



Schlussbericht vom 21.09.2020

Version 1.1

Kohlesilo im Gundeldinger Feld – Der ehemalige Energiespeicher wird zum Energiekraftwerk



Quelle: Martin Zeller, 2015



baubüro in situ ag



Datum: 21.09.2020

Ort: Muttenz

<p>Subventionsgeberin: Bundesamt für Energie BFE Sektion Energieforschung und Cleantech CH-3003 Bern www.bfe.admin.ch</p> <p>Ko-Finanzierung: Amt für Umwelt und Energie Kanton Basel-Stadt</p> <p>BFE-Projektbegleitung: Men Wirz, men.wirz@bfe.admin.ch Stefan Oberholzer, stefan.oberholzer@bfe.admin.ch</p> <p>BFE-Vertragsnummer: SI/501250-01</p>	<p>Subventionsempfänger/innen: Kantensprung AG Dornacherstrasse 192, 4053 Basel www.kantensprung.ch</p> <p>Dreifels AG Solvatec AG Swissinso AG iRIX Software Engineering AG Baubüro in situ AG Institut Energie am Bau – FHNW</p>
---	--

Autoren:

Gregor Steinke, Institut Energie am Bau - FHNW, gregor.steinke@fhnw.ch
Achim Geissler, Institut Energie am Bau - FHNW, achim.geissler@fhnw.ch

Versionskontrolle

Datum	Version	Anmerkungen
30.07.2020	1.0	Zur Genehmigung vorgelegt.
21.09.2020	1.1	Rückmeldungen AG eingearbeitet

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.



Zusammenfassung

Das ehemalige Areal der Maschinenfabrik Sulzer Burckhardt AG im Basler Quartier Gundeli hat sich in den letzten 20 Jahren vom Industriestandort in einen lebendigen Ort mit vielfältigen Nutzungen gewandelt. Das knapp 20 Meter hohe Kohlesilo im Zentrum des Areals war im Jahr 2014 das einzige Gebäude, welches noch nicht umgenutzt ist und damit für vorliegendes Projekt genutzt werden kann. An den Fassaden und auf dem Dach wird im Rahmen des Umbaus eine PV-Anlage mit farbigen Modulen installiert. Um den Eigenverbrauch des vor Ort erzeugten Stroms zu erhöhen und das öffentliche Stromnetz zu entlasten, wird ein Speicher aus gebrauchten Mobilitäts-Batterien installiert. Beide Aspekte, die farbige PV-Anlage und der 2nd-Life Batteriespeicher sind zur Zeit der Planung 2014 nicht auf dem Markt etabliert. Das Projekt umfasst im Wesentlichen die Begleitung des Systemaufbaues sowie das Monitoring der Stromumsätze der Anlage über vier Jahre im Zeitraum 2016 bis 2020.

Folgende wesentliche Ergebnisse und Erkenntnisse können aus den verfügbaren Informationen und Daten gezogen werden:

- die Anwendung farbiger PV am P+D Projekt kann erfolgreich und öffentlichkeitswirksam umgesetzt werden,
- die gestalterischen Möglichkeiten farbiger PV für BIPV können durch die Anwendung aufgezeigt werden; derartige Module lassen grossen Spielraum bei der Gestaltung aktiver, d.h. Strom (oder Wärme) erzeugender Fassaden,
- aus den Flashdaten resultiert bei den verwendeten farbigen PV-Dachmodulen im Vergleich zu den Modulen mit klarem Deckglas im Mittel eine Abminderung des Wirkungsgrades von 11 %, die Abminderung des gemessenen Ertrages (auf Ebene Gleichstrom) beträgt im Durchschnitt aller farbigen Dachmodule 18 %,
- die Weiterverwendung von Batterien aus dem Mobilitätsbereich als Gebäudespeicher ist grundsätzlich gut möglich und funktioniert, das im Rahmen des Projektes erstmalig verwendete Speichersystem wurde durch den Projektpartner dreifels in der Zwischenzeit weiterentwickelt und in Folgeprojekten realisiert
- eine AC-seitig Verschaltung zwischen Batterie und PV-Anlage ist dringend zu vermeiden, sie führt zu hohen Verlusten; verschiedene Ladealgorithmen werden erarbeitet und getestet. Die technische Umsetzung am Objekt ist eine grosse Herausforderung,
- die Batterie führt bei stündlicher Bilanzierung zu einer Erhöhung der Eigenverbrauchsrate im Messzeitraum von rund 65 % auf 77 %,
- weitere Forschungsfragen sind im Bereich der Entwicklung kostengünstiger BIPV Systemen, das Lademanagement lässt sich sicher weiter verbessern, 2nd Life von E-Mobilitätsbatterien ist im Kontext mit Auswirkungen der All-Electric-Society weiter zu verfolgen, insbesondere die Bewertung des zweiten Lebens nicht nur rein finanzwirtschaftlich ist hier von Bedeutung für eine Marktfähigkeit,
- es stecken erhebliche Risiken in der Umsetzung eines solchen Pilotprojektes, die im Extremfall zu einer Insolvenz eines Projektpartners führen können; es bedarf darüber hinaus eines hohen arbeitstechnischen und finanziellen Einsatzes des gesamten Projektteams.



Take-home messages

- Die gestalterischen Möglichkeiten farbiger PV für BIPV können durch die Anwendung aufgezeigt werden; derartige Module lassen grossen Spielraum bei der Gestaltung; dies kann den nötigen, massiven Ausbau an PV-Flächen unterstützen!
- Die Weiterverwendung von Batterien aus dem Mobilitätsbereich als Gebäudespeicher ist grundsätzlich gut möglich und funktioniert; dies ist im Kontext mit Auswirkungen der «All-Electric-Society» weiter zu verfolgen!
- Es stecken erhebliche Risiken in der Umsetzung von Pilotprojekten, die im Extremfall zu einer Insolvenz eines Projektpartners führen können; dies ist ggf. in der Ausrichtung von Fördermöglichkeiten im Rahmen der Energiepolitik zu beachten.



Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	5
Abkürzungsverzeichnis	Fehler! Textmarke nicht definiert.
1 Einleitung	7
1.1 Ausgangslage und Hintergrund	7
1.2 Motivation des Projektes	8
1.2.1 Gebäudeintegrierte farbige PV-Anlage	8
1.2.2 Second-Life Batteriespeicher	9
1.3 Projektziele.....	9
1.3.1 PV-Anlage.....	9
1.3.2 Second-Life Batteriespeicher	9
1.3.3 Zusammenfassung der Ziele.....	9
2 Anlagenbeschreibung	10
2.1 Umbau Kohlesilo.....	10
2.1.1 Einführung	10
2.1.2 Konstruktion Dach und Fassade.....	11
2.1.3 Aufbau der Anlage.....	14
2.2 Gebäudeintegrierte PV in Fassaden und Dach.....	15
2.2.1 Übersicht.....	15
2.2.2 Farbige PV-Module	17
2.2.3 Wechselrichter	18
2.2.4 Layout Leistungsoptimierer und Strings.....	19
2.2.5 Austausch Module und Leistungsoptimierer der PV-Dachanlage.....	20
2.3 Second-Life-Batteriespeicher.....	21
2.3.1 Übersicht.....	21
2.3.2 Lithium-Eisenphosphat-Akkumulatoren	22
2.3.3 Volttronic Lade- / Entladegerät.....	23
3 Vorgehen und Methode	24
3.1 Messsystem.....	24
3.1.1 Übersicht.....	24
3.1.2 Stromzähler	24
3.1.3 Loxone Miniserver.....	25
3.1.4 Webinterface Dreifels-Powerbanksystem.....	25
3.1.5 Solaredge Monitoring	26
3.1.6 Datenbank iRIX.....	26
3.2 Auswertung.....	27
3.2.1 Stromzähler	27
3.2.2 Eigenverbrauchsrate (SCR), Autarkiegrad (ATR).....	28



4	Ergebnisse und Diskussion	29
4.1	PV-Anlage	29
4.1.1	Vergleich der berechneten AC-Energie mit Messwerten	29
4.1.2	Nennleistung der Module und der PV-Anlagen	31
4.1.3	Wirkungsgrad der Module	32
4.1.4	Modulwirkungsgrade und produzierte Gleichstromenergie	34
4.1.5	Performance Ratio der PV-Anlage	37
4.1.6	Temperaturen einzelner PV-Module	39
4.2	Batteriespeicher	40
4.2.1	Datenübersicht Zähler	40
4.2.2	Geladene und Entladene Energie	41
4.2.3	Eigenverbrauchsrate (SCR) und Autarkiegrad (ATR)	41
4.2.4	Leistung im Tagesverlauf	43
4.2.5	Ansatzpunkte für die Optimierung des Batteriespeichers	44
4.2.6	Weiterentwicklung Ladealgorithmus	44
5	Schlussfolgerungen und Fazit	45
6	Ausblick und zukünftige Umsetzung	46
7	Nationale und internationale Zusammenarbeit	47
8	Kommunikation und Publikationen	48
8.1	Konferenzen und Tagungen	48
8.2	Forschungsberichte	48
8.3	Artikel - Zeitungen und Fachzeitschriften	48
8.4	Studierendenarbeiten	49
8.5	Web-TV-Beitrag	49
8.6	Wettbewerbe und Auszeichnungen	49
8.7	Führungen	49
9	Danksagung	50
10	Literaturverzeichnis	51
11	Anhang	52
11.1	Übersicht Zählerdaten	52
11.1.1	Rohdaten Zähler, ges. Messzeitraum	52
11.1.2	Rohdaten Zähler, jahresweise	53
11.1.3	Abgeleitete Grössen, jahresweise	55
11.2	Datenblätter	59
11.3	Leistungs- und Ertragsberechnung Planung	62
11.4	Flash-Protokolle	63
11.5	Datenblatt Batterie	69



1 Einleitung

1.1 Ausgangslage und Hintergrund

Das ehemalige Areal der Maschinenfabrik Sulzer Burckhardt AG im Basler Quartier Gundeli hat sich in den letzten 20 Jahren vom Industriestandort in einen lebendigen Ort mit vielfältigen Nutzungen gewandelt. Dieser Transformationsprozess des Gundeldinger Feldes ging mit der Ansiedlung kultureller, sozialer und gewerblicher Nutzungen einher und hat sich positiv auf die unmittelbare Umgebung und das Quartier ausgewirkt. Abbildung 2 zeigt den Situationsplan des Areals.

Das knapp 20 Meter hohe Kohlesilo im Zentrum des Areals war das einzige Gebäude, welches noch nicht umgenutzt wurde (Abbildung 1). Die überwiegend fensterlosen massiven Betonwände liessen ohne grössere bauliche Eingriffe keine herkömmlichen Nutzungen zu. Das Erdgeschoss wird seit einigen Jahren durch eine Zirkusschule genutzt. Es entstand die Idee den ehemaligen Kohlespeicher umzubauen und als Büroflächen zu nutzen.

An den Fassaden und auf dem Dach soll eine PV-Anlage mit farbigen Modulen installiert werden. Um den Eigenverbrauch der vor Ort erzeugten Elektrizität zu erhöhen und das öffentliche Stromnetz zu entlasten, soll ein Batteriespeicher eingesetzt werden. Der Focus dieses Projekts liegt auf der PV-Anlage und dem Batteriespeicher.



Abbildung 1: Gundeldinger Feld mit dem Kohlesilo im Ursprungszustand (Quelle: Martin Zeller).

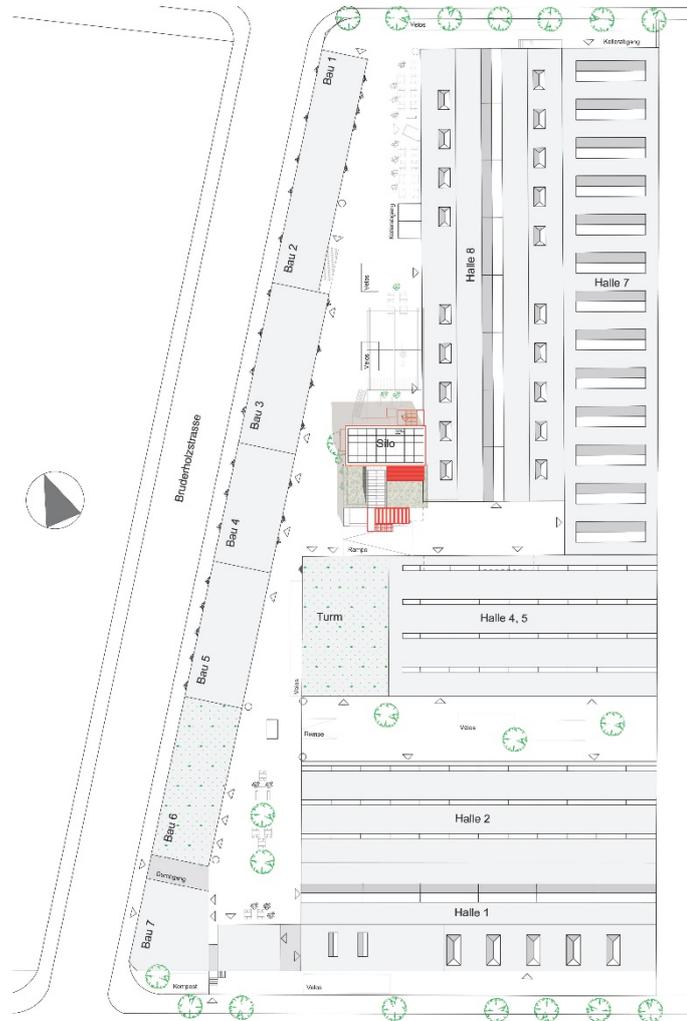


Abbildung 2: Situationsplan Gundeldinger Feld (Quelle: Baubüro in situ).

1.2 Motivation des Projektes

1.2.1 Gebäudeintegrierte farbige PV-Anlage

Am Gebäude kommen farbige PV-Module mit matter Oberfläche zum Einsatz. Im Vergleich dazu bieten herkömmliche PV-Module mit dunkler spiegelnder Oberfläche beschränkte gestalterische Möglichkeiten. Zum Zeitpunkt der Realisierung im Jahr 2015 sind wenige farbige PV-Module auf dem Markt erhältlich und es sind nur sehr wenige PV-Anlagen mit farbigen PV-Modulen ausgeführt worden. Durch die P+D-Anwendung der damals neuartigen, farbigen matten Photovoltaikmodule sollen deren gestalterische Möglichkeiten aufgezeigt, und die gesellschaftliche Akzeptanz gebäudeintegrierter Photovoltaik verbessert werden. Die Photovoltaikmodule sind kaum als solche erkennbar, sondern mit herkömmlicher Fassadenbekleidung vergleichbar. Somit bieten sich zukünftig neue Möglichkeiten für gebäudeintegrierte Photovoltaikanlagen.



1.2.2 Second-Life Batteriespeicher

Um den Eigenverbrauchsanteil des durch die PV-Anlage erzeugten Stromes vor Ort zu erhöhen, ist ein Second-Life Batteriespeicher geplant. In den sommerlichen Mittagsstunden und am Wochenende übersteigt die Stromproduktion der PV-Anlage den Stromverbrauch. Dieser Überschuss kann im Batteriespeicher zwischengespeichert und zeitversetzt vor Ort verbraucht werden.

Die wachsende Anzahl Elektrofahrzeuge wird in absehbarer Zeit zu einer steigenden Menge Batterien führen, die im Bereich Elektromobilität das Ende ihrer Nutzungsdauer erreicht haben. Eine Untersuchung zeigt, dass diese Akkumulatoren durchschnittlich eine Restkapazität von 80 % aufweisen. Im Vergleich zur Elektromobilität liegen bei Gebäuden deutlich andere, für die Batterien weniger anspruchsvolle, Lastprofile vor. Die Nachnutzung von Batterien als Second-Life-Stromspeicher im Gebäude stellt somit eine Alternative zum direkten energetischen Recycling dar.

Aufgrund politischer Ziele zum Ausbau von Photovoltaik-Kapazitäten in der Schweiz wird die Stromspeicherung an Bedeutung gewinnen. Beispiele aus dem In- und Ausland zeigen, wie die Netzintegration von Solarstrom zu Kapazitätsengpässen führen kann. In diesem Zusammenhang können Stromspeicher aus Second-Life Batterien ein Instrument zur Netzentlastung darstellen.

1.3 Projektziele

1.3.1 PV-Anlage

Am Pilotprojekt werden unterschiedliche Farben eingesetzt, um die Bandbreite der gestalterischen Möglichkeiten aufzuzeigen. Die speziell beschichteten Gläser wurden an der EPFL entwickelt und sind durch die Firma Swissinso in den Markt eingeführt worden. Die farbigen Gläser lassen sich sowohl für Photovoltaikanlagen verschiedenster Zelltechnologien als auch für solarthermische Anlagen einsetzen.

Durch die zentrale Lage auf dem Areal ist die fassadenintegrierte Anlage sehr gut sichtbar. Über die neue aussenliegende Treppe am Silo kann auch die dachintegrierte Anlage aus der Nähe besichtigt werden. Es ist vorgesehen, einen möglichst hohen Anteil des Stromes vor Ort zu Nutzen und die Einspeisung ins öffentliche Stromnetz zu minimieren. Mit Hilfe eines umfassenden Messsystems können die Leistungsdaten und Erträge der unterschiedlich farbigen Module verglichen und die gemäss Hersteller angegebene, zu erwartende Ertragseinbusse kann in der realen Anwendung quantifiziert werden.

1.3.2 Second-Life Batteriespeicher

In der Untersuchung sollen erste technische Fragestellungen zur Realisierung von Second-Life Stromspeichern bearbeitet werden. Mithilfe einer Pilotanlage und einer mehrjährigen Messung sollen technische Anforderungen für eine Gebäudeintegration definiert und über die Zeit optimiert werden.

1.3.3 Zusammenfassung der Ziele

Zusammenfassend werden in diesem Projekt die folgenden Ziele angestrebt:

- Praxiseinsatz und Demonstration farbiger PV-Module als gebäudeintegrierte Anlage
- Praxiseinsatz und Demonstration eines Second-Life Batteriespeicher
- Testen von netzdienlichen Speicherstrategien zur Batteriebeladung
- Testen von Speicherstrategien zur Eigenverbrauchsoptimierung
- Definition der Voraussetzungen für eine Skalierbarkeit des Speichersystems



2 Anlagenbeschrieb

2.1 Umbau Kohlesilo

2.1.1 Einführung

Im Rahmen des Umbaus des Silos zu Büroflächen werden in die Stahlbetonwände der Süd- und Nordfassade Öffnungen zur Belichtung und Erschliessung eingeschnitten. Die Gebäudehülle wird in den Obergeschossen komplett erneuert und erhält einen sehr guten Wärmeschutz (Abbildung 4). Die Nord- und Südfassade wird als aussen wärmegeämmte Konstruktion mit hinterlüfteter Bekleidung ausgeführt. Die Ost- und Westfassade erhält eine verputzte Aussenwärmedämmung. Nordseitig wird ein aussenliegender Treppen- und Aufzugsturm angeordnet (Abbildung 3). Als sichtbares Zeichen für den Wandel von fossilen zu erneuerbaren Energien werden die opaken Fassadenflächen im Süden und Norden und die Dachfläche mit farbigen PV-Modulen versehen. Der erzeugte Strom wird zum Grossteil vor Ort verbraucht.



Abbildung 3: Gundeldinger Feld mit dem umgebauten Kohlesilo (Quelle: Martin Zeller).

Projektbeteiligte

Bauherrschaft:	Kantensprung AG, Basel
Architektur:	Baubüro in situ AG, Basel
PV-Anlage:	Solvatec AG, Basel
Farbiges PV-Glas:	SwissINSO AG, Lausanne
Batteriespeicher:	Dreifels AG, Gelterkinden
Monitoring:	iRIX Software Engineering AG, Basel FHNW - Institut Energie am Bau, Muttenz
Finanzielle Förderung:	Bundesamt für Energie, Bern Amt für Umwelt und Energie Kanton Basel-Stadt

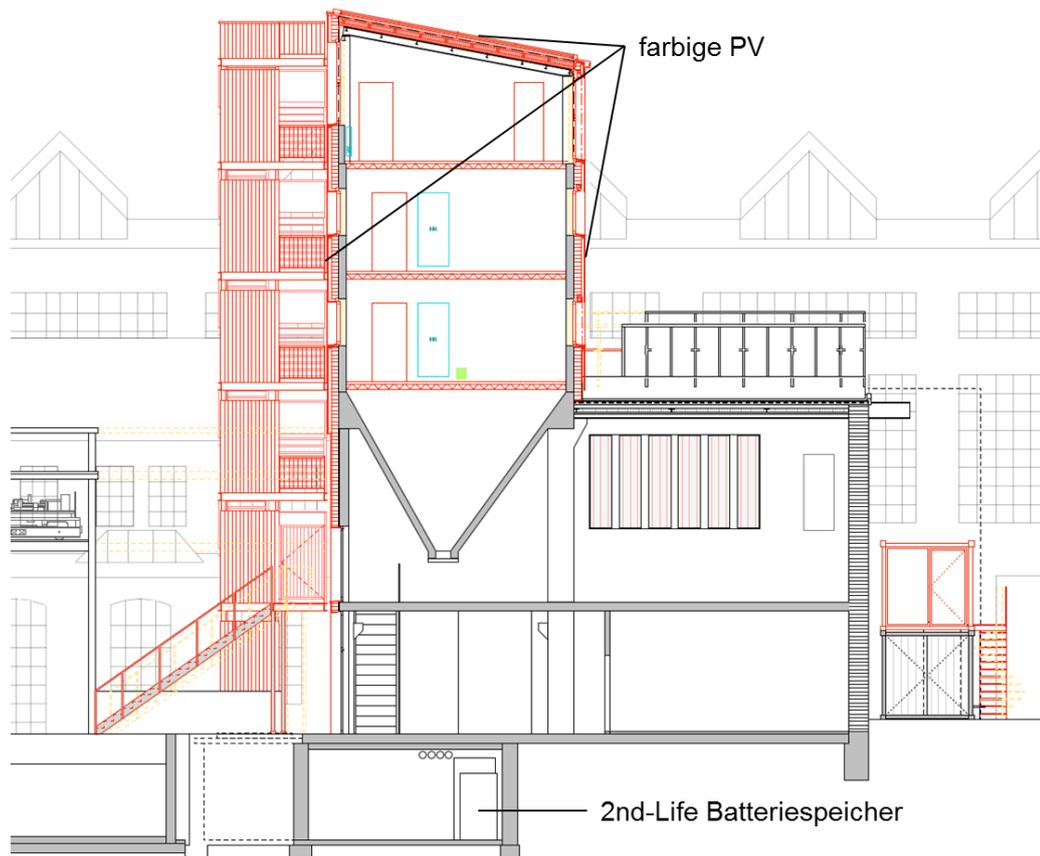


Abbildung 4: Querschnitt mit Darstellung der Umbauten (rot) (Quelle: Baubüro in situ).

2.1.2 Konstruktion Dach und Fassade

Die Fassade wird als sehr gut wärmedämmte Konstruktion mit hinterlüfteter Bekleidung auf einer Holz-Alu-Unterkonstruktion ausgeführt (Abbildung 5 - Abbildung 8). Als Wärmedämmung kommen 200 mm Mineralwolle mit einer Wärmeleitfähigkeit von $0.035 \text{ W}/(\text{m}^2 \text{ K})$ zum Einsatz, wodurch ein U-Wert von $0.20 \text{ W}/(\text{m}^2 \text{ K})$ erreicht wird. Die Bekleidung besteht aus farbigen, rahmenlosen Photovoltaikmodulen und Faserzementplatten. Die Hinterlüftung im Bereich der fassadenintegrierten PV beträgt 80 mm. Im Hinterlüftungsraum werden die Leistungsoptimierer der Module und die Verkabelung angeordnet. Hinterlüftungsöffnungen befinden sich im unteren Fassadenbereich und am Übergang zum Dach. Die Schnittstellen der Fassadenkonstruktion müssen sorgfältig geplant werden. Dies betrifft zum Beispiel die Übergänge der Photovoltaikmodule zur herkömmlichen Fassadenbekleidung. Die Fugen müssen übereinstimmen und die Vorderkante in der gleichen Ebene verlaufen. Hierbei sind die unterschiedliche Konstruktionsstärken der PV-Module und der Faserzementbekleidung zu berücksichtigen.

