Energieforschungsprogramm

Publizierbarer Endbericht

Programmsteuerung:
Klima- und Energiefonds

Programmabwicklung:
Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)

Endbericht
erstellt am
27/08/2019

Regelungsstrategien zur Effizienzsteigerung komplexer hybrider Energiesysteme (REsys)

Projektnummer: 848936

Ausschreibung	1. Ausschreibung Energieforschungsprogramm
Projektstart	01/10/2015
Projektende	30/06/2019
Gesamtprojektdauer (in Monaten)	45 Monate
ProjektnehmerIn (Institution)	SFL Engineering GmbH
AnsprechpartnerIn	DI Dr. Mario J. Müller
Postadresse	Innovationspark 2, 8152 Stallhofen/Österreich
Telefon	+43 50 3141-0
Fax	+43 50 3141-2290
E-mail	office@sfl-engineering.com
Website	http://www.sfl-engineering.com

Regelungsstrategien zur Effizienzsteigerung komplexer hybrider Energiesysteme (REsys)

AutorInnen:

Christian JUD, Johann Hemmer, Mario J. MÜLLER
(SFL Engineering GmbH)

Werner LERCH, Thomas MACH, Richard HEIMRATH
(TU Graz - Institut für Wärmetechnik)

Mike LAGLER, Ernst SCHMAUTZER
(TU Graz - Institut für Elektrische Anlagen und Netze)

Stefan KÖRNER, Heimo GURSCH
(Know-Center GmbH)

Walter BECKE, Christian FINK
(AEE – Institut für Nachhaltige Technologien)

Mathias SCHAFFER
(Energie Steiermark AG)

Jürgen BÖHM, Guido MICHTNER
(Siemens Aktiengesellschaft Österreich)

Graz und Stallhofen: 31.08.2019

1 Inhaltsverzeichnis

1 Inhaltsverzeichnis 4
2 Einleitung 6
3 Hybrides Energiesystem - Basismotivationen 7
4 Hybrider Energiespeicher - Erdsondenfeld 8
4.1 Funktionsweise 10
4.1.1 Erdsondenfeld 10
4.1.2 Messkonzept Erdsonde 11
4.1.3 Definition der Temperaturmesskette 13
4.1.4 Umbau des Sondenschachtes 15
4.2 Messergebnisse Erdsondenfeld 15
4.2.1 Bilanzen 15
4.2.2 Temperaturprofile 16
4.2.3 Ladezustand des Sondenfeldes 18
4.3 Zusammenfassung 20
5 Thermische Modellierung des hybriden Energiekonzeptes 21
5.1 Methode 21
5.2 Gebäudestruktur und Anlagenschema 21
5.3 Messdatenverarbeitung und –auswertung 23
5.3.1 Messdatenhaltungssystem und Messstellenliste 23
5.3.2 Messdatenverarbeitung zur Bestimmung des thermischen Energiebedarfs 24
5.3.3 Messdatenauswertung und -korrektur 25
5.4 Simulationsmodell und Validierung 30
5.4.1 Klimadaten 30
5.4.2 Gebäude 31
5.4.3 Anlagenkomponenten 35
5.4.4 Gesamtsystem 40
6 Elektrische Modellierung des hybriden Energiekonzeptes 45
6.1 Randbedingungen der Modellierung 46
6.1.1 Photovoltaikanlagen am Standort der SFL Engineering GmbH 46
6.1.2 Elektrische Energiespeicher 48
6.1.3 Elektromobilität (ELI) 48
6.1.4 Anbindung an das 20-kV-Mittelspannungsnetz des Standortes in Stallhofen 48
6.1.5 Weitere relevante elektrische Anlagenkomponenten am Standort Stallhofen 48
6.2 Messdatenauswertung und -korrektur 49
6.2.1 Elektrischer Energiebedarf der SFL EngineeringGmbH 49
6.2.2 Wärmepumpen und thermische Energiespeicher (E-Patronen) 51
6.2.3 Photovoltaikanlagen der SFL Engineering GmbH. 52
6.2.4 SFL Glastechnik (St. Marein im Mürztal) 53
6.3 Modelle und Validierung 54
6.3.1 Strombedarf der SFL Engineering GmbH in Stallhofen 54

6.3.2 Photovoltaikanlagen 55
6.3.3 Elektrische Energiespeicher 57
6.3.4 Übersicht der jährlichen Energien je Systemkomponente und Anlage 59
7 Hybrides Energiemanagementmodell 60
7.1 Optimierung des hybriden Energiemanagementmodells 60
7.1.1 Methodik 60
7.1.2 Levelized Costs of Electricity/Energy (LCOE): 62
7.1.3 Betriebliche Einschränkungen des hybriden Energiemanagementmodells 63
7.1.4 Open Weather Map 64
7.1.5 Virtual Power Plant 68
7.1.6 Schnittstelle zwischen thermischen und elektrischen Modellen (Co-Simulation) 70
8 Szenarien und Resultate der Optimierungen 72
8.1 Ausgewählte Szenarien 72
8.2 Simulationsergebnisse 73
8.2.1 Szenario 0 - Kein bilanzierter Austausch 74
8.2.2 Szenario 4 – *Integration eines elektrischen Speichers mit einer Kapazität von 1000 kWh* 77
8.2.3 Szenario 6 – Vergrößerung der thermischen Energiespeicher für die Wärmepumpen 78
8.2.4 Vergleich zwischen den untersuchten Szenarien 80
8.3 Konklusion 83
9 Datenmanagement und datengetriebene Analysen 84
9.1 Systemarchitektur 84
9.2 Systemkomponenten 86
9.2.1 BacNet Bridge 87
9.2.2 CSV Bridge 87
9.2.3 OWM Bridge 88
9.2.4 Apache Kafka (Message Broker) 88
9.2.5 DB Bridge und Alarmüberwachung 88
9.2.6 Datenbank 88
9.2.7 Web-Service 88
9.2.8 Analysepipeline 94
9.3 Datenanalysen 95
9.3.1 Datenzugriff 95
9.3.2 Problem Definition 95
9.3.3 Vorverarbeitung und Feature Extraktion 96
9.3.4 Vorhersagemodell 97
9.3.5 Sensor Wichtigkeit 97
9.3.6 Resultate 98
9.3.7 Konklusion 102
10 Ergebnisse und Schlussfolgerungen 103
11 Ausblick und Empfehlungen 103
12 Literaturverzeichnis 104
13 Kontaktdaten 106

2 Einleitung

Aufgabenstellung

Hybride Energiesysteme sind Systeme, die unterschiedliche Energieträger und - bereitstellungsanlagen sowie Energieverteilung und –speicherung in einem Kompaktsystem kombinieren. Basis einer optimalen und energieeffizienten Systemauslegung und -nutzung ist die Kenntnis des Zusammenwirkens der Systemkomponenten und ihrer Interdependenzen und Wechselwirkungen. Systemauslegungen nach dem Stand der Technik vor dem Projekt REsys basierten auf empirischen Daten nicht-hybrider Systeme. Die Systemzusammenhänge und die Zahl der für Systemauslegung und Betrieb relevanten Einflussfaktoren blieben dabei unbeachtet.

Schwerpunkte des Projektes

Im Projekt REsys wurden Modellbildung, Simulation und Analyse auf Real- wie statistische Daten unter Einbindung aller Projektpartner aufgebaut. Für Regelungsstrategien wurden ExpertInnenwissen und IKT-Methoden entwickelt, bezüglich der Übertragbarkeit auf weitere hybride Systeme hin untersucht und sowohl in Simulationen als auch im Realsystem erprobt.

Ziele waren:

1. Steigerung der Energieeffizienz von zukünftigen und bestehenden komplexen hybriden Energiesystemen.
2. Generierung detaillierten Wissens zu den Interdependenzen und Wechselwirkungen zwischen den Komponenten derartiger Systeme.
3. Erschließung innovativer Methoden zur Auswertung der großen Datenmengen, die durch die Messsensorik generiert werden.
4. Entwicklung systemorientierter Simulationsmodelle mit offenen Systemgrenzen, die mit Mess- sowie statistischen Daten validiert werden können.

Einordnung in das Programm

Im Energieforschungsprogramm (1. Ausschreibung) des Klima- und Energiefonds fand das Konsortium die idealen Rahmenbedingungen, um die Fragestellung zur Untersuchung von hybriden Energiesystemen platzieren zu können! – Vor allem die Verbindung von erneuerbaren Energiequellen in Verbindung mit Speicher- und Energieverteilungssystemen konnte im Programm bearbeitet und realisiert werden.

Verwendete Methoden

Es wurden sowohl experimentelle als auch virtuelle Arbeitstechniken eingesetzt. Zum Einen, durch die Entwicklung von neuen Messtechnologien um die realen Abläufe in Daten transformieren und in Datenbanken abbilden zu können und zum Zweiten durch die Schaffung eines digitalen Zwillings in Form gekoppelter Simulationsmodelle um die Energieströme (elektrisch & thermisch) mathematisch abzubilden.

Aufbau der Arbeit
Das Projekt gliederte sich in Abhängigkeit der Arbeitspakete generelle in experimentelle, theoretische und simulationstechnische Arbeiten auf! – Am Anfang des Projektes wurde der Bestand des hybriden Systems am Standort in Stallhofen erkundet und in ein Grobmodell aufgenommen; der Bestand an Sensorik wurde dokumentiert und erste Messwerte in provisorische Datenbanken erfasst. Nach den ersten Erkenntnissen war es möglich das bestehende Sensorsystem auszubauen um für das Projekt notwendige Daten in das Datenbanksystem zu bekommen. Nachdem eine qualitativ ausreichende Datenbank vorhandene war, begann das Konsortium mit der Analyse der Daten und der Erschließung von Szenario-Rechnungen.

3 Hybrides Energiesystem - Basismotivationen

SFL entschied 2012 den gesamten Standort bzgl. Energieversorgung auf eine fossil-freien, fast Energie-autonomen Status zu bringen! – Dies war primär motiviert in der Möglichkeit eine klima-freundliche Produktion mit Zero-Emission Produkten aufzubauen. Bereits in den ersten Monaten des Anlaufes der Anlage zeigten sich nicht beherrschbare Probleme mit der komplexen Anlage, die auch die Professionisten alleine nicht lösen könnten. Der Bedarf verlangte eine systematische Erschließung der Situation mit einer wissenschaftlich-analytischen Vorgangsweise.

Bereits im Setup für den Projektantrag zu REsys zeigte sich die Notwendigkeit eine hybrid-komplexe Perspektive einzunehmen, um das Problem beschreiben zu können bzw. die Aufgabenstellungen zu definieren! – Hybrides Energiesystem beschrieb es letztendlich am Besten, die Ergebnisse des Projektes brachten die erwarteten Erkenntnisse!

Für die Energie Steiermark berücksichtigt ein hybrides Energiesystem einerseits die lokalen Gegebenheiten hinsichtlich vorhandener Energiequellen / -speicher und bringt diese in ein Optimum bzgl. Verbrauch und der übergeordneten Netzsituation. Über die konkrete Optimierungsparameter /-logik (z.B. Min. CO_2, Kosten, …) entscheidet letztlich der Anwender, im Rahmen der gesetzlichen Rahmenbedingungen. Die hohe Komplexität von hybriden Energiesystemen liegt im Detail und erschwert die Übertragbarkeit der Projektergebnisse – bietet jedoch großes Potential für Innovationen.

4 Hybrider Energiespeicher - Erdsondenfeld

Das Erdsondenfeld besteht aus 42 Erdsonden, welche sich unter dem westlichen Teil des Betriebsgeländes befinden (gelber Bereich in Abbildung 1) und als Einfach-U-Sonden aus PVC mit einer Wandstärke von 3,7 mm und einem Innendurchmesser von 32,6 mm ausgeführt sind.

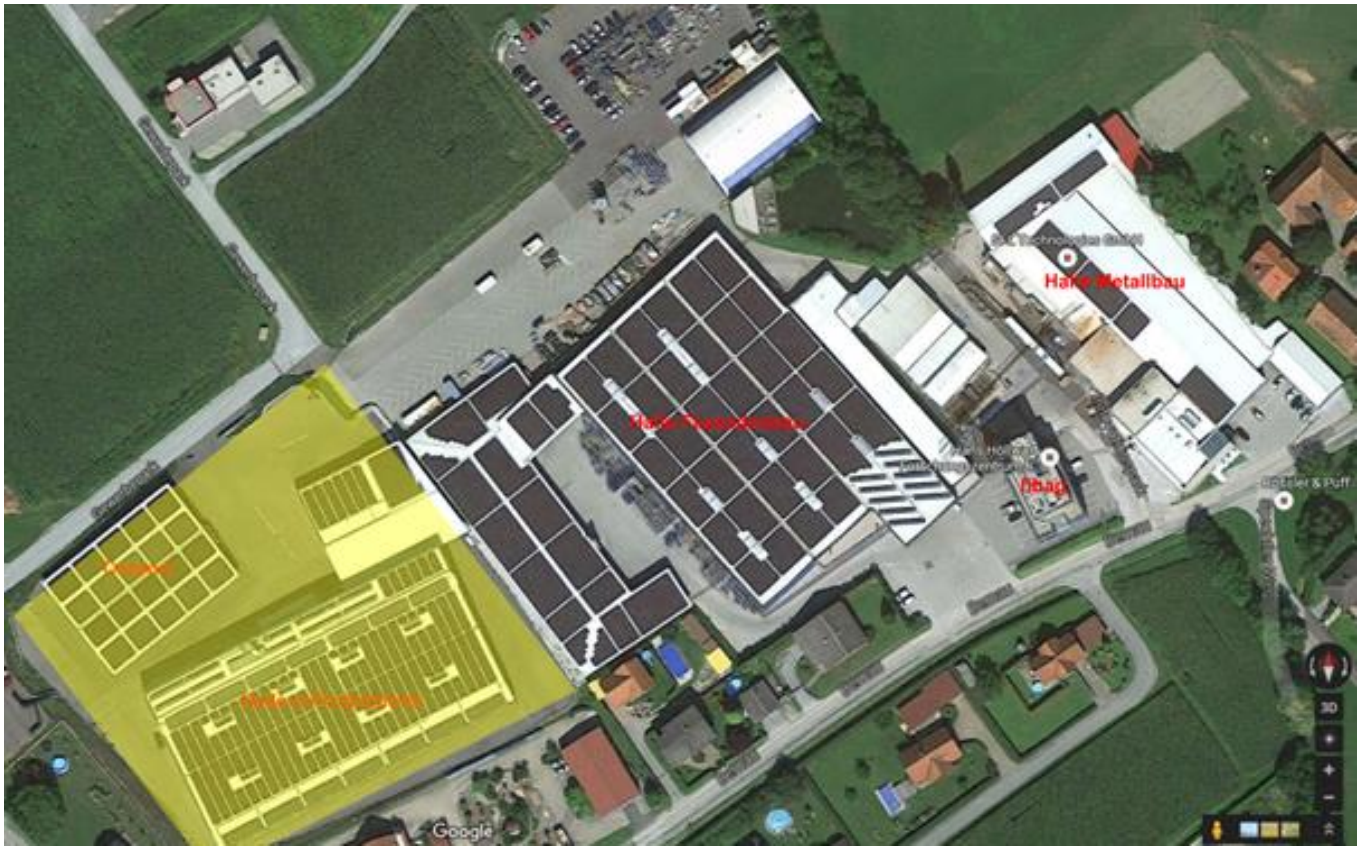


Abbildung 1 Luftaufnahme des Betriebsgeländes der SFL Engineering (Google Earth). Im gelb hinterlegten Bereich befindet sich das Erdsondenfeld.

Jeweils 7 Sonden sind zu einem Substrang zusammengeschlossen. Jeweils zwei Substränge bilden einen Sondenstrang, sodass letztendlich 3 Sondenstränge im Technikraum an die Wärmepumpen angeschlossen sind (Lageplan in Abbildung 2). Der Abstand zwischen den Sonden beträgt rund 18 m. Die Gesamtsondenlänge beträgt etwa 6.290 m. In jedem der drei Sondenfelder sind je eine Sonde sowie der zugehörige Verteilschacht noch zugänglich, sodass Messtechnik eingebaut werden kann.

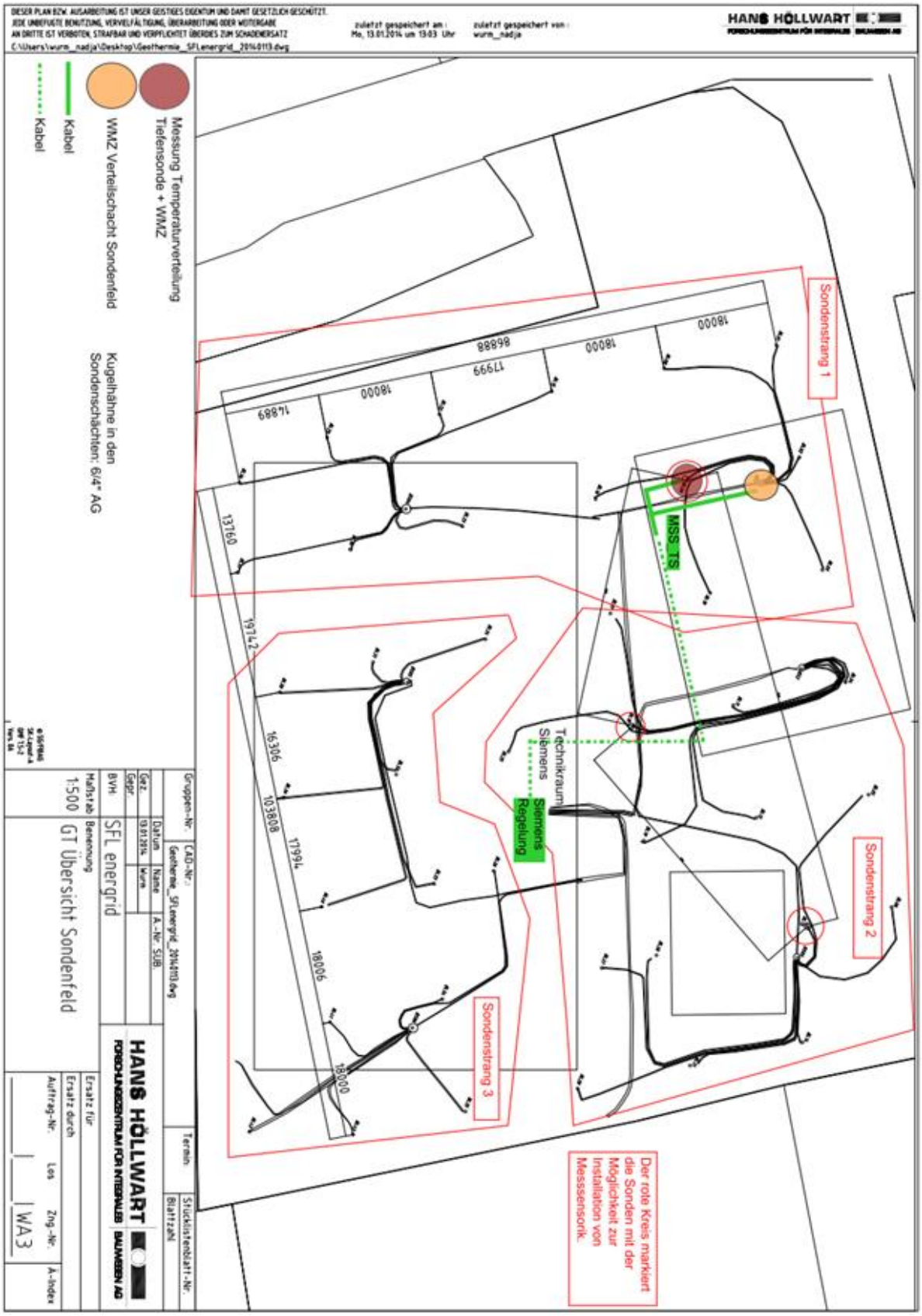


Abbildung 2 Lageplan des Erdsondenfeldes mit Messtechnik und zugehöriger Leitungsführung

Im Zuge der Anlagenplanung wurde im Jahr 2012 ein „Thermal Response Test“ durchgeführt. Ein Thermal Response Test wird vor Bau eines Erdsondenfeldes vorgenommen, um die mittlere Wärmeleitfähigkeit zu bestimmen und das Feld richtig dimensionieren zu können. Neben den geologischen Gegebenheiten ist die ungestörte mittlere Untergrundtemperatur ein wichtiger Eingangsparameter, welcher ausschließlich vor Bewirtschaftung eines Erdsondenfeldes gemessen werden kann.

Aus dem im Jahr 2012 durchgeführten Thermal Response Test geht die geologische Schichtbeschreibung, die geologische Wärmeleitfähigkeit (Spalte „Geologie“) und die kombinierte Wärmeleitfähigkeit von Geologie und Tiefensonde (Spalte „Abschnitt“) am Standort hervor (Abbildung 3). Die Werte in der der Spalte „Geologie“ stellen die Literaturwerte für die unterschiedlichen geologischen Schichten am Standort dar. In der Spalte „Abschnitt“ wurde der jeweilige Literaturwert mit der Mächtigkeit der einzelnen Schichten gewichtet und so die gesamte mittlere Wärmeleitfähigkeit zu 1,87 W/m*K bestimmt[1].

bis Teufe (m)	Lithologie	Wärmeleitfähigkeit λ	
		Geologie	Abschnitt
4,0	Schluff, sandig	0,4	0,02
7,0	Sand, grundwasserführend	1,8	0,05
16,0	Schluff, sandig	1,5	0,14
19,0	Sandstein	2,1	0,06
35,0	Schluff, sandig, sehr schwach kiesig	1,5	0,24
100,0	Kalksandstein, kiesige Zwischenlagen	2,1	1,37
zu erwartende Wärmeleitfähigkeit nach Geologie (W/(m·K))			1,87

Abbildung 3 Geologische Schichtbeschreibung am Standort SFL, Stallhofen (Quelle: Thermal Response Test, Geoteam, 2012)[2]

Im Zuge des Thermal Response Tests wurde eine tatsächliche Wärmeleitfähigkeit von 1,73 W/m*K gemessen sowie ein Bohrlochwiderstand von 0,077 m*K/W ermittelt. Auf Basis der Ergebnisse aus dem Thermal Response Test wurde das Sondenfeld als reines Entzugsfeld ausgelegt und umgesetzt.

4.1 Funktionsweise

4.1.1 Erdsondenfeld

Das Erdsondenfeld dient als Quelle für 4 Wärmepumpen, welche als Hauptwärmeerzeuger den Standort versorgen. In Abbildung 4 ist ein vereinfachtes Schema der Gesamtanlage dargestellt. Schematisch sind auch die Messtechnik des Gesamtsystems sowie die Richtung der Energieflüsse eingetragen. Im Anhang ist die vollständige Messstellenliste angeführt.

[1] Am Beispiel von Zeile 1: $\frac{4m}{100m} \cdot 0{,}4 = 0{,}016 \approx 0{,}02$

[2] Teufe ist die bergmännische Bezeichnung für die Tiefe

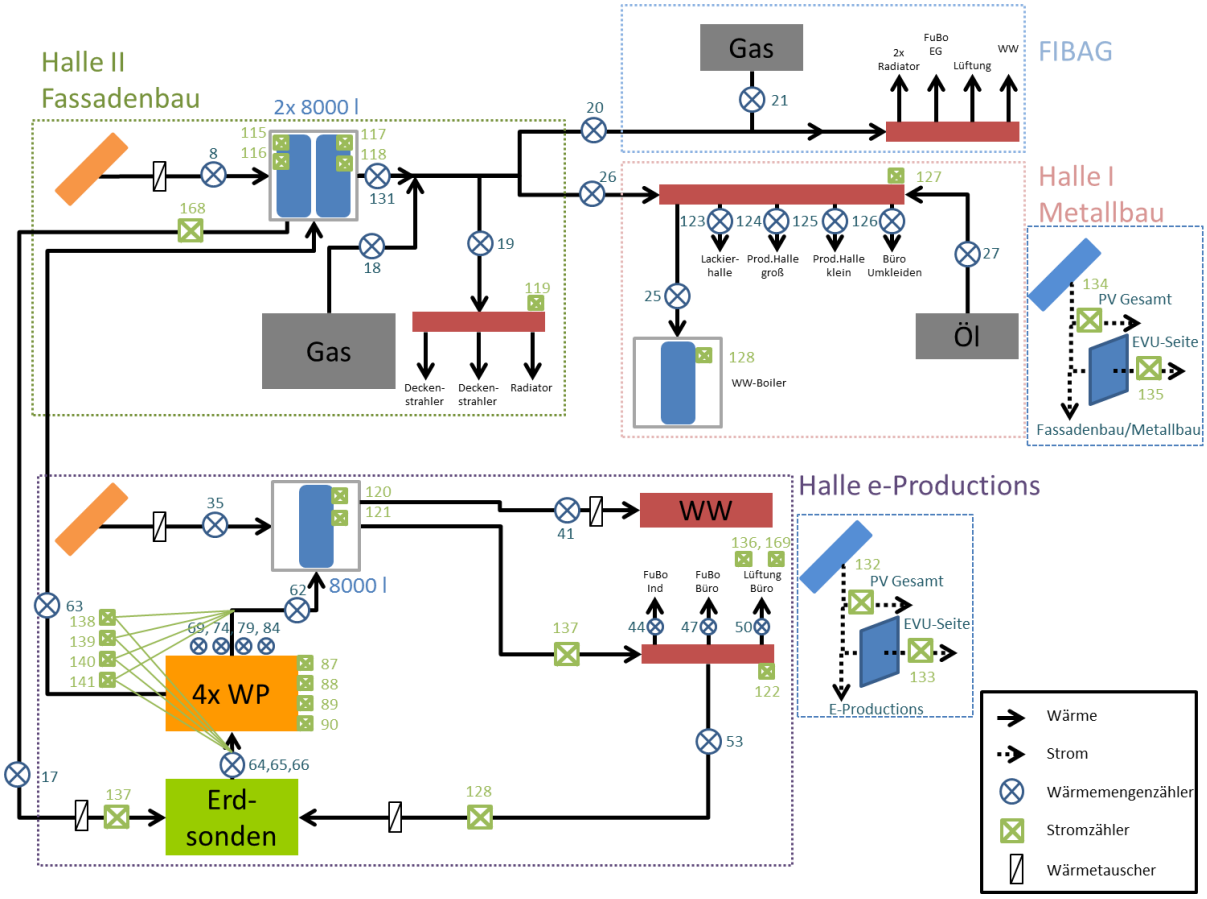


Abbildung 4 Vereinfachtes Schema des Gesamtsystems mit allen Wärme- und Stromflüssen

Das Erdsondenfeld dient nicht nur als Quelle. Es fungiert insbesondere in einstrahlungsreichen Zeiten auch als Senke für Wärmeüberschüsse aus der solarthermischen Anlage. Entsprechend den Vorgaben des Sondenfelderrichters, dürfen die Erdsonden mit maximal 30 °C beaufschlagt werden. Die Hintergründe zu dieser Temperaturbeschränkung sind einerseits die Langzeit-Materialbeständigkeit der Sonden, welche mit höherer Temperatur rapide abnimmt und andererseits wasserrechtliche Genehmigungen, welche bei Aktivierung des Erdreichs notwendig werden wurden.

4.1.2 Messkonzept Erdsonde

Die multifunktionalen Aufgaben des Erdsondenfeldes waren ein zentraler Bestandteil des Forschungsprojektes, weshalb die Kenntnis über das thermische Verhalten dieser Komponente in den unterschiedlichen Betriebsmodi von zentraler Bedeutung ist. Im Zuge des Projektes wurde ein Messkonzept für das Erdsondenfeld entwickelt, umgesetzt und die Messdaten im Detail analysiert (Kapitel 4.2).

Grundsätzlich standen 3 zugängliche Sonden und deren zugehörige Subsondenfelder zur Verfügung, in die Messtechnik eingebaut hätte werden können. Mit Hilfe von Simulationen im Vorfeld wurde abgeschätzt, ob eine gegenseitige Beeinflussung der Sonden untereinander zu erwarten ist. Generell geht man davon aus, dass eine gegenseitige Beeinflussung von Sonden nur bis zu einem Abstand von 5 bis 8 Metern stattfindet.

Der genaue Wert für den Radius ist jedoch abhängig von den geologischen Gegebenheiten. Aus diesem Grund führte das Institut für Wärmetechnik der TU Graz eine Simulation mit Matlab durch. Betrachtet wurde ein zweidimensionaler Schnitt mit 3 Sonden: zwei Sonden werden beladen, die mittlere Sonde ist stillgelegt, der Abstand ist jeweils 18 Meter. Die beiden äußeren Sonden wurden mit 35°C für 24 Stunden pro Tag beaufschlagt. Bei einem durchgehenden Betrieb kommt es in der mittlere Sonde nach 28 Wochen (= 6 Monate) nur zu einem Temperaturanstieg von 0,01 K. Daher kann davon ausgegangen werden, dass es zu keiner (messbaren) Beeinflussung der Sonden untereinander kommt. Dieses Ergebnis in Kombination mit der Tatsache, dass die geologischen Bohrprofile aller Sonden ident sind, macht es nicht notwendig mehr als ein Sub-Sondenfeld mit Messtechnik auszustatten.

In Abbildung 5 ist das Monitoring-Konzept für die Detailmessung eines Sub-Sondenfeldes dargestellt: Die zugängliche Sonde wurde mit einer Temperaturmesskette mit insgesamt 15 Temperatursensoren und einem Wärmemengenzähler ausgestattet. Zusätzlich wurde ein Umschaltventil samt Pumpe eingebaut, mit deren Hilfe die Sonde vom restlichen Feld getrennt und umgewälzt werden kann. Auch der Anschluss für ein externes Heizregister wurde vorgesehen, jedoch im restlichen Projektverlauf nicht eingesetzt. Das Umschaltventil und die Pumpe wurden jedoch verwendet, um die Sonde zweimal am Tag von dem restlichen Sondenfeld zu isolieren und jeweils von 11 bis 12 Uhr (mittags und mitternachts) das Fluid innerhalb der isolierten Sonde umzuwälzen. Dies erlaubt eine Abschätzung der mittleren Erdreichtemperatur. Die anderen 6 Sonden im Sub-Sondenfeld wurden ebenso mit Wärmemengenzählern ausgestattet mit dem Ziel die Energie- und Durchflussverteilung im Sub-Sondenfeld bewerten zu können und auch gegebenenfalls eine Beeinflußung des Durchflusses der Temperaturmesskette zu detektieren.

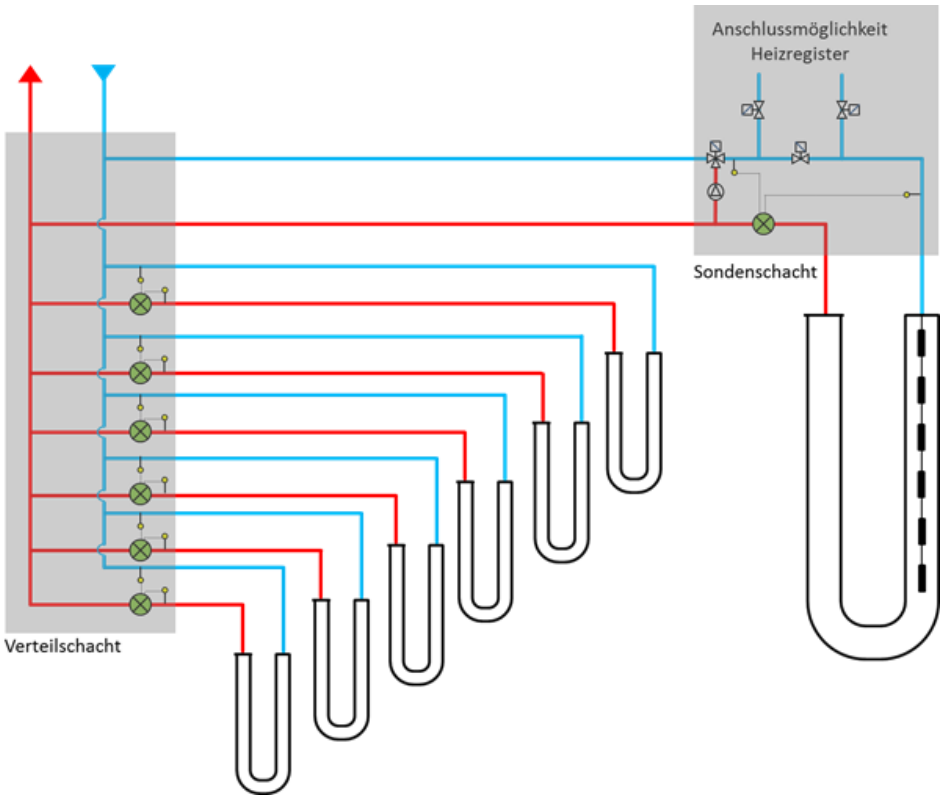


Abbildung 5 Einbauskizze Messtechnik Erdsonden: im Verteilschacht (links) und im Sondenschacht (rechts)

4.1.3 Definition der Temperaturmesskette

Im Vorfeld wurde eine Abschätzung gemacht, in wie weit der Einbau einer Temperaturmesskette die Durchströmung der Einzelsonde verändert. Die Ergebnisse aus der Druckverlustabschätzung nach VDI (Ringspalt) sind in Tabelle 1 angeführt. In Tabelle 2 werden die Ergebnisse noch einmal zusammengefasst und zusätzlich die Druckverlustdifferenz zwischen einem U-Rohr mit Messkette und einem ohne Messkette ausgegeben (Spalte „Differenz“).

Tabelle 1: Abschätzung des Druckverlustes „dP“ bzw. „dp“ lt. VDI (Ringspalt) über die gesamte Sondenlänge

		Verschraubung	Sensor	Kabel	Rohr		dp_Gesamt	
U-Rohr mit Messkette	Durchmesser	20	16	7,5	32,6	*mm*		
	Länge	0,12	1,98	145,9	148	*m*	296	*m*
	dP_40°C	0,02589	0,01355	0,00494	0,00315	*bar/Meter*	**1,2162**	***bar je U-Rohr***
	dP_10°C	0,03034	0,0158	0,0057	0,0036	*bar/Meter*	**1,3904**	***bar je U-Rohr***
	dP_-10°C	0,06534	0,0355	0,0079	0,0037	*bar/Meter*	**1,7780**	***bar je U-Rohr***
U-Rohr ohne Messkette	Länge				296	*m*	296	*m*
	dP_40°C				0,00315	*bar/Meter*	**0,9324**	***bar je U-Rohr***
	dP_10°C				0,0036	*bar/Meter*	**1,0558**	***bar je U-Rohr***
	dP_-10°C				0,0037	*bar/Meter*	**1,0804**	***bar je U-Rohr***

Tabelle 2: Zusammenfassung der Druckverlustabschätzung inkl. Druckverlustdifferenz

	dp_Gesamt			
	mit Messkette	ohne Messkette	Differenz	
dP_40°C	1,2162	0,9324	0,2838	*bar je U-Rohr*
dP_10°C	1,3904	1,0558	0,3345	*bar je U-Rohr*
dP_-10°C	1,7780	1,0804	0,6976	*bar je U-Rohr*

Daraus geht hervor, dass die max. Druckverlust-Änderung bei rund 0,7 bar je U-Rohr mit einer Gesamtlänge von 296 Metern liegt. Es sei jedoch darauf hingewiesen, dass die Betriebstemperatur der Sole aus regelungstechnischen Gründen 0°C nicht unterschreiten kann. Daher kann von einer max. Druckverluständerung von rund 0,4 bar je U-Rohr ausgegangen werden, was den Betrieb der Sonde nicht wesentlich beeinflussen wird.

Um eine möglichst aufschlussreiche Temperaturverteilung zu erhalten, wurden basierend auf der geologischen Schichtbeschreibung die 15 geplanten Temperatursensoren auf der Messkette nicht äquidistant, sondern entsprechend Tabelle 3 verteilt.

Tabelle 3: Einbautiefe und Abstand der Temperatursensoren auf der Messkette

Tiefe [m]	Abstand [m]
1	
3	2
6	3
9	3
12	3
18	6
26	8
34	8
50	16
66	16
82	16
98	16
114	16
130	16
148	18

Da sich die geologische Zusammensetzung ab einer Tiefe von 35 Metern nicht mehr verändert, können dort größere Abstände zwischen den Sensoren gehalten werden. Auf den ersten 35 Metern wurden in Abhängigkeit der geologischen Schichten deutlich geringere Abstände zwischen 2 und 8 Metern gewählt. Neben den geologischen Veränderungen sind auch aufgrund des äußerlichen Einflusses von Außentemperatur und Niederschlag größere Temperaturunterschiede in geringerer Tiefe zu erwarten, wie in Abbildung 6 veranschaulicht wird. Ab einer Tiefe von rund 15 Metern nimmt die Erdreichtemperatur um rund 3 K je 100 Meter zu. Auch diese Tatsache unterstützt die gewählten Sensorabstände auf der Messkette.

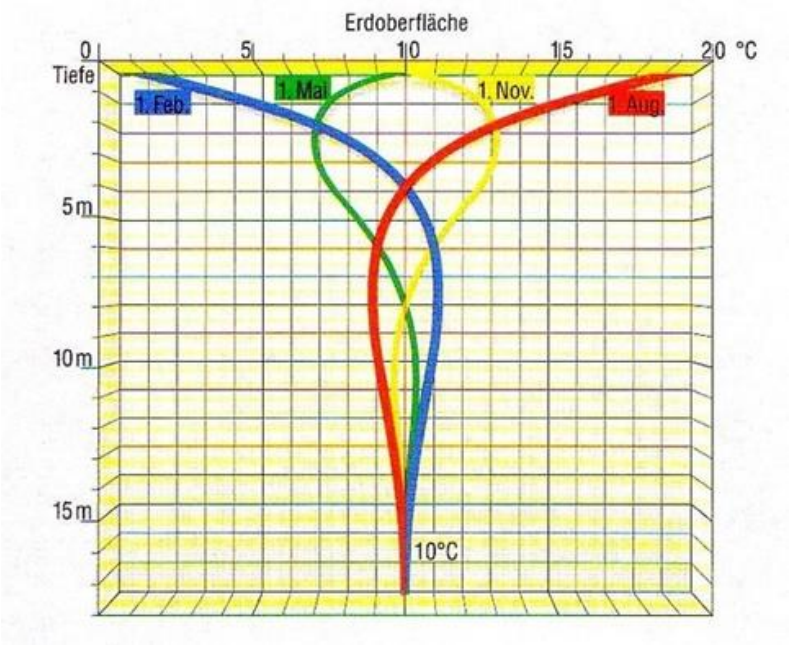


Abbildung 6 Allgemeiner Temperaturverlauf im Erdreich (Quelle: www.bohr-fuchs.at)

4.1.4 Umbau des Sondenschachtes

Im Zuge einer Geländebegehung wurde der Status Quo der zugänglichen Sonden- und Verteilschächte erhoben. Die Positionierung der einzelnen Sondenschächte ist Abbildung 2 zu entnehmen, wo die drei zugänglichen Schächte mit roten Kreisen markiert sind. Da sowohl die Tiefensonden-Schächte als auch die Verteilschächte temporär überflutet sein können, ist es nicht möglich die WMZ direkt in die bestehenden Sondenleitungen einzubauen.

Der Einbau der Wärmemengenzähler wird in Abbildung 7 skizziert. Die Zuleitung zur Tiefensonde wird am Eintritt in den Schacht geöffnet und ein Bogen eingebaut. Daran wird ein senkrecht nach oben führendes Rohrstück angebracht, in welchem der Volumenstromteil des Wärmemengenzählers integriert wird. Am Höchsten Punkt wurde eine Entlüftungsmöglichkeit eingebaut. Somit wird der empfindliche Teil des Wärmemengenzählers vor Überflutung geschützt. Für den Temperatursensor der Austrittsleitung wurde ein spezieller Kugelhahn mit Sensoröffnung eingebaut. Mittels der Kugelhähne (Abbildung 9, links) wird die Temperaturmesskette in die Tiefensonde (in Strömungsrichtung) eingebracht. Abbildung 7 zeigt schematisch wie die feuchtigkeitsempfindliche Messtechnik vor Wasser geschützt wurde.

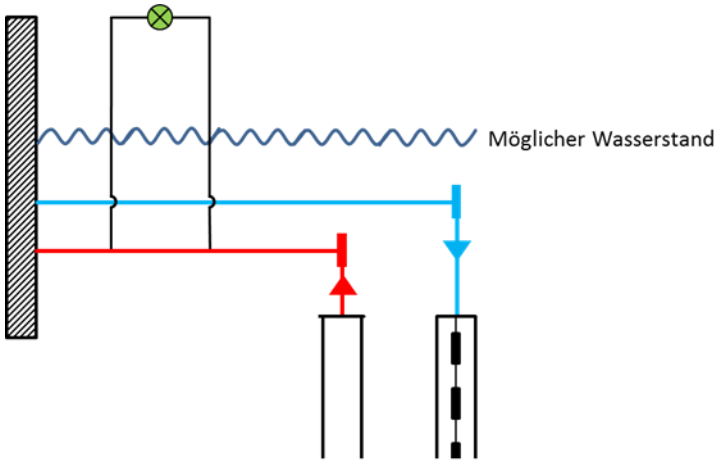


Abbildung 7 Einbauskizze Messtechnik Erdsonden:
Hochziehen eines U-Rohres um Volumenstromzähler vor Wasser zu schützen

4.2 Messergebnisse Erdsondenfeld

4.2.1 Bilanzen

Abbildung 8 zeigt die eingespeiste in sowie entzogene Energie aus dem Sondenfeld in Monatswerten über die gesamte Monitoringperiode. Die durch solare Regeneration eingebrachte bzw. im Entzugsmodus entnommene Energie ist über die 3 Subfelder nicht gleichverteilt. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass das gesamte Sondenfeld nicht einreguliert ist, sprich jede Sonde einen unterschiedlichen Volumenstrom aufweist. Auffallend ist zudem die deutlich geringere eingespeiste Energie im Sommer 2018. Dies ist auf Ausfälle in der Datenerfassung zurückzuführen.

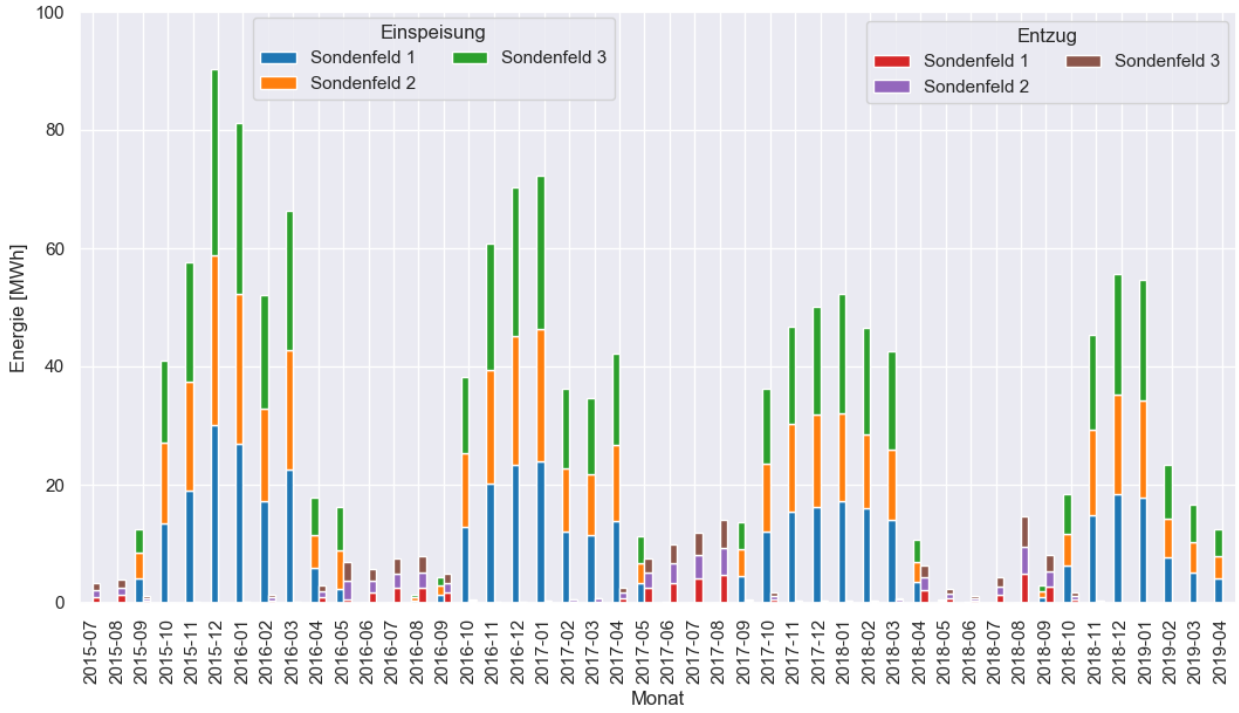


Abbildung 8 Monatsverteilung der eingespeisten und entnommenen Energie in bzw. aus den 3 Sub-Sondenfelder

In Tabelle 4 sind die Jahresenergiewerte für Entzug und Regeneration des Sondesfeldes angeführt. Für die jeweiligen Jahre sind die berücksichtigten Monate angeführt. Des Weiteren ist in der letzten Spalte das Verhältnis zwischen Regenerations- und Entzugsenergie angegeben, welches für die vollständigen Kalenderjahre relativ gleichbleibend ist.

Tabelle 4: Absolute Zahlen für Entzug und Regeneration über die gesamte Monitoringperiode

	Periode	Entzug [MWh]	Regeneration [MWh]	Regen/Entzug
2015	Jul - Dez	201,27	8,83	4%
2016	Jän - Dez	408,88	39,02	10%
2017	Jän - Dez	343,73	51,01	15%
2018	Jän - Dez	275,00	40,81	15%
2019	Jän - Apr	107,02	0,14	0%

4.2.2 Temperaturprofile

Die eingebauten Sensoren in Form von Temperaturmesskette und Wärmemengenzähler im Sub-Sondenfeld erlauben die Messung der Betriebszustände und nachfolgender, detaillierter Analyse. Abbildung 9 zeigt den Temperaturverlauf (30.11.2016) in Mess-Sonde 6 an 15 Messpunkten als Flächendiagramm sowie die Temperaturen und Durchflüsse an Wärmemengenzählern (WMZ). Vor dem Start des Wärmeentzugs, befand sich das Sondenfeld im Ruhezustand: Die Temperaturverteilung liegt nahe der Oberfläche bei 10 – 11°C (~Außentemperatur) und nimmt bis ca. 20 m Tiefe kontinuierlich ab, danach wieder zu (typischer Temperaturverlauf in ruhendem Erdreich).

Mit 02:28 Uhr startet der Wärmeentzug - definiert durch:

- Mindestens eine Wärmepumpe liefert thermischer Energie
- Mindestens ein Sondenfeld-Wärmemengenzähler im Wärmezentrum misst einen Durchfluss
- Differenz aus Vor- und Rücklauf an den Sondenfeld-Wärmemengenzählern ist positiv

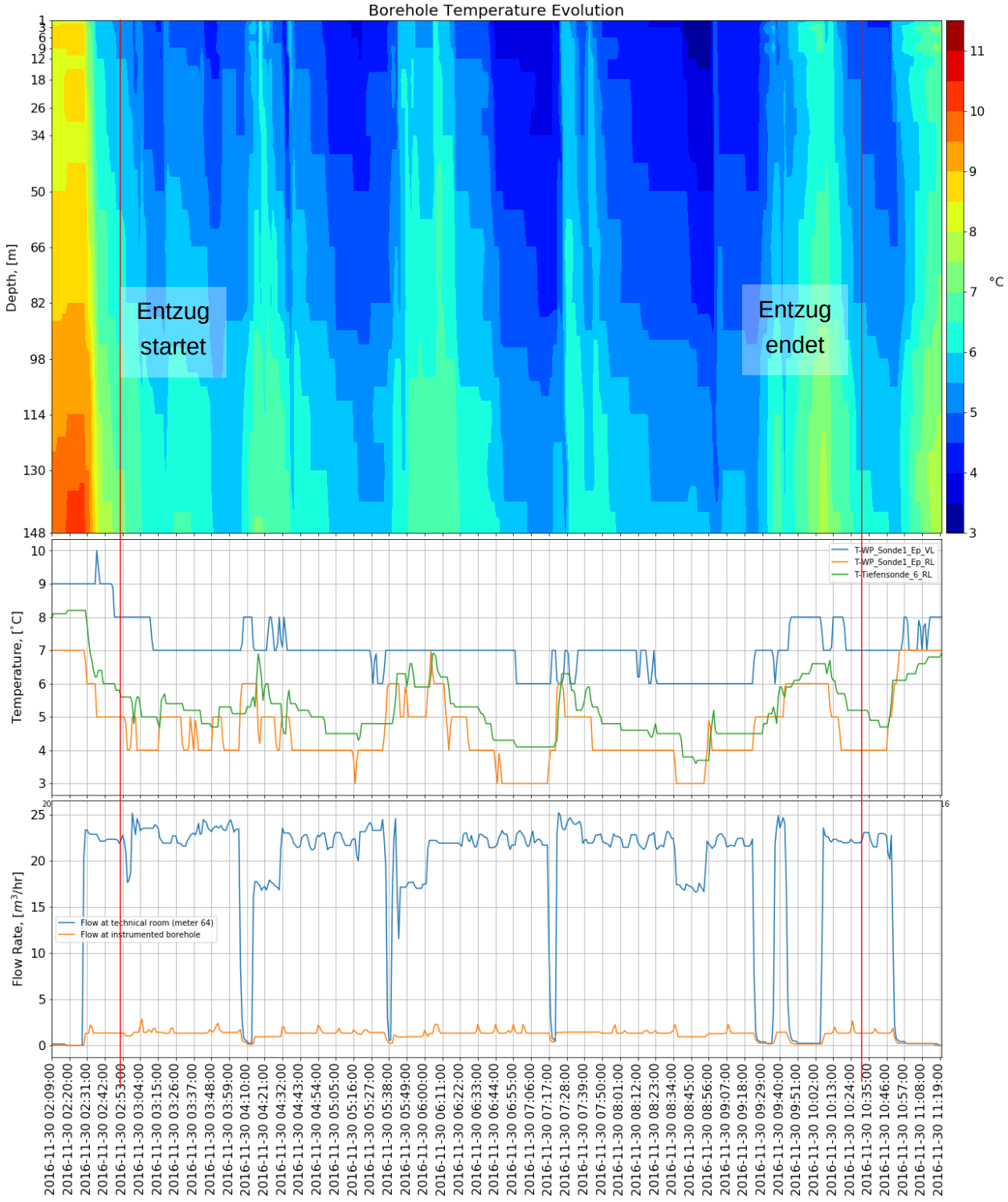


Abbildung 9 Temperaturverteilung in der Sonde (oben), Durchfluss im Wärmezentrum (WMZ 64) und an Sonde 6 sowie Vor- und Rücklauftemperatur am WMZ im Wärmezentrum bei Entzug (mittig, unten)

Bei Start des Wärmeentzuges sinken die Vor- und Rücklauftemperaturen spürbar und das Temperaturprofil in der Sonde wird gleichmäßiger, bevor es in Oberflächennähe beginnt abzukühlen. Im weiteren Verlauf beginnt das Aufwärmen des Fluids im Erdreich. Es treten erhebliche Änderungen in Bezug auf Durchfluss und Temperatur auf. Diese scheinen dem Starten und Stoppen von Wärmepumpen zu entsprechen, vermutlich als Reaktion auf das Regelsystem, das den Wärmebedarf und die Laufzeit der Pumpen ausgleicht. Erwartungsgemäß folgt auf reduzierte Durchflüsse ein Temperaturanstieg in der Sonde. Das Fehlen einer konstanten Durchflussmenge bedeutet, dass es nicht möglich ist, eine stationäre Betriebszeit zu analysieren.

