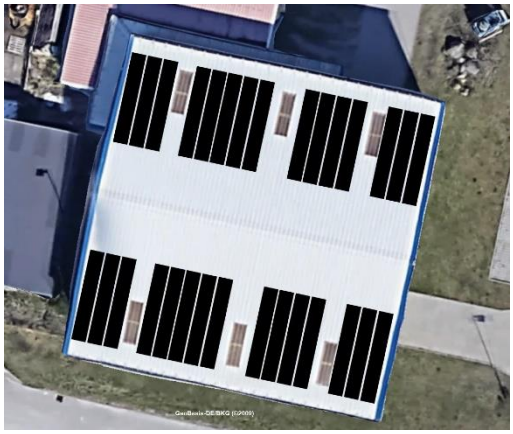


Abbildung 13-71: Grundbauversuchshalle, 2D-Südansicht
(Heliatek Folie)

Tabelle 13-53: Belegungsvariante Grundbauversuchshalle

	Befestigungsart	Module	Leistung [kWp]	Modulgewicht [kg]	Investition [T€]
Variante 1 (Folie) (Abbildung 13-71)	kleben	30 Streifen	18	387	70 – 80

13.35 Neubau FZ3H

Die Kurzbeschreibung zu PV-Anlage des FZ3H befindet sich in Kapitel 2.3.1.

13.36 Mehrzweckgebäude

Tabelle 13-54: Steckbrief Mehrzweckgebäude

Gebäude	Mehrzweckgebäude
Fläche	1.000 m²
Gebäudetyp	-
Dacheigenschaften	wird saniert
Hindernisse	Lüftungsanlagen, Messstationen für Wetteranalysen
Blitzschutzanlage	Vermaschtes Netz mit Fangstangen und Seilen
Standort Wechselrichter	Innenhof, Nordseite
Einspeisepunkt	Unterverteilung im 3.OG, Hauptverteilung im KG (Nordwestseite)

Abbildung 13-72: Mehrzweckgebäude, 3D-Südansicht
(IBC Monosol 320 W, Aufständerung Ost/West)

Abbildung 13-73: Mehrzweckgebäude, 3D-Südansicht
(IBC Monosol 320 W, Aufständerung Süd)

Tabelle 13-55: Belegungsvarianten Mehrzweckgebäude

	Befestigungsart	Module	Leistung [kWp]	Modulgewicht [kg]	Investition [T€]
Variante 1 (Standard) (Abbildung 13-72)	Aufständerung (Ost/West)	250	80	4.625	110 – 130
Variante 2 (Standard) (Abbildung 13-73)	Aufständerung (Süd)	177	57	3.276	80 – 100

13.37 Anwendungszentrum Fluiddynamik (AZFD)

Tabelle 13-56: Steckbrief AZFD

Gebäude	Anwendungszentrum Fluiddynamik (AZFD)
Fläche	820 m²
Gebäudetyp	-
Dacheigenschaften	Monolithische Stahlbetondecke für Nutzlasten für eventuelle Aufstockung
Hindernisse	Lüftungsanlagen, Messstationen für Wetteranalysen
Blitzschutzanlage	Vermaschtes Netz mit Fangstangen und Seilen
Standort Wechselrichter	-
Einspeisepunkt	Unterverteilung im 3.OG, Hauptverteilung im EG

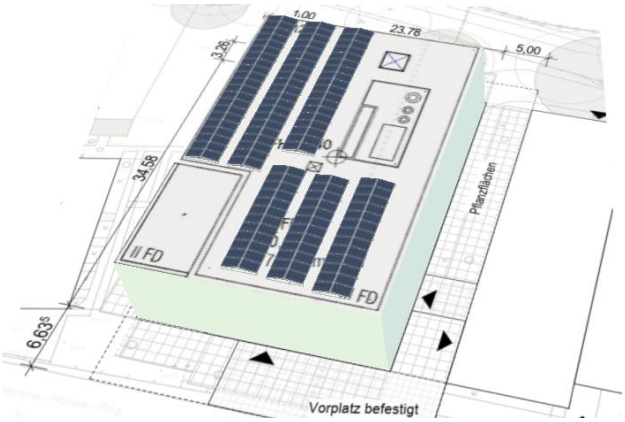


Abbildung 13-74: AZ Fluiddynamik, 3D-Südansicht (IBC Monosol 320 W, Aufständerung Ost/West)

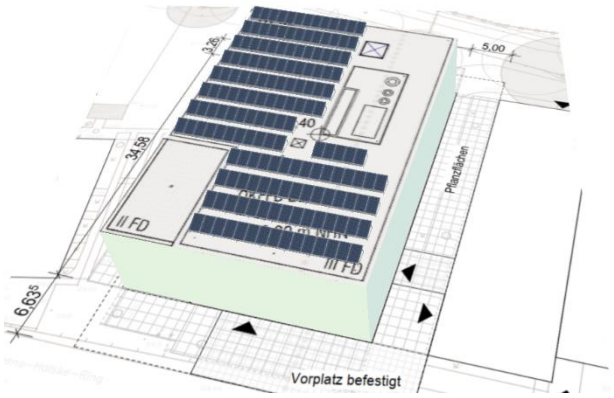


Abbildung 13-75: AZ Fluiddynamik, 3D-Südansicht (IBC Monosol 320 W, Aufständerung Süd)

Tabelle 13-57: Belegungsvarianten AZ Fluiddynamik

	Befestigungsart	Module	Leistung [kWp]	Modulgewicht [kg]	Investition [T€]
Variante 1 (Standard) (Abbildung 13-53)	Aufständerung (Ost/West)	194	62	3.589	90 – 110
Variante 2 (Standard) (Abbildung 13-54)	Aufständerung (Süd)	165	53	3.053	70 – 80

13.38 Mensa

Tabelle 13-58: Steckbrief Mensa

Gebäude	Mensa
Fläche	2.900 m²
Gebäudetyp	-
Dacheigenschaften	(wird saniert), Dachkassettenplatten mit Laststufe von min. 1,5 kN/m²
Hindernisse	Lüftungsanlagen, Dachaufbauten
Blitzschutzanlage	Vermaschtes Netz mit Fangstangen und Seilen
Standort Wechselrichter	-
Einspeisepunkt	NSHV außerhalbe des Gebäudes

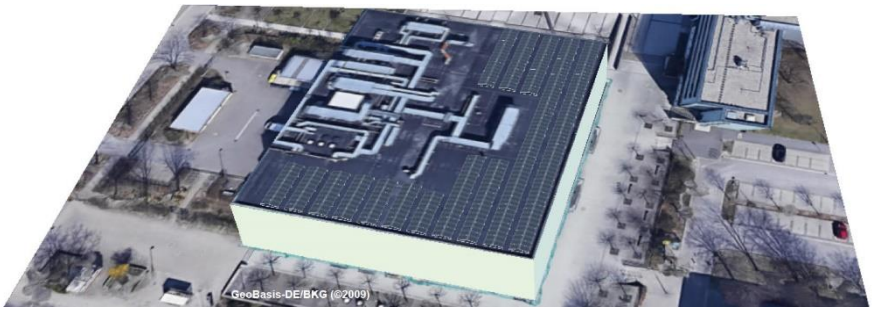


Abbildung 13-76: Mensa, 3D-Südansicht
(IBC Monosol 320 W, Aufständerung Ost/West)

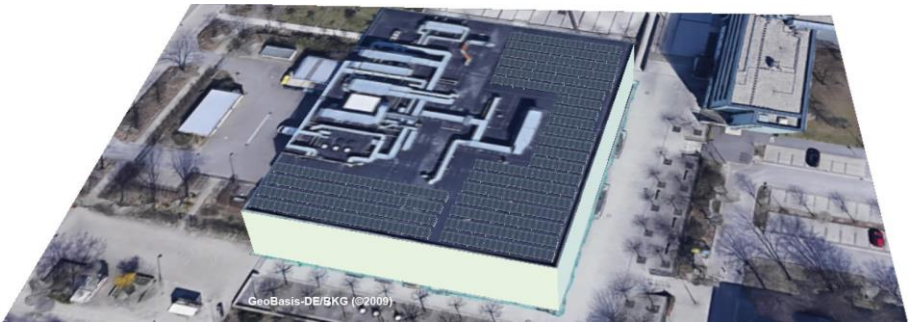


Abbildung 13-77: Mensa, 3D-Südansicht
(IBC Monosol 320 W, Aufständerung Süd)

Tabelle 13-59: Belegungsvarianten Mensa

	Befestigungsart	Module	Leistung [kWp]	Modulgewicht [kg]	Investition [T€]
Variante 1 (Standard) (Abbildung 13-76)	Aufständerung (Ost/West)	546	175	10.101	240 – 270
Variante 2 (Standard) (Abbildung 13-77)	Aufständerung (Süd)	437	140	8.085	190 – 230

13.39 PV-Freiflächenanlagen

In der Studie werden folgende Freiflächen auf dem nördlichen Campus und rund um das IKMZ untersucht.

- **Freiflächen nördlicher BTU-Campus**

Die Freiflächen auf der Nordseite des BTU-Campus befinden sich nicht im unmittelbaren Sichtbereich und eine Bebauung hätte kaum optische Auswirkungen auf das Gesamtbild des Campus. Die Bebauung ist in großem Maße von folgenden Faktoren abhängig:

- zukünftiger Ausbau des BTU-Campus (bspw. Neuansiedlung von Instituten)
- Verwendung der Passys-Labore
- Nutzung der Grünflächen (bspw. BTU Garten)

Unumgänglich ist bei beiden Varianten die Betrachtung der Flächen, die sich am Rand des BTU-Geländes befinden, wie in Abbildung 13-78 dargestellt. Abhängig vom genauen Standort der Trackingsysteme oder einer Modulreihe müssen Grünflächen entsprechend bearbeitet werden, damit die Anlagen auf ebenen Flächen installiert werden können.