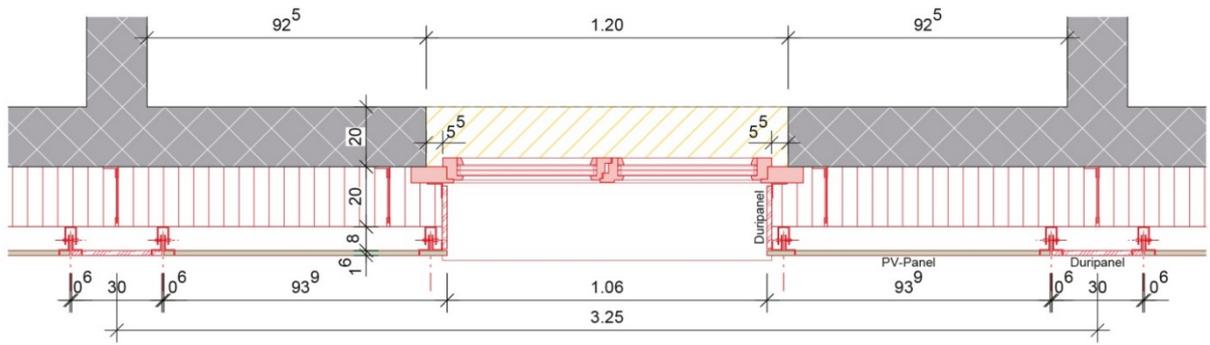


Abbildung 5: Horizontalschnitt Nordfassade (Quelle: Baubüro in situ).

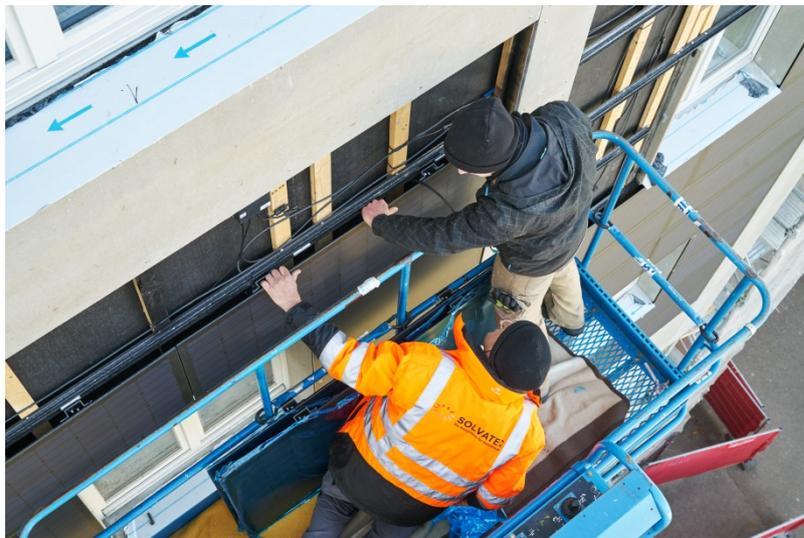


Abbildung 6: Montage der PV-Module an der Nordfassade, Februar 2015 (Quelle: Martin Zeller).

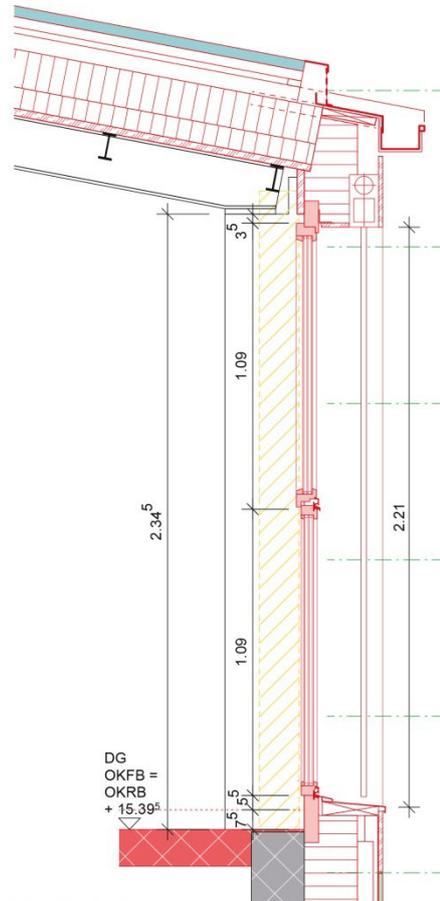


Abbildung 7: Links Nordfassade, rechts Vertikalschnitt Südfassade und Dachanschluss. (Quelle: Martin Zeller, Baubüro in situ).

Das 11° geneigte Pultdach ist vollflächig mit farbigen und herkömmlichen PV-Modulen belegt. Abbildung 10 zeigt die Montage der dachintegrierten PV-Anlage. Die Module sind hinterlüftet und dienen als wasserführende Schicht.



Abbildung 8: Montage der dachintegrierten PV-Anlage im Februar 2015, Unterkonstruktion System Mecosun (Quelle: Martin Zeller).

2.1.3 Aufbau der Anlage

Die Anlage besteht aus einer Photovoltaikanlage, die an Wechselrichter angeschlossen ist. Via Stromzähler ist die Photovoltaikanlage mit dem internen Netz des Verbrauchers Baubüro in situ, dem Batteriespeicher mit einem Lade- / Entladegerät und dem externen IWB Netz angeschlossen (siehe Abbildung 9).

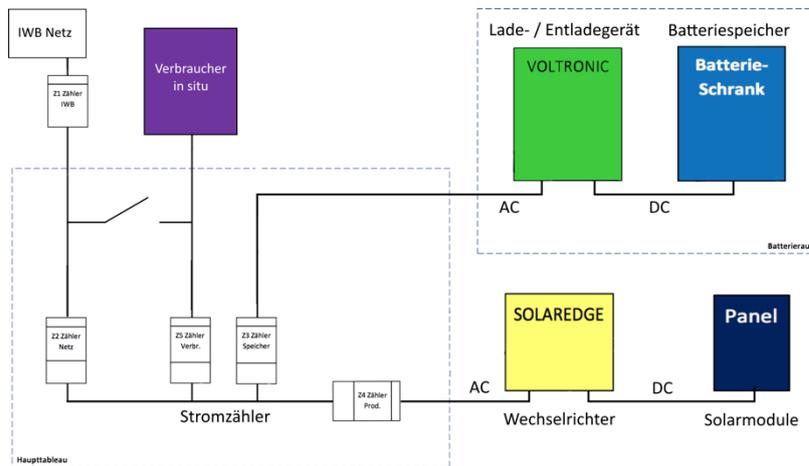


Abbildung 9: Schema PV - Wechselrichter - Akku - Zähler. Kohlesilo Gundeldinger Feld, Basel (Quelle: Dreifels, Gelterkinden).

Der Speicher ist wechselstromseitig (AC) am Netz angeschlossen. Somit wird der Strom der Photovoltaikanlage zu Wechselstrom und dann wieder zu Gleichstrom (DC) umgewandelt, um in den Speicher geladen zu werden. Um die Gleichstromquelle der Photovoltaikanlage in Wechselstrom umzuwandeln, werden zwei Solaredge Wechselrichter genutzt, da die Solarmodule des Dachs und die der Fassaden separat angeschlossen sind. In den folgenden Abschnitten werden die Komponenten der Anlage beschrieben.



2.2 Gebäudeintegrierte PV in Fassaden und Dach

2.2.1 Übersicht

Am Gebäude kommen farbige monokristalline Silizium Photovoltaikmodule mit matter Oberfläche zum Einsatz. Im Vergleich dazu bieten herkömmliche Photovoltaikmodule mit dunkler spiegelnder Oberfläche eingeschränkte gestalterische Möglichkeiten. Die Photovoltaikmodule sind kaum als solche erkennbar, sondern mit herkömmlicher Fassadenbekleidung vergleichbar (Abbildung 10). Tabelle 1 zeigt Kenndaten der PV-Anlage. Die PV-Anlage besteht aus 172 Modulen mit einer Gesamtleistung gemäss Datenblättern von 24 kWp. Im Entwurfsprozess werden Anordnung und Abmessungen der PV-Module optimiert. Zunächst sind viele verschiedene Modulgrössen in schmaler länglicher Proportion vorgesehen. In enger Abstimmung mit dem Lieferanten der PV-Module kann die Anzahl auf drei verschiedene Modulgrössen reduziert werden. Zudem werden die Modulabmessungen auf Zellmasse optimiert, wodurch die Leistung bei gleicher Modulfläche vergrössert werden kann.

Auf dem Dach sind 64 Module mit einer Gesamtfläche von 82 m² installiert und haben gemäss Datenblatt des Herstellers eine Nennleistung von 12.8 kWp. Die Dachfläche ist 11° geneigt und 23° in Richtung Südsüdwesten ausgerichtet. Die Solarmodule der Nordfassade bedecken eine Fläche von 33 m² und haben gemäss Datenblatt eine Nennleistung von 4.7 kWp. An der Südfassade beträgt die Fläche 45 m² und die Nennleistung gemäss Datenblatt 6.5 kWp. Alle Module sind paarweise mit Leistungsoptimierern vom Typ Solaredge P405 (MC4) ausgestattet. Abbildung 11 zeigt die Dachaufsicht und die Ansichten der Süd- und Nordfassade mit Darstellung der farbigen Module.

Tabelle 1: Kenndaten der PV-Anlage. Quelle: Solvatec.

	Dach	Süd	Nord
Solarmoduloberfläche	82 m ²	45 m ²	33 m ²
Nennleistung gemäss Datenblätter Hersteller	12.8 kWp	6.5 kWp	4.7 kWp
Solarmodule	Indach: mit Rahmen Antec Solar Kromatix Farben- grau/blau/gold/grün/klar Masse 806x1586mm Fassade: Antec Solar Kromatix 81 + 123 Wp Farben- grau/blau/gold/grün Masse 590x939mm + 590x1466mm Module paarweise mit Power Optimizer Solaredge P405(MC4) ausgestattet		
Montagesystem	Indach: Mecosun; Fassadensystem: Gasser Fassadentechnik		
Netzwechselrichter	Indach: Solaredge, Typ SE12.58K - EUR; Fassade: Solaredge, Typ SE10K - EUR		
Kommunikation	Solaredge Monitoring Server API		
Stromertrag Prognose	16'400 kWh/a (Basis Nennleistung Datenblätter)		



Abbildung 10: Ansicht Südfassade und Dachanlage, Stand 2015 (Quelle: Martin Zeller).



Abbildung 11: Ansicht Süd (links), Ansicht Nord (rechts), Dachaufsicht (oben), Stand 2015 (Quelle: Baubüro insitu).



2.2.2 Farbige PV-Module

Am Pilotprojekt werden vier unterschiedliche Farben eingesetzt, um die Bandbreite der gestalterischen Möglichkeiten mit dieser Farbtechnologie aufzuzeigen. Die Photovoltaikmodule der Fassaden werden als individuell gefertigte rahmenlose Glas-Glas-Lamine mit monokristallinen Zellen ausgeführt und mit unsichtbaren rückseitigen Befestigungsschienen versehen. Für das Dach kommen gerahmte Glas-Folien-Lamine mit monokristallinen Zellen zum Einsatz. Das äussere farbige Deckglas der Module ist mit einer selektiv reflektierenden Beschichtung versehen. Die patentierte Beschichtungstechnologie wurde an der EPFL in Lausanne entwickelt (Schüler, et al., 2006). Die farbigen Spezialgläser werden durch die Firma SwissINSO unter dem Produktnamen Kromatix am Markt angeboten. Eine spezielle Beschichtung der äusseren Gläser der PV-Module reflektiert einen kleinen Wellenlängenbereich des sichtbaren Lichts, wodurch die Farbwirkung erzeugt wird. Die Funktionsweise der Beschichtung ist in Abbildung 12 dargestellt.

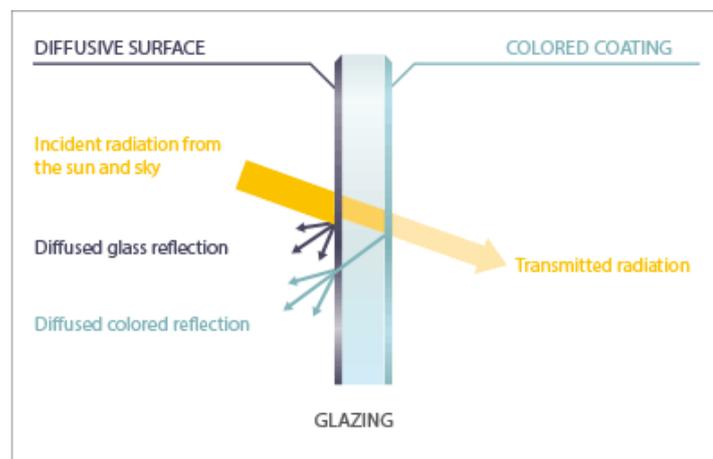


Abbildung 12: Funktionsweise der Beschichtung des SwissINSO Kromatix Glases (Quelle: SwissINSO).

Die Farbintensität hängt vom Betrachtungswinkel und der Einstrahlung ab. Zum Zeitpunkt der Projektplanung 2014 werden sechs Farben angeboten (Abbildung 13). Mittlerweile werden weitere Farben angeboten und es sollen auch projektspezifische Wünsche realisiert werden können. Die farbigen Gläser lassen sich sowohl für Photovoltaikanlagen verschiedener Zelltechnologien als auch für solarthermische Anlagen einsetzen. Die Effizienz der PV-Module vermindert sich in Abhängigkeit vom Farbton nach Angaben des Herstellers mit Stand 2015 um fünf bis elf Prozent (Tabelle 2).



Abbildung 13: Im Jahr 2014 angebotene Farbvarianten des SwissINSO Kromatix Glases. (Quelle: SwissINSO)

Tabelle 2: Angaben zur Effizienz und Abminderung in Abhängigkeit von der Farbe gemäss SwissINSO, Stand 2015. Angaben zum Strahlungstransmissionsgrad, Stand 2020. (Quelle: SwissINSO)

	Klar	Grau	Blau	Grün	Gold
Effizienz	15.6 %	14.9 %	14.7%	14.8%	13.9%
Abminderung der Effizienz in Abhängigkeit von der Farbe	0%	-4.5%	-5.8%	-5.1%	-10.9%
Strahlungstransmissionsgrad farbiges Deckglas	k.A.	90 %	88 %	88 %	86 %

2.2.3 Wechselrichter

Die Dreiphasen-Wechselrichter der Firma Solaredge regeln die Leistung der Solarmodule und Wandeln den Gleichstrom in Wechselstrom um (Abbildung 14). Das Dach ist an dem Wechselrichter WR 1 (SE 12.5K) angeschlossen. Die AC-Nennausgangsleistung beträgt 12.5 kW und die maximale DC-Eingangleistung (Modul STC) liegt bei 16.9 kWp. Die Fassaden sind an dem WR 2 (SE 10K) angeschlossen, dessen AC-Nennausgangsleistung 10 kW und die maximale DC-Eingangleistung (Modul STC) 13.5 kWp beträgt. Gemäss Datenblatt des Herstellers liegt der europäisch gewichtete Wirkungsgrad bei 97.6 % und die Geräte haben ein Stand-by-Verbrauch von weniger als 2.5 Watt.



Abbildung 14: Solaredge Wechselrichter WR 1 (Dach) und WR 2 (Fassaden). (Quelle: Fabio Rui)

2.2.4 Layout Leistungsoptimierer und Strings

An die beiden Wechselrichter der Anlage sind jeweils fünf Strings angeschlossen. In jedem String sind Module jeweils gleicher Farbe (klar, grün, blau, grau, gold) und Ausrichtung (Dach, Südfassade, Nordfassade) angeordnet und paarweise an einen Leistungsoptimierer angeschlossen. Die Strings der Dachanlage sind an Wechselrichter 1, die Strings der beiden Fassaden an den Wechselrichter 2 angeschlossen. Abbildung 15 zeigt das logische Layout der Anlage mit den Wechselrichtern (WR x), Strings (Str. x.y) und Leistungsoptimierern (LO x.y.z). In Abbildung 16 ist für die Dachaufsicht mit Hilfe der Ziffern dargestellt, welche Module gleicher Farbe und gleicher Ziffern jeweils paarweise an die Leistungsoptimierer angeschlossen sind. Die Anordnung der Modulfarben weicht von der Darstellung in Abbildung 11 ab, da die Dachanlage aufgrund von Defekten und Fehlfunktionen ausgetauscht werden musste (siehe folgenden Abschnitt 2.1.8).

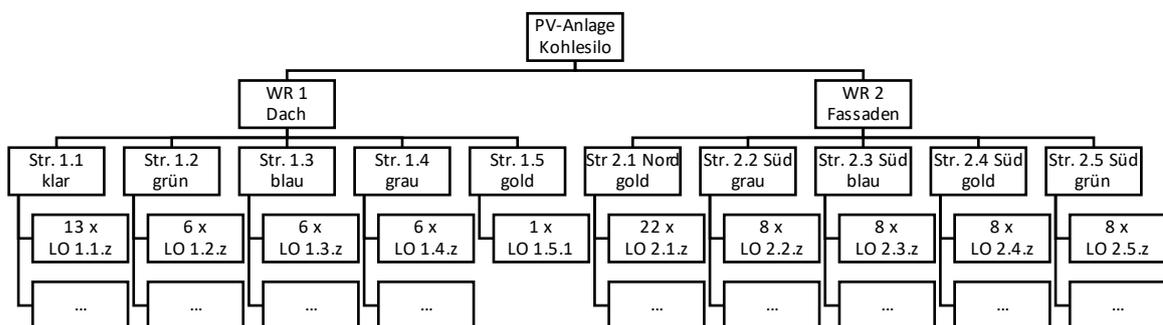


Abbildung 15: Logisches Layout der PV-Anlage mit den Wechselrichtern (WR x), Strings (Str. x.y) und Leistungsoptimierern (LO x.y.z). An einem Leistungsoptimierer sind jeweils zwei Module angeschlossen. Stand 2020

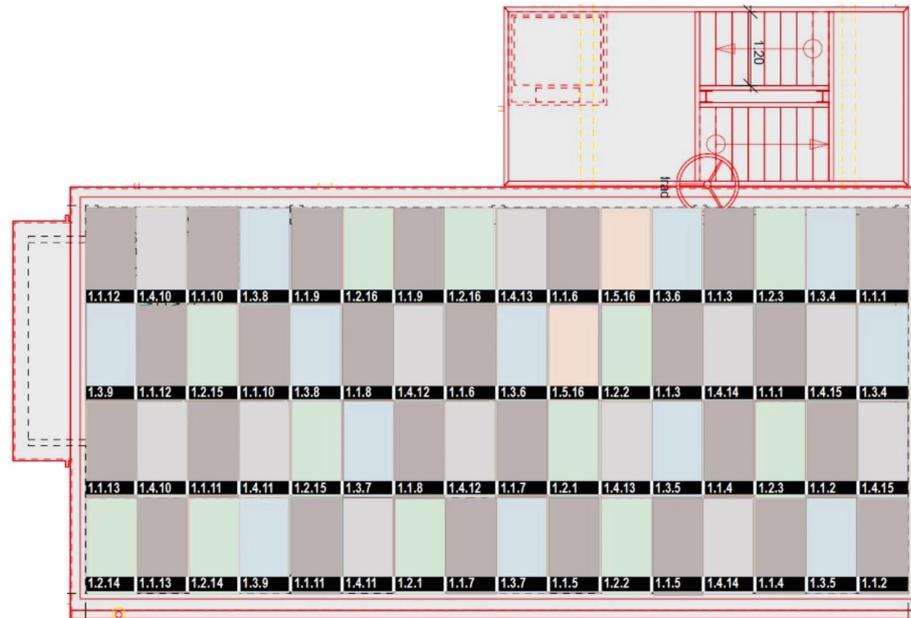


Abbildung 16: Dachansicht mit Anordnung der Modulfarben. Die Ziffern kennzeichnen die Zuordnung der Leistungsoptimierer zu den paarweise angeschlossenen Modulen, Stand 2020 (Quelle: Baubüro insitu; eigene Darstellung).

2.2.5 Austausch Module und Leistungsoptimierer der PV-Dachanlage

Die fassaden- und dachintegrierte PV-Anlage mit farbigen Modulen wird im Februar 2015 installiert und im April 2015 in Betrieb genommen. Aufgrund technischer Probleme liefert die Dachanlage zunächst keinen Ertrag. Die Fehleranalyse ergibt, dass die Ursache bei der Herstellung der PV-Dachmodule liegt. Daher müssen sämtliche Module der Dachanlage ausgetauscht werden. Dies kann aufgrund von Lieferschwierigkeiten der farbigen Gläser erst im April 2016 erfolgen. Aus diesem Grund muss auch die Anzahl der goldfarbenen Module im Vergleich zur ursprünglichen Realisierung reduziert werden. Es kommen je 12 graue, grüne und blaue, zwei goldfarbene und 26 Module mit herkömmlichen klaren Gläsern zum Einsatz. Das angepasste Layout der Dachanlage ist in Abbildung 16 in Abschnitt 2.1.7 dargestellt. Der notwendige Austausch der Dachanlage verursacht auf Seiten einiger Projektpartner erheblichen finanziellen und personellen Mehraufwand, führt zu Einschränkungen im Betrieb des Gebäudes und der Anlage und verzögert das vorgesehene Monitoring. Nach dem Austausch der Dachmodule läuft die Anlage bis Ende 2018 weitestgehend störungsfrei. Aufgrund technischer Probleme mit den Leistungsoptimierern liefert die Dachanlage zwischen Anfang 2019 bis Juli 2019 keinen Ertrag. Durch den Austausch der Leistungsoptimierer und die Veränderung der Verkabelung im Juli 2019 kann das Problem behoben werden.



2.3 Second-Life-Batteriespeicher

2.3.1 Übersicht

Der Batteriespeicher wird durch die Firma Dreifels entwickelt und realisiert (Abbildung 17). Der Speicher hat eine Kapazität von 39 kWh. Die Kenndaten des Speichers zeigt Tabelle 3. Es kommen neuwertige und gebrauchte Hochleistungs-LiFePO₄ Akkus aus TWIKE Elektrofahrzeugen zum Einsatz.



Abbildung 17: Batteriespeicher im UG des Kohlesilos (Quelle: Dreifels, Gelterkinden).

Tabelle 3: Kenndaten des 2nd-Life Speichers (Quelle: Dreifels).

Speicherkapazität:	39 kWh
Batteriezellen:	LiFePO ₄ / 15 Ah / 750 Wh 50 V, Fa. Dreifels, 52 x 2nd-Life aus TWIKE Elektrofahrzeugen
Wechselrichter:	Lade-/Entladeleistung 10 kW AC, PV-Leistung 14.5 kW Fa. Voltronic, 2 x
Batteriemanagement:	PMU für je 8 Zellen, Fa. Dreifels, 7 x
Fernüberwachung:	Webinterface Dreifels-Powerbanksystem

Im Rahmen der technischen Konzeption wird der Speicher zu Testzwecken zunächst am Standort der Firma Dreifels in Gelterkinden aufgebaut. Als vorbereitende Arbeiten für die Installation des Batteriespeichers ist die Planung und Ausführung der baulichen Massnahmen für den Technikraum im UG des Kohlesilos notwendig. Ein ehemaliger Lagerraum wird zum Technikraum umgebaut. Abbildung 9 zeigt das Schema der Anlage. Der Speicher wird im März 2016 in Betrieb genommen. Von den geplanten 39 kWh Gesamtkapazität werden zunächst 23 kWh installiert. Die restlichen 16 kWh werden im Juni 2016 eingebaut.



