



## **EFFIZIENZSTEIGERUNG IN KOMPLEXEN HYBRIDEN ENERGIESYSTEMEN AM BEISPIEL EINES INDUSTRIEBETRIEBES**

**Mike Alexander LAGLER<sup>1</sup>, Robert SCHÜRHubER<sup>1</sup>,  
Ernst SCHMAUTZER<sup>1</sup>, Richard HEIMRATH<sup>2</sup>, THOMAS MACH<sup>2</sup>,  
Mario J. MÜLLER<sup>3</sup>**

<sup>1</sup> Technische Universität Graz - Institut für Elektrische Anlagen und Netze,  
Inffeldgasse 18/I, 8010 Graz, +43 316 873 7551, office.ian@tugraz.at, [lean.tugraz.at](mailto:lean.tugraz.at)

<sup>2</sup> Technische Universität Graz - Institut für Wärmetechnik,  
Inffeldgasse 25b, 8010 Graz, +43 316 873 7301, office.iwt@tugraz.at, [iwt.tugraz.at](mailto:iwt.tugraz.at)

<sup>3</sup> SFL Engineering GmbH, Innovationspark 2, 8152 Stallhofen,  
+43 50 3141, office@sfl-engineering.com, [www.sfl-engineering.com](http://www.sfl-engineering.com)

### **Kurzfassung:**

Hybride Energiesysteme sind Systeme, die unterschiedliche Energieträger und -bereitstellungsanlagen sowie Energieverteilungs und -speicherungssysteme in einem kompakten System kombinieren. Basis der optimalen und energieeffizienten Systemauslegung und -nutzung ist die Kenntnis des Zusammenwirkens der Systemkomponenten und ihrer Interdependenzen und Wechselwirkungen. Die bisherige Auslegung der Systeme basierten im Wesentlichen auf empirischen Daten nicht-hybrider Systeme. Die Zusammenhänge und die Zahl der für Systemauslegung und Betrieb relevanten Einflussfaktoren bleiben dabei unbeachtet. Im Rahmen des vom Klima- und Energiefonds geförderten Forschungsprojektes „Regelungsstrategien zur Effizienzsteigerung komplexer hybrider Energiesysteme (REsys)“ wurde ein skalierbares Simulationsmodell eines realen Industriebetriebes auf Basis von Messdaten erstellt und mittels IKT-Methoden und ExpertInnenwissen Systemzusammenhänge, Interdependenzen und Wechselwirkungen zwischen den Systemkomponenten analysiert um darauf aufbauend intelligente Regelstrategien zu entwickeln.

**Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Energieforschungsprogramms 2015 durchgeführt.**

**Keywords:** Hybride Energiesysteme, lineare Optimierung, Speichertechnologien, Industriebetrieb, dezentrale Energieerzeugung, dezentrale Energiespeicherung

## 1 Einleitung

Die in diesem Beitrag gezeigten Methoden und Erkenntnisse sind ein Auszug aus dem Endbericht des im Rahmen des Energieforschungsprogramms 2015 mit den Mitteln des Klima- und Energiefonds geförderten Projektes „Regelungsstrategien zur Effizienzsteigerung komplexer hybrider Energiesysteme (REsys; Projektnummer: 848936)“.

In der nachfolgenden Abbildung 1 ist der als hybrides Energiesystem modellierte Industriebetrieb, bestehend aus 3 Werkshallen unterschiedlicher Nutzung, einem Bürogebäude, PV-Anlagen, Solarthermie, Wärmepumpen, Erdsonden und Speichern sowie einer Industrieanlage an einem externen Standort dargestellt..

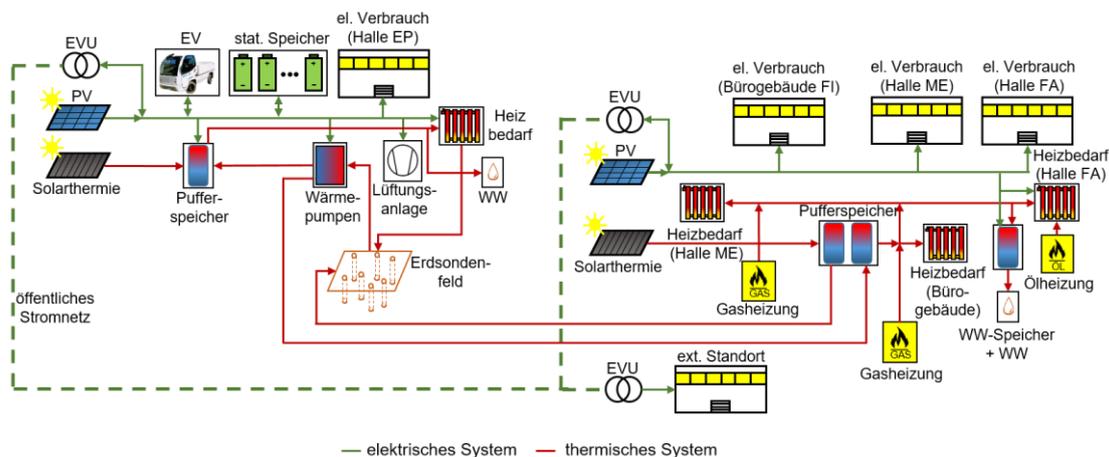


Abbildung 1: Schematische Darstellung des untersuchten hybriden Energiesystems [1]

Die Ziele des Projektes waren nachfolgende:

- 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) Entwicklung 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

Im Fokus dieses Beitrages liegen die Ergebnisse verschiedener untersuchter Szenarien zur Effizienzsteigerung und somit der Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen des Industriebetriebes.