Ladezustand des Sondenfeldes

Um ein klareres Bild über die im Erdreich vorherrschende Temperaturverteilung zu erhalten, wurde ab Oktober 2016 zweimal täglich ein isolierter Umwälzmodus jener Sonde mit Temperaturmesskette eingerichtet. Ein derartiger Modus ist exemplarisch in Abbildung 10 dargestellt. Der (isolierte) Umwälzmodus startet um 23:00 Uhr (linke rote Linie). Nach 30 Minuten schaltet die Pumpe wieder aus, doch die Sonde bleibt weiterhin isoliert. Nach rund 45 Minuten kann das Temperaturprofil als praktisch stabil bezeichnet werden (rechte rote Linie). Um 24:00 Uhr wird die Sonde wieder ins Feld eingegliedert.

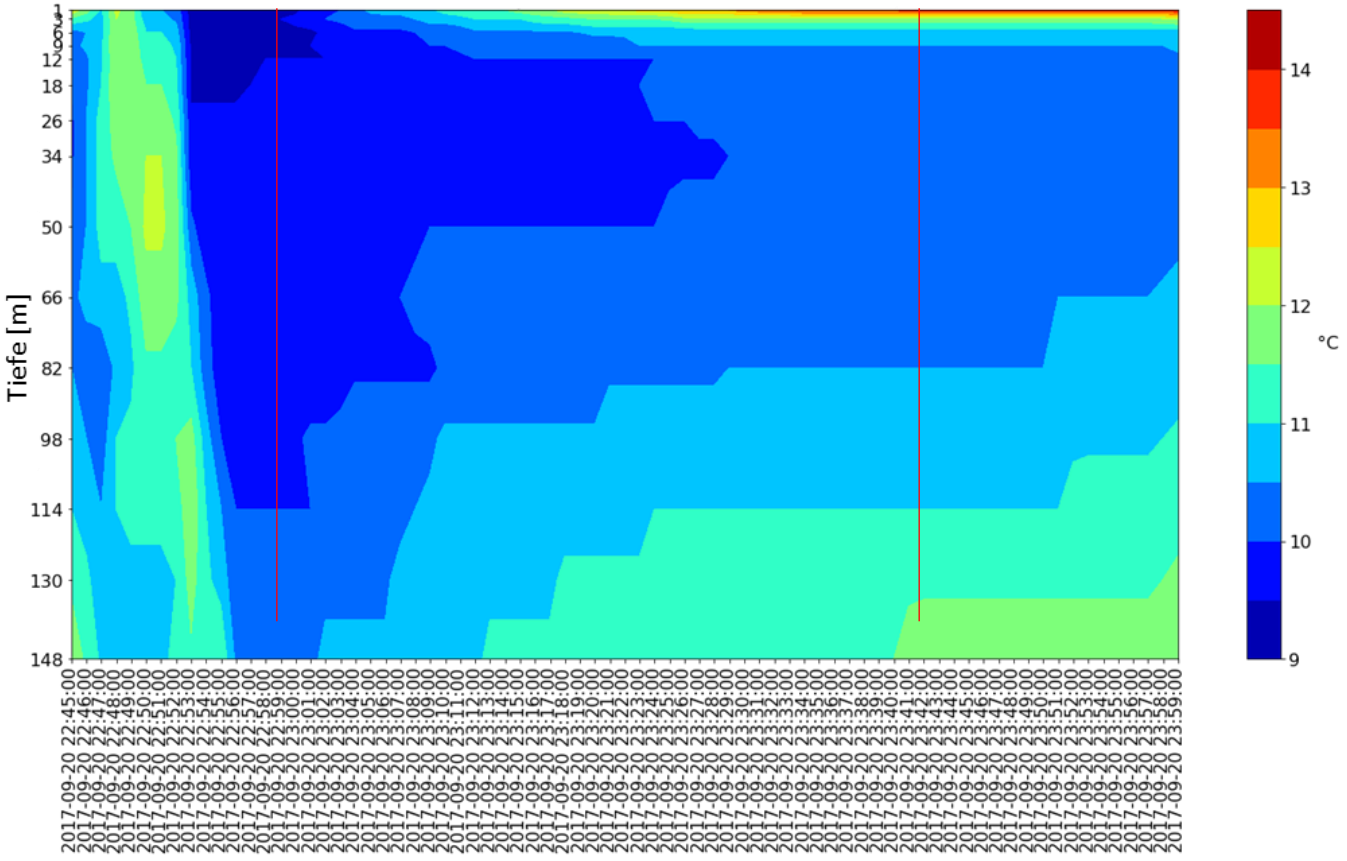


Abbildung 10 Temperaturprofil in der Sonde während des Umwälzmodus

Mit Hilfe dieses Modus wurde ein tägliches Temperaturprofil in der Sonde von Oktober 2016 bis April 2019 erstellt, welches in Abbildung 11 dargestellt ist. Mit Hilfe der Grafik können deutlich die primären

Entzugszeiten (Blau- und Grüntöne) und die primären Regenerationszeiten (Orange- und Rottöne) identifiziert werden. Des Weiteren ist deutlich erkennbar, dass ein Großteil der ins Feld eingebrachten Solarenergie in einer Tiefe von ca. 9 m bis ca. 45 m eingebracht wird. Nahe der Oberfläche ist eine deutliche Erwärmung der Sonde (bzw. des Erdreichs) in der warmen Jahreszeit feststellbar, welche im Wesentlichen auf den Einfluss der Außenlufttemperaturen zurückzuführen ist. Dies ist aus der Literatur bekannt (Mikhaylova, et al. 2015). Der graue Bereich im Sommer 2018 markiert den Messdatenausfall.

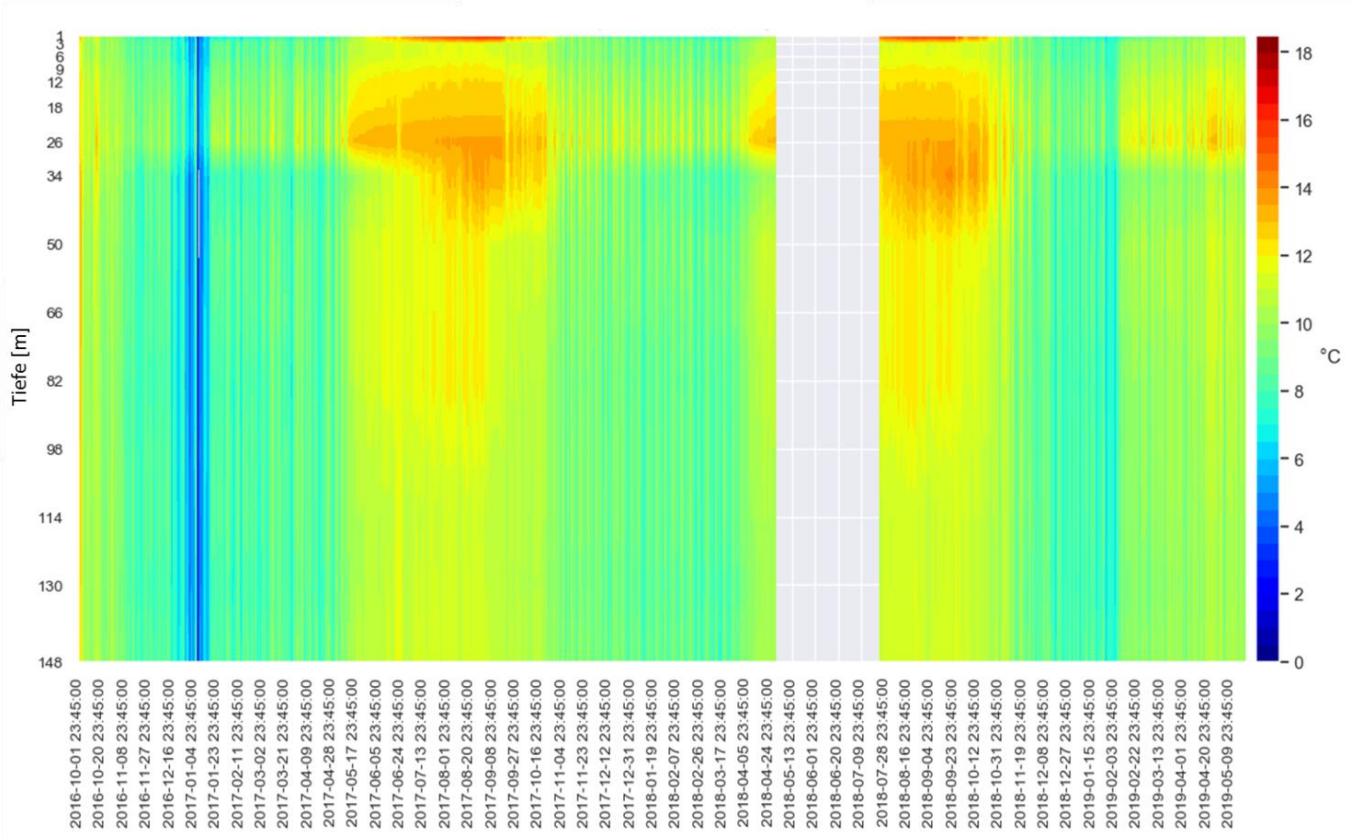


Abbildung 11 tägliches Temperaturprofil in der Sonde jeweils um 23:45 Uhr über die gesamte Monitoringperiode (Oktober 2016 bis Mai 2019)

Mit Hilfe dieser Referenztemperaturen kann in Analogie zu einem Pufferspeicher ein „Ladezustand“ des Sondenfelds bestimmt werden, welcher in Abbildung 12 dargestellt ist. Der minimale Ladezustand von 47 % vom Februar 2017 wurde seither nicht mehr erreicht. Während der Sommermonate erreicht das Feld üblicherweise einen Ladezustand von rund 85 %. Das Ungleichgewicht zwischen Regenerations- und Entzugsenergie stellt also kein Problem für die Stabilität des Sondenfelds dar.

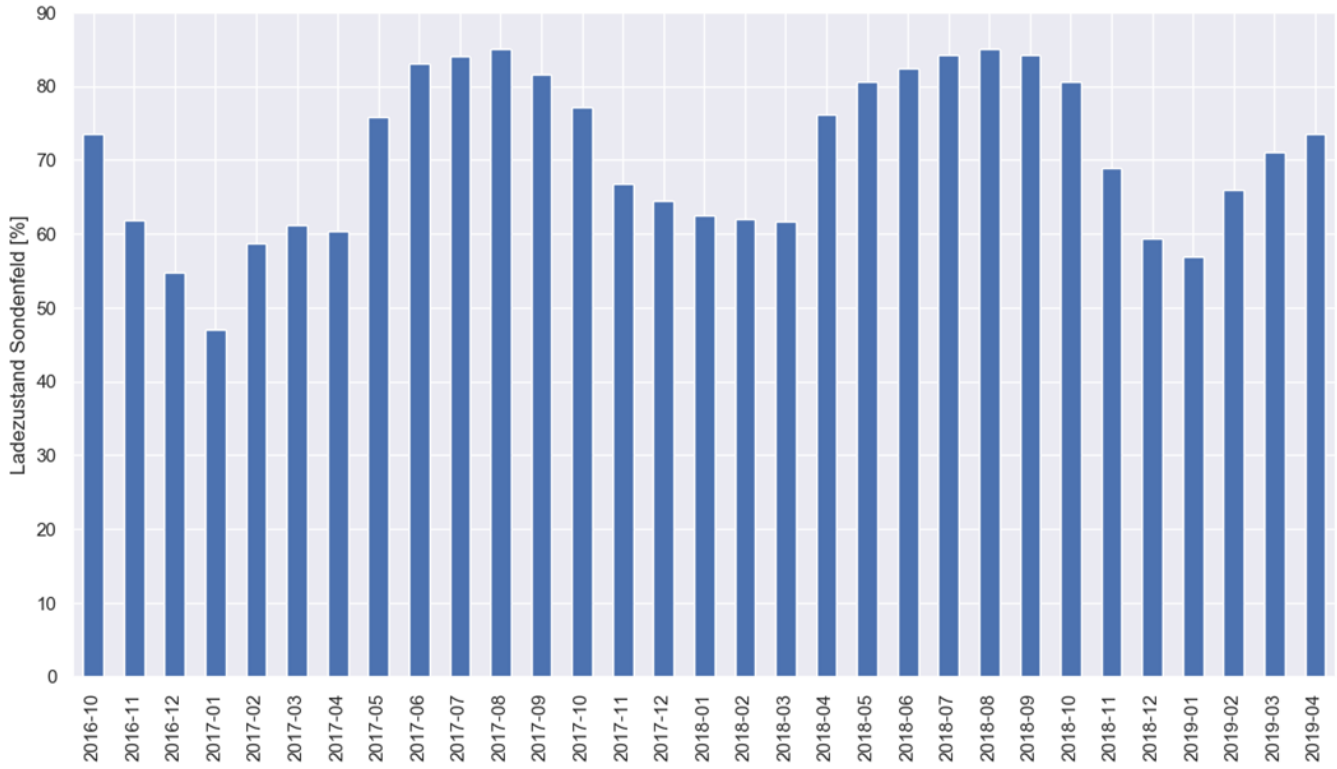


Abbildung 12 Ladezustand des Sondenfelds auf Basis der monatlichen Temperaturmittelwerte nach Umwälzmodus

4.3 Zusammenfassung

Mit Hilfe der eingebrachten Temperaturmesskette konnten die Effekte des Entzugs bzw. der Regeneration auf die Einzelsonden sowie auf das umgebende Erdreich erfasst und analysiert werden. Mit Hilfe einer eigens konzipierten, installierten und in die Regelung des Gesamtsystems eingebundenen Umwälzfunktion einer Sonde, konnte ein Ladeszustands des Sondenfeldes ermittelt werden. Dieser zeigt, dass die Bewirtschaftung des Sondenfeldes äußerst stabil verläuft. Es kann davon ausgegangen werden, dass das Feld über einen deutlich längeren Zeitraum als die prognostizierten 25 Jahre genutzt werden kann.

5 Thermische Modellierung des hybriden Energiekonzeptes

5.1 Methode

Die wesentlichen Aufgaben in diesem Kapitel, sind die Erstellung und Validierung eines thermischen Simulationsmodells sowie eine Sensitivitätsanalyse der Wärmeversorgungsanlage eines Industriebetriebes mit einem hybriden Energiesystem. Realobjekt hierzu ist die Betriebsstätte der SFL in Stallhofen in der Steiermark. Zu Beginn galt es alle relevanten Informationen zu den Gebäuden, der Anlage und den Systemeinstellungsparametern zu erfassen. In weiterer Folge wurden die vorhandenen Messdaten, aufbereitet und ausgewertet (Kapitel 5.3). Die thermische Simulation des hybriden Energiesystems erfolgt anhand eines thermischen Gebäude- und Anlagenmodells in der Software TRNSYS 17 (Solar Energy Laboratory 2017). Dazu werden ausgewählte Anlagenkomponenten sowie das gesamte Wärmebereitstellungssystem modelliert (Kapitel 5.4.4) und auf Basis der Messdaten validiert (Kapitel 5.4.2 & 5.4.3). Darauf aufbauend folgt eine Sensitivitätsanalyse hinsichtlich Systemdimensionierung und Regelungsverhalten durch Variantenberechnungen. Abschließend folgt eine Diskussion der Untersuchungen im Hinblick auf Gesamtenergieeffizienz und relevanter Systemzusammenhänge (Kapitel 5.4.4).

5.2 Gebäudestruktur und Anlagenschema

Dieser Teil soll eine Übersicht der einzelnen Betriebsgebäude sowie der thermischen Anlage darstellen. Dabei ist es wichtig alle notwendigen Parameter für das Simulationsmodell, wie zum Beispiel Größe, Ausrichtung und Wandaufbauten der Gebäudehüllflächen, technische Spezifikationen der Anlagenkomponenten und Regelungseinstellungen des Systems zu erfassen. Die Daten zu den Gebäuden wurden großteils aus technischen Zeichnungen, Energieausweise und weiteren seitens der SFL bereitgestellten Dokumenten extrahiert. Die Betriebsstätte besteht im Wesentlichen aus den vier beheizten Gebäuden Eproductions, Fassadenbau, Fibag und Metallbau sowie weiteren unbeheizten und für diese Arbeit nicht relevanten Lagerflächen wie in Abbildung 13 dargestellt.

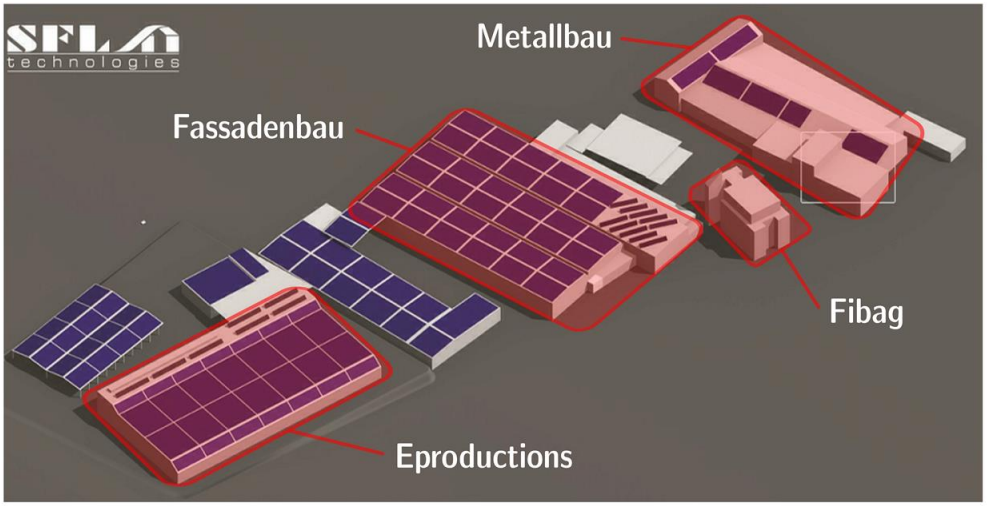


Abbildung 13 Gebäudestruktur der SFL Betriebsstätte in Stallhofen

Eproductions (EP)

Das Gebäude Eproductions umfasst zum Großteil eine Fertigungshalle (EPF) sowie zu einem kleineren Anteil auch Büroräumlichkeiten (EPB). Die gesamte beheizte Grundfläche der Fertigung beträgt 4 677 m² und die der Büroräumlichkeiten 403 m². Dieses Gebäude ist das zuletzt errichtete und es lag ein detaillierter Energieausweis inklusive Auflistung und Spezifikation aller Gebäudeflächen, deren Orientierung, Größe, Wandaufbauten und Wärmedurchgangskoeffizienten aus dem Jahr 2012 vor. Zudem waren ausführliche Gebäudepläne aus der Einreichung vorhanden, welche eine Zuordnung der Flächen ermöglichten.

Fassadenbau (FA)

Die Einheit Fassadenbau (FA) besteht aus einer beheizten Produktionshalle und einer unbeheizten Lagerhalle, wobei die gesamte beheizte Grundfläche 3 759 m² beträgt. Zu diesem Gebäude war kein Energieausweis verfügbar, da zum Zeitpunkt der Errichtung vom Gesetzgeber noch kein Energieausweis vorgeschrieben war. Somit wurden aus vorhandenen Architekturzeichnungen und mittels Besichtigung vor Ort die einzelnen Gebäudeflächen und deren Typ, Größe, Ausrichtung und Wandaufbauten bestimmt.

Fibag (FI)

Die Fibag (FI - Forschungszentrum für integrales Bauwesen, Automation und Gebäudetechnik) ist ein Bürokomplex mit einer gesamten beheizten Grundfläche von 1 026 m². Zu diesem Gebäude war ebenso kein Energieausweis vorhanden, es wurde jedoch von der SFL ein Dossier mit detaillierten Informationen zu allen Fassadenelementen, deren Ausrichtung, Größe und thermischen Eigenschaften zur Verfügung gestellt. Auf diese Weise konnten alle für das Gebäudemodell notwendigen Parameter ermittelt werden.

Metallbau (ME)

Die Einheit Metallbau gliedert sich in eine große Produktionshalle (MEA), eine kleine Produktionshalle (MEB) und einen Zubau (MEZ) welcher Infrastruktur wie Sanitär, Umkleiden und auch Büroräumlichkeiten beinhaltet. Die beheizten Grundflächen sind jeweils 1 525 m² für MEA, 478 m² für MEB und 576 m² für MEZ. Es waren sowohl Baupläne als auch ein Energieausweis im Zuge einer Sanierung des Gebäudes aus dem Jahr 2015 inklusive technischer Spezifikation aller Gebäudeflächen vorhanden. Somit konnten alle für das Modell benötigten Rahmenbedingungen dokumentiert werden.
Aus diesen Daten zu den einzelnen Gebäuden, wurden alle relevanten Informationen zusammengetragen und in einem Excel Dokument zentral tabellarisch aufbereitet und in die thermische Gebäudesimulation (siehe Kapitel 5.4) übertragen.

Die Erfassung der Anlageninformationen erfolgte auf Basis eines hydraulischen Anlagenschemas und technischer Datenblätter der installierten Komponenten. Die Systemeinstellungen und das Regelungsverhalten der Anlage wurden in gesonderten Gesprächen mit den hierfür Verantwortlichen von SFL und Siemens erläutert. Abbildung 14 zeigt das schematische Schaubild der thermischen Anlage des Industriestandortes. Weiters zeigt Abbildung 14 alle Komponenten der thermischen Anlage, sowie die Richtung der Wärmeströme und die verbauten Wärmemengenzähler.

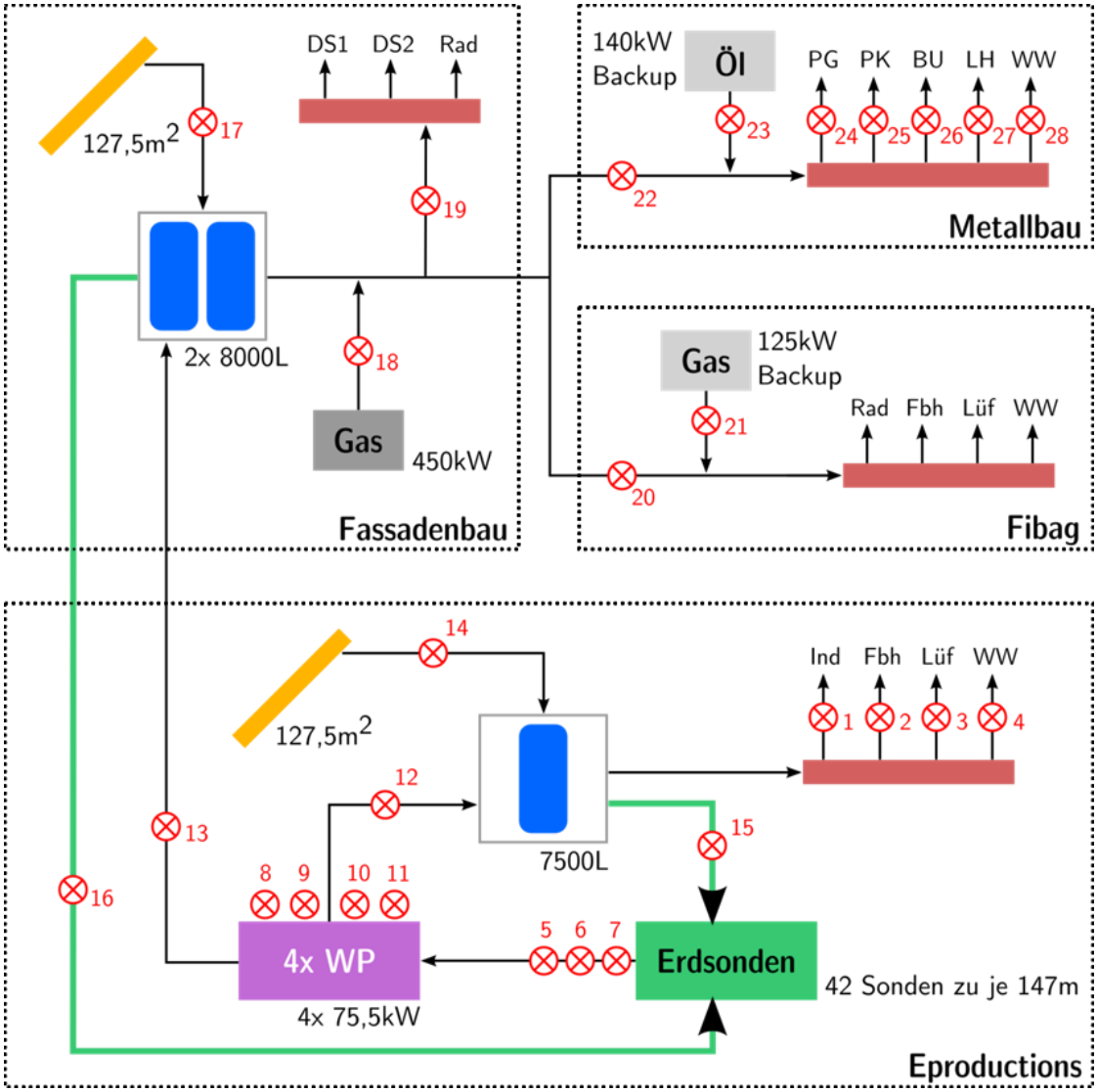


Abbildung 14 Thermisches Anlagenschema der SFL Betriebsstätte in Stallhofen

5.3 Messdatenverarbeitung und –auswertung

5.3.1 Messdatenhaltungssystem und Messstellenliste

Die SFL verfügt über eine große Menge an Messgeräten und Sensoren zur Messung und Überwachung wichtiger Größen und Parameter der gesamten Gebäude und Anlage. Die auf diese Weise aufgezeichneten Daten sind via eines online Datenhaltungssystems, dem REsys WebService, zugänglich und abrufbar. Tabelle 5 zeigt aufgelistet die Wärmemengenzähler aus dem online Datenhaltungssystem. Jeder Wärmemengenzähler beinhaltet dabei einen Messdatensatz bestehend aus den Größen Durchfluss, kumulierter Energie, Leistung, Vorlauftemperatur und Rücklauftemperatur. Zusätzlich wurden noch die benötigten Wettermessdaten für selbigen Zeitraum extrahiert, diese sind die

Tabelle 5: Liste der Wärmemengenzähler der thermischen Anlage – Positionen sind der Abbildung 14 zu entnehmen

Nr.	Gebäude	Bezeichnung
1	EP	Industrieflächenheizung
2	EP	Fußbodenheizung Büro
3	EP	Lüftung Büro
4	EP	Warmwasserbereitung EP
5	EP	Sondenfeld 1
6	EP	Sondenfeld 2
7	EP	Sondenfeld 3
8	EP	Wärmepumpe 1 Kondensator
9	EP	Wärmepumpe 2 Kondensator
10	EP	Wärmepumpe 3 Kondensator
11	EP	Wärmepumpe 4 Kondensator
12	EP	WP zum Speicher EP
13	EP	WP zum Speicher FA
14	EP	Solar EP
15	EP	Rückspeisung aus Speicher EP zu Erdsonden
16	EP	Rückspeisung aus Speicher FA zu Erdsonden
17	FA	Solar FA
18	FA	Gaskessel FA
19	FA	Heizungsverteiler FA
20	FI	Heizungsverteiler FI
21	FI	Gaskessel FI
22	ME	Heizungsverteiler ME
23	ME	Ölkessel ME
24	ME	Produktionshalle Groß Heizung
25	ME	Produktionshalle Klein Heizung
26	ME	Büro und Umkleiden Heizung
27	ME	Lackierhalle Heizung
28	ME	Warmwasserbereitung ME

5.3.2 Messdatenverarbeitung zur Bestimmung des thermischen Energiebedarfs

Hinsichtlich der Messdaten-Verarbeitung war es notwendig, nur jene Zeitreihen aus den verfügbaren Rohdaten herauszufiltern, welche für die Ermittlung einer Jahresenergiebilanz und zur Validierung des Simulationsmodells benötigt werden. Diese Zeitreihen lagen in unterschiedlichen Quellenfiles und Formaten vor. Die relevanten Messreihen wurden in ein File überführt und hinsichtlich des Formates und der Zeitschritte abgeglichen. Die Wahl eines geeigneten Zeitschrittes hängt hierbei stark von der geplanten Analyse bzw. Auswertung ab. Für die Darstellung der Jahresenergiebilanz, bzw. der Validierung einer thermischen Jahressimulation des hybriden Energiekonzeptes, ist sinnvollerweise ein Zeitschritt von einer Stunde für die Messdaten zu wählen. Das Aufzeichnungsintervall der exportierten Rohdaten liegt nicht konsistent vor. Bis zum 17.11.2016 lagen die Messdaten mit einen Zeitschritt von 15 Minuten vor und nach der Umstellung am 17.11.2016 wurden alle Werte in Minutenschrittweite gespeichert. Mit Hilfe von Excel™ VBA Programmierung wurden nun aus den Rohdaten nur jene gewünschten Stundenwerte herausgefiltert und gespeichert.

Am Ende der Messdatenverarbeitung steht nun eine Tabelle bzw. Textfile, welche für alle relevanten Größen der für die Energiebilanz des hybriden Energiesystems notwendigen Messstellen beinhaltet. Somit werden in Summe 144 Parameter, das sind 28 Wärmemengenzähler mit je fünf Größen und zusätzlich vier klimatisch relevante Messgrößen für den gesamten Betrachtungszeitraum von 01.08.2016 bis 31.07.2017 in Stundenintervallen exportiert. Darüber hinaus wurden für bestimmte Zeitperioden von wenigen Tagen bis ein paar Wochen auch Messdaten mit kleinerem Zeitintervall, nämlich in 5 Minuten Zeitschritten, für die detaillierte Validierung ausgewählter Anlagenkomponenten (zum Beispiel Solarthermie und Erdsonden, siehe Kapitel 5.4) hinausgeschrieben.

5.3.3 Messdatenauswertung und -korrektur

Die Auswertung der Messdaten, beziehungsweise gegebenenfalls deren Korrektur oder Verbesserung, soll im Folgenden für die Gebäude, für ausgewählte Anlagenkomponenten und für die Klimadaten getrennt betrachtet werden.

5.3.3.1 Thermischer Energiebedarf der Gebäudestruktur

In Bezug auf die Gebäudestruktur sind in erster Linie der dynamische Heizleistungsverlauf sowie der absolute und spezifische Heizwärmebedarf für den zu betrachtenden Zeitraum von Interesse. Um den Heizleistungsverlauf zu ermitteln wird für jeden Zeitschritt die Differenz der Zählerstände der kumulierten Energie gebildet. Der Heizleistungsbedarf des Gebäudes **Eproductions** (EP) errechnet sich aus der Summe der vier Zähler Nr. 1 - Industrieflächenheizung, Nr. 2 - Fußbodenheizung Büro, Nr. 3 - Lüftung Büro und Nr. 4 - Warmwasserbereitung EP (siehe Abbildung 14 und Tabelle 5). Die benötigte Heizleistung der anderen drei Gebäude kann jeweils direkt durch nur einen Wärmemengenzähler bestimmt werden, nämlich durch die Zähler Nr. 19 - Heizungsverteiler FA, Nr. 20 - Heizungsverteiler FI und Nr. 22 – Heizungsverteiler ME, für die Gebäude **Fassadenbau** (FA), **Fibag** (FI) respektive **Metallbau** (ME).

Wie in Abbildung 15 dargestellt, zeigt der gemessene Heizleistungsverlauf der Gebäude mehrere Messdatenausfälle. Diese Aufzeichnungslücken sind im Diagramm mit dem Wert −100 kW dargestellt, um sie besser erkennen zu können. Insbesondere zwei relativ lange Datenlücken fallen dabei auf, einmal vom 22.09.2016 bis 17.11.2016 und einmal vom 27.12.2016 bis 11.01.2017. In diesen beiden Perioden fällt auch ein nicht unwesentlicher Teil des Heizwärmebedarfes an, weshalb eine nach Monaten gegliederte Darstellung des Heizwärmebedarfes nicht realitätsgetreu nachgebildet werden kann. Zusätzlich liegen noch eine Vielzahl an kleineren Ausfällen vor, meist ein paar wenige Stunden, die sich über den gesamten Betrachtungszeitraum verteilen. Für die spätere Validierung des Simulationsmodells ist die Qualität der Messdaten der Wärmemengenzähler jedoch ausreichend und die Aufzeichnungslücken können in Kauf genommen werden, da das Gesamtsystem primär anhand des kumulierten Energiebedarfes validiert wird. Zudem sind auch ausreichend Daten vorhanden, um in unterschiedlichen Perioden den dynamischen Verlauf der Heizleistung stichprobenartig zu validieren.

Des Weiteren soll angemerkt werden, dass die hier ersichtlichen Aufzeichnungslücken der Gebäudeheizungsverteiler bis auf wenige Ausnahmen in gleicher Weise in den Messdaten der übrigen Wärmemengenzähler auftreten. Das heißt insbesondere, dass auch die Wärmemengenzähler der einzelnen Anlagenkomponenten nahezu idente Datenlücken aufweisen.

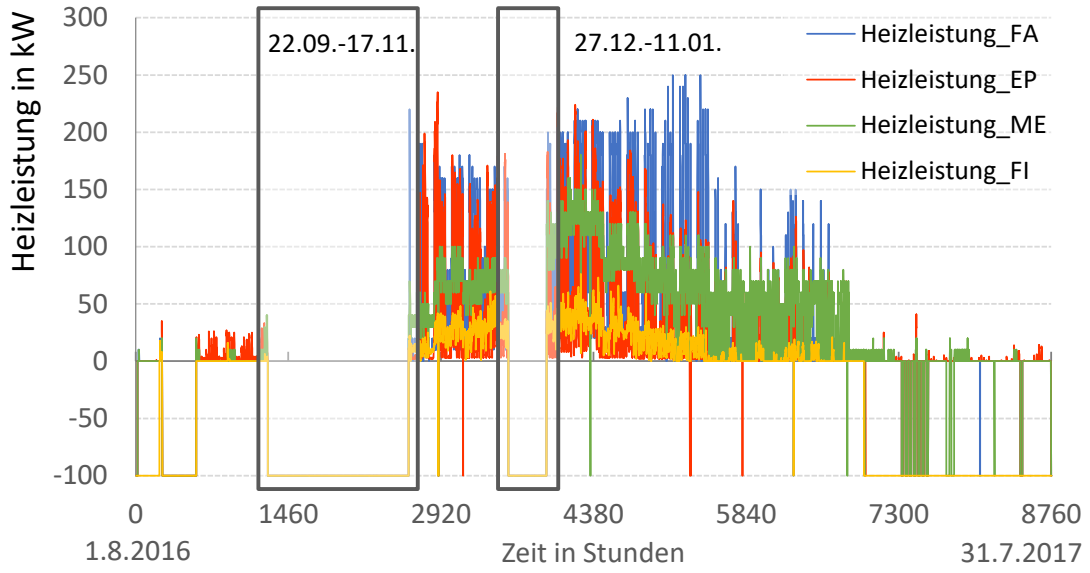


Abbildung 15 Heizleistungsverlauf der Gebäude von 01.08.2016 bis 31.07.2017

In Tabelle 6 und Abbildung 16 ist der absolute (in orange) und der spezifische Heizwärmebedarf (in blau) der vier Gebäude für den Betrachtungszeitraum dargestellt. Diese Messdaten spiegeln die wärmetechnische Qualität der Gebäude verhältnismäßig gut wider, unter Vernachlässigung etwaiger besonderer, nicht ermittelten Nutzungscharakteristiken, welche einen merkbaren Einfluss auf den Heizwärmebedarf haben würden. So ist zum Beispiel das Gebäude Eproductions (EP) das zu jüngst errichtete und wärmetechnisch am modernsten, mit einem geringen spezifischen Heizwärmebedarf von nur 37,0 kWh/(m² a). Auf der anderen Seite des Spektrums befindet sich der Gebäudekomplex Metallbau (ME), welcher der älteste ist und so energetisch betrachtet, geringeren Standards entspricht und somit einen dementsprechend hohen spezifischen Heizwärmebedarf von 123,2 kWh/(m²a) aufweist. Der gemessene kumulierte Heizwärmebedarf aller Gebäude für das Betrachtungsjahr ergibt 821,3 MWh/a. Für den spezifischen Heizwärmebedarf ergibt sich für die Heizsaison 2016/17 ein durchschnittlich gemessener Wert von 66,0 kWh/(m²a).

Tabelle 6: Absoluter und spezifischer Heizwärmebedarf (HWB) der Gebäude von 01.08.2016 bis 31.07.2017

	EP	FA	FI	ME	Summe
Heizwärmebedarf [MWh/a]	187.8	230.6	85.1	317.7	821.3
Bruttogeschoßfläche [m²]	5080	3759	1026	2579	12444
spezifischer HWB [kWh/(m² a)]	37.0	61.4	83.0	123.2	66.0

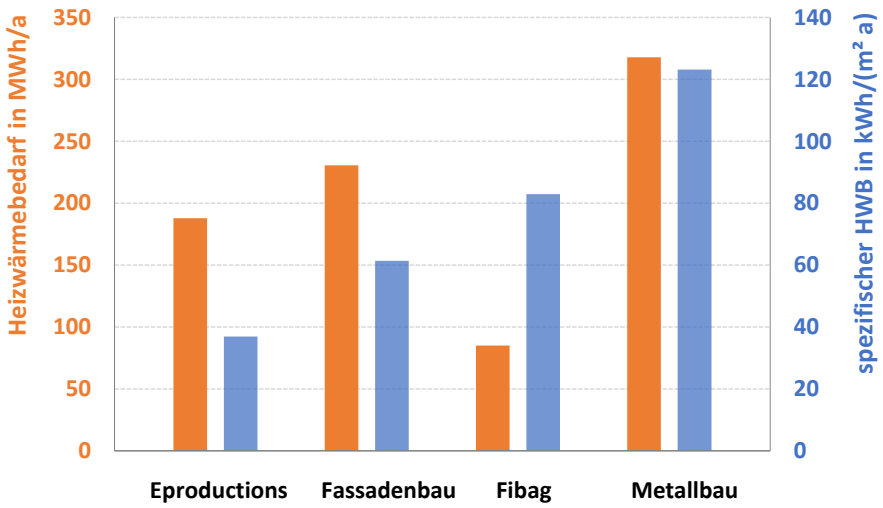


Abbildung 16 Absoluter und spezifischer Heizwärmebedarf (HWB) der Gebäude von 01.08.2016 bis 31.07.2017

5.3.3.2 Thermischer Energiebedarf der Anlagenkomponenten

Wie bereits in Bezug auf die Gebäude erwähnt, wäre auch bei diversen Anlagenkomponenten eine dynamische Darstellung der Wärmeleistung beziehungsweise eine Gliederung nach Monaten der kumulierten Energie aufgrund der signifikanten Messdatenaufzeichnungslücken lückenhaft beziehungsweise problematisch. Es soll daher in erster Linie eine Jahresbilanz der Wärmemengen dargestellt und untersucht werden. Abbildung 17 zeigt die kumulierten Wärmemengen der wesentlichen Wärmequellen der Anlage. Diese sind die vier Wärmepumpen, die beiden solarthermischen Kollektorfelder sowie der Gaskessel-Fassadenbau (FA), welcher in weiterer Folge der Einfachheit halber nur mit Gas bezeichnet werden soll, da die anderen beiden Backup-Kessel in den Gebäuden Fibag (FI) und Metallbau (ME) zur Gänze außer Betrieb blieben.

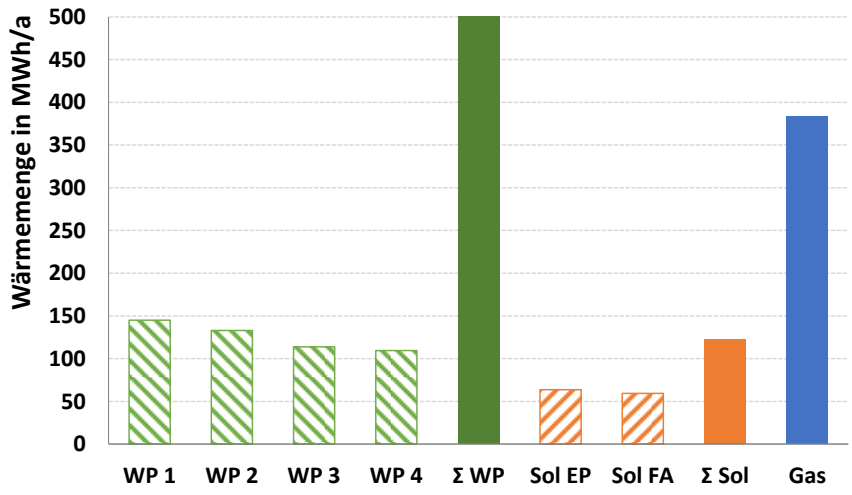


Abbildung 17 Jährliche Wärmemengen ausgewählter Anlagenkomponenten von 01.08.2016 bis 31.07.2017

Aus Abbildung 17 ist ersichtlich, dass die vier Wärmepumpen relativ gleichmäßig eingesetzt werden. Die Wärmepumpen liefern zwischen 110 und 145 MWh/a in das hybride Energiesystem. Die zwei gleich großen Kollektorfelder (je 127,5 m²) liefern zwischen 59 und 64 MWh/a. Der Unterschied am Energieertrag dürfte auf die unterschiedlichen Speichervolumina (7,5 m³ vs. 16 m³) zurückzuführen sein. Der spezifische Kollektorertrag (SE) liegt damit zwischen 460 und 500 kWh/m²a. Unter Berücksichtigung des großen Unterschiedes beim spezifischen Speichervolumen (59 bzw. 125 Liter/m² Kollektorfläche), ist die Differenz zwischen den beiden SE-Werten zu gering. Hier wirkt sich offensichtlich der sommerliche Betrieb des thermischen Kollektorfeldes, zur Regeneration des Erdsondenfeldes vergleichmäßigend aus (siehe Kapitel 4.2).

In ist zusätzlich zu den Wärmemengen der Anlagenkomponenten noch deren jeweiliger Anteil an der Gesamtmenge eingetragen. Interessant dabei ist anzumerken, dass die Wärmepumpenkapazität ausreicht um in etwa 50 % des Wärmebedarfs zu decken, die Solarthermie sorgt für weitere 12 % und die restlichen 38 % liefert der Gaskessel (Spitzenlastabdeckung).

Tabelle 7: Wärmemengen ausgewählter Anlagenkomponenten von 01.08.2016 – 31.07.2017

	Σ WP	**Σ Solar**	**Gas**	**Gesamt**
Wärmemenge [MWh/a]	501.2	123.0	383.5	1007.6
Anteil an Gesamtmenge	49.7%	12.2%	38.1%	100.0%

5.3.3.3 Aufzeichnung der Klimadaten am Standort

Die thermische Gebäude- und Anlagensimulation benötigt des Weiteren Klimadaten und ist in ihrer Aussagekraft maßgeblich von der Güte dieser Inputdaten beeinflusst. Alle benötigten Größen, das sind insbesondere die Außenlufttemperatur, die relative Luftfeuchte der Außenluft, die Globalstrahlung und die Diffusstrahlung, werden bei der SFL direkt am Standort gemessen, aufgezeichnet und im online Datenhaltungssystem gespeichert.
Abbildung 18 zeigt in blau den Verlauf der gemessenen Außenlufttemperatur der SFL, wobei Messdatenausfälle mit dem Wert −20 °C dargestellt werden, um sie deutlicher erkennen zu können. Wie in der Darstellung ersichtlich weisen die Aufzeichnungen mehrere erhebliche Lücken auf, insbesondere sind bis zum 17.11.2016 überhaupt keine Messdaten vorhanden.
Um dieses Problem zu lösen, wurde um Klimadaten bei der ZAMG (Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik) angesucht. Die ZAMG konnte die benötigten Daten zur Verfügung stellen, welche jedoch am Standort Graz, Inffeldgasse, gemessen und aufgezeichnet wurden. In Abbildung 18 sind die Messungen der Außenlufttemperatur der ZAMG in orange jenen der SFL gegenübergestellt und es werden dabei zwei Dinge deutlich sichtbar. Erstens sind die Aufzeichnungen der ZAMG lückenlos und zweitens weisen sie in jenen Bereichen wo auch Messungen der SFL vorhanden sind eine ausreichend hohe Überdeckung mit diesen auf. Aufgrund dieser Tatsache wird in weiterer Folge für die Simulation der Außentemperaturverlauf der ZAMG verwendet.

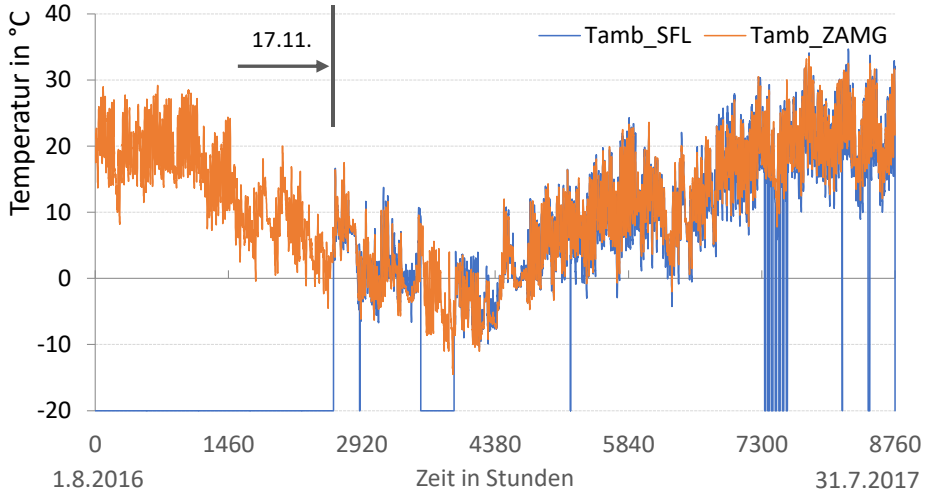


Abbildung 18 Außenlufttemperaturverlauf der SFL und ZAMG (01.08.2016 – 31.07.2017)

Des Weiteren sei hier noch die Strahlungsmessung angeführt. Abbildung 19 zeigt die Global- und Diffusstrahlung gemessen in Stallhofen, im Areal der SFL. Aufzeichnungslücken sind zwecks der Erkennbarkeit mit einem Wert von −200 W/m² dargestellt. Ähnlich der Temperaturmessung weisen auch diese Daten beträchtliche Lücken auf. Im Fall der Globalstrahlung sind überhaupt erst ab 17.02.2017 brauchbare Aufzeichnungen vorhanden. Die ZAMG konnte wiederum auf Ansuchen auch die benötigten Aufzeichnungen der Strahlungsmessung aus der Inffeldgasse in Graz, zur Verfügung stellen, welche in Abbildung 20 dargestellt sind. Diese Daten sind lückenlos und qualitativ hochwertig und werden daher für die weitere Simulation verwendet. Auf eine Darstellung der relativen Feuchte der Außenluft sei hier verzichtet, die Problematik ist jedoch die Gleiche wie bei Temperatur und Strahlung. Auch hier werden die lückenhaften Messdatenaufzeichnungen der SFL durch Messdaten der ZAMG ersetzt und diese weiterverwendet

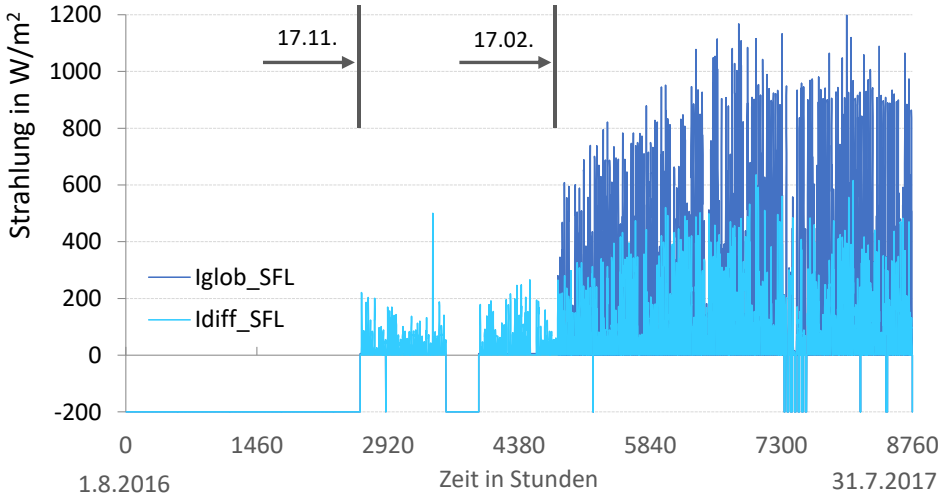


Abbildung 19 Global- und Diffusstrahlung der SFL von 01.08.2016 bis 31.07.2017

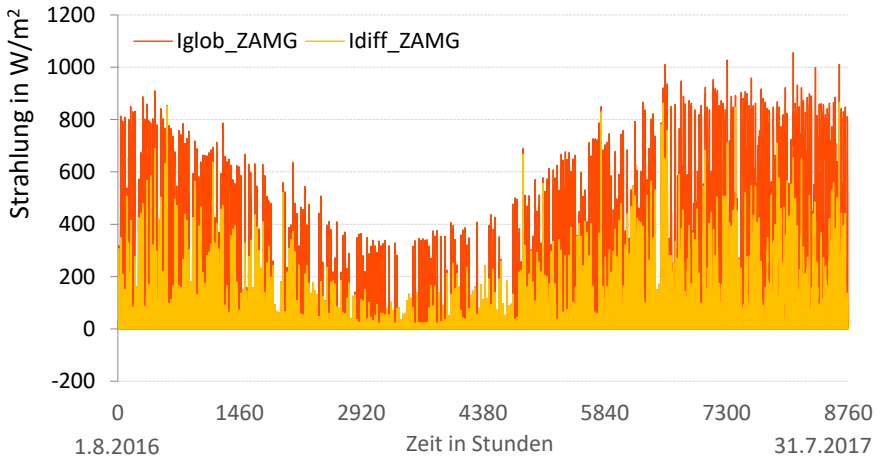


Abbildung 20 Global- und Diffusstrahlung der ZAMG von 01.08.2016 bis 31.07.2017

5.4 Simulationsmodell und Validierung

Wie bereits einleitend beschrieben, ist das wesentliche Ziel dieser Arbeit die Erstellung und Validierung eines thermischen Gebäude- und Anlagensimulationsmodells der untersuchten Betriebsstätte, unter Berücksichtigung der Möglichkeiten hinsichtlich der Übertragbarkeit auf ähnliche bzw. andere hybride Energiekonzepte. Dieses Kapitel widmet sich der Beschreibung der Simulationsmodelle und deren Validierung gegliedert in die wesentlichen Kategorien, das sind die Gebäude, ausgewählte Anlagenkomponenten sowie die Bilanzierung des gesamten hybriden Energiekonzeptes.