2.3.2 Lithium-Eisenphosphat-Akkumulatoren

Die einzelnen Akkublöcke des Speichers sind 15 Ah/750 Wh/50 V oder 20 Ah/1000 Wh/50 V Module. Insgesamt sind 52 Blöcke installiert und werden jeweils zu acht oder siebt von einer Power-Management-Unit (PMU) gesteuert (Abbildung 18). Jeder Block ist mit 32 Rundzellen ausgestattet, aufgeteilt in zwei parallel geschalteten 16er Serien. Für Elektromobile waren die Batteriezellen nicht mehr ausreichend, da ihre Ladekapazität auf unter 70 % gefallen sind. Durch die zunehmende Verbreitung von Elektrofahrzeugen gibt es ein grosses Angebot von gebrauchten Batterien, welche als Energiespeicher in Gebäuden genutzt werden können.



Abbildung 18: PMU Batteriemanagement oben und Akkublock darunter.

Die LiFePO_4 Rundzellen haben eine «40'138»-Baugrösse, welche 17.5 cm hoch ist und einen Durchmesser von 4 cm hat (Abbildung 19). Neue Zellen besitzen eine Kapazität von 9-17 Ah (je nach Generation), welche durch ihre Erstverwendung auf 7-10 Ah zurückgeht [6].



Abbildung 19: Typ «40'138» Rundzelle von Dreifels.

Lithium-Eisenphosphat-Akkumulatoren (LiFePO_4) bestehen aus einer positiven Lithium-Eisenphosphat Elektrode anstelle einer herkömmlichen Lithium-Cobalddioxid Elektrode und einer negativen Elektrode aus Graphit. LiFePO_4 Zellen haben eine grössere Leistungsdichte (bis 1.8 kW/kg), eine geringere Energiedichte (bis 90 kWh/kg) als LiCoO_2 Akkus und sind robuster. Die Zellen haben eine Ladeschlussspannung von 3.65 Volt und eine Entladeschlussspannung von 2.1 Volt (Abbildung 20).

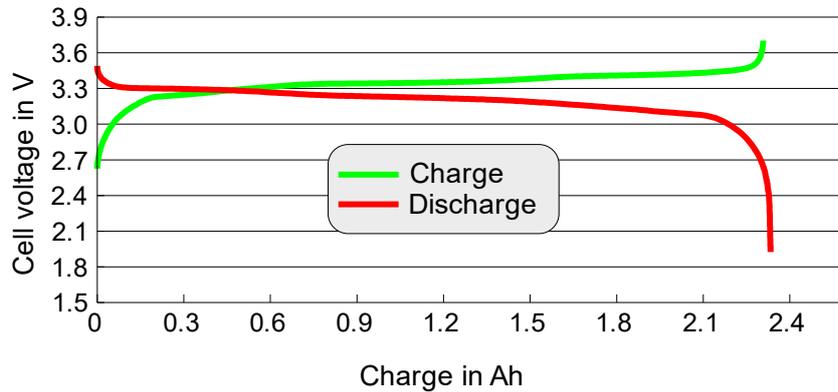


Abbildung 20: Lade- / Entladekurven einer LiFePO4 Zelle mit 2.3 Ah. Typisch sind die über einen weiten Ladungsbereich kaum veränderliche Zellspannung (Wikipedia, 2020).

2.3.3 Voltronic Lade- / Entladegerät

Um den Akkuspeicher zu laden und entladen, werden Voltronic Solarwechselrichter / Akkulader genutzt (Abbildung 21). Diese können bis zu 10 kW laden oder entladen. Der Ladestrom kann von fünf bis 200 Ampere eingestellt werden bei einer Spannung von 48 Volt. Sie können aber auch als Solarwechselrichter und Akkulader dienen, wenn die Solarmodule direkt angeschlossen sind. Die Effizienz für die Entladung von Gleichstrom und Umwandlung zu Wechselstrom wird mit 91 % angegeben. Dieser Wechselstrom wird dann vor Ort verwendet oder in das Netz eingespeist.

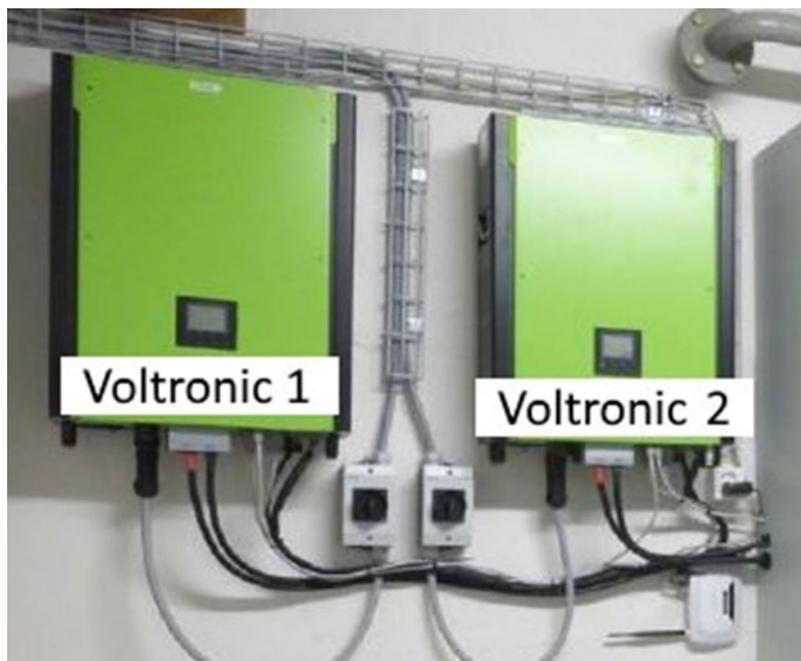


Abbildung 21: Voltronic Lade- / Entladegerät. (Quelle: Fabio Rui)



3 Vorgehen und Methode

3.1 Messsystem

3.1.1 Übersicht

Um die Anlage zu überwachen, werden verschiedene Systeme integriert, mit denen jederzeit die Messdaten der Anlage abgerufen werden können (Abbildung 22). Da die Photovoltaikanlage und der Speicher von verschiedenen Unternehmen installiert werden, gibt es mehrere unterschiedliche Systeme. Der Speicher kann mit dem Webinterface von Dreifels-Powerbanksystem überwacht werden. Die Photovoltaikanlage wird von Solaredge und das gesamte Netz mit Stromzählern über Loxone überwacht.

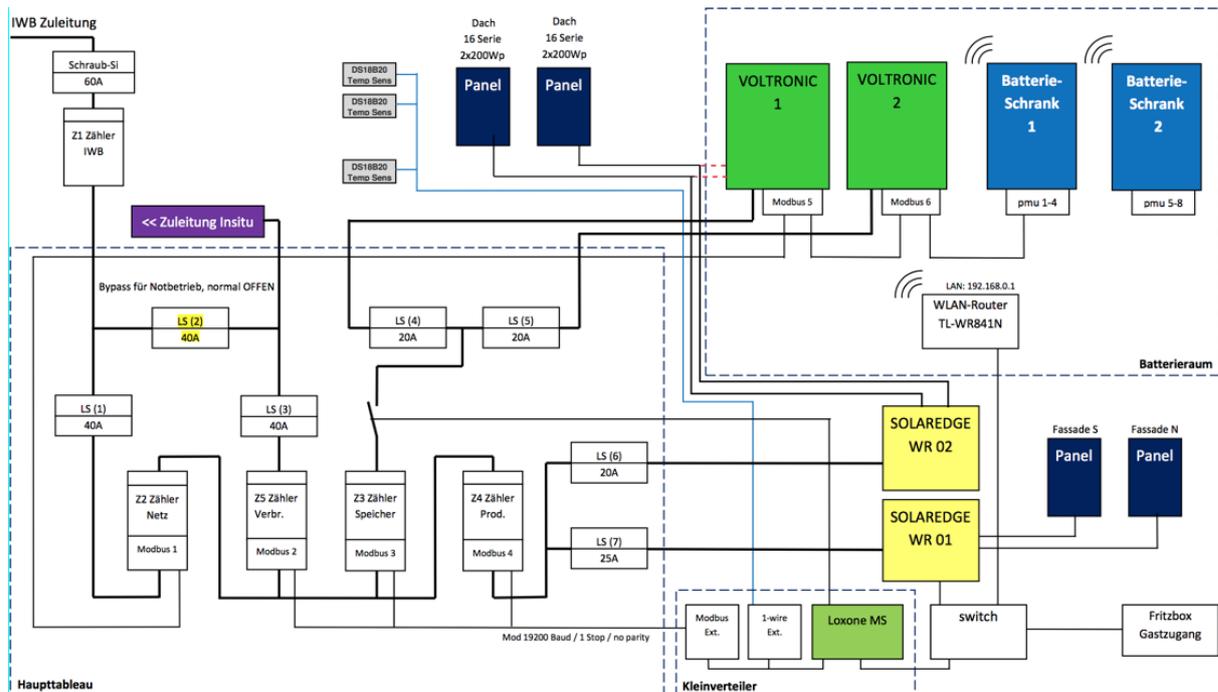


Abbildung 22: Schema des Messsystems mit den Stromzählern Z1 bis Z5, den Solaredge Wechselrichtern für die Erfassung der PV-Daten, den Power-Management-Units (PMU) des Batteriespeicher und dem Loxone-Miniserver für die Datenspeicherung -aufbereitung und Übertragung (Quelle: Dreifels, Gelterkinden).

Auf die Installation einer Wetterstation am Kohlesilo wird verzichtet, da in rund 800 m Luftlinien-Entfernung die Wetterstation Basel-Binningen steht und auf die detaillierten Daten zugegriffen werden kann.

3.1.2 Stromzähler

Es sind fünf Stromzähler installiert, die jeweils den Zugang zum IWB Netz, zur Photovoltaikanlage, zum Batteriespeicher und zum Netz des Baubüros messen. Diese Stromzähler sind nummeriert mit Z1 bis Z5 (Abbildung 23 und Tabelle 4). Die Zähler sind an Wechselstrom angeschlossen und können den Strom in beide Richtungen messen. Stromzähler Z2 misst den Strom, der vom Netz bezogen oder eingespeist wird. Da es jedoch zu Fehlern gekommen ist, wurde der Zähler Ende August 2016 vom Server getrennt. Der Zähler Z3 misst den Strom zum und vom Speicher, Z4 die Photovoltaikanlage



und Z5 misst den Verbraucher Baubüro in situ. Der Zähler Z1 ist der IWB Stromzähler, von diesem werden keine Daten erfasst. Er wird nur regelmässig von der IWB abgelesen und die bezogene Energie in Rechnung gestellt.

Tabelle 4: Zuordnung Stromzähler und Verfügbarkeit von Daten.

Zähler	Leistung [W]	Energie [kWh]	Energie [kWh]	Daten
Z1	-	-	-	keine
Z2	Netzleistung	Netzbezugsenergie	Netzurückspeiseenergie	keine ab 8/2016
Z3	Lade- Entladeleistung	Geladene Energie	Entladene Energie	ja
Z4	Solarleistung	Stand-by-Verbrauch	Solarenergieproduktion	ja
Z5	Bezugsleistung in situ	Energieverbrauch in situ	-	ja



Abbildung 23: Modbus Stromzähler Z2 bis Z5 für die Erfassung der Energie- und Leistungsdaten. (Quelle: Fabio Rui)

3.1.3 Loxone Miniserver

Energie- und Leistungsdaten des gesamten Systems (PV, Speicher, Verbraucher, Netz) werden durch die Modbus-Elektrizitätszähler erfasst und auf einem Miniserver (Loxone) zusammengeführt. Die Konzeption, Realisierung und zukünftige Erweiterung erfolgt durch den Projektpartner Dreifels. Die Messdaten der Stromzähler Z3, Z4 und Z5 werden im Sekundentakt auf einen Loxone Server geladen und die auf eine bzw. 10 Minuten gemittelten Daten können online betrachtet bzw. vom Server heruntergeladen werden. Die gesamten Messdaten der Stromzähler werden periodisch gesichert.

Die Uhrzeiten sind in UTC angegeben. Basel befindet sich im Sommer bei UTC+2 und im Winter bei UTC+1.

3.1.4 Webinterface Dreifels-Powerbanksystem

Das Webinterface Dreifels-Powerbanksystem ermöglicht jederzeit den aktuellen Ladestand, die Lade- oder Entladeleistung und die Spannung abzurufen. Es ist möglich mit den richtigen ID-Nummern der Akkumodule eine graphische Darstellung der Anlage abrufen (Abbildung 24).

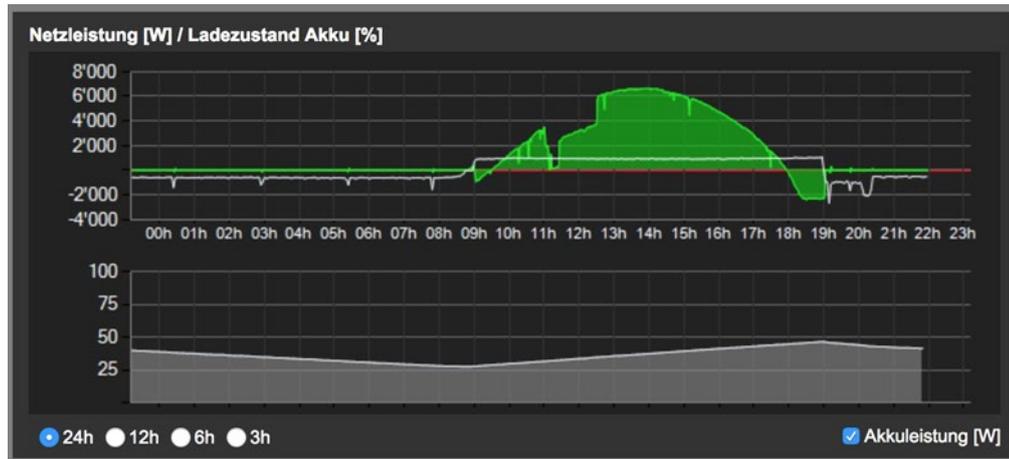


Abbildung 24: Webinterface der Dreifels Powerbank (Quelle: Dreifels, Gelterkinden)

3.1.5 Solaredge Monitoring

Die Solaredge Wechselrichter erfassen die Energie- und Leistungsdaten der einzelnen Leistungsoptimierer. Auf der Solaredge Monitoring Webseite können diese Daten graphisch dargestellt und manuell heruntergeladen werden. Ein automatisiertes Herunterladen mittels eines Skripts ist nicht möglich, da der Hersteller sich nicht bereiterklärt die Datenschnittstelle freizugeben.



Abbildung 25: Solaredge Monitoring Webportal. (Quelle: Solaredge).

3.1.6 Datenbank iRIX

Die Messdaten vom Loxone Miniserver, den Solaredge Wechselrichtern und den IWB-Stromzählern werden auf einer gemeinsamen Datenplattform durch den Projektpartner iRIX zusammengeführt und verwaltet. Eine zentralisierte Auswertung der Daten erfolgt jedoch nicht.



3.2 Auswertung

3.2.1 Stromzähler

Die Leistungsdaten der Stromzähler gemäss Tabelle 4 werden wie folgt teilweise bereinigt und für weitere Auswertungen verrechnet.

Der Zähler Z3, Leistung, misst die Leistung in und aus der Batterie («Bat_power»). Dabei entsprechen Werte < 0 einer Ladung, Werte > 0 einer Entladung.

Der Zähler Z4, Leistung, misst die Leistung aus allen PV-Modulen («PV_power»). Es wird für die weitere Auswertung angenommen, dass die PV-Leistung > 0 ist. Zusätzlich werden Erträge zu Zeiten, in denen die Sonne nicht über dem Horizont ist, nicht weiterverwendet (rund 1.57 % des Gesamtertrags).

Der Zähler Z5, Leistung, misst die Bezugsleistung des Büros insitu («Insitu_power»). Werte < 0 entsprechen einem Bezug, Messwerte > 0 werden ignoriert. Diese Bezugsleistung wird bei der Betrachtung der Gleichzeitigkeit und Verfügbarkeit des Ertrages als einziger Verbrauch betrachtet.

Die Zählerwerte der Leistung liegen 2016 und 2017 in 10-minuten Mittelwerten und 2018 und 2019 in 1-minuten Mittelwerten vor.

Der Netzbezug wird gemäss

$$P = \text{Insitu_power} + \text{PV_power} + \text{Bat_power}, \text{ wobei}$$

< 0	> 0	> 0 , Batterie entladen
< 0	> 0	< 0 , Batterie laden

berechnet und zugewiesen ($P < 0$ entspricht einem Netzbezug, $P > 0$ entspricht einer Netzeinspeisung). Weiter wird aus den verfügbaren Daten die Ladung der Batterie aus dem Netz, die Entladung der Batterie in das Netz sowie die Nutzung der Batterie für den Verbrauch von insitu berechnet.

Folgende Ansätze werden gewählt.

- 1) Ladung der Batterie aus dem Netz (Bezug), wenn die PV-Leistung nicht genügt, den Verbrauch zu decken, die Batterie dennoch geladen wird,
- 2) Ladung der Batterie über PV (BatPV), wenn PV-Überschuss vorhanden ist; begrenzt auf den vorhandenen PV-Überschuss,
- 3) Entladung der Batterie in das Netz (Einspeisung), wenn die PV-Leistung = 0 ist, aber eine Einspeisung erfolgt und
- 4) Entladung der Batterie zur Deckung des Verbrauchs, wenn die Entladeleistung der Batterie grösser ist, als die Entladeleistung in das Netz.

Die Aufteilung der Rohdaten nach Laden/Entladen über das Vorzeichen des Messwertes und die Auswertung nach 1) und 2) ergeben einen nicht lokalisierten Unterschied in der Gesamtladung.

Schliesslich wird die Netzinteraktion (Bezug, Einspeisung) abgeleitet, die ohne Batterie erfolgt wäre. Folgende Ansätze werden gewählt.

$$P_{\text{ohne Bat.}} = P - \text{Bat_power}, \text{ wobei}$$

< 0	> 0	Entladeleistung aus Batterie wird dem Netzbezug hinzuaddiert
< 0	< 0	Ladeleistung in Batterie wird vom Netzbezug abgezogen
> 0	> 0	Entladeleistung aus Batterie wird von der Netzeinspeisung abgezogen



> 0 < 0 , Ladeleistung in Batterie wird der Netzeinspeisung hinzuaddiert

3.2.2 Eigenverbrauchsrate (SCR), Autarkiegrad (ATR)

Die Eigenverbrauchsrate sowie der Autarkiegrad werden auf Zeitschrittbasis sowie für diverse agglomerierte Zeitschritte ausgewertet. Beide Grössen werden sowohl mit als auch ohne Berücksichtigung der Batterie ermittelt. Die Berücksichtigung der Batterie ist jedoch als näherungsweise zu betrachten, da die Batterie sowohl aus dem Netz geladen wird, als auch in das Netz entladen. Beide Energiemengen sollen bei den betrachteten Kenngrössen nicht eingehen.

Grundlage für die Eigenverbrauchsrate und dem Autarkiegrad ist der Eigenverbrauch (SC). Dieser wird auf Zeitschrittbasis bzw. für agglomerierte Daten gemäss

$$SC = \min(\text{PV-Ertrag}, \text{Verbrauch})$$

bzw. mit Batterie gemäss

$$SC_{\text{Bat}} = \min(\text{PV-Ertrag}, \text{Verbrauch} + \text{BatPV})$$

ermittelt. Hierbei wird der eher geringe Anteil der Batterieentladung in das Netz der Nutzung zur Verbrauchsdeckung zugeschrieben. Dieser Anteil beträgt rund 2 % der gesamten Entlademenge und knapp 3 % der Lademenge aus PV-Strom; der Fehler durch diese Vereinfachung wird damit als vernachlässigbar erachtet.

Die Eigenverbrauchsrate und der Autarkiegrad ohne Batterie werden gemäss

$$SCR = SC / \text{PV-Ertrag}, \text{ wenn PV-Ertrag} > 0, \text{ sonst } 0$$

und

$$ATR = \min(1, SC / \text{Verbrauch})$$

ermittelt und die Eigenverbrauchsrate und der Autarkiegrad mit Batterie werden entsprechend gemäss

$$SCR_{\text{Bat}} = SC_{\text{Bat}} / \text{PV-Ertrag}, \text{ wenn PV-Ertrag} > 0, \text{ sonst } 0$$

und

$$ATR_{\text{Bat}} = \min(1, SC_{\text{Bat}} / \text{Verbrauch})$$

ermittelt.



4 Ergebnisse und Diskussion

4.1 PV-Anlage

Die Energie- und Leistungsdaten der PV-Anlage werden auf der Grundlage der Solaredge- und Leistungsoptimierer-Daten für den Zeitraum Juni 2016 bis Mai 2020 ausgewertet. In den folgenden Abschnitten wird die Ertragsprognose aus der Planung mit den Messwerten verglichen, die Nennleistung der Anlagen auf Grundlage der Flashdaten ermittelt, Wirkungsgrade der verschiedenfarbigen Module der Gleichstrom-Energie gegenübergestellt und der Performance Ratio berechnet.

4.1.1 Vergleich der berechneten AC-Energie mit Messwerten

Der prognostizierte Jahresertrag (Stand 2015, siehe Anhang Seite 62) für die Gesamtanlage beträgt 16'400 kWh/a. Die Messwerte der AC-Energie liegen zwischen 16 % und 35 % tiefer, als in der Prognose berechnet (Tabelle 5 und Abbildung 26). Ein Grund für die tieferen Werte ist, dass Teile der Anlage in mehreren Zeiträumen nicht in Betrieb sind bzw. nicht einwandfrei funktionieren.

Tabelle 5: Prognostizierte und gemessene AC-Energie «pro Jahr», jeweils im Intervall von Juni bis Mai.

		AC-Energie				
		Prognose	Messwerte			
Flächen			2016/17	2017/18	2018/19	2019/20
Dach	[kWh/a]	11'400	8'147	7'656	6'019	8'913
Fassaden	[kWh/a]	5'000	4'323	3'754	4'596	4'840
Total	[kWh/a]	16'400	12'470	11'410	10'615	13'753
			-24 %	-30 %	-35 %	-16 %

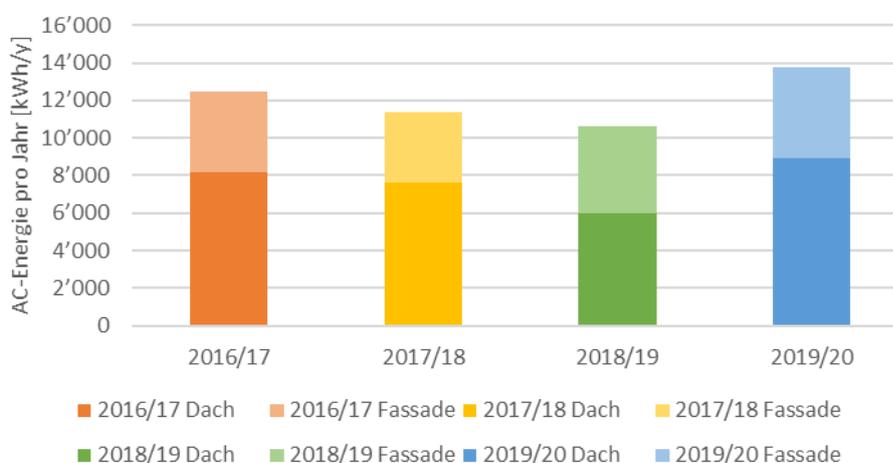


Abbildung 26: Gemessene AC-Energie pro Jahr für die PV-Dachanlage und die Fassadenanlagen. 2016/17 bis 2019/20.