## 2 Methodische Vorgehensweise

Zur mathematischen Modellbildung des Energiesystems wurde in MATLAB ein hybrides Simulationsmodell erstellt, in dem die elektrischen und thermischen Teilsysteme miteinander gekoppelt werden und mit dem der optimale Einsatz der zentralen sowie dezentralen Energieerzeugungs- und -speicheranlagen, in Abhängigkeit verschiedener Zielfunktionen (Minimierung der Kosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen, etc.), szenarienbasiert mittels gemischt ganzzahliger linearer Optimierung ermittelt werden kann [2]. Der Betrieb wurde energetisch und prozessorientiert analysiert.

Die Modellierung des elektrischen Systems war Bestandteil der Arbeiten des Institutes für Elektrische Anlagen und Netze (IEAN) während die Modellierung der thermischen Komponenten bzw. des thermischen Netzes Bestandteil der Arbeiten des Institutes für Wärmetechnik (IWT) der TU Graz war. Mittels einer parallelen Schnittstelle werden das thermische Simulationsmodell (Software TRNSYS 17 [4]) und das elektrische Simulationsmodell (Software MATLAB) miteinander gekoppelt. Die Steuer- bzw. Regelungslogik liegt aufgrund der leichteren programmtechnischen Realisierbarkeit bei MATLAB [3].

## 2.1 Thermische Modellierung des hybriden Energiekonzeptes

Die wesentlichen Aufgaben waren die Erstellung und Validierung eines thermischen Simulationsmodells sowie eine Sensitivitätsanalyse der Wärmeversorgungsanlage eines Industriebetriebes mit einem hybriden Energiesystem. Hierbei werden alle relevanten Informationen zu den Gebäuden, der Anlage und den Systemeinstellungsparametern erfasst, sowie ermittelte Messdaten aufbereitet und ausgewertet. Dazu werden ausgewählte Anlagenkomponenten sowie das gesamte Wärmebereitstellungssystem modelliert und auf Basis der Messdaten validiert. Darauf aufbauend folgt eine Sensitivitätsanalyse hinsichtlich Systemdimensionierung und Regelungsverhalten durch Variantenberechnungen.

### 2.1.1 Gebäudemodell und -validierung

Die Betriebsstätte besteht im Wesentlichen aus den vier beheizten Gebäuden, die Hallen EP, ME und FA und einem Bürogebäude FI sowie weiteren unbeheizten und für diesen Beitrag nicht relevanten Lagerflächen. Die nachfolgende Abbildung 2 zeigt die Betriebsstätte als 3D-Gebäudemodell.

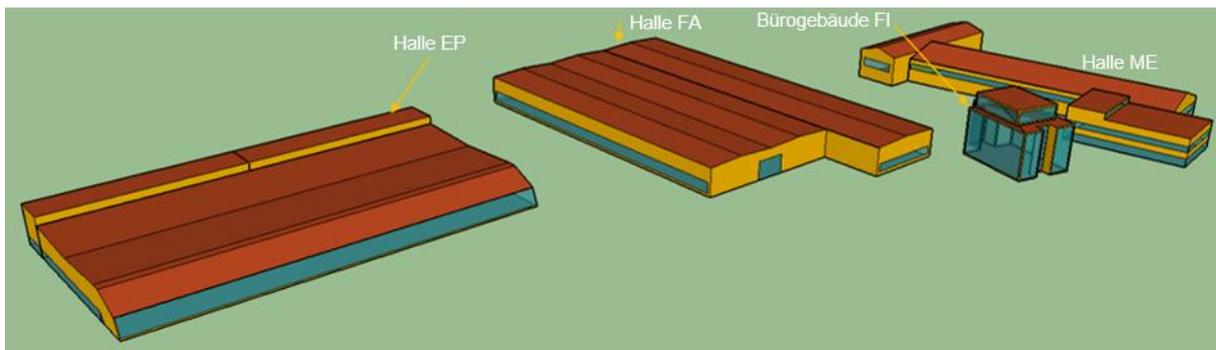


Abbildung 2: 3D Gebäudemodell der Betriebsstätte in Trimble SketchUp

Die Abbildung der Gebäude wurden in TRNSYS 17 durch den „Type 56“ realisiert [3]. Dieser Type erlaubt die Spezifikation von Gebäuden mit unterschiedlichen thermischen Zonen und Parametern. Die wesentliche Struktur der Gebäude wird in der Software Trimble SketchUp als ein 3-dimensionales Modell geometrisch, wie in Abbildung 2 dargestellt, nachgebildet. Dieses Modell erlaubt bereits eine erste Definition wichtiger Parameter, wie zum Beispiel unterschiedliche Außenflächentypen (Wand, Dach, Fenster), deren Größe, Ausrichtung und Orientierung. Zusätzlich werden unterschiedliche thermische Zonen, mit differierender Nutzung, wie zum Beispiel Bürobereiche und Fertigungsbereiche, im Modell angelegt.

Im nächsten Schritt wird dieses vereinfachte 3D-Modell in die Software TRNBuild, ein Plugin der thermischen Simulationssoftware TRNSYS 17 zur Erstellung von Gebäudemodellen,

importiert und durch den „Type 56“ abgebildet. Mit Hilfe der detaillierten Informationen über die Gebäude wird das Gebäudemodell nun erweitert und verfeinert.

