

**Optimierung der Leistungsbilanz in  
Niederspannungsnetzen - eine Vergleichsstudie  
zwischen einer zentralisiert,  
hierarchisch-verteilt und dezentral  
modellprädiktiven Regelungsarchitektur**

Tilo Töns

Masterarbeit  
ie3-16.125  
Dezember 2016



Masterarbeit für Herrn Tilo Töns

**Forschungsgebiet: Energieeffizienz und regenerative Energiequellen**

---

*Optimierung der Leistungsbilanz in Niederspannungsnetzen - eine Vergleichsstudie zwischen einer zentralisiert, hierarchisch-verteilt und dezentral modellprädiktiven Regelungsarchitektur*

Durch die Zunahme dezentraler Stromerzeuger und der damit verbundenen Zunahme fluktuierender Einspeisung, sehen sich die Energienetze vor neue Herausforderungen gestellt. In Schwachlastzeiten und stark fluktuierender Einspeisung kann die Stabilität der Netze gefährdet werden. Mit Hilfe von Demand Side Integration (DSI) kann die fluktuierende Einspeisung ausgeglichen, somit die Netzintegration dezentraler Energieumwandlungsanlagen erleichtert und die Effizienz der Stromnetze verbessert werden. In diesem Zusammenhang bieten Speichersysteme auf Haushaltsebene ein großes Potential für die DSI. Die DSI kann mittels modellprädiktiver Regelung durchgeführt werden. Bei der modellprädiktiven Regelung wird ein Modell des zu regelnden Prozesses verwendet, um das zukünftige Verhalten des Prozesses abhängig von den Eingangsgrößen innerhalb eines Prädiktionshorizonts vorherzusagen. Mit jedem Prädiktionsschritt werden die Eingangsgrößen berechnet, um das zukünftige Verhalten optimal abzubilden. Die Optimierung erfolgt durch das Messen des Ist-Zustandes und erneuter Berechnung der Stellgrößen unter Verwendung der aktualisierten Informationen. Die Regelung der DSI kann prinzipiell zentral, verteilt oder dezentral erfolgen:

Bei einer zentralisiert modellprädiktiven Regelungsarchitektur besitzt ein Agent/Aggregator, der beispielweise der Verteilnetzbetreiber sein könnte, Informationen über das gesamte System und alleinige Handlungsvollmacht. Somit kann der Agent die lokale Regelung einzelner Haushalte zentral steuern. Bei einer hierarchisch-verteilt modellprädiktiven Regelungsarchitektur gibt es einen Agenten auf höchster Ebene, welcher Informationen über das gesamte System hat und den lokalen Agenten auf unterer Ebene lokale Steuerungsziele vorgibt. Die lokalen Agenten auf unterer Ebene können Informationen untereinander austauschen, um die lokalen Steuerungsaufgaben zu koordinieren. Bei der dezentral modellprädiktiven Regelungsarchitektur besitzen die lokalen Agenten nur Teilinformationen des Systems und handeln nach lokal implementierter Steuerung ohne Informationsaustausch mit anderen lokalen Agenten.

Ziele dieser Arbeit sind die Bewertung der o.g. modellprädiktiven Regelungsarchitekturen für die Optimierung der Leistungsbilanz in Niederspannungsnetzen, die Erweiterung vorhandener Wärmesysteme um PV-Batterie-Systeme und die Bewertung der Effizienz des Gesamtsystems der einzelnen Regelungsarchitekturen.

Folgende Strukturierung der Arbeit wird vorgeschlagen:

- Literaturrecherche verschiedener modellprädiktiver Regelungsarchitekturen
- Einarbeitung modellprädiktive Regelung
- Generierung von Last- und Erzeugungsprofilen
- Szenarioplanung (Wärmesysteme, PV-Batterie-Systeme)
- Implementierung der Regelungsarchitekturen für PV-Batterie-Systeme
- Erweiterung des Systems um Wärmesysteme
- Vergleich der System

Im Anschluss an diese Arbeit ist in einem Vortrag über die Ergebnisse zu berichten.

Tag der Ausgabe:	05.07. 2016
Tag der Abgabe:	20.12. 2016
Zuständig:	Diego Iván Hidalgo Rodríguez, M.Sc. Prof. Dr.-Ing. Johanna Myrzik

# Eidesstattliche Versicherung

Töns, Tilo

181102

---

Nachname, Vorname

---

Matr.-Nr.

Ich versichere hiermit an Eides statt, dass ich die vorliegende Masterarbeit mit dem Titel

**Optimierung der Leistungsbilanz in Niederspannungsnetzen - eine Vergleichsstudie zwischen einer zentralisiert, hierarchisch-verteilt und dezentral modellprädiktiven Regelungsarchitektur**

selbstständig und ohne unzulässige fremde Hilfe erbracht habe. Ich habe keine anderen als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt sowie wörtliche und sinngemäße Zitate kenntlich gemacht. Die Arbeit hat in gleicher oder ähnlicher Form noch keiner Prüfungsbehörde vorgelegen.

Dortmund, den 20. 12. 2016

---

Ort, Datum

---

Unterschrift

## Belehrung:

Wer vorsätzlich gegen eine die Täuschung über Prüfungsleistungen betreffende Regelung einer Hochschulprüfungsordnung verstößt, handelt ordnungswidrig. Die Ordnungswidrigkeit kann mit einer Geldbuße von bis zu 50.000,00 € geahndet werden. Zuständige Verwaltungsbehörde für die Verfolgung und Ahndung von Ordnungswidrigkeiten ist der Kanzler/die Kanzlerin der Technischen Universität Dortmund. Im Falle eines mehrfachen oder sonstigen schwerwiegenden Täuschungsversuches kann der Prüfling zudem exmatrikuliert werden. (§ 63 Abs.5 Hochschulgesetz - HG - )

Die Abgabe einer falschen Versicherung an Eides statt wird mit Freiheitsstrafe bis zu 3 Jahren oder mit Geldstrafe bestraft.

Die Technische Universität Dortmund wird gfs. elektronische Vergleichswerkzeuge (wie z.B. die Software „turnitin“) zur Überprüfung von Ordnungswidrigkeiten in Prüfungsverfahren nutzen.

Die oben stehende Belehrung habe ich zur Kenntnis genommen:

Dortmund, den 20. 12. 2016

---

Ort, Datum

---

Unterschrift



---

# Kurzfassung

Durch die politische Förderung der erneuerbaren Energien, welcher Kernaspekt des Erneuerbaren-Energien-Gesetz ist, ist von einem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien auszugehen. Da der Großteil der dezentralen Erzeugungsanlagen auf Mittel- und Niederspannungsebene angeschlossen ist, stehen vor allem die Verteilnetze in Schwachlastzeiten und stark fluktuierender Einspeisung vor neuen Herausforderungen. Demand Side Integration kann mittels modellprädiktiver Regelung dabei helfen, die stark fluktuierende Einspeisung in Verbindung mit Speichersystemen auszugleichen und dadurch die Netzintegration der dezentralen Stromerzeuger zu erleichtern und die Effizienz der Verteilnetze zu verbessern. Für die Regelung mehrerer Haushaltssysteme sind modellprädiktive Regelungsarchitekturen notwendig. Diese können prinzipiell zentralisiert, verteilt oder dezentral konzipiert werden.

Daher ist das Ziel dieser Arbeit eine Vergleichsstudie für die Optimierung der Leistungsbilanz in Niederspannungsnetzen zwischen einer zentralisiert, hierarchisch-verteilt und dezentral modellprädiktiven Regelungsarchitektur anzustellen.

Die Ergebnisse zeigen, dass auf Grund der nicht gegebenen Skalierbarkeit der zentralisiert modellprädiktiven Regelungsarchitektur, die dezentral und hierarchisch-verteilte Lösung zur Diskussion stehen und die Ergebnisse der hierarchisch-verteilten Lösung durch Weiterentwicklung der Preisberechnung verbessert werden können.

## Abstract

Due to political support of renewable energies, which are core aspect of the Renewable Energy Act, further expansion of renewable energies are expected. As the main part of decentralized power plants is connected to medium and low voltage level, distribution networks are faced with new challenges in periods of light traffic and highly fluctuating feed-in. Demand-side integration combined with model predictive control and storage systems is able to balance highly fluctuating feed-in and thus to facilitate grid integration and to improve efficiency of distribution networks. To control multiple household systems, model predictive control architectures are required. These architectures can basically be centralized, distributed or decentralized designed.

Therefore the aim of this work is to create a comparative study for power balance optimization between a centralized, hierarchical distributed and decentralized model predictive control architecture.

The results reveal, that based on not given scalability for the centralized model predictive control architecture, the decentralized and hierarchical distributed solution are under consideration and the results of the hierarchical distributed solution could be improved through development of the price calculation.



---

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Literaturüberblick und Beiträge der Arbeit</b>	<b>3</b>
<b>3</b>	<b>Grundlagen</b>	<b>7</b>
3.1	Modellprädiktive Regelung . . . . .	7
3.2	Zielfunktion . . . . .	9
3.3	Prozessmodell . . . . .	10
<b>4</b>	<b>Szenarien</b>	<b>13</b>
4.1	Referenzszenario . . . . .	13
4.1.1	Netz- und Systemtopologie . . . . .	13
4.1.2	Mathematische Systembeschreibung . . . . .	15
4.2	Alternativszenario . . . . .	17
4.2.1	Netz- und Systemtopologie . . . . .	17
4.2.2	Mathematische Systembeschreibung . . . . .	18
<b>5</b>	<b>Modellprädiktive Regelungsarchitekturen</b>	<b>21</b>
5.1	Referenzszenario . . . . .	21
5.1.1	Dezentral modellprädiktive Regelungsarchitektur . . . . .	22
5.1.2	Zentralisiert modellprädiktive Regelungsarchitektur . . . . .	23
5.1.3	Hierarchisch-verteilt modellprädiktive Regelungsarchitektur . . . . .	25
5.2	Alternativszenario . . . . .	26
<b>6</b>	<b>Simulation</b>	<b>29</b>
6.1	Simulationskonfiguration . . . . .	29
6.2	Simulationsparameter . . . . .	29
6.2.1	Referenzszenario . . . . .	30
6.2.2	Alternativszenario . . . . .	31
6.3	Kennzahlen . . . . .	33
<b>7</b>	<b>Untersuchungen und Ergebnisse des Referenzszenarios</b>	<b>39</b>
7.1	Identische Lastprofile . . . . .	39
7.1.1	Dezentral . . . . .	39

---

7.1.2	Zentralisiert . . . . .	42
7.1.3	Hierarchisch-verteilt . . . . .	45
7.1.4	Vergleich der Regelungsarchitekturen . . . . .	50
7.2	Unterschiedliche Lastprofile . . . . .	53
7.2.1	Dezentral . . . . .	53
7.2.2	Zentralisiert . . . . .	57
7.2.3	Hierarchisch-verteilt . . . . .	61
7.2.4	Vergleich der Regelungsarchitekturen . . . . .	67
<b>8</b>	<b>Untersuchungen und Ergebnisse des Alternativszenarios</b>	<b>73</b>
8.1	Dezentral . . . . .	73
8.2	Zentralisiert . . . . .	76
8.3	Hierarchisch-verteilt . . . . .	79
8.4	Vergleich der Regelungsarchitekturen . . . . .	83
<b>9</b>	<b>Vergleich der Szenarien</b>	<b>89</b>
<b>10</b>	<b>Zusammenfassung und Ausblick</b>	<b>93</b>
<b>A</b>	<b>Anhang</b>	<b>95</b>
	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>109</b>

# Symbol- und Abkürzungsverzeichnis

## Abkürzungen

Bat	Batterie
DSI	Demand Side Integration
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EMU	Energy Management Unit
HP	Wärmepumpe
MAS	Multi-Agent Systeme
MIQP	Mixed Integer Quadratic Program
MM	Market Maker
MPC	Modellprädiktive Regelung
MPP	Maximum-Power-Point
MS	Mittelspannung
NS	Niederspannung
PV	Photovoltaik
QP	Quadratic Program
SISO	Single Input Single Output

## Indizes

TES	Wärmespeicher
$h$	Haushalt
$l$	Iteration
$max$	Maximale
$min$	Minimale

## Symbole

$\bar{\pi}_l$	Durchschnittliche Nachfrage
$\Delta P^c$	Maximale Änderung der Ladeleistung
$\Delta P^d$	Maximale Änderung der Entladeleistung
$\eta^c$	Wirkungsgrad Ladung

---

$\eta^d$	Wirkungsgrad Entladung
$\eta^{sd}$	Wirkungsgrad Selbstentladung
$\eta_{\text{Solar-WR}}$	Wirkungsgrad Solarwechselrichter
$\pi$	Residuallast
$\pi_l$	Prognostizierte Nachfrage
$\Psi$	Netzbeanspruchung
$\rho$	Dichte
DoD	Entladetiefe
JAZ	Jahresarbeitszahl
PTP	Peak-To-Peak
RMS	Root-Mean-Square
$\theta$	Änderungsrate Preisberechnung
$\xi$	Systemverluste
$a$	Autarkiegrad
$b$	Binäre Variable
$c$	Nutzbare Speicherkapazität
$c^{\text{exp}}$	Exportpreis
$c^{\text{imp}}$	Importpreis
$c^{\text{opt}}$	Optimale Speicherkapazität
$e$	Eigenverbrauchsquote
$H$	Anzahl von Haushalten
$h$	Haushalt
$J$	Zielfunktion
$k$	Zeitschritt
$L$	Anzahl an Iterationen
$N$	Prädiktionshorizont
$P^c$	Ladeleistung
$P_{\text{th}}^{\text{Dhw}}$	Leistung Warmwasserbedarf
$P^d$	Entladeleistung
$P^{\text{exp}}$	Exportleistung
$P_{\text{el}}^{\text{Hp}}$	Elektrische Leistung der Wärmepumpe
$P_{\text{th}}^{\text{Hp}}$	Thermische Leistung der Wärmepumpe
$P^{\text{imp}}$	Importleistung
$P^l$	Haushaltslast
$P^{\text{reav}}$	Verfügbare PV-Leistung
$P^{\text{reu}}$	Nutzbare PV-Leistung
$P_{\text{th}}^{\text{Sh}}$	Leistung Gebäudeheizung
$Q_{\text{LA}}$	Leitungsaufheizungsverluste
$Q_Z$	Zirkulationsverluste
$SoC$	Ladezustand
$T$	Temperatur

---

$t$	Zeit
$t_{CPU}$	Optimierungszeit
$u$	Kontrollsignal
$V$	Volumen
$w$	Referenztrajektorie
$y$	Regelgröße



# Abbildungsverzeichnis

3.1	Modellprädiktive Regelungsstrategie [1] . . . . .	8
3.2	Modellprädiktive Regelungsstruktur . . . . .	9
3.3	Referenztrajektorie [1] . . . . .	10
4.1	Netztopologie Referenzszenario: Strahlennetz . . . . .	14
4.2	Systemtopologie PV-Batterie-System . . . . .	14
4.3	Netztopologie Alternativszenario: Strahlennetz . . . . .	17
4.4	Systemtopologie PV-Wärmepumpe-System . . . . .	18
5.1	Dezentral modellprädiktive Regelungsarchitektur . . . . .	22
5.2	Zentralisiert modellprädiktive Regelungsarchitektur . . . . .	24
5.3	Hierarchisch-verteilt modellprädiktive Regelungsarchitektur . . . . .	27
7.1	Dezentral: Ergebnisse identischer Lastprofile . . . . .	40
7.2	Zentralisiert: Ergebnisse identischer Lastprofile . . . . .	43
7.3	Zentralisiert: Batterie- und Netznutzung Haushalte . . . . .	44
7.4	Hierarchisch-verteilt: Ergebnisse identischer Lastprofile . . . . .	46
7.5	Hierarchisch-verteilt: Netznutzung und Preise . . . . .	47
7.6	Hierarchisch-verteilt: Exportleistung Phase 1 . . . . .	48
7.7	Vergleich: Residuallast identischer Lastprofile . . . . .	51
7.8	Dezentral: Ergebnisse unterschiedlicher Lastprofile . . . . .	54
7.9	Dezentral: Netzbeanspruchung Phase 3 . . . . .	56
7.10	Zentralisiert: Ergebnisse unterschiedlicher Lastprofile . . . . .	57
7.11	Zentralisiert: Haushalt 3 in Phase 2 . . . . .	58
7.12	Zentralisiert: Netzbeanspruchung Phase 3 . . . . .	59
7.13	Hierarchisch-verteilt: Ergebnisse unterschiedlicher Lastprofile . . . . .	62
7.14	Hierarchisch-verteilt: Haushalt 3 in Phase 2 . . . . .	63
7.15	Hierarchisch-verteilt: Netzbeanspruchung Phase 3 . . . . .	64
7.16	Hierarchisch-verteilt: Netznutzung und Preise unterschiedlicher Lastprofile . . . . .	65
7.17	Vergleich: Netzbeanspruchung unterschiedlicher Lasten . . . . .	70
8.1	Dezentral: Ergebnisse . . . . .	74
8.2	Dezentral: Haushalt 3 in Phase 2 . . . . .	75

---

8.3	Zentralisiert: Ergebnisse . . . . .	77
8.4	Zentralisiert: Haushalt 3 in Phase 2 . . . . .	78
8.5	Hierarchisch-verteilt: Ergebnisse . . . . .	80
8.6	Hierarchisch-verteilt: Haushalt 3 in Phase 2 . . . . .	81
8.7	Hierarchisch-verteilt: Netznutzung und Preise . . . . .	82
8.8	Vergleich: Netzbeanspruchung . . . . .	86
9.1	Szenario Vergleich: Residuallast . . . . .	90
A.1	Solarmodul: Sunmodule Plus SW 260 poly . . . . .	96
A.2	Solarwechselrichter: Sunplug eco 5.5 TL3i . . . . .	97
A.3	Energiespeicher: SunPac LiOn 8 . . . . .	98
A.4	Wärmepumpe: flexo THERM exclusive VWF 57/4 . . . . .	99
A.5	Zentralisiert: Netzbeanspruchung Phase 1 Pv-Bat . . . . .	100
A.6	Zentralisiert: Netzbeanspruchung Phase 2 Pv-Bat . . . . .	101
A.7	Hierarchisch-verteilt: Ergebnisse unterschiedlicher Lastprofile Pv-Bat, $\theta = 0,1$ . . . . .	102
A.8	Zentralisiert: Netzbeanspruchung Phase 1 Pv-Hp . . . . .	103
A.9	Zentralisiert: Netzbeanspruchung Phase 2 Pv-Hp . . . . .	104
A.10	Zentralisiert: Netzbeanspruchung Phase 3 Pv-Hp . . . . .	105
A.11	Dezentral: Ergebnisse für Vergleich Pv-Hp . . . . .	106
A.12	Zentralisiert: Ergebnisse für Vergleich Pv-Hp . . . . .	107
A.13	Hierarchisch-verteilt: Ergebnisse für Vergleich Pv-Hp . . . . .	108

## Tabellenverzeichnis

6.1	Simulationsparameter Referenzszenario Zusammenfassung . . . . .	31
6.2	Parameter: Thermische Zirkulationsverluste . . . . .	32
6.3	Parameter: Thermische Leitungsaufheizungsverluste . . . . .	33
6.4	Simulationsparameter Alternativszenario Zusammenfassung . . . . .	33
7.1	Dezentral: Kennzahlen identischer Lastprofile . . . . .	41
7.2	Zentralisiert: Kennzahlen identischer Lastprofile . . . . .	45
7.3	Hierarchisch-verteilt: Parameter identischer Lastprofile . . . . .	46
7.4	Hierarchisch-verteilt: Kennzahlen identischer Lastprofile . . . . .	49
7.5	Vergleich: Kennzahlen . . . . .	50
7.6	Dezentral: Kennzahlen unterschiedlicher Lastprofile . . . . .	55
7.7	Zentralisiert: Kennzahlen unterschiedlicher Lastprofile . . . . .	60
7.8	Hierarchisch-verteilt: Parameter unterschiedlicher Lastprofile . . . . .	61
7.9	Hierarchisch-verteilt: Kennzahlen unterschiedlicher Lastprofile . . . . .	66
7.10	Vergleich: Kennzahlen unterschiedlicher Lastprofile . . . . .	67
7.11	Vergleich: Kennzahlen unterschiedlicher Lastprofile, $k = 38,39$ bereinigt . . . . .	68
7.12	Vergleich: Importierte und exportierte Energie . . . . .	69
7.13	Vergleich: Kennzahlen Rangfolge . . . . .	71
8.1	Dezentral: Kennzahlen . . . . .	76
8.2	Zentralisiert: Kennzahlen . . . . .	79
8.3	Hierarchisch-verteilt: Kennzahlen . . . . .	83
8.4	Vergleich: Kennzahlen . . . . .	83
8.5	Vergleich: Importierte und exportierte Energie . . . . .	85
8.6	Vergleich: Kennzahlen Rangfolge . . . . .	86
9.1	Vergleich der Szenarien: Kennzahlen . . . . .	91
9.2	Vergleich der Szenarien: Rangfolge Kennzahlen . . . . .	92
A.1	Sensitivitätsanalyse: Hierarchisch-verteilt Pv-Bat . . . . .	95
A.2	Sensitivitätsanalyse: Hierarchisch-verteilt Pv-Hp . . . . .	95



# 1 Einleitung

Das deutsche Energieversorgungssystem befindet sich, seit dem Beschluss des Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) im Jahre 2000, vor einem grundlegenden Wandel. Kernstück des EEG, welches seither konstant weiterentwickelt wurde, ist der Ausbau der erneuerbaren Energien (EE). In [2] wird der Anteil der EE an der Bruttostromerzeugung mit, Stand August 2016, 29,0 % angegeben. Durch die Ziele der Bundesregierung, den Anteil der EE an der Stromversorgung bis 2050 auf gut 80 % auszuweiten, ist von einem weiteren Zubau der EE auszugehen.

Da der Großteil der EE auf Mittel- und Niederspannungsebene angeschlossen ist, sind die Verteilnetze besonders von der Zunahme dezentraler Stromerzeuger und der damit verbundenen Zunahme fluktuierender Einspeisung betroffen. Mittels Demand Side Integration (DSI) kann die fluktuierende Einspeisung ausgeglichen, dadurch die Netzintegration sowie die Effizienz der Verteilnetze verbessert werden. In diesem Zusammenhang bieten Speichersysteme, wie Batterien oder Wärmespeicher, ein großes Potential auf Niederspannungsebene. Die DSI kann mittels modellprädiktiver Regelung (MPC) erfolgen. Für die Regelung mehrerer Haushalte sind modellprädiktive Regelungsarchitekturen, welche prinzipiell zentralisiert, verteilt oder dezentral gestaltet werden können, notwendig. Die verschiedenen Regelungsarchitekturen besitzen unterschiedliche Vor- und Nachteile. Daher wird in dieser Arbeit die Optimierung der Leistungsbilanz in Niederspannungsnetzen verschiedener modellprädiktiver Regelungsarchitekturen untersucht. Die Optimierung der Leistungsbilanz bedeutet in diesem Zusammenhang, dass Haushalte konstant niedrige Import- und Exportleistungen aufweisen. Dies hat eine bessere Planbarkeit für die Markt- und Netzintegration zur Folge und erhöht die Transparenz bei der Direktvermarktung. Darüber hinaus entstehen dadurch technische Vorteile durch Spitzenminimierung.

Die Ziele dieser Arbeit sind daher die Optimierung der Leistungsbilanz in Niederspannungsnetzen durch die Verwendung verschiedener modellprädiktiver Regelungsarchitekturen. Hierfür muss anfänglich eine zentralisiert, hierarchisch-verteilt und dezentral modellprädiktive Regelungsarchitektur implementiert werden. Das Niederspannungsnetz soll durch zwei verschiedene Szenarien abgebildet werden. Die Photovoltaik-Batterie-Systeme (Pv-Bat) sollen als Referenzszenario dienen und das Alternativszenario aus Photovoltaik-Wärmepumpen-Systemen (Pv-Hp) bestehen. Im Anschluss sollen beide Szenarien verglichen und anhand geeigneter Kennzahlen hinsichtlich der Optimierung der Leistungsbilanz bewertet werden. Hierfür soll u.a. eine Kennzahl, die die Effizienz des Gesamtsystems abbildet, in die Bewertung einbezogen werden.