Abbildung 13-78: Fläche hinter P1, Blickrichtung Passys-Labore

Abbildung 13-79: Fläche hinter P1

Nördlich des Parkplatzes 1 (P1) muss die Verschattung der geplanten PV-Parkplatzanlagen berücksichtigt werden (siehe Abbildung 13-79). Eine Betrachtung der Verschattung des LB4B ist aufgrund des großen Abstandes vernachlässigbar, obwohl es im Winter zu Ertragseinbußen kommt. Die PV-Parkplatzanlagen haben unter Umständen Auswirkung auf die Höhe der zweiachsigen Trackingsysteme. Es ist daher davon auszugehen, dass die Mastlängen, aufgrund der PV-Parkplatzanlagen, höher kalkuliert werden müssen.

Der Zustand der Flächen nördlich des Sportplatzes eignet sich zwar aufgrund der vorhandenen Flächengröße – sie ist jedoch von zahlreichen Bebauungsfaktoren abhängig. Zum einen müssen auf der gesamten Fläche die Eigentumsrechte geklärt werden. Zum anderen muss die aktuelle Nutzung als Gemüsegarten und Lagerplatz für Betonplatten in einer Ausführungsplanung geprüft werden (siehe Abbildung 13-80). Die Flächen nördlich des Parkplatzes 2 sind analog zu denen des Parkplatzes 1 zu betrachten.

Die Wechselrichter werden unter den Modulen angebracht, was sie vor Umwelteinflüssen schützt. Als Einspeisepunkt sollte die Trafostation T2 gewählt werden, die sich in ca. 200 m in südlicher Richtung von den Freiflächen befindet. Alternativ können die weiter östlich errichteten Anlagen in die Trafostation T6 eingespeist werden.

In Tabelle 13-60 sind die Kennzahlen der beiden Varianten für zweiachsige Trackingsysteme und aufgeständerte Freiflächenanlagen dargestellt. Für die Belegung werden die Module *IBC Monosol 320 W* verwendet.

Abbildung 13-80: Sportplatz nördlich, Blick von Parkplatz 1

Tabelle 13-60: Belegungsvarianten Freiflächenanlagen Nördlicher Campus

	Befestigungsart	Leistung [kWp]	Investition [T€]
Variante 1 (Trackingsysteme) (Abbildung 3-6, Kapitel 3)	Fundamente	228 (19 Systeme)	550 – 600
Variante 2 (Standard) (Abbildung 3-7 + Abbildung 3-8, Kapitel 3)	Fundamente	252	380 – 440

- **Freiflächen IKMZ**

In Abbildung 13-81 sind die Flächen rund um das IKMZ dargestellt. Insgesamt existiert dort nicht nur ein geringeres Flächenpotential zur Bebauung mit PV-Anlagen. Auch der optische Wert ist in diesem Bereich des Campus von entscheidender Bedeutung und für die Außendarstellung des gesamten Campus relevant – das IKMZ ist nicht nur architektonisch ein Wahrzeichen der Stadt Cottbus.

Abbildung 13-81: Freiflächenanlagen IKMZ (Ansicht aus Süden)

Die Flächen im Nordwesten und -osten (siehe Abbildung 13-82 und Abbildung 13-83) unterliegen einer vom Sonnenstand abhängigen Verschattung durch das IKMZ. Daher ist ausschließlich der hintere Bereich der Flächen zu betrachten – der direkte Bereich um das IKMZ ist aufgrund der Verschattung auszuschließen.

Abbildung 13-82: IKMZ, Ansicht Nordwest

Abbildung 13-83: IKMZ, Ansicht Nordost

Abbildung 13-84: IKMZ, Ansicht Süd

Weitere Aspekte müssen hinsichtlich der Verschattung berücksichtigt werden:

- Bäume für die PV-Anlage im Nordwesten und -osten
- Abstand zum IKMZ
- Abstand zu Gebäuden im Süden (Abbildung 13-84)

In Tabelle 13-61 sind die Kennzahlen für eine Installation von zweiachsigen Trackingsystemen auf dem Gelände rund um das IKMZ dargestellt. Die Einspeisung der PV-Anlagen kann in die auf der Nordseite befindliche Trafostation T10 erfolgen.

Tabelle 13-61: Zweiachsige Trackingsysteme IKMZ

	Befestigungsart	Leistung	Investition [T€]
Variante 1 (Trackingsysteme) (Abbildung 13-81)	Fundamente	84 kWp (7 Systeme)	200 – 220

13.40 PV-Parkplatzflächen

- **Nördlich vom LB4B gelegene Parkflächen**

Es ist zu beachten, dass die Nutzung der hinteren Flächen bevorzugt werden sollte, da die vorderen Parkplatzreihen aufgrund der Verschattung des LB4B vor allem im Winter Ertragseinbußen erwarten lassen. Der Abstand zur dahinterliegenden Freifläche, die entweder mit zweiachsigen Trackingsystemen oder mit aufgeständerten Freiflächenanlagen bestückt werden kann, ist ebenfalls zu berücksichtigen. Die Nähe zu diesen Freiflächenanlage begünstigt jedoch die Möglichkeit, einen gemeinsamen Einspeisepunkt zu nutzen bzw. dieselben Kabeltrassen zum nächstgelegenen Anschlusspunkt zu finden. Wechselrichter können unmittelbar in der Nähe der Module bspw. an der Unterkonstruktion angebracht werden. Aufgrund der Anlagengröße sollte als Einspeisepunkt eine Trafostation gewählt werden.

- **Parkflächen in der Nähe der Sporthalle**

Die an der Sporthalle gelegenen Parkplatzflächen bieten ebenfalls Potential zur Bebauung mit PV-Anlagen, da die Flächen nahezu verschattungsfrei liegen und eine Installation ohne aufwendige Statikbetrachtungen geplant werden kann. Da beide Parkplätze nicht weit voneinander entfernt sind, kann ein gemeinsamer Einspeisepunkt gewählt werden. Zudem besteht die Möglichkeit, die Hauptverteilung der Sporthalle als Einspeisepunkt zu wählen. Die Peripherie wie Wechselrichter usw. kann unter den überdachten Parkflächen installiert werden.

In Tabelle 13-62 sind die Kennzahlen und Kosten für die Belegung der Parkplatzflächen dargestellt.

Tabelle 13-62: Belegung Parkplatzflächen

	Befestigungsart	Leistung [kWp]	Investition [T€]
Parkplatz 1 (nördlich des LB4B) (Abbildung 3-3, Kapitel 3)	Fundamente	115	490 – 520
Parkplatz 2 (nördlich der Sporthalle) (Abbildung 3-4, Kapitel 3)	Fundamente	101	430 – 450
Parkplatz 3 (östlich der Sporthalle) (Abbildung 3-5, Kapitel 3)	Fundamente	52	230 – 240

13.41 Kosten Trackingsystem

In Tabelle 13-63 ist eine detaillierte Betrachtung ohne die Preise von Modulen und Wechselrichtern anhand der Listenpreise des *DEGER D100 System* in Abhängigkeit der Masthöhe dargestellt.

Tabelle 13-63: Kennzahlen der Variante "Zweiachsiges Trackingsystem“ [DEG18]

Bezeichnung	**Anzahl Anlagen**	**Masthöhe [m]**	**Kosten DEGER D100 System [T€]**	**Kumulierte Kosten des Systems (brutto) [T€]**
Passys-Labore	4	4 m	10	48
Parkplatz 1	4	6 m	12	56
Sportplatz	8	4 m	10	93
Parkplatz 2	3	6 m	12	42
Gesamt Freiflächen nördlicher Campus				**240**
IKMZ (NW + NO)	5	4 m	10	58
IKMZ (Süd)	2	6 m	12	27
Gesamt Freiflächen IKMZ				**85**

13.42 Übersicht PV-Flächen

In Abbildung 13-85 ist die Übersicht der untersuchten Flächen dargestellt. Die durchgestrichenen Gebäudenamen sind für die Studie nicht von Relevanz.