Ziel der darauffolgenden Validierung ist es, eine geeignete Konfiguration bestimmter Modellparameter zu finden, um eine möglichst hohe Übereinstimmung zwischen simulierten und gemessenen Heizwärmebedarf, bei gleichzeitiger Berücksichtigung des dynamischen Heizleistungsverlaufs, zu erreichen. Dies wird innerhalb von TRNSYS unter der Verwendung des generischen Optimierungsprogrammes Genopt [5] realisiert. Variiert werden dabei die Parameter der Raumlufttemperatur, des Luftwechsels und der Infiltration.

In ähnlicher Art und Weise wird für die Raumlufttemperatur eine Zeitfunktion für Werktage und für Wochenenden und für jede thermische Zone individuell erstellt. Diese setzt sich zumeist aus einer Standard-Raumlufttemperatur und einer reduzierten Raumlufttemperatur zusammen, wobei an Wochenenden in den meisten Fällen durchgehend eine abgesenkte Temperatur vorgegeben und an Werktagen tagsüber zu den Arbeitszeiten die erhöhte und in den Nachtstunden die reduzierte Raumlufttemperatur berücksichtigt wird.

Mit Hilfe dieser beschriebenen Stellgrößen wird nun versucht, wie in der nachfolgenden Tabelle 1 aufgelistet, das Validierungsziel „Heizwärmebedarf“ möglichst genau abzubilden.

*Tabelle 1: Heizwärmebedarf der Gebäude, Simulation vs. Messung von 01.08.2016 bis 31.07.2017*

| <b>Heizwärmebedarf [MWh/a]</b> | <b>EP</b> | <b>FA</b> | <b>FI</b> | <b>ME</b> | <b>Gesamt</b> |
|--------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|---------------|
| 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%         |

Die Tabelle 1 zeigt das primäre Ergebnis der Gebäudevalidierung, das heißt eine möglichst geringe Abweichung zwischen den simulierten und den gemessenen Heizwärmemengen. Wie den Werten zu entnehmen ist, ist zum Beispiel die Abweichung für den kumulierten Heizwärmebedarf der gesamten Betriebsstätte lediglich 1,64 % bezogen auf die Messung und somit äußerst genau.

## 2.1.2 Anlagenkomponenten

Das folgende Schema zeigt die Gebäude, alle wesentlichen Komponenten der Anlage, die verbauten Wärmemengenzähler sowie die Richtung der Wärmeströme.

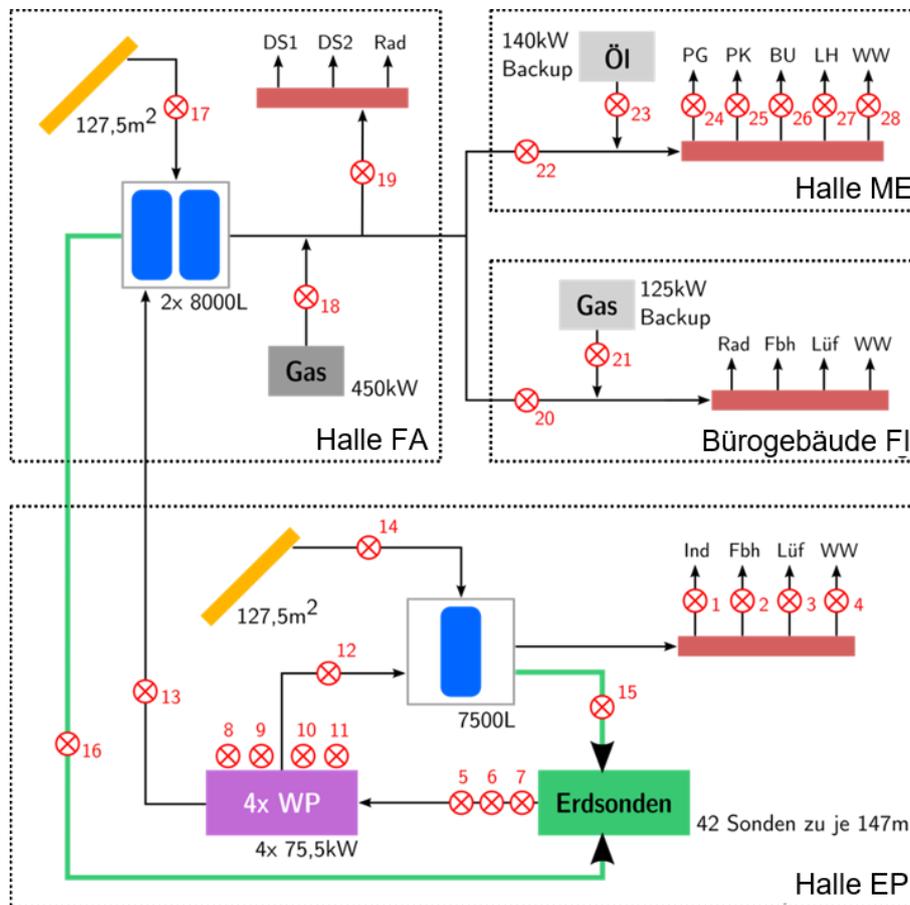


Abbildung 3: Thermisches Anlagenschema

Das Herzstück der Wärmebereitstellungsanlage bilden vier Wärmepumpen (TRNSYS Type 5803 – Kennlinienmodell) mit einer Heizleistung von je 75,5 kW bei B0/W35. Diese beziehen Wärmeenergie aus einem Erdsondenfeld (TRNSYS Type 451), bestehend aus 42 einzelnen Tiefensonden zu je 147 m Bohrtiefe. Die Wärmepumpen dienen zur Beladung der thermischen Speicher (TRNSYS Type 8893) der Hallen EP und FA mit 7.500 Liter beziehungsweise zwei mal 8.000 Liter Energiespeichervolumen.