5.4.1 Klimadaten

Die Einbindung von gemessenen Klimadaten in das thermische TRNSYS Modell erfolgte mittels Type99. Dieser liest aus einem externen File die Messdaten der Außenlufttemperatur, der relativen Außenluftfeuchte, der Globalstrahlung so wie der Diffusstrahlung ein. Die zeitliche Auflösung der Klimadaten ist eine Stunde. Ein weiterer Vorteil von Type 99 besteht darin, dass ausgehen von den horizontalen Einstrahlungen für verschieden ausgerichtete Flächen (Azimut und Neigungswinkel) die auftreffende Solarstrahlung berechnet werden kann. Dies wird benötigt, da die im Projekt betrachtete thermische bzw. elektrische Solaranlage verschiedene Ausrichtungen bzw. Neigungen besitzt. In der Abbildung 15 sind die in den thermischen und elektrischen Simulationen verwendeten Klimadaten dargestellt.

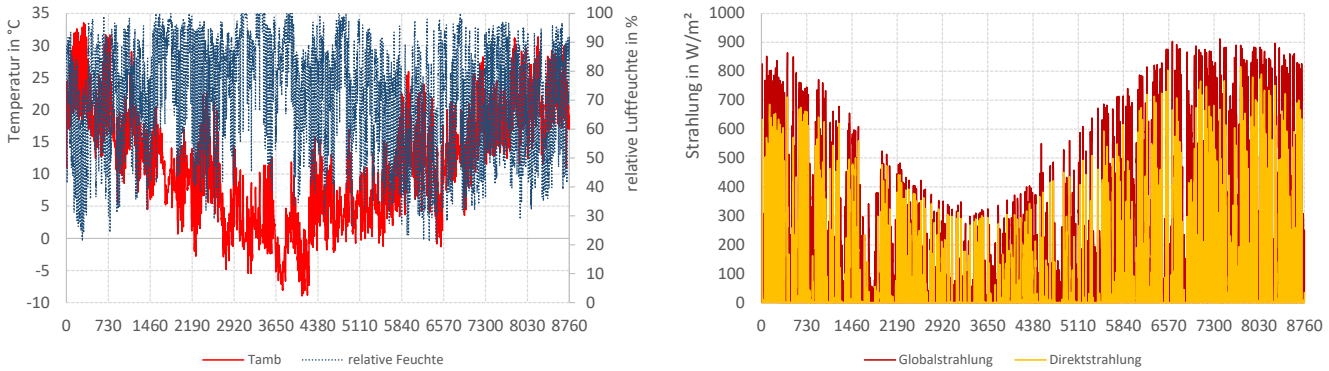


Abbildung 21 Klimadaten 01.08.2016 – 31.07.2017; Außenlufttemperatur, relative Feuchte, Global- und Direktstrahlung (Standort: Inffeldgasse/Graz Quelle: ZAMG)

5.4.2 Gebäude

Als erstes sollen die Gebäude näher betrachtet werden. Im Folgenden wird erläutert wie die Gebäude thermisch simuliert, und welche Schritte zur Validierung durchgeführt wurden.

5.4.2.1 Gebäudemodell

Die Abbildung der Gebäude in TRNSYS Simulationsmodell wurde durch den Type56 realisiert. Dieser Type erlaubt die Spezifikation von Gebäuden mit unterschiedlichen thermischen Zonen und Parametern. Die wesentliche Struktur der Gebäude wurde zu Beginn in der Software Trimble SketchUp als ein 3-dimensionales Modell geometrisch nachgebildet wie in Abbildung 22 dargestellt. Dieses Modell erlaubt bereits eine erste Definition wichtiger Parameter, wie zum Beispiel unterschiedliche Außenflächentypen (Wand, Dach, Fenster), deren Größe, Ausrichtung und Orientierung. Zusätzlich wurden unterschiedliche thermische Zonen, mit differierender Nutzung, wie zum Beispiel Bürobereiche und Fertigungsbereiche, im Modell angelegt.

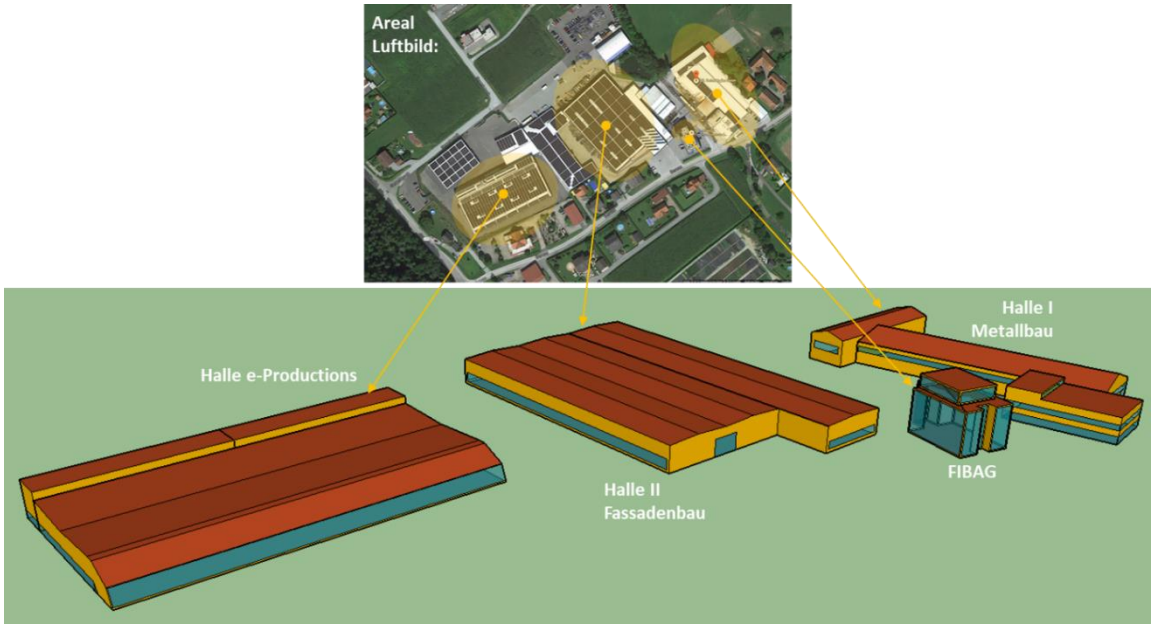


Abbildung 22 3D Gebäudemodell der Betriebsstätte in Trimble SketchUp

Im nächsten Schritte wurde dieses vereinfachte 3D Modell in die Software TRNBuild, ein PlugIn der thermischen Simulationssoftware TRNSYS (Solar Energy Laboratory 2017) zur Erstellung von Gebäudemodellen, importiert und durch den Type 56 abgebildet (siehe Kapitel 5.4.4.1). Mit Hilfe der detaillierten Informationen über die Gebäude, welche zu Beginn gesammelt und im Kapitel 5.2 Gebäudestruktur und Anlagenschema beschrieben wurden, wird das Gebäudemodell nun erweitert und verfeinert. In TRNBuild wurden die benötigten Wandaufbauten und Fenstertypen mit ihren entsprechenden geometrischen und wärmetechnischen Eigenschaften (Wärmedurchgangszahl) erstellt und den Gebäudehüllflächen zugewiesen. Des Weiteren erhielten die einzelnen thermischen Zonen eine thermische Kapazität und ein variables, parametergesteuertes Regime für Luftwechsel, Infiltration und interne Wärmegewinne (elektrisch, Licht und Personen). Abbildung 23 zeigt eine beispielhafte Bildschirmaufnahme der Gebäudemodellierung und -spezifikation in TRNBuild. In der Tabelle 8 sind die wesentlichen Wandflächen, Fensterflächen und U-Werte für die beizten Gebäude der Betriebsstätte angeführt.

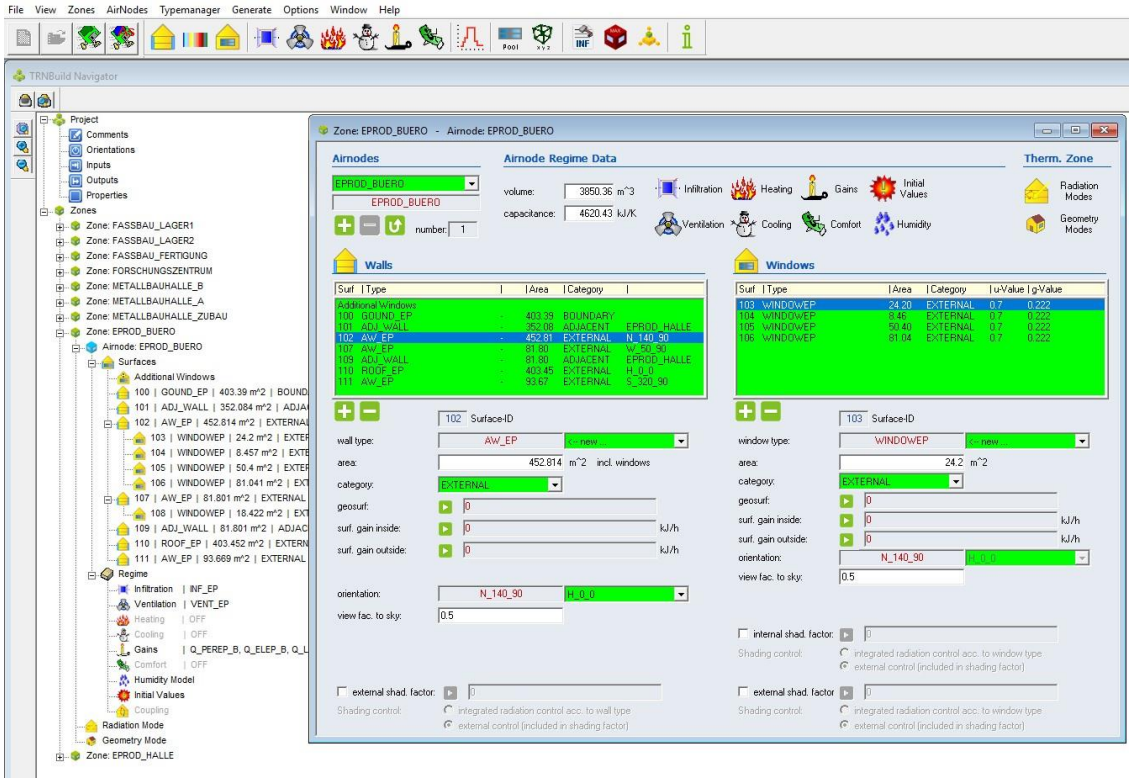


Abbildung 23 Komplexes thermisches Gebäudemodell in TRNBuild (Gebäude Eproductions – Zone Eprod_Büro)

Tabelle 8: Zusammenstellung der relevanten Flächen und deren U-Werte für die vier beheizten Gebäude der Betriebsstätte

		Eproductions				Fassadenbau				Fibag				Metallbau				Summe ges. Areal	
Orientierung		Wand-fläche	U-Wert	Fenster-fläche	U-Wert	Wand-fläche	U-Wert	Fenster-fläche	U-Wert	Wand-fläche	U-Wert	Fenster-fläche	U-Wert	Wand-fläche	U-Wert	Fenster-fläche	U-Wert	Wand-fläche	Fenster-fläche
		[m²]	[W/m²K]	[m²]	[W/m²K]	[m²]	[W/m²K]	[m²]	[W/m²K]	[m²]	[W/m²K]	[m²]	[W/m²K]	[m²]	[W/m²K]	[m²]	[W/m²K]	[m²]	[m²]
Außenwand	N_140	919	0.185	205	0.935									405	0.265	29	2.499	1324	234
	N_145					541	0.265	177	1.889									541	177
	N_155									157	0.329	118	1.071					157	118
	N_180									19	0.329							19	-
	N_220													640	0.265	162	2.499	640	162
	E_230	380	0.185	96	0.935									123	0.265			504	96
	E_235					970	0.265											970	-
	E_245									110	0.359	51	1.071					110	51
	E_270									35	0.359							35	-
	E_310													351	0.265	136	2.499	351	136
	S_320	625	0.185	381	0.935									224	0.265			849	381
	S_325					541	0.265	83	1.889	150	0.373	112	0.978					691	195
	S_0									20	0.373							20	-
	S_40													665	0.265	215	2.499	665	215
	W_50	380	0.185	97	0.935									123	0.265	23	2.499	504	120
	W_55					704	0.265	266	1.889									704	266
	W_65									384	0.359	330	1.071					384	330
	W_90									40	0.359							40	-
	W_130													173	0.265	74	2.499	173	74
Dachfläche	H_0_0	819	0.185			758	0.265			342	0.225			576	0.265			2495	-
	N_140_5	1617	0.185															1617	-
	N_220_20													801	0.265			801	-
	E_235_5					3044	0.265											3044	-
	S_320_5	1881	0.185											299	0.265			2180	-
	S_320_25	718	0.185															718	-
	S_40_20													820	0.265			820	-
	W_55_5					3044	0.265											3044	-
Grundfläche	H_0_0	5081	1.095			6840	0.435			342	0.435			2579	0.435			14840	-
mittlerer U-Wert [W/m²]		0.557		0.935		0.336		1.889		0.345		1.054		0.321		2.499			

5.4.2.2 Gebäudevalidierung

Ziel der Validierung ist es, eine geeignete Konfiguration bestimmter Modellparameter zu finden, um eine möglichst hohe Übereinstimmung zwischen simulierten und gemessenen Heizwärmebedarf zu erreichen bei gleichzeitiger Berücksichtigung des dynamischen Heizleistungsverlaufs. Dies wird innerhalb von TRNSYS unter der Verwendung des generischen Optimierungsprogrammes Genopt (Wetter 2011) realisiert. Variiert wurden dabei die Parameter der Raumlufttemperatur, des Luftwechsels und der Infiltration. Hinsichtlich der Infiltration wurde für jede thermische Zone ein konstanter Wert zwischen 0,01 h^{-1} und 0,05 h^{-1} ermittelt. Die Grenzen des Luftwechsels ergeben sich zwischen 0,1 und 0,8 h^{-1} wobei unterschiedliche zeitabhängige Vorgabefunktionen (anhand Interviews und Begehung) für Werktage und für Wochenenden erstellt wurden, welche dann für die einzelnen thermischen Zonen mit geeigneten maximalen Luftwechselzahlen multipliziert wurden.
In ähnlicher Art und Weise wurde für die Raumlufttemperatur eine Zeitfunktion für Werktage und für Wochenenden und für jede thermische Zone individuell erstellt. Diese setzt sich zumeist zusammen aus einer Standard-Raumlufttemperatur und einer reduzierten Raumlufttemperatur, wobei an Wochenenden in den meisten Fällen durchgehend eine abgesenkte Temperatur vorgegeben wird und an Werktagen tagsüber zu den Arbeitszeiten die erhöhte und in den Nachtstunden die reduzierte Raumlufttemperatur.
Mit Hilfe dieser beschriebenen Stellgrößen wurde nun versucht die Validierungsziele Heizwärmebedarf und Heizleistungsverlauf möglichst genau abzubilden. Die Ergebnisse sollen im Folgenden, exemplarisch anhand des Gebäudes Eproductions (EP) im Detail erläutert werden.

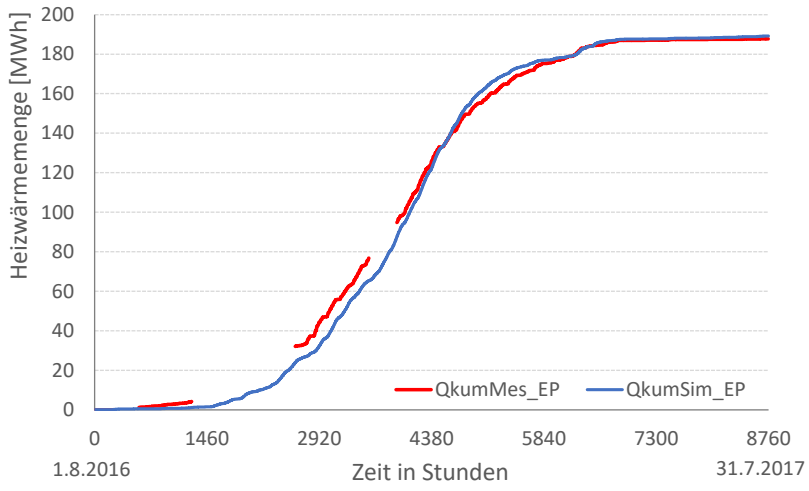


Abbildung 24 Kumulierter Heizwärmebedarf Eproductions Simulation vs. Messung von 01.08.2016 bis 31.07.2017

Abbildung 24 zeigt den kumulierten Heizwärmebedarf der Einheit Eproductions der Simulation in Blau und jenen der Messdatenaufzeichnung in Rot. Die Unterbrechungen im Verlauf des gemessenen Heizwärmebedarfes sind wiederum auf Aufzeichnungslücken zurückzuführen. Die Darstellung verdeutlicht, dass sowohl der absolute Heizwärmebedarf des gesamten Betrachtungszeitraumes der Simulation und der Messung nahezu gleich ist, als auch der Verlauf, insbesondere die Steigung, sehr gut übereinstimmt. Dieses Ergebnis ist eine aussagekräftige Bestätigung für die erfolgreiche Validierung des Gebäudesimulationsmodells.

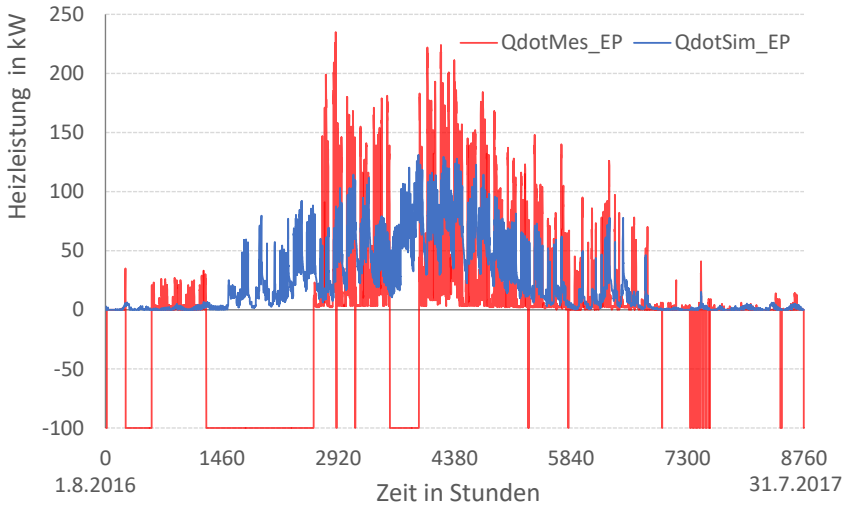


Abbildung 25 Heizleistungsverlauf Eproductions Simulation vs. Messung von 01.08.2016 bis 31.07.2017

Des Weiteren zeigt Abbildung 25 noch den dynamischen Heizleistungsverlauf des Gebäudes Eproductions der Simulation und der Messung. Auch hier wird ersichtlich, dass das Grundverhalten und alle Tendenzen der Realdaten durch die Simulation sehr gut abgebildet werden. Der größte verbleibende Unterschied, welcher anzumerken bleibt, ist jener, dass der gemessene Heizleistungsverlauf kurzzeitig relativ hohe Leistungsspitzen aufweist, wohingegen die Simulation im Allgemeinen ein gedämpfteres Verhalten abbildet. Diese Besonderheit in der Messung ist auf einen speziellen Regler (Fuzzy Control) vor Ort zurückzuführen, dessen genaue Funktionsweise jedoch nicht näher bekanntes Know-how von Siemens ist. Zur Vervollständigung der Validierung ist zudem exemplarisch in Abbildung 26 der Verlauf der simulierten Raumlufttemperaturen der Fertigung und der Büros des Gebäudes Eproductions sowie der gemessenen Außenlufttemperatur der ZAMG dargestellt. Dies zeigt, dass die vorgegebenen Zielraumlufttemperaturen gut erreicht und gehalten werden können und die Temperaturabsenkung durch die Zeitvorgabefunktion ebenfalls sehr gut nachgebildet wird.

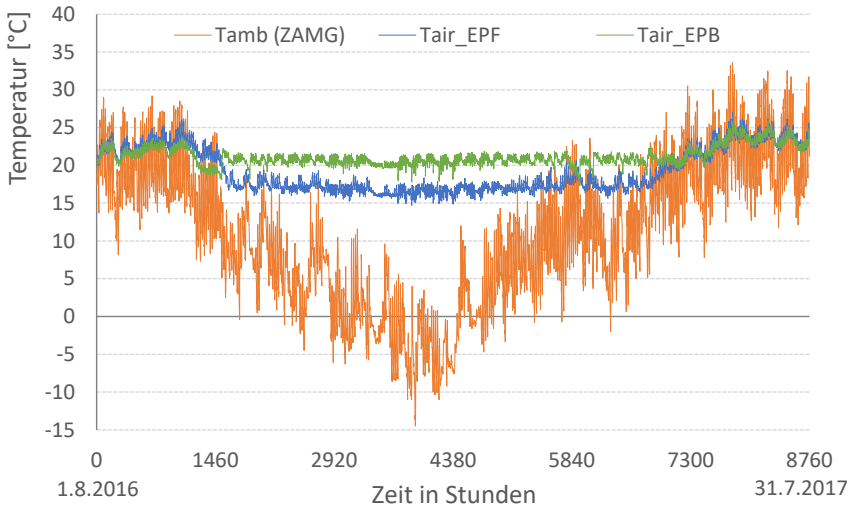


Abbildung 26 Raumlufttemperaturverläufe Eproductions und ZAMG Außenlufttemperatur von 01.08.2016 bis 31.07.2017

Analog zum Gebäude Eproductions wurden die anderen drei Gebäude Fassadenbau, Fibag und Metallbau validiert. Dabei wurde wiederum besonders auf die Verläufe der kumulierten Heizwärmebedarfe, der Heizleistungskurven und der simulierten Raumlufttemperaturen geachtet. Auf eine detaillierte Darstellung der Ergebnisse und graphische Auswertung für jedes einzelne Gebäude sei an dieser Stelle verzichtet. Tabelle 9 zeigt das primäre Ergebnis der Gebäudevalidierung, das heißt eine möglichst geringe Abweichung zwischen den simulierten und den gemessenen Heizwärmemengen. Wie aus den Werten ersichtlich, ist zum Beispiel die Abweichung für den kumulierten Heizwärmebedarf der gesamten Betriebsstätte lediglich 1,64 % bezogen auf die Messung und somit äußerst genau.

Tabelle 9: Heizwärmebedarf der Gebäude, Simulation vs. Messung von 01.08.2016 bis 31.07.2017

Heizwärmebedarf [MWh/a]	EP	FA	FI	ME	Gesamt
Messung	187.8	230.6	85.1	317.7	821.3
Simulation	191.5	233.1	89.0	321.2	834.8
Abweichung	1.97%	1.08%	4.58%	1.10%	1.64%

Abschließend seien noch der Verlauf des kumulierten Heizwärmebedarfes sowie der Heizleistungsverlauf der gesamten Betriebsstätte dargestellt. Abbildung 27 bildet dies ab und zeigt, dass auch für die gesamten Betriebsgebäude eine relativ genaue Übereinstimmung zwischen Simulation und Messung erzielt werden konnte. Unter diesen Gesichtspunkten sind der Heizwärmebedarf und das dynamische Verhalten der Gebäude mit ausreichender Genauigkeit abgebildet und das validierte Gebäudemodell kann für weiterführende Gesamtsystembetrachtungen und thermische Simulationen herangezogen werden.

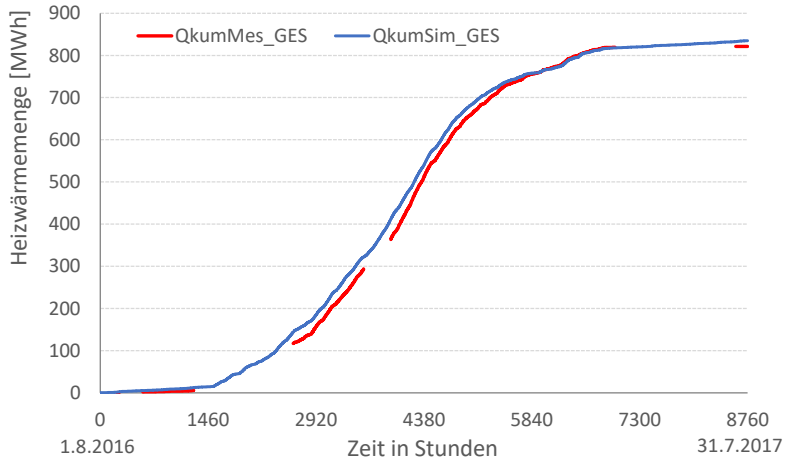


Abbildung 27 Kumulierter Heizwärmebedarf aller beheizter Gebäude - Simulation vs. Messung von 01.08.2016 bis 31.07.2017

5.4.3 Anlagenkomponenten

Die einzelnen Komponenten des thermischen hybriden Energiesystems wurden in TRNSYS durch unterschiedliche Typen (Simulationsmodelle) abgebildet. Dabei ist es wiederum Ziel der Validierung, durch den Abgleich mit Realdaten die Modelle so zu parametrieren, dass die in die Anlage gelieferten beziehungsweise benötigten Wärmemengen (inklusive Verluste) sowie das dynamische Verhalten der Simulationsmodelle in möglichst hohem Maße jenem der Messdatenaufzeichnungen entspricht.

Im Folgenden soll exemplarisch für die Validierung der Anlagenkomponenten auf die Untersuchung des thermischen Kollektormodells und des Erdsondenmodells näher eingegangen werden.

5.4.3.1 Solarthermie

Die beiden solarthermischen Kollektorfelder Eproductions und Fassadenbau wurden in der Simulationssoftware TRNSYS durch das Kollektormodell Type 832 abgebildet (Solar Energy Laboratory 2017). Dieser Type ist ein Kennlinienmodell, mit dem es möglich wird, mehrere Knoten in Strömungsrichtung des Fluids zu simulieren sowie Wärmegewinne durch Kondensation und Frost zu berücksichtigen. Durch das Mehrknotenmodell können auch mehrere seriell verschaltete Kollektoren im Low Flow Betrieb korrekt abgebildet werden. Es beachtet unter anderem Parameter, wie die Kollektorfläche, den Transmissionsgrad, einen linearen und einen quadratischen Verlustkoeffizienten, eine thermische Kollektorkapazität, den Neigungswinkel, sowie Fluideigenschaften. Als Input erhält das Kollektormodell die Außenlufttemperatur, die Global- und Diffusstrahlung sowie die Eingangstemperatur und den Massenstrom des Fluids. Daraus berechnet das Modell unter anderem die Austrittstemperatur des Fluids sowie die in das System abgegebene Wärmeenergie.

Zur Validierung wird das Modell mit den Eingangsgrößen Außenlufttemperatur, Rücklauftemperatur, Massenstrom sowie Global- und Diffusstrahlung in Kollektorebene aus den Messdaten gespeist. Die Aufgabe der Modelluntersuchung besteht nun darin, die Abweichung zwischen simulationstechnisch und messtechnisch ermittelter Wärmemenge zu minimieren und zudem eine möglichst gute Übereinstimmung der Temperaturverläufe zu erzielen. Um dieses Ziel zu erreichen wurden vier Parameter des Modells, der Transmissionsgrad η_0, der lineare und der quadratische Wärmeverlustkoeffizient a_1 und a_2 sowie die thermische Kollektorkapazität cp_{col}, innerhalb eines gewissen Bereiches variabel definiert. Mit Hilfe eines Optimierungsalgorithmus (Genopt (Wetter 2011)) und einer vorgegebenen Zielfunktion, der Minimierung der Differenz der Wärmeerträge (Messung vs. Simulation), wurden schließlich geeignete Parameterwerte berechnet.

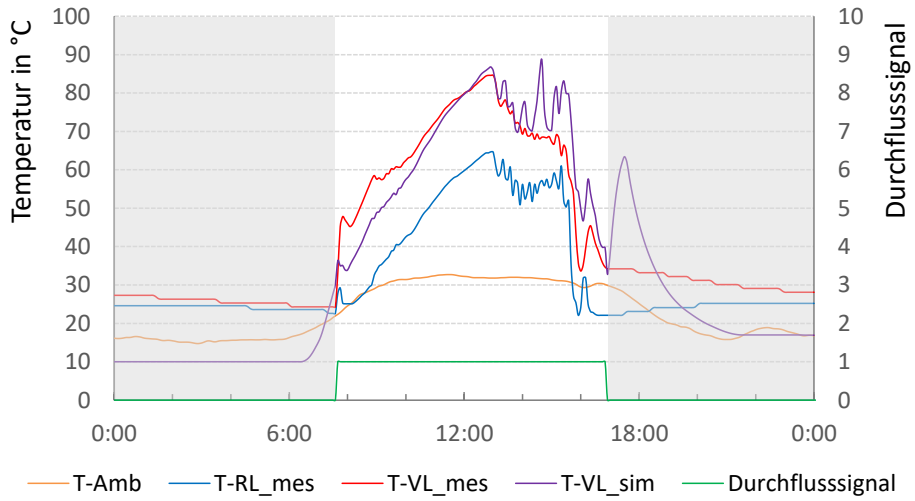


Abbildung 28 Temperaturverläufe der thermischen Solaranlage Fassadenbau für den 01.09.2015

Für die Validierung des Kollektormodells wurde der Zeitraum von 01.09.2015 bis 08.09.2015 betrachtet. Die Abbildung 28 zeigt den Tagesverlauf der Temperaturen für den 01.09.2015. Dargestellt sind die Außenlufttemperatur, die Rücklauftemperatur und die Vorlauftemperatur der Messung sowie die Vorlauftemperatur der Simulation. Die Grafik verdeutlicht eine gute Übereinstimmung der Simulationsergebnisse mit den Messwerten. Die verbleibende Abweichung zwischen der simulierten und der gemessenen Vorlauftemperatur (T-VL_mes) ist hauptsächlich darauf zurückzuführen, dass die gemessene Temperatur vom Wärmemengenzähler am Speicher im Gebäude stammt, während die simulierte Temperatur direkt jener am Kollektoraustritt (T-VL_sim) entspricht. Zwischen den beiden Temperaturen sind die Wärmeverluste der Rohrleitungen vom Dach bis zum Energiespeicher.
Von noch größerer Bedeutung für die Qualität der Validierung des Modells ist der Verlauf der generierten Wärmemengen dargestellt in Abbildung 29. Die Darstellung zeigt, dass mit Hilfe der Parameteridentifikation des Modells durch die Simulation sowie durch die Messung ein nahezu gleicher kumulierter Wärmeertrag von ca. 1 175 kWh für den Betrachtungszeitraum generiert werden konnte. Um dieses Ergebnis zu erreichen, wurde das Simulationsmodell des thermischen Solarkollektors mit den nachfolgenden Werten parametriert (siehe Tabelle 10).

Tabelle 10: Variable Parameter bei der Parameteridentifikation für den solarthermischen Kollektor

Parameter Solarthermie		Opt. Parameter	Tisun FM-S 2.55
Transmissionsgrad η_0	[-]	0.800	0.823
linearer Wärmeverlustkoeffizient a_1	[W/(m^2 K)]	2.900	3.797
quadratischer Wärmeverlustkoeffizient a_2	[W/(m^2 K^2)]	0.015	0.014
thermische Kollektorkapazität cp_{col}	[J/(m^2 K)]	8538	6080

Unter Berücksichtigung dieser Validierungsuntersuchungen liefert das thermische Kollektormodell eine ausreichend genaue Übereinstimmung mit den gemessenen Betriebszuständen und kann daher in weiterer Folge als Basis für die thermische Solaranlage innerhalb der Gesamtsystemsimulation herangezogen werden.

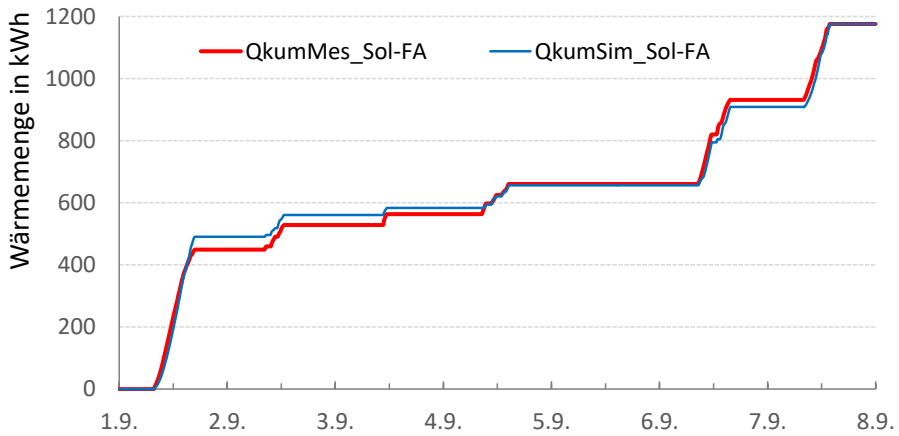


Abbildung 29 Kumulierter Wärmemengenertrag thermische Solaranlage Fassadenbau (127,5 m²) von 01.09.2015 bis 08.09.2015 - Simulation vs. Messung

5.4.3.2 Erdsonden

Das Erdsondenfeld am Industriestandort wurde durch den Type451 (Solar Energy Laboratory 2017) abgebildet. Die vertikalen Tiefenbohrungen wurden durch ein Kapazitäten-Modell näher betrachtet ebenso das Erdreich innerhalb eines spezifizierten Radius. Neben den geometrischen Werten benötigt das Modell zur Parametrierung ebenso die Stoffdaten des Erdreichs und des Wärmeträgermediums sowie den Eintrittsmassenstrom und die Eintrittstemperatur. Im Modell können die Anzahl an radialen und axialen Schichten definiert werden (radial max. 20; axial max. 10). Daraus berechnet das Simulationsmodell schließlich eine Austrittstemperatur des Fluids sowie die übertragene Wärmeleistung, die an das Wärmeträgermedium abgegeben werden kann.

Ähnlich dem solarthermischen Kollektormodell ist es sinnvoll, das Erdsondenmodell, welchem eine äußerst wichtige Stellung in der Gesamtanlage zukommt und welches aufgrund verhältnismäßig geringer Erfahrungswerte besonders heikel ist, individuell zu betrachten und hinsichtlich der essentiellen Parameter voreinzustellen. In der Simulationssoftware TRNSYS wird das Sondenmodell, mit der Rücklauftemperatur und dem Massenstrom aus den Messdaten gespeist. Zur Validierung werden die zwei Monate April und Mai 2017 näher betrachtet, das heißt der Zeitraum von 31.03.2017 bis 30.05.2017. Ziel der Validierung ist, dass durch das Erdsondenmodell in der thermischen Simulation gleich viel Wärme aus dem Erdreich entzogen wird, wie durch die Messung vor Ort generiert wurde. Um die Erdsonden möglichst realitätsgetreu abbilden zu können, müssen diese für einen gewissen Zeitraum vorsimuliert werden (eingeschwungener Zustand des Erdreichs). Dazu wurde das Erdsondenmodell für ein Jahr vor dem eigentlichen Betrachtungszeitraum mit einem gemessenen Lastfile hinsichtlich Eintrittstemperaturen und Massenstrom belastet. Im Anschluss wurde versucht unter Wahl geeigneter Parameter für das Erdsondenmodell die Differenz der Wärmemengenerträge für die gewählten Zeitraum zu minimieren.

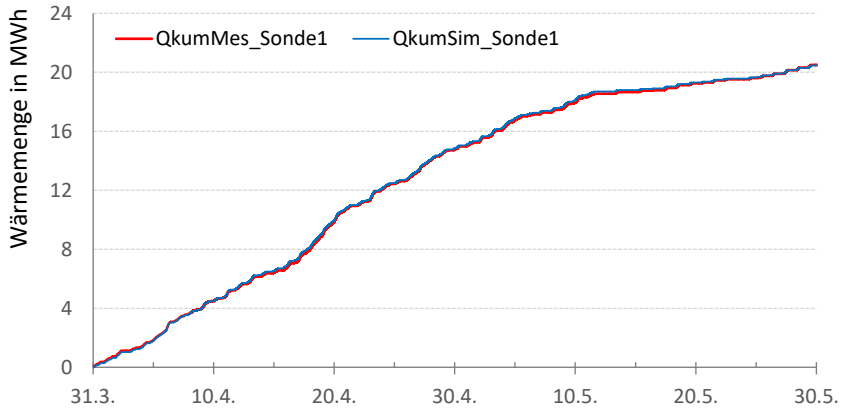


Abbildung 30 Kumulierter Wärmemengenertrag Erdsondenfeld 1 (14 Sonden) von 31.03. bis 30.05.2017 Simulation vs. Messung

Abbildung 30 zeigt den Verlauf der simulierten und der gemessenen kumulierten Wärmemengenerträge des ersten Sondenfeldes. Dies entspricht einem Drittel der gesamten Erdsondenkapazität, welche aus drei derartigen Sondenfelderbündel zu je 14 Tiefensonden mit 147 m Bohrtiefe besteht. Die Darstellung zeigt, dass sowohl durch die Simulation als auch durch die Messung eine Wärmemenge von ca. 20,6 MWh für den Betrachtungszeitraum generiert wurde.

Damit dieses Validierungsziel erreicht werden konnte, wurde das Erdreich des Erdsondenmodells mit folgenden Werten parametriert:

Stoffdaten Erdreich und Sondenhinterfüllung		**Sonden Dimensionen**	
Spez. Wärmekapazität	cp_{ground} = 0,8 kJ/(kgK)	Rohraußendurchmesser	d_{Ri} = 40,0 mm
Dichte	ρ_{ground} = 2500 kg/m^3	Rohrinnendurchmesser	d_{Ri} = 32,6 mm
Wärmeleitfähigkeit	λ_{ground} = 2,0 W/(mK)	Bohrlochdurchmesser	$d_{Bohrung}$ = 140 mm
		Sondentiefe	t_{SONDE} = 147 m
		Design Durchfluss	$m_{Punkt\ design}$ = 1630 kg/h

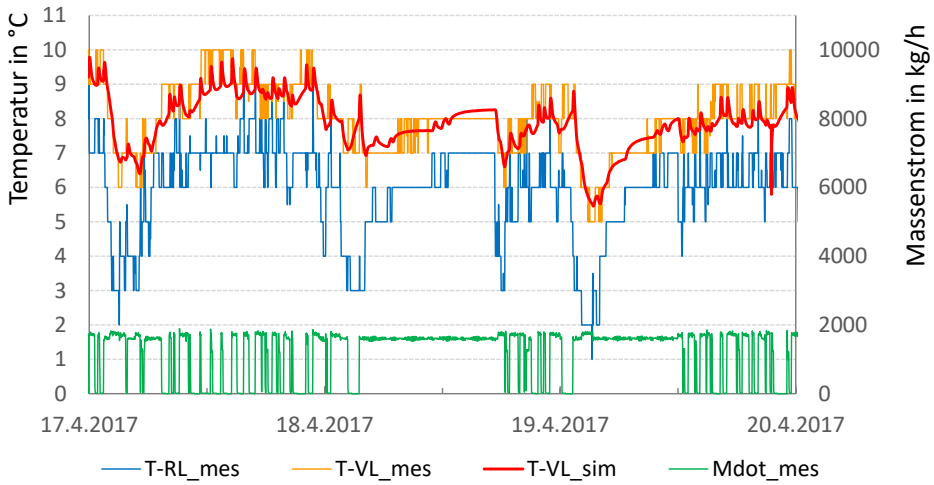


Abbildung 31 Temperaturverläufe Erdsondenfeld 1 (14 Sonden) von 17.04.2017 bis 20.04.2017 - Simulation vs. Messung

Des Weiteren liefert Abbildung 31 eine Betrachtung der Temperaturverläufe für einen Ausschnitt des Betrachtungszeitraumes, nämlich von 17.04.2017 bis 20.04.2017. Dargestellt sind Vorlauf- und Rücklauftemperatur sowie der Massenstrom der Messung und die Vorlauftemperatur der Simulation. Der stufenartige Verlauf der gemessenen Temperaturen ist auf die geringe Auflösung von nur 1 K der Messdatenaufzeichnung zurückzuführen. Die Grafik zeigt, dass die Simulation des Erdsondenmodells das Temperaturverhalten der realen Anlage sehr gut widerspiegelt. Aus diesen Ergebnissen der Validierung wird wiederum eine ausreichend hohe Übereinstimmung zwischen Simulationsmodell und gemessenen Betriebszuständen deutlich, sodass dieses parametrierte Modell für weitere Gesamtsystembetrachtungen verwendet werden kann.

5.4.3.3 Weitere verwendete Simulationsmodelle der thermischen Anlagensimulation

Wärmepumpen

Die Wärmepumpen wurden durch den Type5803 in der Simulation abgebildet. Dies ist ein Kennlinienmodell welches anhand der vorhanden Spezifikation aus den technischen Datenblättern der vor Ort installierten Wärmepumpen parametriert wurde. Als Input erhält das Modell sowohl auf der Kondensator-Seite also auch auf der Verdampfer-Seite den Massenstrom und die Eingangstemperatur des Wassers bzw. der Sole. Das Modell berechnet daraus die jeweiligen Austrittstemperaturen, die am Kondensator abgegebene Wärmeleistung sowie die elektrische Leistungsaufnahme des Verdichters.
Kennwerte des Wärmepumpenmodelles siehe Tabelle 11.

Energiespeicher

Die thermischen Energiespeicher wurden als Knotenmodell mittels des Type8893 simuliert. Dieses Modell erlaubt eine geschichtete Beladung mit mehreren Anschlusspaaren, sogenannten Doubleports. Neben den geometrischen Abmaßen des Speichers bekommt das Modell als Input die Anzahl der Knoten, der Doubleports, der elektrischen Nachheizungen, der Temperatursensoren sowie die jeweiligen Anschlusshöhen. Des Weiteren benötigt das Modell eine Spezifikation der Wärmedurchgangszahlen sowie der Eigenschaften des Fluids und die Umgebungslufttemperatur. Berechnet werden die Massenströme sowie Temperaturen am Austritt der Doubleports sowie die übertragenen Wärmeleistungen und die Wärmeverluste an die Umgebung. Kennwerte der Energiespeichermodelle siehe Tabelle 11.

Netzleitungen bzw. Rohrleitungen

Die Rohrleitungen des Wärmeverteilungsnetzes wurden Großteils durch den Type604a (Knotenmodell) modelliert. Dieses Modell wird parametriert anhand der geometrischen Abmessungen, Dichte des Rohrwerkstoffes, Wärmekapazität und Wärmeleitfähigkeit des Rohres, der wärmetechnischen Eigenschaften der Dämmung sowie des Fluids. Berechnet werden sowohl Massenstrom und Temperatur am Austritt sowie die Wärmeverluste zufolge Konvektion und Strahlung über die Länge der Rohrleitung. Der Type604a hat den Vorteil, dass die Rohrleitung in beide Richtungen durchströmt werden kann, was für das Wärmenetz am Industriestandort von Bedeutung ist. Im Falle des Betriebsmodus „solarthermische Regeneration des Erdreichs“ wird nämlich das Wärmenetz in entgegengesetzter Durchflussrichtung betrieben als im Heizbetrieb.

Tabelle 11: Parameterliste der validierten Simulationsmodelle

Komponente	Type Nr	Parameter
Speicher	8893	VS = 1 x 7,45 & 2 x 8,00 m³; H = 4,02 m; UA-Wert = 0,8 W/K
Kollektor	832	a0 = 0,80; a1 = 2,90 W/m²K; a2 = 0,015 W/m²K²
Sonde	451	Ground specific heat = 0,8 kJ/hmK; Ground density = 2500 kg/m³; Ground thermal conductivity = 7,2 kJ/hmK; Fill specific heat = 1,65 kJ/kgK; Fill density = 2000 kg/m³; Fill thermal conductivity = 7,2 kJ/hmK
WP	5803	a0 = 102.580687; a1 = -0.47220571; a2 = 0.00037714; a3 = 2.61054598; a4 = -0.00790162; b0 = 16.69544970; b1 = -0.13185000; b2 = 0.00615286; b3 = 0.21100575; b4 = 0.00054005

5.4.4 Gesamtsystem

Im Folgenden wird nun das gesamtheitliche Gebäude- und Anlagensystem näher betrachtet. Für die Validierung des Gesamtsystems liegt das Interesse primär bei allen Wärmequellen, das heißt durch das Simulationsmodell soll nach Möglichkeit dieselbe Wärmemenge generiert werden wie durch die Messung vor Ort. Die Wärmesenken sind hauptsächlich die Gebäude, deren Heizwärmeverbrauch bereits individuell validiert wurde, sowie die Verluste der Anlagenkomponenten und des thermischen Netzes.

5.4.4.1 Simulationsmodell

Abbildung 32 zeigt einen Ausschnitt des gesamten thermischen Gebäude- und Anlagensimulationsmodells in der Software TRNSYS 17 - Simulation Studio. Wie in der Darstellung ersichtlich wurden alle Komponenten der Anlage wie Erdsonden, Wärmepumpen, Speicher, Kollektor, Gaskessel, Heizungsverteiler, Radiatoren und viele mehr durch einzelne Modelltypen abgebildet. Zusätzlich enthält das Gesamtsystem eine Vielzahl an Komponenten für die Modellierung des thermischen Netzes, das sind insbesondere Rohrleitungen, Pumpen, Ventile und Wärmetauscher sowie eine Menge an Typen zur Regelung des Systems. Die Ein- und Ausgänge der einzelnen Komponenten sind dabei durch entsprechende Verbindungen verknüpft und werden durch einen geeigneten Satz an Gleichungen und Randbedingungen überwacht und geregelt.

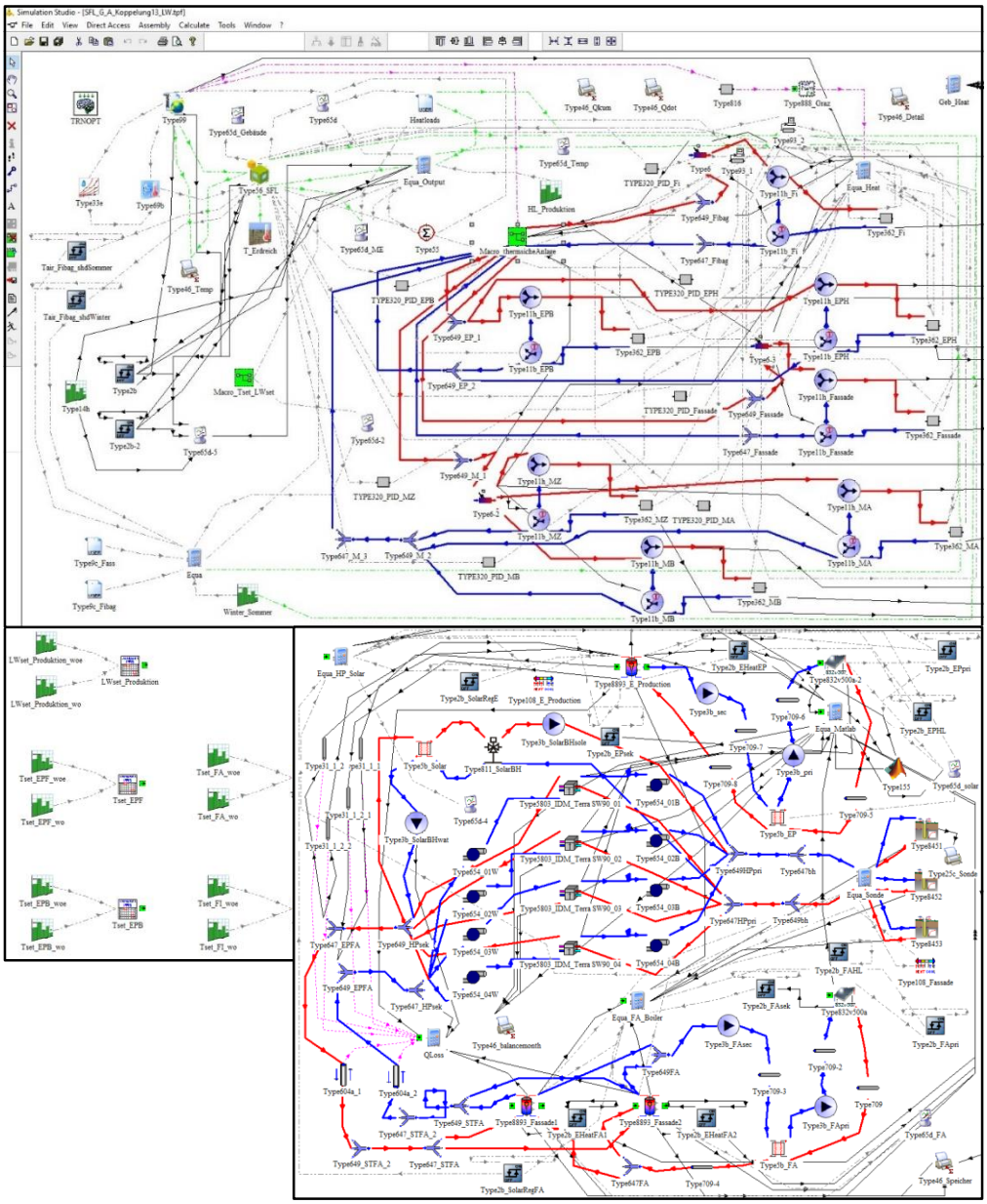


Abbildung 32 Thermisches Gebäude- und Anlagensimulationsmodell der Betriebsstätte der SFL technologies GmbH in Stallhofen in TRNSYS 17 - Simulation Studio

5.4.4.2 Systemvalidierung

Für die Validierung des hybriden Energiesystems wird auch hier der der Zeitraum von 01.08.2016 bis 31.07.2017 betrachtet. Die Abbildung 33 zeigt die generierten Wärmemengen der Simulation und der Messung der Wärmepumpen, der Solaranlagen und des Gaskessels sowie die Summe davon. Der Vergleich zeigt eine relativ deutliche Abweichung zwischen Simulation und Messung bei den einzelnen der vier Wärmepumpen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die reale Steuerung vor Ort auf ein ausgeglichenes Betriebsstundenverhältnis der einzelnen Wärmepumpen achtet und daher deren Priorisierung durchwechselt. Dieses Verhalten wurde im Simulationsmodell nicht implementiert und es verfügt stattdessen über eine konstante statische Reihung der einzelnen Wärmepumpen. Entscheidend jedoch ist, dass der kumulierte Wärmeertrag der Wärmepumpen des Simulationsmodells sehr gut jenem der Messung entspricht wie die Darstellung zeigt (Abbildung 33).

