

# Kurzfassung und Handlungsempfehlungen

für den Aufbau des

## BTU-SmartCampus

abgeleitet aus der gleichnamigen Konzeptstudie der Fa. ASCORI GmbH durch

Prof. Dr.-Ing.

Harald Schwarz

Professor of Honours at Russian National Research University Moscow Power Engineering Institute, Russia

Professor of Honours at Shanghai University of Electric Power, China

Guest Professor at University of Shanghai for Science and Technology, China

Professor at Russian National Research University "Peter the Great" St. Petersburg Polytechnic University, Russia

Leiter Lehrstuhl Energieverteilung und Hochspannungstechnik

Komm. Leiter Lehrstuhl Dezentrale Energiesysteme

BTU Cottbus-Senftenberg

Vorwort:

In den zurückliegenden Jahren gab es des Öfteren Diskussionen, den BTU Zentralcampus in Cottbus zu einem SMART Grid umzubauen, welches einerseits eine deutschlandweit singuläre Forschungsinfrastruktur für unterschiedlichste Themen der Energiewende böte und andererseits einen Show-Case für den Betrieb eines mit regenerativen Energien, Speichern, Anlagen der Sektorenkopplung sowie steuerbare Lasten hoch installierten 20 kV-Ringnetzes in der Größe eines realen innerstädtischen Quartiersnetzes darstellen würde. Die Realisierung müsste über ein Bauvorhaben des Landes Brandenburg erfolgen, unabhängig davon, ob die Finanzierung aus Mittel des Landes oder einem großen Projekt erfolgt. Im Gegensatz zu üblichen Bauvorhaben des Landes gibt es für einen solchen BTU-SmartCampus keine Raumbücher und andere Planungsregeln, über die die erforderliche Struktur und die Schätzkosten für diesen BTU-SmartCampus abgeleitet werden können. Mit freundlicher Förderung des Landes Brandenburg wurde deshalb die Vergabe einer Konzeptstudie für diesen BTU-Smart Campus ermöglicht. Die vorgelegte 190 seitige Konzeptstudie untersucht sehr detailliert die unterschiedlichsten Realisierungsmöglichkeiten und gibt auch Schätzkosten für die entwickelten 4 denkbaren Ausbaustufen. Um einen schnellen Einstieg in diese Konzeptplanung zu ermöglichen, wurde diese Kurzfassung erstellt, die auf 3 Textseiten die wesentlichsten Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen zusammenfasst und durch diverse angefügte Bildseiten anschaulich untermauert. Abschließend soll an dieser Stelle kurz die Abgrenzung / Ergänzung zum EIZ – Energie-Innovations-Zentrum erfolgen, welches aktuell als Projektskizze derzeit mit unterschiedlichen Ministerien des Bundes und des Landes diskutiert wird. Der BTU-SmartCampus ist eine reine Baumaßnahme zu Errichtung einer technischen Infrastruktur, um die Versorgung des BTU Zentralcampus mit einem möglichst hohen Anteil erneuerbarer Energien sicherstellen und auch die Plattform zur Anknüpfung von Forschungsprojekten bilden soll. EIZ ist eine langjährig angelegte Bündelung von Forschungsaktivitäten vieler BTU-Professuren im Energiebereich und beinhaltet überwiegend die Personal- und Sachmittel für diese Forschungsprojekte. Im kalkulierten Budget des EIZ wurde die Errichtung der technischen Infrastruktur, wie den BTU-SmartCampus nicht berücksichtigt. Die daran andockenden Forschungsprojekte im EIZ-Antrag sind dort unter dem Kapitel „Scale-Up Lab“ beschrieben.

## Kurzfassung:

Das Standortkonzept der BTU (siehe Bild 1) sieht für den Zentralcampus, den Campus in Cottbus-Nord und den dazwischen liegenden Bereich für die neuen externen Forschungsinstitute des DLR und der FhG eine Strukturbildung im Bereich der TECHNIK-Wissenschaften vor, während die GESELLSCHAFTS-Wissenschaften schwerpunktmäßig auf dem Campus Cottbus-Sachsendorf und die GESUNDHEITS-Wissenschaften schwerpunktmäßig auf dem Campus Senftenberg entwickelt werden sollen. Als ein Beitrag zur Entwicklung der Technik-Wissenschaften auf dem Zentralcampus soll dieser zu einem BTU-SmartCampus umgestaltet werden. Während die über MWFK beim BMBF eingereichte Projektskizze zum EIZ-Energie-Innovations-Zentrum wie im Vorwort beschrieben eine Förderung von Energieforschungsthemen (überwiegend Personal- und Sachkosten) auf dem BTU-Zentralcampus anstrebt, bildet der BTU-SmartCampus einerseits die infrastrukturelle Basis für viele der Forschungsthemen aus dem EIZ Antrag, hat aber auch einen klaren Versorgungsauftrag für den Zentralcampus und ist natürlich im Sinne eines Reallabors ein Showcase für künftige innerstädtische Energieversorgungskonzepte in der Größe eines Quartiersnetzes. Der BTU-SmartCampus wird aus dem bereits als rein forschungsorientiertem EVH-Microgrid auf den Zentralcampus ausgerollt. Die entsprechenden Systemgrenzen sind in Bild 2 dargestellt. Die Struktur des EVH-MicroGrids sind in den Bildern 3 bzw. 4 a)-h) zu sehen. Für das EVH-MicroGrid wurde von Siemens ein Leitsystem auf Basis Siemens Power Spectrum 5 erworben. Dieses ist von der Mächtigkeit in der Lage, problemlos den gesamten BTU-SmartCampus zu führen. Auch wurden notwendige Anpassungen des Leitsystems durch EVH bereits vorgenommen, um den BTU-SmartCampus nicht nur als Teil der Energieversorgung der BTU zu nutzen, sondern auch in Forschungsprojekte einzubinden. Ferner wurden bereits alle Gebäude des Zentralcampus durch EVH und VB3 mit Smart Metern ausgerüstet und diese Daten an das Leitsystem herangeführt. Die aktuelle Leitwarte des EVH-MicroGrid ist in einer Containerlösung nahe der FMPA untergebracht (Bild 5a-f). Als **Handlungsempfehlung** für den BTU-SmartCampus wird der Bau eines flächengleichen, aber zweigeschossigen Baukörpers an gleicher Stelle empfohlen. Dies könnte ggf. auch getrennt vom BTU-SmartCampus über eine kleine Baumaßnahme erfolgen. Die Nutzung der BTU / EVH-Leitwarte würde gemeinsam von VB3 und EVH erfolgen. Weitere bereits existierende steuerbare Lasten und Speicher, die in den BTU-SmartCampus eingebunden werden sollen, wurden bereits identifiziert und sind in Bild 6 a)-e) dargestellt. Auf Basis dieser Vorarbeiten und mit Förderung durch das Land Brandenburg konnte eine Konzeptstudie für die unterschiedlichsten Aspekte des BTU-SmartCampus bei der Fa. ASCORI in Cottbus in Auftrag gegeben werden, die die nachfolgenden Teilaspekte untersucht hat:

- Strom- und Wärmeverbrauch incl. Jahreslastgang auf dem Zentralcampus

Der maximale Leistungsbezug im Strombereich liegt aktuell auf dem Zentralcampus bei 2.100 kVA, die Schwachlast bei 600 kVA. Der Lastgang über das gesamte Jahr 2018 ist in Bild 7a) zu sehen. Die Aufteilung in Wirk- und Blindleistungsbezug erfolgt an dieser Stelle nicht. Hier wird auf die S.5 der Studie verwiesen. Die maximale Wärmelast des Zentralcampus liegt bei 7,5 MW. Der Jahreslastgang 2018 ist in Bild 7b) zu sehen.