Die Arbeit gliedert sich wie folgt: Zunächst werden in Kapitel 2 die wichtigsten Ergebnisse der Literaturrecherche zusammengefasst und die Beiträge dieser Arbeit aufgelistet. In Kapitel 3 werden die Grundlagen der modellprädiktiven Regelung vorgestellt. Anschließend wird in Kapitel 4 die Modellierung des Referenzszenarios und des Alternativszenarios vorgestellt. In Kapitel 5 werden detailliert die dezentral, zentralisiert und hierarchisch-verteilt modellprädiktive Regelungsarchitektur, welche den Kern dieser Arbeit abbilden, erläutert. In Kapitel 6 werden die Simulationsparameter festgelegt, die Simulationskonfiguration und die verschiedenen Kennzahlen, die für eine Bewertung hinsichtlich der Optimierung der Leistungsbilanz relevant sind, vorgestellt. Kapitel 7 stellt die Untersuchungen und Ergebnisse des Referenzszenarios für identische und unterschiedliche Lastprofile vor. Abschließend werden die verschiedenen Regelungsarchitekturen verglichen und hinsichtlich der Optimierung der Leistungsbilanz bewertet. Kapitel 8 legt die Untersuchungen und Ergebnisse des Alternativszenarios für verschiedene Regelungsarchitekturen offen und vergleicht und bewertet diese abschließend ebenfalls hinsichtlich der Optimierung der Leistungsbilanz. In Kapitel 9 werden beide Szenarien miteinander verglichen und wesentliche Unterschiede und Gemeinsamkeiten herausgestellt. Zudem soll geprüft werden, ob sich eine generelle Aussage bezüglich der Qualität der verschiedenen Regelungsarchitekturen für beide Szenarien treffen lässt. Zum Schluss werden in Kapitel 10 die Ergebnisse dieser Arbeit zusammengefasst und ein Ausblick auf den Weiterentwicklungsbedarf gegeben.

---

## 2 Literaturüberblick und Beiträge der Arbeit

In diesem Kapitel sollen die wichtigsten Ergebnisse der Literaturrecherche kurz zusammengefasst werden. Die Literaturrecherche fokussiert sich auf die Themen Demand Side Integration (DSI) mit Speichertechnologien, modellprädiktive Regelung (MPC), agentenbasierte Modellierung und Simulation sowie auf unterschiedliche Steuerungsansätze und soll etwaige Forschungslücken in diesen Bereichen identifizieren.

Generell lässt sich die Struktur möglicher MPC-Ansätze, wie in [3] beschrieben, zwischen einer zentralisiert, hierarchisch-verteilt, verteilt und dezentral modellprädiktiven Regelungsarchitektur unterscheiden. Im zentralisierten Ansatz existiert lediglich eine zentrale Einheit, welche Informationen über den Systemzustand erhält und über Eingriffe entscheidet. Im hierarchisch-verteilt modellprädiktiven Regelungsansatz gibt es einen Agenten auf oberster Ebene, welcher Informationen über das gesamte System erhält und der unteren Ebene durch Preisänderungen indirekt bestimmte Steuerungsziele vorgibt. Die untere Ebene besteht aus Haushalten, welche Informationen untereinander austauschen können, um das Steuerungsziel gemeinsam zu erreichen. Im verteilt modellprädiktiven Regelungsansatz gibt es lediglich die Haushalte, die nur Teilinformationen über das Gesamtsystem erhalten und sich untereinander austauschen können, um bestimmte Aufgaben zu erfüllen. Der Unterschied beim dezentral modellprädiktiven Ansatz liegt darin, dass die Haushalte untereinander keine Informationen austauschen und auf Basis der lokal implementierten Steuerung handeln.

Neben den oben genannten Strukturen existieren Multi-Agent Systeme (MAS). [4] gibt im Bereich der Laststeuerung einen Überblick über existierende MAS-Systeme und nennt Vorteile der MAS Technologie sowohl aus der physikalischen als auch der ökonomischen Perspektive. Auf der Verteilnetzebene besteht der standardisierte agentenbasierte-Ansatz aus 3 hierarchischen Ebenen. Einem *Coordination Agent*, darunter mehrere *Local Controller Agents* und darunter wiederum mehrere *Device Controller Agents*. Für den Netzbetreiber haben MAS, verknüpft mit der Spieltheorie oder mikroökonomischen Modellen, den Vorteil, dass sie die operative Arbeit der Netzbetreiber durch Abbilden des gesamten Marktmodells unterstützen und dazu beitragen, Netzausfälle zu verhindern. Aus Sicht der Energiehändler können MAS dabei helfen individuelle Verträge mit Kunden zu schließen, da diese unterschiedlich auf Änderungen der Preissignale reagieren. Aus Sicht der Verteilnetzbetreiber helfen MAS das vorhandene Verteilnetz intelligenter zu gestalten, die Möglichkeit von Generation und Speicherung zu integrieren und Vermögenswerte zu optimieren. Kunden können durch strategisches Mitwirken im Markt ihren Profit ma-

ximieren oder ihre Kosten minimieren. Die folgende Literatur untersucht die zuvor genannten Strukturen für unterschiedliche Systeme.

In [5] wird eine zentralisiert, dezentral und neuartig hierarchisch-verteilt modellprädiktive Regelungsarchitektur in einem System mit mehreren Haushalten, bestehend aus PV und Batteriespeichern, untersucht. Die neuartige hierarchisch verteilte Regelungsarchitektur besteht aus einem sogenannten *Market Maker*, mit dem alle Haushalte über Smart Meter kommunizieren können. Der *Market Maker* implementiert eine iterative Strategie, bei der Preise für den Kauf und Verkauf von Strom so festgelegt werden, dass die Residuallast der Haushalte im Verteilnetz minimiert wird. Jeder Haushalt löst das eigene, auf MPC basierende, Kostenminimierungsproblem und sendet die prädizierten Lastverläufe zum *Market Maker*, der auf Basis aller Verläufe die Preise aktualisiert. Der zentralisierte Ansatz zeigt das optimale Ergebnis bezüglich der Glättung der Residuallast, ist allerdings mit einer hohen Komplexität bei der Implementierung und hohem rechnerischem Aufwand verbunden. Der hierarchisch verteilte Ansatz erzielt fast das gleiche Ergebnis in der Spitze-Spitze Abweichung der Residuallast und benötigt keine besonders hohe Rechenzeit für das Optimierungsproblem. Der dezentrale Ansatz benötigt keine Kommunikationsinfrastruktur, erzielt jedoch schlechtere Ergebnisse. Für eine große Anzahl von Haushalten wird das Optimierungsproblem für den zentralisierten Ansatz zu groß, sodass dieses in keiner befriedigenden Zeit gelöst werden könnte. Für eine Anzahl von 300 Haushalten wird festgestellt, dass der dezentralisierte Ansatz in der Spitze-Spitze Abweichung der Residuallast unerwartet bessere Ergebnisse erzielt, als der hierarchisch verteilte Ansatz; hinsichtlich dem Effektivwert der Abweichung jedoch nicht. Dies bedarf laut Autoren weiterer Untersuchungen.

In [6] und [7] wird versucht ein Energiegleichgewicht in einer Gruppe von Prosumenten mit mikro-KWK-Anlagen, basierend auf einem Preis-Mechanismus, herzustellen. Jeder Prosument erhält Informationen über individuelle Residuallasten, die als Preissignale interpretiert werden können, von seinem Nachbarn basierend auf der vorliegenden Netztopologie, die durch eine Informationsmatrix abgebildet wird. Die lokale Steuerungsstrategie wird durch einen verteilten modellprädiktiven Regelungsansatz bestimmt, sodass im Verbund ein Energiegleichgewicht erreicht werden kann. Diese Methode erzeugt ein spezifisches Preissignal für jeden Prosumenten. Außerdem werden die Simulationen auch für einen zentralisierten MPC-Ansatz durchgeführt und die Lösung mittels Quadratic Program (QP) und Mixed Integer Quadratic Program (MIQP) generiert. Es zeigt sich, dass die Lösung des MIQP das Energiegleichgewicht besser erreicht und die Gesamtkosten des Netzwerkes um etwa 25% geringer ausfallen als die Lösung des QP. Die verteilte Umsetzung hat höhere Kosten in beiden Fällen, allerdings den Vorteil, dass für eine große Anzahl von Haushalten die Optimierungszeit gegen einen gewissen Wert konvergiert, wohingegen ab einer Anzahl von 25 Haushalten für die zentralisierte Umsetzung keine Optimierungslösung innerhalb 1 Minute gefunden werden konnte. Das Informationsnetzwerk könnte entweder durch den freien Markt auf die technische Leistung optimiert oder durch verschiedene Energiekonzerne unabhängig voneinander geformt werden. Somit könnte entweder der Verteilnetzbetreiber

---

das Informationsnetzwerk organisieren und den Endverbrauchern die bereitgestellte Flexibilität vergüten oder das Informationsnetzwerk wird durch Aggregatoren/Agenten, die im Auftrag vieler Endverbraucher handeln, geformt. Wenn außerdem die Preisfluktuation transparent für den Endkunden gemacht wird, besteht Grund zu der Annahme, dass sich neben der Flexibilität in der Stromerzeugung, auch Flexibilität in der Nachfrage einstellen wird.

In [8] wird eine zentralisiert modellprädiktive Regelungsstrategie für mehrere Microgrids vorgestellt, die kooperativ Energie untereinander austauschen können, um die globalen Vorteile zu maximieren. Die Microgrids bestehen aus verschiedenen Systemen (PV, Windkraftanlagen, Energiespeichern, *Energy Management Unit*: EMU). Die EMU empfängt und sendet Daten an die anderen Systeme und kann außerdem, im Falle eines Netzwerkfehlers, einzelne Microgrids vom Netz trennen. Die gesammelten Informationen werden an den *Global Central Controller* weitergeleitet, der die Informationen aller Microgrids sammelt und die zentralisiert modellprädiktive Regelungsstrategie bestimmt. Es kann gezeigt werden, dass der koordinative Austausch zwischen Microgrids zu einem Anstieg in der Nutzung von erneuerbaren Energien führt, den Microgrids allgemein mehr Flexibilität gewährt und der Energiebezug vom Verteilnetzbetreiber stark abnimmt.

Bei einer variablen Strompreisstruktur kommt es unter den Marktteilnehmern zu Wettbewerb. In [9] wird daher ein spieltheoretischer Ansatz mit MPC für DSI verknüpft. Es wird ein lokales Netzwerk bestehend aus dezentralen PV-Erzeugungsanlagen und Energiespeichern unter Beachtung der Spieltheorie analysiert. Aktive Verbraucher minimieren, im Wettbewerb zu anderen aktiven Verbrauchern stehend, ihre Kosten durch aktive strategische Regelung ihrer Energiespeicher. Passive Nutzer profitieren von sinkenden Strompreisen durch reduzierte Lastspitzen im lokalen Netzwerk, wenn der Preis einen Leistungsbezug hat.

Die zuvor genannten Studien betrachten mehrere Haushalte. Nachfolgend wird eine Regelungsstrategie eines einzelnen Haushalts vorgestellt, um das Potential der DSI zu optimieren. In [10] wurde versucht mit Hilfe verschiedener Zielfunktionen ein System bestehend aus PV-Anlage, Wärmepumpe, Wärmespeicher und dem Gebäude als Wärmespeicher das Potential der DSI zu optimieren. Das Ziel hierbei ist es Leistungsspitzen am Verknüpfungspunkt zwischen Microgrid und Verteilnetz zu minimieren. Hierfür wird die Differenz zwischen PV-Erzeugung und lokalem Verbrauch minimiert. Mit Hilfe modellprädiktiver Regelung kann das zukünftige Verhalten von Wärmespeicher und Wärmepumpe über einen endlichen Zeitraum berechnet werden, um die o.g. Differenz durch das Verschieben der Betriebszeiten der Wärmepumpe unter Nutzung der Flexibilitäten, die Wärmespeicher und die Speicherkapazität des Hauses bereitstellen, zu minimieren. Es kann gezeigt werden, dass eine quadratische Zielfunktion (DR-L2) hinsichtlich Leistungsspitzenreduzierung größtes Potential bei gleichzeitig geringer Beeinträchtigung des Wärmekomforts besitzt. Außerdem gibt es einen Zielkonflikt zwischen Wärmekomfort, Leistungsspitzenreduzierung und der Optimierungszeit. Dieser Ansatz wird für weitere Technologien wie mini-KWK

und Batterien untersucht. Zusätzlich sollen ein dezentraler MPC-Ansatz und ein zentralisierter MPC-Ansatz für den Netzbetrieb mit DSI bewertet werden.

Insgesamt zeigt die Literaturrecherche einige Forschungslücken auf. Erstens werden Untersuchungen mit Systemen durchgeführt, die entweder Wärme-Flexibilitäten oder Lastverschiebungspotentiale durch PV-Batterie-Systeme bieten, aber beide Varianten nicht zusammen untersuchen und vergleichen. Zweitens wird das Gebäude als Speicher nicht für mehrere Haushalte in die Untersuchungen einbezogen. Drittens wird die Raumtemperatur ebenfalls nur für einzelne Haushalte als Regelgröße implementiert. Viertens werden in den Untersuchungen für Wärmetechnologien keine Prognosefehler eingebaut, sodass eine Annahme von perfekten Vorhersagen getroffen wird. Fünftens wird die Effizienz des Gesamtsystems oder eines Haushaltes, bspw. abzüglich Speicherverlusten, nicht als Kenngröße für die Bewertung der Architekturen verwendet.

Die vorliegende Arbeit konzentriert sich auf die Punkte eins und fünf der zuvor genannten Forschungslücken. Die verbleibenden Forschungslücken können als Bestandteil zukünftiger Arbeiten untersucht werden. Somit ergeben sich aus dieser Arbeit folgende Beiträge:

- Die Untersuchung und der Vergleich einer dezentral, zentralisiert und hierarchisch-verteilt modellprädiktiven Regelungsarchitekturen für PV-Batterie-Systeme **und** PV-Wärmepumpen-Systeme
- Die Anpassung bestehender Regelungsarchitekturen an PV-Wärmepumpen-Systeme
- Die Anpassung der Zielfunktionen der einzelnen modellprädiktiven Regelungsarchitekturen, um eine konstante Import- oder Exportleistung der einzelnen Haushalte zu erhalten
- Die Entwicklung einer Kennzahl, die die Effizienz des Gesamtsystems für PV-Batterie-Systeme und PV-Wärmepumpen-Systeme bestimmt und deren Bewertung für die verschiedenen modellprädiktiven Regelungsarchitekturen

## 3 Grundlagen

Das Grundlagenkapitel beschäftigt sich mit der modellprädiktiven Regelung. Dafür wird beginnend in Abschnitt 3.1 die Strategie der modellprädiktiven Regelung und eine allgemeine modellprädiktive Regelungsstruktur erläutert. In Abschnitt 3.2 wird eine allgemeine Zielfunktion der modellprädiktiven Regelung vorgestellt, welche dabei hilft die Ziele der modellprädiktiven Regelung zu erreichen. Abschließend wird in Abschnitt 3.3 ein allgemeingültiges Prozessmodell der modellprädiktiven Regelung aufgestellt und aufgezeigt, wie durch die Minimierung der Zielfunktion die Berechnung der zukünftigen Kontrollfolge dazu führt, dass die Ausgangsgrößen der Referenztrajektorie folgen.

### 3.1 Modellprädiktive Regelung

Die modellprädiktive Regelung beschreibt keine explizite Regelungsstrategie, sondern viel mehr ein Konzept, mit Hilfe dessen durch die Nutzung eines Modells ein gewünschter zukünftiger Verlauf der Regelgrößen durch die Minimierung einer Zielfunktion erreicht werden kann. In [1] wird die allgemeine MPC-Strategie, welche in Abbildung 3.1 grafisch dargestellt ist, wie folgt beschrieben:

1. Zukünftige Regelgrößen  $y(t+k|t)$  werden zu jedem Zeitpunkt  $t$  durch Verwendung eines Prozessmodells für den Prädiktionshorizont  $N$  vorhergesagt, bzw. berechnet. Die Schreibweise  $(t+k|t)$  bezeichnet den Wert einer Variable zum Zeitpunkt  $t+k$ , welche zum Zeitpunkt  $t$  berechnet wurde. Die zukünftigen Regelgrößen  $y(t+k|t)$  für  $k=1, \dots, N$  basieren auf den vergangenen Regelgrößen  $y(t)$ , vergangenen Kontrollsignalen  $u(t)$  und auf den zukünftigen Kontrollsignalen  $u(t+k|t)$ , welche für  $k=0, \dots, N-1$  berechnet werden und an das Prozessmodell gesendet werden.
2. Die zukünftigen Kontrollsignale  $u(t+k|t)$  werden durch die Optimierung eines bestimmten Kriteriums, meistens durch die Minimierung einer Zielfunktion  $J$ , berechnet, um den zukünftigen Verlauf der Regelgrößen  $y(t+k|t)$  so nah wie möglich an der Referenztrajektorie  $w(t+k)$  zu halten. Die Referenztrajektorie  $w(t+k)$  kann dabei dem zukünftigen Verlauf der Regelgrößen entsprechen  $y(t+k|t)$  oder dieser annähernd entsprechen und wird als bekannt vorausgesetzt. Das bestimmte Kriterium, welches meist aus einer Zielfunktion  $J$  ausgedrückt wird, hat meistens eine quadratische Form, um Fehler zwischen

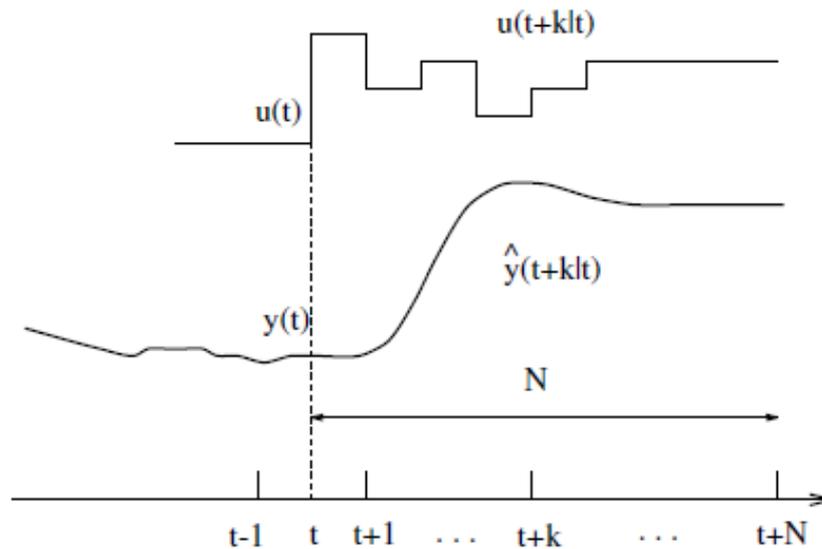


Abbildung 3.1: Modellprädiktive Regelungsstrategie [1]

den zukünftigen Regelgrößen  $y(t+k|t)$  und dem Verlauf der Referenztrajektorie  $w(k+t)$  zu minimieren.

3. Das Kontrollsignal  $u(t|t)$  wird an das Prozessmodell gesendet, wohingegen die zeitlich folgenden Kontrollsignale verworfen werden, denn im nächsten Zeitschritt wird Schritt 1. mit den aktualisierten Werten wiederholt. Für den nächsten Zeitschritt  $t+1$  wird der Prädiktionshorizont  $N$  verschoben, weshalb von einem zurückweichenden Horizont gesprochen wird, und die neue optimale Kontrollfolge  $u(t+1|t+1)$  berechnet. Die neue Kontrollfolge  $u(t+1|t+1)$  sollte sich auf Grund der aktualisierten Informationslage von der vorherigen Kontrollfolge  $u(t+1|t)$  unterscheiden. Von der Kontrollfolge  $u(t+1|t+1)$  wird erneut lediglich der erste Wert an das Prozessmodell gesendet und die übrigen Werte werden verworfen, solange bis die optimale Kontrollfolge bestimmt ist.

Um die oben beschriebene MPC-Strategie implementieren zu können wird die MPC-Struktur aus Abbildung 3.2, welche in Anlehnung an [1] erstellt wurde, verwendet.

Die Kontrollsignale werden hier durch den Begriff Eingangsgrößen und die Regelgrößen durch den Begriff Ausgangsgrößen ausgedrückt. Es wird ein Modell verwendet, um zukünftige Ausgangsgrößen, basierend auf vergangenen Eingangs- und Ausgangsgrößen und zukünftigen Eingangsgrößen, vorhersagen zu können. Zukünftige Fehler ergeben sich aus der Differenz der prognostizierten Ausgangsgrößen von der Referenztrajektorie. Die Optimierung berechnet unter Verwendung der Zielfunktion, des Modells und der aufgestellten Nebenbedingungen die zukünftigen Eingangsgrößen, welche die zukünftigen Fehler minimieren. Im Folgenden sollen nun die

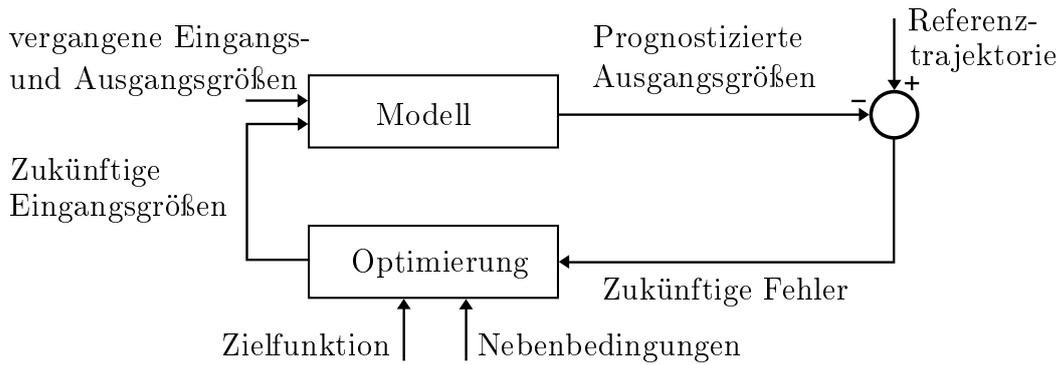


Abbildung 3.2: Modellprädiktive Regulationsstruktur

Grundlagen der wichtigsten MPC Elemente, angefangen mit der Zielfunktion, vorgestellt werden.

### 3.2 Zielfunktion

Verschiedene MPC-Algorithmen können verschiedene Zielfunktionen haben. Eine allgemeine Form wird in [1] vorgestellt, welche durch

$$J(N_1, N_2, N_u) = \sum_{j=N_1}^{N_2} \delta(j) [\hat{y}(t+j|t) - w(t+j)]^2 + \sum_{j=1}^{N_u} \lambda(j) [\Delta u(t+j-1)]^2 \quad (3.1)$$

beschrieben wird. Zukünftige Ausgangsgrößen  $y(t+j)$  sollen für einen bestimmten Prädiktionszeitraum einer Referenztrajektorie  $w(t+j)$  folgen und sich dabei gleichzeitig der nötige Kontrollaufwand  $\Delta u(t+j-1)$  negativ auf die Minimierung der Zielfunktion auswirken. Die Minimierung der Zielfunktion muss nicht über den gesamten Prädiktionshorizont minimiert werden, sondern kann auch vom Startprädiktionszeitpunkt  $N_1$  bis zum Endprädiktionszeitpunkt  $N_2$  minimiert werden. Die Koeffizienten  $\delta(j)$  und  $\lambda(j)$  stellen konstante Werte oder exponentielle Folgen dar, die die Terme der Zielfunktion unterschiedlich gewichten können.

In Abbildung 3.3 ist die Referenztrajektorie  $w(t+k)$  und die zukünftige Entwicklung der Referenztrajektorie  $r(t+k)$ , die a priori bekannt ist, dargestellt.