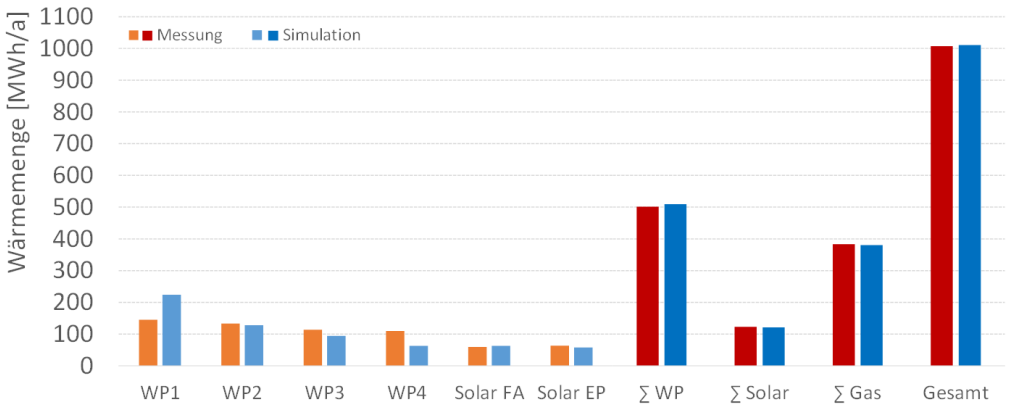


Abbildung 33 Wärmemengenerträge ausgewählter Anlagenkomponenten und des Gesamtsystems von 01.08.2016 bis 31.07.2017 der Simulation vs. Messung

Darüber hinaus konnte durch geeignete Parametrierung und Einstellung des Simulationsmodells auch eine ausreichend hohe Übereinstimmung der generierten Wärmemengen der Solaranlagen und des Gaskessels erreicht werden. Somit ist auch der kumulierte Gesamtwärmeertrag der Anlage, wie in der Grafik sichtbar, der Simulation in sehr guter Näherung der Messung gleich. Des Weiteren zeigt Tabelle 12 die wesentlichen numerischen Ergebnisse der Systemvalidierung. So betragen die Abweichungen der einzelnen Komponenten nur rund 1 bis 2 Prozentpunkte und jene des Gesamtsystems weniger 1 % bezogen auf die Messung. Unter diesen Gesichtspunkten ist der Abgleich mit den Messdaten qualitativ sehr hochwertig und die Validierung der gesamten thermischen Anlage erfolgreich durchgeführt.

Tabelle 12: Wärmemengenerträge ausgewählter Anlagenkomponenten und des Gesamtsystems von 01.08.2016 bis 31.07.2017 der Simulation vs. Messung.

Wärmemenge [MWh/a]	**Σ WP**	**Σ Solar**	**Gas**	**Gesamt**
Messung	501,0	123,0	383,5	1007,6
Simulation	509,3	121,0	380,5	1010,8
Abweichung*	1,61%	1,59%	0,76%	0,32%

*Abweichung bezogen auf die Messung

Eine weitere interessante Analyse bietet die detaillierte Bilanzierung der gesamten Simulation. Abbildung 34 und Tabelle 14 zeigen eine solche vollständige thermische Gebäude- und Anlagenbilanz des Simulationsmodells nach den einzelnen Monaten des Betrachtungszeitraumes gegliedert. Dabei sind alle Wärmequellen zu einer Säule gestapelt (mit einem Plus-Zeichen in der Legende der Darstellung gekennzeichnet) und dem gegenüber steht die gestapelte Säule der Wärmesenken (gekennzeichnet mit einem Minus-Zeichen). Eine genaue Erläuterung der Wärmemengen beziehungsweise deren Legenden-einträge ist in Tabelle 13 angeführt.

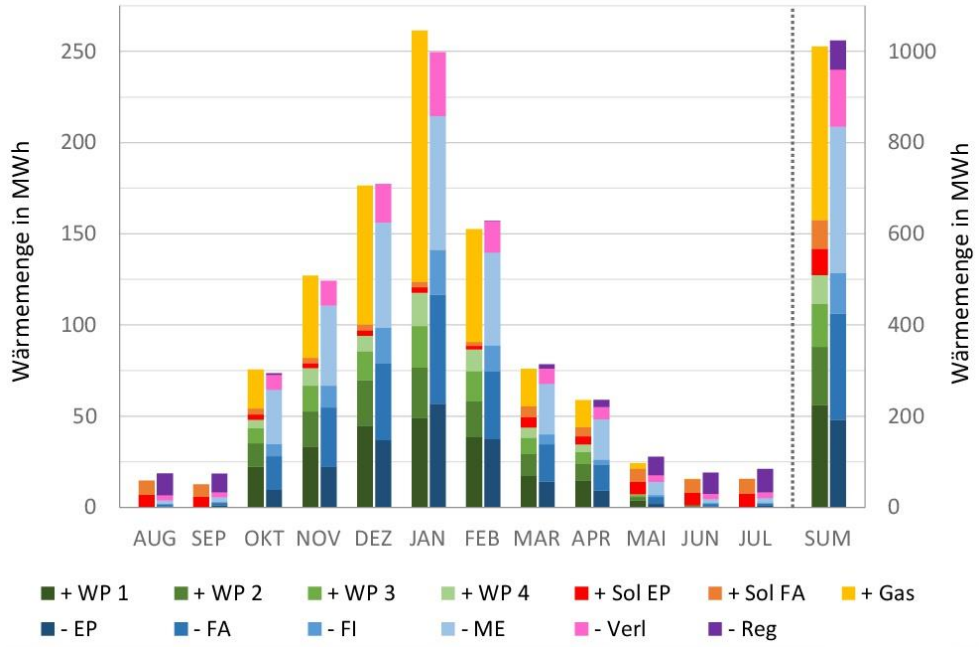


Abbildung 34 Thermische Gebäude- und Anlagenbilanz der Wärmequellen und –senken der Simulation von 01.08.2016 bis 31.07.2017 gegliedert nach Monaten

Die Wärmequellen bestehen aus vier Wärmepumpen (inkl. der 42 Tiefensonden), zwei solarthermischen Kollektorfeldern sowie einem Gaskessel. Die Wärmesenken wiederum beinhalten die vier Gebäude, zuzüglich der Verluste an die Umgebung der Speicher und des Nahwärmenetzes und jenem Wärmeanteil, welcher zur Regeneration der Erdsonden aufgewendet wird. Hier sei angemerkt, dass die Regeneration der Erdsonden keine Verluste beziehungsweise Wärmesenke im eigentlichen Sinne darstellt, jedoch quellenseitig als generierte Wärmemenge inkludiert im Ertrag der Solaranlagen aufscheint und daher im Sinne der ordentlichen und vollständigen Bilanzierung als Wärmemenge gleichen Betrages zu den Senken dazugezählt werden muss. Die Bilanz offenbart die genaue Zusammensetzung der Wärmequellen und –senken und deren monatlicher Verlauf. Besonders erwähnenswert ist, dass zur Spitze der Heizlast also in den Wintermonaten Dezember, Jänner und Februar ein durchaus großer Teil der benötigten Wärme durch den Gaskessel beigesteuert werden muss. So liefert der Gaskessel beispielsweise für den Monat Jänner eine Wärmemenge von ca. 137,5 MWh eines Gesamtwärmebedarfes von ca. 261,4 MWh, was einem Anteil von ca. 52% entspricht, wie auch in Tabelle 14 ersichtlich. Des Weiteren zeigt die Bilanz, dass die Regeneration der Erdsonden im Wesentlichen in den Monaten Mai bis September anfällt und in Summe eine Wärmemenge von 63,8 MWh zur Regeneration genutzt werden konnten von einem Gesamtertrag der thermischen Solaranlagen von 121,0 MWh, was somit einem Anteil von ca. 53 % entspricht.

Abschließend sei angemerkt, dass die doch deutlichen Abweichungen zwischen den Wärmemengen der Quellen und Senken der einzelnen Monate auf unterschiedliche Ladezustände der Speicher zurückzuführen sind. Dies bedeutet eine zeitliche Verschiebung des Wärmeertrages und des Wärmeverbrauches aufgrund der Speicherkapazität der gesamten Anlage. Bei Betrachtung der Bilanz für das gesamte Jahr kann dieser Effekt jedoch wieder beinahe vollständig ausgeglichen werden. So wurde für den gesamten Betrachtungszeitraum eine kumulierte Wärmemenge von ca. 1010 MWh quellenseitig generiert. Dem gegenüber steht ein Wärmebedarf der Senken von ca. 1023 MWh, was einer Abweichung von rund 1,3 % bezogen auf die Wärmequellen entspricht. Der Anteil der nicht nutzbaren Wärme, der Verluste, entspricht 125,3 MWh beziehungsweise 12,2 % des gesamten Wärmeverbrauches der Senken.

Tabelle 13: Beschreibung der Wärmequellen und –senken der thermischen Simulationsbilanz

Wärmequelle/Wärmesenke	**Beschreibung**
+ WP 1	Am Kondensator abgegebene Wärmemenge WP 1
+ WP 2	Am Kondensator abgegebene Wärmemenge WP 2
+ WP 3	Am Kondensator abgegebene Wärmemenge WP 3
+ WP 4	Am Kondensator abgegebene Wärmemenge WP 4
+ Sol EP	Speicher EP zugeführte Wärme der Solarthermie EP
+ Sol FA	Speicher FA zugeführte Wärme der Solarthermie FA
+ Gas	Nahwärmenetz zugeführte Wärme durch Gaskessel
– EP	Heizwärmebedarf des Gebäudes E-Productions
– FA	Heizwärmebedarf des Gebäudes Fassadenbau
– FI	Heizwärmebedarf des Gebäudes Fibag
– ME	Heizwärmebedarf des Gebäudes Metallbau
– Verl	Wärmeverluste an Umgebung der Speicher, des Nahwärmenetzes
– Reg	Dem Erdreich zugeführte Solarwärme

Tabelle 14: Wärmemengenbilanz der Quellen und Senken der Simulation von 01.08.2016 bis 31.07.2017 nach Monaten, alle Angaben in MWh

	WP	Solar	Gas	Quellen	Gebäude	Verl.	Regen.	Senken
August	0,0	14,7	0,0	14,7	3,8	2,8	11,9	18,6
September	0,0	12,7	0,0	12,7	5,5	2,7	10,2	18,4
Oktober	48,0	6,1	21,4	75,5	64,6	8,1	0,8	73,5
November	76,4	5,6	45,2	127,1	110,6	13,7	0,0	124,3
Dezember	94,1	6,2	76,1	176,4	156,3	21,0	0,0	177,3
Jänner	117,7	6,2	137,5	261,4	214,5	35,1	0,0	249,6
Februar	86,5	4,3	61,8	152,5	139,7	17,4	0,2	157,2
März	43,8	11,6	20,6	76,0	67,8	8,3	2,4	78,4
April	34,5	9,5	14,8	58,9	48,4	6,6	3,9	58,9
Mai	7,2	14,1	2,9	24,2	14,0	3,7	10,0	27,7
Juni	1,1	14,4	0,2	15,7	4,6	2,9	11,6	19,1
Juli	0,0	15,7	0,0	15,7	5,1	3,0	12,8	21,0
Σ Jahr	509,3	121,0	380,5	1010,8	834,8	125,3	63,8	1023,9

6 Elektrische Modellierung des hybriden Energiekonzeptes

Zur mathematischen Modellbildung des Energiesystems der gegenständlichen Industriebetriebe wird in MATLAB ein hybrides Simulationsmodell erstellt, in dem die elektrischen und thermischen Teilsysteme der SFL-Engineering GmbH am Standort Stallhofen miteinander gekoppelt werden und mit dem der optimale Einsatz der zentralen sowie dezentralen Energieerzeugungs- und -speicheranlagen, in Abhängigkeit verschiedener Entscheidungskriterien, szenarienbasiert mittels linearer Optimierung ermittelt werden kann. Der Betrieb wird vorab energetisch und prozessorientiert analysiert und die Modellierung der elektrotechnischen Systemkomponenten erläutert. Die detaillierte Modellierung der thermischen Komponenten bzw. des thermischen Netzes ist Bestandteil der Arbeiten des Institutes für Wärmetechnik der TU Graz. Weiters ist mit dem Standort der SFL Engineering GmbH ein externer Standort in der Obersteiermark (SFL Glastechnik) über das öffentliche Stromnetz in der energetischen Bilanzierung verbunden, der in einem weiteren Modellierungsschritt miteingebunden wird.

In der nachfolgenden Abbildung 35 ist der als hybrides Energiesystem modellierte Industriebetrieb schematisch dargestellt.

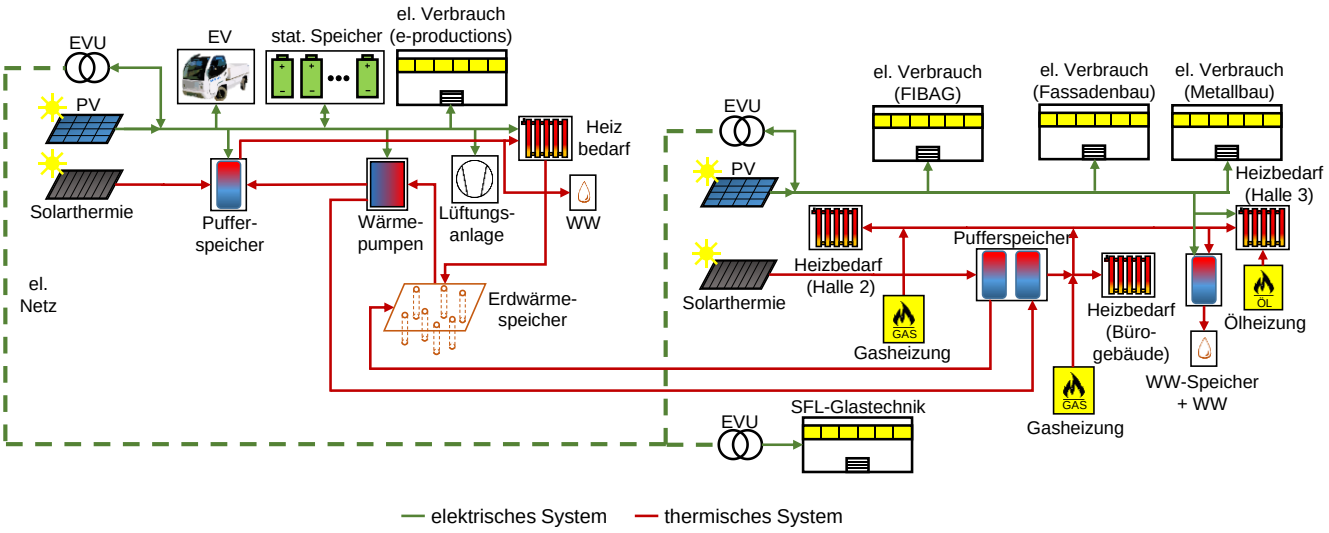


Abbildung 35: Schematische Darstellung des untersuchten hybriden Energiesystems

Der betrachtete Industriebetrieb besteht aus einem thermischen und, aufgrund der historischen Entwicklung des Betriebs, aus zwei getrennten elektrischen Teilsystemen sowie einem weiteren, über das öffentliche Stromnetz verbundenen, externen Industriestandort (SFL Glastechnik) in St. Marein im Mürztal, wobei das öffentliche Stromnetz auch zur optimierten Verteilung der elektrischen Energie auf die beiden Industriestandorte unter Berücksichtigung des Elektrizitätswirtschaftsorganisationsrechts (ELWOG) herangezogen wird. Des Weiteren ist das Simulationsmodell so konzipiert, das eine universelle Erweiterung um neue zentrale und dezentrale Energiequellen sowie Lasten in den Anlagen jederzeit möglich ist. Das elektrische Energiesystem teilt sich in drei Teilsysteme auf, wobei diese über das öffentliche Stromnetz miteinander zu einem Gesamtsystem verbunden sind (siehe Abbildung 36).

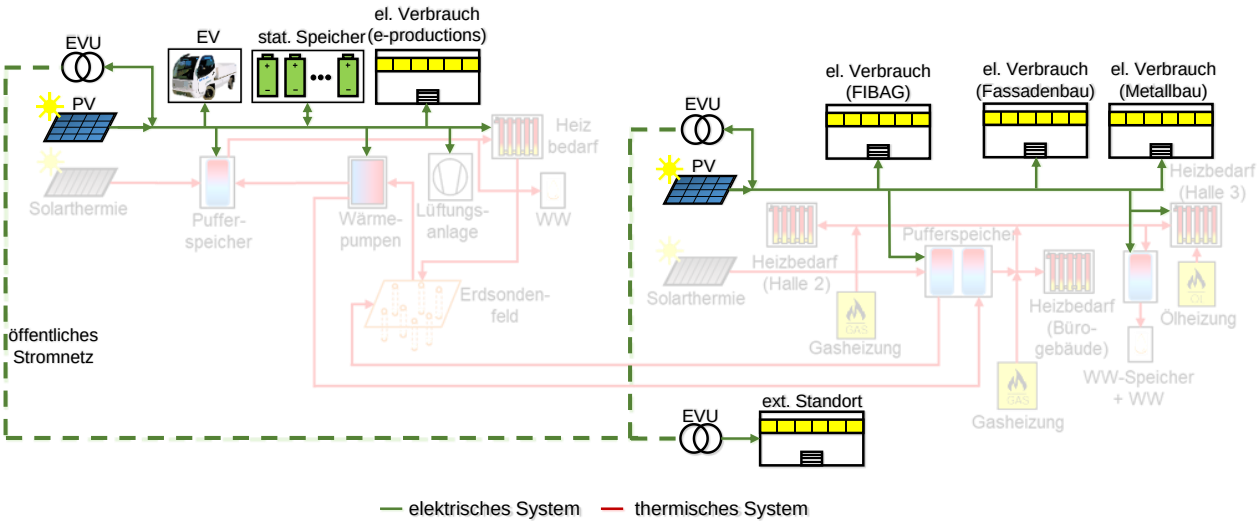


Abbildung 36: Schematische Darstellung der über das öffentliche Stromnetz verbundenen elektrischen Systeme

Folgende Technologien kommen in den elektrischen Energiesystemen zu tragen:

- Photovoltaikanlagen (PV)
- Stromspeicher (stationärer Speicher) – nicht am Standort vorhanden; nur in Analysen als Zukunftsszenario berücksichtigt
- Verbindung zum öffentlichen Stromnetz (EVU)
- Strombedarf des Industriebetriebes
- Verbindung zu thermischen Systemen.

Zur Vereinigung der beiden Energiesysteme zu einem gekoppelten hybriden Energiesystem werden die vier Wärmepumpen und die Pufferspeicher (Heizpatronen) verwendet.

6.1 Randbedingungen der Modellierung

Nachstehend werden die technischen Spezifikationen der im betrachteten hybriden Energiesystem vorhanden elektrischen Anlagen näher erläutert. Diese Randbedingungen sind die Basis zur Modellierung eines elektrotechnischen Simulationsmodells welches die Systemkomponenten und Anlagen zur Energieumwandlung abbildet.

6.1.1 Photovoltaikanlagen am Standort der SFL Engineering GmbH

Die Photovoltaikanlage der SFL Engineering GmbH am Standort Stallhofen weist eine Gesamtfläche von 11291 m² und eine installierte Leistung von ca. 1 MWp auf. Die Anordnung der Module, wie in Abbildung 37 dargestellt, variiert je Teilanlage in azimutaler Ausrichtung, von -135° (Osten) bis 146° (Westen), und Neigung der Module (0° bis 35°).

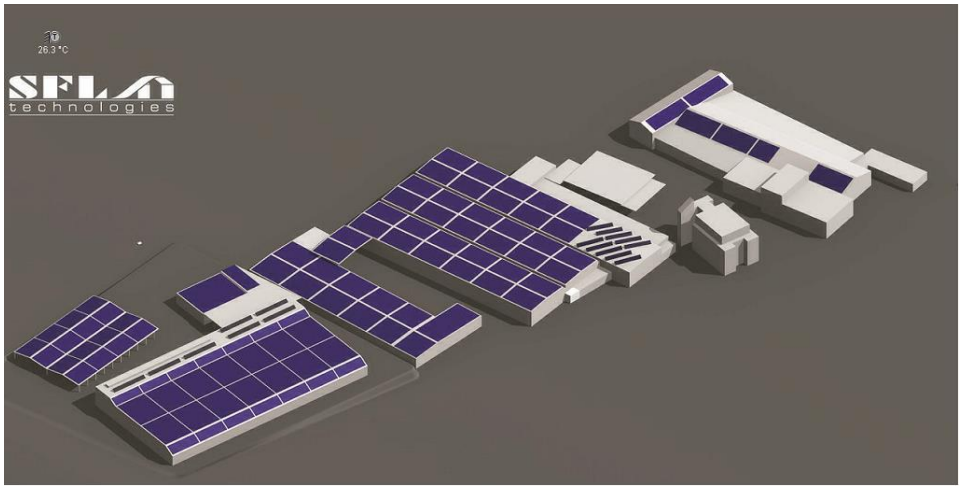


Abbildung 37: Schematische Darstellung der Photovoltaikanlagen der SFL Engineering GmbH Stallhofen

Die Photovoltaikanlagen teilen sich, wie das elektrische System am Standort, in zwei Teilanlagen, mit einer installierten Leistung von 344 kWp (Metallbauhalle) und 662 kWp (e-productions) auf. Die nachfolgende Tabelle 15 listet die detaillierte Aufteilung der Photovoltaikanlagen auf.

Tabelle 15: Auflistung der Photovoltaik-Teilanlagen der beiden Netzübergabepunkte

	Anlagenteil	*Anlagenleistung*	*Bruttofläche*	*Ausrichtung*	*Neigung*
Netzübergabepunkt Metallbauhalle	Metallbauhalle Süd	12 kWp	135 m²	-38°	11°
	Metallbauhalle	17 kWp	191 m²	53°	14°
	Lackiererei	30 kWp	337 m²	-38°	17°
	Fassadenbauhalle	96 kWp	1081 m²	-135°	5°
		93 kWp	1041 m²	45°	5°
		96 kWp	1081 m²	-135°	5°
	Summe	**344 kWp**	**3866 m²**	-	-
Netzübergabepunkt e-productions	Fassadenbauhalle	93 kWp	1041 m²	45°	5°
	Fassadenbauhalle Flugdach	28 kWp	314 m²	-126°	5°
		25 kWp	281 m²	-126°	5°
		64 kWp	719 m²	53°	5°
		14 kWp	157 m²	-32°	5°
		13 kWp	146 m²	-32°	5°
		24 kWp	270 m²	145°	5°
	Fassadenbauhalle	17 kWp	194 m²	-120°	5°
	e-products Halle	60 kWp	674 m²	68°	8°
		60 kWp	674 m²	-112°	8°
		34 kWp	382 m²	68°	8°
		34 kWp	382 m²	68°	8°
		32 kWp	354 m²	22°	26°
		32 kWp	354 m²	22°	35°
	e-products Carport	34 kWp	382 m²	-34°	7°
		16 kWp	180 m²	-34°	7°
		34 kWp	382 m²	146°	7°
		16 kWp	180 m²	146°	7°
	Summe	**662 kWp**	**7425 m²**	-	-

Die Anbindung des Standortes Stallhofen zum öffentlichen 20-kV-Mittelspannungsnetz erfolgt über die zwei Netzanschlusspunkte „e-productions“ und „Metallbauhalle“, wobei die Photovoltaikmodule anderer Anlagenteile, wie z.B. die Fassadenbauhalle, laut Tabelle 15 diesen beiden Netzanschlusspunkten zugeordnet werden.

6.1.2 Elektrische Energiespeicher

Das hybride Energiesystem des Industriebetriebes soll zukünftig zur Speicherung der überschüssig erzeugten Energie aus den Photovoltaikanlagen einen großen elektrischen Energiespeicher nutzen um z.B. den Eigenverbrauchsgrad zu steigern und den CO_2 Ausstoß zu reduzieren. Da während der Laufzeit des Projektes die elektrischen Energiespeicher im System noch nicht realisiert sind, wird mittels des hybriden Simulationsmodells die Möglichkeiten bzw. das Potential solcher Technologien in Kombination mit erneuerbaren Energieträgern und der Kopplung mit dem thermischen System durch Co-Simulationen ermittelt.

6.1.3 Elektromobilität (ELI)

Für die Simulationen wird als E-Fahrzeug das von der MUP technologies GmbH eigenproduzierte Fahrzeug ELI berücksichtigt, wobei die maximale Kapazität eines Fahrzeuges bei 20 kWh bzw. 200 Ah liegt. Es wird angenommen, dass ein Fahrzeug nachts mit einer Leistung ca. 4 kW vollgeladen wird. Für die Simulationen werden 10 Fahrzeuge in das System integriert.

Anbindung an das 20-kV-Mittelspannungsnetz des Standortes in Stallhofen

Die SFL Engineering GmbH ist über zwei Netzanschlusspunkte mit dem öffentlichen 20-kV-Mittelspannungsnetz der Energienetze Steiermark AG über jeweils einen Verteilnetztransformator (20/0, 4 kV) verbunden. Die maximal übertragbare Leistung ist durch die beiden 630-kVA-Transformatoren begrenzt.

6.1.5 Weitere relevante elektrische Anlagenkomponenten am Standort Stallhofen

Zur Kopplung der elektrischen Systeme mit dem thermischen System kommen primär Wärmepumpen sowie die E-Patronen der thermischen Energiespeicher zum Einsatz. Die elektrischen Daten der eingesetzten Anlagenkomponenten sind folgende:

- **Wärmepumpen**:
  Es kommen 4 Wärmepumpen mit einer elektrischen Leistung von je 20,5 kW_{el} (W10/W35) zum Einsatz. Eine detaillierte Modellierung der Wärmepumpen erfolgt im wärmetechnischen Modell (TRNSYS).
- **Thermische Energiespeicher – E-Patronen:**
  Die drei thermischen Energiespeicher mit jeweils zwei E-Patronen haben je Speicher eine installierte elektrische Leistung von 90 kW. Die E-Patronen können unterstützend zu den primären Heizsystemen (Wärmepumpen, Gasheizung) zur elektrischen Wärmeerzeugung in den Speichern genutzt werden können.

6.2 Messdatenauswertung und -korrektur

Die Auswertung der Messdaten beziehungsweise gegebenenfalls deren Korrektur oder Verbesserung soll im Folgenden für ausgewählte Systemkomponenten und Anlagenteile getrennt betrachtet werden. Die für die Modellierung der Photovoltaikanlagen wichtigen Klimadaten sind bereits im Kapitel 5.4.1 erläutert.

6.2.1 Elektrischer Energiebedarf der SFL EngineeringGmbH

Die für den elektrischen Energiefluss relevanten Messpunkte sind wie in der nachfolgenden Abbildung 38 dargestellt, die Erzeugung der Photovoltaikanlagen, die E-Patronen der thermischen Energiespeicher, die benötigte elektrische Energie der Heizungsverteiler, sowie die beiden Netzübergabepunkte zum öffentlichen 20-kV-Mittelspannungsnetz.

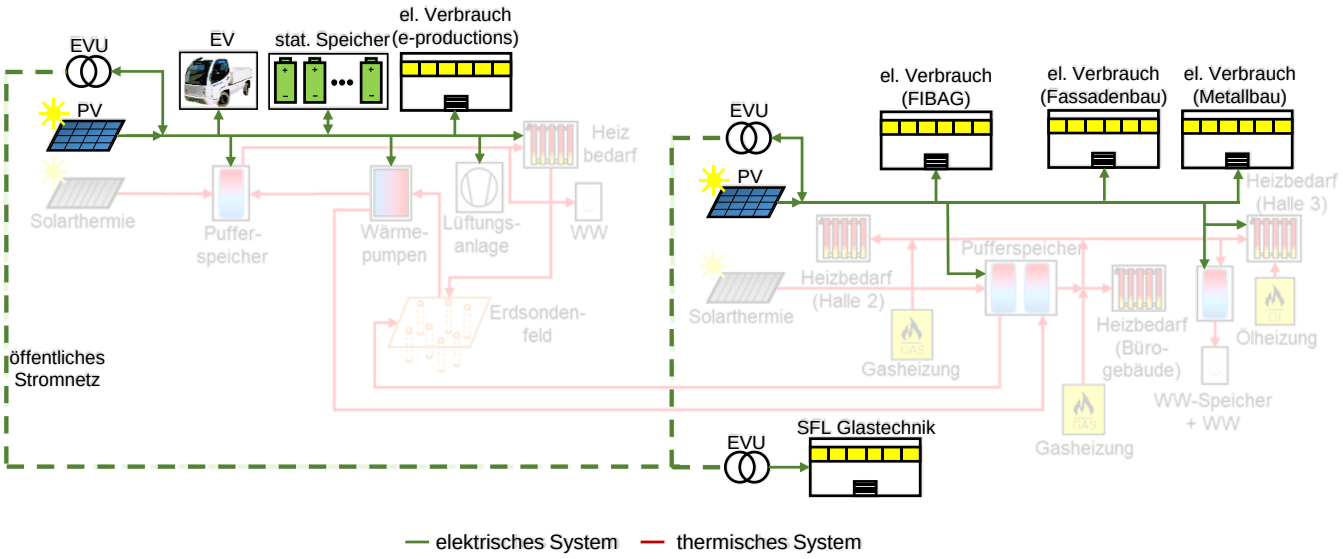


Abbildung 38: Stromverteilungs-Schema des Standortes der SFL Engineering GmbH in Stallhofen und SFL Glastechnik (St. Marein im Mürztal)

An den Netzübergabepunkten wird der elektrische Bedarf bzw. bei Überschusserzeugung durch die Photovoltaikanlagen die eingespeiste Leistung gemessen. Somit ergibt sich an diesen Punkten die ausgetauschte Leistung mit dem öffentlichen Stromnetz. Diese sind für die Netzübergabepunkte „e-productions“ und Metallbauhalle sind in der Abbildung 39 für die betrachtete Periode von August 2016 bis Juli 2017 dargestellt.

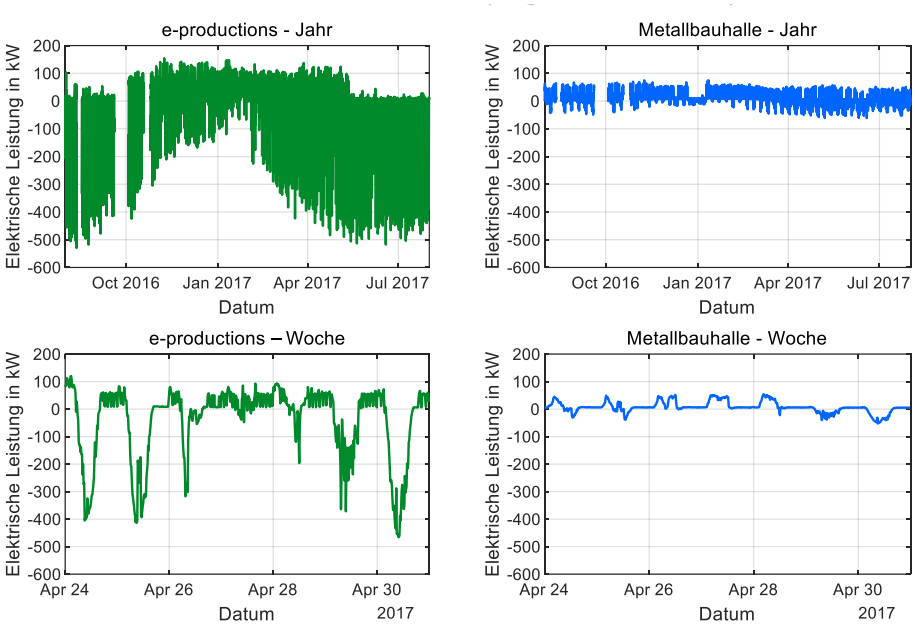


Abbildung 39: Elektrische Leistung an den Netzübergabepunkten e-productions und Metallbauhalle

Wie in Abbildung 39 zu erkennen, wechselt der Lastfluss je nach regenerativer Erzeugung der Photovoltaikanlagen das Vorzeichen, wobei negative Werte für eine Überschusserzeugung und somit eine Rückspeisung in das übergeordnete Mittelspannungsnetz und positive Leistungen einen Strombezug aus dem übergeordneten Mittelspannungsnetz bedeuten. Um den tatsächlichen Strombedarf des Betriebes zu erhalten muss die mit dem Stromnetz gemessene ausgetauschte Leistung mit den Messwerten der Photovoltaikanlagen addiert und den elektrischen Lasten der Heizungsverteiler subtrahiert werden. Der resultierende elektrische Bedarf ist in Abbildung 40 für die gesamte Periode sowie eine ausgewählte Woche dargestellt. Wie in Abbildung 40 zu erkennen ist, kommt es in den Messdaten zu teilweise sehr großen Messlücken. Aus diesem Grund wurden im Zuge einer Standortbegehung in Stallhofen, alle relevanten Lasten erhoben.

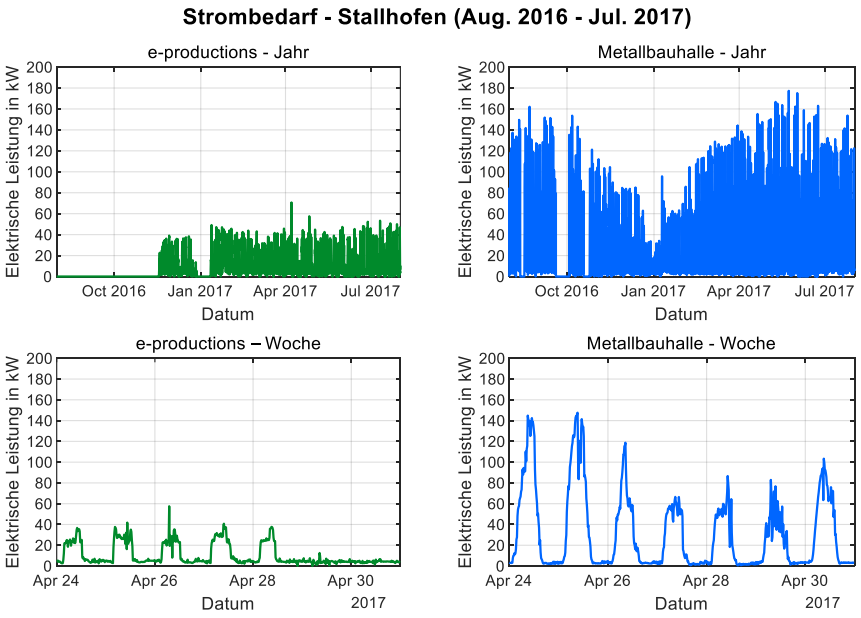


Abbildung 40: Strombedarf SFL Engineering GmbH Stallhofen

Somit konnte der elektrische Bedarf und der Lastgang energetisch nachgebildet werden. Siehe hierzu das Kapitel 6.3.1. Die Auswertung der Messdaten ergibt für die Anlage „e-productions“ einen jährlichen Bedarf von 98 MWh/a und im Starklastfall (99%-Quantil) eine Leistung von 37 kW. Im Vergleich dazu hat die Anlage „Metallbauhalle“, welche auch das Gebäude „FIBAG“ und die „Fassadenbauhalle“ einschließt, einen wesentlichen höheren Bedarf. Der jährliche Energiebedarf entspricht hier 263 MWh/a bei einer Leistung zu Zeiten hoher Last (99%-Quantil) von 130 kW. Hierbei ist zu beachten, dass der Energiebedarf der Anlagen stark von der Auftragslage und den zu produzierenden Produkten abhängt und sich somit innerhalb von Tagen ändern kann.

6.2.2 Wärmepumpen und thermische Energiespeicher (E-Patronen)

Die vier vorhandenen Wärmepumpen werden primär zur Deckung des thermischen Bedarfs des Standortes verwendet. Bei hohem thermischen Bedarf werden die E-Patronen sowie die Gasheizung unterstützend eingesetzt. Aufgrund der Leitungsdimensionierung des thermischen Systems können maximal 3 Wärmepumpen gleichzeitig einen Gebäudebereich (z.B. e-productions) versorgen. Der gemessene elektrische Bedarf der Wärmepumpen ist in der nachfolgenden Abbildung 41 dargestellt.

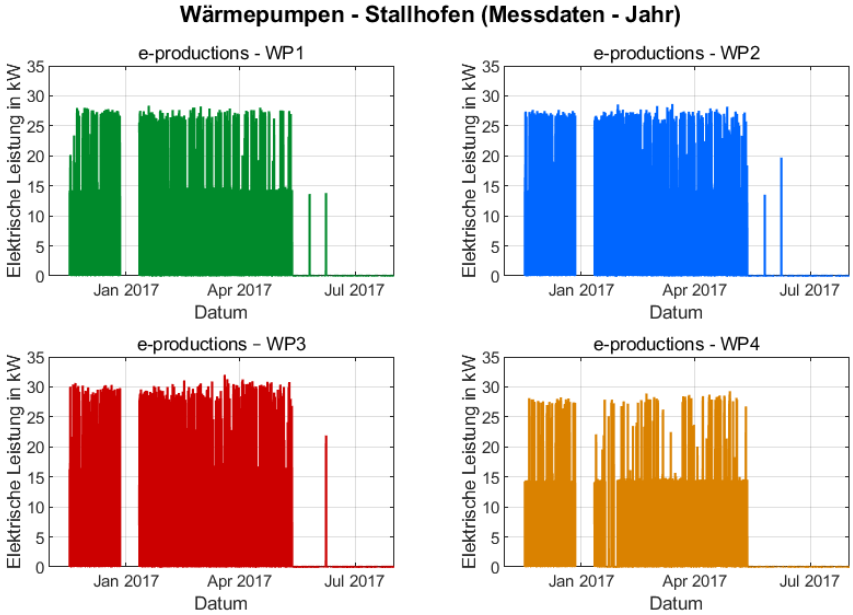


Abbildung 41: Gemessener elektrischer Energieverbrauch der Wärmepumpen und E-Patronen im betrachteten Zeitraum

Wie in Abbildung 41 werden die Wärmepumpen zeitlich gleichmäßigt verteilt eingesetzt. Die elektrischen Spitzenlasten der Wärmepumpen bewegen sich zwischen 28 und 32 kW_{el}. Da es in den Messdaten zu großen Messlücken kam, 35% der Daten weisen Lücken auf, wird hier nicht auf den jährlichen elektrischen Energiebedarf rückgeschlossen. Die E-Patronen der thermischen Wärmespeicher können unterstützend zur elektrischen Wärmebereitstellung herangezogen werden. Abbildung 42 zeigt die Messdaten der E-Patronen der 3 thermischen Wärmespeicher (1 x e-productions; 2 x Fassadenbauhalle) für den betrachteten Zeitraum von August 2016 bis Juli 2017. Wie in Abbildung 42 zu erkennen, werden die E-Patronen der beiden Speicher der Fassadenbauhalle kaum eingesetzt. Einzig die E-Patronen des thermischen Speicher e-productions werden von Mai bis September benötigt und weisen in Summe eine Spitzenlast von 86 kW auf.

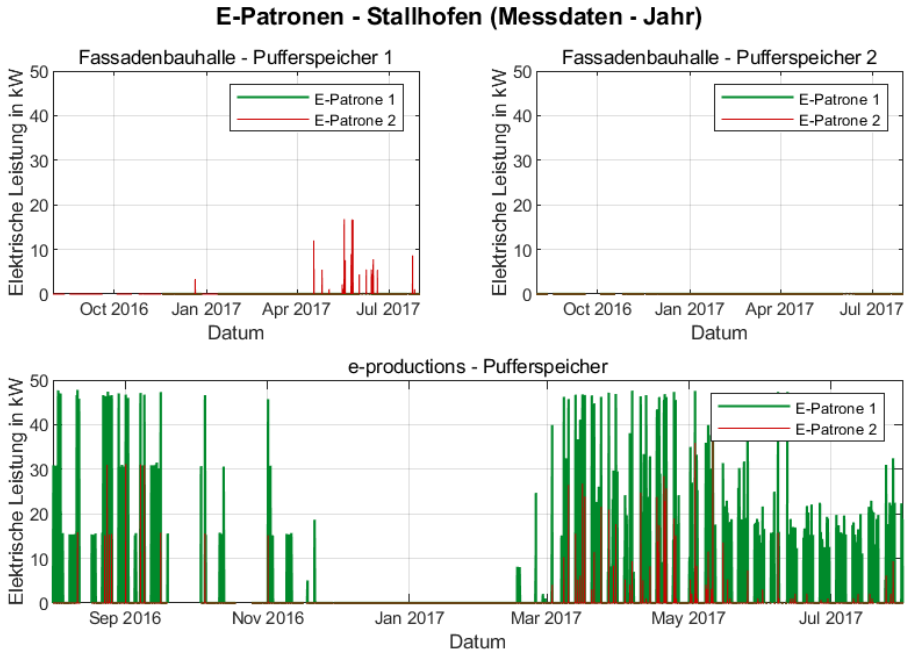


Abbildung 42: Gemessener elektrischer Leistungsbedarf der E-Patronen im betrachteten Zeitraum

6.2.3 Photovoltaikanlagen der SFL Engineering GmbH.

Die Messdaten der Photovoltaikanlagen des Standortes Stallhofen sind in der nachfolgenden Abbildung 43 dargestellt. Auch hier ist zu erkennen, dass es mehrmals im Jahr zu Ausfällen der Messaufzeichnungen gekommen ist. Um von Messausfällen bereinigte Daten für weiterführende Simulationen zu erhalten, wird die Erzeugung der Photovoltaikanlagen mathematisch aus den Wetterdaten nachgebildet.

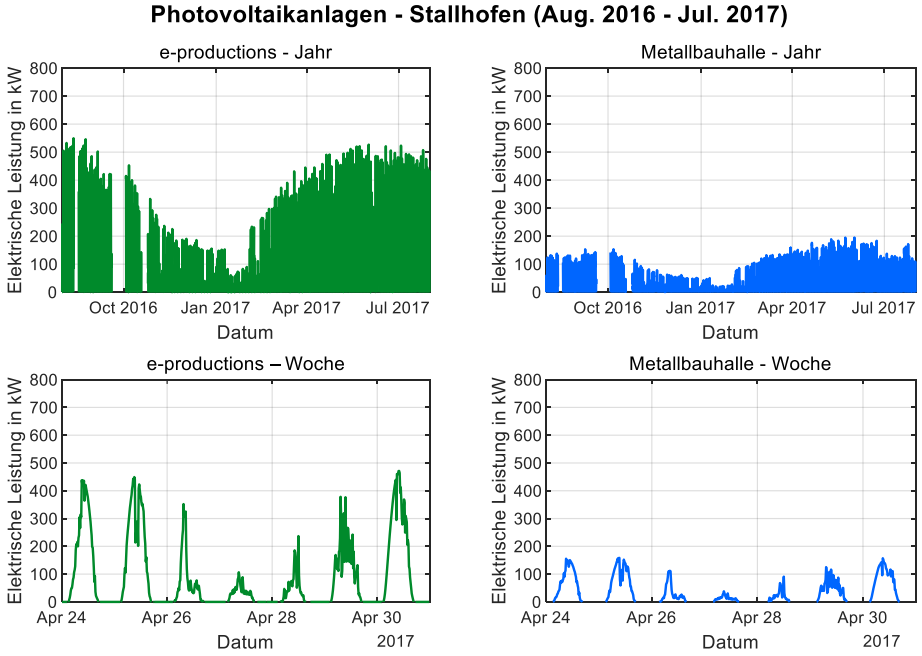


Abbildung 43: Gemessene Erzeugung der Photovoltaikanlagen – SFL Engineering GmbH, Stallhofen

Die Photovoltaikanlagen erzeugten im betrachten Zeitraum (August 2016 bis Juli 2017) 822 MWh/a elektrische Energie, wobei sich diese mit 628 MWh/a auf e-productions und mit 195 MWh/a auf die Metallbauhalle aufteilen. Die Anlage e-productions erreicht mit einer installierten Leistung von 662 kWp eine gemessene Spitzenerzeugung von 550 kW. Dies entspricht einen prozentuellen Anteil 83% zur installierten Anlagenleistung. Die Metallbauhalle weist hierbei eine maximale Erzeugung von 195 kW auf, welche einen prozentuellen Anteil von 53% zur installierten Leistung von 344 kWp entspricht. Die geringe erzeugte Leistung der Anlage „Metallbauhalle“ ist z.B. auf nicht dokumentierte Ausfälle von PV-Anlagen-komponenten zurückzuführen. Weiterführend wird in den Simulationen von einer voll funktionsfähigen Anlage ausgegangen.

SFL Glastechnik (St. Marein im Mürztal)

Der elektrische Energiebedarf der SFL in St. Marein im Mürztal, Fachbereich Glastechnik ist in der nachfolgenden Abbildung 44 für den Zeitraum von 01.08.2016 bis 31.07.2017 dargestellt. Es treten im betrachteten Zeitraum keine Messlücken auf. Aus diesem Grund wird für die Simulationen das gemessene Lastprofil als elektrischer Bedarf für die SFL, Glastechnik herangezogen. Die SFL, Glastechnik hat im betrachteten Zeitraum einen Energiebedarf von 1200 GWh/a bei einer Spitzenlast (99%-Quantil) von 450 kW.

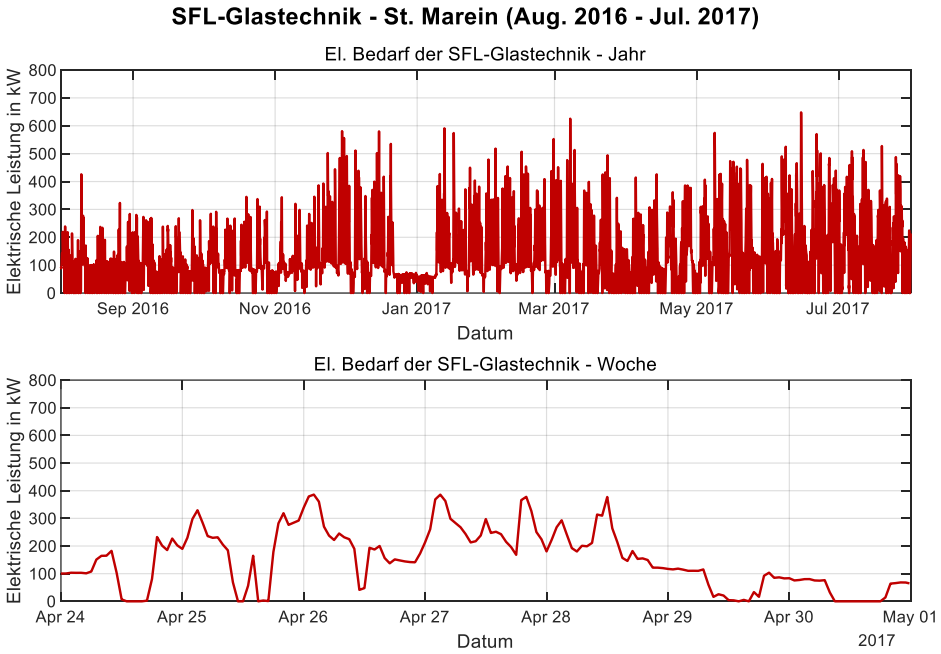


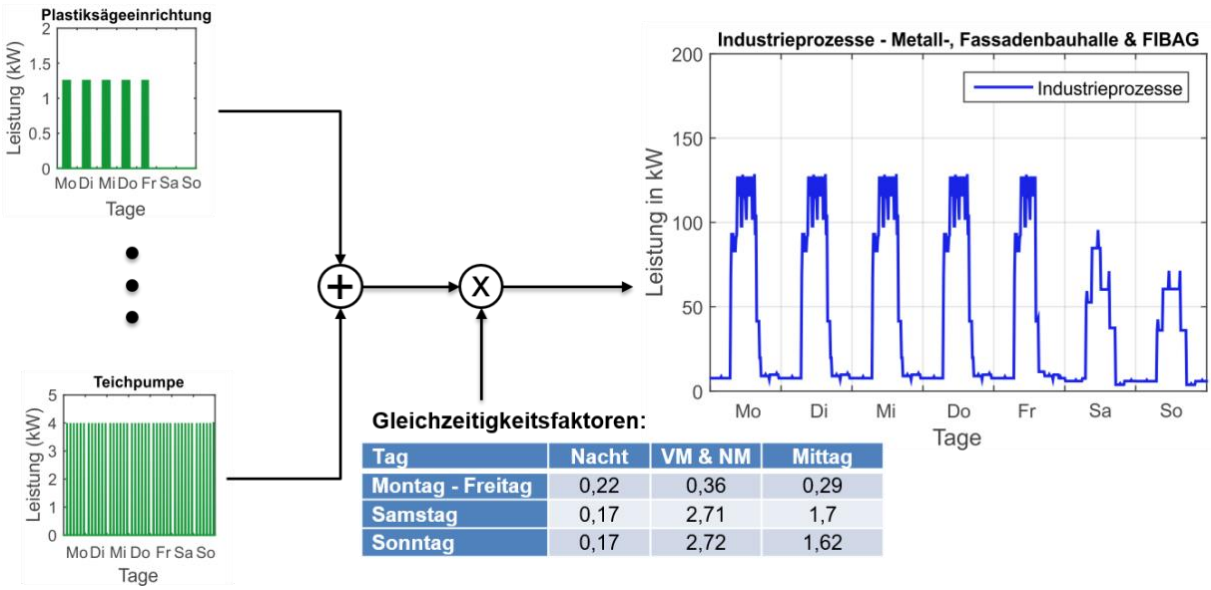
Abbildung 44: Gemessener Strombedarf SFL, Fachbereich Glastechnik

6.3 Modelle und Validierung

Nachfolgend wird erläutert, wie die elektrischen Systemkomponenten, genauer der Strombedarf des Standortes Stallhofen, die Photovoltaikanlagen sowie die berücksichtigten elektrischen Energiespeicher modelliert werden.