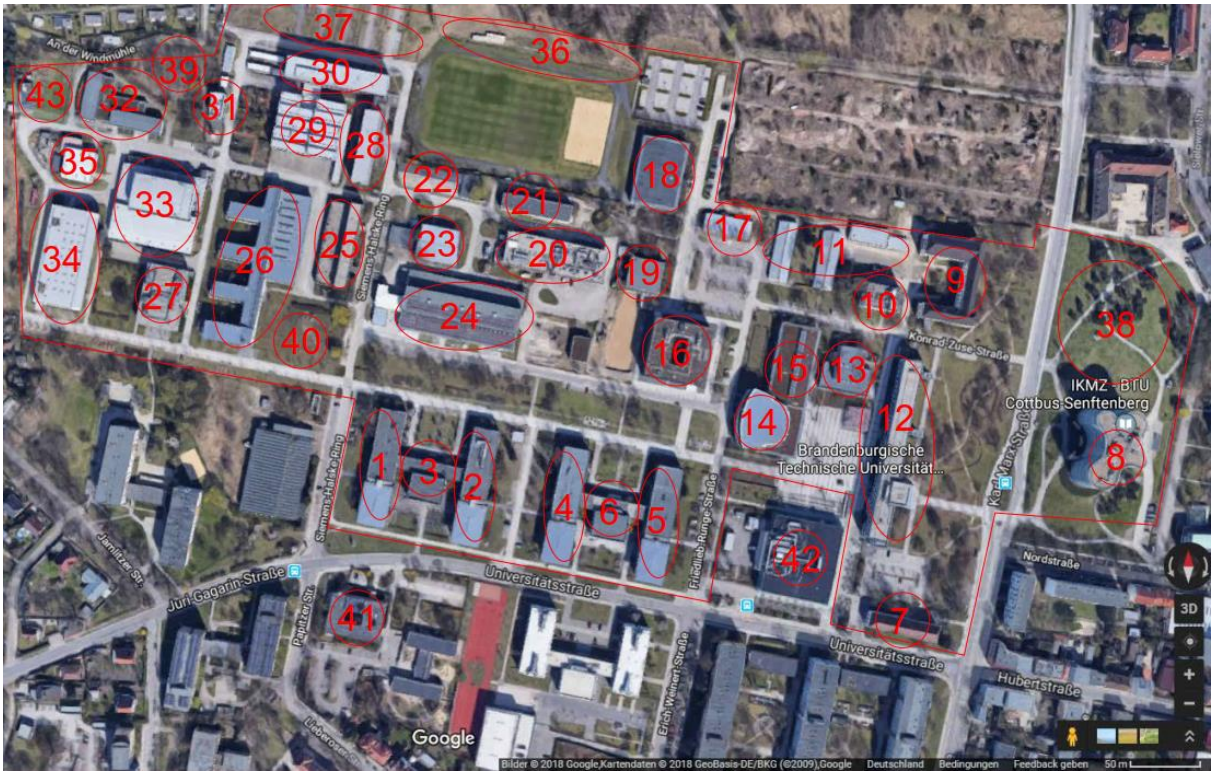


Abbildung 13-85: Übersicht untersuchter Flächen

1	LG2D	22	~~Garagen~~
2	LG2C	23	~~Gebäude hinter FMPA~~
3	Zwischen LG2C und LG2D	24	FMPA
4	LG2B	25	LG3B
5	LG2A	26	LG3A
6	Zwischen LG2A und LG2B	27	~~LG3E~~
7	ZeWe	28	LG4A
8	IKMZ	29	LH4C
9	LG1A und HS 1+2	30	LB4B
10	~~LG1B~~	31	~~Wasserstoffversuchsstand~~
11	~~Baustofflabor und Nebengebäude~~	32	LH3D
12	Hauptgebäude	33	LH3C
13	Großer Hörsaal	34	Panta Rhei
14	Audimax	35	Grundbau-Versuchshalle
15	ZHG	36	Freifläche 1 (nördlich Sportplatz)
16	VG1C	37	Freifläche 2 (nördlich LG4B)
17	~~Repro~~	38	Freifläche 3 (nördlich IKMZ)
18	Sporthalle	39	~~Freifläche 4 (nördlich LH3D)~~
19	~~Hörsaal 3~~	40	Neubau FZ3H
20	VTH	41	Mehrzweckgebäude
21	~~LG3~~	42	Mensa
		43	Neubau AZFD

13.43 Checkliste Dachflächen

		DACH					
	Gebäude	Beurteilung durch Hochbau VBS					
Plan-nummer		Statik: Dachprüfung erforderlich	Art der Dachkonstruktion	Dachdeckung (Bekiesung, Bitumen etc.)	Begehung möglich?	Unterlagen vorhanden	anzuwendende Technologie*
1	LG2D	ja					Standard, O/W
	Anbau	ja					Standard oder Folie
2	LG2C	ja					Standard, O/W
	Anbau	ja					Standard oder Folie
3	Zwischen LG2C und LG2D	ja					Standard oder Folie
4	LG2B	ja					Standard, O/W
	Anbau	ja					Standard oder Folie
5	LG2A	ja					Standard, O/W
	Anbau	ja					Standard oder Folie
6	Zwischen LG2A und LG2B	ja					Standard oder Folie
7	ZeWe	Grundsanierung					Standard
8	IKMZ	nicht sinnvoll	x	x	x	x	x
9	LG1A und HS1+2	ja					Standard
10	~~LG1B~~	x	x	x	x	x	x
11	~~Baustofflabor und Nebengebäude~~	x	x	x	x	x	x
12	Hauptgebäude	ja					Standard, O/W
13	GH	ja					Standard
14	Audimax	ja					Standard oder Leicht
15	ZHG	Gründach					Standard, O/W
16	VG1C	Blitzschutz	x	x	x	x	x
17	~~Repro~~	Rückbau	x	x	x	x	x
18	Sporthalle	ja					Standard oder Leicht
19	~~HS2~~	Rückbau	x	x	x	x	x
20	VTH	nicht sinnvoll	x	x	x	x	x
21	~~LG3~~	Rückbau	x	x	x	x	x
22	~~Garagen~~	Rückbau	x	x	x	x	x
23	~~Gebäude hinter FMPA~~	Rückbau	x	x	x	x	x
24	FMPA (116kW)	bereits Anlage vorhanden	x	x	x	x	x
25	LG3B	Grundsanierung					Standard, O/W
26	LG3A	ja		Blechfalzdach			Standard, O/W
27	LG3E	nicht sinnvoll	x	x	x	x	x
28	LG4A	ja					Standard, O/W
29	LH4C	abgeschl. Dachsanierung					
30	LB4B	ja					Standard oder Leicht
31	~~Wasserstoffversuchsstand~~	nicht sinnvoll	x	x	x	x	x
32	LH3D	ja					Standard O/W
33	LH3C	ja					Standard oder Folie
34	Pantal Rhei	ja					Folie
35	Grundbau-Versuchshalle	ja					Folie
40	Neubau FZ3H (30kW)	bereits Anlage vorhanden	x	x	x	x	x
41	Mehrzweckgebäude	ja					Standard, O/W
Stand: 21.06.2019		O/W	Belegung Ost/West				
		Standard	Belegung Süd				
		Leicht	Folie oder glasfrei				

Abbildung 13-86: Checkliste Dachflächen

13.44 Checkliste Fassadenflächen

		FASSADE						
	Gebäude							
Plan-nummer		Statik: Fassadenprüfung erforderlich	Material	Art	Transparenz notwendig?	Bilder	Unterlagen vorhanden?	anzuwendende Technologie*
1	LG2D	nein	x	x	x	x	x	x
	Anbau	ja (Südseite)	Glas	Vorbau	ja	ja		Folie
2	LG2C	nein	x	x	x	x	x	x
	Anbau	ja (Südseite)	Glas	Vorbau	ja	ja		Folie
3	Zwischen LG2C und LG2D	nein	x	x	x	x	x	x
4	LG2B	nein	x	x	x	x	x	x
	Anbau	ja (Südseite)	Glas	Vorbau	ja	ja		Folie
5	LG2A	nein	x	x	x	x	x	x
	Anbau	ja (Südseite)	Glas	Vorbau	ja	ja		Folie
6	Zwischen LG2A und LG2B	nein	x	x	x	x	x	x
7	ZeWe	nein	x	x	x	x	x	x
8	IKMZ	ja	Glas	Vorbau	ja	ja		innen oder außen
9	LG1A und HS1+2	nein	x	x	x	x	x	x
10	~~LG1B~~	x	x	x	x	x	x	x
11	~~Baustofflabor und Nebengebäude~~	x	x	x	x	x	x	x
12	Hauptgebäude	ja (Ostseite)			nein	ja		Folie
13	GH	ja			nein	ja		Vorbau oder Folie
14	Audimax	nein	x	x	x	x	x	x
15	ZHG	nein	x	x	x	x	x	x
16	VG1C	nein	x	x	x	x	x	Wärme
17	~~Repro~~	x	x	x	x	x	x	x
18	Sporthalle	nein	x	x	x	x	x	x
19	~~HS3~~	x	x	x	x	x	x	x
20	VTH	ja (Südseite)			nein	ja		Anbau Klinker
21	~~LG3~~	Rückbau	x	x	x	x	x	x
22	~~Garagen~~	Rückbau	x	x	x	x	x	x
23	~~Gebäude hinter FMPA~~	Rückbau	x	x	x	x	x	x
24	FMPA (116kW)	ja (Ost- und Westseite)			nein	ja		Vorbau oder Folie
25	LG3B	nein	x	x	x	x	x	x
26	LG3A	nein	x	x	x	x	x	x
27	LG3E	nein	x	x	x	x	x	x
28	LG4A	nein	x	x	x	x	x	x
29	LH4C	ja (Südseite)			nein	ja		Folie oder integriert
30	LB4B	ja (Ostseite)			nein	ja		Fassade oder Folie
31	~~Wasserstoffversuchsstand~~	nein	x	x	x	x	x	x
32	LH3D	ja			nein	nein		Vorbau oder Folie
33	LH3C	nein	x	x	x	x	x	x
34	Panta Rhei	ja (Ostseite)			nein	ja		Folie oben
35	Grundbau-Versuchshalle	nein	x	x	x	x	x	x
40	Neubau FZ3H (30kW)	nein	x	x	x	x	x	x
41	Mehrzweckgebäude	nein	x	x	x	x	x	x
Stand: 21.06.2019								

Abbildung 13-87: Checkliste Fassadenflächen

13.45 Lastspitzenkappung für einen zentralen Batteriespeicher

Um einen hohen Eigenverbrauch zu erreichen und zeitgleich das Netz entlasten zu können, bietet sich die Spitzenlastkappung an. Dabei wird für jeden Tag ein Lastwert festgelegt, der nicht überschritten werden sollte. Jede Last die tatsächlich über diesem Wert liegt, wird von der Energie aus dem Batteriespeicher gedeckt. Durch einen vereinfachten Algorithmus werden die in den Ausbauszenarien generierten Überschussmengen zur Ladung dieser Speichergrößen genutzt. Folgende Annahmen werden getroffen:

- Die Entladetiefe des Speichers liegt bei 90 %.
- Der Wirkungsgrad des gesamten Ein- und Ausspeicherprozesses beträgt 90 %.
- Die maximale Spitzenlast ist fest definiert und ist in jeder Woche und an jedem Wochenende unterschiedlich hoch.
- Dem Speicher wird ab Sonntagabend (ca. 17 Uhr) bis Montagvormittag keine Energie entnommen, damit ein Maximum an Energie zur Spitzenlastkappung für die Wochentage vorhanden ist.
- Die Speicher sind so dimensioniert, dass Freitagabend der Speicher möglichst leer ist, um am Wochenende – bei geringer Last – wieder geladen werden kann.
- Eine weitere Entleerung des Speichers findet am Samstagabend statt, damit wieder ausreichend Energiemengen am Sonntag aufgenommen werden können.
- Einspeisespitzen die das Maximum des SoC überschreiten, müssen entweder ins öffentliche Netz gespeist oder PV-Anlagen müssen abgeregelt werden.