In der monatlichen Darstellung der gemessenen AC-Energie in Abbildung 27 ist erkennbar, dass die Dach- und Fassadenanlage phasenweise keinen Strom produziert. Zudem fällt auf, dass im Zeitraum



2019/20 ab August die gemessene AC-Energie der Dachanlage in fast allen Monaten höher ist, als in den vorigen Betriebsjahren. Dies hängt mit dem Austausch der Leistungsoptimierer und der Veränderung der Verkabelung zusammen. Vor dem Austausch der zu gering dimensionierten Leistungsoptimierer lässt sich im beispielhaften Tagesverlauf der Leistung der Dachanlage am 14.10.2017 ein abrupter Rückgang am Vormittag erkennen (Abbildung 28).

Ein weiterer Grund für die im Vergleich zur Prognose geringere AC-Energie kann die Abweichung der Nennleistung der Module sein. Dies wird im folgenden Abschnitt betrachtet.

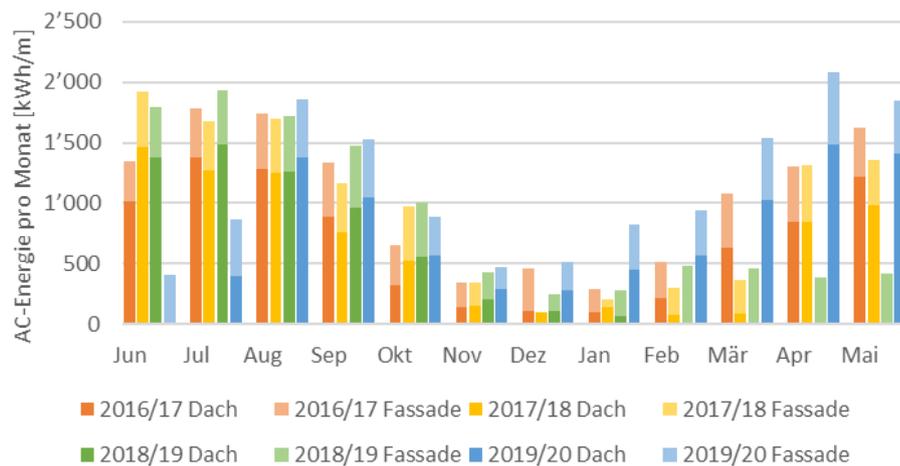


Abbildung 27: Gemessene AC-Energie pro Monat für die PV-Dachanlage und die Fassadenanlagen. 6'2016 bis 5'2019.

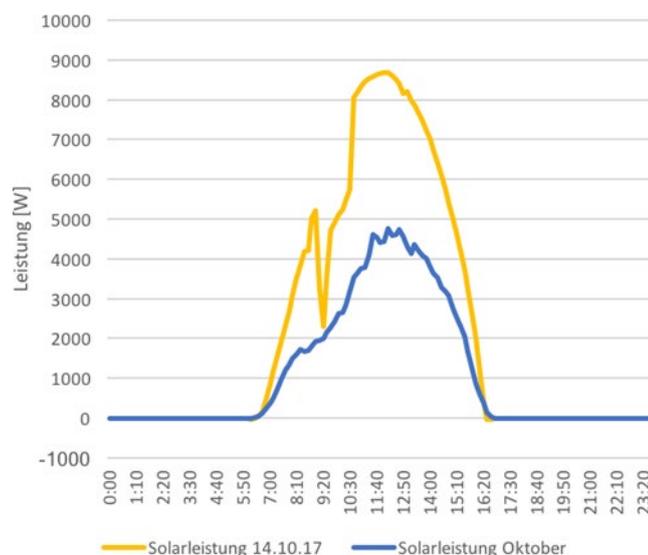


Abbildung 28: Solarleistung der Dachanlage am 14.10.2017 und Durchschnittsleistung im Oktober 2017. (Quelle: Fabio Rui)



4.1.2 Nennleistung der Module und der PV-Anlagen

Für die weitere Auswertung der Messdaten der PV-Anlagen wird die tatsächliche Nennleistung der PV-Module anhand der Flashdaten gemäss STC der Nennleistung gemäss Datenblättern gegenübergestellt. Die Datenblätter der PV-Module und die Flashprotokolle sind im Anhang eingefügt. Tabelle 6 zeigt, dass die Nennleistung der Module gemäss Flashdaten geringer ist, als die Nennleistung aus den Datenblättern. Die Abweichung auf Grundlage der Mittelwerte für die Dachmodule mit klaren Gläsern beträgt 13 %, mit farbigen Gläsern 23 %. Bei den grossen Fassadenmodulen ist die Nennleistung um 27 % geringer, bei den kleinen Fassadenmodulen um 32 %. Mögliche Gründe für die Abweichungen sind, dass der Wirkungsgrad der verwendeten Zellen geringer ist und bei der Angabe der Nennleistung auf den Datenblättern die Abminderung durch die farbigen Gläser vermutlich nicht berücksichtigt wurde.

Tabelle 6: Nennleistung der PV-Module gemäss Datenblätter des Herstellers und gemäss Flashdaten der Module.

	Dachmodule		Fassadenmodule	
Modulabmessung	806 x 1586 mm		590 x 1466 mm	590 x 939 mm
Glas	klar	farbig	farbig	
Nennleistung Datenblatt	200 Wp	200 Wp	123 Wp	81 Wp
Nennleistung Flashdaten (Mittelwert)	174 Wp	154 Wp	90 Wp	55 Wp
Abweichung	-13 %	-23 %	-27 %	-32 %

Für die PV-Anlagen auf dem Dach und an den Fassaden werden die tatsächlich installierten Nennleistungen auf Grundlage der Flashdaten der Module berechnet (Tabelle 7). Die tatsächliche Nennleistung gemäss Flashdaten beträgt insgesamt 18.4 kWp (Dach 10.4 kWp, Fassaden 8.0 kWp) gegenüber 24.0 kWp gemäss den Angaben aus den Datenblättern des Herstellers, was einer Abweichung von 23 % entspricht.

Tabelle 7: Nennleistung der PV-Anlagen gemäss Datenblätter des Herstellers und gemäss Flashdaten der Module.

	Dach	Süd	Nord	Summe
Solarmoduloberfläche	82 m ²	45 m ²	33 m ²	160 m ²
Nennleistung gemäss Datenblätter Hersteller	12.8 kWp	6.5 kWp	4.7 kWp	24.0 kWp
Nennleistung gemäss Flashdaten STC	10.4 kWp	4.6 kWp	3.4 kWp	18.4 kWp
Abweichung	-18.8 %	-29.2 %	-27.7 %	-23.3 %



4.1.3 Wirkungsgrad der Module

Auf Grundlage der Nennleistungen der PV-Module bei STC gemäss Flashlisten des Herstellers werden die Wirkungsgrade der Solarmodule ermittelt. Abbildung 29 zeigt die Wirkungsgrade der Module.

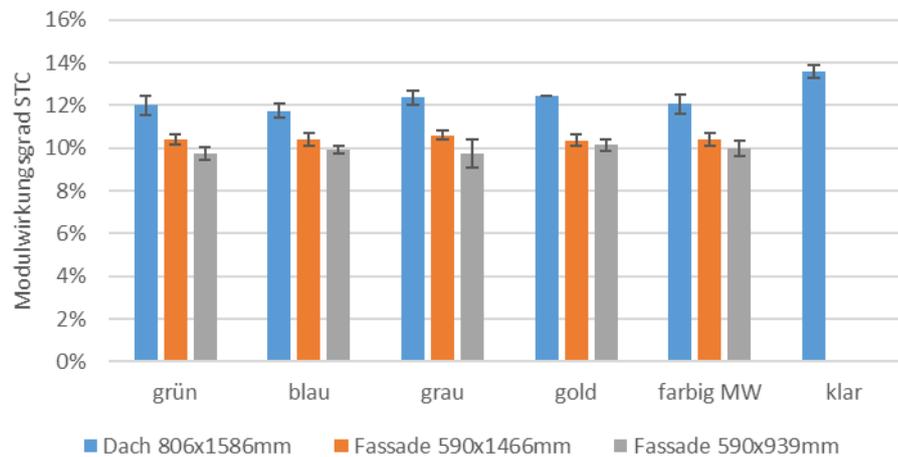


Abbildung 29: Mittelwerte der Modulwirkungsgrade nach STC der verschiedenen Modulfarben und Modultypen.

Auf dem Dach sind Module mit vier unterschiedlich farbigen Gläsern und Module mit herkömmlichen klaren Gläsern vorhanden. Auf dem Dach beträgt der Mittelwert des Wirkungsgrades der farbigen Module 12.1 % und der klaren Module 13.6 %. Der Mittelwert des Modulwirkungsgrades der farbigen Module ist im Vergleich zu den Modulen mit den klaren Gläsern 11.2 % geringer.

An den Fassaden werden ebenfalls Module mit farbigen Gläsern eingebaut, Module mit klaren Gläsern sind nicht vorhanden. Aufgrund der Fassadengeometrie werden Fassadenmodule in zwei Grössen eingesetzt. Der Mittelwert des Wirkungsgrades der farbigen Fassadenmodule der Grösse 590 x 1466 mm liegt bei 10.4 %, derjenige der Module mit 590 x 939 mm bei 10.0 %.

Abbildung 30 bis Abbildung 32 zeigen die Verteilung der Wirkungsgraddaten der einzelnen Module für die verschiedenen Modulfarben und Modultypen. Hierbei ist zu erkennen, dass die Wirkungsgrade absolut zwischen ca. 0.5 % bis knapp 2 % streuen. Diese Streuung der Modulwirkungsgrade zeigt sich auch bei den Modulen mit klarem Deckglas und wird vermutlich durch die Streuung der Wirkungsgrade der einzelnen Solarzellen verursacht. Anhand der Wirkungsgraddaten der Module lässt sich nicht eindeutig feststellen, welche Modulfarbe stets einen höheren Wirkungsgrad hat. Der Median des Wirkungsgrades der grauen Module ist bei allen drei Modultypen höher als bei den blauen und grünen Modulen. Bei den goldenen Modulen ist der Median des Wirkungsgrades mal höher, mal tiefer als bei den allen anderen Farben.

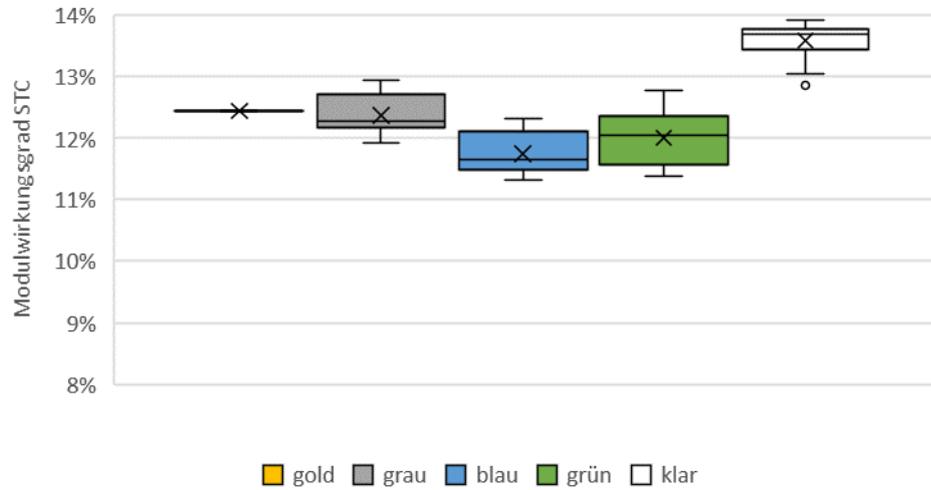


Abbildung 30: Modulwirkungsgrade nach STC der Dachmodule der Grösse 806 x 1568 mm.

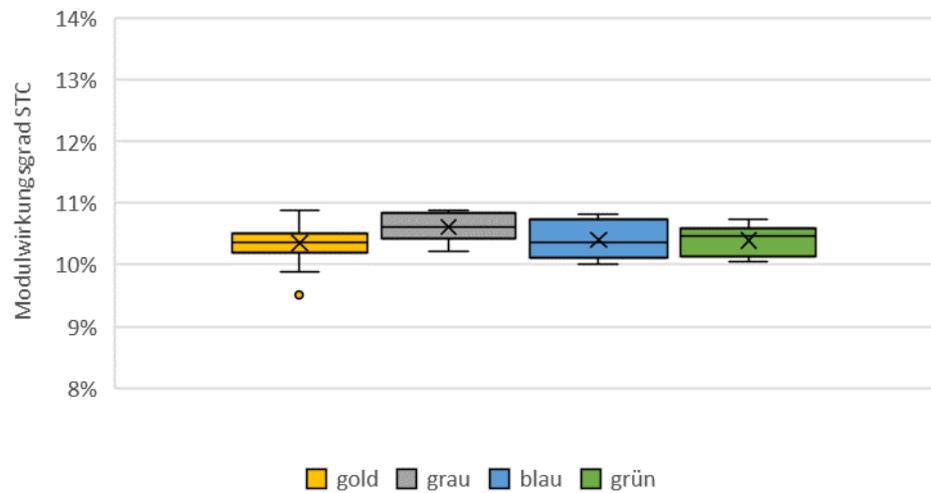


Abbildung 31: Modulwirkungsgrade nach STC der Fassadenmodule 590 x 1466 mm.

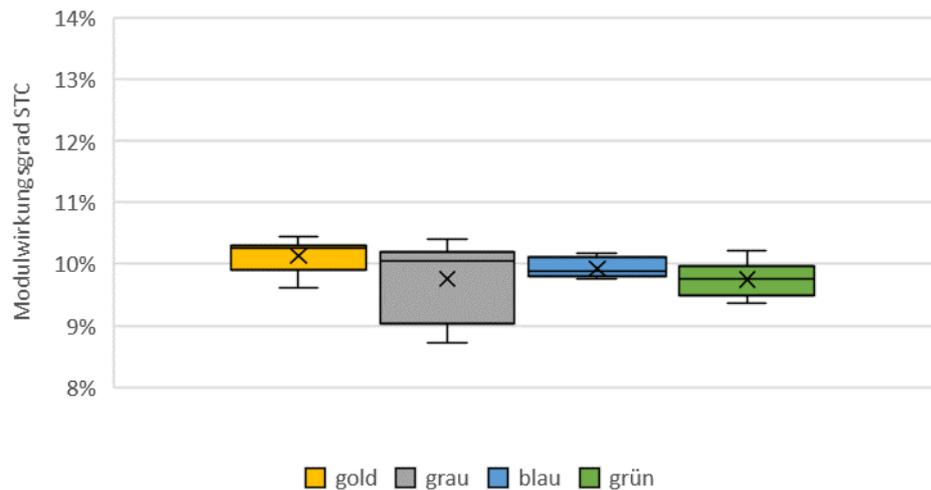


Abbildung 32: Modulwirkungsgrade nach STC der Fassadenmodule 590 x 939 mm.



4.1.4 Modulwirkungsgrade und produzierte Gleichstromenergie

Für die PV-Anlage der Südfassade werden für die PV-Module der verschiedenen Farben der Modulwirkungsgrad nach STC auf Basis der Flashdaten und die Gleichstrom-Energie pro Quadratmeter und Tag für den Zeitraum 8'2019 bis 6'2020 gegenübergestellt. Der flächengewichtete Mittelwert der Modulwirkungsgrade der Module der einzelnen Farben liegt mit 10.1 % für die grünen Module, 10.2 % für die blauen und 10.3 % für die grauen und goldenen Module sehr nah beieinander. Der Mittelwert aller farbigen Module der Südfassade beträgt 10.2 %. Abbildung 33 zeigt den Modulwirkungsgrad und die DC-Energie im Vergleich.

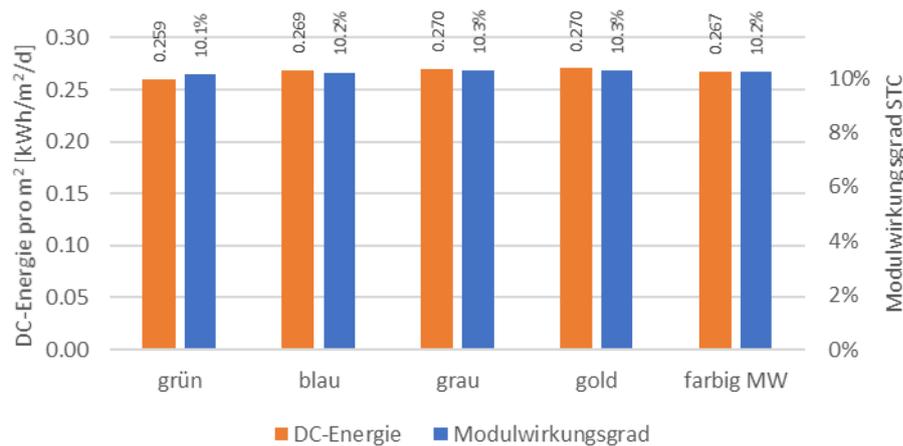


Abbildung 33: Vergleich des Modulwirkungsgrades STC und der DC-Energie pro Quadratmeter und Tag der farbigen **Fassaden**module, 8'2019-6'2020.

Bei der produzierten Gleichstromenergie liegen die Werte auch sehr nah beieinander. Die grünen Module haben den geringsten Wirkungsgrad und die geringste produzierte Strommenge, die grauen und goldenen Module jeweils die höchsten Werte.

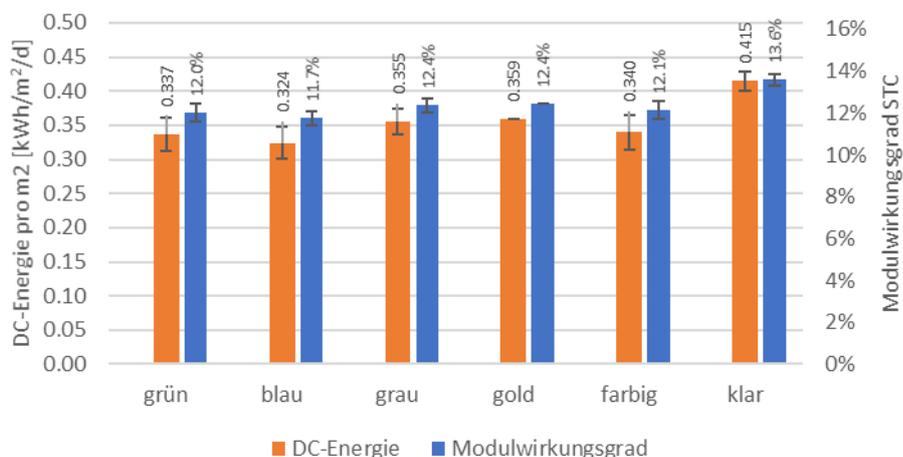


Abbildung 34: Vergleich des Modulwirkungsgrades STC und der DC-Energie pro Quadratmeter und Tag herkömmlicher und farbiger Module der **Dachanlage**, 8'2019-6'2020.

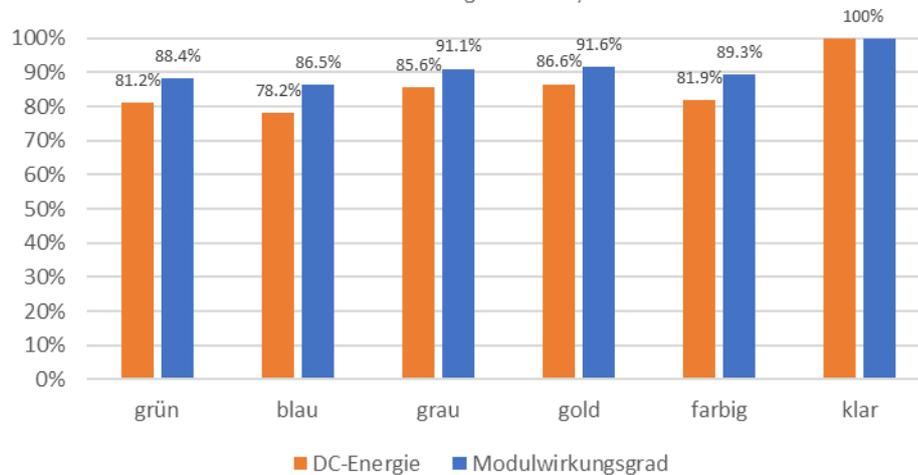


Abbildung 35: Relativer Vergleich des Modulwirkungsgrades STC und der DC-Energie pro Quadratmeter und Tag herkömmlicher und farbiger Module der **Dachanlage**, 8'2019-6'2020.

Für die Dachanlage werden für die PV-Module der verschiedenen Farben und die herkömmlichen Module der Modulwirkungsgrad nach STC auf Basis der Flashdaten und die Gleichstrom-Energie pro Quadratmeter und Tag für den Zeitraum 8'2019 bis 6'2020 gegenübergestellt. Der Mittelwert der Modulwirkungsgrade der Module der einzelnen Farben liegt zwischen 11.7 % für die blauen Module und 12.4 % für die grauen und goldenen Module. Der Mittelwert aller farbigen Module beträgt 12.1 % und der Mittelwert der Module mit klarem Deckglas beträgt 13.6 %. Abbildung 34 und Abbildung 35 zeigen den Modulwirkungsgrad und die DC-Energie im absoluten und relativen Vergleich.

Mit den hier abgeleiteten Wirkungsgraden kann Tabelle 2 wie folgt zu Tabelle 8 ergänzt werden.

Tabelle 8: Effizienz und Abminderung der PV-Dachmodule in Abhängigkeit von der Farbe gemäss SwissINSO bzw. aus den Flashdaten und Messungen auf der Ebene Gleichstromertrag.

		Klar	Grau	Blau	Grün	Gold
Effizienz Herstellerangabe	%	15.6	14.9	14.7	14.8	13.9
Effizienz gem. Flashdaten ¹⁾	%	13.6	12.3	11.8	12.0	12.4
Abminderung Herstellerangabe	%	0.0	-4.5	-5.8	-5.1	-10.9
Abminderung gem. Flashdaten	%	0.0	-9.6	-13.2	-11.8	-8.8
Abminderung DC Energie	%	0.0	-14.4	-21.8	-18.8	-13.4

1) Dachmodule, Mittelwerte aller verfügbarer Flashdaten, siehe Abbildung30 für Streuung

Bei den unterschiedlichen Farben ist beim Modulwirkungsgrad und bei der produzierten Gleichstromenergie der gleiche Trend erkennbar. Die blauen Module haben den geringsten Wirkungsgrad und die geringste produzierte Strommenge, die grauen und goldenen Module jeweils die höchsten Werte. Allerdings ist im Vergleich zu den klaren Modulen die prozentuale Abminderung bei der produzierten Strommenge höher, als beim Wirkungsgrad. Betrachtet man jeweils die Mittelwerte aller farbigen Module und aller Module mit klarem Deckglas beträgt die Abminderung des Modulwirkungsgrades bei



den farbigen Modulen im Vergleich zu den klaren Modulen 10.7 % und die Abminderung der produzierten DC-Energie 18.1 %.

Module	1.2.16	1.3.6	1.4.13	1.5.16		1.1.1
Monat	grün	blau	grau	gold	farbig	klar
08'2019	81.3%	83.6%	86.2%	85.8%	81.5%	100%
09'2019	80.9%	83.7%	86.2%	86.0%	81.2%	100%
10'2019	84.7%	89.3%	91.5%	90.9%	85.3%	100%
11'2019	85.5%	92.0%	93.2%	93.5%	86.0%	100%
12'2019	92.6%	98.8%	99.4%	99.7%	91.7%	100%
01'2020	94.2%	99.2%	99.5%	100.6%	93.0%	100%
02'2020	86.8%	91.0%	93.1%	92.7%	87.0%	100%
03'2020	84.2%	86.6%	88.2%	88.7%	83.9%	100%
04'2020	83.7%	85.3%	87.9%	87.5%	83.7%	100%
05'2020	82.4%	84.2%	86.4%	86.6%	82.2%	100%
06'2020	79.5%	81.9%	86.6%	83.8%	80.1%	100%

Abbildung 36: Relativer Vergleich der produzierten DC-Energie einzelner Modulpaare verschiedener Farben mit herkömmlichen Modulen mit klarer Verglasung für die Monate 8'2019-6'2020.