- Mögliche Potentiale für Photovoltaik auf Dächern, Fassaden, Parkflächen und Freiflächen

Es wurden alle Dächer und Fassaden der BTU-Gebäude, sowie die Park- bzw. Freiflächen des Zentralcampus daraufhin untersucht, ob und in welchem Umfang Photovoltaikanlagen installiert werden können. Dabei wurde die Süd- bzw. Ost/West-Ausrichtung der Module untersucht sowie technische Standardausführungen verglichen mit besonders leichten baulichen Ausführungen bzw. reinen PV-Folien, jeweils abhängig von der Statik des jeweils betrachteten Daches. Bei Freiflächen wurden fest verbaute PV-Module verglichen mit 2-Achs-Nachführsystemen. Für jedes Gebäude wurde eine dezidierte Belegungsplanung des Daches gemacht, wie man beispielhaft für den großen Hörsaal in Bild 8 sieht. Insgesamt wurde für den Zentralcampus eine maximal installierbare PV-Leistung von 3.000 kW<sub>peak</sub> ermittelt. Die Aufteilung auf die unterschiedlichen Gebäude, Park- und Freiflächen ist dem Bild 9 zu entnehmen. Da dies sicherlich nicht in vollem Umfang realisiert werden kann, wurden in der Studie insgesamt 4 Ausbauszenarien untersucht, die die bereits vorhandene PV-Leistung des EVH-MicroGrids mit 120 kW<sub>peak</sub> auf 500 bzw. 1.000 bzw. 1.500 bzw. 2.000 kW<sub>peak</sub> erweitern. In den Bildern 10 a)-d) erkennt man, dass die Variante 120 kW<sub>peak</sub> zwar für das forschungsorientierte EHV-Microgrid von Interesse, für die Versorgung des Zentralcampus aber völlig bedeutungslos ist. Die 1.000 kW<sub>peak</sub> Variante ist zwar eine ingenieurseitig solide Option, die allerdings bzgl. der Netzintegration erneuerbarer Energien keine Herausforderung darstellt und somit wissenschaftlich uninteressant ist. **Als Handlungsempfehlung** im Sinne eines Beitrags der BTU zu den Herausforderungen der künftigen Energieversorgung in innerstädtischen Quartiersnetzen wird deshalb die Installation von 2.000 kW<sub>peak</sub> auf dem

Zentralcampus empfohlen. Im Gegensatz zu allen anderen Ausbauszenarien kommt es hier zu massiven Rückspeisungen (wenn auch nur temporär) aus dem Zentralcampus in das vorgelagerte Netz der Energieversorgung Cottbus, die es mit Speichern, Anlagen der Sektorenkopplung und einem intelligenten Campus-Energiemanagementsystem entweder zu unterbinden gilt oder auch über ein planbares Einspeiseprofil day-ahead durchzuführen. Der Verlauf in Bild 10d) ist somit sehr nahe an den heute bereits realen Verläufen in Bild 10e).

- Erdgas-betriebenes Blockheizkraftwerk

Leider ist es in der Politik, den Medien und der Gesellschaft nicht bekannt, dass die gesicherte Leistung aus Photovoltaik 0%, aus Wind-onshore 1% und aus Wind offshore 2% beträgt. Damit wird es niemals möglich sein, eine gesicherte Stromversorgung ausschließlich aus Photovoltaik und Windenergie aufzubauen, sondern es werden entweder komplementäre konventionelle Erzeugungsanlagen oder Speicher gewaltigen Ausmaßes benötigt. Da der Wärmebedarf des Zentralcampus mit in der Spitze 7,5 MW nach Bild 7b) selbst in den Sommermonaten einen minimalen Wärmebedarf zeigt und es auch im Frühling / Herbst erkennbare Phase mit sehr geringem Wärmebedarf gibt, wird als **Handlungsempfehlung** die Errichtung eines gasbetriebenen Blockheizkraftwerkes mit einer elektrischen bzw. thermischen Leistung von je ca. 500 – 600 kW angeraten. Damit kann sowohl der Wärmebezug des Zentralcampus optimiert, als auch die erforderliche Größe des Batteriespeichers minimiert werden. Die erforderliche Grundfläche eines solchen Blockheizkraftwerkes liegt bei ca. 6 m x 2 m, bei ca. 3 m Höhe. Ein entsprechender Raum sollte somit problemlos gefunden werden.

- Sektorenkopplung durch Power-to-Gas incl. Gasspeicher

Aktuell verfügt die BTU über einen Elektrolyseur mit einer elektrischen Anschlußleistung von 150 kW. Damit wäre die Produktion von ca. 2 kg Wasserstoff pro Stunde denkbar. Diese Anlage ist aber als Forschungsanlage konzipiert und könnte einen wasserstoff-betriebenen (z.B. über H<sub>2</sub>-Brennstoffzelle) Fuhrpark nur bedingt versorgen. Je nach Größe des Fahrzeuges würde der Bedarf bei 5 – 15 kg H<sub>2</sub> pro Tankfüllung liegen, die dann für 400-500 km reichen. Untersucht wurde auch der Bau einer All-in-One Wasserstoff-Tankstelle, die intern bereits über einen Elektrolyseur, Kompressor und Tank verfügt und etwa 5-10 kg H<sub>2</sub> produzieren könnte und somit die Betankung eines Fahrzeuges alle 1-3 Tage ermöglichen würde. Als **Handlungsempfehlung** wird deshalb die Errichtung einer solchen All-in-One Wasserstoff-Tankstelle angeraten, wobei hierbei ggf. der vorhandene Wasserstofftank genutzt werden kann, in den dann auch die vorhandene Elektrolyse bei Versuchsbetrieb einspeisen kann. Räumlich wäre die Unterbringung problemlos neben dem bisherigen Wasserstoff-Tank möglich. Versorgt werden kann hierüber eine Fahrzeugflotte von 1-3 Wasserstoff-Fahrzeugen. Vorschläge hierzu siehe und bei Mobilität.

- Sektorenkopplung durch Power-to-Heat / to-Cool incl. Wärmespeicher

Grundsätzlich ist die Nutzung von Power-to-Heat / to-Cool Anlagen eine kostengünstige und sinnvolle Handlungsoption, vor allem wenn der temporäre regenerative Überschuß in Zeiten anfällt, in denen ein erkennbarer Wärmebedarf besteht. Da die regenerative Erzeugung im Rahmen des BTU-SmartCampus nicht im Bereich der Windenergie, sondern ausschließlich im Bereich der Photovoltaik erfolgt, würden saisonale Wärmespeicher erforderlich werden, die bei einer Wärmelast im Winter von bis zu 7,5 MW eine regenerative Ladeleistung aus PV im Sommer erfordern würde, die auf dem Campus nicht realisierbar ist. Unabhängig davon wird aber die Erarbeitung eines Power-to-Heat/ -to-Cool Konzeptes zusammen mit den Stadtwerken Cottbus im Rahmen einer optimierten Wärmeversorgung des Zentralcampus für sinnvoll erachtet. In der hier vorgelegten Konzeptplanung wird als **Handlungsempfehlung** für den BTU-SmartCampus wird nur der Roll-Out der erforderlichen Wärme-Meßtechnik auf alle Gebäude des Zentralcampus und deren Einbindung in das Leitsystem des BTU-SmartCampus vorgeschlagen.