Des Weiteren verfügen die Hallen EP und FA jeweils über ein solarthermisches Kollektorfeld (TRNSYS Type 832) mit einer Bruttokollektorfläche von je 127,5 m<sup>2</sup>. Die Wärme der thermischen Kollektoren wird dabei direkt dem (den) jeweiligen Speicher(n) zugeführt.

Zur Wärmebereitstellung steht darüber hinaus noch ein gasbefuerter Brennkessel mit einer Nennleistung von 450 kW in der Halle FA zur Verfügung. In gleicher Weise befindet sich in den Gebäuden FI und ME ein weiterer Gaskessel zu 125 kW beziehungsweise ein Ölkessel mit 140 kW. Diese beiden zuletzt genannten Wärmequellen dienen jedoch lediglich als Backup und es kommt primär der Gaskessel FA zum Einsatz, falls die vier Wärmepumpen nicht genügend Wärme liefern können.

Auch liefert der Gaskessel der Halle FA die bereitgestellte Wärme direkt in dieses lokale Nahwärmenetz (TRNSYS Type 604a).

Die einzelnen Komponenten des thermischen hybriden Energiesystems werden 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.

### 2.1.3 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 erfasst wird. Die Wärmesenken sind hauptsächlich die Gebäude, deren Heizwärmeverbrauch bereits individuell validiert ist, sowie die Verluste der Anlagenkomponenten und des thermischen Netzes.

Die Tabelle 2 zeigt die wesentlichen numerischen Ergebnisse der Systemvalidierung.

*Tabelle 2: Wärmemengenerträge ausgewählter Anlagenkomponenten und des Gesamtsystems von 01.08.2016 bis 31.07.2017 der Simulation vs. Messung.*

| <b>Wärmemenge [MWh/a]</b> | <b>Σ WP</b> | <b>Σ Solar</b> | <b>Gas</b> | <b>Gesamt</b> |
|---------------------------|-------------|----------------|------------|---------------|
| 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

So betragen die Abweichungen der berechneten Wärmemengen 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.

## 2.2 Modellierung des elektrotechnischen Teils des 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, wobei das öffentliche Stromnetz auch zur optimierten Verteilung der elektrischen Energie auf die beiden Industriestandorte unter Berücksichtigung der Rahmenbedingungen des Elektrizitätswirtschaftsorganisationsrechts (ELWOG) für den Stromaustausch 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 4).

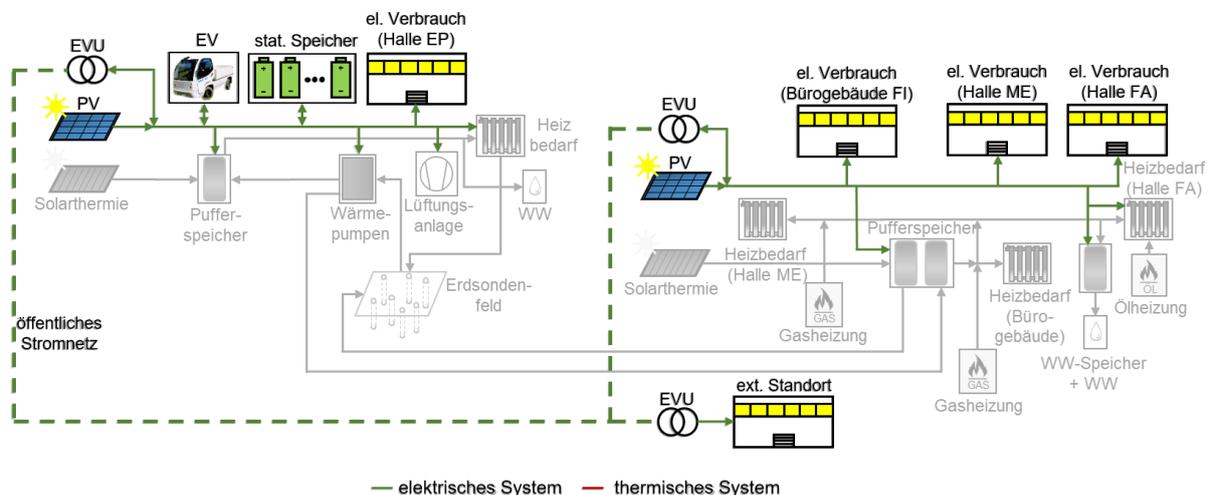


Abbildung 4: Schematische Darstellung der über das öffentliche Stromnetz verbundenen elektrischen Systeme

### 2.2.1 Anlagenkomponenten

Folgende Anlagenkomponenten 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.

### 2.2.1.1 Photovoltaikanlage

Die Photovoltaikanlage am Industriestandort weist eine Gesamtfläche von 11.291 m<sup>2</sup> und eine installierte Leistung von ca. 1 MWp auf. Die Anordnung der Module variiert je Teilanlage in azimuthaler Ausrichtung, von -135° (Osten) bis 146° (Westen), und Neigung der Module (0° bis 35°).