Die Referenztrajektorie, welche nicht zu jedem Zeitpunkt der zukünftigen Entwicklung der Referenztrajektorie entsprechen muss, kann auch eine Annäherung der aktuellen Ausgangsgröße  $y(t)$  sein, wie in der Abbildung 3.3 zu sehen ist. Die Referenztrajektorie wird in [1] durch

$$w(t) = y(t) \quad (3.2)$$

$$w(t+k) = \alpha w(t+k-1) + (1-\alpha)r(t+k) \quad (3.3)$$

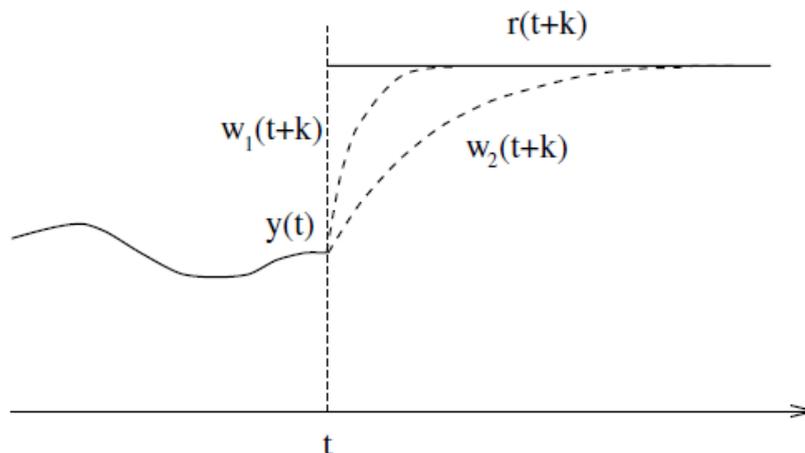


Abbildung 3.3: Referenztrajektorie [1]

mit  $k = 1, \dots, N$  beschrieben. Der Faktor  $\alpha$  kann Werte zwischen 0 und 1 annehmen. Je näher  $\alpha$  an 0 liegt, desto abrupter nähert sich  $w(t+k)$   $r(t+k)$  an. Wie aus der Abbildung 3.3 zu entnehmen ist, besitzt somit  $w_1(t+k)$  ein Wert näher 0 als  $w_2(t+k)$ .

Beschränkungen, die beispielsweise Systemkomponenten hinsichtlich physikalischer Gegebenheiten haben, können durch Nebenbedingungen ausgedrückt werden. Allgemein können die Nebenbedingungen durch

$$\begin{aligned} u_{min} &\leq u(t) \leq u_{max} \quad \forall t \\ du_{min} &\leq u(t) - u(t-1) \leq du_{max} \quad \forall t \\ y_{min} &\leq y(t) \leq y_{max} \quad \forall t \end{aligned}$$

ausgedrückt werden. Üblicherweise ist das Kontrollsignal durch ein minimales  $u_{min}$  und maximales  $u_{max}$  Kontrollsignal beschränkt. Darüber hinaus können minimale Änderungen  $du_{min}$  und maximale Änderungen  $du_{max}$  für die Kontrollfolge  $u(t) - u(t-1)$  existieren. Des Weiteren gibt es häufig minimale  $y_{min}$  und maximale  $y_{max}$  Ausgangsgrößen. Durch das Hinzufügen von Nebenbedingungen, wird das Optimierungsproblem außerdem komplexer.

### 3.3 Prozessmodell

Damit die Ausgangsgrößen verlässlich vorhergesagt werden können, ist das MPC Modell von zentraler Bedeutung. Anfänglich wird ein solches Modell beschrieben und anschließend dazu verwendet, den Ablauf, welcher in [1] beschrieben ist, der Berechnung der zukünftigen Eingangsgrößen zu erläutern. Es bestehen verschiedene Möglichkeiten ein Prozessmodell zu formulieren. Gängige Möglichkeiten ein Prozessmodell zu formulieren sind über die Impulsantwort,

Sprungantwort, Übertragungsfunktion oder ein Zustandsraummodell. Das allgemeine Zustandsraummodell, welches in [1] beschrieben ist, kann in einem *single-input-single-output* (SISO) Fall durch folgende Form ausgedrückt werden:

$$x(t+1) = Ax(t) + Bu(t) \quad (3.4)$$

$$y(t) = Cx(t). \quad (3.5)$$

$x$  stellt dabei den Zustand des Systems dar und  $A, B, C$  die Eingangs- bzw. Ausgangsmatrizen.  $y(t)$  und  $u(t)$  sind in diesem Fall (SISO) Skalare. Für den Fall, dass die Eingangsgröße die Kontrollfolge  $\Delta u(t) = u(t) - u(t-1)$  anstatt des Kontrollsignals  $u(t)$  ist, kann das Zustandsraummodell durch folgende Form beschrieben werden:

$$\begin{bmatrix} x(t+1) \\ u(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ 0 & I \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x(t) \\ u(t-1) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} B \\ I \end{bmatrix} \Delta u(t) \quad (3.6)$$

$$y(t) = \begin{bmatrix} C & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x(t) \\ u(t-1) \end{bmatrix}. \quad (3.7)$$

Durch die Einführung einer neuen Zustandsvariabel  $\bar{x} = [x(t) \ u(t-1)]^T$  kann die Darstellung aus 3.6 und 3.7 in eine Darstellung ähnlich zu 3.4 und 3.5 geformt werden, wobei nun die  $M, N, Q$  durch die entsprechenden Ausdrücke ersetzt wird:

$$\bar{x}(t+1) = M\bar{x}(t) + N\Delta u(t) \quad (3.8)$$

$$y(t) = Q\bar{x}(t). \quad (3.9)$$

Für die Minimierung der Zielfunktion ist es erforderlich die Ausgangsgrößen zu präzisieren. In [11] wurde dahingehend ein rekursives Verfahren angewendet, welches die Ausgangsgrößen wie folgt präzisieren lässt:

$$\hat{y}(t+j) = QM^j \hat{x}(t) + \sum_{i=0}^{j-1} QM^{j-i-1} N \Delta u(t+i). \quad (3.10)$$

Die präzisierten Ausgangsgrößen für den Prädiktionshorizont  $N$  sind nun durch

$$\mathbf{y} = \begin{bmatrix} \hat{y}(t+1|t) \\ \hat{y}(t+2|t) \\ \vdots \\ \hat{y}(t+N_2|t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} QM\hat{x}(t) + QN\Delta u(t) \\ QM^2\hat{x}(t) + \sum_{i=0}^1 QM^{1-i} N \Delta u(t+i) \\ \vdots \\ QM^{N_2}\hat{x}(t) + \sum_{i=0}^{N_2-1} QM^{N_2-1-i} N \Delta u(t+i) \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

gegeben und lassen sich durch

$$\mathbf{y} = \mathbf{F}\hat{x}(t) + \mathbf{H}\mathbf{u} \quad (3.12)$$

vereinfacht ausdrücken. Die zukünftigen Kontrollfolge  $\mathbf{u}$  fasst

$$\mathbf{u} = [\Delta u(t) \quad \Delta u(t+1) \quad \dots \quad \Delta u(t+N_u-1)]^T$$

zusammen.  $\mathbf{H}$  ist eine Dreiecksmatrix, deren Nichtnulleinträge durch  $\mathbf{H}_{ij} = QM^{i-j}N$  bestimmt sind. Die Matrix  $\mathbf{F}$  besteht aus:

$$\mathbf{F} = \begin{bmatrix} QM \\ QM^2 \\ \vdots \\ QM^{N_2} \end{bmatrix}.$$

Die zukünftige Kontrollfolge wird durch die Minimierung der Zielfunktion berechnet, welche für den Fall, dass  $\delta(j) = 1$  und  $\lambda(j) = \lambda$  als

$$J = (\mathbf{H}\mathbf{u} + \mathbf{F}\hat{x}(t) - \mathbf{w})^T (\mathbf{H}\mathbf{u} + \mathbf{F}\hat{x}(t) - \mathbf{w}) + \lambda \mathbf{u}^T \mathbf{u} \quad (3.13)$$

ausgedrückt werden kann.

Für den Fall, dass keine Nebenbedingungen existieren, kann eine analytische Lösung mit

$$\mathbf{u} = (\mathbf{H}^T \mathbf{H} + \lambda \mathbf{I})^{-1} \mathbf{H}^T (\mathbf{w} - \mathbf{F}\hat{x}(t)) \quad (3.14)$$

bestimmt werden. Es wird, wie in Abschnitt 3.1 beschrieben, lediglich der erste Wert der Kontrollfolge  $\Delta u(t)$  an das Modell gesendet. Alle übrigen Werte der Kontrollfolge werden verworfen und die Berechnung für den nächsten Zeitschritt erneut durchgeführt.

## 4 Szenarien

In diesem Kapitel wird in Abschnitt 4.1 das Referenzszenario und in Abschnitt 4.2 das Alternativszenario vorgestellt, modelliert und mathematisch ausgedrückt. Das Referenzszenario besteht aus PV-Batterie-Systemen und das Alternativszenario aus PV-Wärmepumpen-Systemen.

### 4.1 Referenzszenario

Im Folgenden wird zunächst in Unterabschnitt 4.1.1 die Netztopologie des Referenzszenarios bestehend aus Haushalten mit PV-Batterie-Systemen erklärt. Anschließend wird die Systemtopologie eines einzelnen Haushalts erläutert und das Zusammenspiel einzelner Systemkomponenten beschrieben. In Unterabschnitt 4.1.2 wird das Referenzszenario mathematisch durch Nebenbedingungen, die für die Optimierung erforderlich sind, ausgedrückt. Die dort aufgestellten Nebenbedingungen gelten für alle Regelungsarchitekturen.

#### 4.1.1 Netz- und Systemtopologie

Das Referenzszenario, bestehend aus  $H$  Haushalten, wird gemäß der Netztopologie eines einfachen Strahlennetzes nach Abbildung 4.1 modelliert. In Niederspannungsnetzen sind Strahlennetze weit verbreitet, sodass diese Topologie für die schematische Modellierung des Netzes gewählt wurde. Die einfache Planbarkeit und der geringe Schalt- und Schutzaufwand sind von Vorteil. Ein großer Nachteil von Strahlennetzen ist jedoch, dass im Falle eines Fehlers die Versorgung aller Haushalte eines Strahls unterbrochen ist. Darüber hinaus gibt es weitere Nachteile, wie Spannungsabfall und hohe Leitungsverluste am Ende einer langen Leitung. Daher dürfen die Leitungslängen eines Strahls nicht zu groß gewählt werden. In dieser Arbeit jedoch werden Übertragungsverluste nicht berücksichtigt.

Im Referenzszenario verfügt jeder Haushalt über eine PV-Anlage und einen Lithium-Eisenphosphat-Akkumulator. Dieses Szenario stellt somit die maximale Durchdringung von PV-Anlagen dar. Bei sonnigen und wechselnd bewölkten Tagen kann eine hohe Durchdringung von PV-Anlagen in NS-Netzen zu Spannungsanhebungen führen. Zum Einen kann durch konventionelle Planungsmaßnahmen, wie dem Zubau oder dem Ersatz von Standardbetriebsmitteln oder auch der Nutzung regelbarer Ortsnetztransformatoren zwischen der NS- und MS-Ebene,

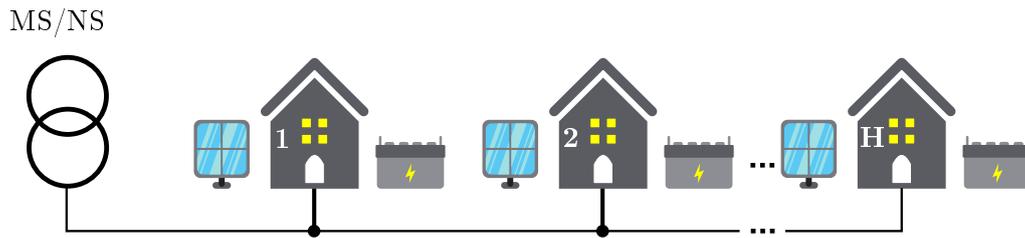


Abbildung 4.1: Netztopologie Referenzszenario: Strahlennetz

Spannungsanhebungen entgegengewirkt werden. Zum Anderen können Energiespeicher, wie Lithium-Eisenphosphat-Akkumulatoren, Flexibilität sowohl als zusätzliche Verbrauchs- als auch Einspeiseleistung bereitstellen und die in das Netz eingespeiste PV-Leistung verringern.

Ein solcher Lithium-Eisenphosphat-Akkumulator wurde, wie in Abbildung 4.2 aus der Systemtopologie des PV-Batterie-Systems zu erkennen ist, AC-seitig an die PV-Anlage angeschlossen.

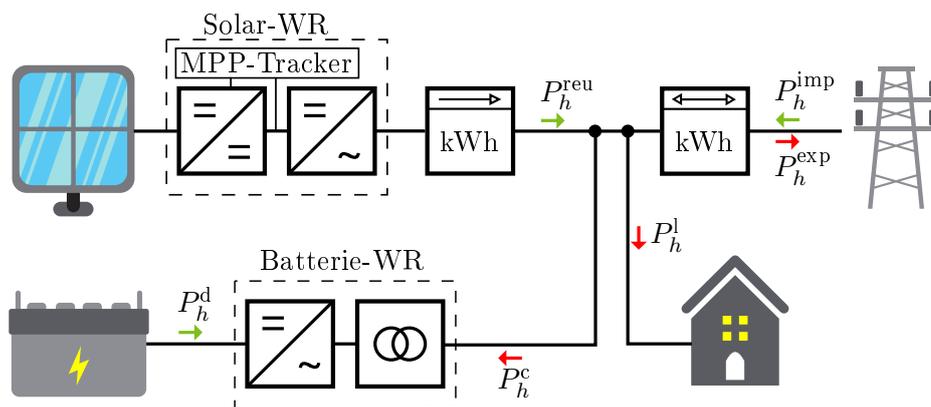


Abbildung 4.2: Systemtopologie PV-Batterie-System

Der von den Solarmodulen erzeugte Gleichstrom wird durch einen Solarwechselrichter (Solar-WR) in Wechselstrom umgewandelt. Ein im Solarwechselrichter integrierter Maximum Power Point Tracker (MPP-Tracker) stellt dabei sicher, dass die PV-Anlage im maximalen Leistungsbereich arbeitet. Der Maximum Power Point (MPP) ist dabei der Punkt der Strom-Spannungskennlinie, an welchem ein Solarmodul die maximale Leistung erbringt. Durch Änderungen der Temperatur, Sonneneinstrahlung und Abschattung variiert die Form dieser Kennlinie dauerhaft. Durch die Bildung eines optimalen Lastwiderstandes, maximiert der MPP-Tracker das Produkt aus Strom und Spannung. Die Integration eines MPP-Trackers in den Solarwechselrichter führt somit zu besseren Wirkungsgraden  $\eta_{WR}$  des Wechselrichters.

Für die Energiespeicherung in dem Lithium-Eisenphosphat-Akkumulator, wird der Wechselstrom durch einen Batteriewechselrichter wieder in Gleichstrom transformiert. Der AC/AC Wandler (Trafo) sorgt dafür, dass die Netzwechselspannung an die niedrigere Batteriespannung

angepasst wird. Für die Entladung der Batterie erfolgt eine erneute Transformation von Gleich- auf Wechselspannung mit entsprechender Spannungsanpassung. Für den AC-seitigen Anschluss der Batterie an die PV-Anlage, spricht, dass Strom aus dem Netz auch in dem Lithium-Eisenphosphat-Akku gespeichert werden kann. Dies ist für den im Folgenden vorgestellten hierarchisch-verteilter Ansatz unumgänglich, da dieser auf zeitabhängigen Strompreisen basiert und somit Anlass für den Import von Energie zur Speicherung geben könnte. Außerdem können Energiespeicher für bestehende PV-Anlagen problemlos nachgerüstet werden. Allerdings entstehen durch die doppelte Transformation von Gleich- in Wechselspannung höhere Verluste, als beispielsweise bei einer DC-Lösung.

Haushalte werden durch Lasten dargestellt, die über verschiedene Lastprofile verfügen. Des Weiteren ist in der Abbildung 4.2 ein Ertragszähler (PV-Zähler) dargestellt, um den erzeugten PV-Strom zu messen und ein Zweirichtungszähler, um den vom Netz importierten und den an das Netz exportierten Strom zu messen. Der Zweirichtungszähler übernimmt somit die Aufgaben des Bezugs- und Einspeisezählers.

#### 4.1.2 Mathematische Systembeschreibung

Im Folgenden werden die PV-Batterie-Systeme des Referenzszenarios mathematisch erfasst und als Nebenbedingungen in der Optimierung verwendet. Die mathematische Systembeschreibung gilt für alle drei Regelungsarchitekturen. Jedoch beträgt die Anzahl der Haushalte  $H$  für die dezentrale Regelungsarchitektur **eins**, da die Optimierung hier für jeden Haushalt einzeln ausgeführt wird. Die mathematische Beschreibung des Systems basiert auf den Nebenbedingungen, die in [12] für einen einzelnen Haushalt aufgestellt wurden.

Für die mathematische Beschreibung der PV-Batterie-Systeme ist das elektrische Leistungsgleichgewicht von zentraler Bedeutung. Für jeden Zeitpunkt von  $k = 1, \dots, N_p$  muss die Gleichung 4.1 für jeden Haushalt von  $h = 1, \dots, H$  erfüllt sein. Dabei muss die elektrische Last  $P_h^l(k)$  abzüglich der nutzbaren PV-Leistung  $P_h^{\text{reu}}(k)$  zuzüglich der Ladeleistung  $P_h^c(k)$  abzüglich der Entladeleistung  $P_h^d(k)$  der Differenz aus dem Netz importierter Leistung  $P_h^{\text{imp}}(k)$  und in das Netz exportierter Leistung  $P_h^{\text{exp}}(k)$  entsprechen.

$$P_h^l(k) - P_h^{\text{reu}}(k) + P_h^c(k) - P_h^d(k) = P_h^{\text{imp}}(k) - P_h^{\text{exp}}(k) \quad (4.1)$$

Das elektrische Leistungsgleichgewicht kann noch einmal in Abbildung 4.2 nachvollzogen werden. Als Verbraucher arbeitende Leistungen sind mit roten Pfeilen gekennzeichnet und als Erzeuger arbeitende Leistungen sind mit grünen Pfeilen gekennzeichnet. Für die angegebenen Nebenbedingungen könnte es dazu kommen, dass ein physikalisches nicht mögliches gleichzeitiges Auftreten von Import- und Exportleistung für ein Haushalt zustande kommt. Dies wird allerdings durch die im nächsten Kapitel vorgestellten Zielfunktionen verhindert, da dort die Addition aus Import- und Exportleistung quadratisch minimiert werden soll.

Die nutzbare Leistung  $P_h^{\text{reu}}(k)$  der PV-Anlage ergibt sich aus der verfügbaren Leistung  $P_h^{\text{reav}}(k)$  multipliziert mit dem Wirkungsgrad  $\eta_{\text{Solar-WR}}$  des Solarwechselrichters. Durch das Verschieben des MPP kann die nutzbare PV-Leistung  $P^{\text{reu}}$  abgeriegelt werden.

$$P_h^{\text{reu}}(k) \leq P_h^{\text{reav}}(k) \eta_{\text{Solar-WR}} \quad (4.2)$$

Die nutzbare Speicherkapazität  $c$  der Batterie wird durch die Entladetiefe (DoD) und die optimale Speicherkapazität  $c^{\text{opt}}$  bestimmt und wurde der Referenz aus [12] hinzugefügt.

$$c = \text{DoD } c^{\text{opt}}. \quad (4.3)$$

Der Ladezustand der Batterie ist ein wichtiger Teil des PV-Batterie-Systems und wird in Gleichung 4.4 als Prädiktionsmodell beschrieben. Dabei ist  $SoC_h(k)$  der Ladezustand der Batterie von Haushalt  $h$  zum Zeitpunkt  $k$ , welcher durch die Wirkungsgrade der Selbstentladung  $\eta_h^{\text{sd}}$ , der Ladung  $\eta_h^{\text{c}}$  und der Entladung  $\eta_h^{\text{d}}$ , sowie den Lade- und Entladeleistungen  $P_h^{\text{c}}(k)$  und  $P_h^{\text{d}}(k)$  und dem Faktor  $K_h$  berechnet wird. Der Faktor  $K_h$  setzt sich aus der Abtastzeit  $\Delta t$  (in h) und der nutzbaren Speicherkapazität  $C_h$  (in kWh) der Batterie von Haushalt  $h$  zusammen. Somit wird der Ladezustand  $SoC_h(k)$  der Batterie von Haushalt  $h$  auf die nutzbare Speicherkapazität  $C_h$  von Haushalt  $h$  normiert.

$$SoC_h(k, N_p) = (\eta_h^{\text{sd}})^{N_p} SoC_h(k=0) + \sum_{j=1}^{N_p} (\eta_h^{\text{sd}})^{N_p-j} \left( \eta_h^{\text{c}} K_h P_h^{\text{c}}(k, j) - \frac{K_h}{\eta_h^{\text{d}}} P_h^{\text{d}}(k, j) \right) \quad (4.4)$$

mit  $K_h = \frac{\Delta t \cdot 100}{C_h}$  und  $k = 1, 2, \dots, N_p$  und  $h = 1, \dots, H$ .

Der Ladezustand der Batterie muss innerhalb vorgegebener Grenzen liegen, sodass  $SoC_{h,\min} = 0$  und  $SoC_{h,\max} = 100$  für alle Haushalte von  $h = 1, \dots, H$  gewählt wird.

$$SoC_{h,\min} \leq SoC_h(k) \leq SoC_{h,\max} \quad (4.5)$$

Des Weiteren gibt es eine maximale Ladeleistung  $P_{h,\max}^{\text{d}}$  und eine maximale Entladeleistung der Batterie  $P_{h,\max}^{\text{c}}$ , welche die Abdeckung von Lastspitzen maßgeblich bestimmen. Zusätzlich gelten die Nichtnegativitätsbedingungen für Lade- und Entladeleistung. Außerdem wird durch die binäre Variable  $b_h(k) \in \{0, 1\}$  gleichzeitiges Auf- und Entladen der Batterie verhindert. Für  $b_h(k) = 1$  wird die Batterie von Haushalt  $h$  entladen und für  $b_h(k) = 0$  wird die Batterie von Haushalt  $h$  geladen.

$$0 \leq P_h^{\text{d}}(k) \leq P_{h,\max}^{\text{d}} b_h(k) \quad (4.6)$$

$$0 \leq P_h^{\text{c}}(k) \leq P_{h,\max}^{\text{c}} (1 - b_h(k)) \quad (4.7)$$

Darüber hinaus gibt es eine maximale Änderung der Entladeleistung  $\Delta P_{h,max}^d$  und eine maximale Änderung der Ladeleistung  $\Delta P_{h,max}^c$ , welche wie folgt definiert werden:

$$P_h^d(k-1) - P_h^d(k) \leq \Delta P_{h,max}^d \quad (4.8)$$

$$P_h^c(k-1) - P_h^c(k) \leq \Delta P_{h,max}^c \quad (4.9)$$

Die maximale Änderung wurde, anders als in der Referenz [12], separat für die Lade- und Entladeleistung erfasst, da unterschiedliche Werte für  $\Delta P_{h,max}^c$  und  $\Delta P_{h,max}^d$  derselben Batterie existieren. Dabei geben  $\Delta P_{h,max}^c$  und  $\Delta P_{h,max}^d$  an, wie schnell eine Batterie im Verhältnis zur nutzbaren Speicherkapazität  $c$  ge- und entladen werden kann. Diese Parameter werden durch die sogenannten C-Rate bestimmt. Eine Batterie mit einer Kapazität  $c$  von 180 Ah und einer C-Rate von 1C impliziert einen Lade- bzw. Entladestrom von 180 A. Somit kann die Batterie mit einer C-Rate von 1C innerhalb einer Stunde vollständig ge- oder entladen werden. Besitzt dieselbe Batterie eine durchschnittliche Akkuspannung von 26,4 V ergibt sich eine Nennleistung von 4,752 kWh. Somit ergibt sich beispielhaft für  $\Delta P_{h,max}^c$  aufgrund von 4 Zeitschritten  $k$  pro Stunde ( $\Delta t = 0,25$  h) ein Wert von 1,188 kW.