- Batteriespeicher

Die Ausbaustufe 4 sieht den Aufwuchs der 120 kW<sub>peak</sub> Photovoltaik im EVH-MicroGrid auf insgesamt 2.000 kW<sub>peak</sub> Photovoltaik verteilt über den Campus vor. Dies führt zu temporären, sehr hohen Überspeisungen der BTU-Campuslast, ist aber die einzige der 4 untersuchten Ausbaustufen, die die aktuelle Situation in der Energienetzen, vor allem Nordost-Deutschlands richtig abbildet. Damit ist es, wie heute schon im realen System, auch auf dem Campus eine der Schlüsselfragen, wie man Speicher und die vorgenannten Anlagen zur komplementären Erzeugung und zur Sektorenkopplung sinnvoll kombiniert. In der Studie wurden unterschiedlichste Betriebsszenarien für einen möglichen Speicher untersucht und im Ergebnis wird als **Handlungsempfehlung** die Errichtung eines zentralen Batteriespeichers mit einer nutzbaren Speicherkapazität von 1.000 kWh angeraten. Dieser Speicher benötigt eine hohe Lade-/Entladeleistung um die Fluktuationen der PV-Einspeisung schnell auszugleichen. Deshalb wird die

Realisierung als Kompaktstation mit Anschluß an das BTU-eigene 20 kV-Netz über einen 800 kVA Trafo empfohlen. Bild 11 zeigt eine mögliche Ausführungsform, die etwa die Größe von 2 Fertiggaragen hat und an einer sinnvollen Stelle auf dem Campus in Nähe des 20 kV Kabelringes problemlos errichtet werden kann.

- Elektromobilität / Wasserstoffmobilität

Das bisherige Elektromobilitätskonzept auf dem Zentralcampus sieht die Nutzung der 15 Ladesäulen (22 kW-AC, Steckertyp 2) aus Vorläuferprojekten durch BTU-Mitarbeiter vor, die ein batterieelektrisches Fahrzeug oder ein Plug-In Fahrzeug nutzen. Diese Ladesäulen (Bild 14d) sind Teil des EVH-MicroGrid und werden hierüber netzdienlich gesteuert. Ferner existieren bereits als Teil des BTU-SmartCampus drei rückspeisefähige Ladesäulen mit 22 kW-DC über die drei der vier elektrischen Dienstfahrzeuge der BTU (2x Nissan Leaf, 2x Nissan e-NV-200) entweder gesteuert geladen, oder auch während der Standzeiten als Speicher im BTU-SmartCampus eingesetzt werden können (Bild 14 a-c)). Aktuell sind einige dieser Fahrzeuge auch als Versuchsfahrzeuge vorbereitet, um die Auswirkungen des Speicherbetriebes auf die Batterielebensdauer zu untersuchen. Ebenfalls als Teil des BTU-SmartCampus wurden Schnell-Ladesäulen mit bis zu 6 Ladepunkten und bis zu 150 kW Ladeleistung (Bild 13 a-d) auf dem Zentralcampus und dem Campus Cottbus-Sachsendorf bzw. Senftenberg errichtet. Diese sollen die elektromobile Mobilität durch Schnell-Ladung z.B. während Besprechungstermin erhöhen. Weitere dieser Schnell-Lader wurden über ein Vor-Projekt bereits an der Universität in Potsdam-Golm und der HNEE in Eberswalde errichtet. Es wird **empfohlen**, dieses Ladesäulen- und Fahrzeugkonzept zu stabilisieren und ggf. auszubauen. Das Abrechnungsmodul für eine öffentliche Nutzung dieser Schnell-Lader kann nachgerüstet werden. Bzgl. der Wasserstoff-Mobilität wird anfangs nur die Einrichtung einer H<sub>2</sub>-Brennstoffzellen-betriebenen Kleinbuslinie **empfohlen**, die den Zentralcampus über die neuen Forschungszentren der DLR bzw. FhG nördlich des Campus und auf dem TIP mit dem BTU Campus Nord verbindet (Bild 12). Hierfür sollte die H<sub>2</sub> Produktionsrate der Elektrolyseversuchsanlage und der All-in-One Wasserstofftankstelle westlich der LG 4 a-c ausreichen.

- Auswirkungen auf das Mittel- und Niederspannungsnetz des Zentralcampus

In der Studie wurde dieser Punkt sehr detailliert untersucht. Aufgrund der technischen Komplexität dieser Zusammenhänge wird darauf verzichtet, diese in der Kurzfassung in stark verkürzter Form wieder zu geben und es wird auf die entsprechenden Kapitel und Anhänge in der Konzeptstudie von ASCORI verwiesen.

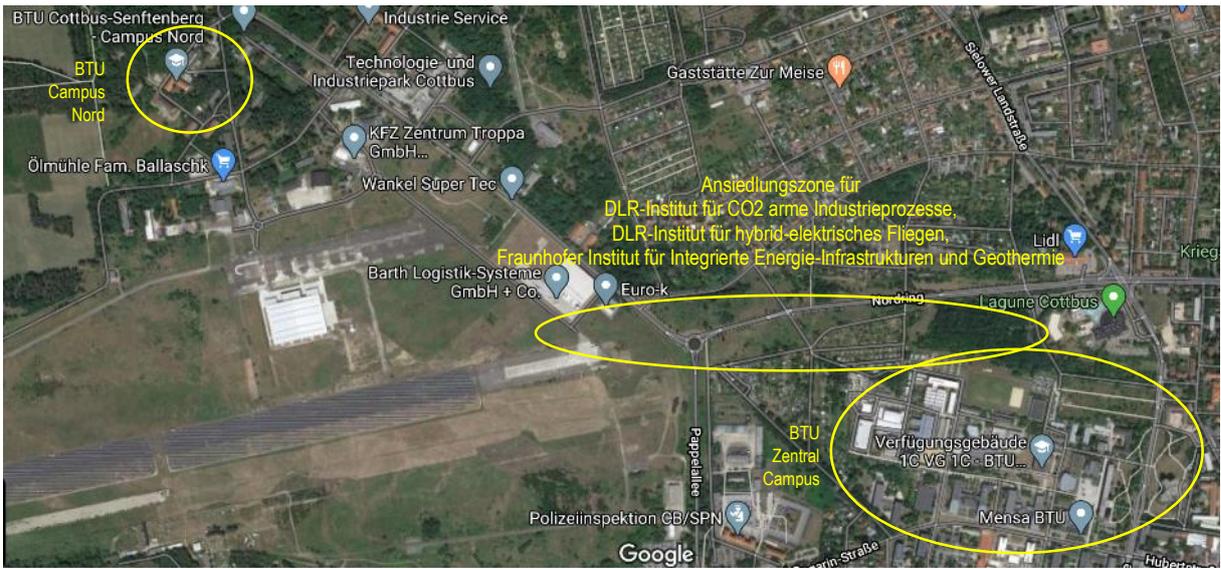
- Kostenabschätzungen zu den unterschiedlichen Ausbaustufen (**Preise incl. Mwst**)

Die Konzeptplanung sieht insgesamt 4 Ausbaustufen vor, die aufeinander aufbauen und folgendes beinhalten:

- Ausbaustufe 1: Schätzkosten 1.300.000 € für den Neubau auf insgesamt 500 kW Photovoltaik, diverse Maßnahmen im Bereich der Elektromobilität und der Energiemeßtechnik auf dem Campus.
- Ausbaustufe 2: Schätzkosten 4.800.000 € für Ausbaustufe 1 zzgl. des Neubaus weiterer 500 kW Photovoltaik sowie eines Blockheizkraftwerkes. Ferner wird einer zentraler Batteriespeichers errichtet sowie einige Ergänzungsmaßnahmen im Bereich Elektromobilität umgesetzt.
- Ausbaustufe 3: Schätzkosten 7.300.000 € für Ausbaustufen 1+2 zzgl. des Neubaus weiterer 500 kW Photovoltaik, teils als solare Carports auf den Parkflächen, sowie einer Wasserstofftankstelle incl. wasserstoff-betriebene Fahrzeugen und peripherer Technik.
- Ausbaustufe 4: Schätzkosten 9.500.000 € für Ausbaustufen 1+2+3 zzgl. des Neubaus weiterer 500 kW Photovoltaik auf dann in Summe 2.000 kW Photovoltaik teils auch als Tracker-Systeme auf Freiflächen incl. peripherer Technik.