Das entwickelte Modell zur Berechnung des Energieertrages der Photovoltaikanlage verwendet die Wetterdaten (Globalstrahlung, Umgebungstemperatur), Kenndaten der Module und Wechselrichter (Datenblätter), azimuthale Ausrichtungen sowie Neigungen der Photovoltaikmodule um den voraussichtlichen Ertrag der Photovoltaikanlage zu ermitteln. Hierbei wird der Wirkungsgrad des Photovoltaikmoduls auf die real gemessenen Wetterdaten angepasst, womit auch der Ertrag der PV-Anlage genau ermittelt werden kann.

Die nachfolgende Abbildung 5 bildet die berechnete PV-Erzeugung für den Industriestandort ab. Als Basis der Berechnungen werden die vom Institut für Wärmetechnik aufbereiteten Wetterdaten verwendet.

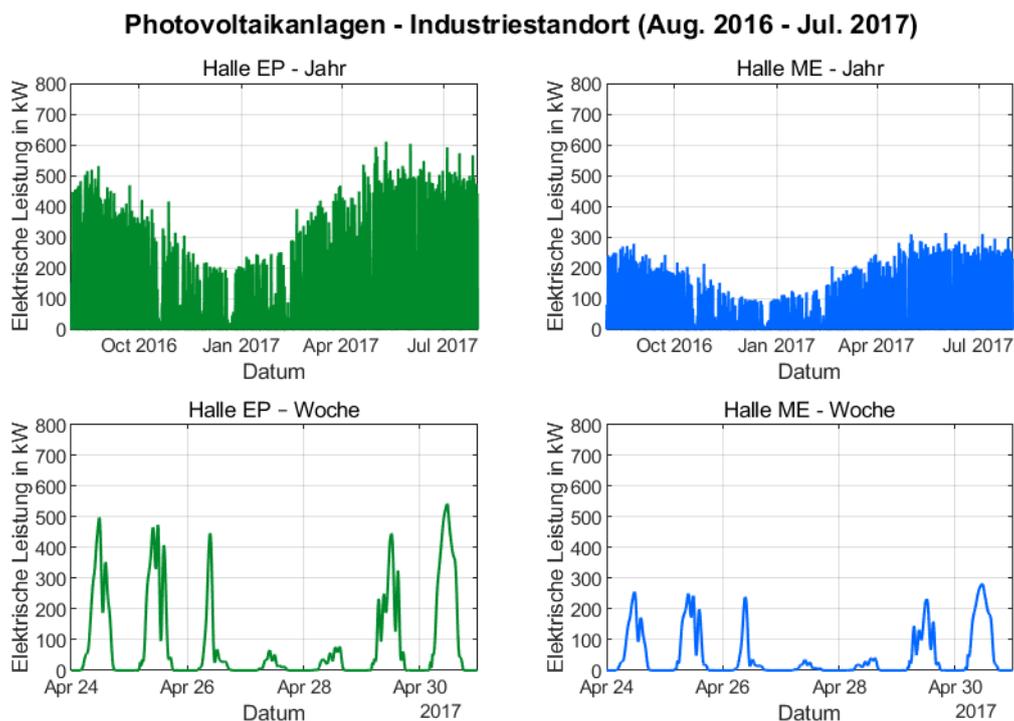


Abbildung 5: Berechnete PV-Erzeugung am Industriestandort (August 2016 bis Juli 2017)

Die Photovoltaikanlagen erzeugen im betrachteten Zeitraum (August 2016 bis Juli 2017) 977 MWh/a elektrische Energie, wobei sich diese mit 640 MWh/a auf die Halle EP und mit 337 MWh/a auf die Halle ME aufteilen. Die Anlage der Halle EP erreicht mit einer installierten Leistung von 662 kWp eine gemessene Spitzenerzeugung von 611 kW. Dies entspricht einem prozentuellen Anteil von 92% der installierten Anlagenleistung. Die Halle ME weist hierbei eine maximale Erzeugung von 314 kW auf, welche einen prozentuellen Anteil von 91% der installierten Leistung von 344 kWp entspricht.

Im Rahmen des Projektes ist die Modellierung der Photovoltaikanlage anhand von Messdaten validiert worden, wobei die Abweichung zwischen berechnetem und gemessenem Erzeugungsprofil im Mittel 1,9% entspricht.

### 2.2.1.2 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<sub>2</sub>-Ausstoß zu reduzieren. Die Modellierung des elektrischen Energiespeichers wird in [1] näher erläutert.

### 2.2.1.3 Elektromobilität

Für die Simulationen werden E-Fahrzeuge mit einer maximalen Kapazität von 20 kWh bzw. 200 Ah berücksichtigt. Es wird angenommen, dass ein Fahrzeug nachts mit einer Leistung von ca. 4 kW vollgeladen werden kann. Für die Simulationen werden 10 Fahrzeuge in das System integriert.

### 2.2.1.4 Anbindung an das 20-kV-Mittelspannungsnetz des Standortes

Der Industriestandort ist über zwei Netzanschlusspunkte mit dem öffentlichen 20-kV-Mittelspannungsnetz über jeweils einen Verteilnetztransformator (20/0,4 kV) verbunden. Die maximal übertragbare Leistung ist durch die beiden 630-kVA-Transformatoren begrenzt.

### 2.2.1.5 Strombedarf des Industriestandortes

Die elektrischen Verbräuche (Industrieprozesse) werden aus den Anschlussleistungen sowie aus Informationen einer Standortbegehung ermittelt und mittels prozesstypischen Gleichzeitigkeitsfaktoren angepasst. Die Methodik zur Bestimmung der elektrischen Lastprofile aller elektrischen Verbraucher kann aus [1] entnommen werden.