## 4.2 Alternativszenario

In diesem Kapitel wird das Alternativszenario, welches aus PV-Wärmepumpen-Systemen besteht, beschrieben. Hierfür wird beginnend in Abschnitt 4.2.1 die Netz- und Systemtopologie vorgestellt. In Abschnitt 4.2.2 wird das Szenario mathematisch durch die Nebenbedingungen, die in den Optimierungen verwendet werden, ausgedrückt.

### 4.2.1 Netz- und Systemtopologie

Das Alternativszenario wird wie das Referenzszenario aus einer Anzahl von  $H$  Haushalten gemäß der Netztopologie eines einfachen Strahlennetzes nach Abbildung 4.3 modelliert.

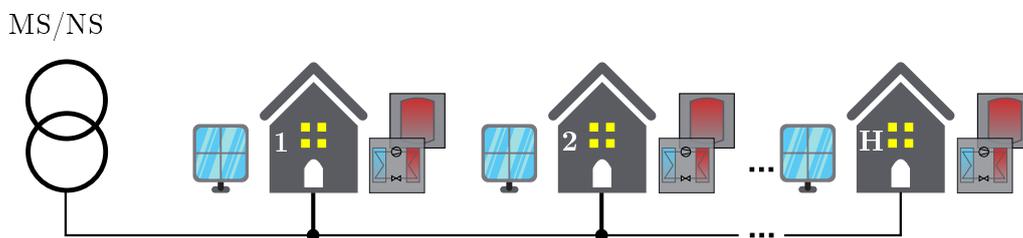


Abbildung 4.3: Netztopologie Alternativszenario: Strahlennetz

Jeder Haushalt von  $h = 1, \dots, H$  verfügt über eine PV-Anlage, eine Wärmepumpe und einen Wärmespeicher. Die Flexibilität, die im Referenzszenario durch eine Batterie als zusätzliche Verbrauchs- als auch Einspeiseleistung zur Verfügung gestellt wurde, wird in diesem Szenario durch

die Kombination einer Wärmepumpe mit einem Wärmespeicher bereitgestellt. Allerdings kann die Kombination aus Wärmepumpe und Wärmespeicher die Flexibilität elektrisch lediglich als zusätzliche Verbrauchsleistung zur Verfügung stellen. Die zusätzliche Einspeiseleistung können Haushalte ausschließlich thermisch aus dem Wärmespeicher für sich selbst nutzen. Abbildung 4.4 zeigt die System-Topologie des PV-Wärmepumpen-Systems.

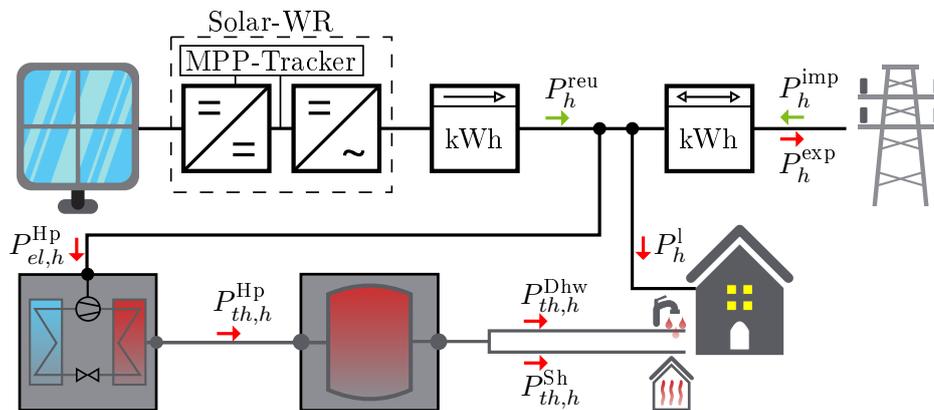


Abbildung 4.4: Systemtopologie PV-Wärmepumpe-System

Die von der PV-Anlage erzeugte nutzbare Leistung  $P^{reu}$  kann entweder vollständig in das Netz exportiert  $P^{exp}$  oder für den Betrieb der Wärmepumpe verwendet werden. Die Wärmepumpe wandelt dabei die elektrische Leistung  $P_{el,h}^{Hp}$  in thermische Leistung  $P_{th,h}^{Hp}$  um, welche in einem Wärmespeicher gespeichert wird. Die Haushalte besitzen neben der elektrischen Last  $P_h^l$  einen thermische Wärmebedarf, welcher sich aus dem Warmwasserbedarf  $P_{th,h}^{Dhw}$  und der Gebäudeheizung  $P_{th,h}^{Sh}$  zusammensetzt. Der thermische Wärmebedarf  $P_{th,h}^{Dhw} + P_{th,h}^{Sh}$  wird aus dem Wärmespeicher gedeckt. Die Wärmepumpe wird monovalent betrieben und stellt somit die einzige Wärmequelle dar, um den Wärmebedarf zu decken. Sie kann entweder durch die nutzbare PV-Leistung  $P^{reu}$  oder durch die vom Netz importierten Leistung  $P^{imp}$  betrieben werden.

#### 4.2.2 Mathematische Systembeschreibung

In diesem Abschnitt sollen die PV-Wärmepumpe-Systeme mathematisch erfasst und als Nebenbedingungen in der Optimierung verwendet werden. Die mathematische Systembeschreibung gilt erneut für alle Regelungsarchitekturen, jedoch beträgt die Anzahl der Haushalte  $H$  für die dezentrale Regelungsarchitektur *eins*, da hier die Optimierung für jeden Haushalt einzeln ausgeführt wird. Die hier vorgestellte mathematische Beschreibung des PV-Wärmepumpen-Systems basiert auf den in [10] präsentierten Bedingungen für einen einzigen Haushalt mit einer PV-Anlage, Wärmepumpe und einem Wärmespeicher.

Das elektrische Leistungsgleichgewicht aus 4.10 muss für jeden Zeitpunkt von  $k = 1, \dots, N_p$  und für jeden Haushalt von  $h = 1, \dots, H$  erfüllt sein. Hierbei muss die elektrische Last  $P_h^l(k)$  abzüglich der nutzbaren PV-Leistung  $P_h^{reu}(k)$  zuzüglich der elektrischen Leistung der Wärmepumpe

$P_{el,h}^{Hp}(k)$  der Differenz aus dem Netz importierten Leistung  $P_h^{imp}(k)$  und in das Netz exportierten Leistung  $P_h^{exp}(k)$  entsprechen. Das elektrische Leistungsgleichgewicht kann nochmals in Abbildung 4.4 anschaulich nachvollzogen werden.

$$P_h^l(k) - P_h^{reu}(k) + P_{el,h}^{Hp}(k) = P_h^{imp}(k) - P_h^{exp}(k) \quad (4.10)$$

Das Verhältnis zwischen der erzeugten thermische Leistung  $P_{th,h}^{Hp}(k)$  und der elektrischen Leistung der Wärmepumpe  $P_{el,h}^{Hp}(k)$  ist durch die Jahresarbeitszahl (JAZ) gegeben.

$$P_{th,h}^{Hp}(k) = P_{el,h}^{Hp}(k) \cdot JAZ \quad (4.11)$$

Die Wärmepumpe wird mit einem Frequenzumrichter betrieben, sodass die Wärmepumpe geregelt werden kann. Die binäre Variabel  $b_h^{Hp}(k) \in \{0, 1\}$  signalisiert den An/Aus Zustand der Wärmepumpe. Außerdem gibt es eine maximal möglich elektrische Leistung  $P_{el,h}^{Hp,max}$  und eine minimal nötige elektrische Leistung  $P_{el,h}^{Hp,min}$  der Wärmepumpe. Der An/Aus Status der Wärmepumpe und ihre Leistungseinschränkungen werden in folgender Nebenbedingung 4.12 festgehalten:

$$b_h^{Hp}(k) P_{el,h}^{Hp,min} \leq P_{el,h}^{Hp}(k) \leq b_h^{Hp}(k) P_{el,h}^{Hp,max} \quad (4.12)$$

Der Ladezustand des Wärmespeichers  $SoC_h^{TES}(k)$  wird in Gleichung 4.4 berechnet. Der thermische Wärmespeicher besitzt eine Selbstentladung, welche durch den Wirkungsgrad der Selbstentladung  $\eta_h^{TES,sd}$  zum Ausdruck kommt. Die thermische Ladeleistung  $P_{th,h}^{TES,c}(k)$  abzüglich der thermischen Entladeleistung  $P_{th,h}^{TES,d}(k)$  wird mit dem Faktor  $K_h^{TES} = \frac{\Delta t \cdot 100}{C_h^{TES}}$  multipliziert.  $C_h^{TES}$  stellt dabei die Kapazität des Wärmespeichers in kWh dar.

$$SoC_h^{TES}(k+1) = \eta_h^{TES,sd} SoC_h^{TES}(k) + \left( P_{th,h}^{TES,c}(k) - P_{th,h}^{TES,d}(k) \right) K_h^{TES} \quad (4.13)$$

Die Ladeleistung des Wärmespeichers  $P_{th,h}^{TES,c}(k)$  ergibt sich aus der thermische Leistung der Wärmepumpe  $P_{th,h}^{Hp}(k)$  multipliziert mit dem Wirkungsgrad des Ladevorganges  $\eta_h^{TES,c}$ :

$$P_{th,h}^{TES,c}(k) = P_{th,h}^{Hp}(k) \eta_h^{TES,c} \quad (4.14)$$

Da der thermische Wärmebedarf durch die thermische Leistung für die Gebäudeheizung  $P_{th}^{Sh}(k)$  und die thermische Leistung für die Warmwassernutzung  $P_{th}^{Dhw}(k)$  bestimmt wird, ergibt sich

die thermische Entladeleistung  $P_{th,h}^{TES,d}(k)$  durch Division mit dem Wirkungsgrad des Entladevorgangs  $\eta_h^{TES,d}$ :

$$P_{th,h}^{TES,d}(k) = \frac{P_{th}^{Sh}(k) + P_{th}^{Dhw}(k)}{\eta_h^{TES,d}} \quad (4.15)$$

Der Ladezustand des Wärmespeichers  $SoC_h^{TES}(k)$  muss innerhalb der erlaubten Grenzen des minimalen Ladezustand  $SoC_{h,min}^{TES} = 0$  und des maximalen Ladezustandes  $SoC_{h,max}^{TES} = 100$  liegen:

$$SoC_{h,min}^{TES} \leq SoC_h^{TES}(k) \leq SoC_{h,max}^{TES} \quad (4.16)$$

## 5 Modellprädiktive Regelungsarchitekturen

In diesem Kapitel sollen die unterschiedlichen modellprädiktiven Regelungsarchitekturen erläutert werden. Für die Optimierung der Leistungsbilanz in Niederspannungsnetzen ist es notwendig, zu bestimmen wie die Optimierung aller Haushalte koordiniert werden soll. Dies kann entweder dezentral, hierarchisch-verteilt oder zentralisiert erfolgen. Die zentralisierte Lösung wird allgemein als das Optimum angesehen, da diese Lösung die besten Ergebnisse erzielt. Allerdings benötigt die zentralisierte Lösung sehr viel Zeit für die Lösung des Optimierungsproblems. Die Optimierungszeit steigt mit wachsender Anzahl von Haushalten an, sodass das zentrale Optimierungsproblem ab einer gewissen Anzahl von Haushalten nicht länger in relevanter Zeit gelöst werden kann. Die Optimierungszeit der dezentralen Lösung ist viel geringer, da jeder Haushalt seine eigene Zielfunktion löst. Auf Grund limitierter Informationen der einzelnen Haushalte reicht diese Lösung nicht an die Ergebnisse der zentralisierten Lösung heran. Daher wird im Rahmen dieser Arbeit eine hierarchisch-verteilte Lösung vorgestellt, die eine geringe Optimierungszeit aufweist und trotzdem an die Ergebnisse der zentralisierten Lösung heranreicht. Die verschiedenen modellprädiktiven Regelungsarchitekturen des Referenzszenarios werden in Abschnitt 5.1 vorgestellt. Die Regelungsarchitekturen des Referenzszenarios stimmen mit denen des Alternativszenarios überein, es existieren lediglich kleinere Unterschiede, die in Abschnitt 5.2 erläutert werden.

### 5.1 Referenzszenario

Im Folgenden sollen nun die genannten modellprädiktiven Regelungsarchitekturen des Referenzszenarios detailliert beschrieben werden. Zunächst wird in Unterabschnitt 5.1.1 die dezentral, anschließend in Unterabschnitt 5.1.2 zentralisiert und in Unterabschnitt 5.1.3 die hierarchisch-verteilt modellprädiktive Regelungsarchitektur erläutert.

### 5.1.1 Dezentral modellprädiktive Regelungsarchitektur

In der hier aufgestellten dezentral modellprädiktiven Regelungsarchitektur minimiert jeder Haushalt von  $h = 1, \dots, H$  die Zielfunktion 5.1 ohne jegliche Kommunikation, um den eigenen Anteil an der Netzbeanspruchung zu minimieren und das Netznutzungsprofil zu glätten:

$$J_h = \sum_{k=1}^{N_p} \left( P_h^{\text{imp}}(k) + P_h^{\text{exp}}(k) \right)^2. \quad (5.1)$$

Die Netzbeanspruchung wird als  $P_h^{\text{imp}}(k) + P_h^{\text{exp}}(k)$  für alle Haushalte mit  $h = 1, \dots, H$  über den gesamten Prädiktionszeitraum  $k = 1, \dots, N_p$  definiert. Die quadratische Addition von importierter  $P_h^{\text{imp}}(k)$  und exportierter  $P_h^{\text{exp}}(k)$  Leistung soll somit minimiert werden. Durch die Minimierung ihrer Anteile an der Netzbeanspruchung werden die einzelnen Haushalte dazu angeregt, ihren Eigenverbrauchsanteil zu erhöhen. Um auftretende Spitzen von importierter und exportierter Leistung zu minimieren, wurde eine quadratische Funktion gewählt.

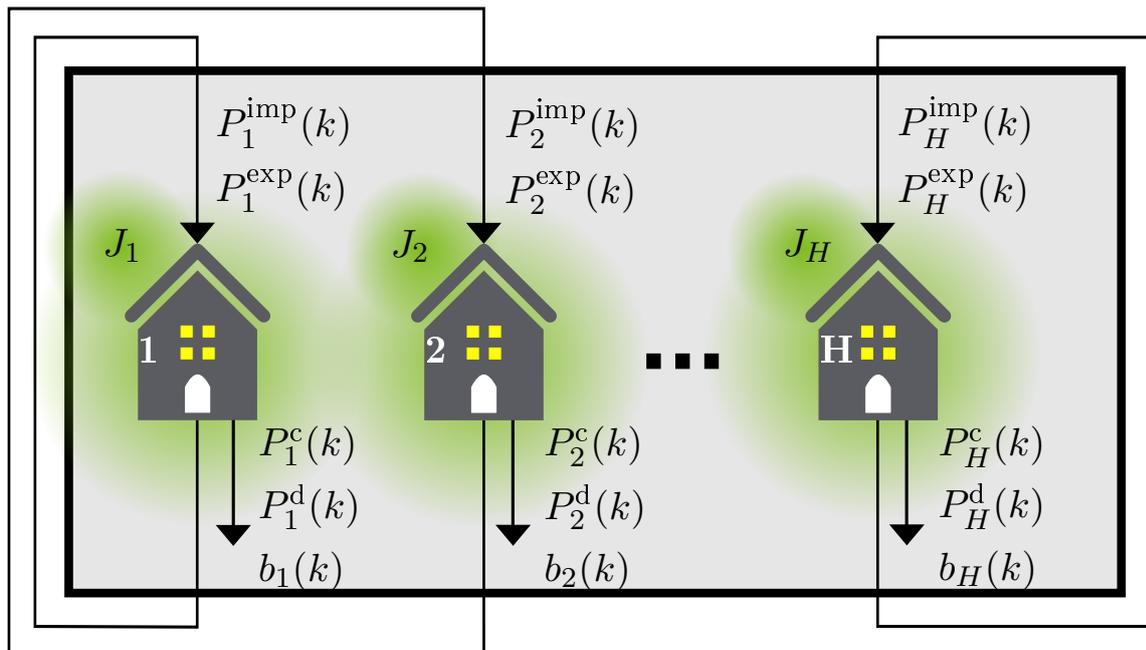


Abbildung 5.1: Dezentral modellprädiktive Regelungsarchitektur

Abbildung 5.1 zeigt die dezentral modellprädiktive Regelungsarchitektur schematisch. Jedem dezentralen Haushalt ist seine eigene prognostizierte elektrische Last  $P^l(k)$  und die prognostizierte nutzbare PV-Leistung  $P^{\text{reu}}(k)$  für den Prädiktionszeitraum von  $k = 1, \dots, N_p$  bekannt. Es wird davon ausgegangen, dass die Prognosen **nicht** fehlerbehaftet sind. Die Entscheidungsvariablen, die jeder Haushalt zur Minimierung der eigenen Zielfunktion  $J_h$  aus 5.1 beeinflussen kann, sind die Lade- und Entladeleistung  $P^c(k)$  bzw.  $P^d(k)$  und die binäre Variable  $b(k)$ , also ob die Batterie ge- oder entladen wird. Die Optimierung der Zielfunktion 5.1 liefert den Verlauf

der importierten und exportierten Leistung  $P_h^{\text{imp}}(k)$  und  $P_h^{\text{exp}}(k)$ , wobei hier lediglich die ersten 4 Werte der Entscheidungsvariablen verwendet werden und anschließend die Optimierung für  $k + 1$  durchgeführt wird (siehe Kapitel 3.1 Modellprädiktive Regelung).

Bisherige Studien, wie [13] und [5], zeigten, dass ein dezentraler Ansatz nicht an die Optimierung eines zentralisierten Ansatzes heranreicht, da dieser das Optimum abbildet. Jedoch ist die geringe Optimierungszeit der dezentral modellprädiktiven Regelungsarchitektur, auf Grund ihrer Vielzahl kleiner Optimierungsprobleme, die jeder Haushalt selbstständig löst, unerreichbar. Darüber hinaus zeichnet sich die dezentrale Lösung dadurch aus, dass keine Kommunikation zwischen den einzelnen Einheiten nötig ist. Im Nachfolgenden wird nun der zentralisierte modellprädiktive Regelungsansatz vorgestellt, der für einen Vergleich der hier vorgestellten Ansätze als bestmögliches Ergebnis dienen soll.

### 5.1.2 Zentralisiert modellprädiktive Regelungsarchitektur

Bei der zentralisierten modellprädiktiven Regelungsarchitektur existiert eine zentrale Einheit mit alleiniger Handlungsmacht und Informationen über das gesamte System. In der hier aufgestellten zentralisiert modellprädiktiven Regelungsarchitektur soll durch die Minimierung der Zielfunktion 5.2 die gesamte Netzbeanspruchung minimiert und die aggregierten Netznutzungsprofile geglättet werden:

$$J = \sum_{k=1}^{N_p} \left( \sum_{h=1}^H \left( P_h^{\text{imp}}(k) + P_h^{\text{exp}}(k) \right) \right)^2. \quad (5.2)$$

Die gesamte Netzbeanspruchung ergibt sich aus der Addition von  $P_h^{\text{imp}}(k) + P_h^{\text{exp}}(k)$  für alle Haushalte mit  $h = 1, \dots, H$  über den gesamten Prädiktionshorizont von  $k = 1, \dots, N_p$ . Durch die Addition der importierten und exportierten Leistung wird verhindert, dass Haushalte untereinander Leistung austauschen. Die Minimierung der gesamten Netzbeanspruchung hat zur Folge, dass nicht unbedingt der Eigenverbrauchsanteil eines Haushaltes gesteigert wird, sondern die Eigenverbrauchssteigerung des gesamten Netzwerkes. Wie auch bei der dezentral modellprädiktiven Regelungsarchitektur wird eine quadratische Funktion verwendet, um Spitzen der importierten und exportierten Leistung zu minimieren.

Abbildung 5.2 zeigt die zentralisiert modellprädiktive Regelungsarchitektur schematisch. Die zentrale Einheit aggregiert die Informationen der prognostizierten Last  $P_h^l(k)$  und der nutzbaren PV-Leistung  $P_h^{\text{reu}}(k)$  aller Haushalte mit  $h = 1, \dots, H$  für den gesamten Prädiktionshorizont von  $k = 1, \dots, N_p$ . Auch hier wird von perfekten Prognosen ohne jegliche Fehler ausgegangen. Mit Hilfe der aggregierten Informationen werden durch die Minimierung der Zielfunktion J aus 5.2 die Entscheidungsvariablen  $P_h^c(k)$  und  $P_h^d(k)$ , sowie die binäre Variable  $b_h(k)$  für jeden Haushalt von  $h = 1, \dots, H$  ermittelt. Die zentrale Einheit kommuniziert nun die ermittelten Profile der

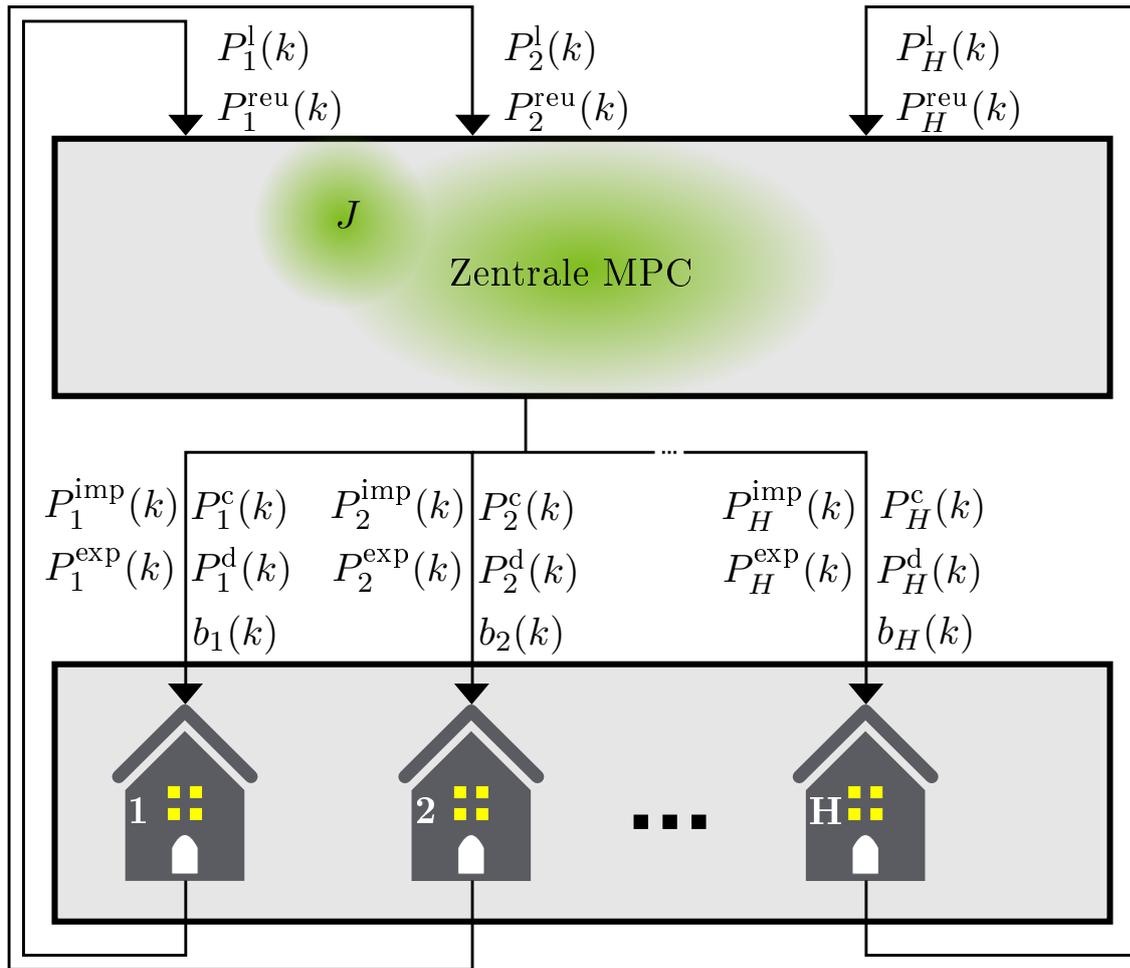


Abbildung 5.2: Zentralisiert modellprädiktive Regelungsarchitektur

Entscheidungsvariablen, die zu den Profilen der importierten und exportierten Leistung  $P_h^{\text{imp}}(k)$  und  $P_h^{\text{exp}}(k)$  nach 4.1 bei gegebener Last  $P_h^l(k)$  und Erzeugung  $P_h^{\text{reu}}(k)$  führen, an die Haushalte und gibt dadurch Handlungsanweisungen vor. Die Handlungsanweisungen werden durch die Entscheidungsvariablen bestimmt, wobei lediglich die ersten Werte für  $k$  verwendet werden und anschließend die Optimierung erneut für  $k + 1$  stattfindet (siehe Kapitel 3.1 Modellprädiktive Regelung). Dabei werden trotz **identischer** Last- und Erzeugungsprofile aller Haushalte **unterschiedliche** Handlungsanweisungen der zentralen Einheit an die einzelnen Haushalte gegeben.