Für das 2.000-kWp-Szenario wird zunächst ein 3.680-kWh-Speicher betrachtet. Der Ladezustand im Monat September ist in Abbildung 13-88 dargestellt. Zum Vergleich dient die Darstellung des verbliebenden Lastgangs bzw. der Residuallast in Abbildung 13-89.

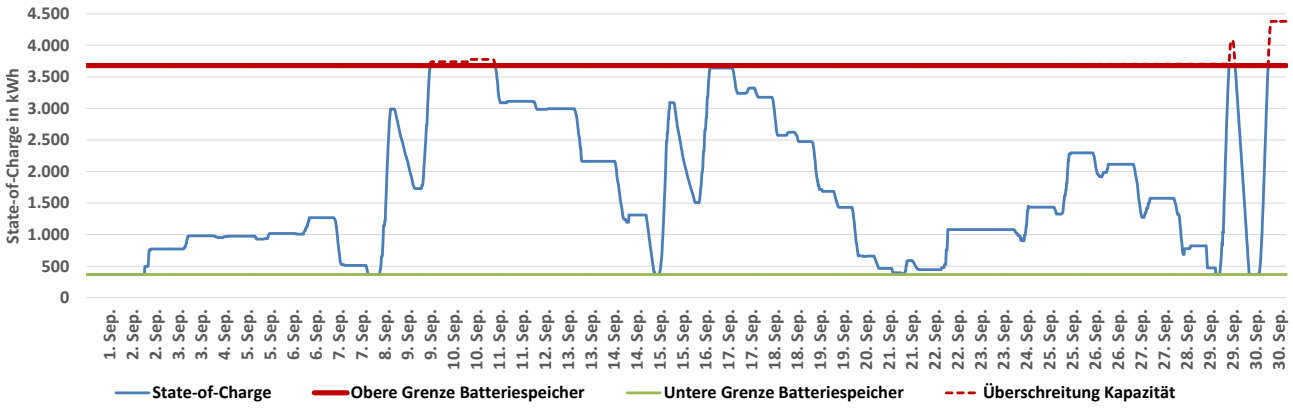


Abbildung 13-88: Ladezustand Batteriespeicher im September (3.680 kWh), 2.000-kWp-Szenario

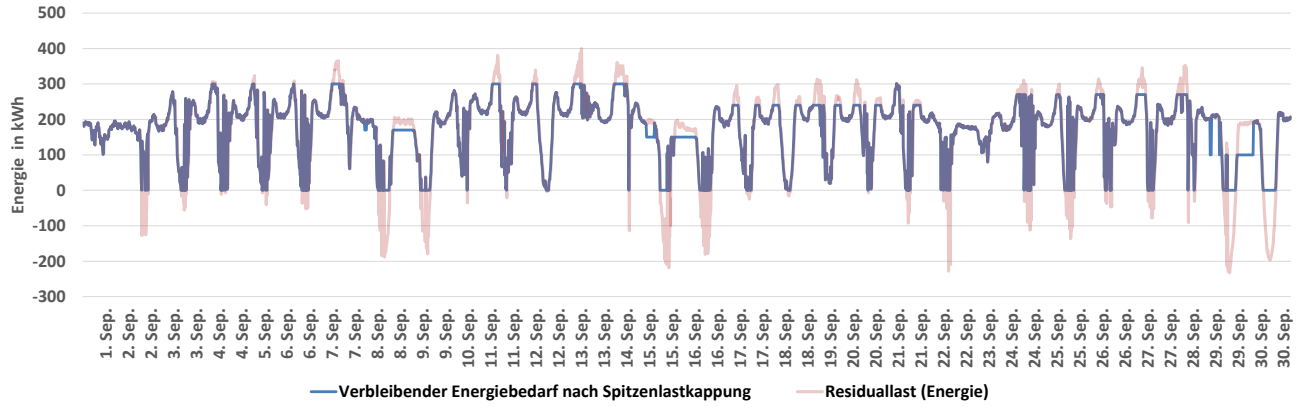


Abbildung 13-89: Spitzenlastkappung September mit Batteriespeicher (3.680 kWh), 2.000-kWp-Szenario

Die Funktionsweise bzw. der Ladezyklus des Speichers werden anhand der Woche vom 10. – 16.September erläutert. Zunächst ist der Speicher durch das Wochenende (08. – 09. September) gefüllt. Für die anschließende Woche wurde manuell eine Spitzenlastgrenze von 1.200 kWh bzw. 300 kW festgelegt[18]. Am Montag wird zunächst keine Energie entnommen, da sich die Spitzenlast unter dem Grenzwert befindet – aufgrund der negativen Residuallast wird der Speicher sogar noch marginal gefüllt. Ab Dienstag befindet sich der Wert der Spitzenlast über dem Grenzwert, so dass kontinuierlich Energie aus dem Speicher entnommen wird, aber auch stückweise wieder durch die mittags auftretenden Energieüberschüsse geladen wird. Der minimale Ladezustand wird am Freitag erreicht. Das Wochenende (15. – 16. September) dient wiederum der erneuten Füllung des Speichers. Dabei muss der Speicher Samstag nochmal entladen werden, damit genug Kapazität zur Ladung am Sonntag verfügbar ist.

Aus dem Vergleich von Abbildung 13-88 und Abbildung 13-89 lassen sich folgende Erkenntnisse ableiten:

- Bereits im September kann der Speicher an manchen Wochenenden nicht vollgeladen werden (bspw. am Wochenende vom 22. – 23. September).
- Dadurch kann in der Woche nur eine niedrigere Spitzenlast gedeckt werden.
- Einspeisespitzen können die Kapazität der Batterie übersteigen und müssen abgeregelt, ins öffentliche Netz gespeist oder anderweitig verwendet werden.
- Der Eigenverbrauch ist im Vergleich zur PV-Anlagennutzung ohne Speicher deutlich erhöht.
- Der Autarkiegrad erhöht sich nur geringfügig, da der jährliche Gesamtenergiebedarf des Campus im Vergleich zur PV-Erzeugung sehr hoch ist.

Alternativ zum 3.680-kWh-Speicher wird die Verwendung des 2.170-kWh-Speichers der *TESVOLT GmbH* untersucht. Der Ladezustand der Batterien und die verbleibende Last bzw. Residuallast sind in den Abbildung 13-90 und Abbildung 13-91 dargestellt. Es gelten die gleichen Annahmen wie beim 3.680-kWh-Speicher.

[18] Da 1.200 kW der Viertelstundenwert der Leistung ist, wird aufgrund der besseren Vergleichbarkeit mit dem SoC die Energiemenge verwendet: 1.200 kW * 0,25 h = 300 kWh.

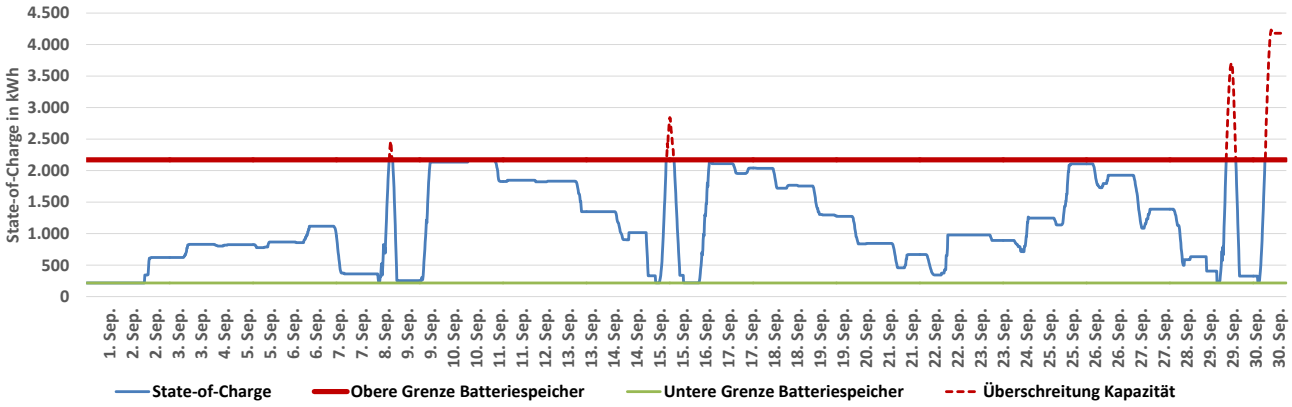


Abbildung 13-90: Ladezustand Batteriespeicher im September (2.170 kWh), 2.000-kWp-Szenario