Der ermittelte elektrische Energiebedarf für die Anlagen der Hallen EP und ME (inkludiert Halle FA und Gebäude FI) sind in der nachfolgenden Abbildung 6 dargestellt.

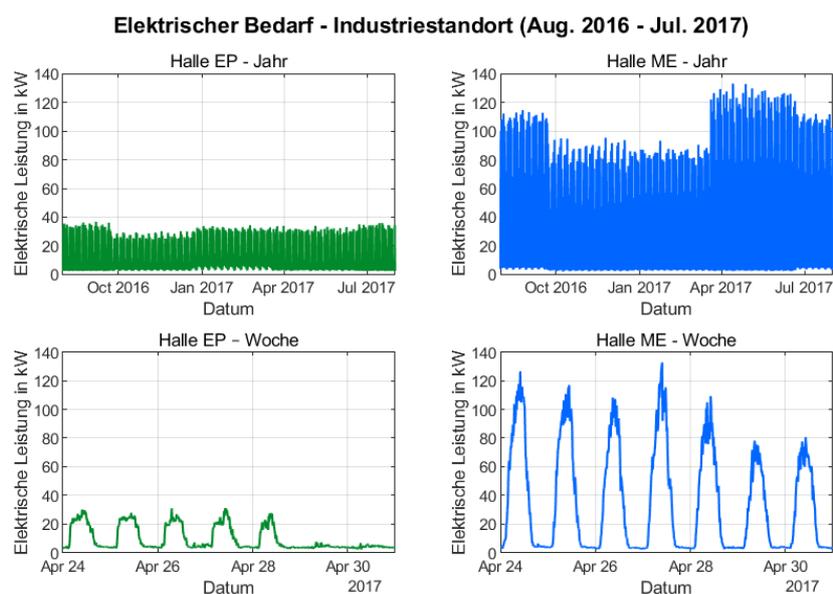


Abbildung 6: Berechneter elektrischer Bedarf des Industriestandortes

Für die Anlage der Halle EP ergibt sich ein jährlicher Bedarf von 96 MWh/a und im Starklastfall (99%-Quantil) eine Leistung von 31 kW. Die Anlage der Halle ME, welche auch das Bürogebäude FI und die Halle FA einschließt, hat einen berechneten jährlichen Energiebedarf von 259 MWh/a. Die prozentuelle Abweichung zwischen gemessenen und berechneten elektrischen Bedarf ergibt für die Anlage der Halle EP eine Abweichung von 2% und für die Anlage der Halle ME 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).

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:

#### **2.2.1.6 Wärmepumpen**

Es kommen 4 Wärmepumpen mit einer elektrischen Leistung von je 20,5 kW<sub>el</sub> (W10/W35) zum Einsatz. Eine detaillierte Modellierung der Wärmepumpen erfolgt im wärmetechnischen Modell (TRNSYS 17).

#### **2.2.1.7 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.

## 2.2.2 Übersicht der jährlichen Energien der Systemkomponenten der Anlagen

Nachfolgend sind die jährlichen Energiemengen der elektrischen Systemkomponenten und Anlagen am Standort dargestellt.

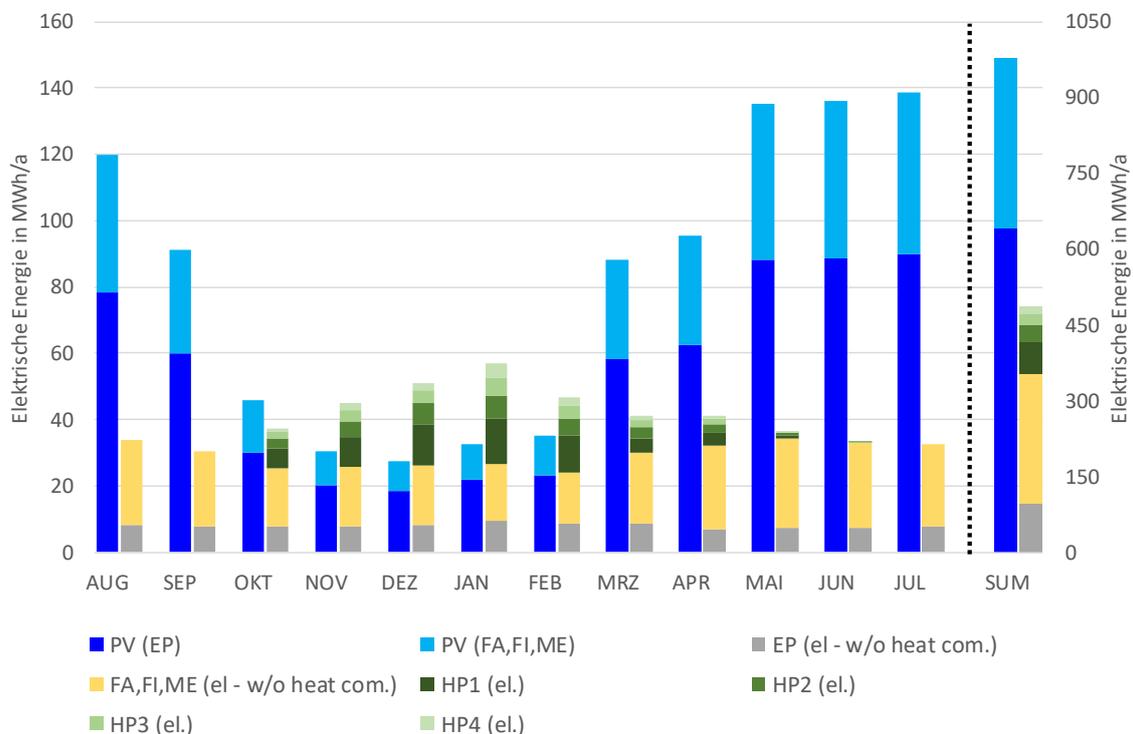


Abbildung 7: Monatliche elektrische Energieerzeugung (linke, blaue Balken) und monatlicher Energiebedarf (rechte Balken / ohne elektrischem Bedarf der Heizungsverteiler)