6.3.1 Strombedarf der SFL Engineering GmbH in Stallhofen

Die elektrischen Verbräuche (Industrieprozesse) wurden im Zuge einer Standortbegehung der Fa. SFL Engineering GmbH in Stallhofen erstellt. Hierbei wurden die im Industriebetrieb relevanten elektrischen Verbraucher ermittelt und untersucht, wobei die Anschlussleistungen einzelner Maschinen, Anlagen und anderer elektrischer Verbraucher erfasst wurden. Mittels dieser erfassten Anschlussleistungen, durch Einzelmessungen und durch betriebsrelevante Informationen durch Mitarbeiter der Firma hinsichtlich der Einsatzzeiten konnten die für Simulationen notwendigen elektrischen Lastprofile für die verschiedenen Verbrauchergruppen erstellt werden. Die Lastprofile, die aus den Anschlussleistungen ermittelt wurden, wurden mittels prozesstypischen Gleichzeitigkeitsfaktoren angepasst. In der nachfolgenden Abbildung 45 ist die Methodik zur Bestimmung der elektrischen Lastprofile aller elektrischen Verbraucher für die Metall-Fassadenbauhalle und das Forschungszentrum dargestellt.



Tag	Nacht	VM & NM	Mittag
Montag - Freitag	0,22	0,36	0,29
Samstag	0,17	2,71	1,7
Sonntag	0,17	2,72	1,62

Abbildung 45: Industrieprozesse des Standortes

Die in Abbildung 45 dargestellte Methodik ist auf andere Verbrauchergruppen (z.B. andere Industriebetriebe bis hin zu Einfamilienhaushalten) anwendbar. Die Skalierung des Lastprofils aus den Anschlussleistungen kann hierbei entweder, wie im vorliegenden Fall, mittels vorhandener realer Messdaten oder durch in der Literatur angegeben Gleichzeitigkeitsfaktoren oder auf Basis von Erfahrungswerten erfolgen.

Der ermittelte elektrische Energiebedarf für die Anlagen „e-productions“ und „Metallbauhalle“ (inkludiert Fassadenbauhalle und FIBAG) sind in der nachfolgenden Abbildung 46 dargestellt.

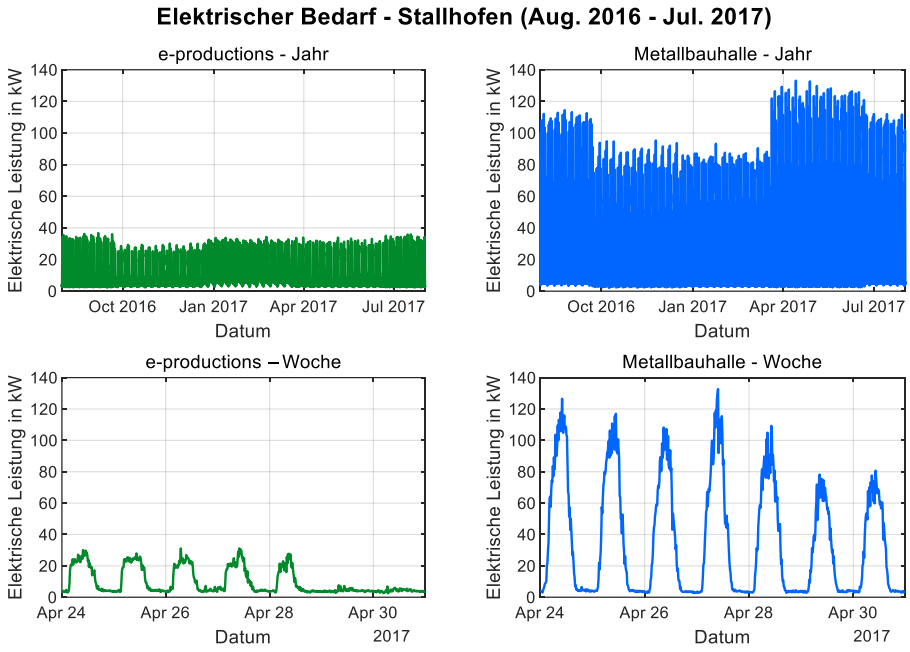


Abbildung 46: Berechneter elektrischer Bedarf für Stallhofen

Für die Anlage „e-productions“ ergibt sich ein jährlicher Bedarf von 96 MWh/a und im Starklastfall (99%-Quantil) eine Leistung von 31 kW. Die Anlage „Metallbauhalle“, welche auch das Gebäude „FIBAG“ und die Fassadenbauhalle einschließt, hat einen berechneten jährlichen Energiebedarf von 259 MWh/a. Die prozentuelle Abweichung zwischen gemessenen und berechneten elektrischen Bedarf ergibt für die Anlage „e-productions“ eine Abweichung von 2% und für die Anlage „Metallbauhalle“ 1,5%. Der elektrische Bedarf der Wärmepumpen und der E-Patronen der thermischen Energiespeicher ist hier bewusst nicht berücksichtigt. Diese ergeben sich gesondert aus den Co-Simulationen zwischen dem elektrischen (Matlab) und dem thermischen Simulationsmodell (TRNSYS).

6.3.2 Photovoltaikanlagen

Das entwickelte Modell der Photovoltaikanlage verwendet Wetterdaten (Globalstrahlung, Umgebungstemperatur), Kenndaten der Module und Wechselrichter (Datenblätter), azimutale Ausrichtungen sowie Neigungen der Photovoltaikmodule, um den voraussichtlichen Ertrag der Photovoltaikanlage zu ermitteln. Hierbei wird der Wirkungsgrad des Photovoltaikmodules auf die real gemessenen Wetterdaten angepasst, womit auch der Ertrag der PV-Anlage ermittelt werden kann. Dieses Modell wurde im Rahmen einer weiteren Arbeit validiert, wobei sich, je nach verwendeter Technologie (Monokristallin, Polykristallin, Dünnschicht), eine Abweichung des aus dem Modell berechneten Wirkungsgrades zu den gemessenen Wirkungsgraden von 5 – 15% ergibt. (M. Lagler 2013)

Für diese Methodik wird zur Berechnung des Photovoltaikertrages als Basis nur die Wetterdaten (Globalstrahlung, Außentemperatur) sowie die Kenndaten der Photovoltaikmodule und Wechselrichter (Datenblätter) benötigt, womit diese Methodik ortsunabhängig (nördliche Hemisphäre) angewendet werden kann. Einzige Einschränkung sind ausreichend verfügbare Messwerte der Wetterdaten, wobei zu einer energetischen Abschätzung auch gemittelte Daten der letzten Jahre (z.B. PVGIS) herangezogen werden können.

Die Abweichung von 5 – 15% ergibt sich ebenfalls aus nicht berücksichtigten Größen, wie z.B. Wind und Regen, sowie der Verschattung der Module durch umliegende Objekte. Die nachfolgende Abbildung 47 bildet die berechnete PV-Erzeugung für den Standort Stallhofen ab. Als Basis der Berechnungen, werden die vom Institut für Wärmetechnik aufbereiteten Wetterdaten verwendet.

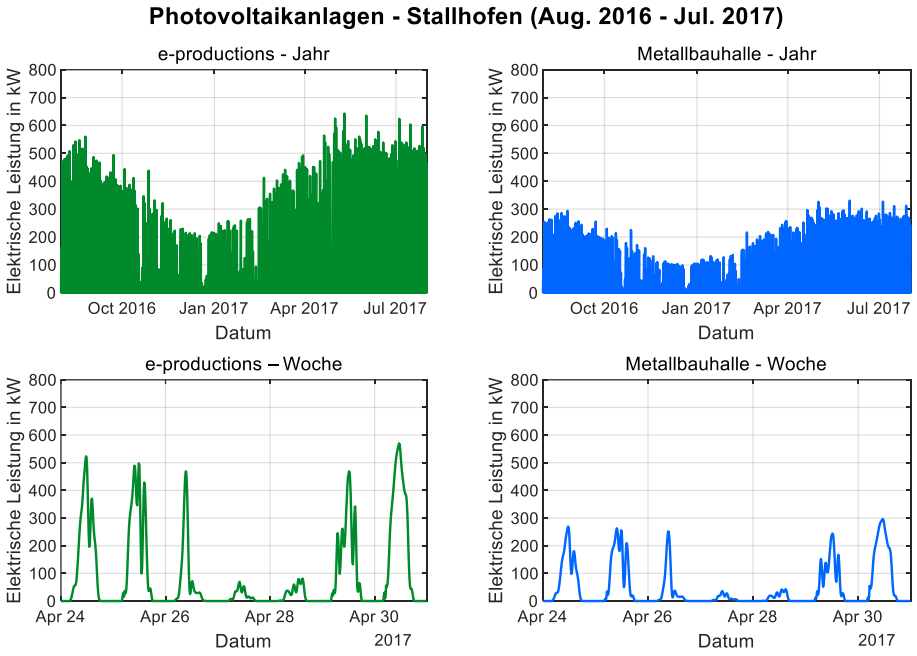


Abbildung 47: Berechnete PV-Erzeugung Stallhofen (August 2016 bis Juli 2017)

Die Photovoltaikanlagen erzeugen im betrachten Zeitraum (August 2016 bis Juli 2017) 977 MWh/a elektrische Energie, wobei sich diese mit 640 MWh/a auf e-productions und mit 337 MWh/a auf die Metallbauhalle aufteilen. Die Anlage e-productions erreicht mit einer installierten Leistung von 662 kWp eine gemessene Spitzenerzeugung von 611 kW. Dies entspricht einen prozentuellen Anteil von 92% zur installierten Anlagenleistung. Die Metallbauhalle weist hierbei eine maximale Erzeugung von 314 kW auf, welche einen prozentuellen Anteil von 91% zur installierten Leistung von 344 kWp entspricht. Im Rahmen des Projektes wurde die Modellierung der Photovoltaikanlage verbessert und die berechnete Erzeugung hat, wie in nachfolgender Abbildung dargestellt, eine wesentlich geringere Abweichung im Bezug zur gemessenen Erzeugung.

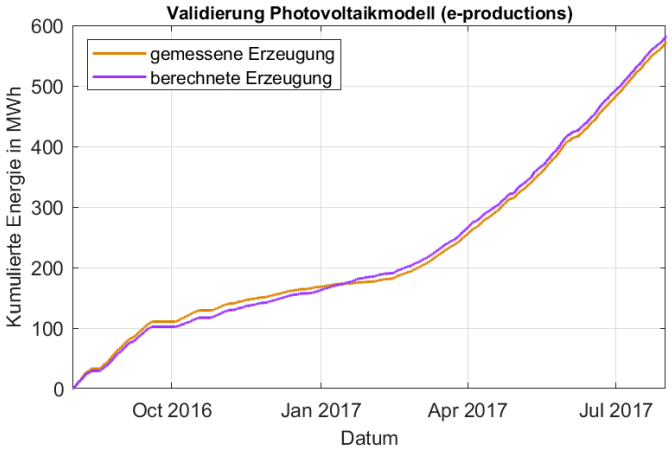


Abbildung 48: Validierung des berechneten Erzeugerprofil durch Messdaten, Anlage "e-productions"

Die Abweichung zwischen berechnetem und gemessenem Erzeugungsprofil entspricht im Mittel 1,9%. Hierbei wurde die Validierung mit dem Erzeugungsprofil der Anlage „e-productions“ durchgeführt, da die Anlage „Metallbauhalle“, wie in Kapitel 6.2.3 erläutert, einen, nach eigener Expertise, zu geringen Ertrag aufweist. Die Messlücken sind bei der Validierung berücksichtigt worden.

Die Photovoltaikanlage von SFL-Glastechnik ging im Mai 2017 mit einer installierten Leistung von 195 kWp im Betrieb. Im Jahr 2018 wurde die Anlage um nochmals 204 kWp erweitert. Die Anlage weist eine östliche Ausrichtung (-30°) mit einer Modulneigung von ca. 35° auf. Nachfolgend ist die berechnete Erzeugung der Anlage in der Abbildung dargestellt. Die Photovoltaikanlagen (SFL-Glastechnik) erzeugten im betrachten Zeitraum (August 2016 bis Juli 2017) 415 MWh/a. Die Anlage erreicht mit einer installierten Leistung von 399 kWp eine prognostizierte Spitzenlastenerzeugung von 405 kW. Dies entspricht einen prozentuellen Anteil 102% zur installierten Anlagenleistung.

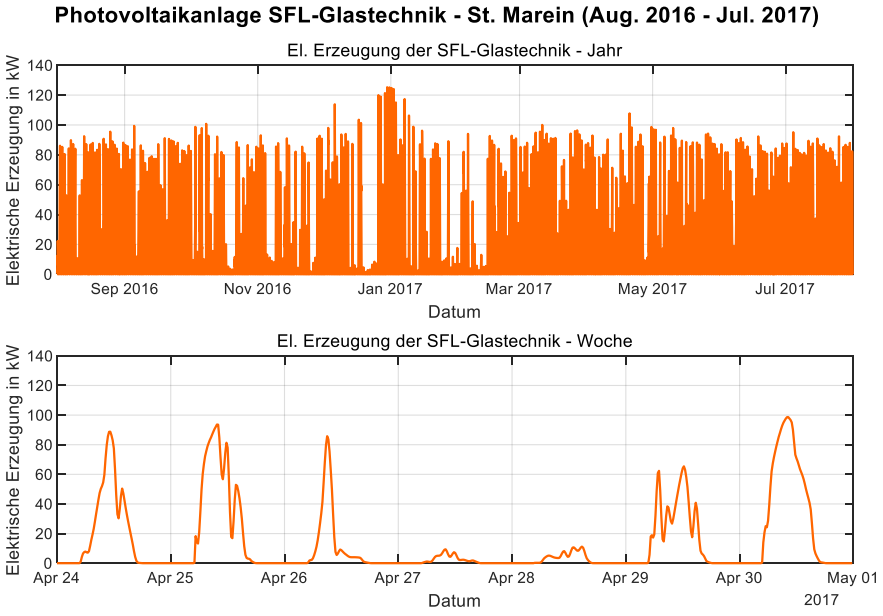


Abbildung 49: Berechnete PV-Erzeugung SFL-Glastechnik (August 2016 bis Juli 2017)

6.3.3 Elektrische Energiespeicher

Im hybriden Energiesystemmodell des Industriebetriebes wird zur Speicherung der erzeugten Energie der Photovoltaikanlage einen großen stationären elektrischen Energiespeicher eingesetzt. Die Modellierung des Stromspeichers erfolgt wie in Abbildung 50 dargestellt als einfacher Energiespeicher, in welchem elektrische Energie mit Ladeverlusten η_{in} in den elektrischen Speicher gespeichert wird (SoC – State of Charge bzw. gespeicherte Energie $W_{el,stor}$) beziehungsweise mit Entladeverlusten η_{out} wieder aus dem Speicher entnommen wird.

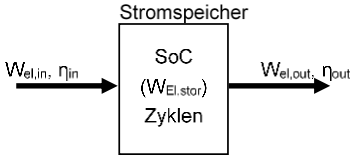


Abbildung 50: Modell für den Stromspeicher

Des Weiteren wird die Lebensdauer des Stromspeichers in der Modellierung berücksichtigt, damit ein möglicher mit Kosten verbundener Austausch von Stromspeichern in der szenarienbasierten Optimierung des hybriden Energiesystems berücksichtigt werden kann. Neben der kalendarischen Lebensdauer des Stromspeichers, wird auch durch die Lade- und Entladevorgänge eine Verringerung der maximal möglichen Speicherkapazität (D) während des Betriebes berücksichtigt. Eine Abschätzung der Verringerung von (D) erfolgt durch Mitzählen der Ladezyklen, wobei dieses Mitzählen mittels der sogenannten Rainflow-Zählung (Rainflow-Algorithmus) erfolgt. Dieser Algorithmus erfasst die Anzahl der Ladezyklen, Voll- und Halbzyklen, sowie die Periodendauer der jeweiligen Ladezyklen. Die Abschätzung der Verringerung der Speicherkapazität (D) des Stromspeichers, welche durch die Lade- und Entladezyklen entsteht, wird mittels des Kumulativgesetzes laut Palmgren-Miner (V. Marano, S. Onori, Y. Guezennec, G. Rizzoni 2009) und (D. Abbes, F. Bensmaine, A. Labrunie, B. Robyns 2015) ermittelt und ist folgendermaßen definiert:

n_i… Anzahl der Zyklen bei DOD_i
N_i… Lebenszyklusfestigkeit bei DOD_i
DOD_i … Entladungstiefe (Depth of Discharge)

$$D = \sum_{i=1}^{N} \frac{n_i}{N_i} \qquad (1)$$

Wie in der Formel dargestellt, berechnet sich die Verringerung der Speicherkapazität (D) als Summe der Quotienten bereits gezählter Ladezyklen n_i mit der Lebenszyklusfestigkeit N_i bezogen auf die Entladungstiefe. Im Unterschied zu anderen Batterietechnologien – z.B. Bleibatterien – fallen Li-Ionen nicht plötzlich aus, sondern es verringert sich mit dem Betrieb dieser Batterien allmählich die Anfangsnominalkapazität womit das Ende der Nutzungsdauer (EoL – End of Life) bei einer möglichen Speicherkapazität von 70 - 80% limitiert ist und somit eine definierte Alterungsgrenze erreicht wird und diese getauscht werden (SAFT Batteries 2014). Die nachfolgende Abbildung 51 (links) soll die Rainflow-Zählung anhand eines fiktiven zufälligen Betriebs eines Stromspeichers veranschaulichen.

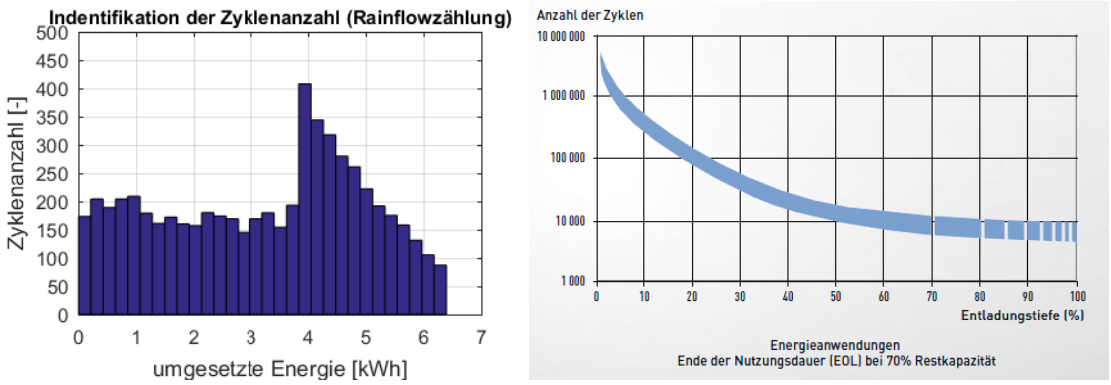


Abbildung 51: Fiktives Beispiel Rainflowzählung (links) und Lebenszyklusfestigkeitskurve (rechts) (SAFT Batteries 2014)

Die Methode zur Ermittlung Kapazitätsverringerung D erfolgt in zwei Schritten. Als erstes werden während des Betriebes, mittels der Rainflow-Zählung, die Ladezyklen bestimmt bzw. gezählt und der entsprechenden Entladetiefe zugeordnet (siehe Abbildung 51 (links)). Als nächstes wird die vom Hersteller der Stromspeicher bereitgestellte Lebenszyklusfestigkeitskurve (Abbildung 51 (rechts)) verwendet um die Anzahl der Lebenszyklen bezogen auf die Entladetiefe zu erhalten. Mit diesen beiden Parametern kann die Verringerung der Speicherkapazität zur Anfangsnominalkapazität wie in Formel) berechnet werden (D. Abbes, F. Bensmaine, A. Labrunie, B. Robyns 2015).

6.3.4 Übersicht der jährlichen Energien je Systemkomponente und Anlage

Nachfolgend sind die jährlichen Energiemengen der elektrischen Systemkomponenten und Anlagen der SFL-technologies GmbH am Standort Stallhofen dargestellt. Der elektrische Energiebedarf variiert über das Jahr von 24 MWh bis 34 MWh pro Monat mit einem mittleren Bedarf von etwa 29 MWh pro Monat ohne Berücksichtigung des elektrischen Bedarfs der Heizungsanlage. Die vier Wärmepumpen haben einen elektrischen Energiebedarf von 131 MWh/a. Die Erzeugung der PV-Anlage beträgt kumuliert 977 MWh/a. Dies entspräche einem prozentualen Anteil des elektrischen Energiebedarfs (ohne elektr. Energiebedarf der Heizungsanlagen) von 275%. Weiters zeigt Abbildung 52, dass zwischen max. PV-Ertrag und max. Stromverbrauch eine signifikante zeitliche Verschiebung von ca. 6 Monaten besteht.

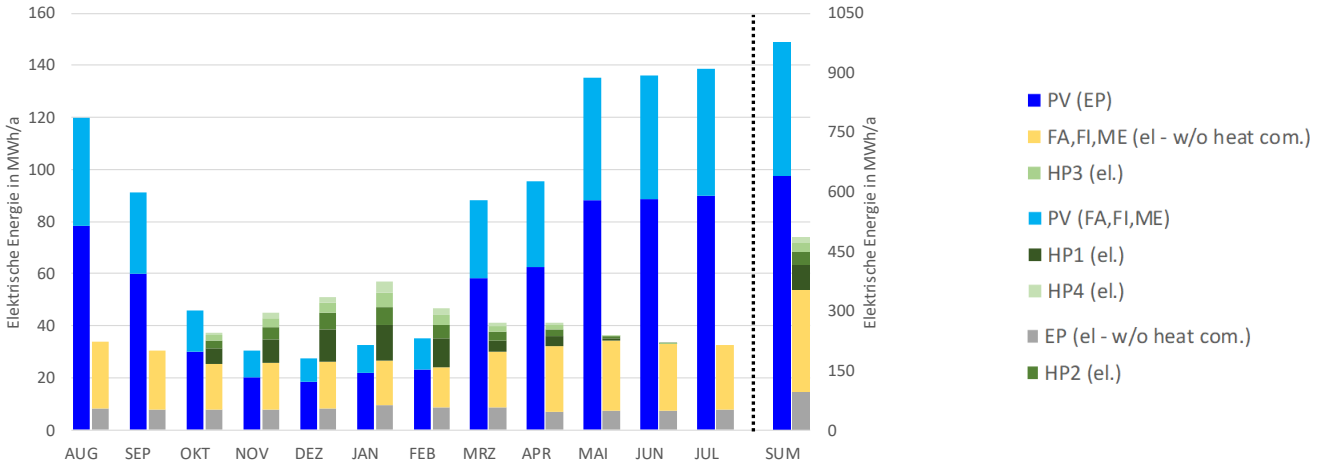


Abbildung 52: Monatl. Energieerzeugung (linke Balken) und -bedarf (rechte Balken / ohne elektr. Bedarf der Heizungsverteiler)

Infolgedessen besteht auf der PV-Seite in den Wintermonaten ein erhebliches Angebotsdefizit und in den Sommermonaten ein erhebliches Überangebot. Die monatliche Energieerzeugung und der monatliche Energiebedarf der SFL-Glastechnik ist in der nachfolgenden Abbildung 53 dargestellt. Der elektrische Energiebedarf variiert über das Jahr von 66 MWh bis 130 MWh pro Monat mit einem durchschnittlichen Bedarf von etwa 100 MWh pro Monat. Die Erzeugung der Photovoltaikanlage beträgt kumuliert 415 MWh/a. Dies entspräche einem prozentualen Anteil des elektrischen Energiebedarfs von 35%.

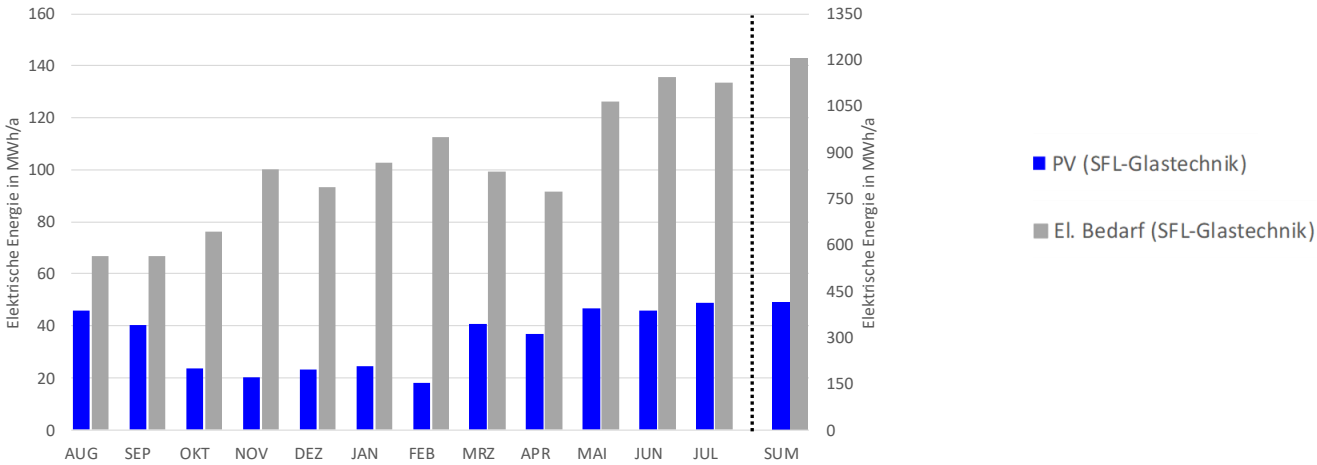


Abbildung 53: Monatl. Energieerzeugung (linke Balken) und -bedarf (rechte Balken) SFL Glastechnik von Aug. 2016 bis Juli 2017

Hybrides Energiemanagementmodell

7.1 Optimierung des hybriden Energiemanagementmodells

Im Rahmen eines vorangegangenen Projektes wurde am Institut für Elektrische Anlagen und Netze der TU Graz für ein Energiesystem (Einfamilienhaus) ein Simulationsmodell erstellt. Diese Methodik wurde im Rahmen dieses Projekts verallgemeinert und auf das System in diesem Projekt angewendet und hinsichtlich Optimierung komplexer hybrider Energiesysteme verbessert. Hierbei ist die Regelungslogik direkt im elektrischen Simulationsmodell integriert (Schnittstelle: Simulationsmodelle zu Regelungslogik).

7.1.1 Methodik

In der Abbildung 54 sind die für die Regelungsstrategien relevanten Technologien des elektrischen und thermischen Systems erfasst und als schematische Abbildung (Verteilsystem) dargestellt.

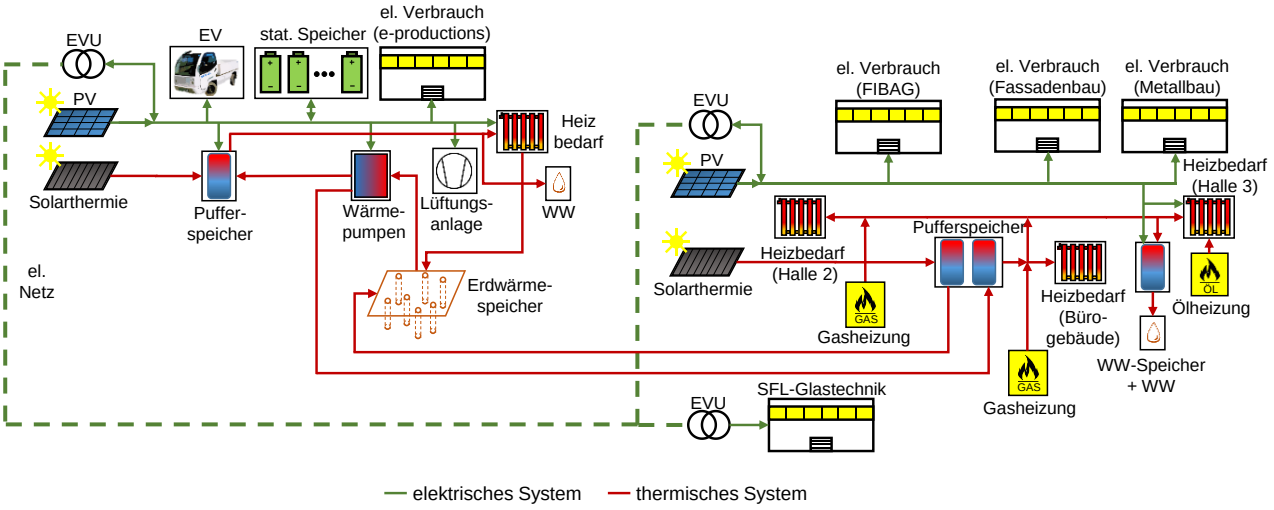


Abbildung 54: Schematische Darstellung des Modells des hybriden Energiesystems

Das betrachtete hybride Energiesystem, welches den Firmenstandort der SFL Technologies GmbH Stallhofen repräsentiert, wird mittels eines linearen Optimierungsalgorithmus optimiert. Hierbei soll mittels szenarienbasierter Optimierung, Regelungsstrategien zum Betrieb des hybriden Energiesystems erarbeitet werden. Die Optimierung wird in einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten durchgeführt. Der Algorithmus soll unter Vorgabe einer Zielfunktion auf Basis ökonomischer (wirtschaftlichster Einsatz der Systemkomponenten), technischer (optimale Ausnutzung dezentraler Energieträger, optimaler Autonomiegrad) und, in diesem Projekt optional, ökologischer Kriterien (CO_2-Äquivalenz) und vorgegeben Szenarien (z.B. Gasheizung deaktiviert) Entscheidungen treffen.

Unter Verwendung des linearen Optimierungsalgorithmus MILP (siehe Gleichung(2)) wird für definierte Szenarien das ökonomische oder ökologische Optimum der betriebenen technischen Komponenten ermittelt. Der Algorithmus bestimmt unter Berücksichtigung linearer Nebenbedingungen ($A_{eq} \cdot x = b_{eq}$) je Szenario ein optimales Ergebnis für eine gegebene Zielfunktion ($f^T \cdot x$).

$$\min_x f^T \cdot x \; subject\; to \begin{cases} x(intcon) \\ A \cdot x \leq b \\ A_{eq} \cdot x = b_{eq} \\ l_b \leq x \leq u_b \end{cases} \quad (2)$$

x … Systemvariablen (Energiefluss)
A_{eq} … Systemmatrix
b_{eq} … Spaltenvektor (Lasten, Speicherstände, …)
l_b, u_b … Ober- und Untergrenzen der Systemvariablen
f^T … Zielfunktion (ökomische/ökologische Entscheidungskriterien)

Das betrachtete hybride Energiesystem wird durch die folgenden für die Optimierung wesentlichen Teile mathematisch beschrieben:

- Systemkonfiguration
- Zielfunktion
- Wetter- und Lastdaten
- Modellierung der thermischen und elektrischen Systemkomponenten
- Optimierungsalgorithmus

Die Gleichung ($A_{eq} \cdot x = b_{eq}$) formt ein System aus linearen Nebenbedingungen, beschrieben durch die Systemmatrix A_{eq}, den repräsentativ für den Energiefluss stehenden Unbekannten x, und den bekannten Koeffizienten b_{eq} welche z.B. die Last beschreiben.

Der Algorithmus löst hierbei durch Vorgabe einer Zielfunktion $f^T \cdot x$ – Minimierung der Energiekosten oder Minimierung der CO_2-Emissionen – das Optimierungsproblem. Die Zielfunktion definiert hierbei das übergeordnete Ziel der Optimierung.

Das Wetter hat basierend auf der Umgebungstemperatur, der Globalstrahlung, dem Wind etc. einen starken Einfluss auf die Energieausbeute und Effizienz der dezentralen Erzeugungsanlagen sowie einen wesentlichen Einfluss auf das Verbraucherverhalten (Bedarf für Heizung, Kühlung, Beleuchtung, …).

Die Systemmatrix A_{eq} bildet hier zusammen mit den Grenzbedingungen (l_b, u_b) die physischen Verbindungen und physikalischen Grenzen aller Technologien sowie die möglichen Energieflüsse des betrachteten Systems ab.

Um Langzeiteffekte zu berücksichtigen, werden die Optimierungen in einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten über einen Zeitraum von einem Jahr durchgeführt, um zum Beispiel eine optimale Speicherbewirtschaftung zu ermitteln. Da das Wetter sowie auch das Verbraucherverhalten immer mit großen Unsicherheiten verbunden sind, werden die Optimierungen immer für die kommenden nächsten 3 Stunden durchgeführt.

Es ergeben sich für das betrachtete System 63 Systemvariablen (x), 24 Gleichungen und 6 Ungleichungen als Nebenbedingungen. Da die zeitliche Auflösung bei 15 Minuten und die Optimierung immer für die kommenden 6 Stunden durchgeführt wird, vergrößert sich das zu lösende Optimierungsproblem um den Faktor 48, z.B. die Systemmatrix A_{eq} vergrößert sich von einer Matrix von 632 x 24 zu Größe von 1512 x 576.

Nachfolgend werden die Kriterien für die Zielfunktion (Entscheidungskriterien) näher aufgelistet:

Technische Entscheidungskriterien:

- Optimale Nutzung der erzeugten erneuerbaren Energie für elektrischen Strom und Wärme
- Optimaler Autonomiegrad/Eigenbedarfsdeckungsgrad
- Optimaler Wirkungsgrad der betrachteten Systemkomponenten

Wirtschaftliche Entscheidungskriterien:

- Kosten im Betrieb der thermischen und elektrischen Netzanbindung
- Investitions- und Betriebskosten der Systemkomponenten
- Zeitlich gestaffelte variable Ein- und Verkaufspreise für thermische und elektrische Energie
- Hybride VPP‘s
- Leitungskapazitäten der thermischen und elektrischen Netzanbindung

7.1.2 Levelized Costs of Electricity/Energy (LCOE):

Der LCOE beschreibt die Wirtschaftlichkeit (z.B. €/kWh) verschiedener Technologien über einen definierten Zeitraum. Dieser berechnet sich, wie in der nachfolgenden Formel (3) angeführt, aus den Investitionskosten, Betriebskosten und dem jährlichen Energieertrag der jeweiligen Technologie (z.B. Photovoltaik).

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{j=1}^{n} \frac{A_j}{(1+i)^j}}{\sum_{j=1}^{n} \frac{M_{t,el}}{(1+i)^j}} \qquad (3)$$

LCOE … Levelized Costs of Electricity/Energy
I_0 … Investitionskosten in €
A_j … jährliche Gesamtkosten in € im Jahr j
i … realer Zinssatz in %
n … Nutzungsdauer der Anlage in a
$M_{t,el}$ … jährlicher Energieertrag in kWh im Jahr j
j … Jahr der Nutzungsperiode (j = 1…n)

In der nachfolgenden Abbildung 55 ist die wirtschaftliche Betrachtung der relevanten Technologien des Projektes dargestellt. Diese wurden aus den tatsachlichen Investitions- und Betriebskosten der am Standort vorhanden Technologien bzw. Energierechnungen berechnet.

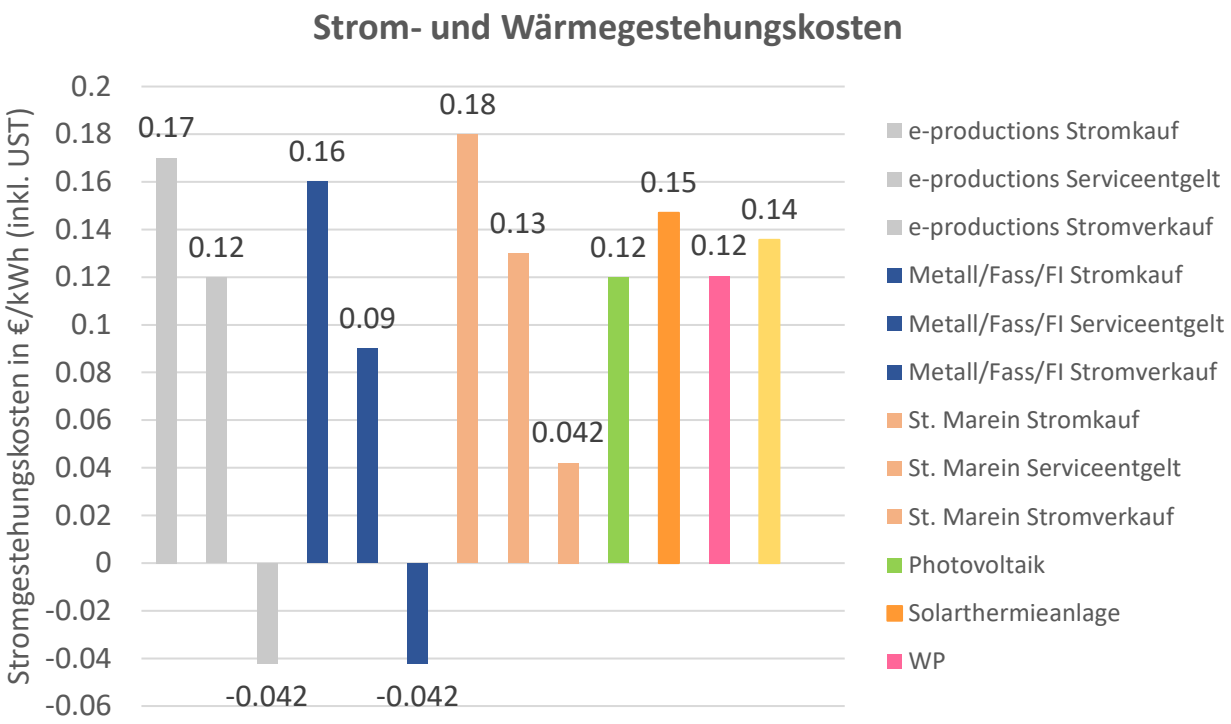


Abbildung 55: Levelized Costs of Energy (LCOE)

Die Stromspeicherkosten werden im Projekt mit 0,01 €/kWh bilanziert, da es vorgesehen ist, dass die Batterien der Multifunktionalfahrzeuge ELI am Ende ihrer Lebensdauer als sogenannte Second-Life Batterien eigesetzt werden und somit wirtschaftlich bereits abgeschrieben sind. Da diese Energiegestehungskosten als Zeitvektoren im hybriden Energiemanagementmodell hinterlegt sind, bietet das Modell die Möglichkeit zeitlich gestaffelte variable Ein- und Verkaufspreise für thermische und elektrische Energie im optimierten Betrieb zu berücksichtigen.

7.1.3 Betriebliche Einschränkungen des hybriden Energiemanagementmodells

Aufgrund der Co-Simulation zwischen dem elektrischen Energiemanagementmodell und dem thermischen Model (TRNSYS) treten betriebliche Einschränkungen für das Energiemanagementmodell auf.

Regeneration Erdsondenfeld

Das Erdsondenfeld kann entweder nur von der Solarthermie der e-productions- oder der Fassadenbauhalle regeneriert und nicht gleichzeitig. Weiter darf keine Wärmepumpe während der Regeneration des Erdsondenfeldes eingeschalten sein.

Wärmepumpen

Aufgrund der thermischen Leitungsdimensionierungen können maximal 3 Wärmepumpen gleichzeitig einen Gebäudebereich (z.B. e-productions) versorgen.

Thermische Energiespeicher

Die thermischen Energiespeicher können als hydraulische Weichen betrieben werden. Bei Unterschreitung der Temperatur im oberen Bereich der thermischen Energiespeicher von 40 C müssen zusätzlich die E-Patronen oder die Gasheizung dazu verwendet werden, um die Temperatur wieder anzuheben

7.1.4 Open Weather Map

Nachfolgend werden die Wetterprognosen des Online-Dienstes OpenWeatherMap (OWM) anhand eines Vergleiches mit den gemessenen Wetterdaten (SFL) am Firmenstandort von SFL Technologies GmbH in Stallhofen ausgewertet. Hierbei wird die absolute Abweichung der OWM-Wetterprognosen Daten zu den gemessenen Wetterdaten berechnet. Diese Ergebnisse werden anschließend mittels einer Häufigkeitsverteilung bewertet.

Die Auswertung erfolgt aufgrund von nicht konsistent vorhandenen Daten im folgenden Zeitraum:

- 21.11.2016 – 26.12.2016 (36 Tage)
- 17.01.2017 – 22.01.2017 (6 Tage)

Die Tabelle 16 beinhaltet die Auflistung der vorhandenen Daten.

Tabelle 16: Vorhandene Daten zur Auswertung des Wetterprognosedienstes OpenWeatherMap

Physikalische Größe	OWM	SFL
Außentemperatur [°C]	vorhanden (zus. Min/Max)	vorhanden
Luftdruck [hPa]	vorhanden	vorhanden
Luftfeuchtigkeit [%]	vorhanden	vorhanden
Regenmenge [mm]	vorhanden	vorhanden
Schneemenge [mm]	vorhanden	nicht vorhanden
Windgeschwindigkeit [m/s]	vorhanden	vorhanden (zus. max. Windgeschwindigkeit)
Windrichtung [°]	vorhanden	vorhanden

Des Weiteren bietet der Online-Dienst OWM Prognosen für folgende Zeitspannen an:

- 3h, 6h, 9h, 12h, 24h, 36h, 48h, 60h, 72h

Die Wetterprognosen von OWM geben neben der zu erwartenden Außentemperatur zusätzlich eine maximale sowie minimale mögliche Außentemperatur an. Diese drei Temperaturangaben werden separat voneinander analysiert. Bei den Messdaten der SFL wird zusätzlich zur Windgeschwindigkeit noch eine maximale Windgeschwindigkeit gemessen.

Nachfolgend werden die in der Tabelle 16 aufgelisteten physikalischen Größen ausgewertet. Die Größen Luftdruck bis Windrichtung sind im Anhang zu finden.

7.1.4.1 Außentemperatur

Nachfolgend wird für die Außentemperatur die absolute Abweichung der OWM-Wetterprognosen-Daten aus den gemessenen Wetterdaten (SFL) berechnet. Diese Ergebnisse werden anschließend mittels einer Häufigkeitsverteilung (Histogramme) bewertet. Zur Veranschaulichung bezüglich der Abweichung zwischen den gemessenen und den Prognosedaten sind nachfolgend zwei ausgewählte Tagesverläufe dargestellt.

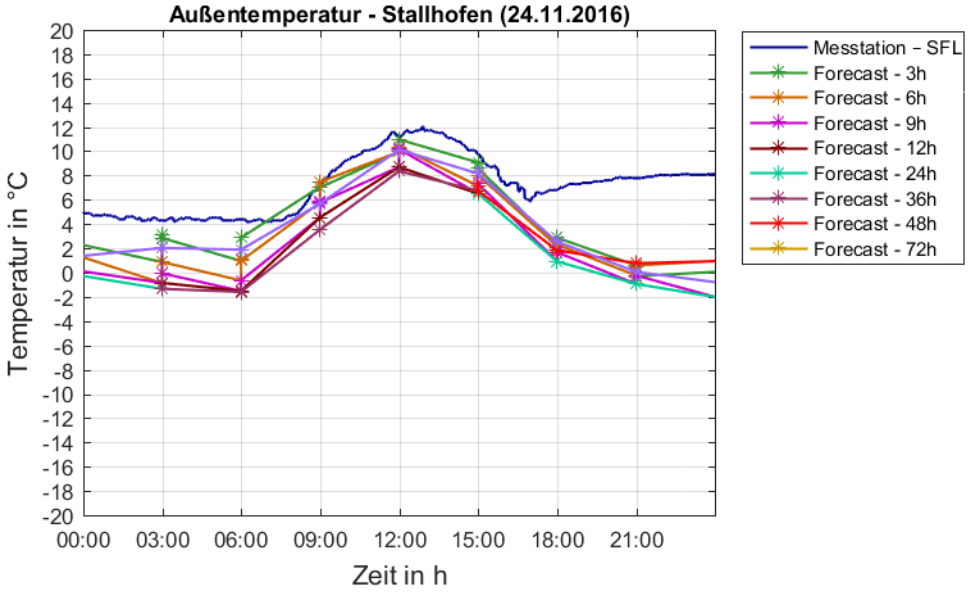


Abbildung 56: Vergleich Außentemperatur gemessen (SFL) und Prognose (OWM) – 24.11.2016

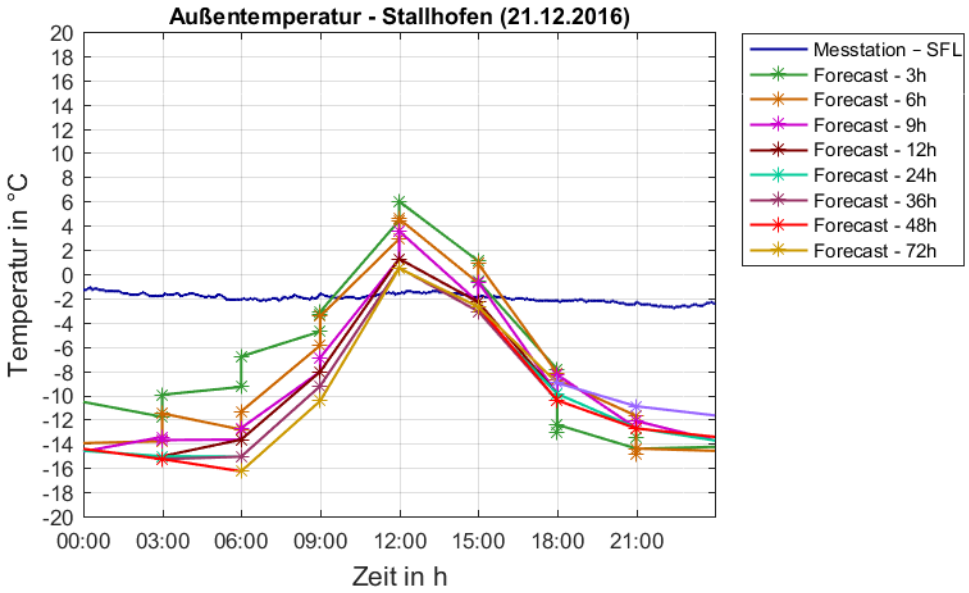


Abbildung 57: Vergleich Außentemperatur gemessen (SFL) und Prognose (OWM) – 21.12.2016

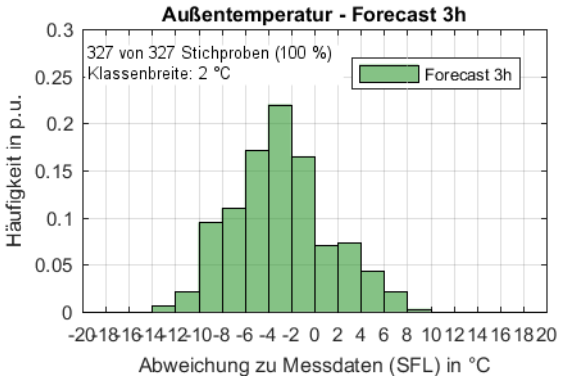
Abweichung der Prognose von den Messdaten

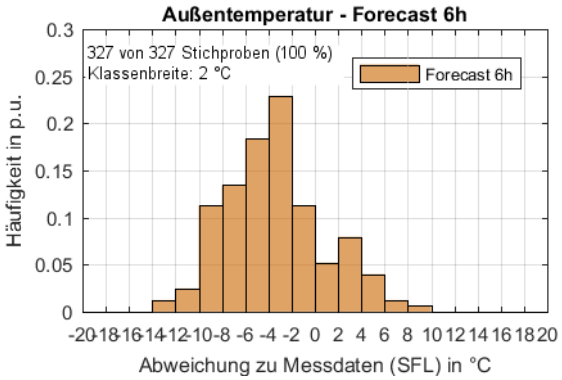
In der Tabelle 17 sind die mittlere und mediane Abweichung der Prognosedaten von OWM zu den Messdaten (SFL) für die Außentemperatur aufgelistet.

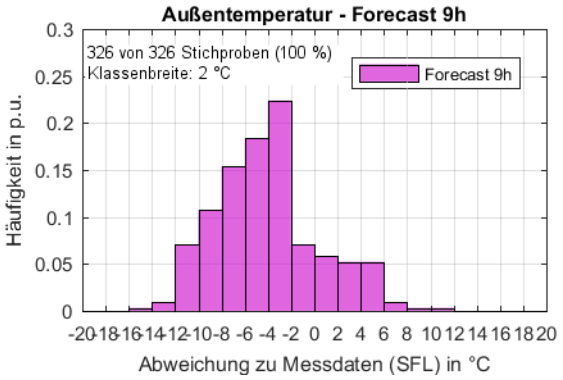
Tabelle 17: Statistische Auswertung bzgl. Abweichung der Prognose von OWM zu den Messdaten – Außentemperatur

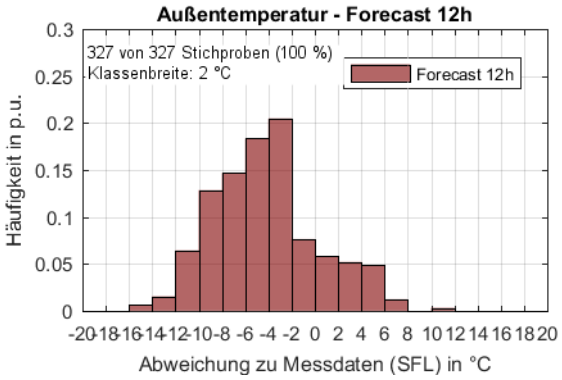
OWM –Prognose	Mittelwert	Medianwert	Standardabweichung
-	°C	°C	°C
3h	-2,96	-3,26	4,16
6h	-3,48	-3,81	4,29
9h	-4,07	-4,35	4,48
12h	-4,21	-4,44	4,56
24h	-4,34	-4,58	4,64
36h	-4,15	-4,52	4,70
48h	-4,27	-4,90	4,74
60h	-4,25	-4,75	4,57
72h	-4,35	-4,53	4,46

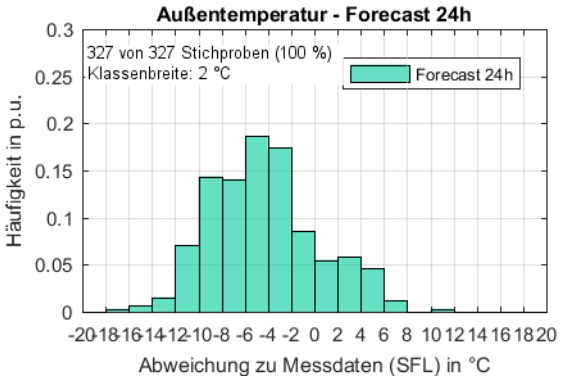
Zur besseren Veranschaulichung der Abweichung der Prognosedaten (OWM) zu den Messdaten (SFL) sind nachfolgend die Häufigkeitsverteilungen angegeben, in welchen man die auftretenden Häufigkeiten bezogen auf die Abweichungen der Prognosedaten zu den Messdaten erkennen kann. Hierbei ist eine Klassenbreite als die Differenz aus oberer und unterer Klassengrenze definiert. Da es in den dargestellten Histogrammen vereinzelt zu sehr hohen Abweichungen mit sehr geringen Häufigkeiten kommt, ist in den nachfolgenden Histogrammen die Skalierung der Abweichungen zu den Messdaten angepasst.