Abbildung 37: Layout der PV-Dachanlage mit der Position der betrachteten Modulpaare gemäss Abbildung 36. (Quelle: Baubüro insitu; eigene Darstellung).

Beim monatsweisen relativen Vergleich der produzierten DC-Energie einzelner Modulpaare verschiedener Farben (Abbildung 36) zeigt sich, dass die Abminderung bei den farbigen Modulen gegenüber den klaren Modulen in den Wintermonaten geringer ist, als im Sommer. Die Position der gewählten Modulpaare ist in Abbildung 37 dargestellt. Als Ursache ist der Einfluss der stärkeren Streuung der Solarstrahlung an der matten Glasoberfläche der farbigen Module bei flachem Einstrahlungswinkel in den Wintermonaten denkbar. Die geringere Abminderung im Winter ist bei der Auswahl anderer Modulpaare teilweise nicht erkennbar und zeigt sich auch nicht so eindeutig beim relativen Vergleich auf Basis der Mittelwerte aller Module in Abbildung 38.



Monat	grün	blau	grau	gold	farbig	klar
08'2019	81.7%	77.9%	85.7%	86.4%	82.0%	100%
09'2019	80.9%	77.9%	85.7%	86.6%	81.8%	100%
10'2019	80.6%	77.4%	86.0%	86.9%	81.6%	100%
11'2019	79.2%	75.7%	84.6%	87.2%	80.2%	100%
12'2019	80.1%	76.3%	85.5%	88.1%	81.0%	100%
01'2020	81.4%	77.8%	86.9%	89.2%	82.4%	100%
02'2020	80.8%	77.2%	85.6%	86.8%	81.5%	100%
03'2020	81.5%	78.6%	85.5%	86.9%	82.1%	100%
04'2020	82.0%	79.6%	85.7%	86.4%	82.6%	100%
05'2020	81.3%	78.8%	84.9%	86.2%	81.9%	100%
06'2020	80.9%	78.2%	85.8%	85.6%	81.8%	100%

Abbildung 38: Relativer Vergleich der produzierten DC-Energie pro Quadratmeter verschiedener Farben mit herkömmlichen Modulen mit klarer Verglasung für die Monate 8'2019-6'2020. Es werden jeweils die Mittelwerte der produzierten DC-Energie aller Module betrachtet.

4.1.5 Performance Ratio der PV-Anlage

Um die produzierte Energie im Verhältnis zur Nennleistung und dem Strahlungsertrag beurteilen zu können, wird die Kenngrösse Performance Ratio (PR) ermittelt. Die PR der Anlage wird als Quotient aus dem End-Ertrag Y_F und dem Strahlungs-Ertrag Y_R berechnet (Häberlin, 2010).

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R}$$
$$Y_F = \frac{E_{Nutz}}{P_{Go}}$$
$$Y_R = \frac{H_G}{G_o}$$

Hierbei sind

- PR Performance Ratio
- Y_F End-Ertrag (Final Yield, Nutzenergieertrag)
- Y_R Strahlungs-Ertrag in Solargeneratorebene (Reference Yield)
- E_{Nutz} in der Bezugsperiode τ von der PV-Anlage produzierte Nutzenergie
- P_{Go} Nennleistung des PV-Generators bei STC ($G = G_o = G_{STC} = 1 \text{ kW/m}^2$, AM 1.5-Spektrum, Zelltemperatur $25 \text{ }^\circ\text{C}$)
- E_A in der Bezugsperiode τ von der PV-Anlage produzierte Gleichstromenergie
- G_o $G_{STC} = 1 \text{ kW/m}^2 =$ Bestrahlungsstärke bei Standard-Testbedingungen (STC)
- H_G in der Bezugsperiode τ in PV-Generatorebene eingestrahlte Energie in kWh/m^2

Für die in der Bezugsperiode τ in PV-Generatorebene eingestrahlte Energie H_G werden die Daten der Klimastation Basel-Binningen verwendet und entsprechend umgerechnet. Dabei werden die lokale Verschattung und Albedo nicht berücksichtigt. Die Nennleistung des Generators basiert auf den Flashdaten der PV-Module. Abbildung 39 zeigt den Performance-Ratio der PV-Dachanlage, Abbildung 40 der PV-Fassaden.

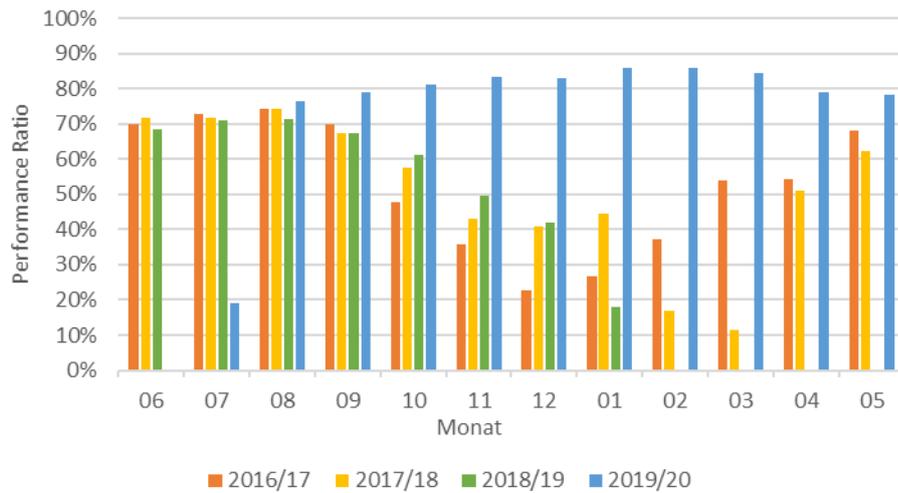


Abbildung 39: Performance-Ratio **Dachanlage** für den Zeitraum 06'2016 bis 05'2020. Für die Berechnung werden die Strahlungsdaten der Klimastation Basel-Binningen verwendet und umgerechnet. Dabei werden die lokale Verschattung und Albedo nicht berücksichtigt.

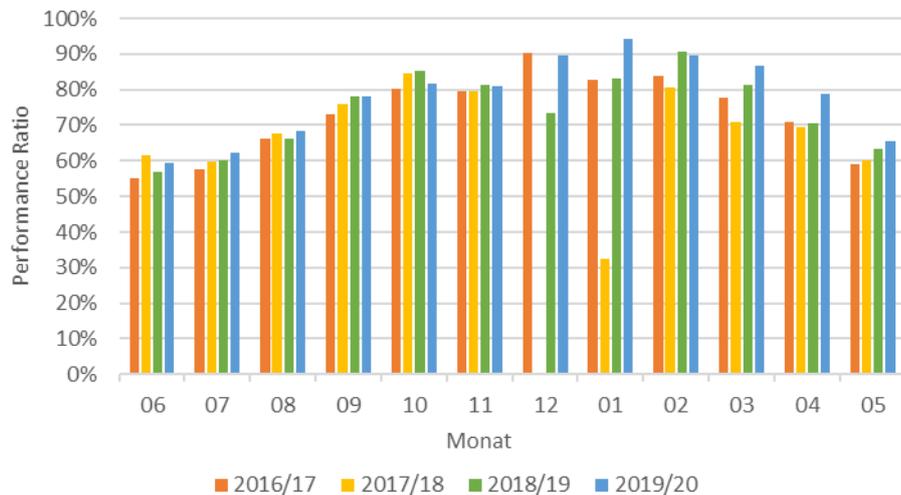


Abbildung 40: Performance-Ratio der Fassadenanlagen für den Zeitraum 06'2016 bis 05'2020. Für die Berechnung werden die Strahlungsdaten der Klimastation Basel-Binningen verwendet und umgerechnet. Dabei werden die lokale Verschattung und Albedo nicht berücksichtigt.

Beim Dach liegt der Monatswert des PR bis Ende 2018 zwischen 11 % und 74 %, der gleitende Jahresmittelwert liegt zwischen 50 % und 57 %. Diese tiefen Jahresmittelwerte werden durch die unterdimensionierten und parallel verkabelten Leistungsoptimierer der Dachanlage verursacht. Die Anlage war zwischen 1'2019 und 7'2019 nicht in Betrieb. Nach dem Umbau der Dachanlage im Juli 2019 verbesserte sich der PR deutlich und liegt im Zeitraum 8'2019 – 5'2020 zwischen 76 % und 86 %, der Mittelwert für diesen Zeitraum beträgt 82 %.

Die Messwerte des Wechselrichters 2 beinhalten den durch die Nord- und Süd-Fassade produzierten Strom. Für die Berechnung des PR wird die in die PV-Generatorebene eingestrahlte Energie H_G für die Nord- und Süd-Fassade flächengewichtet berücksichtigt. Für die Fassaden liegt der PR auf Monatsbasis zwischen 55 % und 94 %. Da bei den verwendeten Strahlungsdaten der Klimastation Basel-Binningen lokale Verschattungen, Reflektionen und Horizont nicht berücksichtigt werden,



ändern die Werte im Jahresverlauf stark. Die Fassadenanlage lieferte 12'2017 bis 1'2018 wegen technischer Probleme keinen Ertrag. Der gleitende Jahresdurchschnitt liegt zwischen 73 % und 78 %.

4.1.6 Temperaturen einzelner PV-Module

In Abbildung 41 und Abbildung 42 sind beispielhaft die gemessenen Modultemperaturen für Juli 2018 dargestellt. Wie zu erwarten, sind die Maximal- und Minimaltemperaturen der Dachmodule höher bzw. tiefer, als diejenigen der Fassadenmodule. Signifikante Unterschiede zwischen den Farben sind nicht vorhanden.

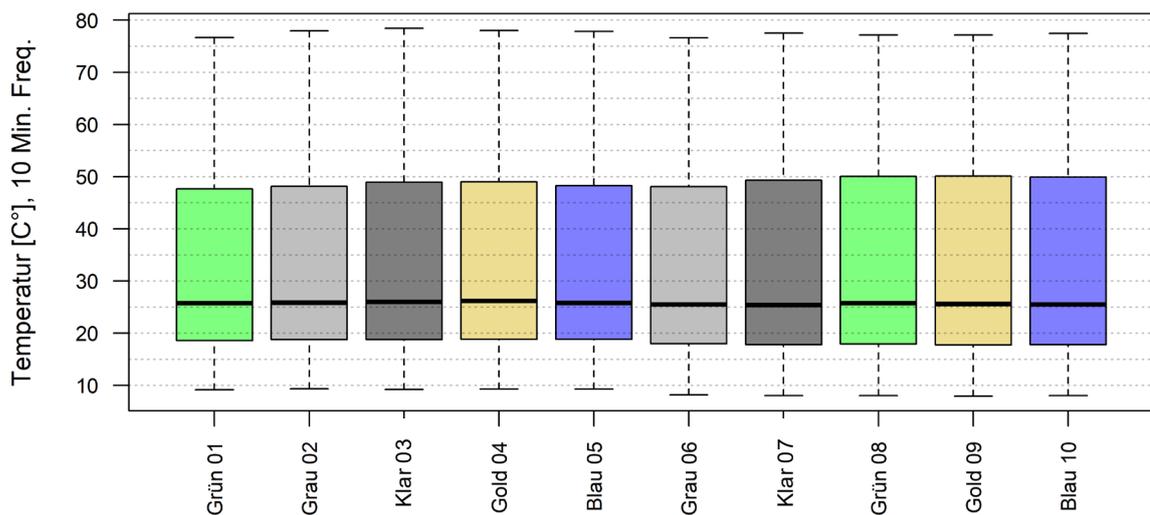


Abbildung 41: Temperaturen der Module der Dachanlage im Juli 2018.

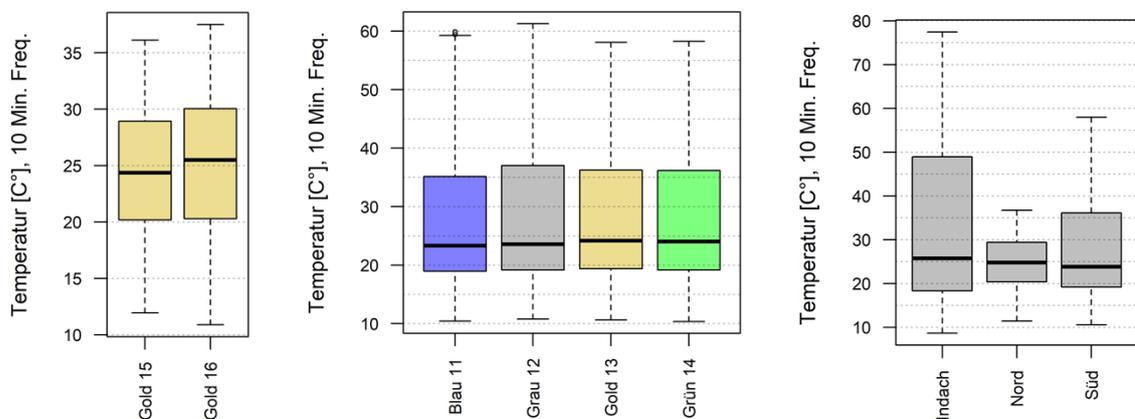


Abbildung 42: Temperaturen der Module im Juli 2018. Links Nordfassade, Mitte Südfassade. Rechts Vergleich der Dachanlage und der Nord- und Südfassade.



4.2 Batteriespeicher

Es werden auf der Grundlage der Zählerdaten gemäss Tabelle 4, Seite 25 die geladene und entladene Energie des Batteriespeichers analysiert und der Einfluss des Speichers auf den Eigenverbrauch betrachtet. Dabei erfolgt die Betrachtung nach Kalenderjahren. Verfügbar sind die Daten 2016, 2017, 2018 und 2019 mit Unterbrechungen. Die Jahresbetrachtungen sind hier summarisch, ohne auf entsprechende Unterbrechungen und Systemausfälle Rücksicht zu nehmen. Im Anhang sind die Zählerdaten und Grundausswertungen als Übersicht gegeben.

Zudem wird das Lademanagement überprüft und weiterentwickelt. Einzelne Fragestellungen zu diesen Themen werden in einer Projektarbeit an der FHNW (Rui, 2017) und in einer Masterarbeit am Department für Physik der Universität Basel (Rui, 2018) betrachtet. Die Arbeiten wurden von den Autoren dieser Studie betreut. Die folgenden Abschnitte beziehen sich teilweise auf diese Arbeiten.

4.2.1 Datenübersicht Zähler

In Abbildung 44 ist eine Übersicht über die Zählerdaten (Leistung, gesamter verfügbarer Zeitraum 2016 - 2019) in Form von Boxplots wiedergegeben. Im Einzelnen sind die gesäuberten Rohdaten (bat. power, PV power und insitu power) sowie die gemäss 3.2.1 abgeleiteten Grössen Netzbezug, Netzeinspeisung (mit/ohne Batterie) und die Ladung/Entladung der Batterie nach Quelle aufgeführt. Im Anhang sind die entsprechenden Darstellungen jahresweise zu finden (11.1.3).

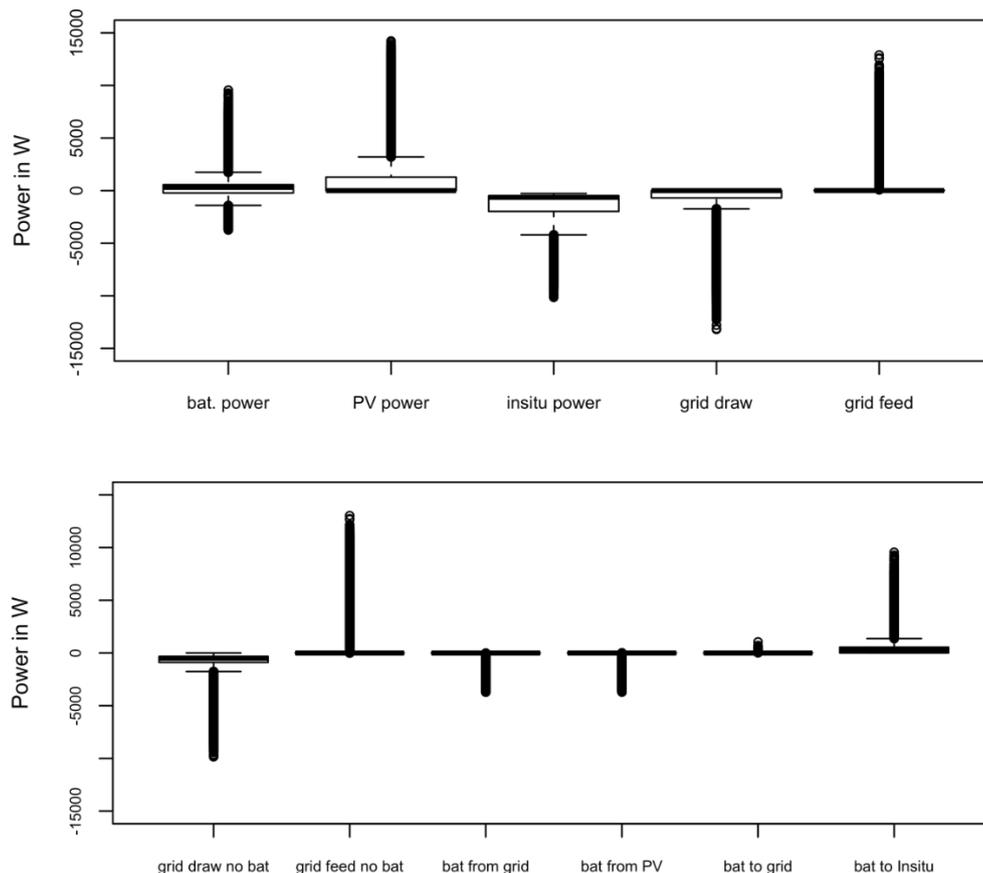


Abbildung 43: Übersicht über die Zählerdaten mit Grundausswertungen (oben) und abgeleitete Daten mit dem Fokus Batterie (unten).



4.2.2 Geladene und Entladene Energie

Pro Jahr werden gemäss Auswertung nach Abschnitt 3.2.1, Listenpunkte 1) und 2) zwischen 2800 und 5800 kWh in den Speicher geladen und 1900 bis 4400 kWh entladen. Demnach beträgt der Verlust ca. 13 - 33 %, im Mittel 26 % (Tabelle 8). Auf Grundlage der Energiezähler liegt der mittlere Verlust über den Betrachtungszeitraum bei ca. 34 %. Laut Swissolar liegt der Verlust bei Lithiumionen Akkus typischerweise bei 15 - 20 % (entnommen aus Masterthesis). Erklärt werden kann diese Diskrepanz damit, dass von den täglichen 15 kWh, die während 10 Stunden geladen werden, rund 6 kWh für die Standby-Verluste des Umrichters aufgewendet werden (rund 250 W).

Tabelle 9: Geladene und entladene Energie gesamt, geladene Energie aus PV sowie für insitu genutzte Energie in der Jahressumme und in der Gesamtsumme über die Betrachtungsdauer. Die Differenz zwischen Geladen und PV entspricht der Ladung aus dem Netz, die Differenz zwischen Entladen und Genutzt entspricht der Entladung in das Netz.

Jahr	Geladen ¹⁾ kWh	Geladen ²⁾ kWh	Entladen ³⁾ kWh	Verlust %	von PV kWh	Anteil %	Genutzt kWh	Anteil %
2016	3'117	2'802	1'865	33%	1'498	53%	1'824	98%
2017	3'991	3'646	2'514	31%	2'356	65%	2'450	97%
2018	6'240	5'765	4'182	27%	1'794	31%	4'095	98%
2019	6'336	4'993	4'365	13%	1'795	36%	4'291	98%
Total	19'684	17'207	12'925	26%	7'444	46%	12'659	98%

1) Summe der Beträge der Messwerte < 0 («Laden») aus Z3, der Energiezähler ergibt 21'207 kWh (+7.7 %)

2) Auswertung gemäss Abschnitt 3.2.1, Listenpunkte 1) und 2)

3) Auswertung gemäss Abschnitt 3.2.1, Listenpunkte 3) und 4), der Energiezähler ergibt 13'964 kWh (+8.0 %)

4.2.3 Eigenverbrauchsrate (SCR) und Autarkiegrad (ATR)

Ohne und mit Berücksichtigung der Batterie ergeben sich Eigenverbrauchsrate und Autarkiegrade gemäss Abbildung 45. Die Jahresbilanzierung gibt jeweils ein optimistisches Bild für SCR bzw. ATR, ein Zeitschritt von weniger als einer Stunde ändert an den Werten kaum noch etwas. Diese Ergebnisse decken sich damit gut mit anderen Studien. Die Batterie kann bei der Monats-Bilanzierung die Eigenverbrauchsrate im Mittel über die betrachteten vier Jahre von gut 78 % auf knapp 86 % erhöhen bzw. bei der Bilanzierung auf Stunden von gut 65 % auf 77 %.

Die installierte elektrische Speicherkapazität bezogen auf die installierte Peak-Leistung der PV-Anlage beträgt gemäss Planungsdaten 1.625 kWh/kWp und bezogen auf die tatsächlich installierte Peak-Leistung gemäss Flash-Daten (siehe 4.1.2) rund 2.1 kWh/kWp.

Der Autarkiegrad zeigt sich hier als unabhängig von der Batterie.

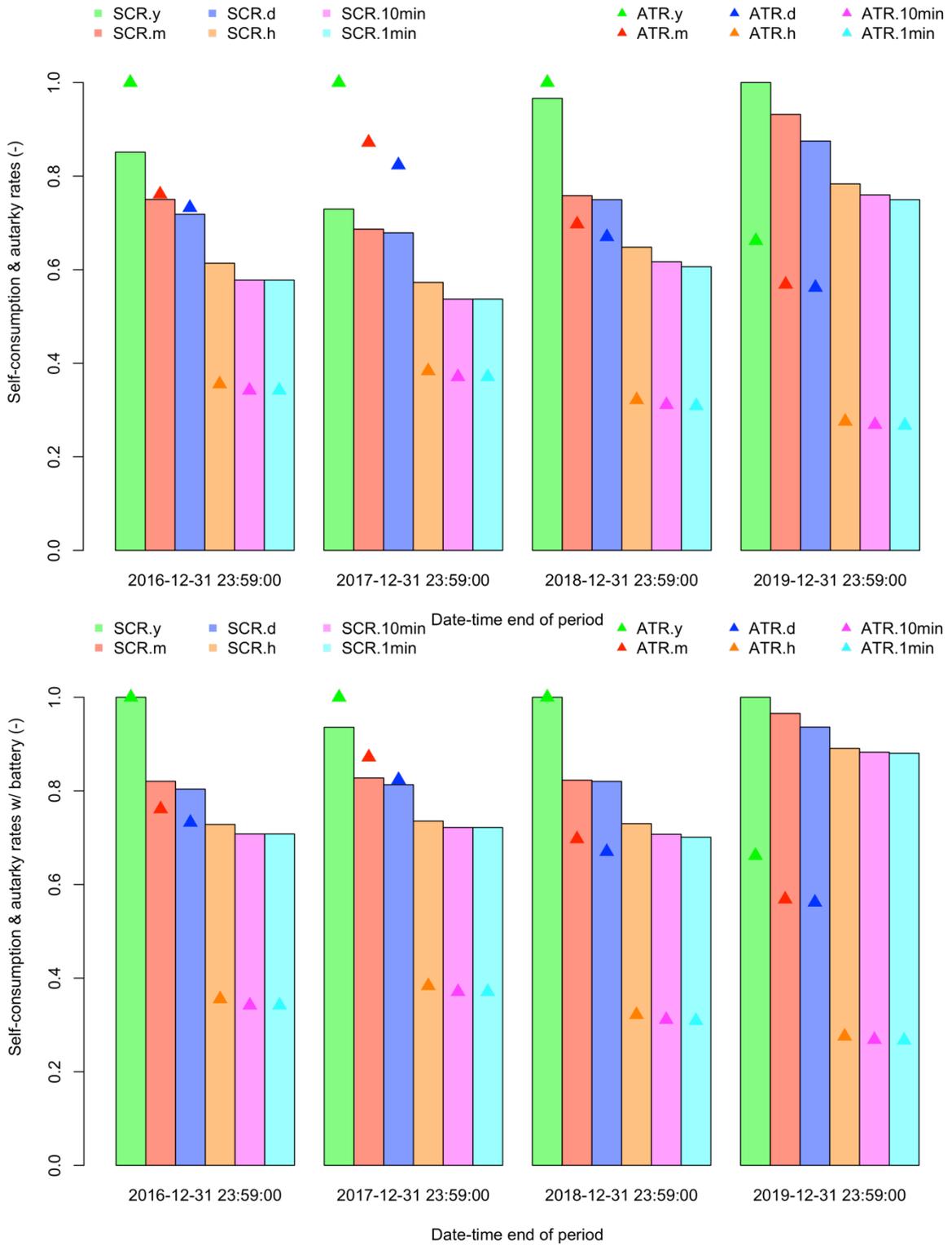


Abbildung 44: Eigenverbrauchsrate (SCR, self-consumption rate) und Autarkiegrad (ATR, autarky rate) bei Zugrundelegen unterschiedlicher Zeitschritte für die Bilanzierung (y – Jahr, m – Monat, d – Tag, h – Stunde, 10min – 10 Minuten, 1min eine Minute). Oben ohne, unten mit Batterie.