Der elektrische Energiebedarf variiert über das Jahr von 24 MWh bis 34 MWh pro Monat mit einem durchschnittlichen 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 Photovoltaikanlage beträgt kumuliert 977 MWh/a. Dies entspräche einem prozentualen Anteil des elektrischen Energiebedarfs (ohne elektrischen Energiebedarf der Heizungsanlagen) von 275%. Weiters zeigt Abbildung 7 dass zwischen maximalem PV-Ertrag und maximalem Stromverbrauch eine signifikante zeitliche Verschiebung von ca. 6 Monaten besteht. Infolgedessen besteht auf der PV-Seite in den Wintermonaten ein erhebliches Angebotsdefizit und in den Sommermonaten ein erhebliches Überangebot.

## 2.3 Hybrides Energiemanagementmodell

Im Rahmen eines vorangegangenen Projektes ist am Institut für Elektrische Anlagen und Netze der TU Graz für ein hybrides Energiesystem (Einfamilienhaus) ein Simulationsmodell erstellt worden. Diese Methodik wird 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

### 2.3.1.1 Methodik

Das betrachtete hybride Energiesystem, dargestellt in Abbildung 1, wird mittels eines gemischt ganzzahligen linearen Optimierungsalgorithmus (MILP) [2] optimiert. Hierbei sollen 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<sub>2</sub>-Äquivalenz) und vorgegeben Szenarien (z.B. Gasheizung deaktiviert) optimale Entscheidungen treffen.

Unter Verwendung des linearen Optimierungsalgorithmus MILP wird für definierte Szenarien das ökonomische oder ökologische Optimum der betriebenen technischen Komponenten ermittelt.

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 (Virtual Power Plant's)
- Leitungskapazitäten der thermischen und elektrischen Netzanbindung

## 2.4 Co-Simulation (aus ISEC)

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 „Type 155“ genau diese Möglichkeit der Verbindung. Für die weiterführenden Simulationen sind zwei Varianten der Zusammenarbeit bzw. Verknüpfung zwischen Matlab und TRNSYS entwickelt worden [4]:

- 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 8 dargestellt, kommunizieren die beiden Modelle (thermisches und elektrisches Modell) in jedem Iterationsschritt miteinander und tauschen Informationen aus.

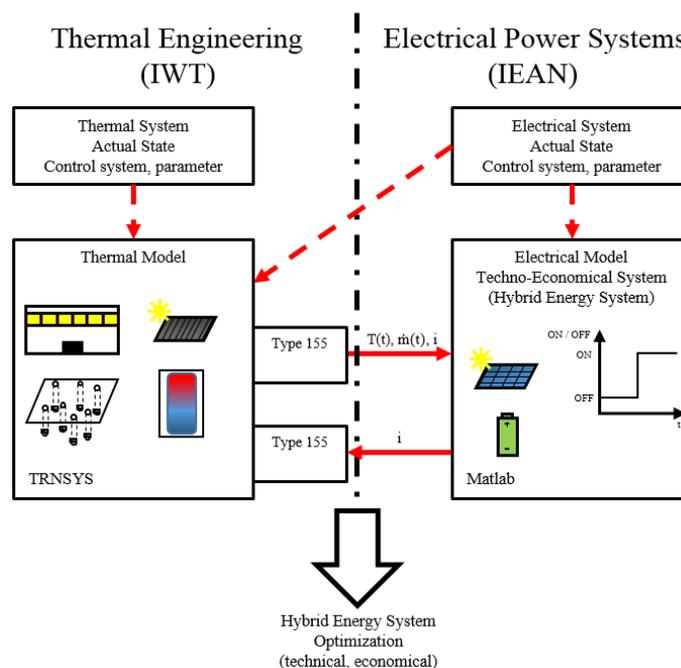


Abbildung 8: Hybrides thermisch/elektrisches Simulationsmodell (parallele Variante) [4]

Hierbei bleibt, im Gegensatz zur seriellen Variante, der Detaillierungsgrad 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 [4].

Für das im Projekt umgesetzte hybride Simulationsmodell wird die parallele Variante gewählt, da hier, wie bereits zuvor erwähnt, der Detaillierungsgrad der beiden Modelle erhalten bleibt und somit die Projektpartner weiter, nur in Ihren speziellen Fachgebieten tätig sein können. Weiter ist eine Möglichkeit erarbeitet worden, die Simulationen mittels Matlab – wobei Matlab auf TRNSYS zugreift – unabhängig von anderen Projektpartner, zu starten, ohne nähere Kenntnisse des thermischen Modellaufbaus in TRNSYS zu benötigen [4].

Durch die szenarienbasierte 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).