Neben dem erheblichen Kommunikationsaufwand wird beispielsweise in [6] gezeigt, dass eine zentralisierte Regelungsarchitektur nicht skalierbar ist, d.h., dass für eine Vielzahl von Haushalten die Optimierungszeit erheblich ansteigt und somit die Optimierung nicht in Echtzeit durchgeführt werden kann. Dafür wird im Folgenden eine hierarchisch-verteilt modellprädiktive Regelungsarchitektur vorgestellt, die an das Optimum der zentralisierten Lösung heranreicht und zugleich skalierbar sein soll.

### 5.1.3 Hierarchisch-verteilt modellprädiktive Regelungsarchitektur

Bei der hier aufgestellt hierarchisch-verteilt modellprädiktiven Regelungsarchitektur ist eine Kommunikation zwischen jedem Haushalt und einer zentralen Einheit, dem Market Maker, gegeben. Da bei der hierarchisch-verteilt modellprädiktiven Regelungsarchitektur ein direktes Eingreifen der zentralen Einheit in die Entscheidungen der Haushalte untersagt ist, beeinflusst der Market Maker sämtliche Entscheidungen der Haushalte indirekt durch Preisanpassungen. Der Market Maker ist also in der Lage die Preise  $c^{\text{imp}}$  und  $c^{\text{exp}}$  in €/kWh für die vom Netz importierter bzw. an das Netz exportierte Energie anzupassen, um ein gewünschtes Verhalten der Haushalte zu erzielen. Beispielsweise kann eine hohe Einspeiseleistung zur Mittagszeit unerwünscht und somit durch sinkende Exportpreise  $c^{\text{exp}}$  vermindert, bzw. in spätere Zeiten verschoben werden.

Jeder Haushalt von  $h = 1, \dots, H$  minimiert durch die Zielfunktion 5.3 die eigens fiktiv entstehenden Kosten für importierte und exportierte Leistung:

$$J_h = \sum_{k=1}^{N_p} \left( c^{\text{imp}}(k) P_h^{\text{imp}}(k) + c^{\text{exp}}(k) P_h^{\text{exp}} \right)^2. \quad (5.3)$$

Die Zielfunktion besteht aus der quadratischen Addition importierter  $P_h^{\text{imp}}(k)$  und exportierter Leistung, multipliziert mit den jeweiligen Import-  $c^{\text{imp}}(k)$  und Exportpreisen  $c^{\text{exp}}(k)$  über den gesamten Prädiktionshorizont von  $k = 1, \dots, N_p$ . Durch die Preisanpassungen können somit die Haushalte abhängig von der Zeit  $k$  dazu verleitet werden, mehr oder weniger Energie einzuspeisen, bzw. zu beziehen. Durch die quadratische Funktion werden Spitzen von importierter und exportierter Leistung minimiert.

Bevor die Preise  $c^{\text{imp}}$  und  $c^{\text{exp}}$  festgelegt werden, kommt ein iteratives Verfahren zum Tragen, in welchem der Market Maker iterativ die Preise für den Prädiktionszeitraum von  $k = 1, \dots, N_p$  ermittelt. Der Ablauf der Preisberechnungen und der Iteration wird in [5] vorgestellt und wird im Folgenden erläutert. Die prognostizierte Nachfrage  $\pi_l(k)$  aller Haushalte für die Zeit  $k = 1, \dots, N_p$  und Iterationsindex  $l$  berechnet sich in 5.4 wie folgt:

$$\pi_l(k) = \frac{1}{H} \sum_{h=1}^H \left( P_{h,l}^{\text{imp}}(k) - P_{h,l}^{\text{exp}}(k) \right). \quad (5.4)$$

Dabei gibt der Iterationsindex  $l$  die Anzahl der erfolgten Iterationen an und die Differenz  $P_{h,l}^{\text{imp}}(k) - P_{h,l}^{\text{exp}}(k)$  steht für die prognostizierte Residuallast eines Haushalts. Die über den Prädiktionshorizont durchschnittliche Nachfrage  $\bar{\pi}_l$  des Iterationindizes  $l$  wird in 5.5 berechnet:

$$\bar{\pi}_l = \frac{1}{N_p} \sum_{k=1}^{N_p} \pi_l(k). \quad (5.5)$$

Die Anfangspreise für  $l = 0$  und  $k = 1, \dots, N_p$  werden wie folgt festgelegt:

$$c_{l=0}^{\text{imp}}(k) = \max \left\{ c_{\min}^{\text{imp}}, \min \left\{ c_{\max}^{\text{imp}}, 1 + \frac{1}{H} \sum_{h=1}^H P_h^l(k) - P_h^{\text{reu}}(k) - \bar{\pi}_l \right\} \right\}. \quad (5.6)$$

Dabei ist  $c_{\min}^{\text{imp}}$  der minimale und  $c_{\max}^{\text{imp}}$  der maximale Preis für die vom Netz importierter Energie in Geldeinheit/kWh (GE/kWh). Die Anfangspreise der an das Netz exportierten Energie  $q_{l=0}^{\text{exp}}(k)$  wird in Anlehnung an 5.6 festgelegt. Für die weiteren Iterationsschritte werden die Preise wie in 5.7 berechnet:

$$c_{l+1}^{\text{imp}}(k) = \max \left\{ c_{\min}^{\text{imp}}, \min \left\{ c_{\max}^{\text{imp}}, c_l^{\text{imp}}(k) + \theta (\pi_l(k) - \bar{\pi}_l) \right\} \right\}. \quad (5.7)$$

Dabei ist  $\theta \in (0, 1]$  ein Parameter der Einfluss darauf hat, mit welcher Gewichtung, die Differenz der prognostizierten Nachfrage zum Zeitpunkt  $k$  von der durchschnittlichen Nachfrage über den Prädiktionshorizont, der Preis beaufschlagt wird. Falls also die Nachfrage des Netzwerkes von Haushalten zum Zeitpunkt  $k$  von der durchschnittlichen Nachfrage stark abweicht, steigt auch der Preis. Für die an das Netz verkaufte Energie gilt  $c_{l+1}^{\text{exp}}(k) = \kappa c_{l+1}^{\text{imp}}(k)$ , mit  $\kappa \in (0, 1]$ , sodass der Importpreis für Energie immer größer ist, als der Exportpreis.

Die hierarchisch-verteilt modellprädiktive Regelungsarchitektur ist in Abbildung 5.3 schematisch dargestellt. Nach dem Festlegen der Anfangspreise in 5.6 werden diese vom Market Maker an die Haushalte kommuniziert. Anschließend löst jeder Haushalt die eigene Zielfunktion  $J_h$  aus 5.3 und kommuniziert das prognostizierte Netzprofil  $P_{h,l}^{\text{imp}}(k) - P_{h,l}^{\text{exp}}(k)$  an den Market Maker. Dieser aggregiert die prognostizierten Netzprofile, um in 5.7 die Preise anzupassen. Diese werden wiederum an die Haushalte kommuniziert und das iterative Vorgehen wird bis zu einem zuvor definierten Iterationsschritt  $l$  durchgeführt.

Die Untersuchungen in [5] zeigen, dass Iterationsschritte zwischen 3 und 10 die besten Ergebnisse liefern. Der Market Maker erhöht also die Preise, wenn die Nachfrage des Netzwerkes zum Zeitpunkt  $k$  die durchschnittliche Nachfrage des Netzwerkes über den Prädiktionshorizont übersteigt und verringert die Preise wenn die Nachfrage des Netzwerkes zum Zeitpunkt  $k$  geringer als die durchschnittliche Nachfrage ist. Das hat, wie in [5] gezeigt wird, den Effekt, dass das durchschnittliche Netznutzungsprofil geglättet werden kann. Zum Einen werden insgesamt die Spitzen importierter und exportierter Leistung reduziert und zum Anderen wird die Nachfrage in Perioden mit starker Netznutzung in Perioden mit schwacher Netznutzung verschoben.

## 5.2 Alternativszenario

Die modellprädiktiven Regelungsarchitekturen des Alternativszenarios entsprechen den in Unterabschnitten 5.1.1, 5.1.2 und 5.1.3 vorgestellten Regelungsarchitekturen des Referenzszena-

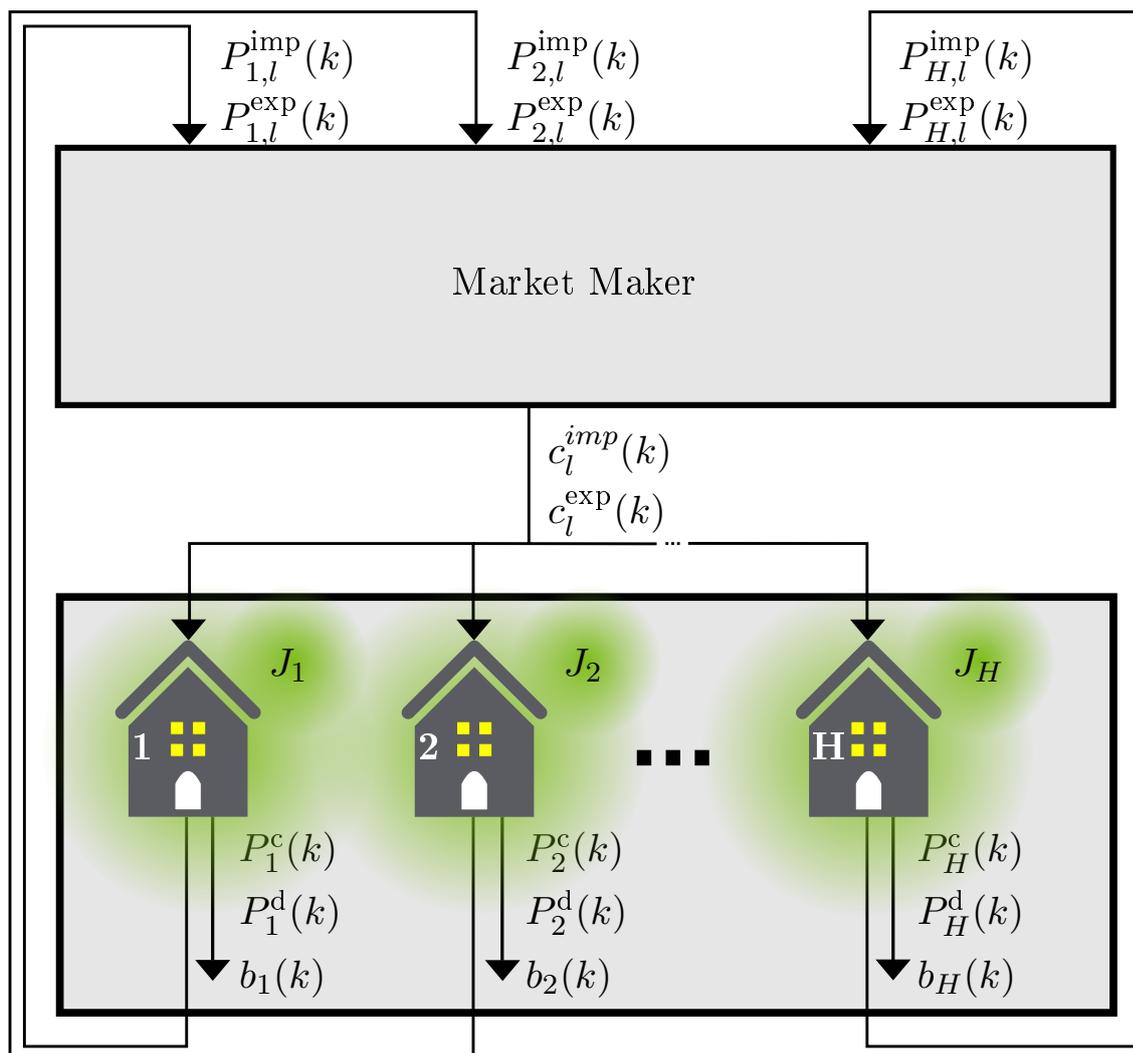


Abbildung 5.3: Hierarchisch-verteilt modellprädiktive Regelungsarchitektur

rios. Der Unterschied besteht lediglich darin, dass die Entscheidungsvariablen der Haushalte im Referenzszenario  $P_h^c(k)$ ,  $P_h^d(k)$  und  $b_h(k)$  durch die elektrische Leistung der Wärmepumpen  $P_{el,h}^{Hp}(k)$  und der binären Variable der Wärmepumpen  $b_h^{Hp}(k)$  ersetzt werden. Außerdem sind den Haushalten neben der elektrischen Last  $P_h^d(k)$  und der nutzbaren PV-Leistung  $P_h^{reu}(k)$  nun der Wärmebedarf  $P_{th,h}^{Sh}(k) + P_{th,h}^{Dhw}(k)$  für den gesamten Prädiktionszeitraum bekannt.



## 6 Simulation

In Kapitel 6 wird zunächst in Abschnitt 6.1 die Systemkonfiguration vorgestellt. Anschließend werden in Abschnitt 6.2 die Parameter der modellprädiktiven Regelung bestimmt. In den Unterabschnitten 6.2.1 und 6.2.2 folgt die Festlegung der Parameter der Systemkomponenten des Referenzszenarios und des Alternativszenarios. In Abschnitt 6.3 werden die Kennzahlen, die für die Bewertung der einzelnen Regelungsarchitekturen herangezogen werden, vorgestellt.

### 6.1 Simulationskonfiguration

Die Simulationen werden auf einem PC mit Windows 7 64 Bit-Betriebssystem und einem Intel Core i5-560M @ 2.67GHz Prozessor durchgeführt. Der installierte Arbeitsspeicher beträgt 4 GB (RAM).

Die Simulation findet in der integrierten Entwicklungsumgebung Spyder [14] in der Programmiersprache *python<sup>tm</sup>* und der Distribution *python(x,y)* Version 2.7.10.0 [15] statt. Das Optimierungsproblem wird mit Pyomo [16], [17] als Modellierer und CPLEX [18] als Solver gelöst.

### 6.2 Simulationsparameter

Zu Beginn werden die Simulationsparameter bezüglich der modellprädiktiven Regelung festgelegt. Anschließend werden in Unterabschnitt 6.2.1 die Parameter der Haushalte, PV-Anlagen und der Batterien des Referenzszenarios festgelegt. In Unterabschnitt 6.2.2 werden die Parameter für die Wärmepumpen und der Wärmespeicher des Alternativszenarios festgelegt. Die Parameter der Haushalte, PV-Anlagen und der modellprädiktiven Regelung gelten für beide Szenarien.

Die Simulation soll für einen Zeitraum von 24 Stunden durchgeführt werden. Die Simulation startet am 13.10.2012 um 00:00 Uhr und endet am selben Tag um 23:59 Uhr. Die verfügbaren Daten wurden in Deutschland erfasst. Die Daten liegen in viertelstündlicher Auflösung vor, weshalb  $\Delta t = 0,25$  h gewählt wird. Der Prädiktionshorizont wird mit  $N_p = 24$  h festgelegt, sodass die modellprädiktive Regelung den Verlauf der nächsten 24 Stunden nach Simulationsende in ihrer Regelungsstrategie berücksichtigt.

### 6.2.1 Referenzszenario

Für eine erste Simulation des Referenzszenarios besitzen alle Haushalte dieselben Lastprofile. Die Simulation wird für  $H = 5$  Haushalte durchgeführt, wobei der Jahresverbrauch der Haushalte 4522 kWh/a beträgt. Dies entspricht einem durchschnittlichen Vierpersonenhaushalt.

Die einzelnen PV-Anlagen verfügen jeweils über eine Gesamtleistung  $P^{PV}$  von 5,20 kWp und bestehen aus 20 Modulen a 260 Wp Maximalleistung der Firma *SolarWorld*. Die Module werden aus polykristallinen Solarzellen hergestellt und besitzen einen Modulwirkungsgrad von  $\eta_m = 15,51\%$ . Das Datenblatt der Solarmodule *Sunmodule Plus SW 260 poly* ist dem Anhang A.1 beigelegt. Die PV-Anlagen der Haushalte werden dreiphasig an das Hausnetz angeschlossen. In Niederspannungsnetzen mit einer hohen Durchdringung von einphasig angeschlossenen PV-Anlagen kann eine ungünstige Aufteilung der Phasen, Asymmetrien zwischen den Netzphasen verursachen. Dreiphasige Wechselrichter hingegen speisen den PV-Strom gleichmäßig, auf alle drei Phasen verteilt, in das Netz ein. Daher stellte der VDE-Verband im Jahr 2011 die Anwendungsregel AR-N 4105 [19] auf, welche u.a. besagt, dass einphasige Wechselrichter lediglich bis zu einer maximalen Anlagenleistung von 4,60 kVA pro Phase installiert werden dürfen. Für höhere Anlagenleistungen pro Phase müssen dreiphasige Wechselrichter installiert werden. Unter Einhaltung der Anwendungsregel AR-N 4105 wird der Solarwechselrichter *Sunplug eco 5.5 TL3i* verwendet, welcher dreiphasig an die PV-Anlage angeschlossen ist. Die maximale DC-Leistung des Solarwechselrichters von 6,70 kWp ist für die beschriebene Gesamtleistung der PV-Anlage von 5,20 kWp ausgelegt. Das Datenblatt des Solarwechselrichters findet sich im Anhang A.2 wieder. Für den Wirkungsgrad  $\eta_{Solar-WR}$  wurde der europäische Wirkungsgrad von  $\eta_{Solar-WR} = 98,30\%$  gewählt, da dieser für hiesige Standorte relevant ist. Da der Wirkungsgrad abhängig von seiner Auslastung ist, die durch die Einstrahlung bestimmt wird, bezieht der europäische Wirkungsgrad hiesige Einstrahlungen mit ein. An dieser Stelle soll noch erwähnt werden, dass für die Simulation Erzeugungsprofile der verfügbaren PV-Leistung  $P^{reav}$  zur Verfügung stehen. Die Gesamtleistung  $P^{PV}$  vermindert sich durch Reflexionsverluste, Staub und Schmutz, Leitungsverluste, Änderung der Modultemperaturen, Verluste durch Neigung und Ausrichtung sowie die solare Bestrahlung. Für die Durchführung der Simulation sind diese Parameter jedoch nur bedingt relevant, da diese Verluste bereits in den Daten der verfügbaren PV-Leistung  $P^{reav}$  enthalten sind.

Als Energiespeicher wird der *SunPac LiOn 8* der Firma *SolarWorld* gewählt. Hierbei handelt es sich um einen Lithium-Eisenphosphat-Akkumulator ( $\text{LiFePo}_4$ ) mit einer nutzbaren Speicherkapazität von  $c = 8,00$  kWh. Die nutzbare Speicherkapazität  $c$  entspricht der optimalen Speicherkapazität  $c^{opt}$ , da die Entladetiefe  $DoD = 100,00\%$  beträgt. Das Datenblatt ist im Anhang A.3 beigelegt. Die maximale Lade- und Entladeleistung  $P_{h,max}^c$  und  $P_{h,max}^c$  beträgt 12,00 kW. Diese ergibt sich aus den 4 verbauten Batteriemodulen mit jeweils einer maximalen Lade- und Entladeleistung von 3,00 kW. Die C-Rate berechnet sich aus dem Verhältnis des Lade- bzw. Entladenennstroms (58,6 A) zur Kapazität eines Batteriemoduls (39 Ah) und beträgt somit ca. 1,5.

Die maximale Änderung der Lade- und Entladeleistung  $\Delta P_{h,max}^c$  und  $\Delta P_{h,max}^d$  beträgt somit auf Grund von 4 Zeitschritten  $k$  pro Stunde ( $\Delta t = 0,25$  h) 3,00 kW. Die Wirkungsgrade des Lade- und Entladevorgangs  $\eta^c$  und  $\eta^d$  setzen sich aus dem Wirkungsgrad des Batteriewechselrichters zusammen, der aus den Wirkungsgraden des Wechselrichters  $\eta_{WR=0,96}$  und des Ladereglers  $\eta_{LR=0,96}$  bestimmt wird. Somit ergibt sich für  $\eta^c$  und  $\eta^d$  ein Wert von  $0,96 \cdot 0,96 = 92,16$  %. Die Selbstentladung einer Lithium-Eisenphosphat-Batterie wird in [20] auf etwa 1% pro Monat bestimmt. Daraus ergibt sich ein Wirkungsgrad der Selbstentladung von  $\eta^{sd} = 99,99$  % pro  $\Delta t$ . Der anfängliche Batterieladezustand  $SoC_{k=0}$  wird auf 50,00 % festgelegt, da hierbei sowohl die Ladung, als auch Entladung der Batterie möglich sind. Wird der SoC für  $k = 0$  auf 100 % festgelegt, ist das direkte Laden der Batterie nicht möglich. Da die Simulation um 0:00 Uhr beginnt, ist es jedoch unwahrscheinlich, dass die Batterie direkt geladen wird.

Abschließend sind alle wesentlichen Parameter in Tabelle 6.1 zusammengefasst.

Tabelle 6.1: Simulationsparameter Referenzszenario Zusammenfassung

Parameter	Wert	Einheit	Parameter	Wert	Einheit
<b>MPC</b>			<b>Energiespeicher</b>		
$N_p$	24	h	$c$	8,00	kWh
$\Delta t$	0,25	h	$SoC_{k=0}$	50,00	%
<b>Haushalte</b>			$P_{max}^c, P_{max}^d$	12,00	kW
H	5		$\Delta P_{max}^c, \Delta P_{max}^d$	3,00	kW
Jahresverbrauch	4500	kWh/a	$\eta^c, \eta^d$	92,16	%
<b>PV-Anlage</b>			$\eta^{sd}$	99,99	%
$P^{PV}$	5,20	kWp			
$\eta_{Solar-WR}$	98,30	%			

### 6.2.2 Alternativszenario

Das PV-Wärmepumpen-System besitzt dieselben Parameter für die PV-Anlage, wie in Unterabschnitt 6.2.1. Da in diesem Szenario der Wärmebedarf ausschließlich aus einer monoenergetisch betriebenen Wärmepumpe gedeckt werden soll, wird eine Sole-Wasser-Wärmepumpe verwendet. Durch die relativ konstante Temperatur im Erdreich in ausreichender Tiefe, kann die Sole-Wasser-Wärmepumpe das ganze Jahr über den Wärmebedarf für Neubauten mit einem sehr geringen spezifischen Wärmebedarf decken. Für das Alternativszenario werden die Daten der Wärmepumpe *flexo THERM exclusive VWF 57/4* der Firma Vaillant verwendet, welche im Anhang A.4 wiederzufinden sind. Für B0/W55, d.h. für eine Temperatur der Sole von 0°C und einer Temperatur von 35°C für das Heizwasser am Austritt der Wärmepumpe, beträgt die maximale elektrische Leistung  $P_{el,h}^{Hp,max} = 2,00$  kW und die Jahresarbeitszahl  $JAZ = 3,00$ . Die minimale elektrische Leistung  $P_{el,h}^{Hp,min}$  wird auf 0,60 kW festgelegt.