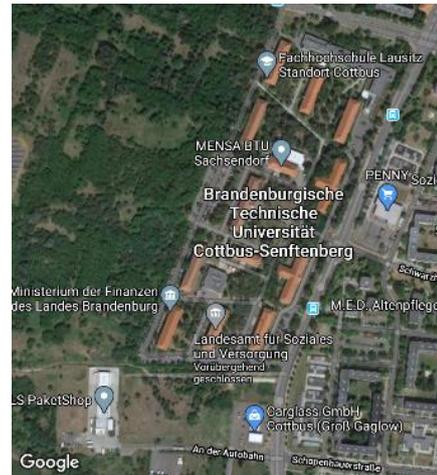
Die Details können der Studie entnommen werden. Als **Handlungsempfehlung** wird gegeben, die Ausbaustufe 4 umzusetzen, da nur diese aufgrund der deutlichen, wenn auch temporären regenerativen Überspeisung der Campuslast einen klaren wissenschaftlichen Mehrwert und eine Vorzeige-Charakter für den BTU Zentralcampus bietet durch den Einsatz unterschiedlichster Speichertechnologien und Power-to-X Technologien. Zu beachten ist, dass die Schätzkosten für die Ausbaustufe 4 nicht die Kosten des oben empfohlenen Ersatzbaus für die Leitstelle beinhaltet. Außerdem zeigt die Erfahrung, dass bei öffentlichem Bauen oft eine nicht unerhebliche Kostenmehrung auftritt. Insofern wird ein Budget vom 15 M€ als vermutlich erforderlich angesehen.

Bild 1: Standorte der BTU Cottbus-Senftenberg und der neuen externen Forschungsinstitute



BTU-Zentralcampus, BTU Campus Nord, Ansiedlungszone für externe Forschungsinstitute

BTU Campus Cottbus-Sachsendorf  
(ca. 10 km südlich des BTU Zentralcampus)



BTU Campus Senftenberg  
(ca. 40 km südlich des BTU Zentralcampus)

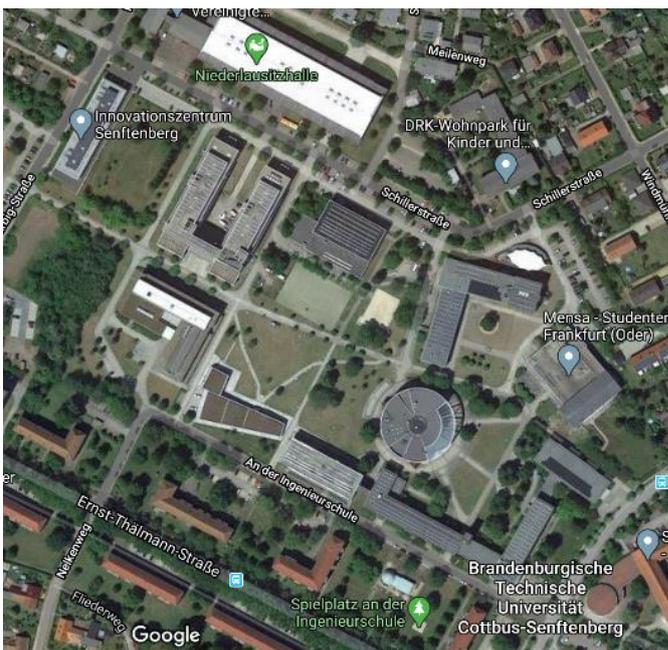


Bild 2: BTU Zentral Campus (gelbe Umrandung) sowie Standort des EVH-Microgrids (rote Umrandung)

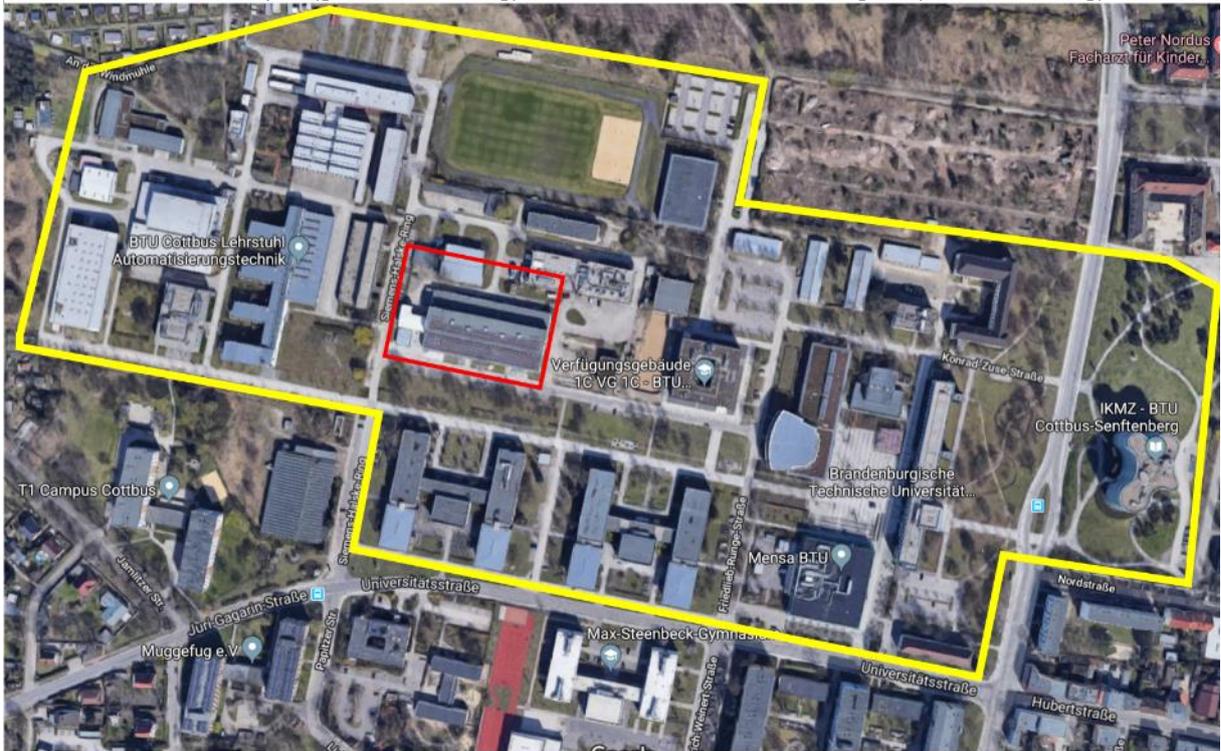


Bild 3: EVH-MicroGrid bestehend aus

- 15 Ladesäulen für BTU-Mitarbeiter
- PV-Anlage
- Power to Heat Anlage
- Power to Cool Anlage
- Blockheizkraftwerk
- Batteriespeicher
- Meß- und Steuerraum
- Leitwarte mit Besucherzentrum