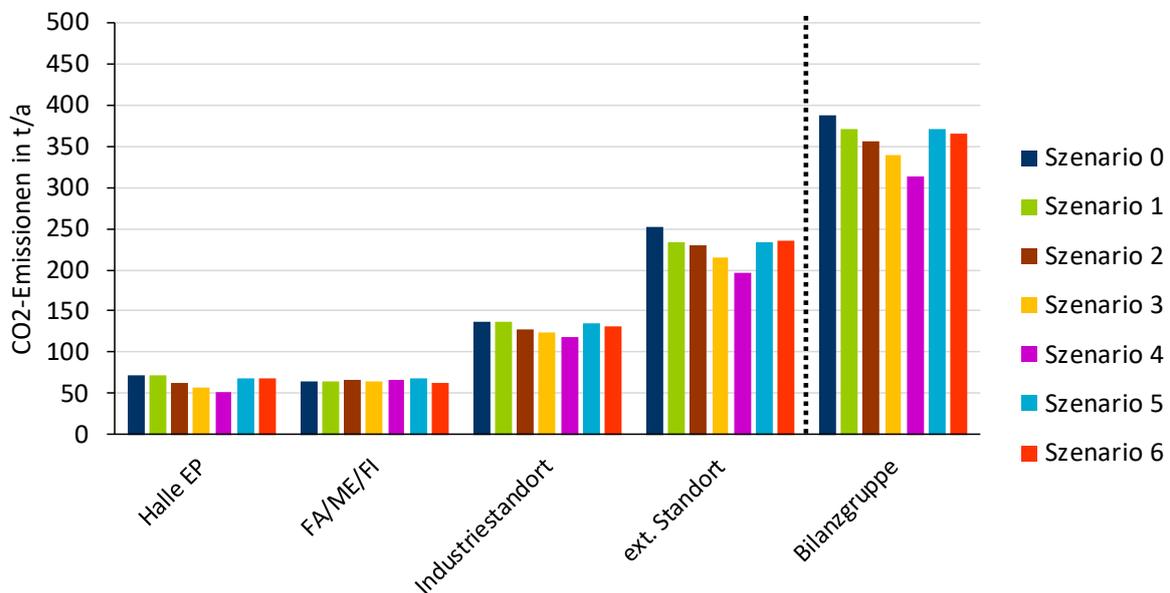
### 3 Szenarien und Resultate der Optimierungen

Es werden nachfolgend folgende Szenarien mit dem Hybriden Energiemanagementmodell näher untersucht

- *Szenario 0: Ohne bilanzierem energetischen Austausch zwischen den Standorten*  
Im Szenario 0 findet kein 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 Industriestandort in der Halle EP 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 Industriestandort in der Halle EP 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 Industriestandort in der Halle EP 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/m<sup>2</sup> 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/m<sup>3</sup> Speichervolumen. Das verfügbare Volumen für die Solarthermieanlagen im thermischen Energiespeicher bleibt bestehen.

Untersucht man nun den Einfluss der verschiedenen Szenarien auf die energiebezogenen CO<sub>2</sub>-Emissionen so ergeben sich folgende in Abbildung 9 dargestellte Ergebnisse.



- Szenario 0: Ohne bilanziertem 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

Abbildung 9: CO<sub>2</sub>-Emissionen der untersuchten Szenarien

In Abbildung 9 ist deutlich zu erkennen, dass aufgrund des Einsatzes des elektrischen Energiespeichers an allen Standorten und aufgrund des bilanzierten Austausches untereinander, weniger elektrische Energie zugekauft werden muss. Dies resultiert, bei einem angenommenen österreichischen Strommix und somit CO<sub>2</sub>-Emissionen 250 g/kWh, in einer Reduktion der CO<sub>2</sub>-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<sub>2</sub>-Emissionen um circa 18 t/a erzielt werden kann.

## 4 Konklusion

Das aufgebaute hybride Energiemanagementmodell liefert plausible Ergebnisse und die Co-Simulation (parallele Schnittstelle) zwischen Matlab und TRNSYS funktioniert zuverlässig.

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 sind. Die Vergrößerung der thermischen Speichergröße für die Wärmepumpen hat einen wesentlichen Einfluss auf die Regeneration des Erdsondenfeldes. Hier kommt es zu einer Erhöhung der Regeneration um 56 %.

Den größten Einfluss hat jedoch der Einsatz eines elektrischen Energiespeichers im Bereich der Halle EP (siehe Abbildung 1). Dieser Gebäudebereich mit einer großen Photovoltaikanlage und vergleichsweise geringem 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<sub>2</sub>-Emissionen bewirkt werden. Auch hätten große elektrische Energiespeicher positive Auswirkungen auf den effizienten Betrieb eines virtuellen Kraftwerks.

## 5 Literaturverzeichnis

- [1] M. A. Lagler, E. Schmutzner, M. Grobbauer, J. Gratzer, G. M. Michtner, „Modellierung eines industriellen hybriden Energiesystems unter Einbeziehung dezentraler Energieerzeugung und -speicherung,“ IEWT 2017, Wien, Österreich, 2017.
- [2] M. A. Lagler, „Dissertation (laufend): Influence of Optimizing Prosumers on Distribution Networks,“ Institut für Elektrische Anlagen und Netze der TU Graz, Graz, Österreich, 2019.
- [3] M. A. Lagler, W. Lerch, E. Schmutzner, R. Heimrath, R. Schürhuber, T. Mach, „Creation of a Hybrid Simulation Model,“ ISEC, Graz, Österreich, 2018.
- [4] U. o. W. Solar Energy Laboratory, „A Transient System Simulation Program - Trnsys 17.2.004,“ Madison, 2017.
- [5] M. Wetter, „GenOpt(R), Generic Optimization Program,“ Simulation Research Group Building Technologies Department Environmental Energy Technologies Division Lawrence Berkeley National Laboratory Berkeley, CA 94720, 2011.