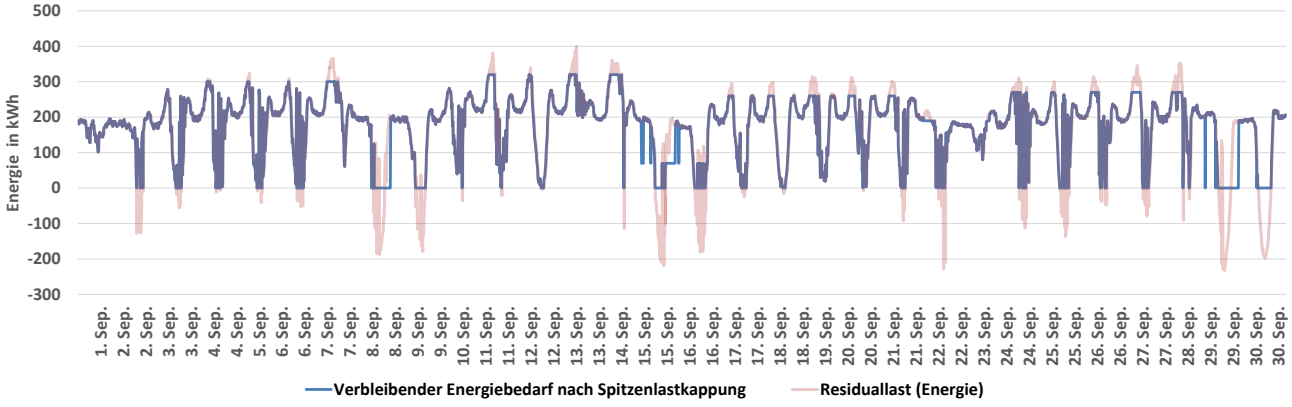


Abbildung 13-91: Spitzenlastkappung September mit Batteriespeicher (2.170 kWh), 2.000-kWp-Szenario

Generell ist erkennbar, dass auch der 2.170-kWh-Speicher im 2.000-kWp-Szenario mit einem angepassten Energiemanagement netzdienlich agieren kann. Obwohl die Kapazität des Speichers deutlich geringer im Vergleich zum 3.680-kWh-Speicher ist, können auftretende Lastspitzen gesenkt werden. Grundlegende Unterschiede sind mit dem 2.170-kWh-Speicher erkennbar:

- Die auftretenden Einspeisespitzen übertreffen die Kapazität des Batteriespeichers vor allem am Wochenende deutlich. Geeignete Abregelungen etc. sind in Erwägung zu ziehen.
- Am Samstag muss der Speicher auf ein Minimum entladen werden, damit eine möglichst hohe Kapazität am Sonntag verfügbar ist.
- Da der Speicher eine niedrigere Kapazität hat, ist der Wert der Spitzenlast, die (unter der Woche) nicht übertroffen werden sollte, niedriger.
- Der Eigenverbrauch sinkt im Vergleich zur Batterie höherer Kapazität, da höhere Einspeisespitzen auftreten, die nicht gespeichert werden können.

Nachdem die Energiemengen betrachtet wurden, werden im Folgenden die Be- und Entladeleistung des Speichers anhand eines Tagesprofils näher erläutert. Negative Werte für den Batteriespeicher bedeuten einen Überschuss, der in der Batterie gespeichert werden muss. Die dargestellten Profile haben die Gemeinsamkeit, dass versucht werden soll, ein Maximum der Eigenverbrauchsquote zu erzielen.

Zunächst wird in Abbildung 13-92 ein Tag mit geringer PV-Erzeugung betrachtet. Die Last soll in diesem Beispiel auf 1.400 kW begrenzt werden. Es ist zu erkennen, dass die PV-Erzeugung alleine nicht für die Senkung der Lastspitze ausreicht, so dass Energie aus dem Batteriespeicher bezogen werden muss.

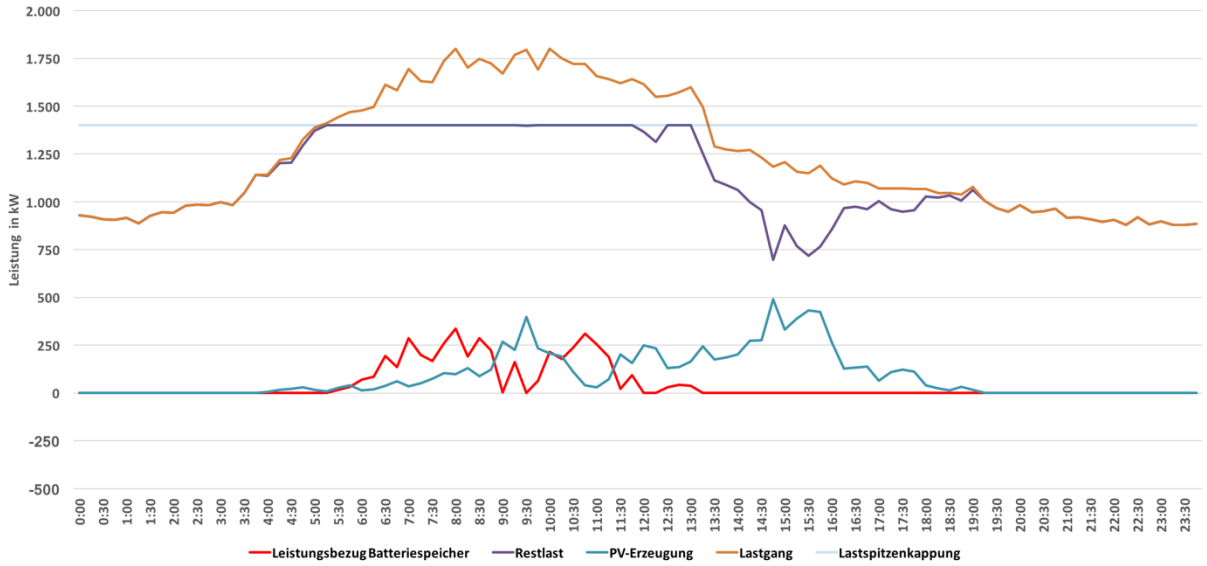


Abbildung 13-92: Spitzenlastkappung 10. Juli mit Batteriespeicher, 2.000-kWp-Szenario

Als nächstes wird in Abbildung 13-93 ein Tagesprofil betrachtet, welches durch eine fluktuierende PV-Erzeugung aufgrund eines bewölkten Himmels gekennzeichnet ist. Es ist erkennbar, dass das Verhalten des Batteriespeichers einer gewissen Dynamik unterliegt, die sowohl Be-, als auch Entladevorgänge im Verlauf des Tages beinhaltet. Aufgrund der höheren PV-Energiemengen kann die Last in diesem Fall auf 1.200 kW begrenzt werden. Um diese Last nicht zu überschreiten, muss in den kurzen Phasen der Bewölkung – also der geringen Einspeisung aus PV-Anlagen – zusätzlich Energie aus dem Batteriespeicher bezogen werden. Auffällig sind bei dieser einfachen Regelung, basierend auf einem festen Wert der Maximallast (1.200 kW), dass der Lastgang größere Lastgradienten aufweist. Durch diese Gradienten verliert das Restlastprofil an Homogenität – jedoch kann die zu deckende Last insgesamt deutlich gemindert werden. Weiterhin ist es möglich, bspw. gegen 14 Uhr den Speicher auch unter der Woche bei niedrigerer Last zeitweise zu laden.

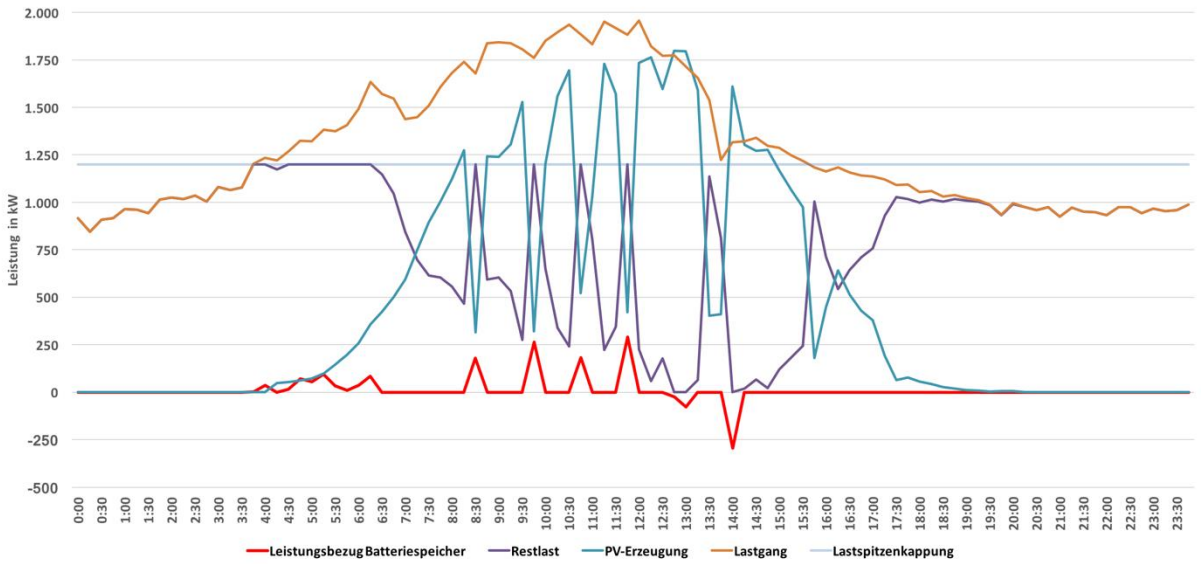


Abbildung 13-93: Spitzenlastkappung 02. Juli mit Batteriespeicher, 2.000-kWp-Szenario

Das dritte, in Abbildung 13-94 dargestellte Profil, zeigt einen kontinuierlichen Verlauf der PV-Erzeugung und daraus resultierend eine deutliche Senkung des zu deckenden Leistungsbedarfs auf dem Campus. Aufgrund der vereinfachten Festlegung der maximalen Last von 1.200 kW über den gesamten Tag, muss in den Morgen- und Abendstunden noch Leistung aus dem Batteriespeicher bezogen werden.