sowie räumlich angrenzend

- 1 Schnell-Ladesäule
- 3 Rückspeisefähige Ladesäulen

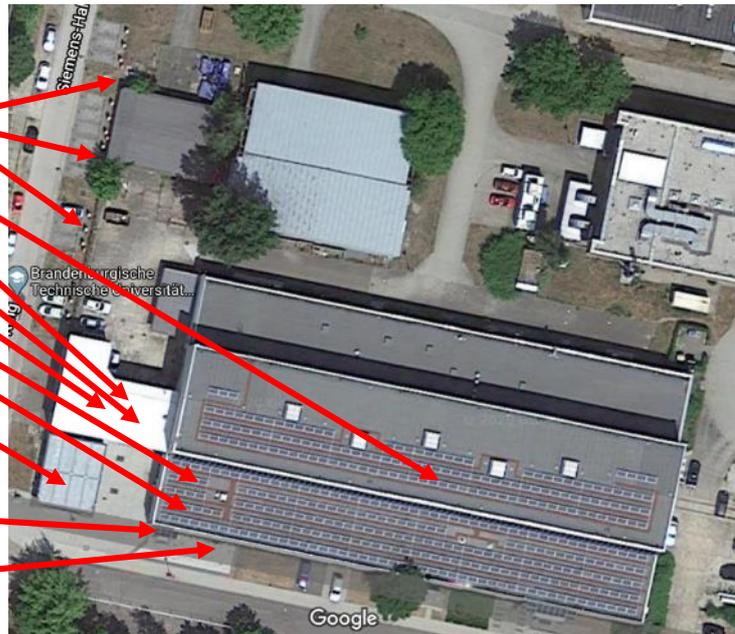


Bild 4 a - d: Anlagen des EVH-MicroGrid

- a) Das EVH-MicroGrid verfügt über eine Photovoltaik Anlage mit etwa 1000 qm Modulfläche und einer installierten Peak-Leistung von etwa 120 kW.



- b) Der Energiespeicher des EVH-MicroGrid besteht aus einer Blei-Säure Batterie mit einer installierten Kapazität von 2 MWh. Unter Berücksichtigung einer Lebensdauer von ca. 4.000 Zyklen kann dieser Speicher mit ca. 500 kWh pro Hub genutzt werden. Die Lade- bzw. Entladeleistung beträgt aber nur 60 kW.

- c) Überschüssige Energie aus der PV-Anlage, die nicht in der Batterie zwischengespeichert wird, kann auch mit der Power-to-Heat Anlage (60 kW) in Wärme umgewandelt werden und einem Wärmespeicher (250 kWh) zugeführt werden.



- d) Sollte es bei regenerativer Überspeisung im Sommer nicht möglich sein, den o.g. Wärmespeicher durch Raumwärme-Nutzung zu entladen, kann diese eingespeicherte Wärme im EVH-MicroGrid über eine Power-to-Cool Anlage (15 kW) zur Raumkühlung genutzt werden.

Bild 4 e – h: Anlagen der EVH-MicroGrid

- e) Bei zu geringer PV-Einspeisung kann über ein BHKW sowohl Elektroenergie (40 kW), als auch Wärme (80 kW) erzeugt werden. Die Wärme wird direkt dem Wärmespeicher zugeführt, die Elektroenergie kann als Strom im EVH-MicroGrid genutzt werden, oder über die Power-to-Heat Anlage auch in Wärme gewandelt werden.



- f) Das EVH-MicroGrid verfügt über 15 Ladesäulen, die jede neben Schuko auch mit einem Typ 2 Stecker für 22 kW Drehstrom am Ladekabel akzeptiert. Um zwar Fahrzeugnutzner-optimiertes, aber gleichzeitig auch netzdienliches Laden zu erforschen, wurde diverse Netzengpässe beim Anschluß der Ladesäulen eingebaut, die vom Leitsystem des EVH-MicroGrid ausbalanciert werden müssen.

- g) In einem Meß- und Steuerraum wurden den erforderlichen automatisierten Schaltanlagen auch diverse Rechnersysteme installiert, auf denen das Leitsystem für das EVH-MicroGrid betrieben wird und auch Meßdaten aus den Leitwarten von WEMAG-Netz, E.DIS-Netz, Mitnetz-Strom, Stromnetz-Berlin und 50Hertz Transmission empfangen und gespeichert werden.



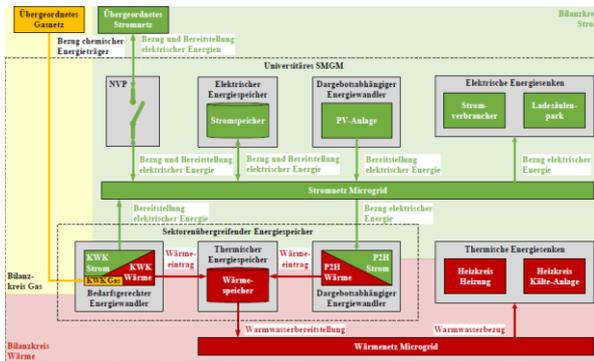
- h) Das EVH-MicroGrid verfügt über ein Besucherzentrum, in dem auch der eigentliche Leitwartenraum für das Microgrid untergebracht ist. Das verwendete Leitsystem SIEMENS Power Spectrum 5 ist von der Leistungsfähigkeit bereits ausgelegt, alle Leittechnikfunktionen für den BTU-SmartCampus zu übernehmen. Details in Bild 5.

Bild 5 a –d: Vorbereitungen zum Roll-Out des Leitsystems der EVH-Microgrids auf den BTU Smart Campus

- a) Über Projektmittel des LS EVH wurden bereits alle Büro- und Laborgebäude, sowie die Trafostationen des Zentralcampus mit SMART Metern ausgerüstet. Die Daten wurden an das Leitsystem bereits herangeführt und können von diesem verarbeitet werden.



- b) Darstellung aus dem Anlagenverbund des EVH-MicroGrid

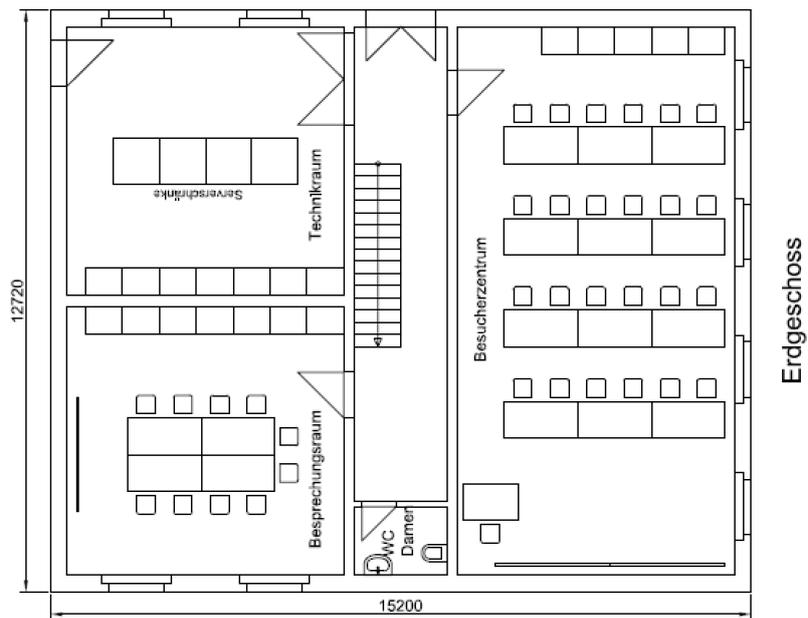


- c) Die bisherige Leitwarte für das EVH-MicroGrid wurde in einem Nebenraum im Besucherzentrum untergebracht.