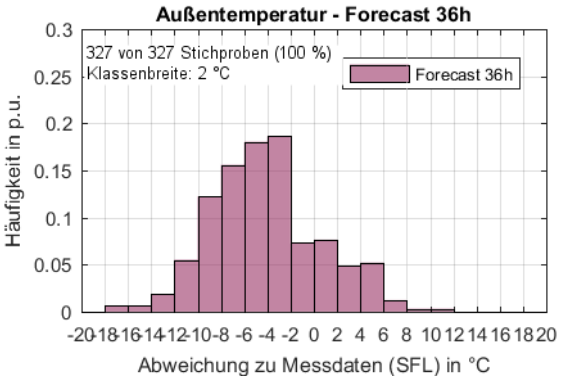


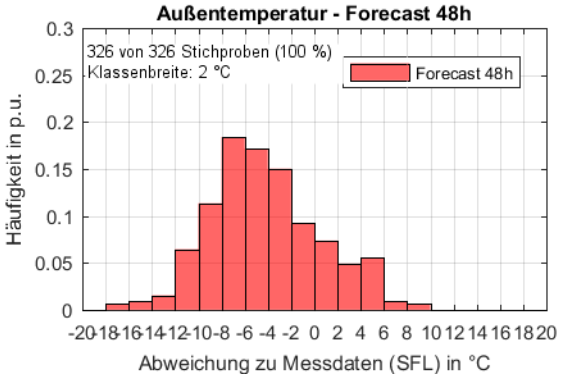


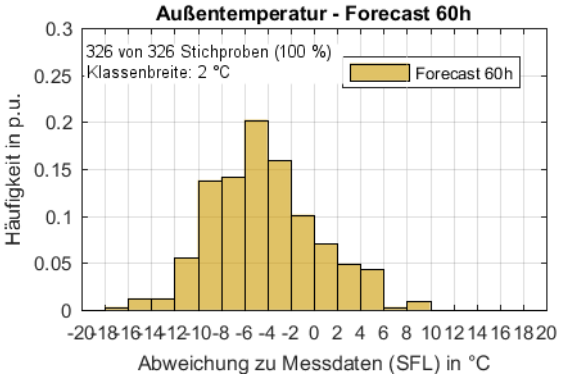


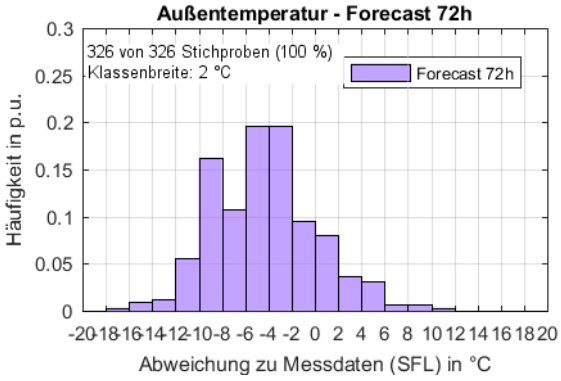



Außentemperatur - Forecast 24h
327 von 327 Stichproben (100 %)
Klassenbreite: 2 °C
Forecast 24h
Häufigkeit in p.u.
Abweichung zu Messdaten (SFL) in °C


Außentemperatur - Forecast 36h
327 von 327 Stichproben (100 %)
Klassenbreite: 2 °C
Forecast 36h
Häufigkeit in p.u.
Abweichung zu Messdaten (SFL) in °C


Außentemperatur - Forecast 48h
326 von 326 Stichproben (100 %)
Klassenbreite: 2 °C
Forecast 48h
Häufigkeit in p.u.
Abweichung zu Messdaten (SFL) in °C


Außentemperatur - Forecast 60h
326 von 326 Stichproben (100 %)
Klassenbreite: 2 °C
Forecast 60h
Häufigkeit in p.u.
Abweichung zu Messdaten (SFL) in °C


Außentemperatur - Forecast 72h
326 von 326 Stichproben (100 %)
Klassenbreite: 2 °C
Forecast 72h
Häufigkeit in p.u.
Abweichung zu Messdaten (SFL) in °C

7.1.5 Virtual Power Plant

Das Ziel von virtuellen Kraftwerken besteht gemäß (B. Buchholz, Z. Styczynski 2019) grundsätzlich darin Verbraucher, Erzeuger und Speicher zu verbinden um diese dann für einen effizienten, ökonomisch und gegebenenfalls ökologisch optimierten Energieeinsatz und den Energiehandel an den Strombörsen, Netz- und Systemdienstleistungen, im Kollektiv dann als traditionelles Kraftwerk gesehen, zu nutzen.

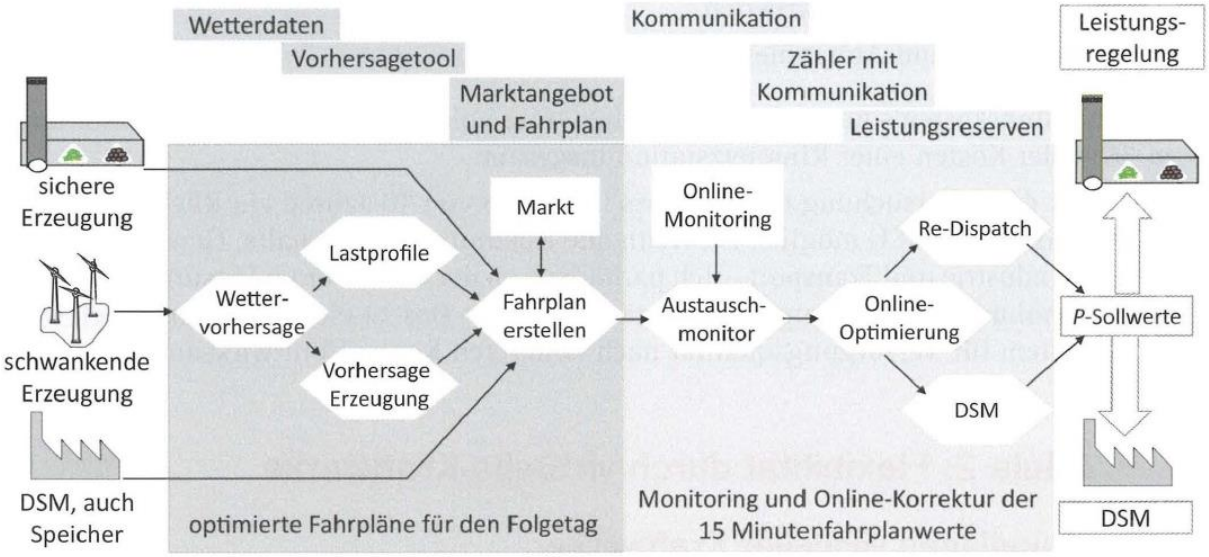


Abbildung 58: Übersicht virtuelles Kraftwerk (B. Buchholz, Z. Styczynski 2019)

Die wichtigsten Aufgaben eines virtuellen Kraftwerkes sind ua.:

- Strom-/Energieversorgung von Konsumenten und Prosumern
- Teilnahme am Elektrizitätsmarkt
- die Erstellung von Prognosen
- Identifizierung, Koordinierung und Bilanzierung aller Erzeuger, Speicher und steuerbaren Verbraucher
- Erstellung eines Fahrplans für die Märkte, Regelreserven usw.
- sowie das Erkennen von Fahrplanabweichungen und dementsprechende Gegenmaßnahmen. (B. Buchholz, Z. Styczynski 2019)

Im Rahmen von REsys kann man den Zusammenschluss, wie in der nachfolgenden Abbildung 59 dargestellt, zwischen den beiden elektrischen Systemen am Standort Stallhofen und dem externen Standort der SFL-Glastechnik in St. Marein im Mürztal als Basis für ein virtuelles Kraftwerk betrachten. Neben den zu erzielenden Preisen an den Märkten müssen auch die Netzentgelte, hier Bilanzierung zwischen elektrischen Systemen, und die Kopplung zum thermischen System beachtet werden.

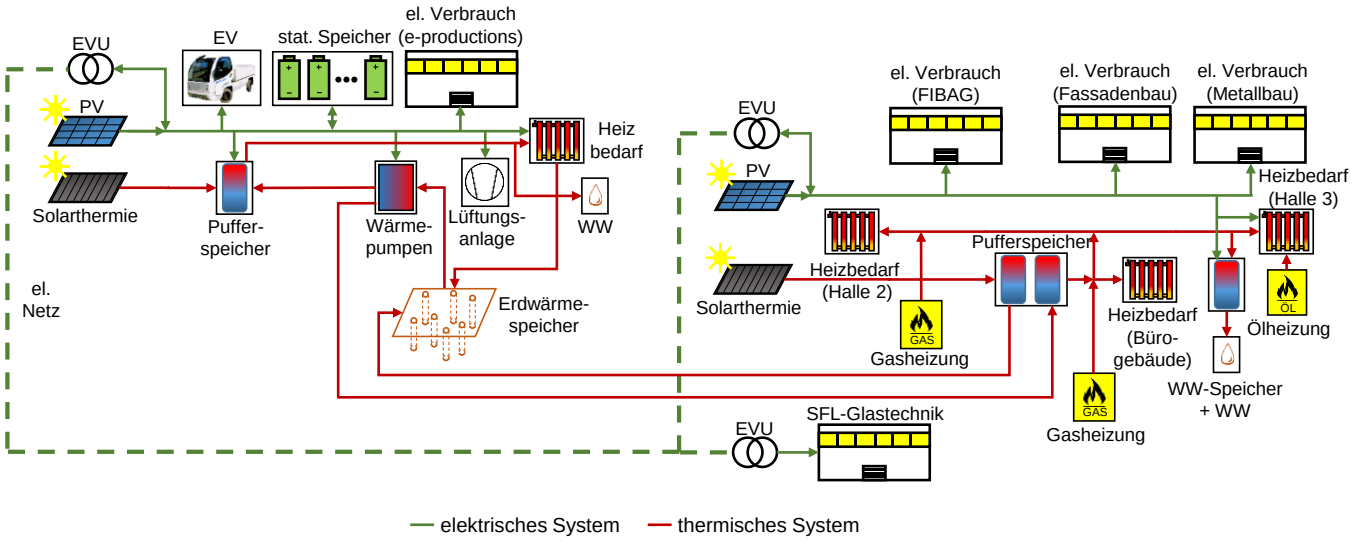


Abbildung 59: Schematische Darstellung des untersuchten hybriden Energiesystems

Nach der Bilanzierung der erzeugten elektrischen Energie mit dem Verbrauch in Kombination mit den elektrischen Energiespeichern können optimierte Fahrpläne für den Folgetag erzeugt werden. Hierbei sind jedoch genaue Prognosen für Erzeugung und Verbrauch notwendig. Prognoseabweichungen müssen lokal ausgeglichen werden. Eine Umwandlung von z.B. zu viel vorhandener elektrischer Leistung und in Folge von elektrischer Energie in thermische Leistung bzw. Warmwasser ist bei den aktuellen thermischen Energiespeichergrößen von dreimal 8000 Litern nur begrenzt möglich. Da am Standort in Stallhofen der elektrische Bedarf sehr stark von der aktuellen Produktion abhängt sind hierzu keine, für ein virtuelles Kraftwerk, wesentlichen steuerbaren Lasten verfügbar.

7.1.6 Schnittstelle zwischen thermischen und elektrischen Modellen (Co-Simulation)

Ziel ist es, aus den thermischen und elektrischen Teilmodellen ein gemeinsames hybrides Simulationsmodell zu entwickeln. Das hybride Simulationsmodell soll hierbei mittels Matlab – in dem neben dem thermischen Teilsystem auch das elektrische Teilsystem modelliert wurde – gesteuert werden. Womit die Steuer- bzw. Regelungslogik aufgrund der leichteren programmtechnischen Realisierbarkeit bei Matlab liegt. Das thermische Teilsystem wird mittels der Software TRNSYS, welches ein komplexes Werkzeug zur dynamischen thermisch energetischen Gebäudesimulation ist, modelliert. Für ein hybrides Simulationsmodell, welches das elektrische und das thermische System miteinander verbindet, ist eine Schnittstelle zwischen Matlab und TRNSYS notwendig. Hierbei bietet TRNSYS mit dem sogenannten „Type155“ genau diese Möglichkeit der Verbindung. Für die weiterführenden Simulationen sind zwei Varianten der Zusammenarbeit bzw. Verknüpfung zwischen Matlab und TRNSYS entwickelt worden:

- Serielle Variante
- Parallele Variante

Die **serielle Variante** bietet den Vorteil, dass nur eine sehr geringe Anzahl an Schnittstellen zwischen Matlab und TRNSYS benötigt werden. Weiter können die beiden Systeme schnell, zeitlich sowie auch örtlich, unabhängig voneinander arbeiten. Als Nachteil ergibt sich die zusätzliche stark vereinfachte Modellierung der thermischen Prozesse in Matlab und somit zusätzlich erforderliche Validierungsmaßnahmen.

Bei der **parallelen Variante**, wie in Abbildung 60 dargestellt, kommunizieren die beiden Modelle (thermisches und elektrisches Modell) in jedem Iterationsschritt miteinander und tauschen Informationen aus.

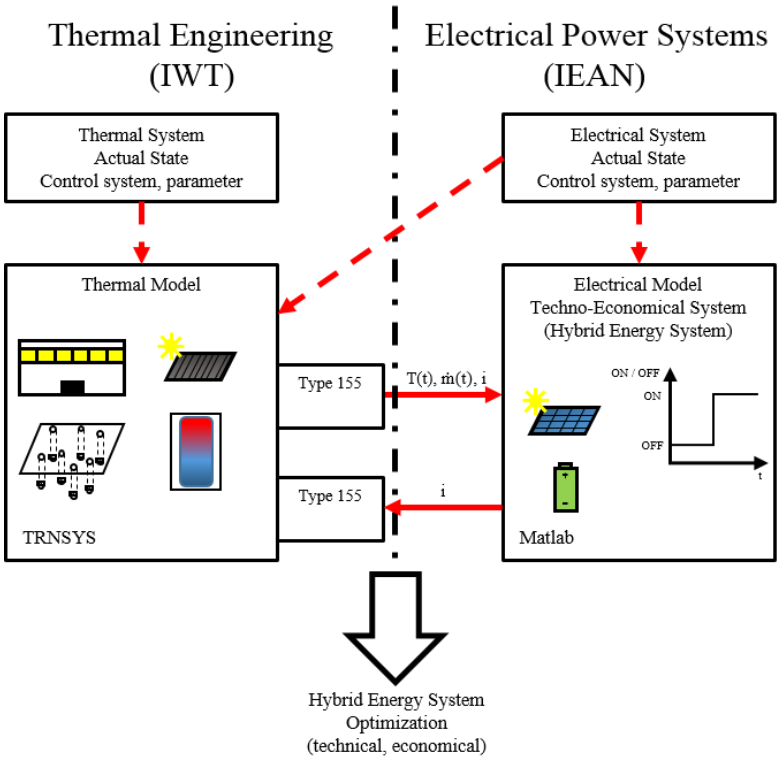


Abbildung 60: Hybrides thermisch/elektrisches Simulationsmodell (parallele Variante)

Hierbei bleibt, im Gegensatz zur seriellen Variante, der Detailierungsgrad des thermischen Modells in TRNSYS vollständig erhalten, wodurch das thermische Modell im Matlab- Subsystem nicht mehr nachgebildet werden muss. Jedoch ergibt sich durch die parallele Variante eine erhöhte Simulationsdauer. Weiters müssen die Übergabeparameter der beiden Modelle genau definiert werden.

Für das im Projekt umgesetzte hybride Simulationsmodell wurde die parallele Variante gewählt, da hier, wie bereits zuvor erwähnt, der Detailierungsgrad der beiden Modelle erhalten bleibt und somit die Projektpartner weiter nur in Ihren speziellen Fachgebieten tätig sein können. Weiter wurde eine Möglichkeit erarbeitet, die Simulationen mittels Matlab – wobei Matlab auf TRNSYS zugreift – unabhängig von anderen Projektpartner, zu starten, ohne nähere Kenntnisse des thermischen Modellaufbaus in TRNSYS zu haben. Es wurden folgende notwendige Übergabeparameter zwischen dem thermischen und elektrischen Modell definiert.

Tabelle 18: Übergabeparameter Matlab - TRNSYS

INPUT (nach Matlab)	**OUTPUT (von MATLAB)**
Solarthermieanlagen: • Signalzustand (Ein/Aus) • therm. Leistung (kW)	*Solarthermieanlagen:* • Signalzustand (Ein/Aus)
Wärmepumpe: • Signalzustand (Ein/Aus) • therm. Leistung (kW) • el. Leistung (kW) • #WP muss EIN (EIN/AUS) Zum Halten der Min-Temp. e-productions & Metallbau	*Wärmepumpe:* • Signalzustand (Ein/Aus)
Pufferspeicher: • Signalzustand (Ein/Aus) • Mittlere Temp. (°C) • Temp. oberste Zone (°C) • E-Patrone EIN (EIN/AUS)	*Pufferspeicher:* • Signalzustand (Ein/Aus) • el. Leistung E-Patrone (kW)
Gasheizung: • Signalzustand (Ein/Aus) • therm. Leistung (kW)	*Gasheizung:* • Signalzustand (Ein/Aus)
Thermischer Bedarf: • therm. Leistung (kW)	
Regeneration Erdsondenfeld: • Signalzustand (Ein/Aus) • therm. Leistung (kW)	*Regeneration Erdsondenfeld:* • Signalzustand (Ein/Aus)

Bei den Simulationen liegt die übergeordnete Kontrolle (Steuer- bzw. Regellogik) bei Matlab. Durch die szenerienbasierte Optimierung können Anlagenteile (z.B. Gasheizung) ein- bzw. ausgeschaltet werden. Dies erfolgt über die Schnittstelle durch das Verändern der der jeweiligen Anlage zugeordneten Ein-/Aus-Signalzustände (1 = Ein / 0 = Aus).

8 Szenarien und Resultate der Optimierungen

8.1 Ausgewählte Szenarien

Es werden nachfolgend folgende Szenarien mit dem Hybriden Energiemanagementmodell näher untersucht

- *Szenario 0: Ohne bilanzierten energetischen Austausch zwischen den Standorten*
  Im Szenario 0 findet kein bilanzierter Austausch zwischen den Standorten statt. Der Bezug aus dem öffentlichen Netz stellt hierbei immer einen Kauf bzw. die Rückspeisung ins öffentliche Netz einen Verkauf von elektrischer Energie dar. Weiter ist in diesem Szenario auch kein elektrischer Energiespeicher vorhanden.

- *Szenario 1: Einführung des bilanzierten Austausches zwischen den Standorten*
  Die Standorte können Überschusserzeugung der Photovoltaikanlagen untereinander über das öffentliche Stromnetz unter Berücksichtigung von Netztransportkosten ausgleichen.

- *Szenario 2: Integration eines elektrischen Energiespeichers mit einer Kapazität von 200 kWh*
  Es wird ein elektrischer Energiespeicher mit einer Kapazität von 200 kWh am Standort „e-productions“ in Stallhofen eingefügt.

- *Szenario 3: Integration eines elektrischen Energiespeichers mit einer Kapazität von 500 kWh*
  Es wird ein elektrischer Energiespeicher mit einer Kapazität von 500 kWh am Standort „e-productions“ in Stallhofen eingefügt.

- *Szenario 4: Integration eines elektrischen Energiespeichers mit einer Kapazität von 1000 kWh*
  Es wird ein elektrischer Energiespeicher mit einer Kapazität von 1000 kWh am Standort „e-productions“ in Stallhofen eingefügt.

- *Szenario 5: Vergrößerung der thermischen Energiespeicher für die Solarthermieanlagen*
  In Szenario 5 wird das Volumen der thermischen Energiespeicher für die Solarthermieanlagen verdoppelt, von 71 auf 142 l/m² Kollektorfläche). Das verfügbare Volumen für die Wärmepumpen im thermischen Energiespeicher bleibt bestehen.

- *Szenario 6: Vergrößerung der thermischen Energiespeicher für die Wärmepumpen*
  In Szenario 6 wird das Volumen der thermischen Energiespeicher für die Wärmepumpen verfünffacht, von 50 auf 10 kW/m³ Speichervolumen. Das verfügbare Volumen für die Solarthermieanlagen im thermischen Energiespeicher bleibt bestehen.

8.2 Simulationsergebnisse

Nachfolgend werden die Simulationsergebnisse der zuvor beschriebenen Szenarien näher betrachtet und diskutiert. Es werden die erzeugte Wärmemenge der Quellen des thermischen Systems sowie die Autonomie- und Eigenverbrauchsgrade des elektrischen bzw. des gesamten Systems näher betrachtet. Die nachfolgende Tabelle 19 beschreibt die Bezeichnungen der Wärmequellen und –senken der thermischen Simulationsbilanz.

Tabelle 19: Beschreibung der Wärmequellen und –senken der thermischen Simulationsbilanz

Wärmequelle/Wärmesenke	Beschreibung
+ WP 1	Am Kondensator abgegebene Wärmemenge WP 1
+ WP 2	Am Kondensator abgegebene Wärmemenge WP 2
+ WP 3	Am Kondensator abgegebene Wärmemenge WP 3
+ WP 4	Am Kondensator abgegebene Wärmemenge WP 4
+ Sol EP	Speicher EP zugeführte Wärme der Solarthermie EP
+ Sol FA	Speicher FA zugeführte Wärme der Solarthermie FA
+ E-Pat. EP	Speicher EP zugeführte Wärme der E-Patronen EP
+ E-Pat. FA1	Speicher FA1 zugeführte Wärme der E-Patronen FA1
+ E-Pat. FA2	Speicher FA2 zugeführte Wärme der E-Patronen FA2
+ Gas	Nahwärmenetz zugeführte Wärme durch Gaskessel
– EP	Heizwärmebedarf des Gebäudes E-Productions
– FA	Heizwärmebedarf des Gebäudes Fassadenbau
– FI	Heizwärmebedarf des Gebäudes Fibag
– ME	Heizwärmebedarf des Gebäudes Metallbau
– Verl	Wärmeverluste an Umgebung der Speicher, des Nahwärmenetzes
– Reg	Dem Erdreich zugeführte Solarwärme

Die beiden Standorte Stallhofen, mit der Unterteilung in die Gebäudebereiche „e-productions“ und „Metallbau/Fassadenbau/FIBAG“ (ME/FA/FI), und St. Marein (SFL-Glastechnik) werden weiters auch anhand der Autonomie- und Eigenverbrauchsgrade untersucht. Alle Gebäude und Standorte zusammengenommen werden nachfolgend als Bilanzgruppe bezeichnet. Der Autonomiegrad gibt an welchen Anteil die erzeugte elektrische Energie der Photovoltaikanlage zum gesamten elektrischen Energiebedarf hat. Dieser Autonomiegrad wird viertelstündlich (entspricht der Abrechnungsszeit für elektrische Energie) berechnet und über den betrachteten Zeitraum von einem Jahr gemittelt. Im Gegensatz zum Autonomiegrad gibt der Eigenverbrauchsgrad den Anteil der selbst genutzten erzeugten elektrischen Energie der Photovoltaikanlage an.

Nachfolgend werden die Szenarien 0, 4 und 6 näher erläutert. Die Simulationsergebnisse der restlichen Szenarien entnehmen Sie dem Anhang.

8.2.1 Szenario 0 - Kein bilanzierter Austausch

Das Szenario 0 stellt bereits einen stark eingeschränkten (nur lokal begrenzten) optimierten Betrieb seitens des hybriden Energiemanagementmodells dar. Es findet kein bilanzierter energetischer Austausch zwischen den Gebäudebereichen „e-productions“, Metallbau-/Fassadenbauhalle/FIBAG (ME/FA/MI) und SFL, Glastechnik (St. Marein) statt. Weiters kommt in dem elektrischen System kein elektrischer Energiespeicher zum Einsatz.

Nachfolgend sind in der Abbildung 61 die jährlichen Wärmemengen ausgewählter Anlagenkomponenten für den Standort Stallhofen dargestellt.

	∑ WP	∑ Sol	∑ E-Pat.	Gas	Gesamt
Wärmemenge in MWh/a	567,8	129,8	176,1	0,0	873,7
Anteil an Gesamtmenge	65,0%	14,9%	20,2%	0,0%	100,0%

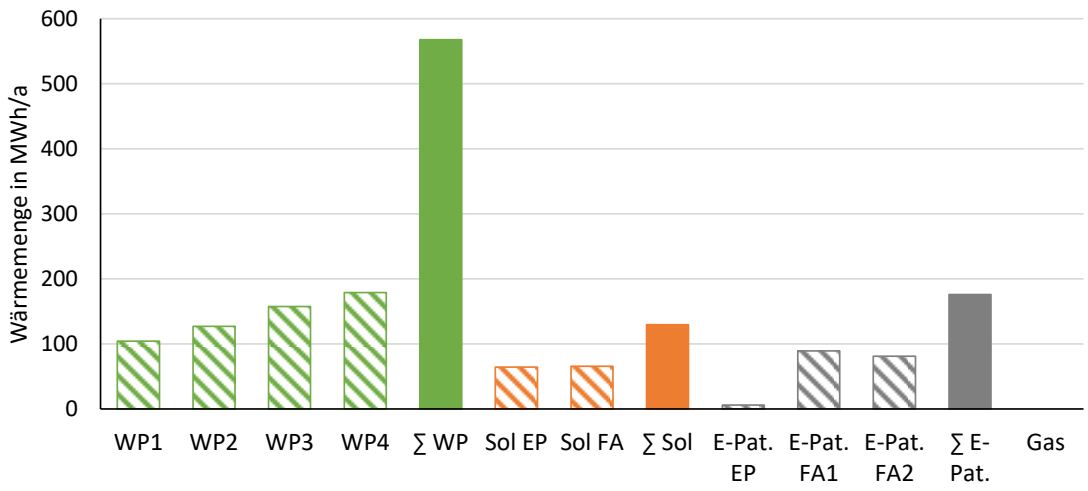


Abbildung 61: Jährliche Wärmemengen ausgewählter Anlagenkomponenten von 01.08.2016 bis 31.07.2017 – Szenario 0

In der Abbildung 61 ist zu erkennen, dass die Wärmepumpen mit rund 568 MWh/a als primäres Heizsystem, mit einem Anteil zur Gesamterzeugung von 65%, genutzt werden. Die Wärmepumpe 4 (WP 4) wird hierbei am häufigsten eingesetzt. Dies ergibt sich aufgrund einer im hybriden Energiemanagementsystem internen Reihung, in welchem bei der Versorgung der Gebäude Metallbau-, Fassadenbauhalle und FIBAG die Wärmepumpe in umgekehrter Nummerierung priorisiert werden (WP 4, WP 3, WP 2). Bei der Wärmeversorgung von „e-productions“ ist die Reihung genau umgekehrt (WP 1, WP 2, WP 3). Die E-Patronen der thermischen Energiespeicher werden vom hybriden Energiemanagementsystem zur Spitzenlastabdeckung und bei Unterschreitung der minimalen erlaubten Temperatur von 40°C verwendet. Da eine CO_2-Reduktion vorgesehen ist wird die Gasheizung in den Simulationen nicht eingesetzt.

Die nachfolgende Abbildung 62 zeigt die thermische Gebäude- und Anlagenbilanz der Wärmequellen- und senken nach den Simulationen mit dem hybriden Energiemanagementmodell.

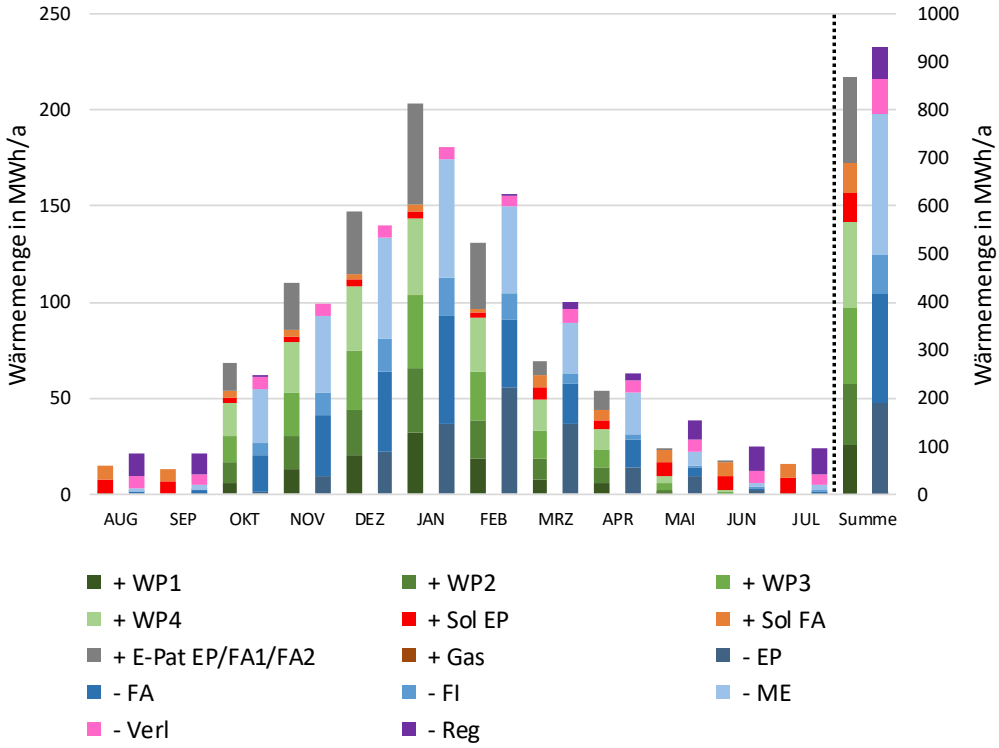


Abbildung 62: Thermische Gebäude- und Anlagenbilanz der Wärmequellen und –senken der Simulation des hybriden Energiemanagementmodells (Szenario 0) von 01.08.2016 bis 31.07.2017 gegliedert nach Monaten

Die Bilanz offenbart die genaue Zusammensetzung der Wärmequellen und –senken und deren monatlichen Verlauf. Da der Gaskessel seitens des hybriden Energiemanagementmodells nicht eingesetzt wird, müssen die E-Patronen der thermischen Energiespeicher, vor allem in den Wintermonaten, einen durchaus hohen Anteil zur Gesamtwärmeerzeugung liefern. Es sei angemerkt, dass die doch deutlichen Abweichungen zwischen den Wärmemengen der Quellen und Senken der einzelnen Monate auf unterschiedliche Ladezustände der Speicher zurückzuführen sind. Dies bedeutet eine zeitliche Verschiebung des Wärmeertrages und des Wärmeverbrauches aufgrund der Speicherkapazität der gesamten Anlage. Des Weiteren zeigt die Bilanz, dass die Regeneration der Erdsonden im Wesentlichen in den Monaten Mai bis September anfällt und in Summe eine Wärmemenge von 66 MWh zur Regeneration genutzt werden, mit einem Gesamtertrag der thermischen Solaranlagen von 130 MWh, was somit einem Anteil von ca. 51% entspricht.

In der Abbildung 63 werden der Autonomie- sowie auch der Eigenverbrauchsgrad der Photovoltaikanlage je Gebäudebereich und Standort näher untersucht. Vergleicht man die Autonomie- und Eigenverbrauchgrade, dargestellt in Abbildung 63 der verschiedenen Standorte miteinander, so kann man deutliche Unterschiede erkennen. Der Gebäudebereich „e-productions“ hat im Vergleich den höchsten Autonomiegrad von 40% mit dem geringsten Eigenverbrauchsgrad von 38%. Dies lässt auf eine große Photovoltaikanlage und niedrigem Verbrauch schließen. Der Standort „St. Marein“ (SFL-Glastechnik) mit sehr hohem elektrischem Bedarf weist genau den umgekehrten Effekt auf. Hier ist ein Autonomiegrad von nur 28% bei einem Eigenbedarfsgrad von 67% zu erreichen. Man erkennt aufgrund der niedrigen Autonomiegrade, dass ein Einsatz von elektrischen Energiespeichern dazu führen kann, die selbst erzeugte elektrische Energie effizienter zu nutzen, siehe hierzu die Szenarien 2 bis 4.

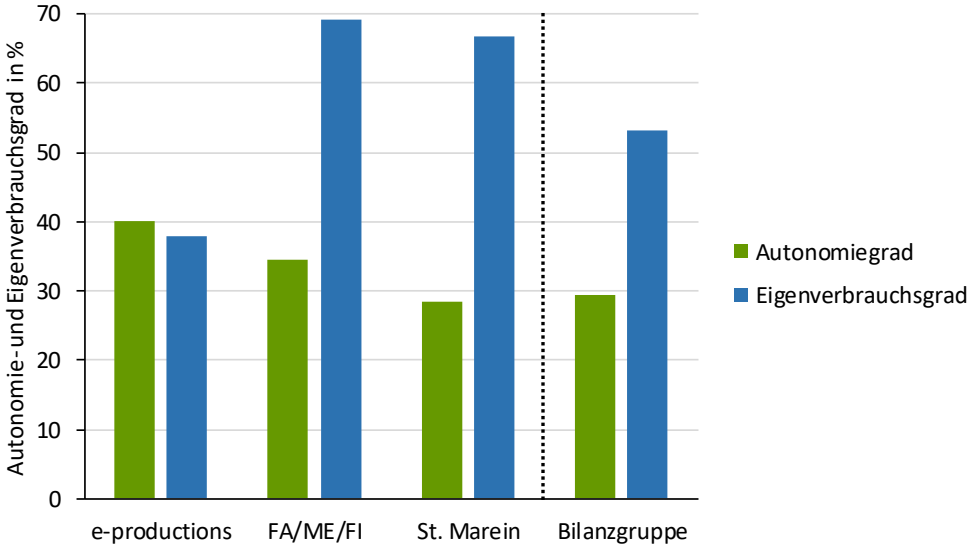


Abbildung 63: Autonomie- und Eigenverbrauchsgrade von 01.08.2016 bis 31.07.2017 – Szenario 0

Nachfolgend werden die energetischen jährlichen CO_2-Emissionen der Standorte dargestellt, welche sich aus den Strombezug der Standorte ergeben. Für die Ermittlung der CO_2-Emissionen wird basierend auf dem österreichischen Strommix mit 250 g/kWh gerechnet, somit wird angenommen, dass jede Einsparung gekaufter elektrischer Energie zu einer Reduktion der CO_2-Emissionen führt. Die Anlagenkomponenten bewirken bis auf die Gasheizung keine direkten CO_2-Emissionen und werden mit 0 g/kWh angenommen.

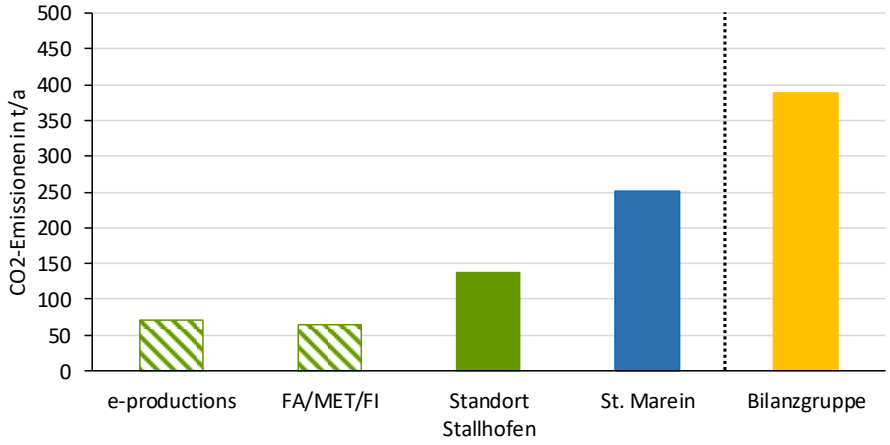


Abbildung 64: CO_2-Emissionen der untersuchten Standorte (01.08.2016 bis 31.07.2017) – Szenario 0

Der Gebäudebereich „e-productions“ (71 t/a) weist gegenüber „Metallbau/Fassadenbau/FIBAG“ (65 t/a) etwas höhere CO_2-Emissionen auf. Hier ist zu beachten, dass der Gebäudebereich „e-productions“ der elektrische Bedarf der Wärmepumpe des thermischen Systems zugeschrieben wird. Die „SFL, Glastechnik“ in St. Marein hat mit den betriebsbedingten hohen elektrischen Verbräuchen die höchsten CO_2-Emissionen von 252 t/a. Nimmt man alle Standorte zusammen so ergeben sich für die ganz Bilanzgruppe CO_2-Emissionen in der Höhe von 389 t/a.

8.2.2 Szenario 4 – *Integration eines elektrischen Speichers mit einer Kapazität von 1000 kWh*

Im Szenario 4 können sich die Standorte elektroenergetisch ausgleichen, was so viel bedeutet, das überschüssig erzeugte elektrische Energie eines Standortes an einem anderen Standort verbraucht werden kann. Hierbei wird das Stromnetz unter Berücksichtigung von zu zahlenden Netzkosten herangezogen. Weiter wird im Gebäudebereich „e-productions“ am Standort Stallhofen ein elektrischer Energiespeicher mit einer Kapazität von 1000 kWh in den Simulationen berücksichtigt. Nachfolgend sind in der Abbildung 65 die jährlichen Wärmemengen ausgewählter Anlagenkomponenten dargestellt.

	∑ WP	∑ Sol	∑ E-Pat.	Gas	Gesamt
Wärmemenge in MWh/a	566,4	130,3	177,1	0,0	873,8
Anteil an Gesamtmenge	64,8%	14,9%	20,3%	0,0%	100,0%

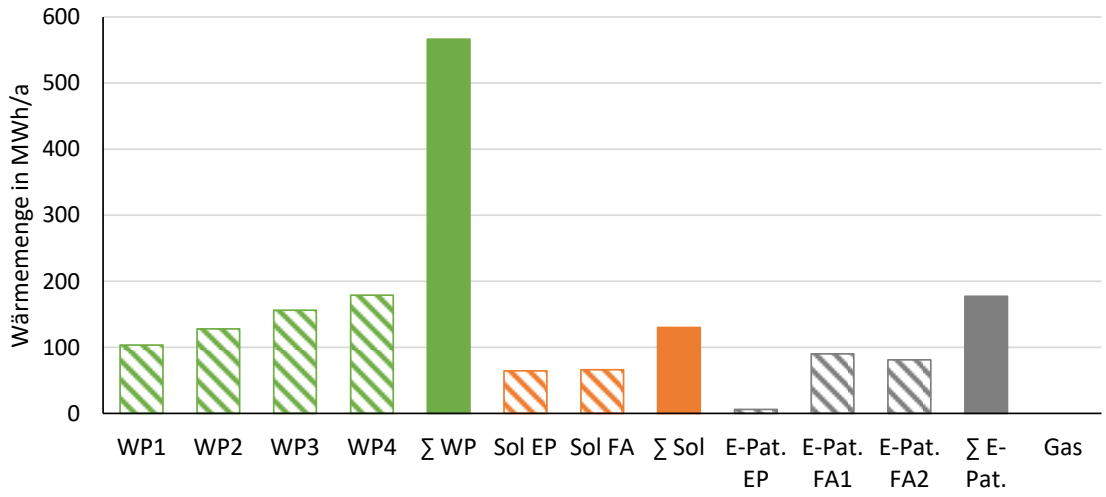


Abbildung 65: Jährliche Wärmemengen ausgewählter Anlagenkomponenten von 01.08.2016 bis 31.07.2017 – Szenario 4

In der Abbildung 65 ist zu erkennen, dass die Wärmepumpen mit rund 566 MWh/a als primäres Heizsystem genutzt werden. Die Wärmepumpe 4 (WP 4) wird, wie zuvor erläutert, aufgrund der internen Regelung im hybriden Energiemanagementmodell am häufigsten eingesetzt. Die E-Patronen der thermischen Energiespeicher werden vom hybriden Energiemanagementsystem zur Spitzenlastabdeckung und bei Unterschreitung der minimalen erlaubten Temperatur von 40°C verwendet. Vergleicht man Szenario 4 mit dem Szenario 0 so ergeben sich nur geringfüge Änderungen, Wärmepumpe wird etwas verstärkt eingesetzt, im optimierten Betrieb des thermischen Systems.

Die nachfolgende Abbildung 66 zeigt die thermische Gebäude- und Anlagenbilanz der Wärmequellen- und senken nach den Simulationen mit dem hybriden Energiemanagementmodell.

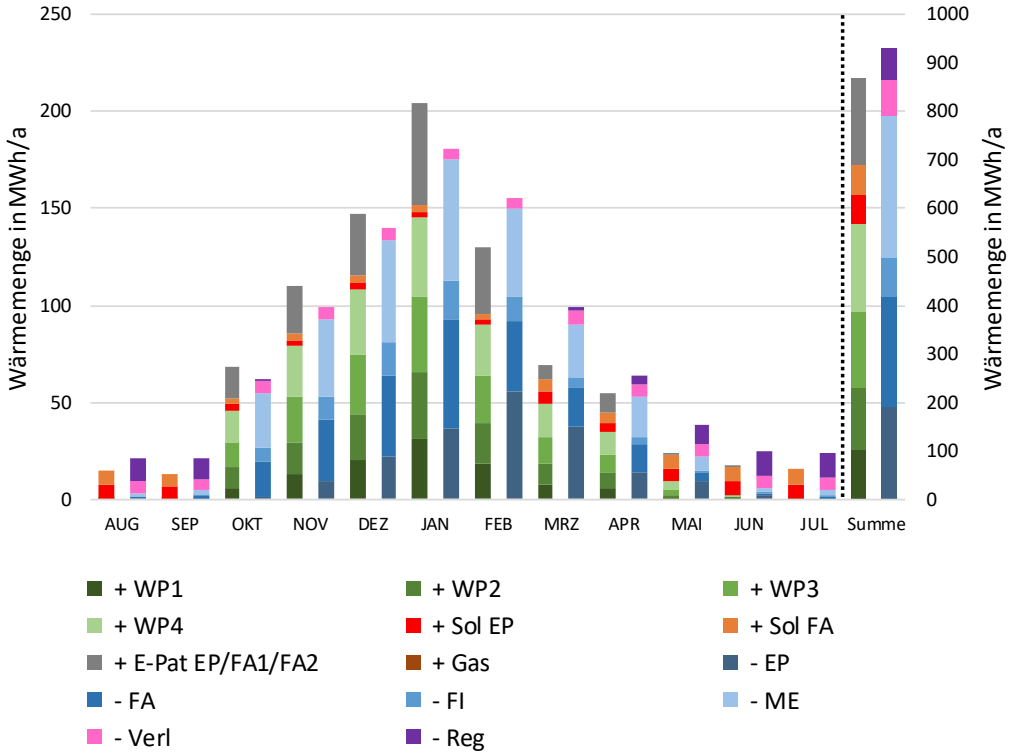


Abbildung 66: Thermische Gebäude- und Anlagenbilanz der Wärmequellen und –senken der Simulation des hybriden Energiemanagementmodells (Szenario 4) von 01.08.2016 bis 31.07.2017 gegliedert nach Monaten

Die Bilanz offenbart die genaue Zusammensetzung aus Wärmequellen und –senken und deren monatlichen Verlauf. Da der Gaskessel seitens des hybriden Energiemanagementmodells nicht eingesetzt wird, müssen die E-Patronen der thermischen Energiespeicher vor allem in den Wintermonaten einen durchaus hohen Anteil zum Gesamtwärmebedarf liefern.
Vergleicht man die Szenarien 0 bis 4 so erkennt man, dass der optimierte Betrieb des thermischen Systems nahezu gleichbleibt und es zu keiner wesentlichen Änderung im thermischen Energiebedarf bzw. des Einsatzes der thermischen Wärmequellen kommt.

Auch hier sei angemerkt, dass die doch deutlichen Abweichungen zwischen den Wärmemengen der Quellen und Senken der einzelnen Monate auf unterschiedliche Ladezustände der Speicher zurückzuführen sind. Dies bedeutet eine zeitliche Verschiebung des Wärmeertrages und des Wärmeverbrauches aufgrund der Speicherkapazität der gesamten Anlage.

8.2.3 Szenario 6 – Vergrößerung der thermischen Energiespeicher für die Wärmepumpen

In Szenario 6 wird das Volumen der thermischen Energiespeicher für die Wärmepumpen verfünffacht, von 50 auf 10 kW/m³ Speichervolumen. Das verfügbare Volumen für die Solarthermieanlagen im thermischen Energiespeicher bleibt bestehen. Weiter wird kein elektrischer Energiespeicher an den Standorten eingesetzt. Nachfolgend sind in der Abbildung 67 die jährlichen Wärmemengen ausgewählter Anlagenkomponenten dargestellt.

	∑ WP	∑ Sol	∑ E-Pat.	Gas	Gesamt
Wärmemenge in MWh/a	567,7	143,7	159,1	0,0	870,4
Anteil an Gesamtmenge	65,2%	16,5%	18,3%	0,0%	100,0%

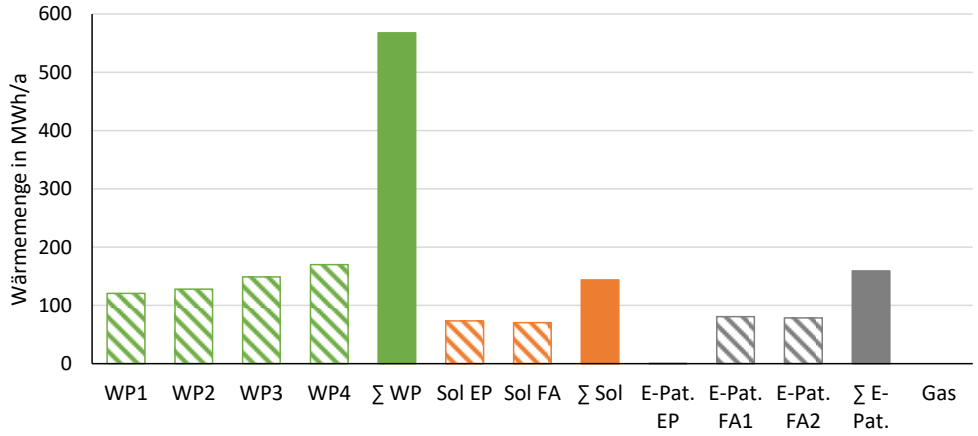


Abbildung 67: Jährliche Wärmemengen ausgewählter Anlagenkomponenten von 01.08.2016 bis 31.07.2017 – Szenario 6

In der Abbildung 67 ist zu erkennen, dass die Wärmepumpen mit rund 568 MWh/a als primäres Heizsystem genutzt werden. Es ist zu erkennen, dass im Vergleich zu anderen betrachteten Szenarien die Solarthermieanlage effizienter betrieben wird wodurch im Vergleich 13 MWh/a mehr erzeugt wird. Dies führt zu einer Reduktion des Einsatzes der E-Patronen in den thermischen Energiespeichern. Die nachfolgende Abbildung 68 zeigt die thermische Gebäude- und Anlagenbilanz der Wärmequellen- und senken nach den Simulationen mit dem hybriden Energiemanagementmodell.

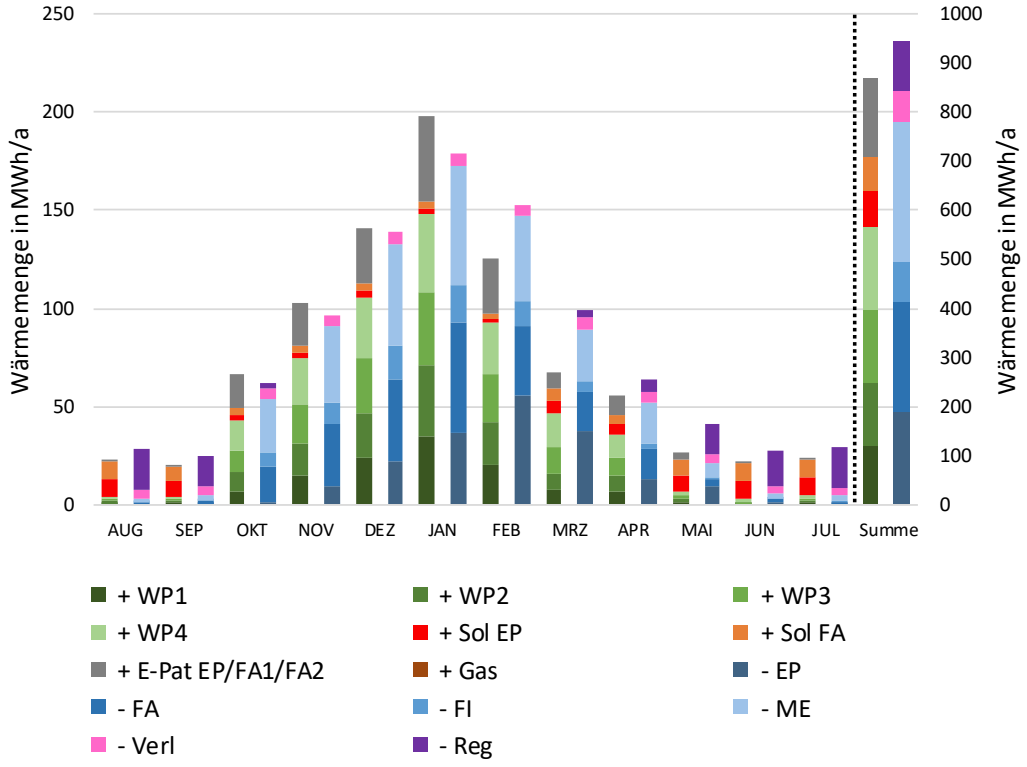


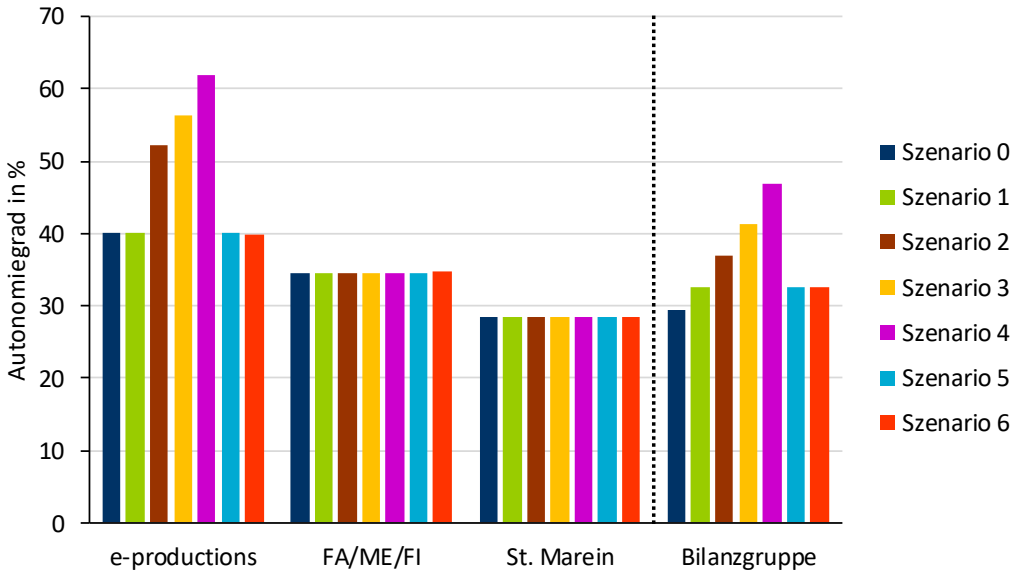
Abbildung 68: Thermische Gebäude- und Anlagenbilanz der Wärmequellen und –senken der Simulation des hybriden Energiemanagementmodells (Szenario 6) von 01.08.2016 bis 31.07.2017 gegliedert nach Monaten

Die Bilanz zeigt, dass obwohl das Volumen in thermischen Speichern für die Wärmepumpen erhöht wurde, in Summe eine Wärmemenge von 103 MWh für die Regeneration des Erdsondenfeldes genutzt werden kann und bei einem Gesamtertrag der thermischen Solaranlagen von 144,0 MWh einem Anteil von ca. 72% entspricht.