Die Kapazität des Wärmespeichers soll der Kapazität der Batterie aus Unterabschnitt 6.2.1 von 8,00 kWh entsprechen. Durch

$$C^{\text{TES}} = V \cdot \rho_{\text{Wasser}} \cdot c_{\text{Wasser}} \cdot \Delta T$$

wird das entsprechende Volumen  $V$  berechnet, welches eine Kapazität von  $C^{\text{TES}} = 8,00$  kWh zur Folge hat. Die Dichte des Wasser bei einer Temperatur von  $50^\circ\text{C}$  beträgt ca.  $\rho_{\text{Wasser}} = 990 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$ , die spezifische Kapazität des Wasser wird mit  $c_{\text{Wasser}} = \frac{4,182 \text{ kWh}}{3600 \text{ kg}\cdot\text{K}}$  angenommen und die Temperaturdifferenz mit  $\Delta T = 75^\circ\text{C} - 55^\circ\text{C} = 20^\circ\text{C}$ . Um eine Kapazität  $C^{\text{TES}} = 8,00$  kWh zu erhalten, ist demnach ein Volumen von umgerechnet  $V = 347,81$  Litern notwendig. Pufferspeicher dieser Größenordnung besitzen einen thermischen Verlust in Höhe von ca. 2,30 kWh/d. Daraus ergibt sich in Abhängigkeit der Kapazität des Wärmespeichers von 8,00 kWh ein Wirkungsgrad der Selbstentladung von  $\eta^{\text{TES,sd}} = 99,70$  % pro Zeitschritt  $k$ . Die Wirkungsgrade des thermischen Lade- und Entladevorgangs werden durch Leitungsaufheizungsverluste  $Q_{\text{LA}}$  und Zirkulationsverluste  $Q_{\text{Z}}$  abgeschätzt (vgl. [21] Kapitel 3.6). Die Zirkulationsverluste berechnen sich durch

$$Q_{\text{Z}} = k' \cdot l \cdot t_{\text{Z}} \cdot (\theta_{\text{W}} - \theta_{\text{A}})$$

mit

$$k' = \frac{\pi}{2 \cdot \lambda} \ln \frac{d_{\text{A}}}{d_{\text{i}}} + \frac{1}{\alpha \cdot d_{\text{A}}}$$

als Wärmedurchgangszahl.  $\lambda$  stellt die Wärmeleitfähigkeit der Isolierung dar.  $d_{\text{A}}$  und  $d_{\text{i}}$  sind die Außen- und Innendurchmesser des Rohres.  $\alpha$  ist die Wärmeübergangszahl von der Dämmschicht zur Luft.  $l$  ist die Länge des Rohres,  $t_{\text{Z}}$  die Zirkulationszeit in h und  $\Theta_{\text{W}} - \Theta_{\text{A}}$  die Temperaturdifferenz zwischen der Außentemperatur und des Wärmeträgermediums. Für die angenommenen Werte aus Tabelle 6.2 ergeben sich Zirkulationsverluste in Höhe von ca.  $Q_{\text{Z}} = 0,36$  kWh pro Tag.

Tabelle 6.2: Parameter: Thermische Zirkulationsverluste

Parameter	Wert	Einheit	Parameter	Wert	Einheit
$\lambda$	0,04	$\frac{\text{W}}{\text{mK}}$	$l$	10,00	m
$d_{\text{A}}$	75,00	$10^{-3}\text{m}$	$t_{\text{Z}}$	8	h
$d_{\text{i}}$	15,00	$10^{-3}\text{m}$	$\theta_{\text{W}}$	50	$^\circ\text{C}$
$\alpha$	15,50	$\frac{\text{W}}{\text{m}^2\text{K}}$	$\theta_{\text{A}}$	20	$^\circ\text{C}$

Die Leitungsaufheizungsverluste (vgl [21] Kapitel 3.6) berechnen sich durch:

$$Q_{\text{LA}} = n_{\text{A}} \cdot (m_{\text{L}} \cdot c_{\text{L}} + m_{\text{W}} \cdot c_{\text{W}}) \cdot (\theta_2 - \theta_1).$$

$n_{\text{A}}$  ist die Zahl der Aufheizvorgänge,  $m_{\text{L}}$  die Masse des Rohres,  $c_{\text{L}}$  die Wärmekapazität des Rohres,  $m_{\text{W}}$  die Masse des Wärmeträgermediums,  $c_{\text{W}}$  die Wärmekapazität des Wärmeträger-

mediums,  $\theta_2$  die Temperatur des Wärmeträgermediums nach dem Aufheizen und  $\theta_1$  die Temperatur des Wärmeträgermediums vor dem Aufheizen. Für die angenommenen Werte aus Tabelle ergeben sich Leitungsaufheizungsverluste in Höhe von ca.  $Q_{LA} = 0,21$  kWh pro Tag.

Tabelle 6.3: Parameter: Thermische Leitungsaufheizungsverluste

Parameter	Wert	Einheit	Parameter	Wert	Einheit
$n_A$	6		$c_W$	0,96	$\frac{\text{Wh}}{\text{kgK}}$
$m_L$	3,90	kg	$\theta_1$	50	$^\circ\text{C}$
$c_L$	0,11	$\frac{\text{Wh}}{\text{kgK}}$	$\theta_2$	30	$^\circ\text{C}$
$m_W$	1,41	kg			

Somit betragen die Leitungsaufheizungsverluste  $Q_{LA}$  und die Zirkulationsverluste  $Q_Z$  zusammen 0,57 kWh pro Tag und ca.  $5,94 \cdot 10^{-3}$  kWh pro Zeitschritt  $k$ . Abhängig von der Kapazität des Wärmespeichers ergibt sich ein Wirkungsgrad des thermischen Lade- und Entladevorganges von ca.  $\eta^{\text{TES,c}} = 99,93$  % und ca.  $\eta^{\text{TES,d}} = 99,93$  %.

Die Leistungen des Wärmebedarfs für Warmwasser  $P_{\text{th}}^{\text{Dhw}}$  und die Gebäudeheizung  $P^{\text{Sh}}$  sind jedem Haushalt bekannt. Insofern wird auch hier von perfekten Prognosen ausgegangen.

Abschließend sind alle Parameter in Tabelle 6.4 zusammengefasst.

Tabelle 6.4: Simulationsparameter Alternativszenario Zusammenfassung

Parameter	Wert	Einheit	Parameter	Wert	Einheit
<b>MPC</b>			<b>Wärmespeicher</b>		
$N_p$	24	h	$c^{\text{TES}}$	8,00	kWh
$\Delta t$	0,25	h	$V$	345,00	Liter
<b>Haushalte</b>			$\eta^{\text{TES,sd}}$	99,70	%
H	5		$\eta^{\text{TES,c}}, \eta^{\text{TES,d}}$	99,93	%
Jahresverbrauch	4500	kWh/a	<b>Wärmepumpe</b>		
<b>PV-Anlage</b>			$P_{\text{el}}^{\text{Hp,max}}$	2,00	kW
$P^{\text{PV}}$	5,20	kWp	$P_{\text{el}}^{\text{Hp,min}}$	0,60	kW
$\eta_{\text{Solar-WR}}$	98,30	%	JAZ	3,00	

## 6.3 Kennzahlen

Für die Bewertung der einzelnen Regelungsarchitekturen hinsichtlich der Optimierung der Leistungsbilanz in Niederspannungsnetzen müssen geeignete Kennzahlen verwendet werden. Im Folgenden werden die Kennzahlen, die in den Kapiteln 7 und 8 berechnet werden, vorgestellt.

Die **erste** wichtige Kennzahl, die in die Bewertung einfließen soll, ist die Optimierungszeit  $t_{\text{CPU}}$ . Also die Zeit, die benötigt wird, um das Optimierungsproblem zu lösen. Da dieser Para-

meter entscheidend für die Skalierbarkeit des Systems (siehe S. 24) ist, ist sie von besonderer Bedeutung.

**Zweitens** die in [5] vorgestellte Spitze-Spitze/Peak-To-Peak-Abweichung (**PTP**) der durchschnittlichen Residuallast  $\pi(k)$  aller Haushalte  $H$ , welche wie folgt definiert ist:

$$\pi(k) := \frac{1}{H} \sum_{h=1}^H \left( P_h^{\text{imp}}(k) - P_h^{\text{exp}}(k) \right) \quad \forall k \in \{1, \dots, N_p\}. \quad (6.1)$$

Die Spitze-Spitze-Abweichung (PTP) der durchschnittlichen Residuallast  $\pi(k)$  bestimmt sich durch

$$PTP := \max(\pi) - \min(\pi) \quad (6.2)$$

und ermöglicht es, auftretende Lastspitzen der Residuallast  $\pi$  der verschiedenen Regelungsarchitekturen miteinander zu vergleichen.

**Drittens** sollen nicht nur Residuallastspitzen, sondern auch ein quadratisches Mittel (englisch: root-mean-square **RMS**), welches in [5] definiert ist, als Maß in die Bewertung einfließen. Dafür wird eine neue Größe  $\Upsilon$  vorgestellt:

$$\Upsilon := \frac{1}{N_p H} \sum_{k=0}^{N_p} \sum_{h=1}^H \left( P_h^{\text{l}}(k) - P_h^{\text{reu}}(k) \right). \quad (6.3)$$

$\Upsilon$  ist somit die durchschnittliche Last abzüglich der durchschnittlichen Erzeugung aller Haushalte von  $h = 1, \dots, H$  über den gesamten Prädiktionszeitraum von  $k = 0, \dots, N_p$ . Der RMS der durchschnittlichen Differenz zwischen der Residuallast  $\pi(k)$  und  $\Upsilon$  berechnet sich wie folgt:

$$RMS := \sqrt{\frac{1}{N_p} \sum_{k=0}^{N_p} (\pi(k) - \Upsilon)^2}. \quad (6.4)$$

Der RMS ist somit ein Maß dafür, inwieweit die Residuallast dem durchschnittlichen Verbrauch abzüglich der durchschnittlichen Erzeugung über den Simulationszeitraum entspricht. Bei einem RMS-Wert von Null, würde die Residuallast  $\pi$  somit zu jedem Zeitpunkt  $k$  dem quadratischen Mittel  $\Upsilon$  entsprechen und daher konstant sein. Für positive  $\Upsilon$ -Werte ist die Last  $P^{\text{l}}$  insgesamt größer als die Erzeugung  $P^{\text{reu}}$  aller Haushalte für den gesamten Prädiktionszeitraum. Somit würde ein konstanter Wert der importierten Leistung  $P^{\text{imp}}$ , der dem  $\Upsilon$ -Wert entspricht, für alle Haushalte  $H$  und den gesamten Prädiktionszeitraum ein RMS von 0 zur Folge haben. Dies ist auch das angestrebte Optimum, welches jedoch durch die zahlreichen Nebenbedingungen, nicht erreicht werden kann. Generell sind daher kleinere RMS-Werte besser als größere RMS-Werte hinsichtlich der Optimierung der Leistungsbilanz und Reduzierung der Netzbeanspruchung.

**Viertens** wird die **Netzbeanspruchung**  $\Psi$  als weitere Kenngröße verwendet, welche wie folgt definiert ist:

$$\Psi = \sum_{k=0}^{N_p} \sum_{h=1}^H \left( P_h^{\text{imp}}(k) \Delta t + P_h^{\text{exp}}(k) \Delta t \right). \quad (6.5)$$

definiert wird, als Kenngröße verwendet. Die Netzbeanspruchung soll insgesamt die Energie zeigen, die durch das Netz transportiert wurde. Für die Optimierung der Bilanzierung in Niederspannungsnetzen ist eine Minimierung der Netzbeanspruchung wünschenswert, weil dadurch die Haushalte ihre eigens erzeugte Energie vorzugsweise selbst verbrauchen und nicht in das Netz einspeisen, bzw. nicht vom Netz beziehen.

**Fünftens** wird die **Eigenverbrauchsquote**  $e$  des Netzwerkes aus Haushalten genutzt, um zu überprüfen, ob die gewünschte Reduzierung der Netzbeanspruchung eine Steigerung des Eigenverbrauchs zur Folge hat. Die Eigenverbrauchsquote dient somit zusätzlich als Kenngröße zur Optimierung der Leistungsbilanz in Niederspannungsnetzen. Denn je höher die Eigenverbrauchsquote ist, desto weniger Energie wird in das Netz exportiert. Die Eigenverbrauchsquote wird mit

$$e = \frac{\sum_{k=0}^{N_p} \sum_{h=1}^H (P_h^{\text{reu}}(k) \Delta t - P_h^{\text{exp}}(k) \Delta t)}{\sum_{k=0}^{N_p} \sum_{h=1}^H P_h^{\text{reu}}(k) \Delta t} \quad (6.6)$$

beschrieben und setzt sich aus dem Anteil des Eigenverbrauchs an der gesamt erzeugten PV-Energie zusammen. Der Eigenverbrauch besteht für die PV-Batterie-Systeme aus der direkt von den Haushalten verbrauchten Energie zuzüglich der Energie, die zum Laden der Batterien genutzt wird. Für die PV-Wärmepumpen-Systeme setzt sich der Eigenverbrauch aus der direkt von den Haushalten verbrauchten Energie zuzüglich der Energie, die zum Betreiben der Wärmepumpe notwendig ist, zusammen. Beide Varianten lassen sich auch als  $P_h^{\text{reu}}(k) \Delta t - P_h^{\text{exp}}(k) \Delta t$  ausdrücken.

**Sechstens** wird der **Autarkiegrad**  $a$  genutzt, da auch diese Kennzahl geeignet zur Bewertung der Optimierung der Leistungsbilanz ist. Denn umso höher der Autarkiegrad, desto geringer ist die vom Netz importierte Energie. Der Autarkiegrad des PV-Batterie- und des PV-Wärmepumpen-Systems werden unterschiedlich berechnet. Der Autarkiegrad des PV-Batterie-Systems wird durch

$$a_{\text{PV-Batt}} = \frac{\sum_{k=0}^{N_p} \sum_{h=1}^H (P_h^{\text{reu}}(k) \Delta t - P_h^{\text{exp}}(k) \Delta t - P_h^{\text{c}}(k) \Delta t + P_h^{\text{d}}(k) \Delta t)}{\sum_{k=0}^{N_p} \sum_{h=1}^H (P_h^{\text{l}}(k) \Delta t)} \quad (6.7)$$

beschrieben und setzt sich aus dem Anteil direkt verbrauchter PV-Energie zuzüglich der Energie, die beim Entladen der Batterie bereitgestellt wird, an dem gesamten Energieverbrauch zusam-

men. Der Zähler lässt sich somit auch durch  $P_h^{\text{reu}}(k)\Delta t - P_h^{\text{exp}}(k)\Delta t - P_h^c(k)\Delta t + P_h^d(k)\Delta t$  beschreiben. Die Berechnung der Eigenverbrauchsquote  $e$  und des Autarkiegrads  $a$  wurde in [21] Kapitel 5.10.3.2 für ein PV-Batterie-System aufgestellt und kann für weitere Informationen herangezogen werden.

Der Autarkiegrad des PV-Wärmepumpen-Systems wird durch

$$a_{\text{PV-Wp}} = \frac{\sum_{k=0}^{N_p} \sum_{h=1}^H (P_h^{\text{reu}}(k)\Delta t - P_h^{\text{exp}}(k)\Delta t)}{\sum_{k=0}^{N_p} \sum_{h=1}^H (P_h^l(k)\Delta t + P_{\text{el},h}^{\text{Hp}}(k)\Delta t)} \quad (6.8)$$

beschrieben und setzt sich aus dem Anteil der direkt verbrauchten PV-Energie zuzüglich der Energie, die zum Betreiben der Wärmepumpe notwendig ist, an dem gesamten Energieverbrauch zusammen. Der gesamte Energieverbrauch besteht aus dem Verbrauch der Haushalte zuzüglich der Energie, die zum Betreiben der Wärmepumpe verwendet wird.

**Siebtens** sollen die Verluste des Gesamtsystems beider Szenarien berechnet werden. Die Gesamtverluste des PV-Batterie-Systems werden mit

$$\xi_{\text{PV-Batt}} = \sum_{h=1}^H \left( \sum_{k=0}^{N_p} (P_h^c(k) - P_h^d(k) + P_{h,\text{abregel}}^{\text{PV}}) \Delta t + \text{SoC}_h(0) \cdot c - \text{SoC}_h(N_p) \cdot c \right) \quad (6.9)$$

berechnet.  $P_{h,\text{abregel}}^{\text{PV}}$  ist dabei die abgeriegelte Leistung, die durch das Verschieben des *MPP* die nutzbare PV-Leistung  $P^{\text{reu}}$  reduziert. Der restliche Term berechnet die Speicherverluste der Batterien in der Einheit kWh, die durch den Lade- und Entladevorgang sowie die Selbstentladung zustande kommen. Hierfür wird die gesamt geladene Energie abzüglich der gesamt entladenen Energie mit der nutzbaren Speicherenergiemenge zu Beginn  $\text{SoC}(0) \cdot c$  und zum Ende  $\text{SoC}(N_p) \cdot c$  verglichen. Da die Lade- und Entladeverluste sowie die Selbstentladung nach Formel 4.4 in dem *SoC* enthalten sind, ergibt die Differenz von  $\text{SoC}(N_p) \cdot c$  und  $\text{SoC}(0) \cdot c$  die tatsächlich dazugewonnene bzw. verlorene Speicherenergie. Durch den Vergleich mit der Differenz der geladenen Energie und entladenen Energie, die keine Lade- und Entladeverluste sowie Selbstentladung berücksichtigen, ergeben sich die Batterieverluste in kWh, die innerhalb des Prädiktionszeitraums anfallen.  $\xi_{\text{PV-Batt}}$  berechnet somit die Speicherverluste der Batterie und die Abregelverluste der PV-Anlage und wird als Kenngröße für die Effizienz des gesamten PV-Batterie-Systems verwendet.

Die Gesamtverluste des PV-Wärmepumpen-System werden mit

$$\begin{aligned} \xi_{\text{PV-Wp}} = \sum_{h=1}^H \left( \sum_{k=0}^{N_p} \left( P_{\text{th},h}^{\text{Hp}}(k) - (P_{\text{th},h}^{\text{Sh}}(k) + P_{\text{th},h}^{\text{Dhw}}(k)) + P_{h,\text{abregel}}^{\text{PV}} \right) \Delta t \right. \\ \left. + SoC_h^{\text{TES}}(0) \cdot c^{\text{TES}} - SoC_h^{\text{TES}}(N_p) \cdot c^{\text{TES}} \right) \end{aligned} \quad (6.10)$$

berechnet und setzen sich aus den Abregelverlusten der PV-Anlage  $P_{h,\text{abregel}}^{\text{PV}}$  und den thermischen Speicherverlusten des Wärmespeichers zusammen. Die thermischen Speicherverluste beziehen sich auf die Verluste durch Selbstentladung, sowie Lade- und Entladeverluste und werden durch den Vergleich des Ladezustandes zu Beginn  $SoC_h^{\text{TES}}(0)$  abzüglich dem Ladezustand am Simulationende  $SoC_h^{\text{TES}}(N_p)$ , mit der thermischen Leistung der Wärmepumpe  $P_{\text{th},h}^{\text{Hp}}$  abzüglich des thermischen Leistungsbedarfs  $P_{\text{th},h}^{\text{Sh}} + P_{\text{th},h}^{\text{Dhw}}$  berechnet. Dadurch dass die Verluste in dem Ladezustandsmodell in Gleichung 4.13 enthalten sind, in den Variablen  $P_{\text{th},h}^{\text{Hp}}$ ,  $P_{\text{th},h}^{\text{Sh}}$  und  $P_{\text{th},h}^{\text{Dhw}}$  jedoch nicht, können die thermischen Verluste in kWh berechnet werden.  $\xi_{\text{PV-Wp}}$  berechnet somit die thermischen Speicherverluste des Wärmespeichers sowie die Abregelverluste der PV-Anlage und soll als Kenngröße für die Effizienz des gesamten PV-Wärmepumpen-Systems verwendet werden.



---

## 7 Untersuchungen und Ergebnisse des Referenzszenarios

Das Kapitel 7 ist in die Abschnitte 7.1 und 7.2 aufgeteilt. Zunächst werden identische Lastprofile verwendet, um die verschiedenen Regelungsarchitekturen zu validieren und auf Belastbarkeit hin zu überprüfen. In Abschnitt 7.1 werden daher die Ergebnisse der Simulation mit identischen Lastprofilen dargelegt. Anschließend werden in Abschnitt 7.2 die Ergebnisse der Simulation mit unterschiedlichen Lasten vorgestellt. Die Untersuchungen und Ergebnisse in Kapitel 7 beziehen sich allesamt auf das Referenzszenario, welches in Abschnitt 4.1 vorgestellt wurde.

### 7.1 Identische Lastprofile

Der Abschnitt 7.1 teilt sich in die Unterabschnitte 7.1.1, 7.1.2 und 7.1.3 auf, in denen die Ergebnisse der dezentral, zentralisiert und hierarchisch-verteilt modellprädiktiven Regelungsarchitektur für identische Lastprofile vorgestellt werden. Daran anschließend werden in Unterabschnitt 7.1.4 die einzelnen Regelungsarchitekturen miteinander verglichen.

#### 7.1.1 Dezentral

Bei der dezentral modellprädiktiven Regelungsarchitektur löst jeder Haushalt das eigene Optimierungsproblem. Aufgrund identischer Last- und Erzeugungsprofile, wie auch identischen Simulationsparametern, sind hier die Ergebnisse der Optimierung für alle Haushalte identisch. Die Ergebnisse der  $H = 5$  Haushalte werden aufsummiert und sind in Abbildung 7.1 abgebildet. Dabei sind alle Größen, die als Verbraucher fungieren positiv und die Erzeuger darstellen negativ aufgetragen.