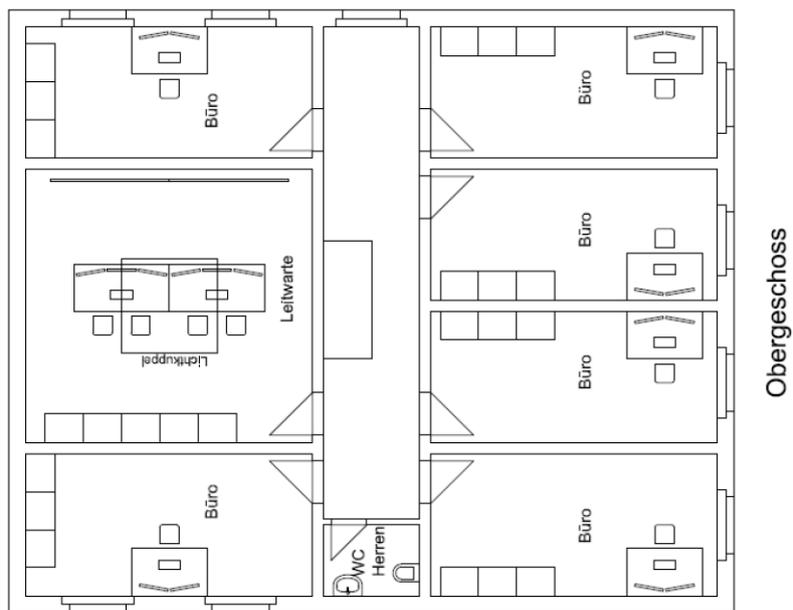


- d) Als **Handlungsempfehlung** für die bauliche Umsetzung des BTU-SmartCampus wird vorgeschlagen, dass in 2012 als Containerlösung errichtete Besucherzentrum durch einen zweigeschossigen Neubau gleicher Grundfläche zu ersetzen und dort die Leitstelle-Elektro für den Zentralcampus einschließlich dem Leitsystem für den BTU-SmartCampus und das notwendige Betriebspersonal aus Teilen von VB3 und Teilen LS EVH unterzubringen.

Bild 5 e-f: Vorbereitungen zum Roll-Out des Leitsystems der EVH-MicroGrids auf den BTU SmartCampus



e- Grundriss Erdgeschoss des neuen Leitwarten-Gebäudes mit Besucherzentrum, Technikraum und Besprechungszimmer.



f- Grundriss Obergeschoß des neuen Leitwarten-Gebäudes mit Leitwarte und Mitarbeiter-Büros

Bild 6 a – d: Sonstige steuerbare Lasten auf den BTU Zentralcampus



- a) Vom LS Kraftwerkstechnik (neu Thermische Energietechnik) wurde eine Druckelektrolyse Anlage mit einer elektrischen Anschlußleistung von 150 kW errichtet. Diese ist vom Grundsatz her als Forschungsanlage konzipiert worden, kann natürlich in Abstimmung mit dem Lehrstuhl auch als steuerbare Last im BTU-SmartCampus genutzt werden.

- b) Die vorgenannte Elektrolyseanlage verfügt auch über einen Wasserstofftank. Als **Handlungsempfehlung** kann dieser Standort mit einer Wasserstoff-Tankstelle ausgebaut werden. Als weitere **Handlungsempfehlung** sollte die vorgenannte Forschungs-Elektrolyseanlage mit einer weiteren Anlage ergänzt werden, die abhängig vom Bedarf an Wasserstoff auf dem Campus diesen auch bereitstellen kann.



- c) Eine weitere größere steuerbare Last innerhalb des BTU-SmartCampus wäre die Wärmeversorgung des LG 3 E. Diese basiert auf einer Wärmepumpenanlage, die oberflächennahe Geothermie nutzt und die gewonnene Energie in einem Wärmespeicher zwischenspeichert.

- d) Da bei der Beheizung der Verkehrstechnikhalle in größerem Umfang die Abwärme aus den Motorenprüfständen einbezogen wird, besitzt diese Halle eine schnell regelbare elektrische Zusatzheizung mit erheblicher Anschlußleistung. Durch die thermische Speicherfähigkeit des Wandmaterials könnte diese Zusatzheizung als hoch flexible steuerbare Last im BTU-SmartCampus eingesetzt werden.

- e) Weitere Flexibilitätsoptionen können vermutlich in diversen Gebäuden gefunden werden, so z.B. im IKMZ, das auch über eine Kombination von BHKW und Geothermie beheizt wird.

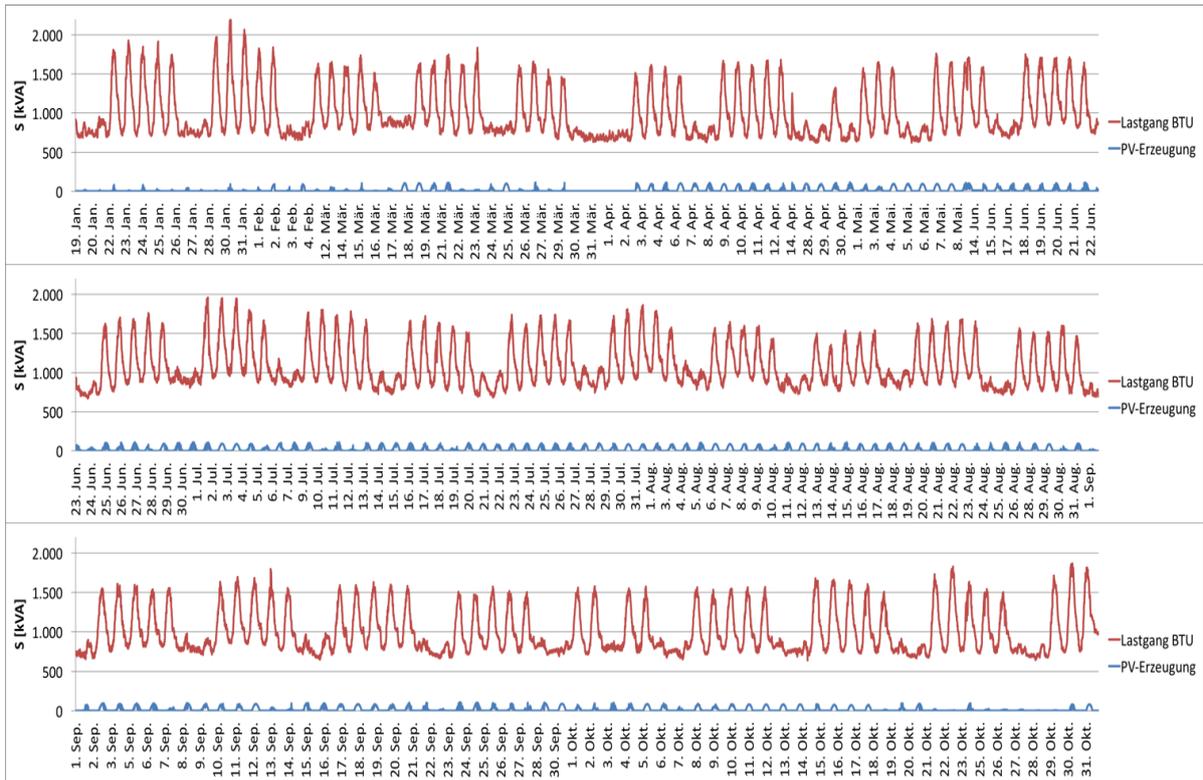


Bild 7a) Strombedarf des Zentralcampus in 2018 (ROT) sowie Eigenerzeugung aus PV des EVH-MicroGrid (BLAU)