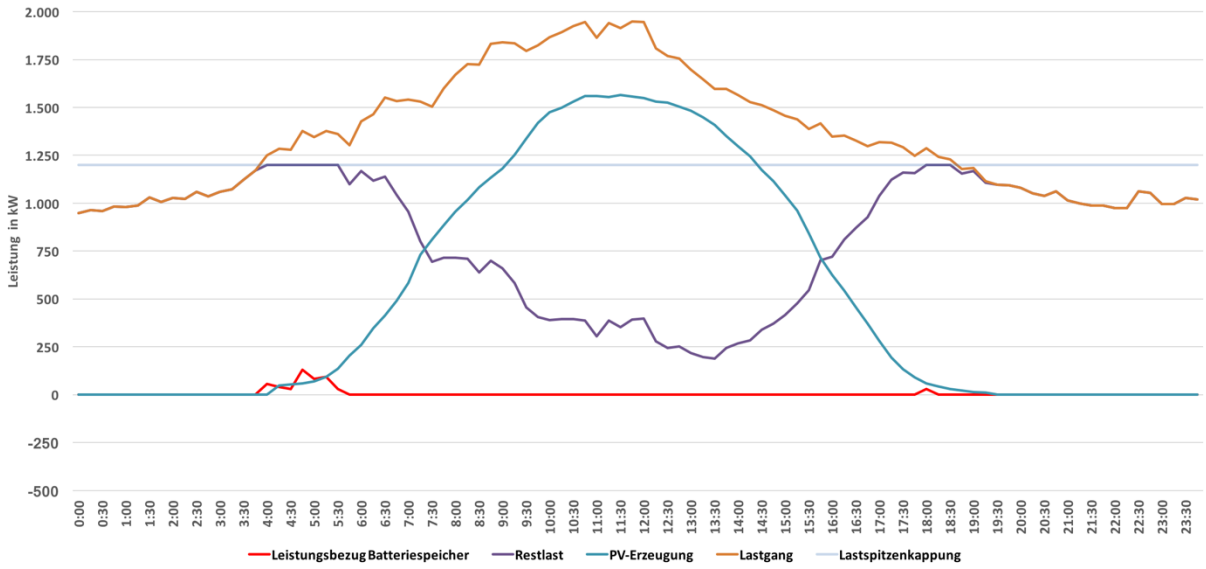


Abbildung 13-94: Spitzenlastkappung 03. Juli mit Batteriespeicher, 2.000-kWp-Szenario

Das in Abbildung 13-95 gezeigte Profil stellt beispielhaft die Ladung des Batteriespeichers am Wochenende dar. Da die Last am Wochenende deutlich geringer und homogener als am Wochenende ist, kann auf eine Spitzenlastkappung verzichtet werden. Nach der Deckung der Last kann der Speicher nahezu den ganzen Tag geladen werden. Nur in der Mittagsstunde ist eine niedrigere PV-Erzeugung zu verzeichnen. Zu diesem Zeitpunkt kann keine Ladung des Speichers erfolgen.

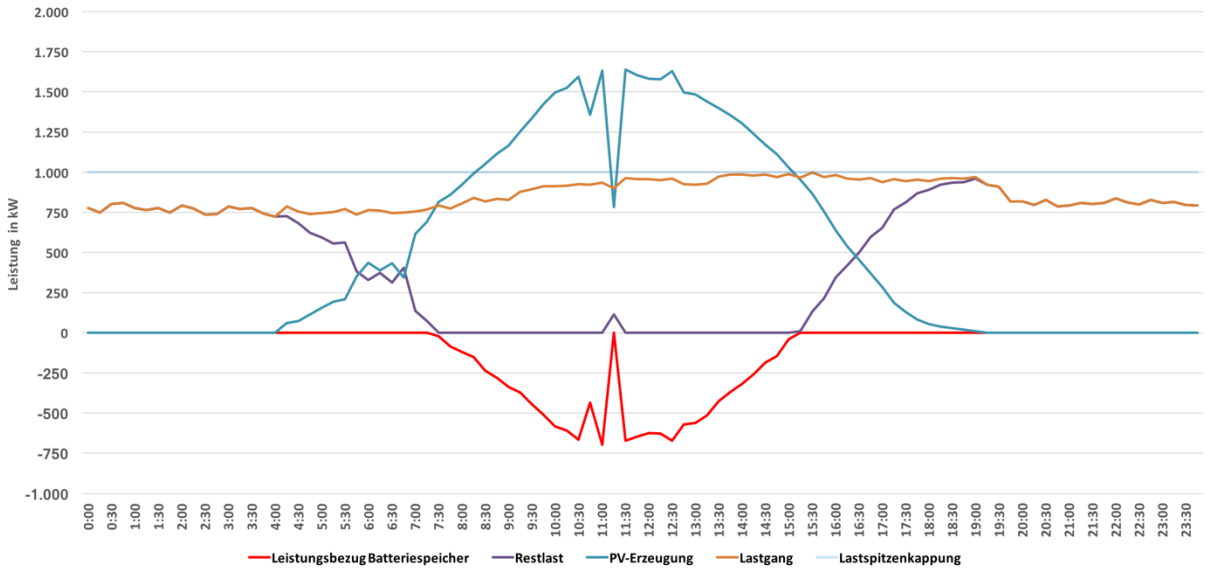


Abbildung 13-95: Spitzenlastkappung 15. Juli mit Batteriespeicher, 2.000-kWp-Szenario

Die verschiedenen Profile sollen die Möglichkeit unterstreichen, dass auf dem Gebiet der Regelung eines zentralen Batteriespeichers zur Spitzenlastkappung enormer Forschungsbedarf besteht. Die Integration eines solchen Speichers bietet zahlreiche Möglichkeiten netzdienlichen Anforderungen gerecht zu werden.

Als Zusammenfassung könnten u.a. folgende Aspekte zum Thema Spitzenlastkappung in neuen Forschungsprojekten untersucht werden:

- Handhabung von Einspeisespitzen, die die Kapazität des Speichers übersteigen
- Regelung der zu deckenden Spitzenlast, basierend auf Last-, Wetter- und daraus resultierend Erzeugungsprognosen
- Regelstrategie des Speichers bei Restlastspitzen, verursacht durch Bewölkung
- Be- und Entladestrategie für den Speicher
- Untersuchung der Spitzenlastkappung hinsichtlich eines wirtschaftlich optimierten Betriebs
- Aspekte der IT-Sicherheit bei der Kommunikation zwischen Wechselrichter, Batterie- und Erzeugeranlagen

13.46 Einfluss der Ladesäulen auf den Lastgang

Um den Einfluss des Ladesäulenparks auf den Lastgang der BTU untersuchen zu können, bedarf es der Interpolation der sekündlich aufgenommenen Werten aus dem Ladesäulenparks in Viertelstundenwerte. In Abbildung 13-96 sind sowohl die Sekundenwerte (orange) als auch die interpolierten Viertelstundenwerte (blau) dargestellt. Diese Abschätzung ist vonnöten, da der Lastgang der BTU in Viertelstundenwerten aufgenommen und analysiert wurde. Nur bei gleicher Auflösung ist es möglich, die Werte miteinander zu vergleichen. Die Daten konnten im Rahmen des Projektes *eSolCar* am 01.07.2013 erfasst werden.

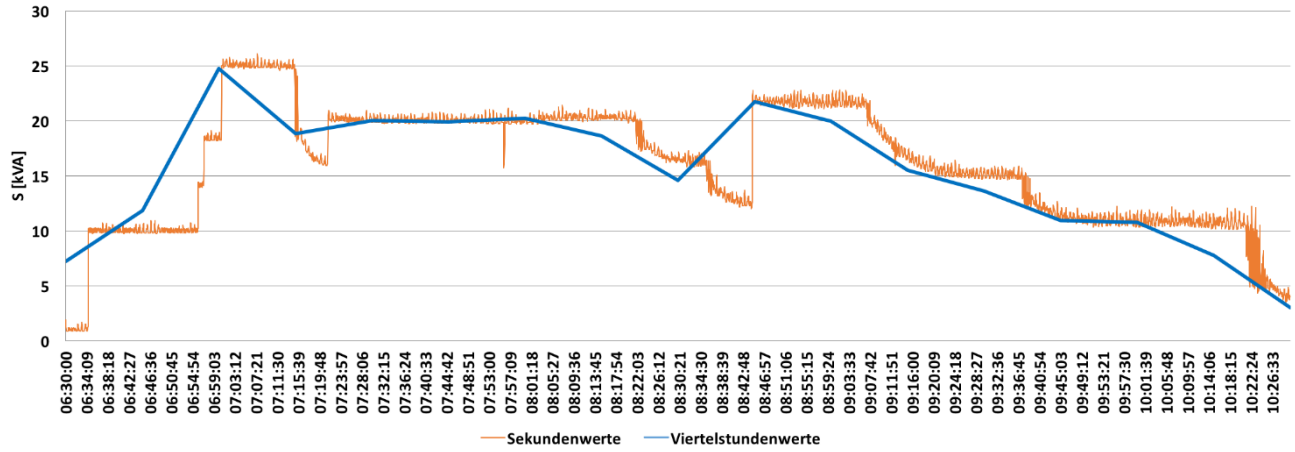


Abbildung 13-96: Interpolation der Viertelstundenwerte aus den Sekundenwerten (01.07.2013)

Jede positive Flanke der orangenen Kennlinie ist gleichbedeutend mit dem Anschluss eines Elektrofahrzeuges. Jede negative Flanke steht entweder für die vollständige Ladung eines Fahrzeuges oder für eine Auftrennung der Verbindung zwischen Ladesäule und Abnehmer. An diesem Tag ist erkennbar, dass insgesamt sieben Fahrzeuge zum Laden an den Ladesäulenparks angeschlossen wurden (jeweils sechs positive und sechs negative Flanken). Ob es sich um sieben verschiedene Fahrzeuge handelt, geht nicht aus der Kennlinie hervor.