Es sei wiederum angemerkt, dass die doch deutlichen Abweichungen zwischen den Wärmemengen der Quellen und Senken der einzelnen Monate auf unterschiedliche Ladezustände der Speicher zurückzuführen sind. Dies bedeutet eine zeitliche Verschiebung des Wärmeertrages und des Wärmeverbrauches aufgrund der Speicherkapazität der gesamten Anlage.

Vergleich zwischen den untersuchten Szenarien

Vergleicht man die Ergebnisse der Simulationen, so erkennt man, dass seitens des Einsatzes der Wärmepumpen, Solarthermieanlage und E-Patronen sich die Szenarien nicht wesentlich unterscheiden und die Optimierung oft den betrieblichen Einschränkungen, wie z.B. der minimalen Temperatur im thermischen Energiespeicher, dem zeitlichen thermischen Energiebedarf und den zu kleinen Speichern, unterlegen ist. Durch den Einsatz des elektrischen Energiespeichers im Gebäudebereich „e-productions“ erkennt man im elektrischen System klare Unterschiede und Verbesserungen seitens der Autonomie und des Eigenverbrauchs. Siehe hierzu die nachfolgende Abbildung 69.



Szenario 0: Ohne bilanzierten energetischen Austausch zwischen den Standorten
Szenario 1: Einführung des bilanzierten Austausches zwischen den Standorten
Szenario 2: Integration eines elektrischen Energiespeichers mit einer Kapazität von 200 kWh
Szenario 3: Integration eines elektrischen Energiespeichers mit einer Kapazität von 500 kWh
Szenario 4: Integration eines elektrischen Energiespeichers mit einer Kapazität von 1000 kWh
Szenario 5: Vergrößerung der thermischen Energiespeicher für die Solarthermieanlagen
Szenario 6: Vergrößerung der thermischen Energiespeicher für die Wärmepumpen

Abbildung 69: Autonomiegrade der verschiedenen untersuchten Szenarien

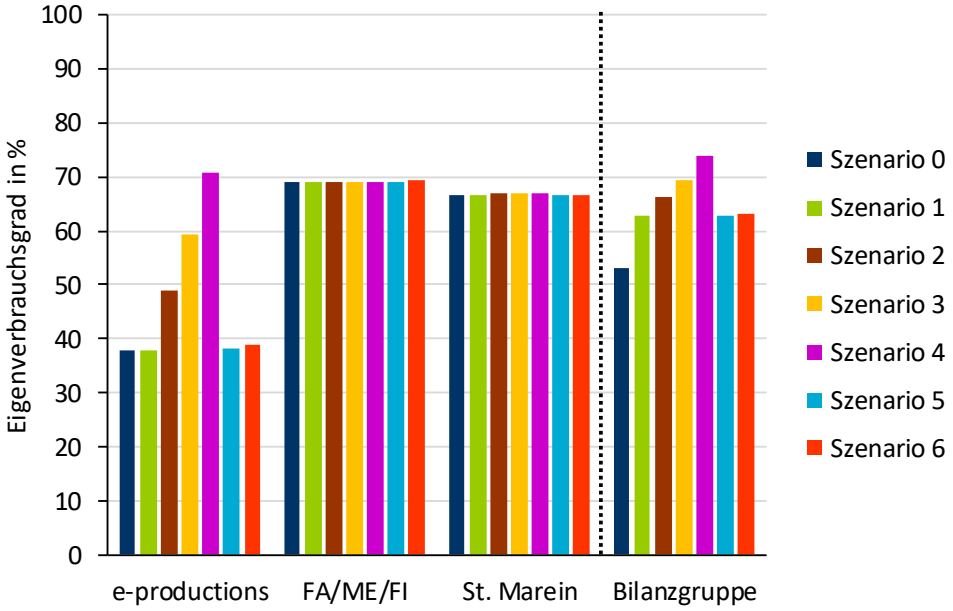
Folgende Einflüsse der verschiedenen Szenarien können beobachtet werden.

Szenario 1;5-6:

Man kann erkennen, dass durch die Möglichkeit einen bilanzierten elektroenergetischen Austausch zwischen den Standorten keine Änderung bezüglich des Autonomiegrades je Standort ergibt, da die Importabhängigkeit natürlich sich, im Einzelnen gesehen, nicht geändert hat. Betrachtet man aber alle Standorte zusammen als Bilanzgruppe so ergibt sich eine Verbesserung des Autonomiegrades von 29% auf 32% um 3%. Der unterschiedliche Betrieb des thermischen Systems in den Szenarien 5 und 6 wirken sich nur marginal auf den elektrischen Energiebezug und somit auf den Autonomiegrad aus.

Szenario 2-4:
Durch die Einführung des elektrischen Energiespeichers im Gebäudebereich „e-productions“ steigt der Autonomiegrad von 40% (Szenario 0) mit steigender Speichergröße auf bis zu 62% (Szenario 4) an. Die Autonomiegrade der restlichen Standorte und Gebäudebereiche müssen gleichbleiben. Vergleicht man jedoch die gesamte Bilanzgruppe, so ermöglicht ein elektrischer Energiespeicher eine wesentlich bessere Bilanzierung dieser Gruppe und es ergibt sich eine Steigerung der Autonomie von 32% auf 47%.

Die nachfolgende Abbildung 70 stellt die Simulationsergebnisse des Eigenverbrauchs der Erzeugung der Photovoltaikanlagen für die verschiedenen Gebäudebereiche und Standorte dar

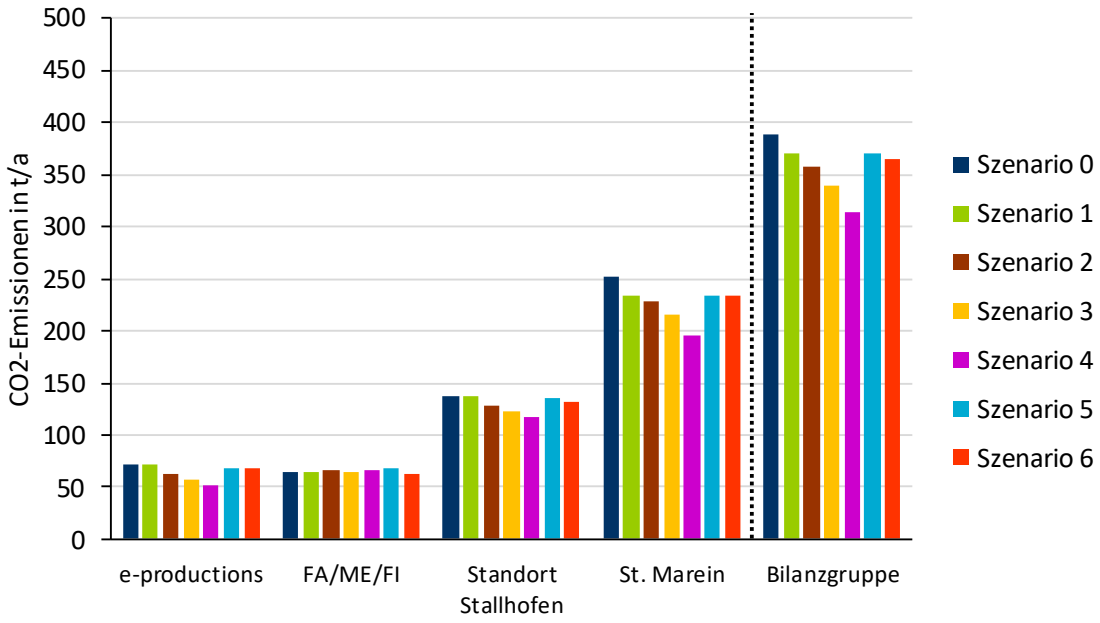


Szenario 0: Ohne bilanzierten energetischen Austausch zwischen den Standorten
Szenario 1: Einführung des bilanzierten Austausches zwischen den Standorten
Szenario 2: Integration eines elektrischen Energiespeichers mit einer Kapazität von 200 kWh
Szenario 3: Integration eines elektrischen Energiespeichers mit einer Kapazität von 500 kWh
Szenario 4: Integration eines elektrischen Energiespeichers mit einer Kapazität von 1000 kWh
Szenario 5: Vergrößerung der thermischen Energiespeicher für die Solarthermieanlagen
Szenario 6: Vergrößerung der thermischen Energiespeicher für die Wärmepumpen

Abbildung 70: Eigenverbrauchsgrade der untersuchten Szenarien

Seitens des Eigenverbrauchsgrades ergibt sich für das Szenario 4, elektrischer Energiespeicher mit einer Kapazität von 1000 kWh, der größte Einfluss.
Hier erhöht sich im Gebäudebereich „e-productions“ der Eigenverbrauchsgrad von 38% auf 71%. Für die gesamte Bilanzgruppe ergibt der Einsatz des großen Speichers eine Erhöhung von 53% auf 74%.

Untersucht man nun den Einfluss der verschiedenen Szenarien auf die energiebezogenen CO_2-Emissionen so ergeben sich folgende in Abbildung 71 dargestellte Ergebnisse.



Szenario 0: Ohne bilanzierten energetischen Austausch zwischen den Standorten
Szenario 1: Einführung des bilanzierten Austausches zwischen den Standorten
Szenario 2: Integration eines elektrischen Energiespeichers mit einer Kapazität von 200 kWh
Szenario 3: Integration eines elektrischen Energiespeichers mit einer Kapazität von 500 kWh
Szenario 4: Integration eines elektrischen Energiespeichers mit einer Kapazität von 1000 kWh
Szenario 5: Vergrößerung der thermischen Energiespeicher für die Solarthermieanlagen
Szenario 6: Vergrößerung der thermischen Energiespeicher für die Wärmepumpen

Abbildung 71: CO_2-Emissionen der untersuchten Szenarien

In Abbildung 71 ist deutlich zu erkennen, dass aufgrund des Einsatzes des elektrischen Energiespeichers an allen Standorten und aufgrund des bilanzierten Austausches untereinander, weniger elektrische Energie gekauft werden muss. Dies resultiert, bei einem angenommenen österreichischen Strommix und somit CO_2-Emissionen 250 g/kWh, in einer Reduktion der CO_2-Emissionen für die gesamte Bilanzgruppe von 389 t/a auf 314 t/a. Deutlich zu erkennen ist auch, dass ohne Speicher und nur mit energetischer Bilanzierung nur eine Reduktion der CO_2-Emissionen um circa 18 t/a erzielt werden kann.

8.3 Konklusion

Das aufgebaute hybride Energiemanagementmodell liefert plausible Ergebnisse und die Co-Simulation (parallele Schnittstelle) zwischen Matlab und TRNSYS funktioniert. Da jedoch das thermische System im hybriden Energiemanagementsystem in Matlab für den Optimieralgorithmus nur rudimentär abgebildet ist, ergeben sich für das thermische System Unsicherheiten im Forecast. Im Rahmen des Projektes wurde das hybride Energiemanagementmodell inkl. des verwendeten Optimierungsalgorithmus immer wieder überarbeitet und verbessert. Um Rechenzeiten deutlich zu verkürzen und die Möglichkeit auf einen mehrtätigen Forecast zu ermöglichen, sollten nur die wesentlichen und wichtigsten Anlagenkomponenten abgebildet werden, da sich die Systemmatrix hinsichtlich einer Vorhersage mit jedem Zeitschritt in die Zukunft verdoppelt, was demnach eine lineare Steigerung des Aufwands zur Lösung des Optimierungsproblems bedeutet. Aufgrund der Schnittstelle zwischen Matlab und TRNSYS wurde das hybride Energiemanagementmodell nicht in Matlab Simulink, sondern in Form von Matlab Skripten mit den entsprechenden Unterfunktionen erstellt.

Die Modellierung der elektrischen Erzeugung der Photovoltaikanlagen aus den Wetterdaten, konnte im Rahmen des Projektes mit einer Abweichung der kumulierten jährlichen Energie zwischen Messung und Berechnung von circa 2% wesentlich verbessert werden.

Die entwickelte Methodik des hybriden Energiemanagementmodells, sowie die Modellierung der Photovoltaikanlage, die Methodik zur Abschätzung des elektrischen Bedarfs bei nicht Vorhandensein adäquater Lastdaten sowie das Modell des elektrischen Energiespeichers sind auf andere hybride Energiesysteme übertragbar. Hierzu werden lediglich die physikalischen Verbindungen, z.B. Netzstruktur, sowie die technischen Spezifikationen der im System vorhanden Technologien und Betriebsmittel bekannt sein.

Aus den Simulationen hat sich ergeben, dass der Betrieb der Wärmepumpen, Solarthermieanlage und E-Patronen stark vom gegebenen thermischen Bedarf abhängt, wodurch nur geringe Freiheiten für den Optimierungsalgorithmus vorhanden waren. Die Vergrößerung der thermischen Speichergröße für die Wärmepumpen hatte einen wesentlichen Einfluss auf die Regeneration des Erdsondenfeldes. Hier kam es zu einer Erhöhung der Regeneration von 66 MWh/a auf 103 MWh/a.

Den größten Einfluss hatte jedoch der Einsatz eines elektrischen Energiespeichers von 1000 kWh am Standort Stallhofen. Der Gebäudebereich „e-productions“ mit einer großen Photovoltaikanlage und vergleichsweise geringen elektrischen Verbrauch eignet sich gut als Standort für einen elektrischen Energiespeicher, wenn man von einer Bilanzbildung der Verbräuche und Erzeugungen der verschiedenen Standorte ausgeht, so kann eine Erhöhung des Autonomiegrades sowie eine deutliche Reduktion der lokalen CO_2-Emissionen bewirkt werden. Auch hätte der größere Stromspeicher positive Auswirkungen auf den effizienten Betrieb des Virtuellen Kraftwerks.

9 Datenmanagement und datengetriebene Analysen

9.1 Systemarchitektur

Für die umfangreiche Datenanalyse in AP4 ist ein zentrales Datenmanagement unabdingbar. Um diese Datenhaltung in einer für das Projekt idealen Weise zu realisieren, wurde mit einer Anforderungsanalyse begonnen. Darin wurden mit allen am Projekt beteiligten Partnern die relevanten Anforderungen erhoben. Es haben sich die folgenden Anforderungen als zentrale Kriterien herausgestellt:

1. Die Datenhaltung soll die Datenquellen anbinden, Daten daraus dauerhaft speichern und die Daten für die weitere Nutzung zur Analyse, Optimierung und Evaluierung des REsys-Systems bereitstellen.
2. Es sollen Daten aus drei verschiedenen Quellen angebunden werden:
    a. Messdaten aus der Anlage über BACnet Protokoll
    b. Wetterprognosen
    c. Messdaten die periodisch aus einer Comma-Separated Values (CSV) Datei eingelesen werden und in die Datenhaltung überführt werden.
3. Eine Web-Oberfläche soll die Interaktion mit den Daten aus der Datenhaltung ermöglichen.
    a. Exportieren von ausgewählten Daten
    b. Hinzufügen, Ändern und Löschen von Meta-Daten
    c. Verrechnung der Messdaten und Darstellung der Ergebnisse
    d. Verwalten von Alarmgrenzen und Benachrichtigungen
4. Alle Schnittstellen sind offenzulegen und für eine Verwendung durch andere Softwareentwickler zu dokumentieren, sodass eine Anbindung an neue Systeme oder eine Erweiterung möglich ist.

Aus diesen Anforderungen wurde die Systemarchitektur abgeleitet. Diese ist in Abbildung 72 dargestellt. Die Systemarchitektur folgt einem modularen Prinzip, welches in der Softwaretechnologie unter der Bezeichnung Microservice-Architektur bekannt ist (Nadareishvili, et al. 2016). Die einzelnen Teilfunktionen werden dabei von kompakten und weitestgehend unabhängigen Softwarekomponenten umgesetzt. Die Komponenten kommunizieren untereinander über definierte Schnittstellen. Durch die Unabhängigkeit und die Schnittstellen ist es möglich, die Komponenten nacheinander umzusetzen und gegebenenfalls können neue Komponenten leicht hinzugefügt werden bzw. bestehende Komponenten ersetzt oder stillgelegt werden. Der Zugriff auf die Daten für andere Dienste und Systeme ist über eine REpresentational State Transfer (REST) Schnittstelle (Richardson und Amundsen 2013) umgesetzt.

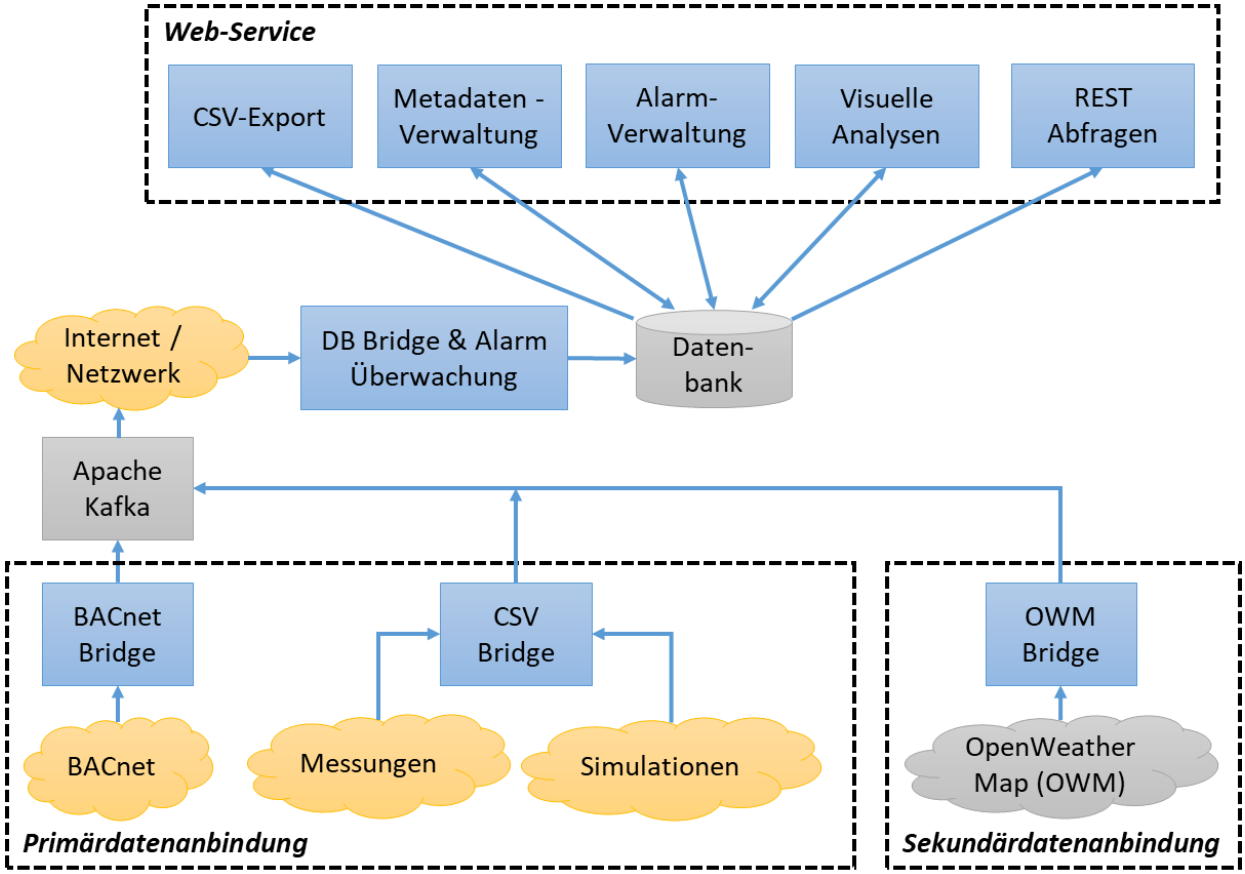


Abbildung 72 Gesamtarchitektur und Informationsfluss zwischen den Komponenten.

Die Architektur verwendet für die Kommunikation der Komponenten untereinander einen zentralen Message Broker. Über diesen Message Broker laufen alle Daten, welche in das Datenmanagement gelangen. Dieser Message Broker wurde nicht im Projekt entwickelt, sondern es wurde auf Apache Kafka (Narkhede, Shapira und Palino 2017) als OpenSource Produkt zurückgegriffen. Alle Daten welche über Apache Kafka, also über den zentralen Message Broker, laufen werden im JavaScript Object Notation (JSON)-Format (Marrs 2017) ausgetauscht. Im JSON Format wurden zwei verschiedene Nachrichtentypen definiert. Der erste Typ ist für einzelne Messdaten ausgelegt, damit werden die Messwerte z.B. Temperatur oder Durchflussmenge ausgetauscht. Mit dem zweiten Typ werden Metadaten zu den einzelnen Messdaten übertragen, z.B. Einheiten, Sensortyp oder Messpunkt. Jedes einzelne Messdatum setzt sich aus eindeutiger Bezeichnung (`name`), einem Zeitstempel (`timestamp`), der Art des Messwertes (`type`) und dem tatsächlichen Messwert (`value`) zusammen. Listing 1 zeigt das Datenformat am Beispiel einer Raumtemperaturmessung.

```
{
  "name" : "B'TZ01'HPlt01'MxCrt'TFl",
  "type" : "Double",
  "value" : 26.84000015258789,
  "timestamp" : 1477309354.050000000
}
```

Listing 1: JSON Messdaten einer Raumtemperaturmessung

Das JSON-Format für Metadaten besteht aus eindeutiger Bezeichnung (`name`), Zeitstempel (`timestamp`) und einer Liste von allen Metadaten (`pairs`). Die Liste der Metadaten enthält wiederum Einträge mit einer Bezeichnung (`name`), einem Typ (`type`) und den aktuellen Wert (`value`). Listing 2 zeigt ein Beispiel einer kompletten Metadatumsmeldung.

```
{
    "name": "B'TZ01'HPlt01'MxCrt'TFl",
    "timestamp": 1477309340.303,
    "pairs": [
        {
            "name": "description",
            "type": "String",
            "value": "Vorlauftemperatur"
        },
        {
            "name": "units",
            "type": "Enumerated",
            "value": {
                "code": 62,
                "text": "degrees celsius"
            }
        },
        {
            "name": "objectIdentifier",
            "type": "String",
            "value": "Analog Input 1"
        }
    ]
}
```

Listing 2: JSON Metadaten einer Raumtemperaturmessung

9.2 Systemkomponenten

In diesem Kapitel werden die einzelnen Systemkomponenten beschrieben. Die Komponenten sind auf unterschiedliche Rechner aufgeteilt. Diese Aufteilung ist in Abbildung 73 gezeigt. Alle Komponenten, welche hier aufgeführt sind und im Rahmen des Projektes entwickelt worden sind, sind in der Programmiersprache Java umgesetzt. Auf dem Brocker Server werden die BacNet Bridge, OWM Bridge und Apache Kafka ausgeführt. Die CSV-Bridge wird auf externen Systemen betrieben, auf denen die CSV-Dateien mit Messdaten erstellt werden. Die Datenbank, die DB Bridge mit Alarmüberwachung und das Web-Service werden auf dem Datenbank Server betrieben. Zusätzlich wird für Entwicklungszwecke eine eigene Instanz der DB Bridge und der Datenbank am Know-Center betrieben, welche über das Internet mit dem Broker Server verbunden ist. In den nachfolgenden Unterkapiteln werden die einzelnen Komponenten im Detail beschrieben.

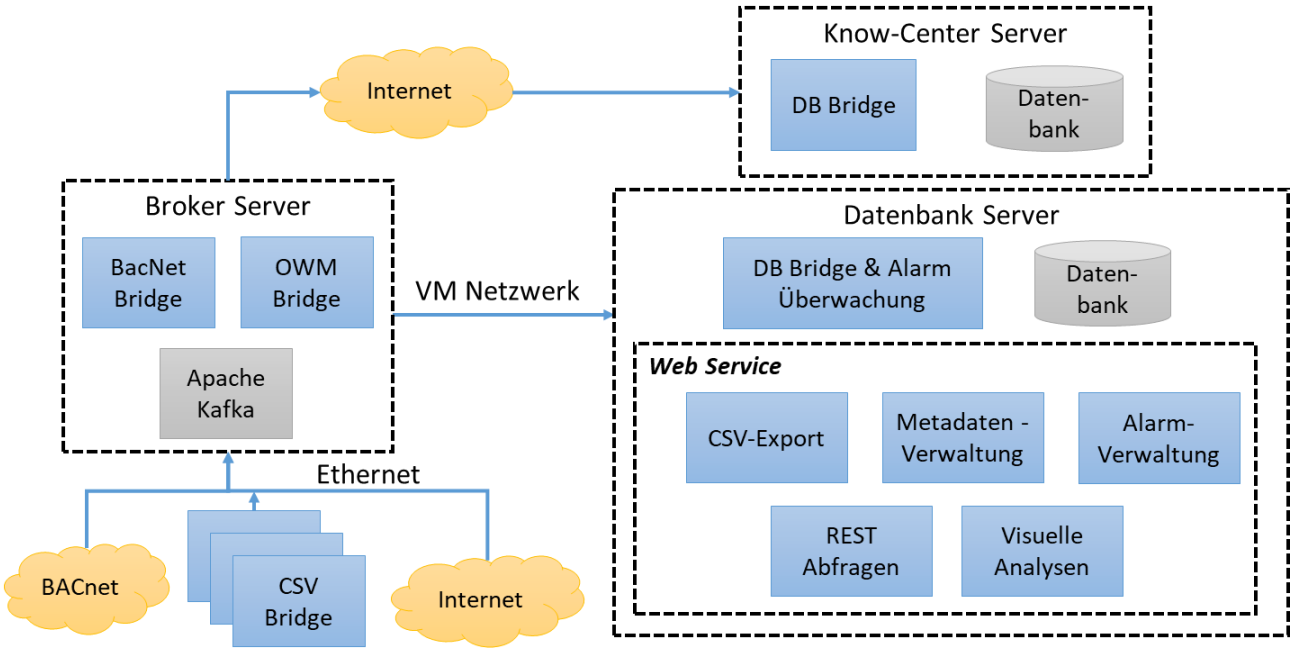


Abbildung 73 Verteilung der Systemkomponenten.

9.2.1 BacNet Bridge

Die BacNet Bridge stellt das Bindeglied zur Messdatenerfassung dar. Ihr Name leitet sich vom BACnet Protokoll (Newman 2013) ab. Dieses Protokoll wird verwendet, um Mess- und Metadaten von der Mess- und Gebäudetechnik-Hardware abzufragen. Für die BACnet Kommunikation wird auf die Bibliothek BACnet4J[3], welche von der Firma Infinite Automation Systems (IAS) entwickelt wird, zurückgegriffen. Die BacNetBridge fragt diese Daten einmal pro Minute ab, wandelt sie in das JSON Mess- und Metadatenformat und sendet diese dann an den Message Broker. Dabei werden alle Daten übernommen, welche die Mess- und Gebäudetechnik-Hardware zur Verfügung stellt. Dies sind ca. 2400 Datenpunkte. Sollten also neue Datenpunkte hinzukommen bzw. bestehende wegfallen, so werden diese Änderungen automatisch berücksichtig.

9.2.2 CSV Bridge

Nicht alle relevanten Messdaten sind per BACnet Protokoll verfügbar. Die CSV Bridge kann diese Daten aus CSV Dateien einlesen und im JSON Format für Mess- und Metadaten and Apache Kafka weiterleiten. Somit ist es auch möglich historische Daten oder Daten aus der Simulation ins Datenmanagement einzubringen. Die CSV Bridge kann in mehreren Instanzen ausgeführt werden, d.h. es kann mehr als nur eine Quelle durch mehrere CSV Bridge Instanzen angebunden werden. Jede CSV Bridge Instanz kann ein Verzeichnis überwachen. Wenn in dieses Verzeichnis neue CSV Dateien eingefügt werden, werden diese Dateien eingelesen und die enthaltenen Daten übernommen. Das Format der CSV-Dateien muss dafür zuvor konfligiert werden, sodass die CSV Dateien korrekt interpretieren kann.

[3] https://github.com/infiniteautomation/BACnet4J

9.2.3 OWM Bridge

Aktuelle Wetterdaten und Prognosen für 72h in die Zukunft werden über den Dienst OpenWeatherMap[4] (OWM) bezogen. Die OWM Bridge fragt diese Wetterdaten in konfigurierbaren Intervallen ab und schreibt schickt diese Daten dann im JSON Format an Apache Kafka.

9.2.4 Apache Kafka (Message Broker)

Apache Kafka ist der Message Broker und damit der zentrale Austauschpunkt für alle ankommenden Daten im Projekt. Apache Kafka ist ein OpenSource Projekt und speziell für diesen Einsatz entwickelt. Die Datenmengen in REsys stellen für Apache Kafka kein Problem dar; Apache Kafka könnte eine um ein vielfaches höhere Datenrate bewältigen. Apache Kafka leitet die Daten nicht nur einfach weiter, sondern speichert diese auch für eine Woche. Sollte also die nachfolgende Datenbank oder die DB Bridge kurzzeitig ausgefallen sein, kann Apache Kafka für dieses Ausfall als Zwischenspeicher dienen.

9.2.5 DB Bridge und Alarmüberwachung

Die DB Bridge liest die ankommenden Mess- und Metadaten von Apache Kafka aus und schreibt die Daten in die Datenbank. Dabei findet auch eine Alarmüberwachung statt. D.h. für die ankommenden Daten können Alarmbedingungen gesetzt werden. Sollten diese Bedingungen verletzt werden, dann wird ein Alarm ausgelöst. Die Konfiguration dieser Alarmbedingungen findet in der Alarm-Verwaltung des Web-Services statt, siehe Kapitel 9.2.7.4.

9.2.6 Datenbank

Die Datenbank übernimmt die persistente Speicherung aller Mess- und Metadaten. Zu Beginn des Projektes wurde hier mit einer MySQL Datenbank (DuBois 2014) gestartet. Diese Auswahl wurde getroffen, da zu Projektbeginn ca. 400 Messwerte pro Minute erwartet wurden. Da im Laufe des Projektes immer neue Sensoren und Datenquellen angebunden wurden, wuchs dieser Wert auf ca. 2400 Messwerte pro Minute an. Da keine Daten verworfen werden, ergibt sich damit eine entsprechende Größe der Datenbank. Im Laufe des Projektes wurde auf die Datenbank MariaDB (Bartholomew 2014) gewechselt. MariaDB verfügt über die Datenbank-Engine TokuDB welche sich für dieses Anwendungsfall und die Datenmenge deutlich besser eignet. In Summe sind über die Projektlaufzeit ca. 400 GB an Daten gesammelt worden. Da die Datenbank auf einer mechanischen Festplatte gespeichert wird, ist damit auch MariaDB an die Leistungsgrenzen bei Datenabfragen gekommen. Grundsätzlich kann die Datenbank noch weiterwachsen, um die Abfragezeiten jedoch klein zu halten, sollte auf eine viel schnellere Halbleiter-Festplatte (sog. Solid State Drives (SSD)) gewechselt werden. Diese verfügen über wesentlich geringere Zugriffszeiten und viel höhere Datenübertragungsraten.

9.2.7 Web-Service

Das Web-Service bietet die Schnittstelle zu den Daten in der Datenbank sowohl für Benutzer als auch für andere Systeme. Die grafische Oberfläche kann per Web Browser aufgerufen werden, d.h. es ist keine Installation von spezieller Software für den Datenzugriff notwendig. Abbildung 74 zeigt die Übersichtsseite dieser Oberfläche.

[4] https://openweathermap.org/

Die einzelnen Teilbereiche und Funktionen dieser graphischen Oberfläche sind in den nachfolgenden Kapiteln 9.2.7.1 bis 9.2.7.5 beschrieben. In Kapiteln 9.2.7.6 ist der Zugriff auf die gespeicherten Daten per REST Schnittstelle für andere Dienste und Systeme beschrieben. Jeder der rund 2400 Datenpunkte besitzt eine eindeutige Identifikation. Diese wird vom Messystem und der Gebäudetechnik vergeben und ist hierarchisch aufgebaut. Um die Eindeutigkeit zu bewahren, wurden neue Messpunkte ebenfalls in dieses Schema eingegliedert. Die eindeutige Identifikation ist jedoch für den Menschen nicht gut lesbar. Deshalb wurde für die Anzeige die sprechende Bezeichnung der jeweiligen Messstellen verwendet. Diese folgt demselben hierarchischen Aufbau wie die eindeutige Identifikation ist aber für Menschen leichter verständlich und leichter zu merken.

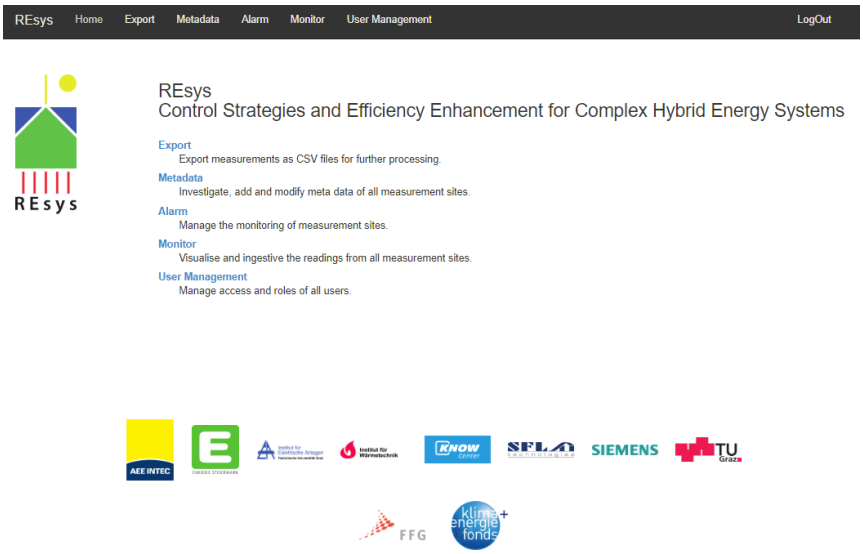


Abbildung 74 Übersichtsseite der graphischen Benutzeroberfläche.

9.2.7.1 Benutzer-Verwaltung

Der Zugriff auf das Web-Service über die REST Schnittstelle ist per Benutzername und Passwort gesichert. Über die Benutzerverwaltung können die Benutzerdaten angelegt, geändert und gelöscht werden. Für die Benutzer gibt es drei unterschiedliche Berechtigungsstufen. In der niedrigsten Stufe können nur Daten gelesen werden, aber keine Konfiguration oder Daten verändert werden. In der nächsten Stufe können die Daten gelesen werden und auch die Konfiguration und Daten verändert werden. In der höchsten Stufe können dann zusätzlich auch noch neue Benutzer angelegt und Berechtigungen vergeben werden bzw. bestehende Benutzer gelöscht werden.

9.2.7.2 CSV-Export

Der CSV-Export bieten Benutzern die Möglichkeit Daten mit den Zugehörigen Metadaten für einen Zeitbereich auszuwählen. Die Oberfläche dafür ist in Abbildung 75 dargestellt. Die Datenpunkte werden hierarchisch angeordnet und die angezeigten Metadaten können über Filter eingeschränkt werden. Die ausgewählten Daten mit zugehörigen Metadaten werden rechts in der Konfigurationsübersicht angezeigt. Über die Pfeile in dieser Übersicht, kann die Reihenfolge wie die Daten in die CSV-Datei geschrieben werden sollen festgelegt werden.

Für die CSV-Datei selbst kann das Trennzeichen, der Zeilenumbruch, Platzhalter für leere Werte, Zeichenkodierung und das Dezimalzeichen eingestellt werden. Die erstellte Konfiguration kann gespeichert werden. Damit kann diese später wiederverwendet werden und auch über die REST Schnittstelle abgefragt werden (siehe Kapitel 9.2.7.6).

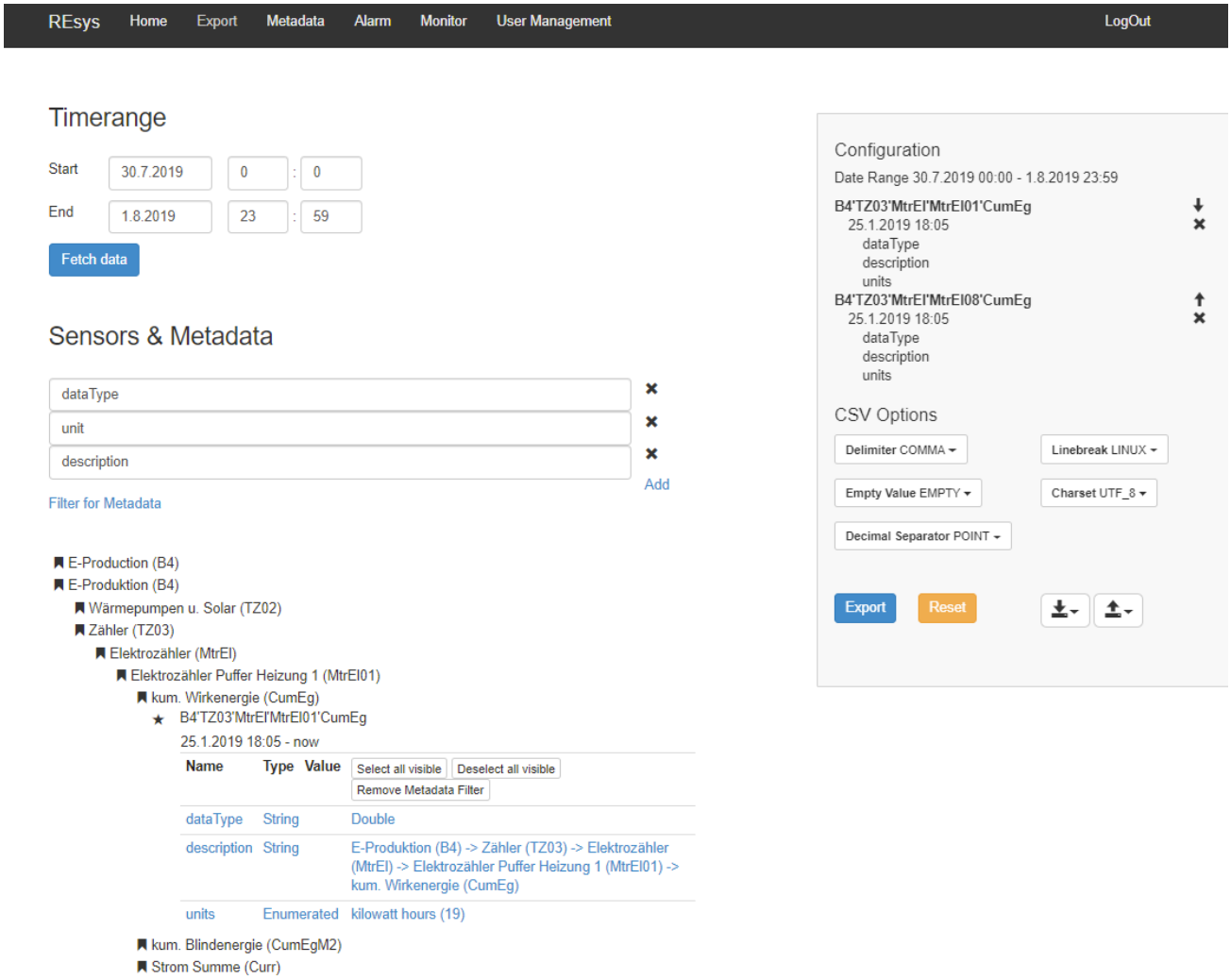


Abbildung 75 Für den CSV-Export können Daten, Metadaten und CSV-Optionen ausgewählt werden. Eine Konfiguration kann gespeichert werden, um sie später erneut zu verwenden oder die Daten per REST Schnittstelle mit dieser Konfiguration abzufragen.

9.2.7.3 Metadaten-Verwaltung

Die Metadaten-Verwaltung ist ein zentraler Punkt der Datenhaltung. Alle Änderungen werden in der vollen Historie gespeichert, d.h. auch historische Stände sind wieder herstellbar. Der Aufbau der Oberfläche orientiert sich an dem CSV-Export. Über die hierarchische Darstellung der Messpunkte können die Metadaten des Messpunktes ausgewählt und angesehen, ergänzt, verändert oder gelöscht werden. Über die Datumsauswahl kann dies auch für historische Metadaten geschehen. Um das Arbeiten zu erleichtern, können über Filter die angezeigten Metadaten eingeschränkt werden.

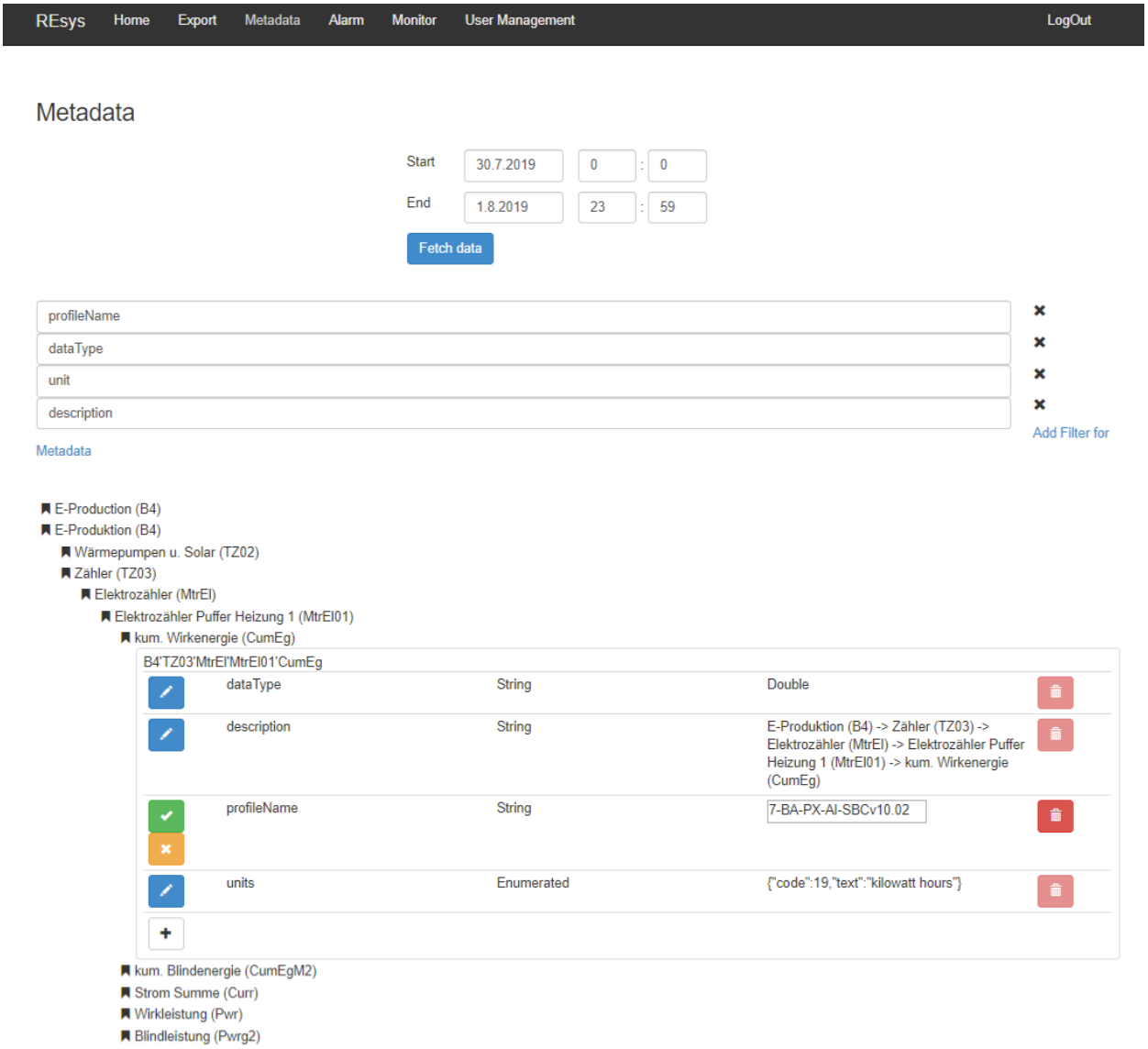


Abbildung 76 Die Metadatenverwaltung erlaubt es die Metadaten zu ergänzen, ändern oder zu löschen. Die komplette Änderungshistorie bleibt dabei immer gespeichert und erhalten.

9.2.7.4 Alarm-Verwaltung

Die Alarm-Verwaltung dient zur Konfiguration uns Steuerung der Alarmüberwachung, welche in der DB Bridge stattfindet (siehe Kapitel 9.2.5). In der Alarm-Verwaltung können die Alarme erstellt, konfiguriert und wieder gelöscht werden. Die Alarme sind in Gruppen organisiert. Für eine Gruppe gelten dieselben Alarmbedingungen, welche festlegen wann ein Alarm ausgelöst werden soll. Als Alarmbedingung können untere und obere Schranken für den Wert angegeben werden und auch die maximale Zeit, welche zwischen zwei Messwerten maximal liegen darf. Jede der drei Alarmbedingungen kann, muss aber nicht zwingend für eine Alarmgruppe angegeben werden. Zur Alarmgruppe kann eine beliebige Anzahl an Messstellen hinzugefügt werden, für welche die Alarmbedingungen anschließend überwacht werden. Dies ist in Abbildung 77 dargestellt. Wird eine Alarmbedingung verletzt, so wird eine Benachrichtigung per Email an die eingetragenen Adressen verschickt. Die Alarme werden auch in der Web Oberfläche wie in Abbildung 78 unten gezeigt dargestellt. Dort können die Alarme auch quittiert werden. Abbildung 78 zeigt weiters die Übersicht über alle konfigurierten Alarmgruppen.

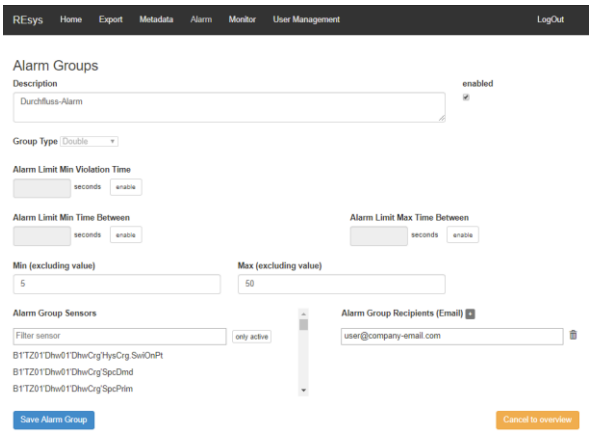


Abbildung 77 Alarmbedingungen werden in Gruppen verwaltet. Die konfigurierten Alarmbedingungen gelten für alle Messpunkte in der Gruppe.

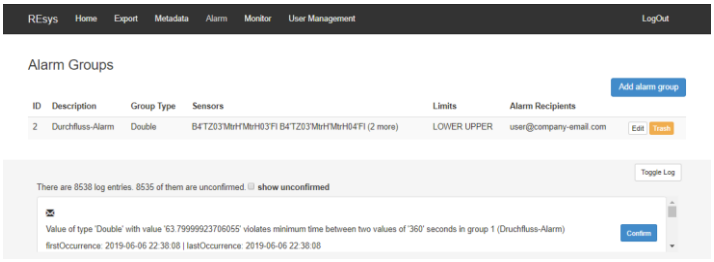


Abbildung 78 Die vorhandenen Alarmgruppen werden in einer eigenen Übersicht dargestellt, oberer Bildteil. Im unteren Bereich ist beispielhaft eine Alarmmeldung zu sehen.

9.2.7.5 Visuelle Analysen

In einem eigenen Bereich können visuelle Analysen durchführt werden. Für die Analysen können die Messwerte miteinander verrechnet werden. Dies ist in Abbildung 79 und Abbildung 80 gezeigt. Da die Messwerte unter Umständen nicht exakt zur selben Zeit verfügbar sind, kann über die Jitter Einstellung festgelegt werden, wie weit Werte auseinander liegen dürfen, welche als quasi zeitgleich angesehen werden. Die einzelnen Messpunkte können aus einer Liste ausgewählt und mit einer Formel miteinander verrechnet werden. In der Formel können die vier Grundrechnungsarten, und einfache statistische Operationen (Mittelwert, Median, Modus, Minimal- und Maximalwert) verwendet werden. Das Resultat kann dann benannt werden und in einem Diagramm angezeigt werden. Ebenso kann das Resultat als CSV-Datei heruntergeladen werden, weiters ist eine Druckansicht vorhanden. In einem Diagramm können die Ergebnisse von mehreren Formeln genutzt werden, und durch die frei wählbare Bezeichnung können die Ergebnisse unterschieden werden (siehe Abbildung 80). Eine Formel kann auch abgespeichert und später wieder geladen werden.