4.2.4 Leistung im Tagesverlauf

Um das Zusammenspiel des Speichers, der PV-Anlage, des angeschlossenen Verbrauchers und des öffentlichen Netzes aufzuzeigen, werden die entsprechenden Leistungen beispielhaft im Tagesverlauf dargestellt. Abbildung 44 zeigt den durchschnittlichen täglichen Leistungsverlauf im Oktober 2017.

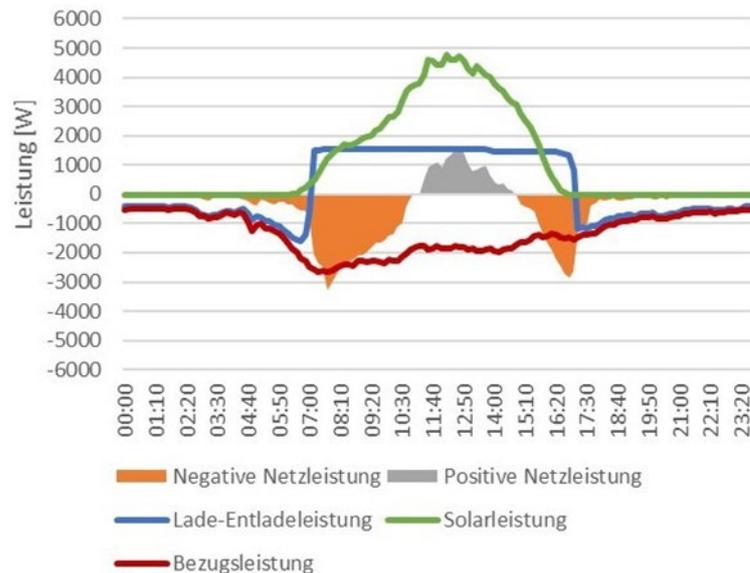


Abbildung 45: Durchschnittlicher Tagesverlauf der Netzleistung, Lade- und Entladeleistung, Solarleistung und Bezugsleistung des angeschlossenen Verbrauchers im Oktober 2017.
(Quelle: Fabio Rui)

Von 17:00 bis 24:00 Uhr und 0:00 bis 7:00 Uhr folgt die Entladeleistung des Speichers der Bezugsleistung des angeschlossenen Verbrauchers. In dieser Zeit wird der Bedarf des Büros weitgehend vom Akkuspeicher gedeckt. Dadurch wird die Netzleistung minimiert und es wird weniger Energie vom öffentlichen Netz bezogen. Von 7:00 bis 17:00 Uhr wird der Akkuspeicher mit einer Ladeleistung von etwa 1500 Watt geladen. Da die Ladeleistung konstant ist, verändert sich die Netzleistung während dieser Zeit sehr stark. Ist die Netzleistung positiv, wird Solarstrom ins öffentliche Netz eingespeist. Falls die Netzleistung negativ ist (von ca. 16:00 bis ca. 17:00 Uhr) wird Strom vom Netz bezogen und der Speicher wird zum Teil vom Netz geladen.



4.2.5 Ansatzpunkte für die Optimierung des Batteriespeichers

Aus den Messdaten bzw. der Betriebsüberwachung können folgende Ansatzpunkte für die Optimierung des vorhandenen Batteriespeichers abgeleitet werden.

(1) Statischer Ladealgorithmus

Der Speicher wird von 7:00 bis 17:00 Uhr mit einem maximalen Strom von 25 Ampere geladen. Dies entspricht einer Ladeleistung von ca. 1500 Watt. Die Ladeleistung und die Ladezeiten werden dabei nicht der PV-Leistung angepasst.

(2) Laden aus dem Netz

Da die Ladezyklen stets gleich sind, wird der Speicher zeitweise aus dem Netz geladen. Im Winter reicht die Solarleistung nicht, um den Bedarf des angeschlossenen Verbrauchers zu decken und zusätzlich 1500 Watt in den Speicher zu laden. Die Leistung, die intern fehlt, wird vom öffentlichen Netz bezogen.

(3) Stand-by-Verluste

Das Lade- / Entladegerät mit 10 kW Eingangs- und Ausgangsleistung hat technisch bedingt eine hohe Stand-by-Leistung von ca. 250 Watt. Alternativ könnte ein zweites Gerät mit 3 kW kombiniert werden, das eine geringere Stand-by-Leistung besitzt. Die acht PMU Batteriemangement Module der Akkublöcke haben je eine Verlustleistung von insgesamt 16 Watt.

Bei der Analyse der Daten wird festgestellt, dass der Speicher zeitweise nicht mehr entladen werden kann. Der Grund hierfür ist, dass der Speicher die untere Entladegrenze erreicht. Ab einer Spannung von 48 Volt wird weiteres Entladen ausgesetzt. Falls einzelne Akkublöcke diese untere Entladegrenze erreichen, werden diese abgeschaltet. Dies ist ein Schutzmechanismus des Batteriemangements, um die Akkus vor kompletter Entladung und damit verbundenen Schäden zu schützen. Die Optimierung des Batteriemangements ist ein laufender Prozess.

4.2.6 Weiterentwicklung Ladealgorithmus

In der im Rahmen des Projekts durchgeführten Masterarbeit an der Universität Basel werden Ladealgorithmen weiterentwickelt, simuliert und teilweise getestet. U.a. folgende Aspekte werden dabei berücksichtigt:

- an Solarleistung angepasste dynamische Ladeleistung
- Einbezug von Wetterprognosen
- Ladealgorithmus für Maximierung des Eigenverbrauchs
- Ladealgorithmus zur Verbesserung der Netzentlastung
- webdatenbankbasiertes Speichermanagementsystem mit dynamischem Offset

Die Tests der Ladealgorithmen werden am Kohlesilo und anderen Speicheranlagen temporär durchgeführt. Ein dauerhafter Umbau ist aus technischen und wirtschaftlichen Gründen nicht möglich.



5 Schlussfolgerungen und Fazit

Folgende wesentliche Ergebnisse und Erkenntnisse können aus den verfügbaren Informationen und Daten gezogen werden:

- die Anwendung farbiger PV am P+D Projekt kann erfolgreich und öffentlichkeitswirksam umgesetzt werden,
- die gestalterischen Möglichkeiten farbiger PV für BIPV können durch die Anwendung aufgezeigt werden; derartige Module lassen grossen Spielraum bei der Gestaltung aktiver, d.h. Strom (oder Wärme) erzeugender Fassaden,
- aus den Flashdaten resultiert bei den verwendeten farbigen PV-Dachmodulen im Vergleich zu den Modulen mit klarem Deckglas im Mittel eine Abminderung des Wirkungsgrades von 11 %, die Abminderung des gemessenen Ertrages (auf Ebene Gleichstrom) beträgt im Durchschnitt aller farbigen Dachmodule 18 %,
- die Weiterverwendung von Batterien aus dem Mobilitätsbereich als Gebäudespeicher ist grundsätzlich gut möglich und funktioniert, das im Rahmen des Projektes erstmalig verwendete Speichersystem wurde durch den Projektpartner dreifels in der Zwischenzeit weiterentwickelt und in Folgeprojekten realisiert,
- eine AC-seitig Verschaltung zwischen Batterie und PV-Anlage ist dringend zu vermeiden, sie führt zu hohen Verlusten; verschiedene Ladealgorithmen werden erarbeitet und getestet. Die technische Umsetzung am Objekt ist eine grosse Herausforderung,
- die Batterie führt bei stündlicher Bilanzierung zu einer Erhöhung der Eigenverbrauchsrate im Messzeitraum von rund 65 % auf 77 %,
- es stecken erhebliche Risiken in der Umsetzung eines solchen Pilotprojektes, die im Extremfall zu einer Insolvenz eines Projektpartners führen können; es bedarf darüber hinaus eines hohen arbeitstechnischen und finanziellen Einsatzes des gesamten Projektteams.



6 Ausblick und zukünftige Umsetzung

Für die zukünftige Forschung, Entwicklung und Umsetzung können folgende Themen genannt werden:

- Weiterentwicklung und Anwendung von Technologien für farbige PV, mit Focus auf geringe Abminderung der Wirkungsgrade, Kosteneffizienz, Ästhetik,
- Entwicklung kostengünstiger, massgefertigter BIPV Systeme
- 2nd Life Anwendung von E-Mobilitätsbatterien im Kontext der Auswirkungen der All-Electric-Society, insbesondere die Bewertung des zweiten Lebens nicht nur rein finanzwirtschaftlich ist hier von Bedeutung für eine Marktfähigkeit,
- Weiterentwicklung des Lademanagements von Batteriespeichern hinsichtlich dynamischer, prädiktiver Algorithmen und Netzfrendlichkeit.



7 Nationale und internationale Zusammenarbeit

Siehe Abschnitt 9 bzw. Seite 2.



8 Kommunikation und Publikationen

8.1 Konferenzen und Tagungen

- Tagung Novatlantis Bauforum 2017, Basel
- Sustainable Built Environment 2016, Zürich
Abstract eingereicht und akzeptiert, Paper und Vortrag
Beitrag wurde wegen noch nicht vorhandener Messdaten zurückgezogen
- Sanu "Fachabend Solararchitektur", 2016, Basel
- Konferenz Brenet Statusseminar 2016, Zürich
Dorusch ,F., Menn, C., Steinke, G., Geissler, A., Institut Energie am Bau
- Konferenz Advanced Building Skin 2016, Bern
Dorusch ,F., Menn, C., Steinke, G., Geissler, A., Institut Energie am Bau
- Klimaplattform der Wirtschaft Region Basel, 5. Business Lunch 24.6.2015
- Konferenz Advanced Building Skin, 2015, Bern
Müller, K. - Baubüro in situ und Steinke, G. - Institut Energie am Bau

8.2 Forschungsberichte

- Geissler, A., Menn, C., Kim, D. P., Dorusch, F. Gebäudeintegration von gebrauchten Batterien als 2nd-Life Stromspeichersysteme, Schlussbericht BAFU-Projekt, Bern, 2015

8.3 Artikel - Zeitungen und Fachzeitschriften

- Schoof, Jakob: Neue Gestaltungspotentiale für die Solarenergie, in Detail green, 2'2017
- Kocher, Markus: Eigener Strom von Dach und Fassade, in: BZ-Spezial Bauen und Wohnen 05'2016
- Vogel, Benedikt: Die Photovoltaik macht sich unsichtbar, Fachartikel Bundesamt für Energie, 25.2.2016
- Vogel, Benedikt: Ein zweites Leben für Akkus von E-Mobilen, in BAU & ARCHITEKTUR 12'2015
- Vogel, Benedikt: Ein zweites Leben für Batterien, in Haustech 12'2015
- Der Sonnenstrom bekennt Farbe, in: sonntagszeitung.ch, 18.10.2015
- Gschweng, Daniela: Das Kohlesilo auf dem Gundeldinger Feld erhält den Schweizer Solarpreis, in: Tageswoche.ch, 30.9.2015
- Egger, Nina: Überwältigende Vielfalt, in: Tec21, 24/2015 11.6.2015
- Gschweng, Daniela: Eröffnung Silo auf dem Gundeldingerfeld, in: Gundeldingerzeitung, 6'2015
- Gschweng, Daniela: Eröffnung des Siloturms auf dem Gundeldinger Feld, in: Tageswoche.ch, 29.5.2015
- Solvatec: Solarenergie vom Experten, in BZ-Spezial Bauen/Wohnen, 20.5.2015
- Farbige Module erobern die Fassaden, in: Bauen Heute, 04'2015
- Gschweng, Daniela: Der Siloturm auf dem Gundeldinger Feld ist fertig, in: Tageswoche.ch, 30.3.2015



8.4 Studierendenarbeiten

- Rui, F. Webdatenbank gesteuertes, dynamisches Speichermanagement von Photovoltaik-Anlagen mit Batteriespeicher, Masterarbeit im Masterstudiengang Physik an der Universität Basel, 2018
- Rui, F. Regelalgorithmen für Photovoltaikanlage mit Batteriespeicher im Kohlesilo Gundeldinger Feld Basel, Projektarbeit im Masterstudiengang Physik an der Universität Basel, 2017
- Bachelorarbeit im Studiengang Energie- und Umwelttechnik der Hochschule für Technik FHNW, Herbstsemester 2015. Die Arbeit wurde nicht erfolgreich abgeschlossen.

8.5 Web-TV-Beitrag

- SwissInso featured on Worldwide Business with kathy Ireland, in: <https://youtu.be/HH4aaOuMDKY>, 11.11.2015

8.6 Wettbewerbe und Auszeichnungen

- Solar Agentur, Kategorie Gebäude Sanierungen, Schweizer Solarpreis 2015
- Sun21 - Faktor 5 Preis 2015, Nominierung Finalist

8.7 Führungen

- SIA Tage 2016, Baubüro in situ, 20. bis 29.5.2016
- 2000-Watt-Touren Gebäudesanierungen, Amt für Umwelt und Energie Kanton Basel-Stadt, Durchführung jeweils halbjährlich und zusätzlich nach Bedarf



9 Danksagung

Selbstverständlich kann ein Forschungsprojekt, wie es in diesem Bericht zusammengefasst beschrieben ist und in dessen Zentrum ein Bauprojekt steht, ohne Bauherren nicht realisiert werden. Ein ganz grosser Dank gebührt daher der Bauherrin, der Kantensprung AG.

Das Projekt wäre natürlich auch ohne das Projektteam, namentlich dem baubüro in situ AG, der Solvatec AG, der dreifels AG, der Irix Software Engineering AG sowie SwissINSO nicht durchführbar gewesen. Allen beteiligten gebührt ebenfalls ein grosser Dank!

Schliesslich war eine finanzielle Förderung neben dem Interesse der Bauherrin die Grundvoraussetzung für die Möglichkeit der Durchführung. Gefördert wurde das Projekt durch das Amt für Umwelt und Energie, Basel-Stadt, im Rahmen der Pilotregion Basel – 2000 W Gesellschaft sowie durch das BFE, Abteilung Pilot- und Demonstrationsprojekte. Auch an diese Adressen ein grosser Dank!



10 Literaturverzeichnis

Häberlin, H., 2010. *Photovoltaik*. Fehraltorf: Electrosuisse Verlag.

Rui, F., 2017. *Regelalgorithmen für Photovoltaikanlage mit Batteriespeicher im Kohlesilo Gundeldinger Feld Basel*, Projektarbeit im Masterstudiengang Physik: Universität Basel.

Rui, F., 2018. *Webdatenbank gesteuertes, dynamisches Speichermanagement von Photovoltaik-Anlagen mit Batteriespeicher*, Masterarbeit im Masterstudiengang Physik: Universität Basel.

Schüler, A. et al., 2006. Sol-Gel Deposition and Optical Characterization of Multilayered SiO₂ / Ti1-xSixO₂ Coatings on Solar Collector Glasses. *In Solar Energy Materials & Solar Cells*, Band 90, pp. 2894-2907.

Publikationen und Kommunikation siehe Abschnitt 8.



11 Anhang

11.1 Übersicht Zählerdaten

11.1.1 Rohdaten Zähler, ges. Messzeitraum

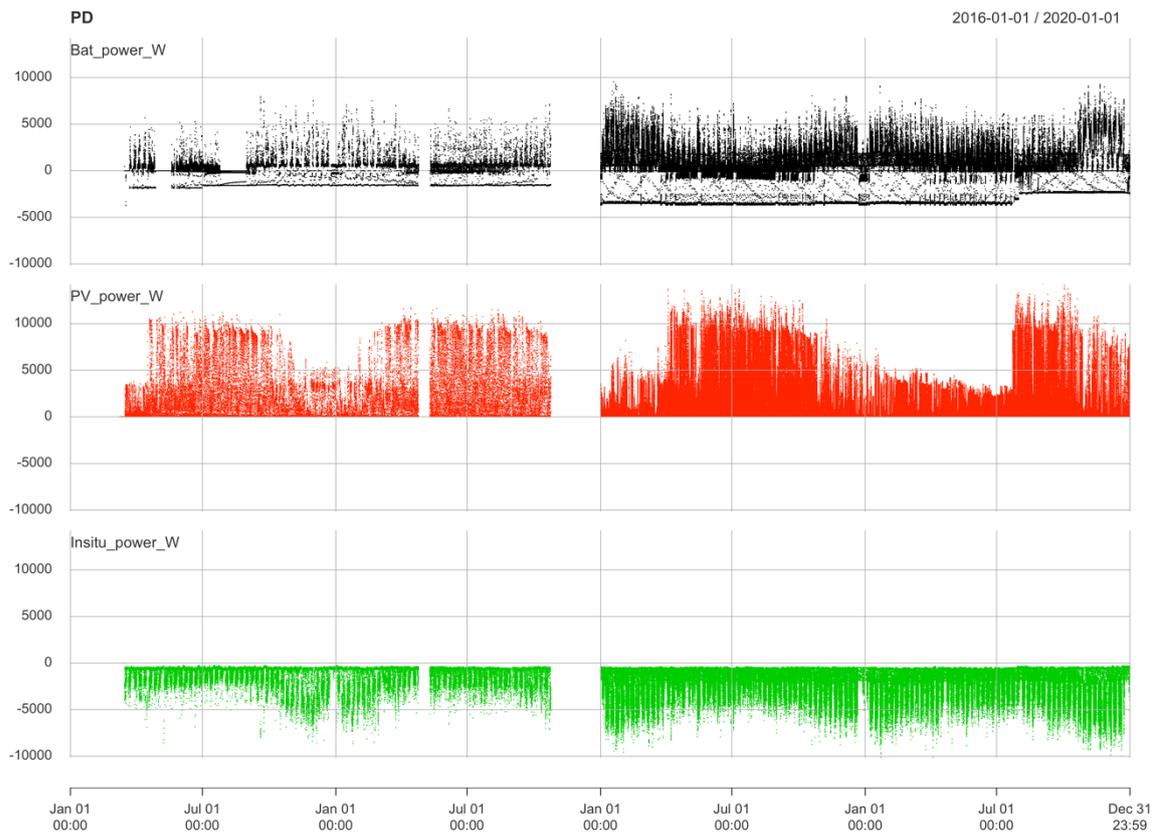
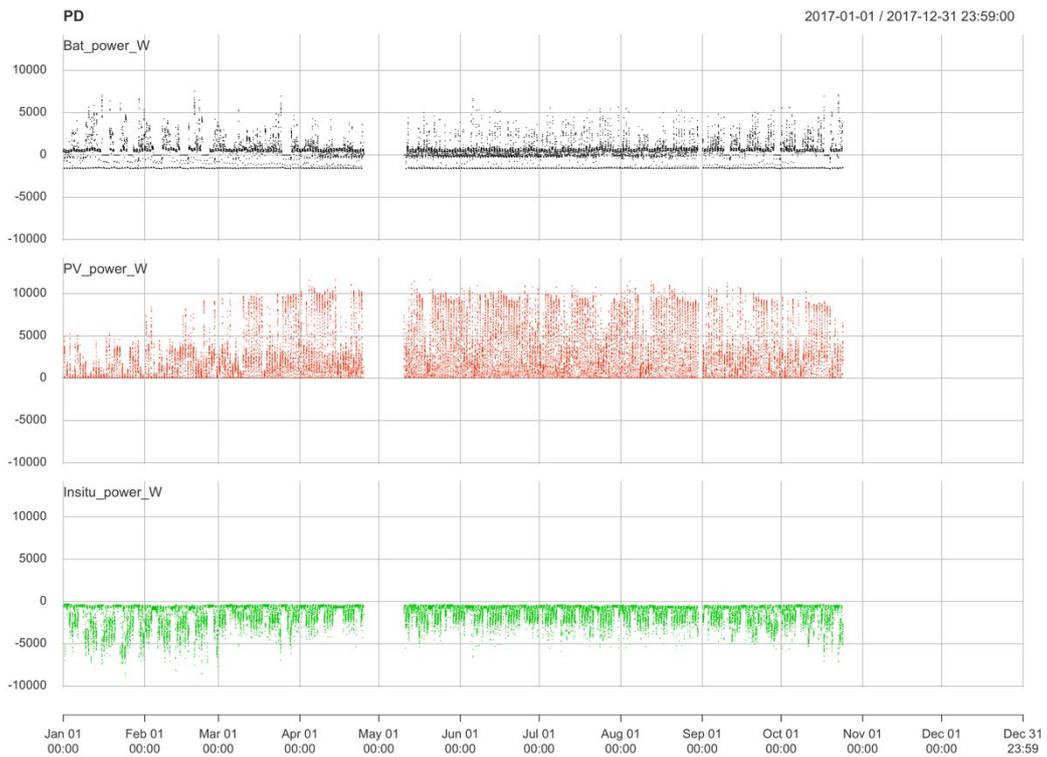
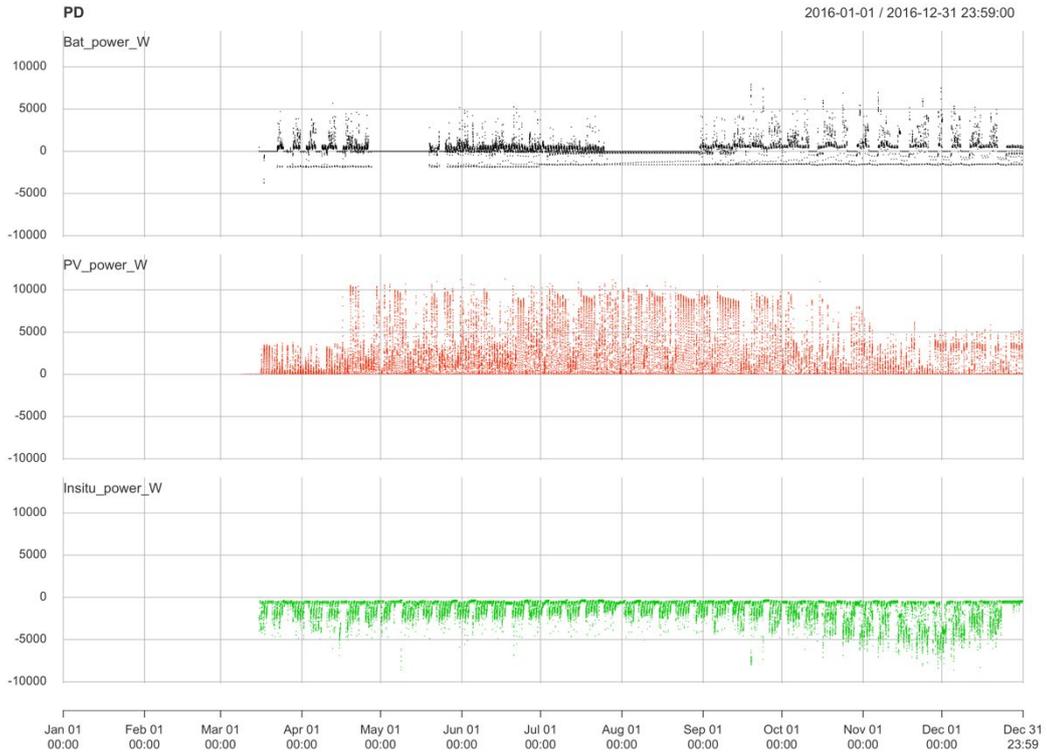


Abbildung 46: Übersicht bereinigte Leistungsdaten Messperiode 2016 - 2019 von den Zählern Z3, Z4 und Z5.