An der Interpolation der Viertelstundenwerte ist die grundlegende Problematik erkennbar: der Leistungsbezug der angeschlossenen Elektrofahrzeuge ist weitaus dynamischer, als es sich in Viertelstundenwerten ablesen lässt. Es sind keine Flanken erkennbar. Positive und negative Flanken haben einen großen Einfluss auf das Netz, da sie – bei großen Leistungssprüngen – zu erhöhten Betriebsmittelbelastungen führen können. Diese Leistungssprünge sind mit 11 kVA im Ladesäulenparks jedoch vernachlässigbar groß, so dass die Viertelstundenwerte hinreichend sind. Bei einer Skalierung der Werte mit einem größer angenommenen Fuhrpark bleibt der Einfluss der Flanken weiterhin gering (im Vergleich zur Gesamtlast am Campus, die zu dieser Uhrzeit gewöhnlich größer als 800 kVA ist).

Die maximale Leistungsentnahme lag am 01.07.2013 bei vier angeschlossenen Fahrzeugen bei ca. 25 kVA. Der Einfluss des Lastgangs des Ladesäulenparks auf den Lastgang der BTU ist in Abbildung 13-97 veranschaulicht. Dazu wurden die Leistungswerte des Ladesäulenparks vom 01.07.2013 auf die Leistungswerte BTU vom 02.07.2018 addiert[19].

[19] Die Addition der Kennlinien erfolgt für den Zeitraum 06:00 – 10:30 Uhr, da der LSP danach keine Leistung mehr bezog.

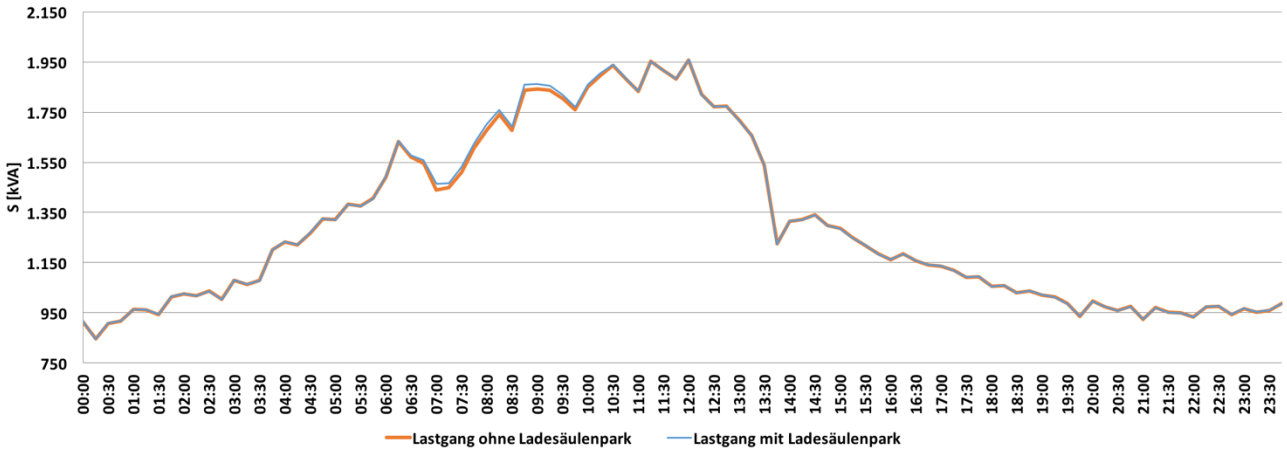


Abbildung 13-97: Kumulierter Lastgang (Mo, 02.07.2018) mit Daten aus dem LSP (Mo, 01.07.2013)

Der geringe Einfluss des bestehenden Ladesäulenparks ist ersichtlich. Zukünftig ist jedoch bei der Verwendung der DC-Schnellladesäulen mit höheren Lastspitzen zu rechnen, da mehr Leistung über diese Ladesäulen bezogen werden kann. Es gilt zu verhindern, dass eine ungeregelte Ladung zu enormen Lastspitzen führt.

- **Ungeregeltes Laden**

In Abbildung 13-98 sind drei Beispielladeprofile für eine 144-kVA-Schnellladesäule im Zeitraum von 06:30 bis 16:00 Uhr dargestellt. Diese Ladeprofile sollen lediglich den Einfluss des ungeregelten Ladens auf den Lastgang der BTU erläutern. Die gelbe Kennlinie veranschaulicht ein ungeregeltes Ladeprofil, bei dem vereinfacht angenommen wird, dass alle Verbraucher bereits um 06:30 Uhr laden wollen.

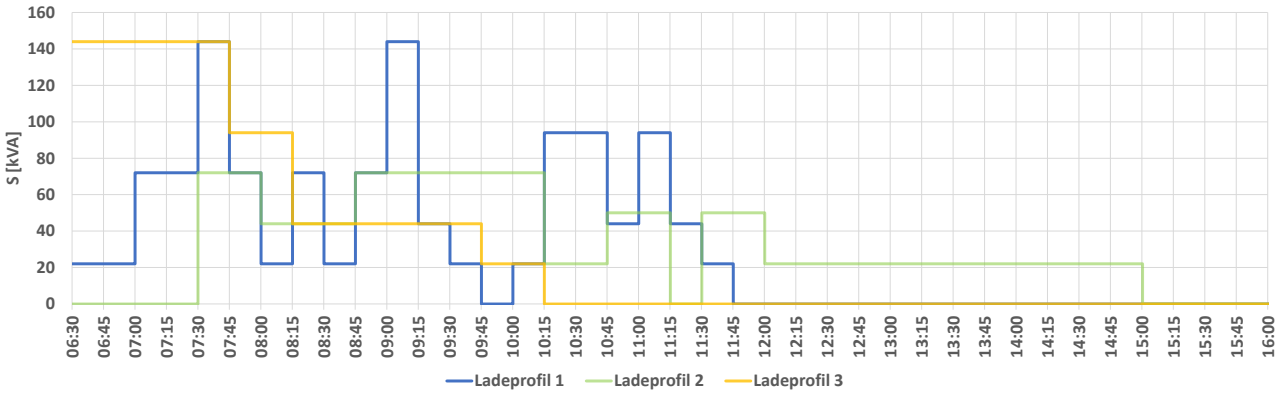


Abbildung 13-98: Vereinfachte Beispielladeprofile für eine 144-kVA-Schnellladesäule

Es ist erkennbar, dass in den Morgenstunden eine hohe Belastung auftritt (144 kVA). Der Einfluss dieses ungeregelten Profils auf das Netz sinkt danach deutlich ab, da die mit hoher Last ladenden Fahrzeuge weniger Ladezeit benötigen und nur die 22 kVA Verbraucher am Netz bleiben. Bereits gegen 10:15 Uhr ist die Ladung der Fahrzeuge abgeschlossen. Der Einfluss des blau dargestellten Ladeprofils unterscheidet sich dahingehend, dass eine unterschiedliche Ankunftszeit der Fahrzeuge angenommen wird. Es treten jedoch weiterhin Lastspitzen bis 144 kVA auf – nun jedoch in Zeiten, in denen die Fahrzeuge teilweise aus von den PV-Anlagen erzeugtem Strom geladen werden können. Die Ladung erfolgt weiterhin ungeregelt, also mit maximal 144 kVA. Das ungeregelte Laden sollte durch das Lademanagementsystem verhindert werden. Die grüne Kennlinie veranschaulicht den Ansatz des geregelten Ladens. Lastspitzen von 144 kVA treten nicht auf, da sich die Ladung der am Ladesäulenpark angeschlossenen Verbraucher auf die Nachmittagsstunden verschiebt.

13.47 Bemessungswerte NS-Schaltanlagen

Tabelle 13-64: Mechanische und thermische Kurzschlussfestigkeit der NS-Schaltanlagen

		Ist-Wert		Szenario j)		Soll-Wert	
Trafostation	**Fehlerstelle**	**I_{PK} [kA]**	**I_{CW} [kA]**	**I_{PK} [kA]**	**Ik'' [kA]**	**I_{PK} [kA]**	**I_{CW} [kA]**
=T1	NSHV1	40	16	91	43	110	50
	NSHV2	40	16	91	43	110	50
=T2	NSHV1	40	16	85	42	100	50
	NSHV2	40	16	85	42	100	50
=T3	NSHV1	40	16	85	42	100	50
	NSHV2	40	16	85	42	100	50
=T4	NSHV1	40	16	48	23	55	30
=T5	NSHV1	40	16	82	41	100	50
	NSHV2	40	16	82	41	100	50
=T6	NSHV1	40	16	30	15	35	20
=T7	NSHV1	40	16	85	42	100	50
	NSHV2	40	16	85	42	100	50
=T8	NSHV1	100	50	83	41	-	-
	NSHV2	100	50	83	41	-	-
	NSHV4	100	50	26	13	-	-
=T10	NSHV1	52,5	25	73	36	85	45
	NSHV2	52,5	25	73	36	85	45
=T11	NSHV1	40	16	88	42	110	50
	NSHV2	40	16	88	42	110	50
	NSHV3	40	16	88	42	110	50
=T12	NSHV1	100	80	55	28	-	-
=T13	NSHV-AV	110	50	51	26	-	-
=T2.2	NSHV1	100	80	133	65	150	80
	NSHV2	56	45	49	23	-	-