Die 5 Haushaltslasten  $P^l$  verfügen über eine Grundlast von ca. 1 kW. Die Last der Haushalte steigt ab 10:30 Uhr auf eine durchschnittliche Mittellast von ca. 4 kW bis zum Tagesende. Die Lasten der Haushalte besitzen unterschiedlich hohe Spitzenlasten gegen ca. 11:00 Uhr (21 kW), 12:15 Uhr, 17:00 Uhr und 22:30 Uhr (jeweils 13 kW). Die PV-Anlagen produzieren zwischen 07:00 Uhr und 17:00 Uhr Strom. Das Maximum der nutzbaren PV-Leistung  $P^{\text{reu}}$  befindet sich gegen 13:30 Uhr mit 16,3 kW. Anhand der relativ gleichmäßigen Erzeugung lässt sich folgern,

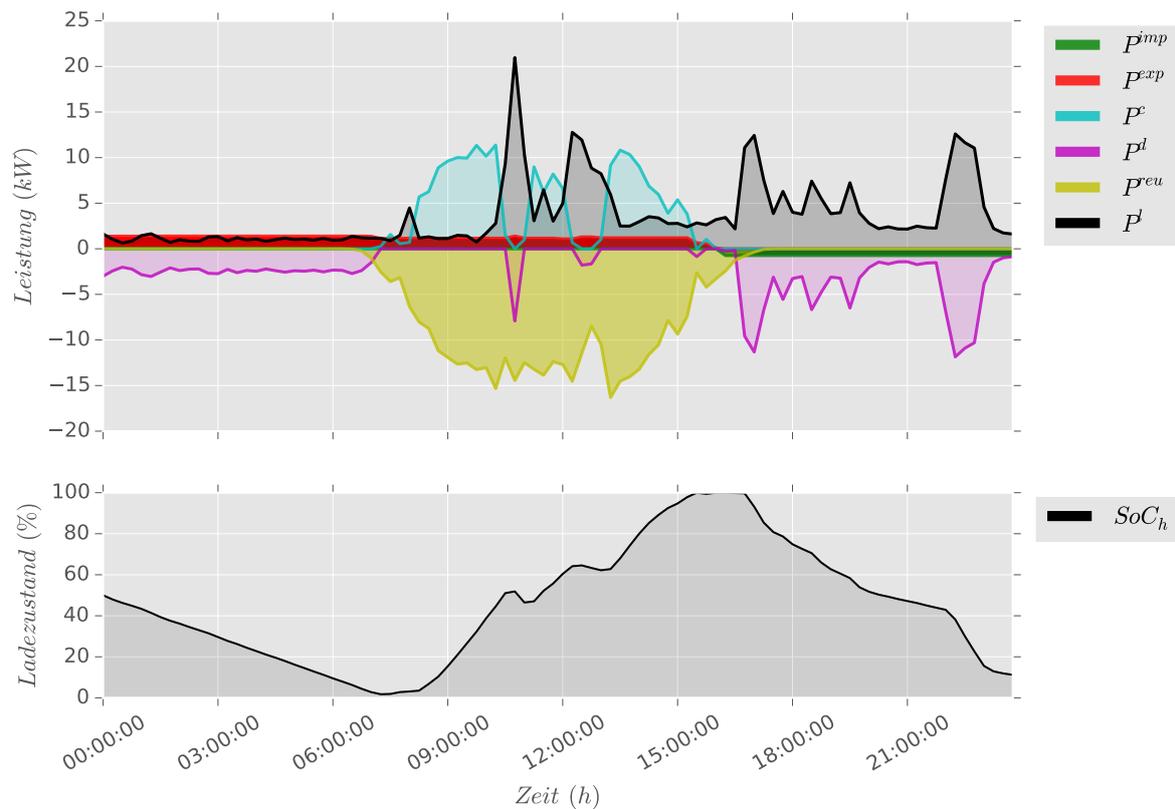


Abbildung 7.1: Dezentral: Ergebnisse identischer Lastprofile

dass der 13.10.2012 ein abwechselnd leicht bewölkter Simulationstag ist. Die exportierte Leistung  $P^{exp}$  bewegt sich relativ konstant um 1,245 kW zwischen Simulationsanfang und 16:00 Uhr. Ab 16:00 Uhr beginnen die Haushalte Leistung vom Netz zu beziehen  $P^{imp}$ . Die importierte Leistung  $P^{imp}$  beträgt relativ konstant 0,742 kW bis zum Simulationsende. Die Batterien der Haushalte werden ständig ge- oder entladen. Die Batterien werden bis 07:15 relativ konstant mit  $P^d = 2,43$  kW entladen. Anschließend wird die Batterie bis ca. 16:00 Uhr abhängig von dem PV-Überschuss, der nicht zum Decken der Last  $P^l$  benötigt wird, geladen. Die Spitzenleistung der Batterieladungen  $P^c$  beträgt 11,38 kW. Für die auftretenden Spitzen der Last gegen 11:00 Uhr und 12:15 Uhr, stellen die Batterien Entladeleistung zur anteiligen Deckung der Lastspitzen bereit. Ab 16:30 Uhr stellen die Batterien wieder durchgängig bis zum Simulationsende Entladeleistung  $P^d$  bereit. Diese wird zur Deckung der Haushaltslasten  $P^l$  genutzt. Der Verlauf des Ladezustandes der Batterien ist im unteren Teil der Abbildung 7.1 zu sehen. Da alle Haushalte dieselben Last- und Erzeugungsprofile, wie auch Simulationsparameter besitzen, werden die Batterien aller Haushalte identisch verwendet. Der Verlauf des Ladezustandes  $SoC_h$  der Batterie von Haushalt  $h$ , ist somit für die 5 Haushalte identisch. Der Verlauf wird durch die zuvor erläuterten Verläufe der Lade- und Entladeleistung  $P^c$  bzw.  $P^d$  der Batterien bestimmt.

Für die folgende Interpretation der Ergebnisse wird der Verlauf in 3 Phasen eingeteilt. Phase 1 startet mit dem Simulationsbeginn und endet um  $k_1 = 07:15$  Uhr, wenn die nutzbare PV-Leistung  $P^{\text{reu}}$  die Haushaltslasten  $P^{\text{l}}$  übersteigt ( $k_1 \mid P_{k_1}^{\text{reu}} \geq P_{k_1}^{\text{l}}$ ). Phase 2 knüpft an Phase 1 an und endet um  $k_2 = 16:30$  Uhr, wenn die nutzbare PV-Leistung  $P^{\text{reu}}$  nicht mehr ausreicht die Haushaltslasten  $P^{\text{l}}$  zu decken ( $k_2 \mid P_{k_2}^{\text{reu}} \leq P_{k_2}^{\text{l}}$ ). Davon ausgenommen sind Lastspitzen, die kurzzeitig dafür sorgen, dass die nutzbare PV-Leistung  $P^{\text{reu}}$  nicht mehr ausreicht, um die Haushaltslasten  $P^{\text{l}}$  zu decken. Phase 3 knüpft an Phase 2 an und endet mit Simulationsende.

In Phase 1 wird die Grundlast  $P^{\text{l}}$  durch die Batterieentladungen  $P^{\text{d}}$  gedeckt. Darüber hinaus wird Leistung der Batterien exportiert  $P^{\text{exp}}$ , um zu Beginn von Phase 2 fast vollständig entleerte Batterien vorzufinden. In Phase 2 werden die Batterien so geladen, dass zu Beginn von Phase 3 die Batterien vollständig geladen sind. In Phase 2 werden neben dem Ziel vollständig geladener Batterien zum Phasenende, auftretende Spitzenlasten  $P^{\text{l}}$  durch Batterieentladungen  $P^{\text{d}}$  gedeckt. Hier muss die Optimierung somit Entladungen der Batterien berücksichtigen, um am Ende von Phase 2 vollständig geladene Batterien vorzufinden. Die nutzbare PV-Energie  $P^{\text{reu}}$ , die nicht für die vollständige Ladung der Batterie zum Phasenende oder zur Deckung der Haushaltslasten  $P^{\text{l}}$  benötigt wird, wird in Phase 2 konstant exportiert. In Phase 3 wird nun die Entladeleistung der Batterien  $P^{\text{d}}$  genutzt, um die Haushaltslasten  $P^{\text{l}}$  zu decken, da die nutzbare PV-Leistung nicht länger ausreicht, bzw. nicht mehr verfügbar ist. Da der Simulationszeitraum am Ende des Tages endet, der MPC-Algorithmus jedoch weiter in die Zukunft schaut, sind die Batterien zum Simulationsende nicht vollständig entladen. Die Batterien sollen auch für die kommenden Stunden nach Simulationsende Energie bereitstellen können. Deshalb wird auch neben der Batterieentladung  $P^{\text{d}}$  in Phase 3 Leistung vom Netz bezogen  $P^{\text{imp}}$ .

Tabelle 7.1: Dezentral: Kennzahlen identischer Lastprofile

Kennzahl	Wert	Einheit
$t_{CPU}$	7,72	s
PTP	0,4287	kW
RMS	0,1969	kW
$\Psi$	25,9894	kWh
e	78,6775	%
a	93,3855	%
$\xi$	8,9570	kWh

Die in Kapitel 6.3 aufgestellten Kennzahlen werden für die dezentrale Simulation berechnet und in Tabelle 7.1 zusammengefasst dargestellt. Die durchschnittliche Optimierungszeit  $t_{CPU}$ , die jeder Haushalt zum Lösen des Optimierungsproblems benötigt, beträgt 7,72 Sekunden. Die Spitze-Spitze-Abweichung  $PTP$  der durchschnittlichen Residuallast  $\pi(k)$  beträgt 0,4287 kW und ist in Anbetracht der durchschnittlichen Spitzenlast von 4,2 kW pro Haushalt (21 kW insgesamt) relativ gering. Dieser geringe Wert resultiert aus der gleichmäßig in das Netz exportierten Leistung  $P^{\text{exp}}$  und aus dem Netz importierten Leistung  $P^{\text{imp}}$ . Daher treten auch keine Spitzen für

die importierte Leistung  $P^{\text{imp}}$  und exportierte Leistung  $P^{\text{exp}}$  auf. Das quadratische Mittel RMS beträgt 0,1969 kW. Der Wert scheint nahe an dem Optimalwert von 0 kW zu liegen, jedoch lässt erst ein Vergleich der RMS-Werte der anderen Regelungsarchitekturen eine sinnvolle Bewertung der RMS-Werte zu. Die Netzbeanspruchung  $\Psi$  beträgt 25,9894 kWh. Dabei entfallen 22,14 % auf die importierte Energie und 77,86 % auf die exportierte Energie. Die Eigenverbrauchsquote wird mit  $e = 78,6775$  % und der Autarkiegrad mit  $a = 93,3855$  % berechnet. Die PV-Batterie-System Verluste belaufen sich auf  $\xi = 8,9570$  kWh. Die PV-Anlage wird in dem betrachteten Zeitraum nicht abgeregelt, sodass  $P_{\text{abregel}}^{\text{PV}}$  für den gesamten Zeitraum 0,00 kW beträgt. Die berechneten Kennzahlen werden in Unterabschnitt 7.1.4 bewertet und mit den Kennzahlen der weiteren Regelungsarchitekturen verglichen. Erst ein Vergleich der Kennzahlen lässt die Bewertung hinsichtlich der Optimierung der Leistungsbilanz in Niederspannungsnetzen zwischen den verschiedenen Regelungsarchitekturen zu.

### 7.1.2 Zentralisiert

Für die zentralisiert modellprädiktive Regelungsarchitektur existiert ein großes Optimierungsproblem, welches von einer zentralen Einheit gelöst wird. Trotz identischer Last- und Erzeugungsprofile, wie auch identischen Simulationsparametern, sind die Handlungen der Haushalte verschieden. Die zentrale Einheit bestimmt unterschiedliche Handlungsstrategien für die Haushalte. Die Parameter der einzelnen Haushalte werden aufsummiert und in Abbildung 7.2 dargestellt.

Da die Haushaltslasten  $P^{\text{l}}$  und die nutzbare PV-Leistung  $P^{\text{reu}}$  als feste Größen in die Optimierung einfließen, stimmen sie mit den Größen im vorherigen Unterabschnitt 7.1.1 überein. Ab Simulationsbeginn wird bis 16:00 Uhr relativ konstant mit  $P^{\text{exp}} = 1,24$  kW Leistung exportiert. Ab 16:00 beginnen die Haushalte, wie auch bei der dezentralen Lösung, Leistung vom Netz zu beziehen. Die importierte Leistung  $P^{\text{imp}}$  beträgt relativ konstant 0,74 kW. Gegen 03:00 Uhr und 03:45 Uhr importiert Haushalt  $h = 4$  Energie aus dem Netz. Die detaillierten Verläufe der Netznutzung  $P^{\text{imp}}$  und  $P^{\text{exp}}$  einzelner Haushalte werden in Abbildung 7.3 dargestellt, in welcher auch erkennbar ist, dass Haushalt  $h = 4$  verantwortlich für den Leistungsbezug um 03:00 Uhr und 03:45 Uhr ist.

In Abbildung 7.3 sind daher die importierte Leistung  $P^{\text{imp}}$  und die exportierte Leistung  $P^{\text{exp}}$  der Haushalte von  $h = 1, \dots, H$  einzeln abgebildet. Hier wird deutlich, dass die zentrale Einheit Haushalte abwechselnd Leistung beziehen und einspeisen lässt. Meist ist für die gesamte Netzbeanspruchung zu einem Zeitpunkt lediglich ein Haushalt verantwortlich. Seltener wird die Netzbeanspruchung auf mehrere Haushalte aufgeteilt, wie es in der Zeit von 15:30 Uhr bis 16:00 Uhr der Fall ist. Es findet kein Energieaustausch zwischen den Haushalten statt.

Die beschriebene unterschiedliche Netznutzung der Haushalte resultiert aus den unterschiedlichen Strategien der Batterieladung und -entladung. Die Ladeleistung  $P^{\text{c}}$  und Entladeleistung

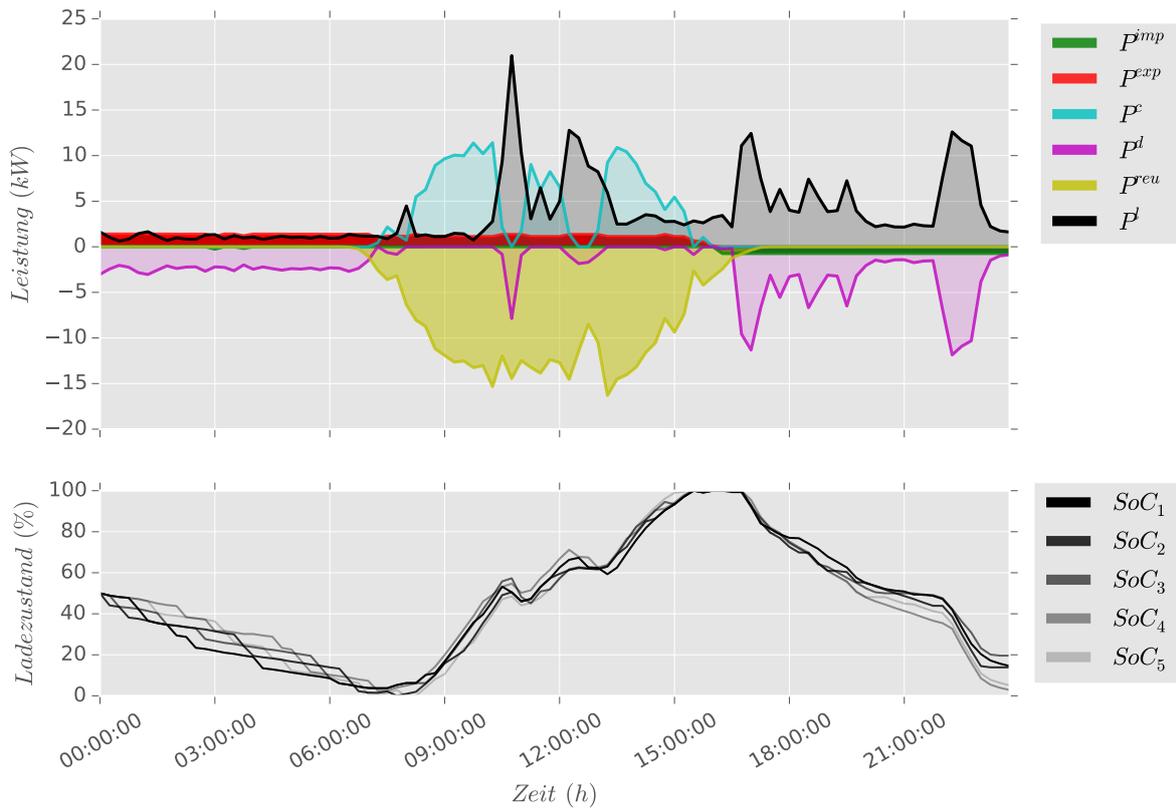


Abbildung 7.2: Zentralisiert: Ergebnisse identischer Lastprofile

$P^d$  sind ebenfalls in Abbildung 7.3 für die einzelnen Haushalte eingetragen. Die Batterie eines Haushaltes wird ständig ge- oder entladen. Zur weiteren Erläuterung der Strategien der Batterieladung und -entladung wird erneut die Phaseneinteilung, die auch in Unterabschnitt 7.1.1 zum Tragen kam, verwendet. In Phase 1 ( $k_1 \mid P_{k_1}^{reu} \geq P_{k_1}^l$ ) nutzen die Haushalte ihre Batterien zur vollständigen Deckung ihrer Haushaltslasten  $P^l$  und exportieren darüber hinaus Energie aus den Batterien in das Netz, um am Ende von Phase 1 nahezu vollständig entleerte Batterien vorzufinden. Der Verlauf der Ladezustände der Batterien einzelner Haushalte ist im unteren Teil der Abbildung 7.2 zu erkennen. In Phase 2 ( $k_2 \mid P_{k_2}^{reu} \leq P_{k_2}^l$ ) wird die überschüssige PV-Energie, die nicht zur Deckung der Last genutzt wird, in den Batterien gespeichert oder in das Netz exportiert. Lastspitzen werden durch die Entladeleistung  $P^d$  der Batterien kompensiert, auch wenn die nutzbare PV-Leistung  $P^{reu}$  von 12:00 Uhr bis 12:30 Uhr groß genug wäre, die Haushaltslasten  $P^l$  zu decken. Denn laut Zielfunktion soll die Netzbelastung minimiert werden, sodass eine konstante Exportleistung  $P^{exp}$  dafür sorgt, dass die nutzbare PV-Leistung nun nicht mehr der Addition von Last  $P^l$  und Exportleistung  $P^{exp}$  genügt. Daher bedarf es zusätzlich der Entladeleistung  $P^d$  der Batterien. All dies beachtet die Optimierung, sodass am Ende von Phase 2 die Batterien vollständig geladen sind. In Phase 3 wird nun die Batterie zu Deckung der Last genutzt und zusätzlich bezieht jeder Haushalt zeitweise Leistung aus dem Netz, wobei insgesamt eine konstante Importleistung  $P^{imp}$  erzielt wird. Denn der Ladezustand der Batterien

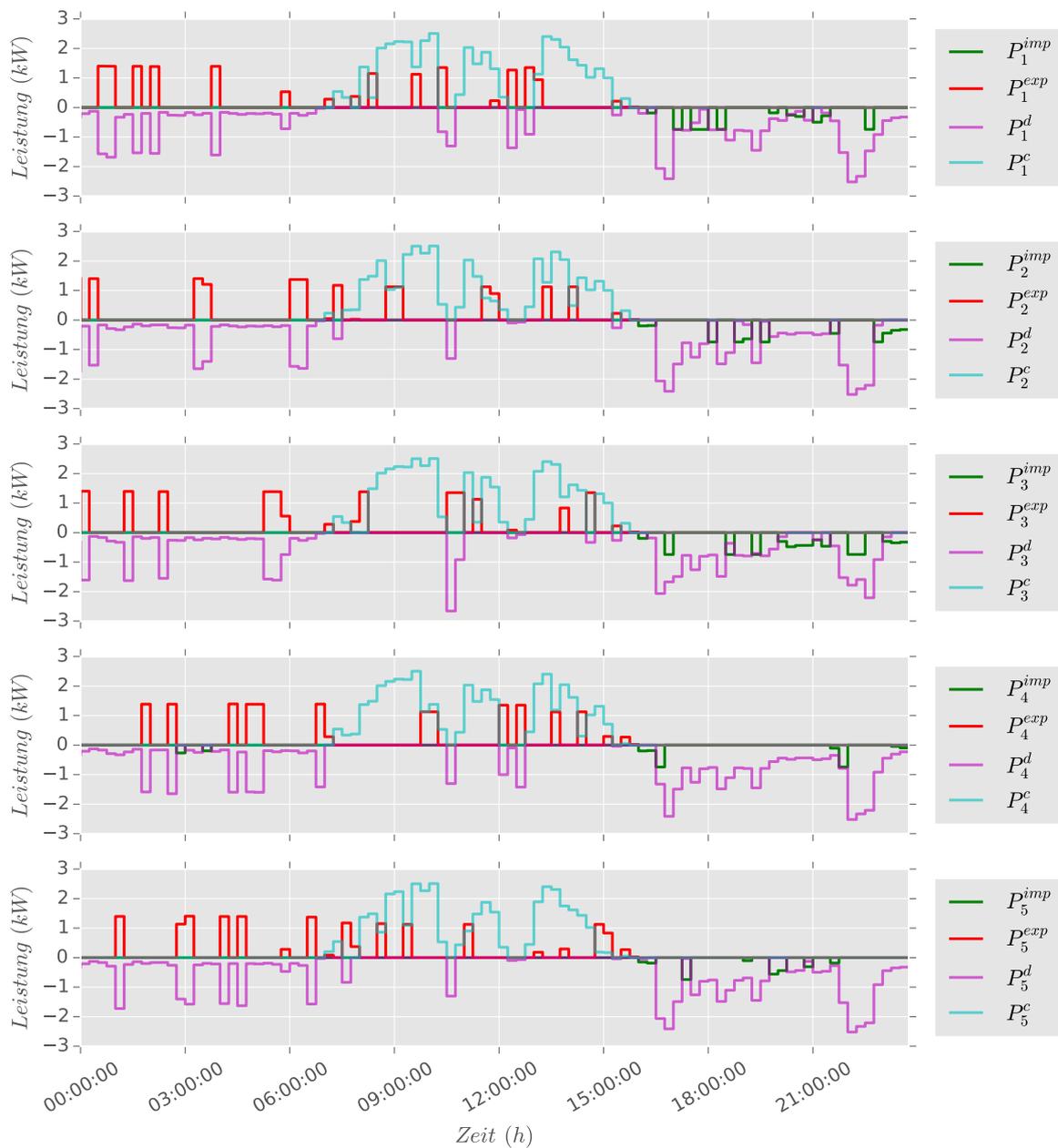


Abbildung 7.3: Zentralisiert: Batterie- und Netznutzung Haushalte

ist am Ende des Simulationszeitraums nicht vollständig entleert, da die Optimierung mit Blick in die Zukunft, die restliche Batterieleistung zur Deckung der zukünftigen Last zu verwenden möchte.

Die Kennzahlen werden berechnet und sind in Tabelle 7.2 zusammengefasst. Die Optimierungszeit  $t_{CPU}$  beträgt ca. 1028 Sekunden und ist wie erwartet mit ca. 17 Minuten sehr lang. Die Abbruchszeit, also die Zeit, nach der die Optimierung für die jeweilige Stunde abgebrochen wird, beträgt 60 Sekunden. Nach dieser Zeit wird die vorhandene Lösung für die jeweilige Stunde ver-

Tabelle 7.2: Zentralisiert: Kennzahlen identischer Lastprofile

Kennzahl	Wert	Einheit
$t_{CPU}$	1028,63	s
PTP	0,4292	kW
RMS	0,1955	kW
$\Psi$	25,9844	kWh
$e$	78,7931	%
$a$	93,2651	%
$\xi$	9,1825	kWh

wendet, auch wenn diese nicht die Optimale ist. Diese Abbruchszeit wurde verwendet, um eine Online-Fähigkeit des Systems zu gewährleisten. Die Spitze-Spitze Abweichung PTP der durchschnittlichen Residuallast  $\pi(k)$  beträgt 0,4292 kW und ist im Vergleich zu der durchschnittlichen Spitzenlast von 4,2 kW pro Haushalt (21 kW insgesamt) relativ gering. Da der Leistungsimport und -export relativ konstant stattfindet, treten kaum Spitzen für die importierte  $P^{imp}$  und exportierte Leistung  $P^{exp}$  auf. Der RMS beträgt 0,1955 kW. Die Netzbeanspruchung  $\Psi$  wird mit 25,9844 kWh berechnet. Der Anteil der importierten Energie an der Netzbeanspruchung beträgt 22,54 %. Der Anteil der exportierten Energie an der Netzbeanspruchung beträgt 77,46 %. Die Eigenverbrauchsquote beträgt  $e = 78,7931$  % und der Autarkiegrad  $a = 93,2651$  %. Die PV-Batterie-System Verluste belaufen sich auf  $\xi = 9,1825$  kWh. Die PV-Anlage wird in dem betrachteten Zeitraum nicht abgeregelt, sodass  $P_{abregel}^{PV}$  für den gesamten Zeitraum 0,00 kW beträgt. Die Einordnung der Kennzahlen findet in dem Unterabschnitt 7.1.4 statt, da erst der Vergleich der Kennzahlen der verschiedenen Regelungsarchitekturen, eine Bewertung hinsichtlich der Optimierung der Leistungsbilanz in Niederspannungsnetzen zwischen den Architekturen zulässt.

### 7.1.3 Hierarchisch-verteilt

Für die hierarchisch-verteilt modellprädiktive Regelungsarchitektur existiert für jeden Haushalt ein Optimierungsproblem, welches von dem *Market Maker* indirekt durch Preisänderungen beeinflusst wird. Auf Grund identischer Last- und Erzeugungsprofile, sowie identischen Simulationsparametern, veranlassen die Preisänderungen alle Haushalte gleichzeitig ihre Optimierung an die veränderten Preise anzupassen. Daher sind die Entscheidungen, die alle Haushalte in Unterabschnitt 7.1.3 treffen, identisch. Für die hierarchisch-verteilt modellprädiktive Regelungsarchitektur sind Einstellungen für bestimmte Parameter zu treffen, die lediglich in dieser Architektur vorzufinden sind. Die Einstellungen, die für eine erste Simulation gewählt wurden, sind in Tabelle 7.3 zusammengefasst.