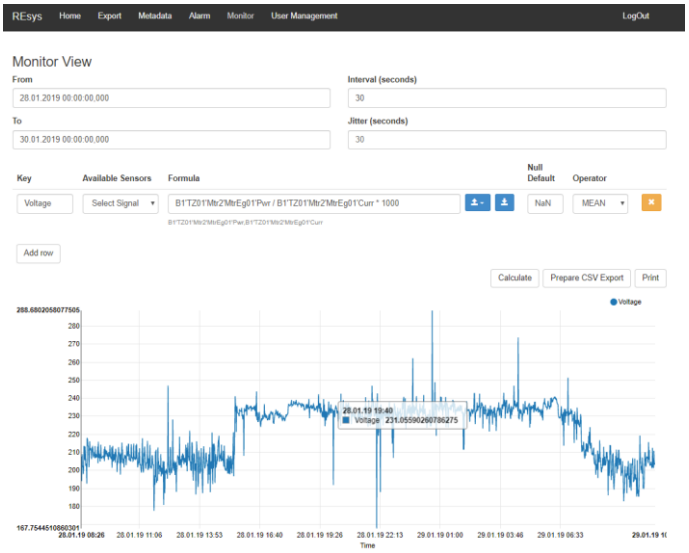


Abbildung 79 Die in der Monitoring-Oberfläche können Messwerte verrechnet und angezeigt werden. In dem Beispiel wird die Spannung aus Leistung und Strom berechnet. Das Overlay zeigt den genau Wert an der mit der Maus ausgewählten Stelle.

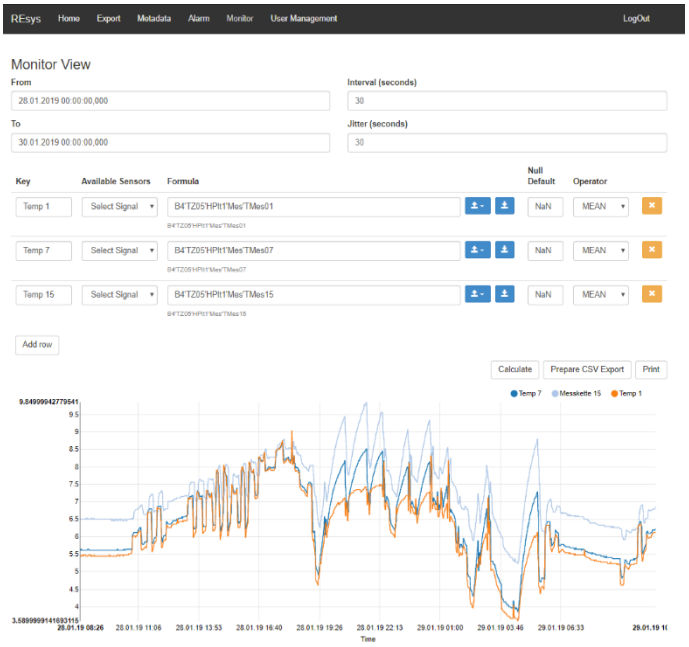


Abbildung 80 Mehrere Werte können bzw. Formeln können in einer Graphik kombiniert werden.

9.2.7.6 REST-Abfragen

Über die REST Schnittstelle können CSV-Dateien in der vorgegebenen Konfiguration abgefragt werden. Damit können die Daten durch andere Systeme oder Skripte abgefragt werden. Dazu muss zuerst eine CSV-Export Konfiguration angelegt werden (siehe Kapitel 9.2.7.2). Die Daten, welche in diese Konfiguration fallen, können dann per HTTP Anfrage für einen frei wählbaren Zeitbereich abgerufen werden. Dazu wird ein HTTP GET Request an die URL dem folgenden Format wie in Listing 3 gezeigt verwendet.

```
/api/csv/exportConfig?user=<user-name>&
                      password=<password>&
                      config=<config-name>&
                      from=<start-time>&
                      to=<end-time>
```

Listing 3: HTTP Request URL für die Anfrage der Daten im CSV Format.

Als Benutzername (`<user-name>`) und Passwort (`<password>`) sind gültige Zugangsdaten einzutragen. Der Konfigurationsname (`<config>`) muss eine zuvor gespeicherte Konfiguration aus dem CSV-Export sein. Die Angaben für den Zeitbereich (`<start-time>` und `<end-time>`) sind als UTC Zeitangabe zu erstellen. Listing 4 zeigt eine beispielhaft ausgefüllte Konfiguration.

```
/api/csv/exportConfig?user=simulation-user&
                      password=passwd123&
                      config=metallbauhalle-ges&
                      from=2019-01-00T00:00&
                      to=2019-002-01T00:00
```

Listing 4: Beispielhafter HTTP Request URL

9.2.8 Analysepipeline

Die Analysepipeline ist die informationstechnische Grundlage für alle Datenanalysen. Die Pipeline selbst und auch die Analysen sind in der Programmiersprache Python umgesetzt. Die Architektur der Analysepipeline ist in Abbildung 81 dargestellt. Über die REST Schnittstellen des Web Service greift die Analysepipeline auf die Daten aus der Datenbank zu. Dies geschieht mit Hilfe der Python Bibliothek requests. Die Bibliothek Pandas wird für die Repräsentation der eingelesenen Daten verwendet. Darauf baut dann NumPy, scikit-learn, LightGBM und seaborn auf. NumPy ist für die numerischen Berechnungen zuständig, scikit-learn und LightGBM bieten eine umfangreiche Basis für maschinelles Lernen, und seaborn wird für Visualisierungen und Diagramme verwendet. Diese Bibliotheken haben sich im Umfeld von Python zu einem Quasi-Standard entwickelt. Auch in diesem Projekt konnte mit diesen Bibliotheken gute Erfahrungen gemacht werden und ihr Einsatz hat sich durchwegs bewährt.

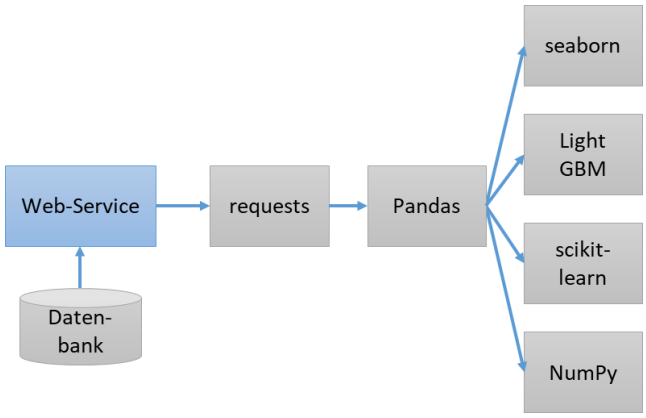


Abbildung 81 Die Analysepipeline übernimmt die Daten aus der Datenbank über das Web-Service. Die eigentliche Datenanalyse ist in der Programmiersprache implementierten und verwendet die Bibliotheken requests, Pandas, NumPy, scikit-learn, LightGBM und seaborn.

9.3 Datenanalysen

9.3.1 Datenzugriff

Die Sensor Daten werden laufend in der zentralen Datenhaltung gespeichert und können über ein HTTP(S) Webservice, welches eine REST API zu Verfügung stellt, abgefragt werden. Bevor der eigentlichen Datenanalyse wurden die Sensordaten unter Verwendung dieser REST API heruntergeladen. Dazu wurde ein Python Download-Skript geschrieben, welches zuerst einen Authentifizierungstoken anfordert. Zur Anforderung des Tokens muss auf den REST API Pfad `/login` zugegriffen werden und ein JSON Objekt mit den Parametern `username` und `password` und den entsprechenden Parameterwerten via POST request gesendet werden. Der zurückgesendete UTF-8 kodierte Token muss dann bei weiteren REST API Zugriffen im Headerfeld `JWTAuthorization` angegeben werden. Als nächstes wurden im Download-Skript die einzelnen Sensordaten tageweise heruntergeladen. Dazu wurde der REST API Pfad `/api/csv/export` verwendet und dabei ein JSON Objekt mit den zu herunterladenden Sensordaten und Zeitintervallen via POST request gesendet. Ein solches JSON Objekt ist nachfolgend als Beispiel angegeben:

```
config = {'sensors': [{'name': SENSORNAME, 'metadata': []}],
          'dateRange': {
              'start': start_date.timestamp(),
              'end': end_date.timestamp()},
          'charset': 'UTF_8',
          'delimiter': 'COMMA',
          'linebreak': 'LINUX',
          'emptyValue': 'EMPTY',
          'decimalSeparator': 'POINT'}
```

`SENSORNAME` ist dabei der jeweilige BACNet Name und `STARTZEITPUNKT` und `ENDZEITPUNKT` sind Zeitangaben in Unix-Zeit und definieren das Zeitintervall in dem Daten abgefragt werden. Als Resultat dieses POST requests schickt der Web-Service die Sensordaten im CSV Format. Diese CSV Daten wurden dann anschließend in eine Pandas Tabelle importiert. Diese Sensordaten wurden dabei zu unterschiedlichen Zeitpunkten und mit unterschiedlichen Periodendauern aufgenommen. Damit alle Sensordaten denselben Zeitindex aufweisen, wurden die Daten anschließend auf eine 15 Minuten Periodendauer heruntergesampled. Nummerische Sensordaten wurden dabei über 15 Minuten gemittelt, bei kategorischen Sensordaten (z.B. `active`/`inactive`) wurde der dem Sample-Zeitpunkt naheliegendste letzte Wert genommen. Insgesamt wurden so 433 Sensordaten für den Zeitraum vom 1.1.2017 bis zum 1.5.2019 im CSV Format heruntergeladen.

9.3.2 Problem Definition

Die Sensordaten im CSV Format wurden mit Hilfe eines Python Programms und den Bibliotheken Pandas/NumPy, scikit-learn und lightgbm analysiert. Zuerst wurden die zu optimierenden Variablen definiert (siehe Tabelle 20) und ein Modell definiert, welches die Abhängigkeiten dieser Variablen erfassen soll. Das Problem wurde dabei als Vorhersage-Regressionsmodel modelliert, und die Parameter wurden anschließend mittels maschinellen Lernens gefunden.

Das Vorhersagemodel wurde dabei so modelliert, dass aus den von den Sensorgrößen abgeleiteten Features zum Zeitpunkt *t* die zu optimierenden Parameter zum Zeitpunkt *t+1* vorhergesagt werden. Die Features zum Zeitpunkt *t* sind dabei die unabhängigen Modelparameter und die zu optimierenden Parameter zum Zeitpunkt *t+1* sind die abhängigen Modelparameter. Die abhängigen Modelparameter werden hier als Zielvariablen bezeichnet.

Tabelle 20: Sensorgrößen welche als Zielvariablen ausgewählt wurden.

BACnet ID	Bezeichnung
	Elektrisch
B4'TZ03'MtrEl'MtrEl06'CumEg	E-Produktion|Zähler|Elektrozähler|Elektrozähler Wärmepumpe 1|kum. Wirkenergie
B4'TZ03'MtrEl'MtrEl06'Pwr	E-Produktion|Zähler|Elektrozähler|Elektrozähler Wärmepumpe 1|Wirkleistung
B4'TZ03'MtrEl'MtrEl07'CumEg	E-Produktion|Zähler|Elektrozähler|Elektrozähler Wärmepumpe 2|kum. Wirkenergie
B4'TZ03'MtrEl'MtrEl07'Pwr	E-Produktion|Zähler|Elektrozähler|Elektrozähler Wärmepumpe 2|Wirkleistung
B4'TZ03'MtrEl'MtrEl08'CumEg	E-Produktion|Zähler|Elektrozähler|Elektrozähler Wärmepumpe 3|kum. Wirkenergie
B4'TZ03'MtrEl'MtrEl08'Pwr	E-Produktion|Zähler|Elektrozähler|Elektrozähler Wärmepumpe 3|Wirkleistung
B4'TZ03'MtrEl'MtrEl09'CumEg	E-Produktion|Zähler|Elektrozähler|Elektrozähler Wärmepumpe 4|kum. Wirkenergie
B4'TZ03'MtrEl'MtrEl09'Pwr	E-Produktion|Zähler|Elektrozähler|Elektrozähler Wärmepumpe 4|Wirkleistung
	Thermisch
B4'TZ03'MtrH'MtrH03'Fl	E-Produktion|Zähler|Wärmezähler|Wärmezähler Wärmepumpe 1|Durchfluss
B4'TZ03'MtrH'MtrH03'CumEg	E-Produktion|Zähler|Wärmezähler|Wärmezähler Wärmepumpe 1|Kumulierte Energie
B4'TZ03'MtrH'MtrH03'CumVlm	E-Produktion|Zähler|Wärmezähler|Wärmezähler Wärmepumpe 1|Kumuliertes Volumen
B4'TZ03'MtrH'MtrH03'Pwr	E-Produktion|Zähler|Wärmezähler|Wärmezähler Wärmepumpe 1|Leistung
B4'TZ03'MtrH'MtrH03'TRt	E-Produktion|Zähler|Wärmezähler|Wärmezähler Wärmepumpe 1|Rücklauftemperatur
B4'TZ03'MtrH'MtrH03'TFl	E-Produktion|Zähler|Wärmezähler|Wärmezähler Wärmepumpe 1|Vorlauftemperatur
B4'TZ03'MtrH'MtrH04'Fl	E-Produktion|Zähler|Wärmezähler|Wärmezähler Wärmepumpe 2|Durchfluss
B4'TZ03'MtrH'MtrH04'CumEg	E-Produktion|Zähler|Wärmezähler|Wärmezähler Wärmepumpe 2|Kumulierte Energie
B4'TZ03'MtrH'MtrH04'CumVlm	E-Produktion|Zähler|Wärmezähler|Wärmezähler Wärmepumpe 2|Kumuliertes Volumen
B4'TZ03'MtrH'MtrH04'Pwr	E-Produktion|Zähler|Wärmezähler|Wärmezähler Wärmepumpe 2|Leistung
B4'TZ03'MtrH'MtrH04'TRt	E-Produktion|Zähler|Wärmezähler|Wärmezähler Wärmepumpe 2|Rücklauftemperatur
B4'TZ03'MtrH'MtrH04'TFl	E-Produktion|Zähler|Wärmezähler|Wärmezähler Wärmepumpe 2|Vorlauftemperatur

9.3.3 Vorverarbeitung und Feature Extraktion

Alle Sensorgrößen wurden auf den Mittelwert 0 und eine Standardabweichung von 1 normiert. Anschließend wurden etwaige nicht vorhandene Observationen eines Sensors durch den Medianwert der jeweiligen Sensorgröße ersetzt. Nach dieser Vorverarbeitung wurden die Features extrahiert. Die Features setzten sich dabei aus den vorverarbeitenden Sensorgrößen und 3 zeitversetzten Observationen zusammen. D.h. die unabhängigen Modelparameter waren schlussendlich alle 433 Sensordaten zum Zeitpunkt *t*, sowie deren Zeitverzögerungen zu den Zeitpunkten *t-15 min*, *t-30 min* und *t-45 min*.

9.3.4 Vorhersagemodell

Als maschinellen Lernalgorithmus für das Regressionsmodell haben wir ein state-of-the-art Verfahren ausgewählt, welches auf Gradient Boosting basiert (Friedman 2001). Gradient Boosting ist ein Ensemble basiertes Verfahren und eignet sich für Klassifikations- und Regressionsprobleme. Ensemble Verfahren basieren auf mehreren sogenannten schwachen Klassifikations- oder Regressionsmodellen. Diese schwachen Modelle haben für sich nur eine limitierte Performance verbessern aber die Performance (z.B. Klassifikationsgenauigkeit) des Vorgängermodells. Ein Ensemblemodel besteht nun wie der Name vermuten lässt aus einem Ensemble dieser schwachen Modelle, die insgesamt aber eine gute Performance ergeben. Sei x ein Trainingssample, $F_m(x)$ ein bereits existierendes Ensemblemodel und $h_m(x)$ ein schwaches Model, kann ein neues besseres Ensemblemodel durch $F_{m+1}(x) = F_m(x) + h_m(x)$ gebildet werden. Die Besonderheit von Gradient Boosting ist es nun, dass $h_m(x)$ keine Regression auf die ursprünglichen Zielvariable y lernt, sondern eine Regression auf die sogenannten Pseudoresiduen $y – F_m(x)$. Jedes hinzugefügte schwache Modell verkleinert also den Fehler des bereits bestehenden Ensemblemodells. In der Praxis und so auch in diesem Projekt, bestehen schwache Modelle häufig aus Entscheidungsbäumen. Eine häufige Erweiterung zu Gradient Boosting sind Trainingset Subsampling und Feature Subsampling. Trainingset Subsampling wählt für jedes schwache Model ein anderes Subset des Trainingssets aus, Feature Subsampling wählt für jedes schwache Model ein anderes Feature Subset aus. Diese Erweiterungen können Overfitting effektiv verhindern. In diesem Projekt wurde nun konkret die auf Entscheidungsbäumen basierte Gradient Boosting Methode LightGBM (Ke, et al. 2017) verwendet. LightGBM ist eine sehr effiziente Implementation von Gradient Boosting und verwendet einen Histogramm-basierten Algorithmus welcher kontinuierliche Eingabegrößen diskretisiert und dadurch Rechenleistung und Speicher spart.

Zusätzlich zur Gradient Boosting wurde auch ein lineares Model zur Vorhersage verwendet. Das lineare Model wurde dazu mit einer multiplen linearen Regression unter Verwendung einer Shrinkage Regularisierung gelernt (Hastie, Tibshirani und Friedman 2009). Jede Zielgröße wurde dabei durch ein eigenes lineares Model vorhergesagt.

9.3.5 Sensor Wichtigkeit

Mithilfe des Vorhersagemodells wurde der Einfluss und damit die Wichtigkeit aller gemessenen Sensordaten auf die zu optimierenden Variablen (siehe Tabelle 20) bestimmt. Dazu wurden die Trainingssamples einer Sensorgröße permutiert und der Einfluss auf die Regressionsgenauigkeit gemessen (Fisher, Rudin und Dominici 2018). Die Grundidee ist, dass die Permutation einer Sensorgröße mit geringem Einfluss auf die Zielvariable nur zu einem geringen Abfall der Regressionsgenauigkeit führt, wohingegen eine Permutation einer Sensorgröße mit großem Einfluss auf die Zielvariable zu einem größeren Abfall der Regressionsgenauigkeit führt. Als Wichtigkeitsmaß wurde also der Abfall der Regressionsgenauigkeit genommen. Die Regressionsgenauigkeit wurde hierbei als Root Mean Squared Error (RMSE) gemessen und der Abfall des RMSE in Prozent bestimmt.

Bevor der Einfluss oder die Wichtigkeit einer Sensorgröße bestimmt werden konnte, musste zuerst der RMSE auf die nicht-permutierten Daten berechnet werden. Dazu haben wir eine 5-fach Kreuzvalidation verwendet und den RMSE für jede, zu optimierende Variable einzeln bestimmt.

Die Trainings- und Testsamples wurden dabei nicht zufällig über alle Daten ausgewählt, sondern bestanden aus zeitlich zusammenhängenden Blöcken um Data Leakage (Übertragung von Informationen aus dem Testset in das Trainingsset) zu vermeiden.
Nun wurde für jede, zu optimierende Variable eine Sensorgröße ausgewählt (inklusiver aller dazugehörigen Zeitverschiebungen) und nur die Testsamples dieser Sensorgröße permutiert. Das Model wurde also auf das nicht-permutierte Trainingsset trainiert und auf ein Testset getestet, wobei nur die jeweilige ausgewählte Sensorgröße permutiert war. Dieser Vorgang wurde für jede Sensorgröße 10-mal wiederholt, der RMSE bestimmt und nach Abschluss der Kreuzvalidation über alle 10 Wiederholungen gemittelt. Die Feature Wichtigkeit wurde nun als prozentuelle Änderungen des permutierten RMSE (RMSEPERM) zu dem nicht-permutierten RMSE (RMSEBASE) einer Sensorgröße bestimmt:

$$Feature\ Wichtigkeit = (RMSE_{PERM} - RMSE_{BASE})/RMSE_{BASE} \cdot 100$$

9.3.6 Resultate

9.3.6.1 Gradient Boosting vs. lineare Regression

Der Vergleich der Vorhersagefehler (RSME) von Gradient Boosting und lineare Regression in Tabelle 21 zeigt keinen offensichtlichen Vorteil eines der beiden Modellierungsansätze. Gradient Boosting hat einen ähnlichen Fehler für Wirkleistung und kumulierte Wirkenergie für die beiden Wärmepumpen 1 und 2. Die lineare Regression hat einen um ca. die Hälfte geringeren Fehler bei den kumulierten Größen aber einen mehr als doppelt so großen Fehler bei der Wirkleistung. Der kleinere Fehler von Gradient Boosting bei Wirkleistungen könnte ein Hinweis darauf sein, dass diese Variablen auch nicht lineare Zusammenhänge mit vergangen Systemzuständen aufweisen die mit einem linearen Modell (lineare Regression) nicht hinreichend abgebildet werden können. Der kleinere Fehler des linearen Modells bei kumulierten Größen könnte durch einen linearen Zusammenhang mit vergangenen Systemzuständen die stark zu einander korrelieren bedingt sein. Eine lineare Regression mit Shrinkage Regularisierung eignet sich nämlich besonders gut für stark korrelierte unabhängige Variablen.

Tabelle 21: Root Mean Squared Error (RMSE) der beiden Vorhersage-Modelle (Gradient Boosting vs. lineare Regression)

Zielvariable	RMSE Gradient Boosting	RMSE Linear Regression
E-Produktion|Zähler|Elektrozähler|Elektrozähler Wärmepumpe 1|kum. Wirkenergie	0.34	0.15
E-Produktion|Zähler|Elektrozähler|Elektrozähler Wärmepumpe 1|Wirkleistung	0.33	0.69
E-Produktion|Zähler|Elektrozähler|Elektrozähler Wärmepumpe 2|kum. Wirkenergie	0.29	0.15
E-Produktion|Zähler|Elektrozähler|Elektrozähler Wärmepumpe 2|Wirkleistung	0.30	0.76

Wie weiter oben beschrieben, wurde die Feature Wichtigkeit als prozentueller Verschlechterung des RMSE bei Permutation der jeweiligen Sensor-Eingangsgröße bestimmt. Abhängig von dem verwendeten Model (Gradient Boosting oder lineare Regression) werden dabei verschiedene Fehler erzielt. Zusätzlich weicht aber auch die Wichtigkeit der Sensoren zwischen den beiden Modellen ab. Tabelle 22 zeigt die nach Feature Wichtigkeit geordneten Sensorgrößen unter Verwendung von Gradient Boosting und lineare Regression an. Bei der Reihung ist zu berücksichtigen, dass die beiden Modelle tendenziell unterschiedliche Eingangsgrößen zur Vorhersage verwenden.

Gradient Boosting kann dabei auch nicht-lineare Zusammenhänge ausnutzen. Nicht-lineare Zusammenhänge in einem System – da in der Regel komplexer – sind oft Schaltvorgänge oder Prozesse die sich schnell ändern. Nur Eingangsgrößen die von einem Model auch verwendet werden, können in der hier verwendeten Permutationsanalyse einen hohen Wichtigkeitswert erreichen (nicht verwendbare Eingangsgrößen werden ja von vorherein ignoriert). Da die lineare Regression nur lineare Zusammenhänge ausnützen kann, welches Schaltvorgänge nur bedingt einschließt, erreichen deswegen auch nur Eingangsgrößen mit langer Zeitkonstante eine höhere Wichtigkeit. Variablen mit längerer Zeitkonstante wären z.B.: Variablen welche über die Zeit integriert werden oder Temperaturgrößen. Dementsprechend sind die wichtigsten Variablen in Tabelle 22 unter Verwendung der linearen Regression auch vorwiegend Temperaturgrößen oder kumulierte Größen. Die wichtigsten Variablen unter Verwendung von Gradient Boosting sind hingegen Leistungsvariablen.

Tabelle 22: Feature Wichtigkeit (Wgkt.) in Prozent zur Vorhersage der Wirkleistung der Wärmepumpe 1. Aufgelistet sind die Ergebnisse unter Verwendung von Gradient Boosting (links) und einer linearen Regression (rechts). Sensorgrößen (= Eingangsgrößen in das jeweilige Model) sind nach ihrer Wichtigkeit sortiert.

Zielvariable: Elektrozähler Wärmepumpe 1|Wirkleistung				
	Gradient Boosting		lineare Regression	
Rang	Sensor	Wgkt. [%]	Sensor	Wgkt. [%]
1	E-Produktion|Elektrozähler|Elektrozähler Wärmepumpe 1|Wirkleistung	43,7	E-Produktion|Wärmezähler|Wärmezähler Wärmepumpe 1|Vorlauftemperatur	80,3
2	E-Produktion|Wärmezähler|Wärmezähler Wärmepumpe 1|Leistung	36,1	E-Produktion|Wärmepumpen u. Solar|Wärmepumpe 1|Vorlauftemperatur Sole	55,9
3	E-Produktion|Wärmepumpen u. Solar|Wärmepumpe 1|Rücklauftemperatur	27,5	E-Produktion|Wärmepumpen u. Solar|Wärmepumpe 1|Rücklauftemperatur Sole	46,6
4	E-Produktion|Wärmezähler|Wärmezähler Wärmepumpe 1|Rücklauftemperatur	11,7	E-Produktion|Elektrozähler|Elektrozähler Wärmepumpe 1|kum. Wirkenergie	35,9
5	E-Produktion|Wärmezähler|Wärmezähler Wärmepumpe 1|Durchfluss	10,6	E-Produktion|Wärmezähler|Wärmezähler Wärmepumpe 1|Leistung	34
6	Fassadenbau|Solaranlage|Speicher 2|Speichertemperatur 5	9	E-Produktion|Wärmezähler|Wärmezähler Sondenfeld 1|Durchfluss	29,5
7	E-Produktion|Wärmepumpen u. Solar|Wärmepumpe 1|dT Heizung	7,6	Metallbau|E-Zähler Einspeisepunkt Metallba|EVU Einspeisung Metallbau|kum. Wirkenergie	27,7
8	E-Produktion|Solaranlage|Speicher 1|Speichertemperatur 3	6,7	E-Produktion|Wärmezähler|Wärmezähler Wärmepumpe 2|Rücklauftemperatur	20,8
9	E-Produktion|Wärmezähler|Wärmezähler zum Fassadenbau|Durchfluss	4,3	E-Produktion|Wärmezähler|Wärmezähler Rücksp. Fassadenbau|Kumulierte Energie	18,7
10	Fassadenbau|Solaranlage|Speicher 2|Speichertemperatur 6	3,7	E-Produktion|Elektrozähler|Elektrozähler Wärmepumpe 3|kum. Wirkenergie	18,4
11	Fassadenbau|Solaranlage|Speicher 2|Speichertemperatur 4	3,7	E-Produktion|Wärmezähler|Wärmezähler Wärmepumpe 2|Leistung	16,6
12	E-Produktion|Wärmezähler|Wärmezähler zum Energiespeicher|Rücklauftemperatur	3,6	E-Produktion|Wärmezähler|Wärmezähler zum Fassadenbau|Durchfluss	13,1
13	E-Produktion|Wärmezähler|Wärmezähler Wärmepumpe 2|Durchfluss	2,3	Metallbau|Heizzentrale|Zähler|Kumuliertes Volumen	12,3
14	E-Produktion|Wärmezähler|Wärmezähler Wärmepumpe 1|Vorlauftemperatur	2	Fassadenbau|Zähler|Wärmezähler Gaskessel|Kumuliertes Volumen	11,6
15	E-Produktion|Wärmezähler|Wärmezähler Wärmepumpe 2|Rücklauftemperatur	2	Fassadenbau|Solaranlage|Speicher 2|Speichertemperatur 6	10,6
16	E-Produktion|Wärmepumpen u. Solar|Wärmepumpe 1|Vorlauftemperatur	1,9	E-Produktion|Wärmezähler|Wärmezähler Sondenfeld 3|Kumuliertes Volumen	10,2
17	Fassadenbau|Solaranlage|Speicher 2|Speichertemperatur 3	1,9	E-Produktion|Wärmezähler|Wärmezähler Wärmepumpe 4|Kumulierte Energie	9,7
18	E-Produktion|Wärmezähler|Wärmezähler Industrieflächenh.|Leistung	1,9	E-Produktion|Wärmezähler|Wärmezähler zum Energiespeicher|Durchfluss	9,5
19	E-Produktion|Wärmepumpen u. Solar|Wärmepumpe 1|dT Sole	1,7	Fassadenbau|Solaranlage|Speicher 2|Speichertemperatur 7	8,9
20	Fassadenbau|Zähler|Wärmezähler Fernwärme|Durchfluss	1,7	Metallbau|E-Zähler Einspeisepunkt Metallba|PV Zähler Einspeisung Metallbau|kum. Wirkenergie	8,5

9.3.6.2 Ausgewählte Beispiele

Zur Demonstration der prinzipiellen Funktionsweise des Modellierungsansatzes ist in Abbildung 82 und Tabelle 23 der Einfluss der Sensoren auf die elektrische Wirkleistung von Wärmepumpe 3 geordnet nach ihrer Feature Wichtigkeit gezeigt. Die höchst gereihten Sensordaten stehen dabei in klarem Zusammenhang mit der Zielvariable: Die vergangenen (Wirk-) Leistungswerte von Wärmepumpe 3 stehen im direkten Zusammenhang mit der Wirkleistung von Wärmepumpe 3: die Wirkleistung kann hier am besten durch die historische elektrische Wirkleistung und die thermische Leistung vorhergesagt werden. Weiters gibt es einen klaren Zusammenhang zwischen Rücklauftemperatur und Durchfluss zu der Zielvariable. Selbiges ist auch in Abbildung 83 und Tabelle 24 für die thermische Leistung der Wärmepumpe 1 zu beobachten. Die 5 wichtigsten Features zur Vorhersage der thermischen Leistung von Wärmepumpe 1 entsprechen den jeweiligen 5 wichtigsten Features zur Vorhersage der elektrischen Leistung der Wärmepumpe 3.

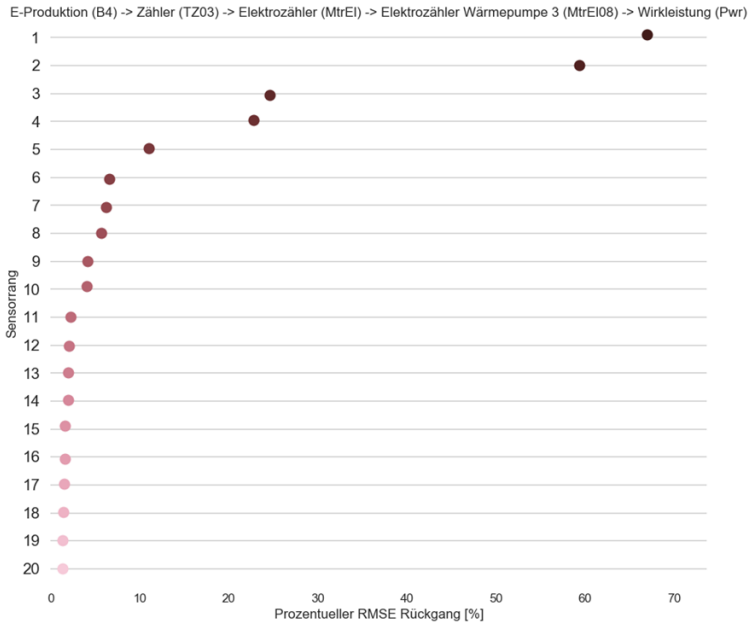


Abbildung 82 Reihung der Feature Wichtigkeit zur kumulierten Wirkenergie von Wärmepumpe 3

Tabelle 23: Feature Wichtigkeit bei der Vorhersage der elektrischen Wirkleistung von Wärmepumpe 3. RMSE = 0,33.

Zielvariable: Elektrozähler Wärmepumpe 3|Wirkleistung		
Rang	**Sensor**	**Feature Wichtigkeit [%]**
1	E-Produktion|Elektrozähler|Elektrozähler Wärmepumpe 3|Wirkleistung	67
2	E-Produktion|Wärmezähler|Wärmezähler Wärmepumpe 3|Leistung	59,3
3	E-Produktion|Wärmezähler|Wärmezähler Wärmepumpe 3|Rücklauftemperatur	24,6
4	E-Produktion|Wärmepumpen u. Solar|Wärmepumpe 3|Rücklauftemperatur	22,8
5	E-Produktion|Wärmezähler|Wärmezähler Wärmepumpe 3|Durchfluss	11
6	E-Produktion|Solaranlage|Speicher 1|Speichertemperatur 3	6,6
7	E-Produktion|Wärmezähler|Wärmezähler Wärmepumpe 3|Vorlauftemperatur	6,2
8	Fassadenbau|Solaranlage|Speicher 2|Speichertemperatur 5	5,7

9	Fassadenbau|Zähler|Wärmezähler Fernwärme|Durchfluss	4,1
10	Fassadenbau|Solaranlage|Speicher 2|Speichertemperatur 6	4
11	E-Produktion|Wärmezähler|Wärmezähler zum Energiespeicher|Rücklauftemperatur	2,2
12	E-Produktion|Wärmepumpen u. Solar|Wärmepumpe 3|dT Heizung	2,1
13	E-Produktion|Wärmezähler|Wärmezähler Wärmepumpe 2|Rücklauftemperatur	1,9
14	E-Produktion|Wärmepumpen u. Solar|Wärmepumpe 3|Vorlauftemperatur	1,9
15	Fassadenbau|Solaranlage|Speicher 2|Speichertemperatur 3	1,6
16	E-Produktion|Wärmepumpen u. Solar|Wärmepumpe 1|dT Heizung	1,6
17	E-Produktion|Wärmezähler|Wärmezähler Wärmepumpe 4|Durchfluss	1,5
18	Fassadenbau|Zähler|Wärmezähler vom Energiespeicher|Durchfluss	1,4
19	Fassadenbau|Solaranlage|Speicher 2|Speichertemperatur 4	1,3
20	Fassadenbau|Heizzentrale|Einspeisung von E-Production|Vorlauftemperatur	1,3

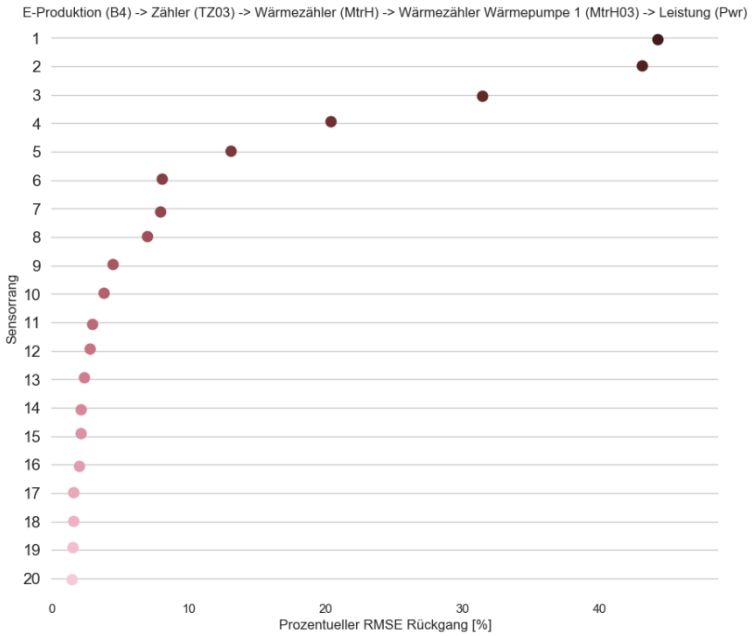


Abbildung 83 Reihung der Feature Wichtigkeit zur Leistung von Wärmepumpe 1

Tabelle 24: Feature Wichtigkeit bei der Vorhersage der thermischen Leistung von Wärmepumpe 1. RMSE = 0,32.

Zielvariable: Wärmepumpe 1|Leistung		
Rang	**Sensor**	**Feature Wichtigkeit [%]**
1	E-Produktion|Elektrozähler|Elektrozähler Wärmepumpe 1|Wirkleistung	44,3
2	E-Produktion|Wärmezähler|Wärmezähler Wärmepumpe 1|Leistung	43,1
3	E-Produktion|Wärmepumpen u. Solar|Wärmepumpe 1|Rücklauftemperatur	31,4
4	E-Produktion|Wärmezähler|Wärmezähler Wärmepumpe 1|Rücklauftemperatur	20,4
5	E-Produktion|Wärmezähler|Wärmezähler Wärmepumpe 1|Durchfluss	13,1
6	E-Produktion|Wärmepumpen u. Solar|Wärmepumpe 1|dT Heizung	8,1

7	E-Produktion|Solaranlage|Speicher 1|Speichertemperatur 3	7,9
8	Fassadenbau|Solaranlage|Speicher 2|Speichertemperatur 5	7
9	Fassadenbau|Solaranlage|Speicher 2|Speichertemperatur 6	4,4
10	Fassadenbau|Solaranlage|Speicher 2|Speichertemperatur 4	3,8
11	E-Produktion|Wärmezähler|Wärmezähler zum Energiespeicher|Rücklauftemperatur	3
12	E-Produktion|Wärmezähler|Wärmezähler zum Fassadenbau|Durchfluss	2,8
13	E-Produktion|Wärmezähler|Wärmezähler Wärmepumpe 2|Durchfluss	2,4
14	E-Produktion|Wärmezähler|Wärmezähler Wärmepumpe 2|Rücklauftemperatur	2,1
15	E-Produktion|Wärmepumpen u. Solar|Wärmepumpe 1|dT Sole	2,1
16	Fassadenbau|Zähler|Wärmezähler Fernwärme|Durchfluss	2
17	E-Produktion|Wärmezähler|Wärmezähler Industrieflächenh.|Leistung	1,6
18	Fassadenbau|Solaranlage|Speicher 2|Speichertemperatur 3	1,6
19	E-Produktion|Wärmezähler|Wärmezähler Wärmepumpe 1|Vorlauftemperatur	1,6
20	E-Produktion|Wärmezähler|Wärmezähler zum Energiespeicher|Vorlauftemperatur	1,4

9.3.6.3 Nicht vorhersagbare Zielvariablen

Die Zielvariablen in Tabelle 25 erreichten einen auffallend großen RMSE. Dies bedeutet, dass diese Variablen nicht aus den vergangenen Systemzuständen vorhergesagt werden können, dementsprechend waren auch alle Feature Wichtigkeitswerte unter 3,1%. Diese Variablen haben anscheinend keinen direkten Zusammenhang mit den anderen Systemvariablen. Wohlgemerkt ist das Vorhersagemodel aber auf vergangene Sensordaten der letzten Stunde beschränkt. Zeitliche Zusammenhänge, die sich über längere Zeiten erst bemerkbar machen werden durch dieses Model daher nicht erfasst. Es könnte also sehr wohl sein, dass diese Variablen auch von anderen Variablen abhängig sind, dann aber vermutlich auf einer viel größeren Zeitskala.

Tabelle 25: Zielvariablen mit hohem RMSE.

Zielvariable	RMSE
E-Produktion|Zähler|Wärmezähler|Wärmezähler Wärmepumpe 1|Kumulierte Energie	0,91
E-Produktion|Zähler|Wärmezähler|Wärmezähler Wärmepumpe 1|Kumuliertes Volumen	0,87
E-Produktion|Zähler|Wärmezähler|Wärmezähler Wärmepumpe 2|Kumulierte Energie	0,89
E-Produktion|Zähler|Wärmezähler|Wärmezähler Wärmepumpe 2|Kumuliertes Volumen	0,87

9.3.7 Konklusion

Lineare als auch nicht-lineare Regressionsmodelle eigenen sich zur Modellierung von elektrischen und thermischen Prozessen in einem hybriden Energiesystem und liefern plausible Ergebnisse. Naturgemäß können nicht-lineare Modelle dabei auch nicht-lineare Zusammenhänge zwischen historischen Zustandsvariablen und zukünftigen Zustandsvariablen erfassen. Die durchgeführte Permutationsanalyse eignet sich zur Identifizierung relevanter Einflussgrößen auf Zielvariablen. Zukünftige weiterentwickelte Modelle könnten dann auch Stellvariablen einbinden (welche nicht gemessen wurden) und so auch Vorschläge für Kontrollstrategien ableiten.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

- Intelligente Regelungsstrategien basierend auf Szenarien-Modellen aus Simulationen und Realdatenanalysen für hybride Energiesysteme – erstmals erprobt am SFL energrid.
- Bestätigung der Simulationsmodelle durch Validierung mit SFL energrid Realdaten, wobei zeitlich Granularitäten von 15min bzw. 1min Messdaten-Intervalle zum Einsatz kamen.
- Serielle und parallel Simulationsmodelle für thermische und elektrische Energien wurden verglichen und das parallele Modell für einsatztauglicher befunden.
- Durch Schnittstellen zur Integration von Sekundärdaten offene Simulationsmodelle geschaffen, z.B. Wetterdaten wurden eingekoppelt.
- Identifizierung und Nutzung von (prädiktiven) Sekundärdaten unter Thematisierung von Anonymisierung und Datenschutz.
- Erkenntnisse gewonnen bzgl. der Skalierbarkeit für andere hybride Energiesysteme.
- Erhöhung der Energieeffizienz bestehender sowie zukünftiger hybrider Energiesysteme als Beitrag zur Erfüllung der energie-, klima-, und technologiepolitischen Vorgaben der österreichischen Bundesregierung sowie der EU Direktiven 2020
- Senkung der System- und Betriebskosten bestehender und zukünftiger hybrider Energiesysteme durch Einsparung regelungsrelevanter Systemkomponenten sowie Erhöhung der Energieeffizienz und dadurch bedingt Ressourceneinsparung zur Erhöhung der Leistbarkeit nachhaltiger Energie

Während des Projektes kam es nicht zu unvorhersehbaren Schwierigkeiten – die eine oder andere Herausforderung wurde als Motivation verstanden, um im Konsortium konstruktive Lösungen zu finden.

Als weiterführende Fragestellung, motiviert von den Ergebnissen aus REsys, darf die Erschließung von elektrischen Energiepuffern im Einsatz von hybriden Energiesystemen verstanden werden. Innerhalb von REsys konnte diese Fragestellung nur theoretisch bzw. in den Simulationsmodellen behandelt werden. Bei Abschluss des Projektes waren noch keine „second-life-battery“-Systeme verfügbar, sodass eine Umsetzung in einer realen Versuchsanordnung nicht durchgeführt werden konnte.

11 Ausblick und Empfehlungen

Mit REsys schaffte das Konsortium erstmals die Erschließung eines systematischen Einblickes in die Vorgänge von Energieströmen in einem komplexen, hybriden Energiesystem. Es wurde sowohl die physikalische Messdatenerfassung, die Messdatenanalyse, als auch, mit der begleitenden Simulation des gesamten Systems, die Möglichkeit der Szenarien-Regelung geschaffen. Diese Grundlagen sind die Basis für andere hybride Energiesysteme, derer es in den kommenden Jahren unzählige geben wird. Dezentrale Energiesystem mit erneuerbaren Energiequellen werden zur Selbstoptimierung, aber auch zum Austausch mit anderen dezentralen Systemen REsys-Regelsysteme brauchen.

12 Literaturverzeichnis

B. Buchholz, Z. Styczynski. *Smart Grids - Grundlagen und Technologien der elektrischen Netze der Zukunft.* Berlin: VDE Verlag GmbH, 2019.

Bartholomew, Daniel. *MariaDB Cookbook.* Birmingham, UK: Packt Publishing, 2014.

D. Abbes, F. Bensmaine, A. Labrunie, B. Robyns. *Energy Management and Batteries lifespan estimination in a photovoltaic system with hybrid storage a comparative study.* Lille und Paris, Frankreich: L2EP und GB Solar, 2015.

DuBois, Paul. *MySQL Cookbook.* Third. Herausgeber: Andy Oram, & Allyson MacDonald. Sebastopol, USA: O'Reilly Media, 2014.

Fisher, Aaron, Cynthia Rudin, und Francesca Dominici. „All Models are Wrong but many are Useful: Variable Importance for Black-Box, Proprietary, or Misspecified Prediction Models, using Model Class Reliance." *arXiv e-prints*, 1 2018: arXiv:1801.01489.

Friedman, Jerome H. „Greedy Function Approximation: A Gradient Boosting Machine." *The Annals of Statistics* (Institute of Mathematical Statistics) 29 (2001): 1189-1232.

Geoteam - Technisches Büro für Hydrogeologie, Geothermie und Umwelt Ges.m.b.H. *Neubau Halle Arnold Innovationspark Stallhofen, Nutzung von Erdwärme, Thermal Response Test, Auslegung Erdwärmesondenfeld.* Graz: Geoteam, 2012.

Hastie, Trevor, Robert Tibshirani, und Jerome Friedman. *The Elements of Statistical Learning.* Second. New, York: Springer, 2009.

Ke, Guolin, et al. „LightGBM: A Highly Efficient Gradient Boosting Decision Tree." In *Advances in Neural Information Processing Systems 30*, Herausgeber: Isabelle Guyon, et al., 3146-3154. Red, Hook: Curran Associates, Inc., 2017.

M. A. Lagler. *Dissertation (laufend): Modelling and Optimization of Hybrid Energy Systems involving Distributed Energy Generation and Storage.* Graz, Österreich: Institut für Elektrische Anlagen und Netze der TU Graz, 2018.

M. A. Lagler, E. Schmautzer, M. Grobbauer, J. Gratzer, G. M. Michtner. *Modellierung eines industriellen hybriden Energiesystems unter EInbeziehung dezentraler Energieerzeugung und -speicherung.* Wien, Österreich: IEWT 2017, 2017.

M. A. Lagler, E. Schmautzer, R. Schürhuber. „Ökonomische und ökologische Optimierung eines hybriden Energiesystems am Beispiel eines Einfamilienhauses." *IEWT 2019.* Wien, Österreich, 2019.

M. A. Lagler, E. Schmautzer, R. Schürhuber. *Sensitivitäten in Hybriden Energiesystemen.* Graz, Österreich: 15. Symposium Energieinnovation, 2018.

M. A. Lagler, E. Schmautzer, S. Forsthofer. *Modellierung eines hybriden Energiesystems unter Berücksichtigung dezentraler Energieerzeugung und -speicherung am Beispiel eines Einfamilienhauses mit ANbindung an das öffentliche STromnetz.* Linz, Österreich: Forum Econogy 2016, 2016.

M. A. Lagler, E. Schmautzer, S. Schürhuber. „Sensitivities in Hybrid Energy Systems." *8th Solar Integration Workshop.* Stockholm, Schweden, 2018.

M. A. Lagler, R. Schürhuber, E. Schmautzer. „Influence of Optimizing Prosumers on Urban Distribution Networks." *ETG-Kongress.* Esslingen am Neckar, Deutschland, 2019.

M. A. Lagler, W. Lerch, E. Schmautzer, R. Heimrath, R. Schürhuber, T. Mach. *Creation of Hybrid Simulation Model.* Graz, Österreich: ISEC, 2018.

M. Lagler. *Wirkungsgradbestimmung von Photovoltaikanlagen & Solarzellen - Mureck.* Graz, Österreich: Institut für Elektrischen Anlagen der TU Graz, 2013.

Marrs, Tom. *JSON at Work.* First. Herausgeber: Meg Foley. Sebastopol, USA: O'Reilly Media, 2017.

MathWorks, The. *Matlab 2014b.* Suttgart, 2014.

Mikhaylova, Olga, Ian W. Johnston, Guillermo A. Narsilio, Amir V. Kivi, Riyan Aditya, und Gerry Noonan. „Performance of Borehole Ground Heat Exchangers under Thermal Loads from a School Building." 2015.

Nadareishvili, Irakli, Ronnie Mitra, Matt McLarty, und Mike Amundsen. *Microservice Architecture.* First. Herausgeber: Brian MacDonald, & Holly Bauer. Sebastopol, USA: O'Reilly Media, 2016.

Narkhede, Neha, Gwen Shapira, und Todd Palino. *Kafka: The Definitive Guide.* First. Herausgeber: Shannon Cutt. Sebastopol, USA: O'Reilly Media, 2017.

Newman, H. Michael. *BACnet: The Global Standard for Building Automation and Control Networks.* New, York: Momentum Press, 2013.

Richardson, Leonard, und Mike Amundsen. *RESTful Web APIs.* First. Herausgeber: Simon St. Laurent, & Meghan Blanchette. Sebastopol, USA: O'Reilly Media, 2013.

SAFT Batteries. „Batterielebensdauer - Photovoltaik-Solarenergiespeichersysteme (PV ESS)." Bagnolet, Frankreich, 2014.

Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin. *A Transient System Simulation Program - Trnsys 17.2.004.* Madison, 2017.

V. Marano, S. Onori, Y. Guezennec, G. Rizzoni. *Lithium-ion Batteries Life Estimation for Plug-in Hybrid Electric Vehicles.* Dearborn, MI, USA: IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference, 2009.

Wetter, Michael. *GenOpt(R), Generic Optimization Program.* User Manual, Simulation Research Group Building Technologies Department Environmental Energy Technologies Division Lawrence Berkeley National Laboratory Berkeley, CA 94720, 2011.

13 Kontaktdaten

Konsortialführerin/Partner P1
SFL Engineering GmbH (kurz SFL)
Innovationspark 2, 8152 Stallhofen, Firmenbuch Nr. 229019v
http://www.sfl-engineering.com

Partner P2
Siemens Aktiengesellschaft Österreich (kurz Siemens)
Siemensstraße 90, 1210 Wien, Firmenbuch Nr. 60562m
http://www.siemens.at

Partner P3
Technische Universität Graz, Institut für Wärmetechnik (kurz IWT)
Inffeldgasse 25 B, 8010 Graz, UID ATU57477929
https://www.tugraz.at/institute/iwt/home/

Partner P4
Kompetenzzentrum für wissensbasierte Anwendungen und Systeme Forschungs- und EntwicklungsGmbH (kurz KnowCenter)
Inffeldgasse 13/6, 8010 Graz, Firmenbuch Nr. 199685f
https://www.know-center.tugraz.at/

Partner P5
Arbeitsgemeinschaft ERNEUERBARE ENERGIE Institut für Nachhaltige Technologien (kurz: AEE INTEC)
Feldgasse 19, 8200 Gleisdorf, Vereinsregister Nr. 436345929
https://www.aee-intec.at/index.php?lang=de

Partner P6
Technische Universität Graz, Institut für Elektrische Anlagen (kurz IFEA)
Inffeldgasse 18/1, 8010 Graz, UID ATU57477929
https://www.tugraz.at/institute/iean/home/?lang=en

Partner P7
Energie Steiermark AG (ESTAG)
Leonhardgürtel 10, 8010 Graz, Firmenbuch Nr. 148124f
https://www.e-steiermark.com/ueber-uns/unternehmen/leitbild/