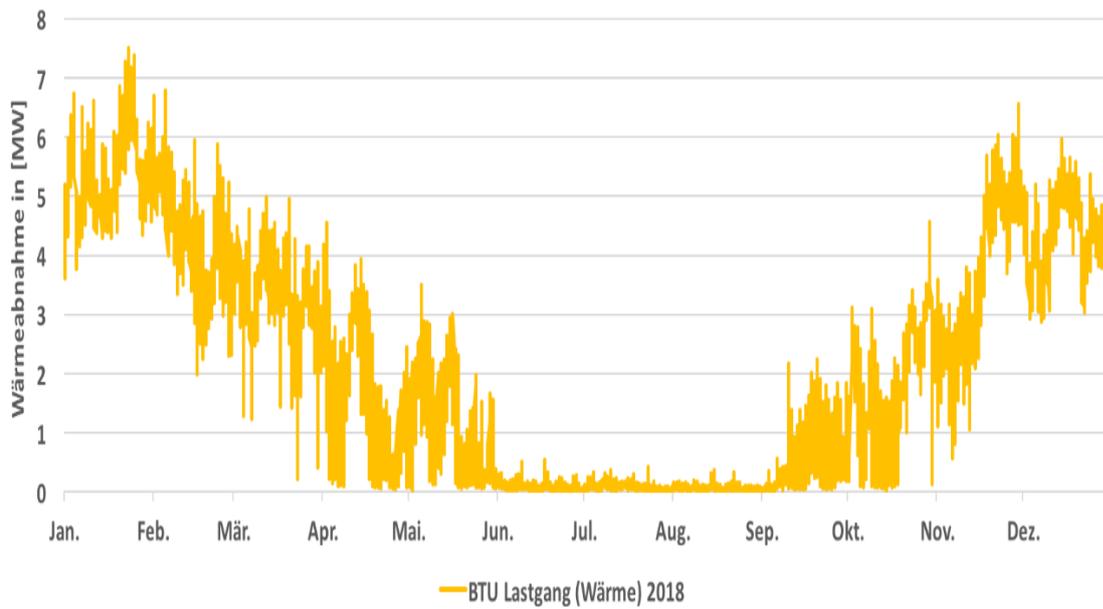


Bild 7b) Wärmebedarf des Zentralcampus in 2018



Bild 8a: Exemplarische Belegung des Dachbereiches des Großen Hörsaal Gebäudes mit PV in Ost / West Ausrichtung. In ähnlicher Form wurden die Dächer aller BTU-Gebäude auf dem Zentralcampus untersucht



Bild 8b: Exemplarische Belegung des Dachbereiches des Großen Hörsaal Gebäudes mit PV in Süd Ausrichtung. In vergleichbarer Form wurden die Dächer aller BTU-Gebäude auf dem Zentralcampus untersucht

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		
<u>ZeWe</u>		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
FMFA			116		5
LG3B		143	84		
LG3A		335	238		
LG4A		57	49		
LH4C					17
LB4B			69	86	6
LH3D		84	26		
LH3C	90		173	255	
<u>Panta Rhei</u>	51				
Grundbau-Versuchshalle	18				
FZ3H			30		
Mehrzweckgebäude		80	57		
Mensa		188	146		
Fluidzentrum		62	53		

Bild 9 a)  
Mögliche installierbare PV-Leistung auf den Dächern bzw. Fassaden des Zentralcampus mit unterschiedlicher Ausrichtung und unterschiedlicher Technologie

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
<b>Parkplätze Campus</b>		<b>278</b>

Bild 9b)  
Mögliche installierbare PV-Leistung auf den Parkflächen des Zentralcampus

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

Bild 9c)  
Mögliche installierbare PV-Leistung auf den Freiflächen des Zentralcampus mit zweiachsigen Tracking-Systemen

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

Bild 9d)  
Mögliche installierbare PV-Leistung auf den Freiflächen in aufgeständerter Bauweise

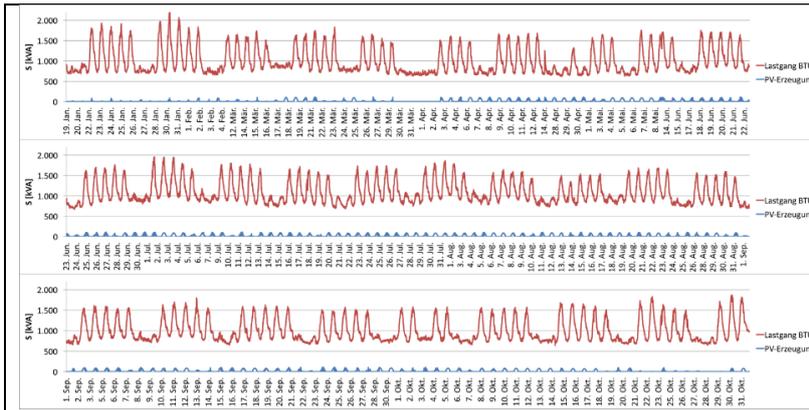


Bild 10a)

Leistungsbezug Zentralcampus 2018 (ROT) sowie Einspeisung der vorhandenen 120 kW PV des EVH-MicroGrid (BLAU)

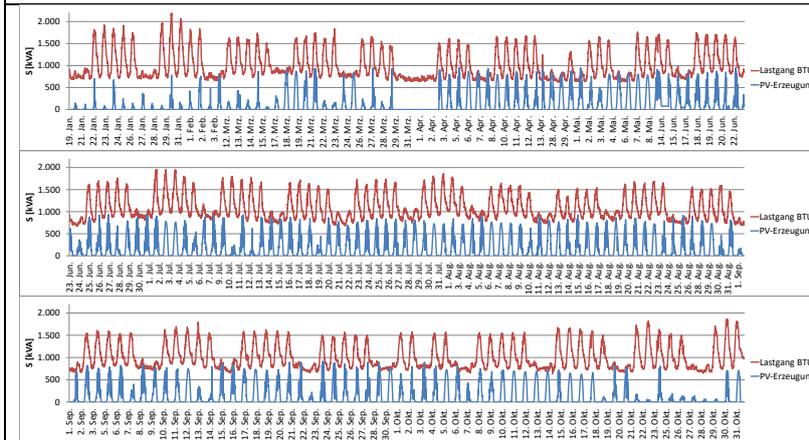


Bild 10b)

Leistungsbezug Zentralcampus 2018 (ROT) sowie Einspeisung von dann insgesamt 1.000 kW PV auf dem Zentralcampus (BLAU)  
 → Er kommt dabei de facto noch zu keiner Rückspeisung ins öffentliche Netz

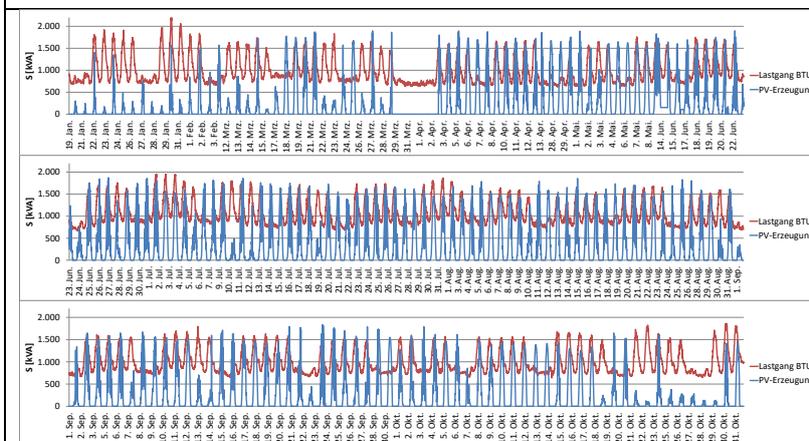


Bild 10c)

Leistungsbezug Zentralcampus 2018 (ROT) sowie Einspeisung von dann insgesamt 2.000 kW PV auf dem Zentralcampus (BLAU)  
 → Es gibt deutliche Rückspeisungen ins öffentliche Netz