13.48 Kurzschlusswerte Szenario h), i), j)

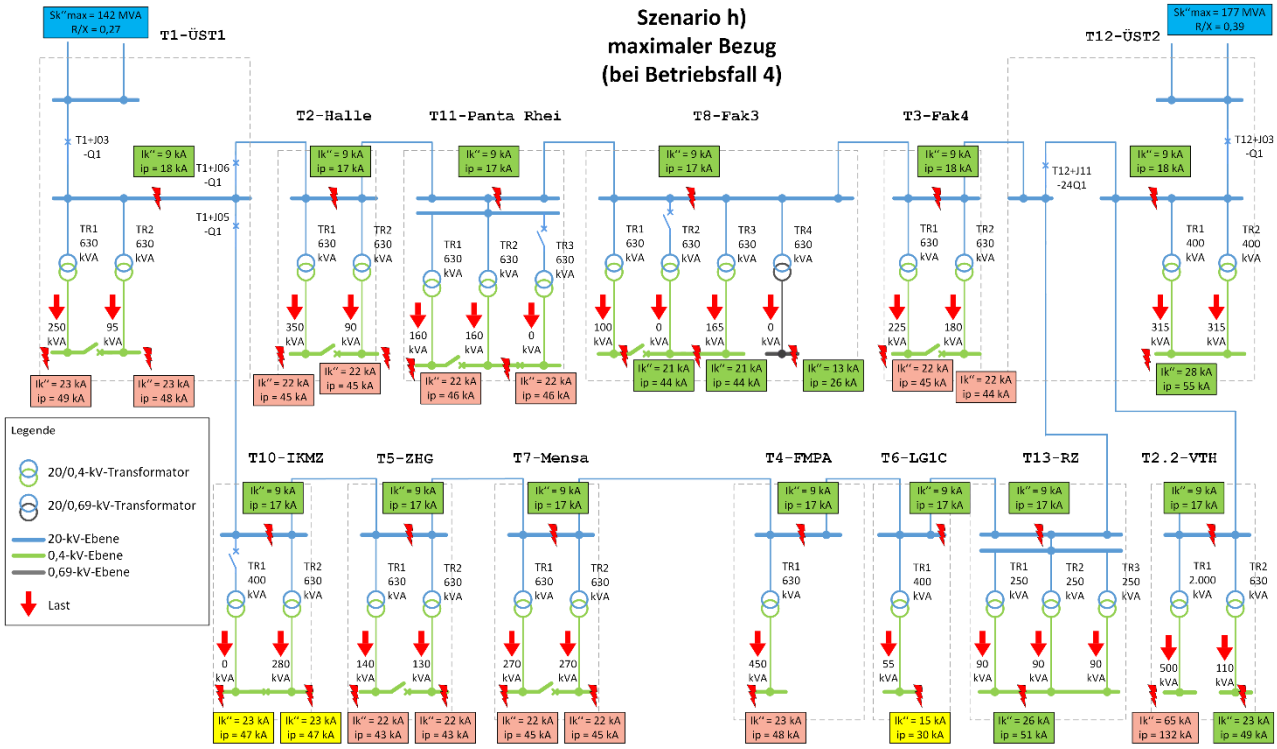


Abbildung 13-99: Kurzschlusswerte Szenario h)

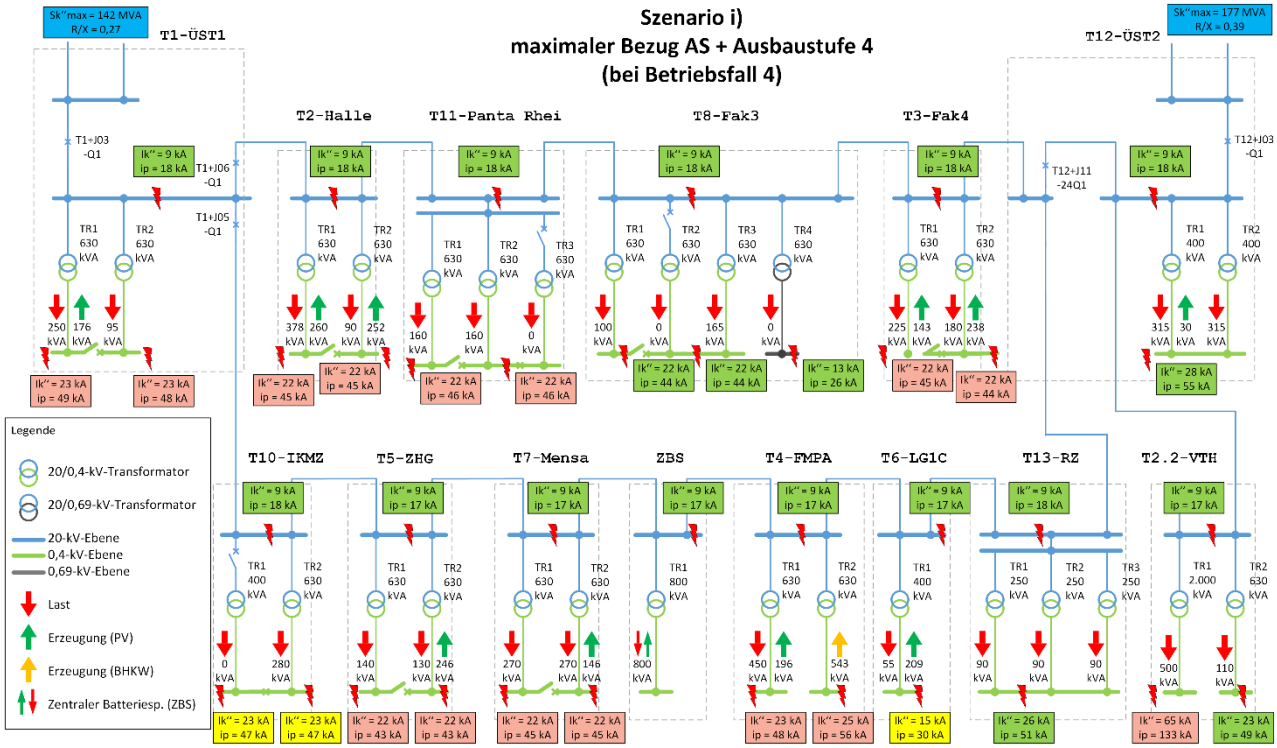


Abbildung 13-100: Kurzschlusswerte Szenario i)

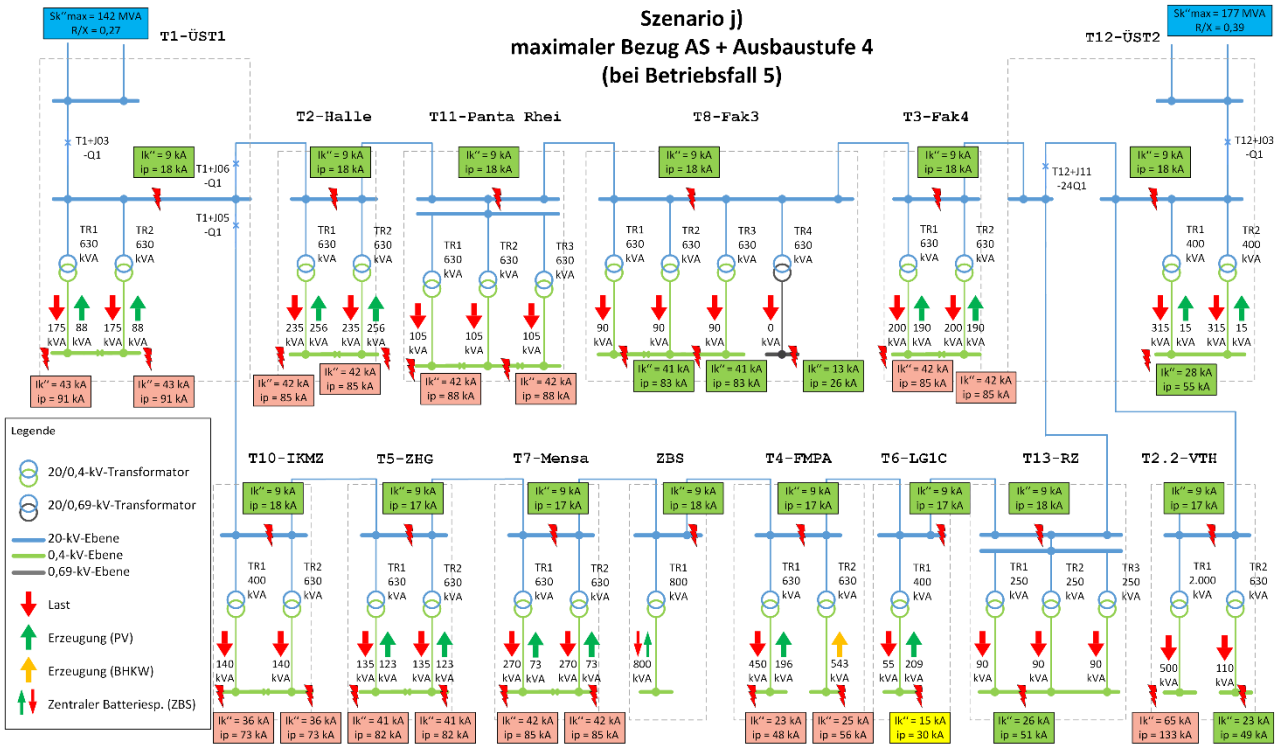


Abbildung 13-101: Kurzschlusswerte Szenario j)

13.49 Inhalt USB-Stick

- BTU-SmartCampus.pdf (V0)
- Ordner „Trafostationen“
- Ordner „Drohnenflug“
- Ordner „Netzberechnung“