11.1.2 Rohdaten Zähler, jahresweise



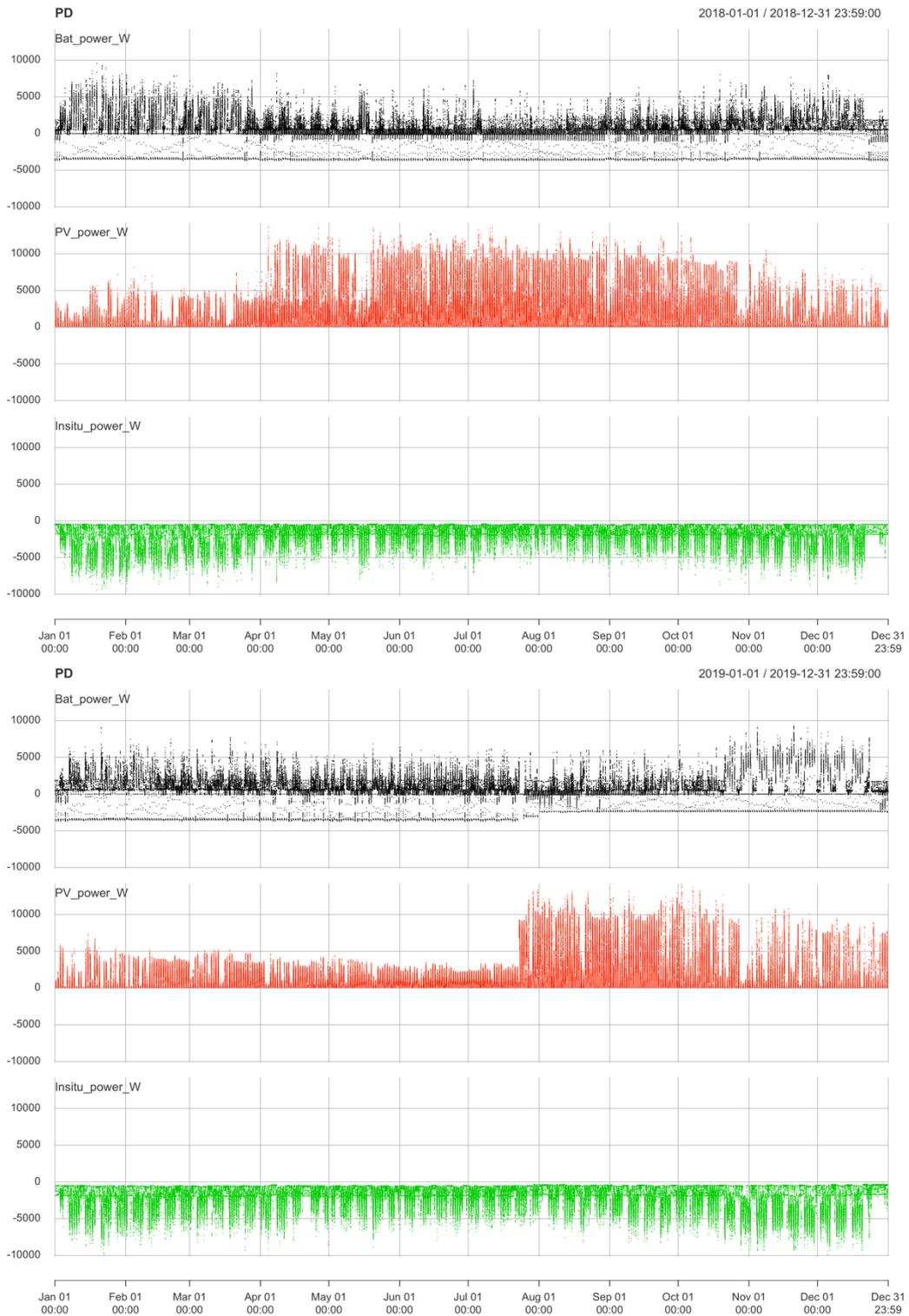
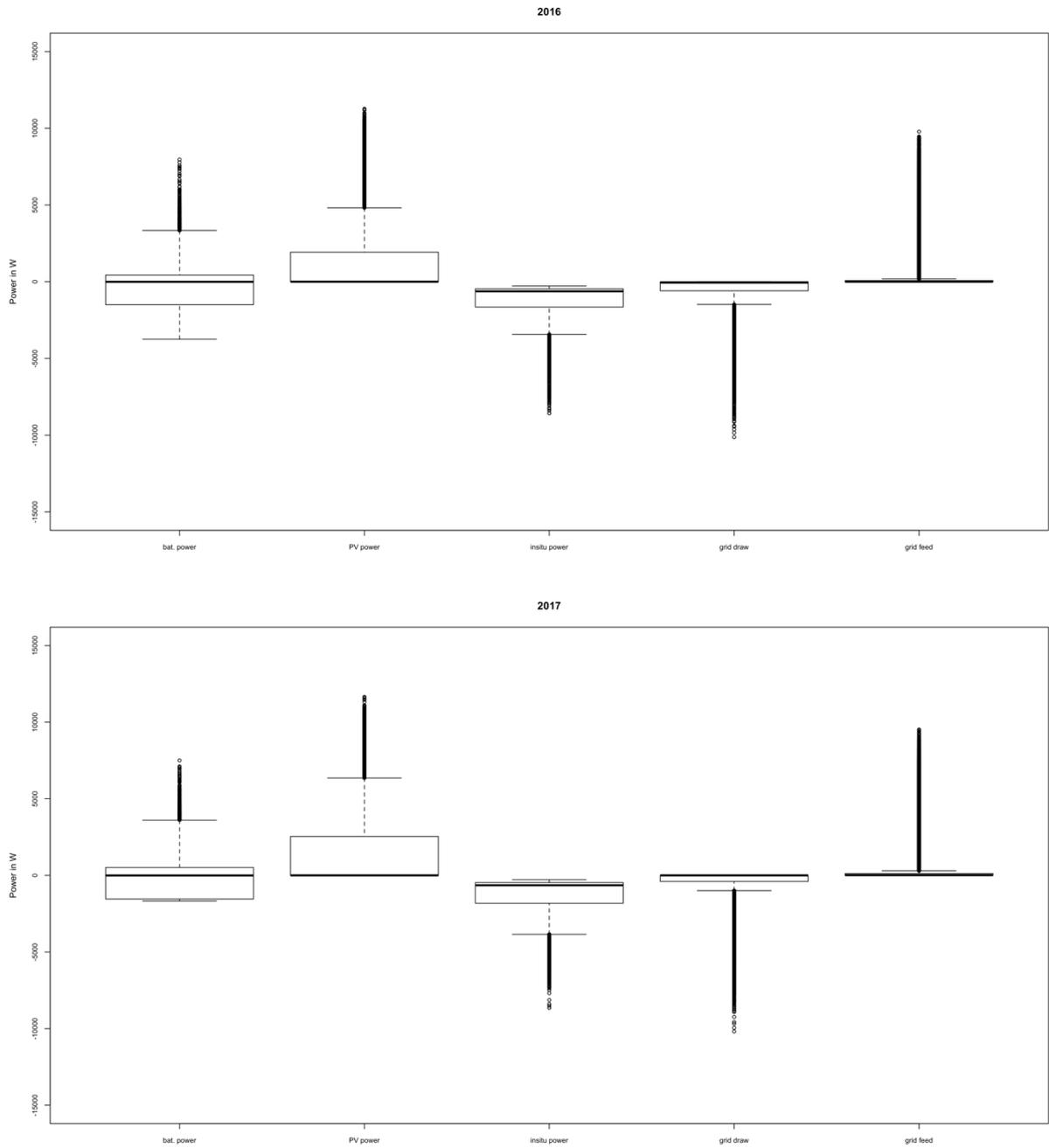


Abbildung 47: Übersicht bereinigte Leistungsdaten der Jahre 2016, 2017, 2018 und 2019 von den Zählern Z3, Z4 und Z5.



11.1.3 Abgeleitete Grössen, jahresweise



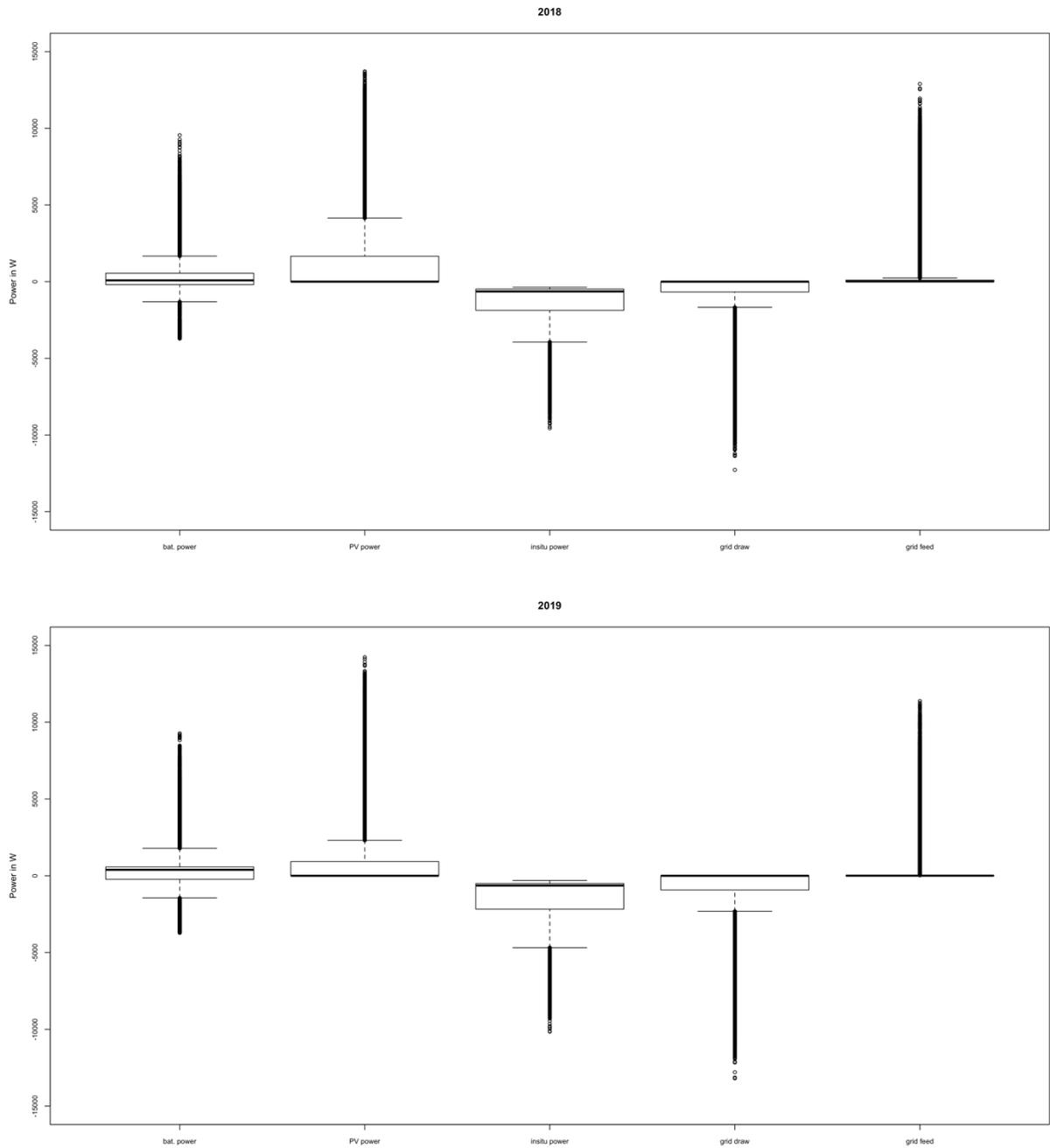
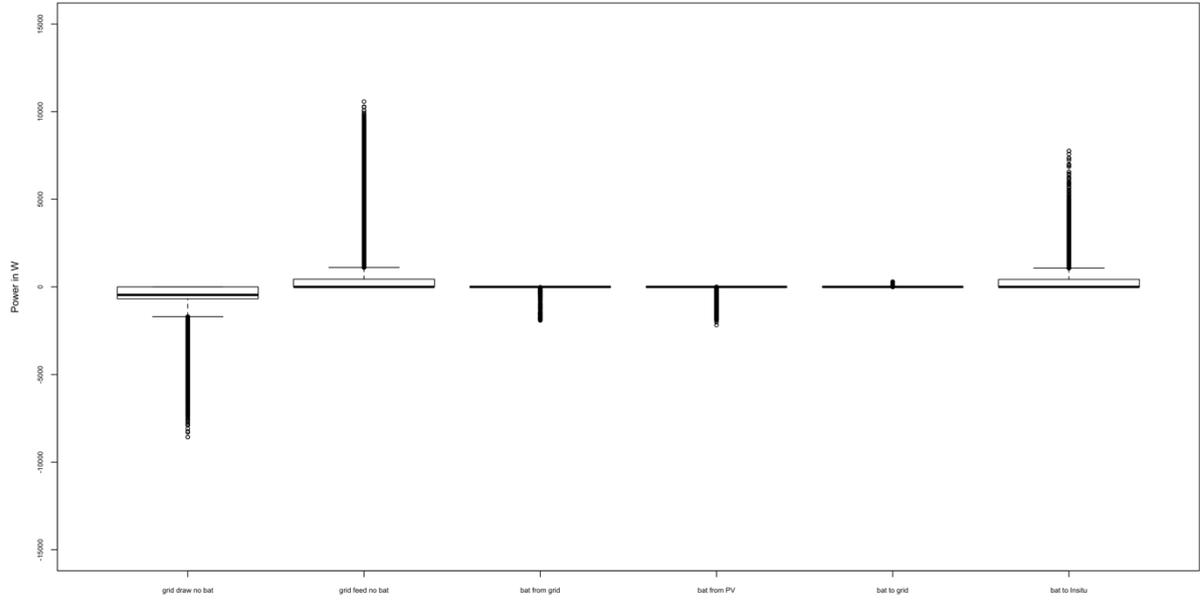


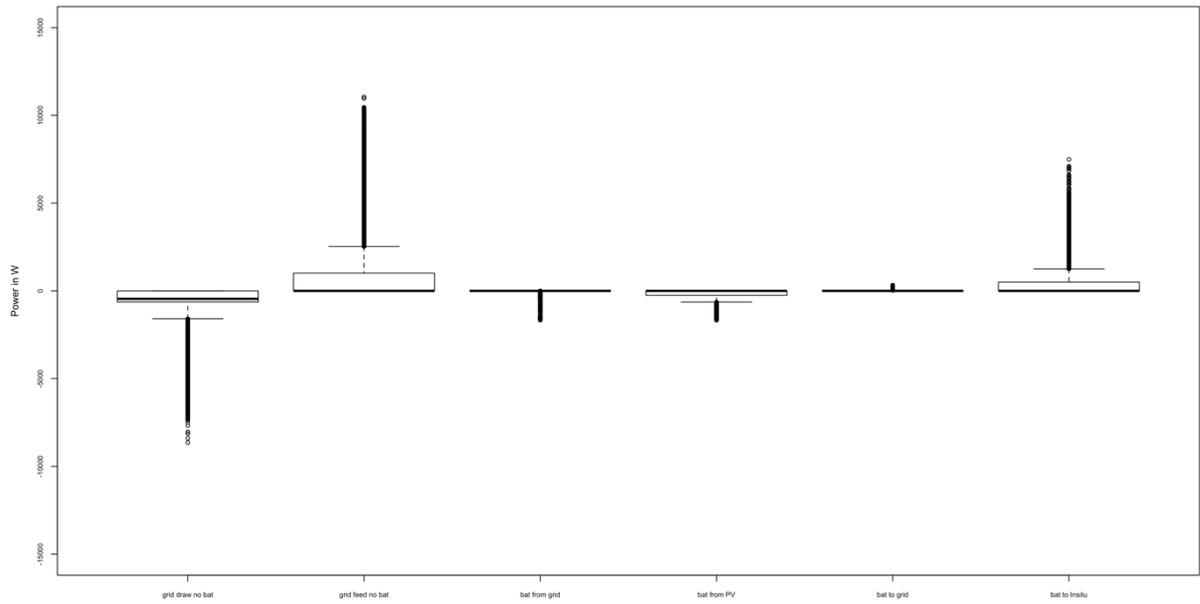
Abbildung 48: Boxplots aus den Leistungsdaten. Jährliche Übersichten der Basisdaten (bat. power, PV power und insitu power) sowie abgeleitet der Netzbezug und die -einspeisung.



2016



2017



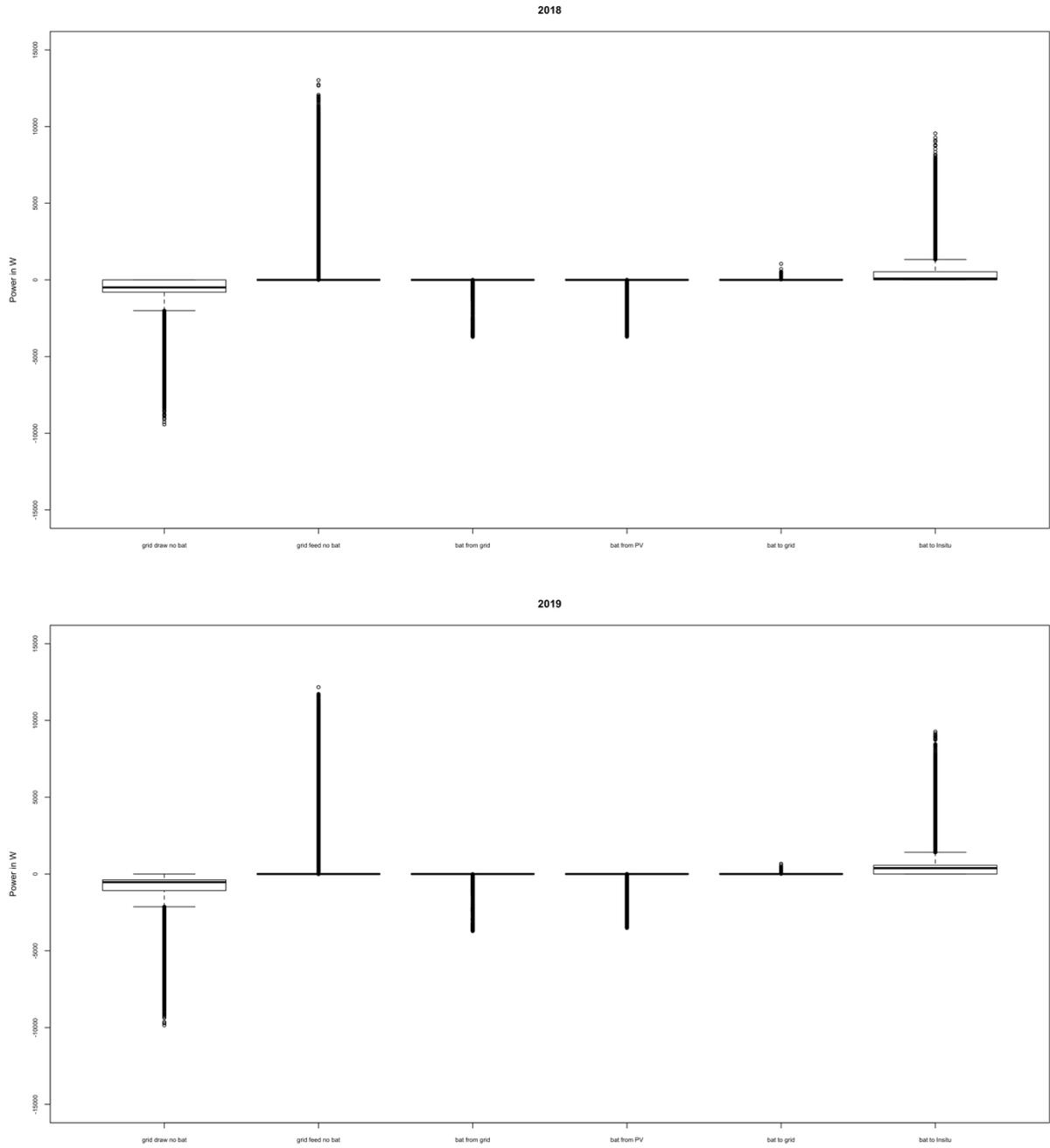


Abbildung 49: Aus Zählerdaten abgeleitete Grössen in der Übersicht (siehe 3.2.1 für Berechnungsgrundlage).

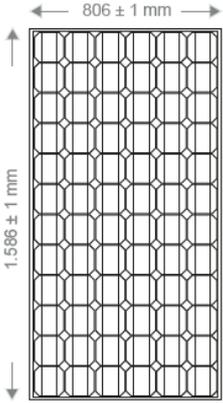


11.2 Datenblätter



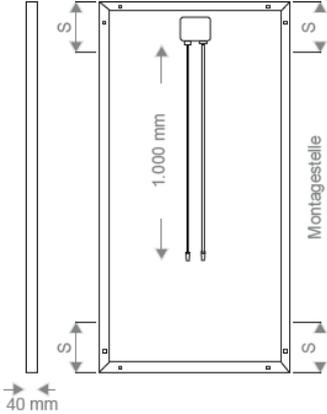
DATENBLATT

ATk-cSi



806 ± 1 mm

1.586 ± 1 mm



40 mm

1.000 mm

Montagestelle

S

TECHNISCHE DATEN SOLARMODUL

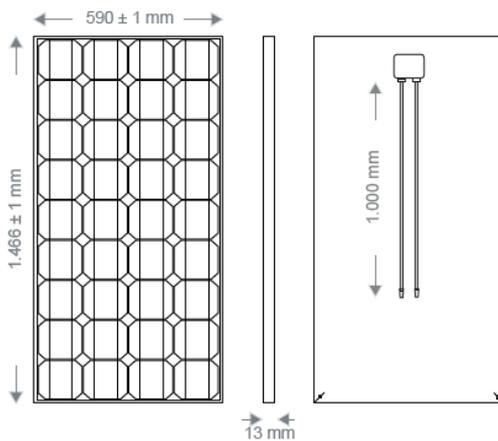
Nennleistung Pmax:	200Wp (+ 2 W / - 0)	Modulaufbau:	Kromatix 4mm - PVB - PV - PVB - Tedlar
Zellart:	c-Si / Mono / 125mm x 125mm	Anschlussbox:	Tyco mit 3 Bypass-Dioden
Nennstrom Imp:	5,35 A	Kabel:	4 mm ² ; 1000 mm
Nennspannung Ump:	37,4 V	Stecker/Buchsen:	MC4 oder kompatibel
Kurzschlussstrom Isc:	5,69 A	Frontseite:	Flachglas 4 mm
Leerlaufspannung Uoc:	45,4 V	Rückseite:	Tedlar
Max. Zulässige Spannung:	1,000 V	Rahmen:	Aluminium (eloxiert)
Temperaturkoeffizient Tk (Pmax):	-0,45%/°C	Hagelsicherheit:	getestet mit 25 mm Eiskugeln bei 23 m/s (entspricht IEC 61646)
Temperaturkoeffizient Tk (Uoc):	-0,33%/°C	Leistungsgarantie:	20 Jahre (80% der Ausgangsleistung)
Temperaturkoeffizient Tk (Isc):	+0,038%/°C	Qualifikationen :	Produktzertifizierung nach IEC 61215 Ed.2 Schutzklasse II bzw. IEC 61730 CE Konformität
Betriebstemperatur:	-40 to +85 °C	Hersteller:	ANTEC Solar GmbH Emils-Paßburg-Str. 1 99310 Arnstadt www.antec-solar.de
Druckbelastung:	5.400 Pa		
Verwindung:	1,2°		
Maße L x B x H:	1200 x 600 x 7,7 mm		
Tiefe der Anschlussbox:	13 mm		
Gesamtdicke:	ca. 40 mm		
Gewicht:	17,3 kg		

Abbildung 50: Datenblatt PV-Modul Dach, Stand Juni 2014 (Quelle: Antec Solar).