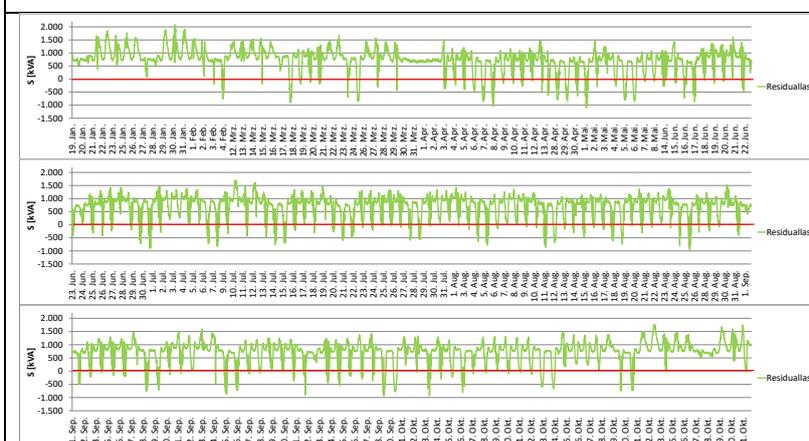


Bild 10d)

Resultierender Bezug aus bzw. Rückspeisung ins öffentliche Netz nach Bild 10c) Dieses Profil muß über Speicher, Anlagen der Sektorenkopplung sowie steuerbare Lasten durch ein Energiemanagementsystem so beeinflusst werden, dass ein planbares Last- oder Einspeiseprofil day-ahead entsteht

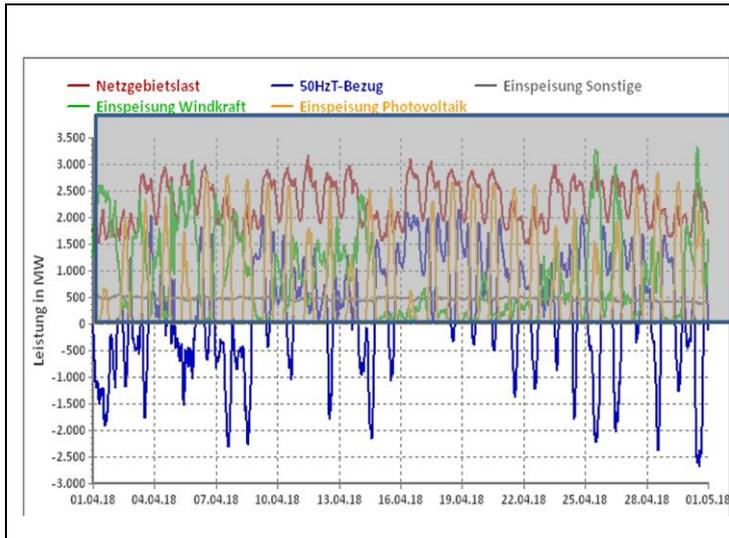


Bild 10e)

Die heute bereits realen Rückspeisungen z.B. im Netz der MitNetz-Strom (blaue Linie im Bereich von 0 bis -3.000MW) verdeutlichen anschaulich, dass jegliche PV-Einspeisung auf dem BTU-SmartCampus aus wissenschaftlicher Sicht uninteressant ist, wenn nicht eine Überspeisung (siehe Bild 10d) dabei entsteht, die den heute bereits realen Verhältnissen entspricht.



Bild 11: Beispiel für die mögliche Ausführung des zentralen Batteriespeichers auf dem Zentralcampus als Kompaktstation ähnlich handelsüblicher Mittelspannungs-Transformatorstationen

Bild 12: Mögliche Handlungsoptionen für eine Wasserstoff basierte Mobilität



a) Mögliche Linienführung eines Kleinbusses mit wasserstoff-betriebener Brennstoffzelle und Elektroantrieb, künftig ggf. auch als autonom fahrender Bus

b) Detailbild der Routenführung (rot) im Bereich

- der möglichen Fläche für eine modernisiertes Versuchsfeld für erneuerbare Energien,
- der möglichen Erweiterungsfläche für leistungsgesteigerte Elektrolyseanlage,
- des bisherigen Wasserstoff-Zentrum,
- des bisherigen Wasserstoff-Speicher,
- dem möglichen Platz für eine Wasserstofftankstelle.

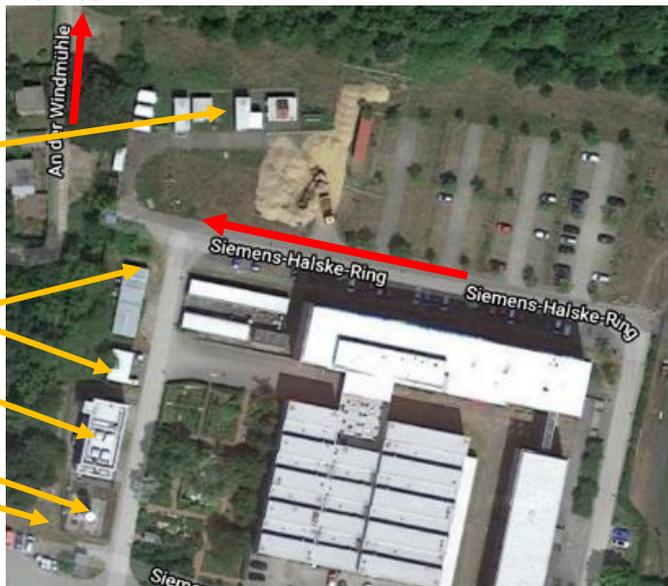


Bild 13 a – d: Schnell-Ladesäulen auf dem BTU-Zentralcampus bzw. in Sachsendorf bzw. in Senftenberg



a) Schnell-Ladesäule auf dem BTU-Zentralcampus stirnseitig vom Hauptgebäude mit 4 Ladepunkten und DC-Ladeleistung 100 kW, AC-Ladeleistung 43 kW

b) Schnell-Ladesäule auf dem BTU-Zentralcampus an der FMPA mit 6 Ladepunkten und DC-Ladeleistung 150 kW, AC-Ladeleistung 43 kW



c) Schnell-Ladesäule auf dem BTU-Campus in Cottbus-Sachsendorf auf dem Parkplatz an der Campuseinfahrt mit 4 Ladepunkten und DC-Ladeleistung 100 kW, AC-Ladeleistung 43 kW.

d) Schnell-Ladesäule auf dem BTU-Campus Senftenberg auf dem Parkplatz hinter der Mensa mit 4 Ladepunkten und DC-Ladeleistung 100 kW, AC-Ladeleistung 43 kW



Bild 14 a - d: Ladesäulen mit Forschungsbezug LS EVH

- a) die ersten kommerziellen rückspeisefähigen Ladesäulen von DELTA-Electronics in Deutschland mit 11 kW Lade- und Rückspeiseleistung



- b) die aktuelle BTU Elektro-Dienstwagenflotte der BTU mit 2 NISSAN Leaf (je 62kWh) und 2 NISSAN e-NV 200 (je 40 kWh)

- c) eines der o.g. Fahrzeuge wurde zum Testfahrzeug umgerüstet und kann kontinuierlich Daten auslesen, in wie weit das netzdienliche, gesteuerte Laden bzw. der Betrieb des Fahrzeuges auch als Speicher im Stromnetz die Fahrzeugbatterie zusätzlich und ggf. unzulässig belastet.



- d) 15 Stellflächen mit Ladesäulen des EVH-MicroGrid, die an BTU-Mitarbeiter vermietet werden können, die ein Elektrofahrzeug oder ein Plug-In Fahrzeug nutzen. Das kumulierte Ladeverhalten wird im EVH-MicroGrid wissenschaftlich erfasst. Das gesteuerte Laden erfolgt entsprechend des regenerativen Energiedangebotes im EVH-MicroGrid und der Bewirtschaften der im EVH-MicroGrid bewußt eingebauten Netzengpässe.