DATENBLATT

ATk-cSi (rahmenlos) 590x1466



Zellaufbau nur schematisch dargestellt

TECHNISCHE DATEN SOLARMODUL

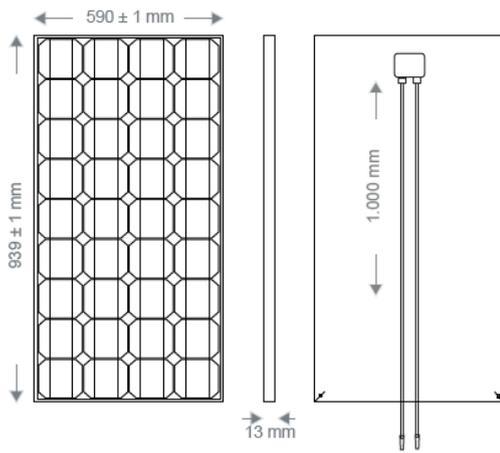
Nennleistung Pmax:	123Wp (+ 2 W / - 0)	Modulaufbau:	Kromatix 4mm - PVB - PV - PVB - ESG 4mm
Zellart:	c-Si / Mono / 125mm x 125mm	Anschlussbox:	Tycoc mit 3 Bypass-Dioden
Nennstrom Imp:	5,68 A	Kabel:	4 mm ² ; 1000 mm
Nennspannung Umpp:	19,8 V	Stecker/Buchsen:	MC4 oder kompatibel
Kurzschlussstrom Isc:	6,21 A	Frontseite:	Flachglas 4 mm
Leerlaufspannung Uoc:	23,02 V	Rückseite:	Rückglass ESG 4mm
Max. Zulässige Spannung:	1,000 V	Rahmen:	ohne
Temperaturkoeffizient Tk (Pmax):	-0,45%/°C	Hagelsicherheit:	getestet mit 25 mm Eiskugeln bei 23 m/s (entspricht IEC 61646)
Temperaturkoeffizient Tk (Uoc):	-0,33%/°C	Leistungsgarantie:	20 Jahre (80% der Ausgangsleistung)
Temperaturkoeffizient Tk (Isc):	+0,038%/°C	Qualifikationen :	Produktzertifizierung nach IEC 61215 Ed.2 Schutzklasse II bzw. IEC 61730 CE Konformität
Betriebstemperatur:	-40 to +85 °C	Hersteller:	ANTEC Solar GmbH Emils-Paßburg-Str. 1 99310 Arnstadt www.antece-solar.de
Druckbelastung:	5.400 Pa		
Verwindung:	1,2°		
Maße L x B x H:	590 x 1466 x 13 mm		

Abbildung 51: Datenblatt PV-Modul Fassade 590 x 1466 mm, Stand Juni 2014 (Quelle: Antec Solar).



DATENBLATT

ATk-cSi (rahmenlos) 590x939



Zellaufbau nur schematisch dargestellt

TECHNISCHE DATEN SOLARMODUL

Nennleistung Pmax:	81Wp (+ 2 W / - 0)	Modulaufbau:	Kromatix 4mm - PVB - PV - PVB - ESG 4mm
Zellart:	c-Si / Mono / 125mm x 125mm	Anschlussbox:	Tycos mit 3 Bypass-Dioden
Nennstrom Imp:	4,68 A	Kabel:	4 mm ² ; 1000 mm
Nennspannung Umpp:	17,3 V	Stecker/Buchsen:	MC4 oder kompatibel
Kurzschlussstrom Isc:	5,32 A	Frontseite:	Flachglas 4 mm
Leerlaufspannung Uoc:	22,45 V	Rückseite:	Rückglass ESG 4mm
Max. Zulässige Spannung:	1,000 V	Rahmen:	ohne
Temperaturkoeffizient Tk (Pmax):	-0,45%/°C	Hagelsicherheit:	getestet mit 25 mm Eiskugeln bei 23 m/s (entspricht IEC 61646)
Temperaturkoeffizient Tk (Uoc):	-0,33%/°C	Leistungsgarantie:	20 Jahre (80% der Ausgangsleistung)
Temperaturkoeffizient Tk (Isc):	+0,038%/°C	Qualifikationen :	Produktzertifizierung nach IEC 61215 Ed.2 Schutzklasse II bzw. IEC 61730 CE Konformität
Betriebstemperatur:	-40 to +85 °C	Hersteller:	ANTEC Solar GmbH Emils-Paßburg-Str. 1 99310 Arnstadt www.anteq-solar.de
Druckbelastung:	5,400 Pa		
Verwindung:	1,2°		
Maße L x B x H:	590 x 939 x 13 mm		

Abbildung 52: Datenblatt PV-Modul Fassade 590 x 939 mm, Stand Juni 2014 (Quelle: Antec Solar).



11.3 Leistungs- und Ertragsberechnung Planung



Solvatec AG
Bordeaux-Strasse 5
CH - 4053 Basel

Insitu Kohlensilo

Leistungs- und Ertragsberechnung

Antec Solarmodule mit Kromatix

Flächen	kWp	kWh/kWp	kWh/a
Dach (Südausrichtung)	12.8	889	11'400
Fassade Süd	6.528	613	4'000
Fassade Nord	4.74	216	1'000
Total	24.068		16'400

Jahresverteilung	kWh
Januar	540
Februar	810
März	1'380
April	1'670
Mai	1'980
Juni	2'070
Juli	2'230
August	2'010
September	1'570
Oktober	1'050
November	630
Dezember	450
	16'390

29.01.2015/mr

1/1

Phone: +41 (0) 61 690 90 00 • Fax: +41 (0) 61 690 90 09 • E-Mail: info@solvatec.ch • Homepage: www.solvatec.ch

Abbildung 53: Leistungs- und Ertragsberechnung, Stand 2015 (Quelle: Solvatec).



11.4 Flash-Protokolle



ANTEC Solar GmbH * Emil-Paßburg-Str. 1 * 99310 Amstadt

Flash-Protokoll

created by: ANTEC Solar GmbH

Projekt: Silo Fassade

Modulgröße: 590 x 1466 mm

Modul-Nr.	Pmp (W)	Isc (A)	Imp (A)	Voc (V)	Vmp (V)	Farbe
1	88,4	4,89	4,40	27,3	20,1	grau
2	90,1	4,66	4,26	29,2	21,1	grau
3	90,7	4,47	4,45	26,4	20,5	grau
4	94,1	4,74	4,55	26,7	20,7	grau
5	94,1	4,50	4,31	27,0	21,9	grau
6	91,2	4,68	4,45	26,7	20,5	grau
7	92,4	4,37	4,18	27,1	22,1	grau
8	93,0	4,69	4,47	26,8	20,8	grau
9	86,5	4,46	4,28	26,2	20,2	blau
10	92,1	4,39	4,19	27,0	22,0	blau
11	93,0	4,63	4,49	27,0	20,7	blau
12	93,5	4,57	4,49	27,0	20,8	blau
13	90,0	4,58	4,37	26,6	20,6	blau
14	87,4	4,36	4,14	26,4	21,1	blau
15	87,8	4,65	4,48	25,9	19,6	blau
16	89,4	4,48	4,33	26,5	20,5	blau
17	86,9	4,52	4,28	26,3	20,3	grün
18	90,0	4,70	4,35	29,0	20,7	grün
19	91,1	4,53	4,37	26,9	20,9	grün
20	92,8	4,62	4,38	27,2	21,2	grün
21	88,2	4,53	4,28	26,6	20,2	grün
22	91,0	4,52	4,32	26,8	21,1	grün
23	91,8	4,59	4,40	26,9	20,9	grün
24	87,5	4,45	4,24	26,4	20,7	grün
25	82,2	4,01	3,98	26,3	22,3	orange
26	90,3	4,47	4,24	26,7	21,3	orange
27	92,1	4,56	4,41	26,7	20,9	orange
28	88,4	4,22	4,01	26,6	22,0	orange
29	88,4	4,53	4,34	26,5	20,4	orange
30	87,7	4,36	4,18	26,4	21,0	orange



ANTEC Solar GmbH
Emil-Paßburg-Straße 1, 99310 Amstadt
Tel.: (03628) 58 98 80 0
Fax: (03628) 58 98 89 9
Email: info@antec-solar.de

Bankverbindung
Sparkasse
Märkisches Sauerland
KontoNr. 1800122739
BLZ 445 512 10

SWIFT / BIC:
WELADED1HEM
IBAN:
DE91445512101800122739

Amtsgericht: Jena
HRB 504675
Ust-Ident-Nr.: DE 260 413 257
Geschäftsführer:
Johann Erich Wilms



ANTEC Solar GmbH * Emil-Paßburg-Str. 1 * 99310 Arnstadt

Flash-Protokoll

created by: ANTEC Solar GmbH

Projekt: Silo Fassade

Modulgröße: 590 x 1466 mm

Modul-Nr.	Pmp (W)	Isc (A)	Imp (A)	Voc (V)	Vmp (V)	Farbe
31	88,6	4,44	4,24	26,5	20,9	orange
32	88,9	4,50	4,32	26,6	20,6	orange
33	89,9	4,51	4,32	26,7	20,9	orange
34	88,9	4,51	4,29	26,6	20,8	orange
35	85,4	4,13	3,95	26,7	21,6	orange
36	88,2	4,32	4,06	27,0	21,7	orange
37	90,5	4,20	4,06	27,1	22,3	orange
38	93,8	4,44	4,20	27,1	22,3	orange
39	94,1	4,60	4,44	27,1	21,2	orange
40	86,0	4,22	4,06	26,6	21,1	orange
41	93,1	4,58	4,44	27,1	21,0	orange
42	93,9	4,56	4,31	26,6	21,8	orange
43	90,3	4,46	4,28	26,7	21,1	orange
44	87,9	4,48	4,33	26,3	20,3	orange
45	88,3	4,53	4,37	26,6	20,2	orange
46	87,8	4,47	4,24	26,4	20,7	orange
47	90,9	4,58	4,37	26,8	20,8	orange
48	90,7	4,53	4,34	26,7	20,9	orange
49	87,7	4,52	4,28	26,5	20,5	orange
50	91,6	4,57	4,49	26,8	20,4	orange
51	89,9	4,52	4,32	27,0	20,8	orange
52	91,6	4,63	4,49	26,4	20,4	orange
53	89,5	4,52	4,28	26,7	20,9	orange
54	87,7	4,50	4,30	26,5	20,4	orange
55	88,6	4,45	4,24	26,8	20,9	orange
56	90,9	4,59	4,39	26,7	20,7	orange
57	89,6	4,56	4,37	26,6	20,5	orange
58	89,4	4,49	4,32	26,8	20,7	orange
59	90,7	4,53	4,36	26,7	20,8	orange
60	90,4	4,55	4,39	26,5	20,6	orange



ANTEC Solar GmbH
Emil-Paßburg-Straße 1, 99310 Arnstadt
Tel.: (03628) 58 98 80 0
Fax: (03628) 58 98 89 9
Email: info@antec-solar.de

Bankverbindung
Sparkasse
Märkisches Sauerland
KontoNr. 1800122739
BLZ 445 512 10

SWIFT / BIC:
WELADED1HEM
IBAN:
DE91445512101800122739

Amtsgericht: Jena
HRB 504675
Ust-Ident-Nr.: DE 280 413 257
Geschäftsführer:
Johann Erich Wilms

Abbildung 55: Flashprotokoll PV-Modul Fassade 590 x 1466 mm. (Quelle: Antec Solar).



ANTEC Solar GmbH * Emil-Paßburg-Str. 1 * 99310 Arnstadt

Flash-Protokoll

created by: ANTEC Solar GmbH

Projekt: Silo Dach

Modulgröße: 812 x 1592 mm

Modul-Nr.	Pmp (W)	Isc (A)	Imp (A)	Voc (V)	Vmp (V)	Farbe
20151451	157,2	4,67	4,44	44,2	35,4	grau
20151461	164,3	4,66	4,55	44,0	36,1	grau
20151471	158,4	4,57	4,45	43,9	35,6	grau
20151481	156,3	4,74	4,57	43,7	34,2	grau
20151491	165,3	4,65	4,54	44,1	36,4	grau
20151452	156,5	4,68	4,51	43,6	34,7	grau
20151462	159,0	4,53	4,43	44,0	35,9	grau
20151472	163,5	4,69	4,53	44,3	36,1	grau
20151482	152,4	4,46	4,33	44,2	35,2	grau
20151492	156,4	4,58	4,48	44,2	34,9	grau
20151453	155,3	4,63	4,50	44,5	34,5	grau
20151463	153,1	4,57	4,49	44,0	34,1	grau
20151473	158,2	4,58	4,42	44,2	35,8	grün
20151483	158,3	4,55	4,41	44,3	35,9	grün
20151493	163,3	4,65	4,51	44,4	36,2	grün
20151454	156,7	4,63	4,39	44,3	35,7	grün
20151464	147,3	4,60	3,95	44,3	37,3	grün
20151474	157,3	4,67	4,43	44,2	35,5	grün
20151484	145,6	4,31	3,99	44,2	36,5	grün
20151494	155,3	4,62	4,22	44,2	36,8	grün
20151455	152,5	4,48	4,42	44,3	34,5	grün
20151465	150,1	4,69	4,30	43,4	34,9	grün
20151475	149,3	4,62	3,96	44,5	37,7	grün
20151485	147,5	4,59	4,51	44,0	32,7	grün



ANTEC Solar GmbH
Emil-Paßburg-Straße 1, 99310 Arnstadt
Tel.: (03628) 58 98 80 0
Fax: (03628) 58 98 89 9
Email: info@antec-solar.de

Bankverbindung
Sparkasse
Märkisches Sauerland
KontoNr. 1800122739
BLZ 445 512 10

SWIFT / BIC:
WELADED1HEM
IBAN:
DE91445512101800122739

Amtsgericht: Jena
HRB 504875
Ust-Ident-Nr.: DE 260 413 257
Geschäftsführer:
Johann Erich Wilms

Abbildung 56: Flashprotokoll PV-Modul Dach. (Quelle: Antec Solar).



ANTEC Solar GmbH * Emil-Paßburg-Str. 1 * 99310 Arnstadt

Flash-Protokoll

created by: ANTEC Solar GmbH

Projekt: Silo Dach

Modulgröße: 812 x 1592 mm

Modul-Nr.	Pmp (W)	Isc (A)	Imp (A)	Voc (V)	Vmp (V)	Farbe
20151495	156,2	4,60	4,34	44,2	36,0	blau
20151456	149,3	4,54	4,47	43,9	33,4	blau
20151466	156,4	4,69	4,37	44,2	35,8	blau
20151476	144,7	4,54	4,44	43,3	32,6	blau
20151486	150,2	4,44	4,15	44,0	36,2	blau
20151496	148,5	4,52	4,42	43,9	33,6	blau
20151457	146,7	4,53	4,46	43,7	32,9	blau
20151467	148,7	4,52	4,02	44,1	37,0	blau
20151477	149,9	4,60	4,37	43,0	34,3	blau
20151487	147,5	4,56	4,47	44,0	33,0	blau
20151497	146,5	4,56	4,48	43,7	32,7	blau
20151458	157,3	4,52	4,25	44,7	37,0	blau
20161001	171,6	4,94	4,40	45,8	39,0	klar
20161002	177,0	4,98	4,85	45,8	36,5	klar
20161003	170,7	5,15	4,99	45,3	34,2	klar
20161004	165,5	5,12	4,19	45,9	39,5	klar
20161005	164,3	5,09	4,18	45,6	39,3	klar
20161006	174,5	5,10	5,03	45,6	34,7	klar
20161007	166,7	4,91	4,33	45,4	38,5	klar
20161008	171,2	5,03	4,89	45,0	35,0	klar
20161009	172,4	4,95	4,71	45,1	36,6	klar
20161010	177,1	5,15	4,99	45,4	35,5	klar
20161011	176,3	5,16	5,08	45,5	34,7	klar
20161012	173,2	5,14	5,05	45,4	34,3	klar



ANTEC Solar GmbH
Emil-Paßburg-Straße 1, 99310 Arnstadt
Tel.: (03628) 58 98 80 0
Fax: (03628) 58 98 89 9
Email: info@antec-solar.de

Bankverbindung
Sparkasse
Märkisches Sauerland
KontoNr. 1800122739
BLZ 445 512 10

SWIFT / BIC:
WELAED1HEM
IBAN:
DE91445512101800122739

Amtsgericht: Jena
HRB 504675
Ust-Ident-Nr.: DE 260 413 257
Geschäftsführer:
Johann Erich Wilms

Abbildung 57: Flashprotokoll PV-Modul Dach. (Quelle: Antec Solar).



ANTEC Solar GmbH * Emil-Paßburg-Str. 1 * 99310 Arnstadt

Flash-Protokoll

created by: ANTEC Solar GmbH

Projekt: Silo Fassade

Modulgröße: 590 x 939 mm

Modul-Nr.	Pmp (W)	Isc (A)	Imp (A)	Voc (V)	Vmp (V)	Farbe
1	56,6	4,77	4,54	16,8	12,5	grau
2	57,6	4,80	4,53	16,9	12,7	grau
3	48,3	3,92	3,68	16,9	13,1	grau
4	56,3	4,47	4,27	16,9	13,2	grau
5	49,0	4,82	4,54	14,5	10,8	grau
6	53,2	4,76	4,47	16,8	12,4	grau
7	55,6	4,76	4,48	16,7	12,4	grau
8	55,7	4,79	4,50	16,6	12,4	grau
9	56,4	4,77	4,59	16,8	12,3	blau
10	56,2	4,83	4,53	16,8	12,4	blau
11	54,2	4,57	4,43	16,7	12,5	blau
12	54,1	4,53	4,33	16,8	12,5	blau
13	54,7	4,57	4,35	16,8	12,6	blau
14	54,8	4,68	4,45	16,7	12,3	blau
15	55,3	4,55	4,26	16,8	13,0	blau
16	54,4	4,59	4,43	16,9	12,3	blau
17	55,4	4,60	4,35	17,0	12,7	grün
18	51,9	4,55	4,30	16,8	12,1	grün
19	54,2	4,56	4,37	16,8	12,4	grün
20	54,6	4,65	4,43	16,9	12,3	grün
21	52,6	4,59	4,24	16,8	12,4	grün
22	54,0	4,62	4,28	16,9	12,6	grün
23	52,6	4,59	4,30	16,5	12,2	grün
24	56,6	4,55	4,33	17,2	13,1	grün
25	57,0	4,55	4,36	17,2	13,1	orange
26	57,0	4,49	4,35	17,3	13,1	orange
27	56,7	4,58	4,39	17,2	12,9	orange
28	57,3	4,58	4,32	17,2	13,3	orange
29	57,1	4,64	4,44	17,2	12,9	orange
30	57,8	4,63	4,40	17,3	13,1	orange



ANTEC Solar GmbH
Emil-Paßburg-Straße 1, 99310 Arnstadt
Tel.: (03628) 58 98 80 0
Fax: (03628) 58 98 89 9
Email: info@antec-solar.de

Bankverbindung
Sparkasse
Märkisches Sauerland
KontoNr. 1800122739
BLZ 445 512 10

SWIFT / BIC:
WELADED1HEM
IBAN:
DE91445512101800122739

Amtsgericht: Jena
HRB 504675
Ust-Ident-Nr.: DE 260 413 257
Geschäftsführer:
Johann Erich Wilms

Abbildung 58: Flashprotokoll PV-Modul Fassade 590 x 939 mm. (Quelle: Antec Solar).



ANTEC Solar GmbH * Emil-Paßburg-Str. 1 * 99310 Arnstadt

Flash-Protokoll

created by: ANTEC Solar GmbH

Projekt: Silo Fassade

Modulgröße: 590 x 939 mm

Modul-Nr.	Pmp (W)	Isc (A)	Imp (A)	Voc (V)	Vmp (V)	Farbe
31	56,4	4,58	4,40	17,1	12,8	orange
32	57,0	4,60	4,42	17,1	12,9	orange
33	57,5	4,68	4,49	17,1	12,8	orange
34	56,8	4,60	4,43	17,1	12,8	orange
35	55,9	4,71	4,48	16,9	12,5	orange
36	56,6	4,64	4,35	17,1	13,0	orange
37	54,9	4,68	4,36	17,0	12,6	orange
38	53,3	4,59	4,33	16,8	12,3	orange
39	54,9	4,64	4,43	16,9	12,4	orange
40	57,9	4,61	4,39	17,3	13,2	orange
41	56,9	4,63	4,38	17,2	13,0	orange
42	57,3	4,58	4,31	17,2	13,3	orange
43	56,9	4,59	4,34	17,3	13,1	orange
44	56,9	4,56	4,34	17,2	13,1	orange
45	53,3	4,59	4,33	16,8	12,3	orange
46	53,8	4,66	4,37	16,8	12,3	orange
47	54,9	4,64	4,43	16,9	12,4	orange
48	53,3	4,61	4,33	16,8	12,3	orange



ANTEC Solar GmbH
Emil-Paßburg-Straße 1, 99310 Arnstadt
Tel.: (03628) 58 98 80 0
Fax: (03628) 58 98 89 9
Email: info@antec-solar.de

Bankverbindung
Sparkasse
Märkisches Sauerland
KontoNr. 1800122739
BLZ 445 512 10

SWIFT / BIC:
WELADED1HEM
IBAN:
DE91445512101800122739

Amtsgericht: Jena
HRB 504675
Ust-Ident-Nr.: DE 260 413 257
Geschäftsführer:
Johann Erich Wilms

Abbildung 59: Flashprotokoll PV-Modul Fassade 590 x 939 mm. (Quelle: Antec Solar).



11.5 Datenblatt Batterie

dreifels ag, Rebgasse 17. 4460 Gelterkinden, Tel 061 973 23 33 www.dreifels.ch

Datasheet dreifels Lithium Power Battery

10Ah / 3.2V LiFePO4 cell

1. Description		
1.1	Description	Rechargeable Lithium-ion Battery
1.2	Dimension	40.6 mm (d) ×138.8 mm (L)
1.3	Weight	Approx. 365±10 g
2. Specifications		
2.1	Nominal Capacity	10000 mAh
2.2	Minimum Capacity	9000 mAh
2.3	Charging Voltage	3.65 V
2.4	Typical Voltage	3.20 V
2.5	Cut-off Discharge Voltage	2.10 V
2.6	Charging Method	CC/CV (Constant Current/Constant Voltage)
2.7	Maximum Discharge Current (continuous)	100A
	Maximum Discharge Current (18s pulse)	120 A
2.8	Maximum Charge Current	30A
2.9	Cycle Life	Capacities at the 1000 th cycles >7200 mAh
2.10	Operation Temperature	
	Charge Temperature Range	0~45 C
	Discharge Temperature Range	-10~55 C
2.11	Energy Density	
	Gravimetric	80 Wh/kg
	Volumetric	170Wh/L
2.12	Power Density (100% SOC, 18s peak)	
	Gravimetric	700 W/kg
	Volumetric	1400 W/L
2.13	Initial Internal Impedance	< 6 mΩ

dreifels ltd, 21.11.08 rs

Abbildung 60: Datenblatt Batteriezellen. (Quelle: Dreifels).