Es werden  $L = 10$  Iterationen für die Preisberechnung durchgeführt. Der Einfluss der Preisänderung wird mit  $\theta = 0,1$  bestimmt. Der Preis für exportierte Energie  $c^{exp}(k)$  beträgt 75 %

Tabelle 7.3: Hierarchisch-verteilt: Parameter identischer Lastprofile

Parameter	Wert
$L$	10
$\theta$	0,1
$\kappa$	0,75

von dem Preis für importierte Energie  $c^{\text{imp}}(k)$ , welches durch den Faktor  $\kappa = 0,75$  bestimmt wird.

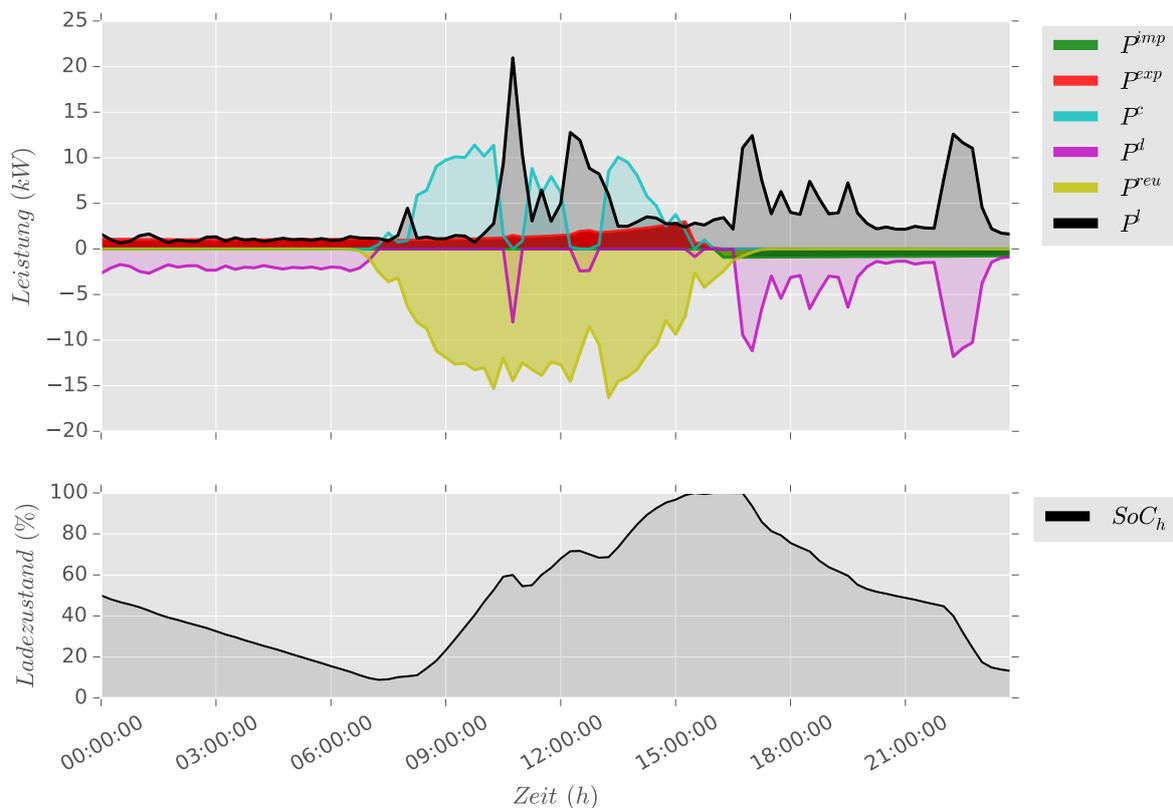


Abbildung 7.4: Hierarchisch-verteilt: Ergebnisse identischer Lastprofile

Die Ergebnisse der Simulation für die in Tabelle 7.3 gelisteten Parameter sind in Abbildung 7.4 dargestellt. Die Haushaltslasten  $P^l$  und nutzbare PV-Leistung  $P^{\text{reu}}$  sind unverändert.

Die Haushalte beginnen mit Simulationsbeginn Energie zu exportieren. Die exportierte Leistung beträgt relativ konstant 1,00 kW und ab ca. 08:00 Uhr steigt die exportierte Leistung an und erreicht um 15:15 Uhr ein Maximum von  $P^{\text{exp}} = 2,99$  kW. Anschließend fällt die exportierte Leistung  $P^{\text{exp}}$  sehr schnell ab, bevor um 16:15 Uhr keine Leistung mehr exportiert wird. Ab 16:15 Uhr beziehen die Haushalte Leistung. Um 16:15 Uhr beträgt die importierte Leistung  $P^{\text{imp}} = 0,91$  kW und sie sinkt bis zum Simulationsende gleichmäßig auf 0,75 kW ab.

Eine detaillierte Darstellung der importierten  $P^{\text{imp}}$  und exportierten Leistung  $P^{\text{exp}}$  ist in Abbildung 7.5 zu erkennen. Außerdem sind die Preisverläufe für Import  $c^{\text{imp}}$  und Export  $c^{\text{exp}}$  und die durchschnittliche Nachfrage  $\bar{\pi}_l$  sowie die prognostizierte Nachfrage  $\pi_l(k)$  für die letzte Iteration  $l = 10$  dargestellt.

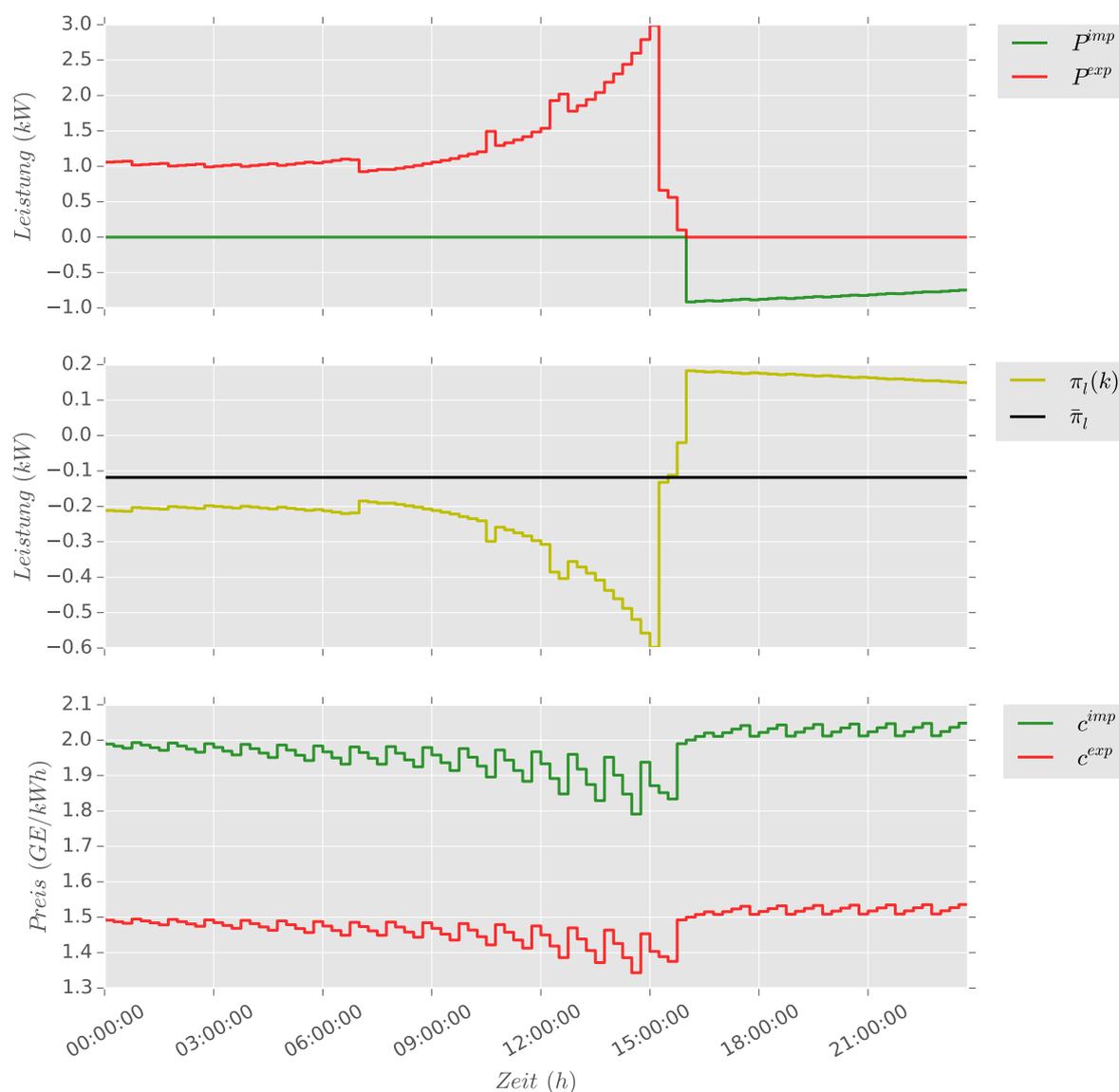


Abbildung 7.5: Hierarchisch-verteilt: Netznutzung und Preise

Anhand der Abbildung 7.5 soll die Funktionalität der Preisberechnung (siehe Gl. 5.7) verifiziert werden. Die importierte Leistung  $P^{\text{imp}}$  ist lediglich negativ aufgetragen, da wie in vorherigen Abbildungen alle Erzeuger negativ dargestellt werden. Die durchschnittliche Nachfrage  $\bar{\pi}_l$  ist tatsächlich negativ. Die prognostizierte Nachfrage  $\pi_l(k)$  (siehe Gl. 5.4) ist die durchschnittliche Importleistung abzüglich der durchschnittlichen Exportleistung pro Haushalt. Die Preise sollten nach Gl. 5.7 hier sinken, wenn  $\pi_l(k) < \bar{\pi}_l$  ist und für  $\pi_l(k) > \bar{\pi}_l$  steigen. Dies kann für den Trend

des Preisverlaufs bestätigt werden. Da der MPC-Algorithmus die Optimierung mit 4 Implementierungsschritten für eine volle Stunde ausführt, ergeben sich die Strukturen der abgebildeten Preisverläufe für  $c^{\text{imp}}$  und  $c^{\text{exp}}$ .

Für die folgende Beschreibung werden die Ergebnisse erneut in 3 Phasen unterteilt. In Phase 1 ( $k_1 \mid P_{k_1}^{\text{reu}} \geq P_{k_1}^{\text{l}}$ ) wird die Entladeleistung der Batterie  $P^{\text{d}}$  dazu verwendet, die Haushaltslasten  $P^{\text{l}}$  zu decken und zusätzlich Leistung in das Netz zu exportieren  $P^{\text{exp}}$ . Dabei verfolgt die Optimierung das Ziel am Ende von Phase 1 nahezu vollständig entladene Batterien vorzufinden. Durch die geringe Preisminderung in Phase 1 wird zunächst, wie in Abbildung 7.6 zu erkennen ist, erfolgreich die exportierte Leistung verringert.

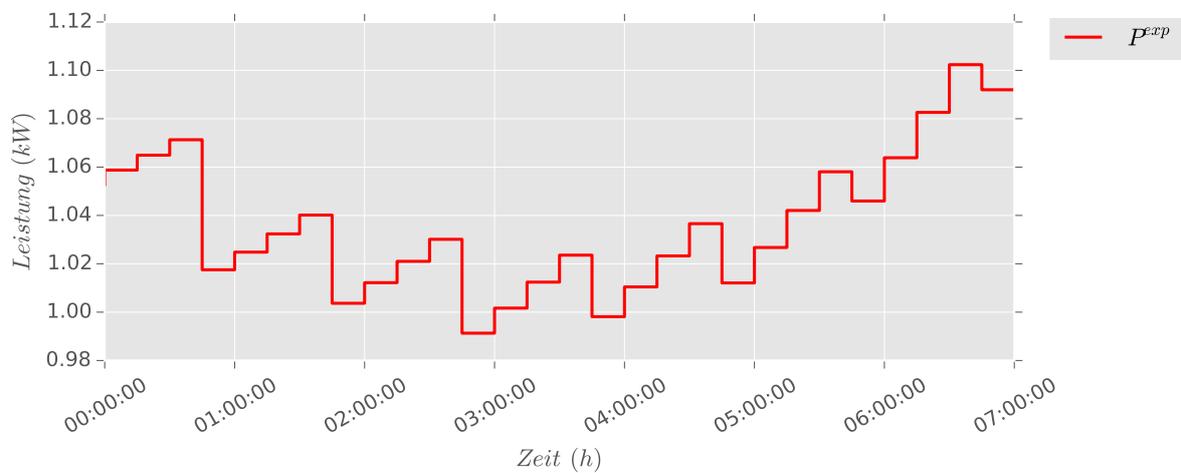


Abbildung 7.6: Hierarchisch-verteilt: Exportleistung Phase 1

Ab ca. 04:00 Uhr steigt die exportierte Leistung, trotz weiter fallender Preise, jedoch an. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Optimierung das Ziel verfolgt, am Ende von Phase 1 nahezu vollständig geladene Batterien vorzufinden. Deshalb steigt die Entladeleistung  $P^{\text{d}}$  wieder an und dadurch auch die exportierte Leistung, damit die überschüssige nutzbare PV-Leistung in Phase 2 dazu genutzt werden kann, die Batterien zu laden und möglichst wenig Energie in das Netz exportieren zu müssen. Jedoch sind die Batterien am Ende von Phase 1, auf Grund der anfänglichen Minderung der Exportleistung, nicht vollständig entladen, sondern weisen einen Ladezustand um 07:15 Uhr von ca.  $SoC = 10,00\%$  auf.

In Phase 2 ( $k_2 \mid P_{k_2}^{\text{reu}} \leq P_{k_2}^{\text{l}}$ ) wird also die überschüssige nutzbare PV-Leistung  $P^{\text{reu}}$ , die nicht zur Deckung der Haushaltslasten  $P^{\text{l}}$  oder zum Laden der Batterien genutzt wird, in das Netz exportiert. Auftretende Lastspitzen werden durch die Entladeleistung  $P^{\text{d}}$  der Batterien gedeckt. Gegen Ende von Phase 2, wird durch die Verminderung der Exportleistung zu Simulationsbeginn, mehr Energie in das Netz exportiert werden müssen, da die Batterien bereits nahezu vollständig geladen sind. Dadurch erhöht sich die Exportleistung bis auf ein Maximum von  $P^{\text{exp}} = 2,99$  kW.

In Phase 3 wird die Entladeleistung der Batterien  $P^d$  dazu genutzt, die Haushaltslasten größtenteils zu decken. Ein kleiner Anteil zur Deckung der Haushaltslasten  $P^l$  wird aus dem Netz importiert, da die Entladeleistung der Batterien am Ende des Simulationszeitraums zur Deckung der Last in den Folgestunden eingeplant wird und daher nicht vollständig entladen sind. Die importierte Leistung  $P^{\text{imp}}$  wird durch den leichten Preisanstieg gleichmäßig geringfügig verringert, wie in Abbildung 7.5 zu erkennen ist.

Die berechneten Kennzahlen sind in Tabelle 7.4 zusammengefasst.

Tabelle 7.4: Hierarchisch-verteilt: Kennzahlen identischer Lastprofile

Kennzahl	Wert	Einheit
$t_{CPU}$	76,69	s
PTP	0,7810	kW
RMS	0,2216	kW
$\Psi$	27,1661	kWh
e	78,2033	%
a	92,5501	%
$\xi$	8,4387	kWh

Die durchschnittliche Optimierungszeit, die ein Haushalt zum Lösen des Optimierungsproblems benötigt, beträgt  $t_{CPU} = 76,69$  Sekunden. Hierbei sei darauf hingewiesen, dass die Optimierungszeit durch die Hälfte an Iterationen in etwa halbiert werden kann, jedoch die Qualität der Ergebnisse geringfügig beeinflusst. Die Optimierungszeit von 76,69 Sekunden bestimmt sich aus  $L = 10$  Iterationen. Die Spitze-Spitze-Abweichung PTP der durchschnittlichen Residuallast  $\pi(k)$  beträgt 0,7810 kW und ist im Vergleich zu der durchschnittlichen Spitzenlast von 4,20 kW pro Haushalt (21 kW insgesamt) noch relativ gering. Die PTP-Kennzahl wird maßgeblich durch die Spitze der exportierten Leistung  $P^{\text{exp}}$  gegen 15:15 Uhr beeinflusst. Die importierte Leistung  $P^{\text{imp}}$  ist relativ konstant gegenüber der exportierten Leistung  $P^{\text{exp}}$ . Der RMS beträgt 0,2216 kW. Die Netzbeanspruchung wird mit 27,1661 kWh berechnet. Der Anteil der importierten Energie an der Netzbeanspruchung beträgt 23,85 %. Der Anteil der exportierten Energie an der Netzbeanspruchung beträgt 76,15 %. Die Eigenverbrauchsquote wird mit  $e = 78,2033$  % berechnet und der Autarkiegrad mit  $a = 92,5501$  %. Die PV-Batterie-System Verluste belaufen sich auf  $\xi = 8,4387$  kWh. Die PV-Anlage wird in dem betrachteten Zeitraum nicht abgeregelt, sodass  $P_{abregel}^{\text{PV}}$  für den gesamten Zeitraum 0,00 kW beträgt. Die Einordnung der Kennzahlen findet im folgenden Unterabschnitt 7.1.4 im Vergleich zu den Kennzahlen der anderen modellprädiktiven Regelungsarchitekturen statt.

### 7.1.4 Vergleich der Regelungsarchitekturen

In diesem Unterabschnitt sollen die Ergebnisse der verschiedenen modellprädiktiven Regelungsarchitekturen für identische Lastprofile verglichen werden. Hierfür werden in Tabelle 7.5 die Kennzahlen der verschiedenen Regelungsarchitekturen zusammengetragen.

Tabelle 7.5: Vergleich: Kennzahlen

Kennzahl	Wert	Wert	Wert	Einheit
	<b>Dezentral</b>	<b>Zentralisiert</b>	<b>Hierarchisch-verteilt</b>	
$t_{CPU}$	7,72	1028,63	76,69	s
PTP	0,4287	0,4292	0,7810	kW
RMS	0,1969	0,1955	0,2216	kW
$\Psi$	25,9894	25,9844	27,1661	kWh
e	78,6775	78,7931	78,2033	%
a	93,3855	93,2651	92,5501	%
$\xi$	8,9570	9,1825	8,4387	kWh

Die durchschnittliche Optimierungszeit ist wie erwartet bei der dezentral modellprädiktiven Regelungszeit mit  $t_{CPU} = 7,72$  Sekunden die Kürzeste. Die Optimierungszeit der hierarchisch-verteilt modellprädiktiven Regelungsarchitektur kann durch Herabsenken der Iterationsschritte  $L$  weiter gesenkt werden. Eine erneute Simulation mit  $L = 5$  und ansonsten den gleichen Parametern aus Unterabschnitt 7.1.3 zeigt, dass die Optimierungszeit von 76,69 Sekunden auf durchschnittlich 39,51 Sekunden verbessert werden kann. Die verringerte Anzahl an Iterationen hat lediglich eine Verschlechterung der fünften Nachkommastelle der restlichen Kennzahlen zur Folge. Es ist davon auszugehen, dass auch eine sehr große Anzahl von Haushalten, die Optimierungszeit nicht wesentlich verschlechtert, da jeder Haushalt sein eigenes Optimierungsproblem löst. Dies kann in weiteren Untersuchungen überprüft werden. Die zentralisiert modellprädiktive Regelungsarchitektur ist mit etwas über 17 Minuten deutlich länger. An dieser Stelle sei nochmals darauf hingewiesen, dass die Abbruchzeit von 60 Sekunden für die stündliche Optimierung eine längere Optimierungszeit verhindert. Durch die gewählte Abbruchzeit ist davon auszugehen, dass die vorliegende Lösung nicht die Optimale ist. Daher erklären sich auch die im Folgenden beschriebenen Kennzahlen.

Der PTP-Wert ist bei der zentralisierten Lösung etwas schlechter als bei der dezentralen Lösung. Für den RMS-Wert verhält es sich genau umgekehrt. Somit minimiert die zentralisiert modellprädiktive Regelungsarchitektur die Spitzen der Residuallast nicht so gut, wie die Dezentrale, jedoch entspricht die Residuallast im Mittel besser dem durchschnittlichen Verbrauch abzüglich der durchschnittlichen Erzeugung. In Abbildung 7.7 sind die Residuallasten  $P^{imp} - P^{exp}$  der einzelnen modellprädiktiven Regelungsarchitekturen dargestellt.

Hier ist zu sehen, dass die hierarchisch-verteilt modellprädiktive Regelungsarchitektur beginnend weniger Leistung exportiert, als die anderen beiden Regelungsarchitekturen. Dann allerdings

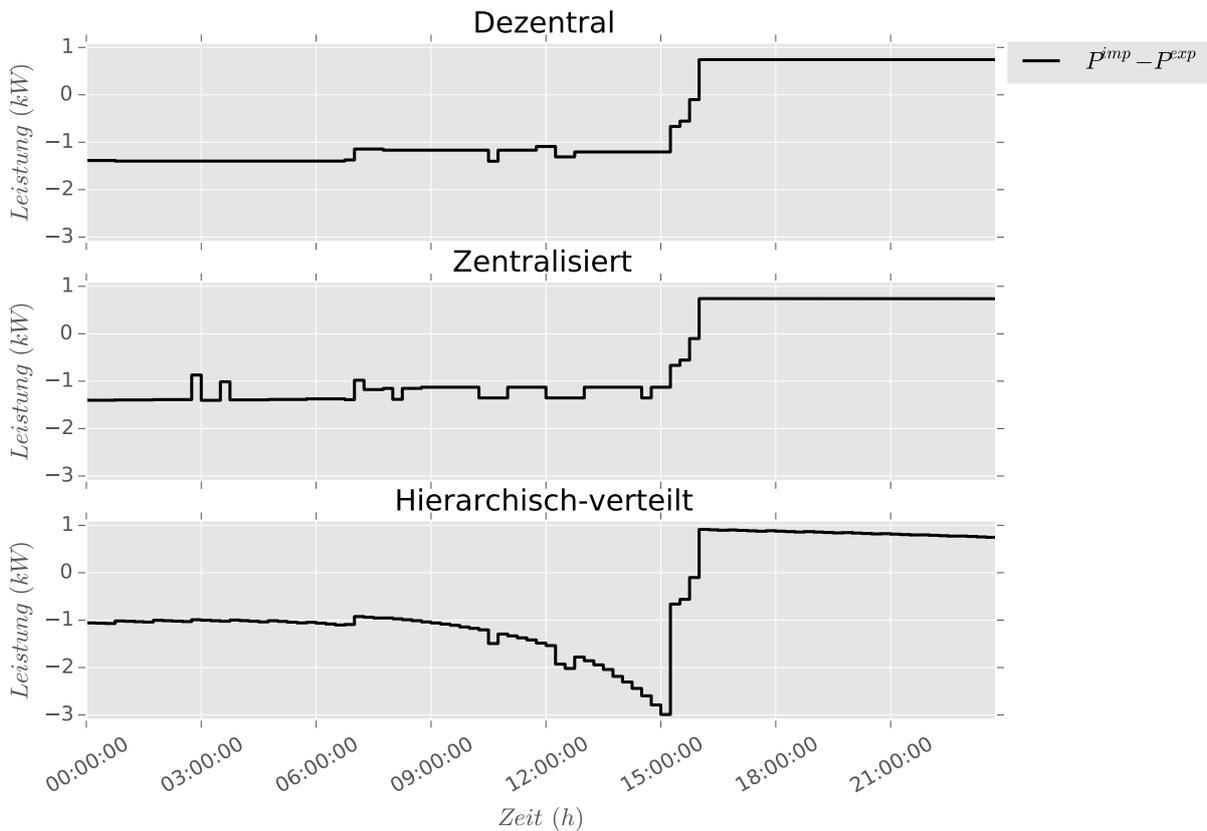


Abbildung 7.7: Vergleich: Residuallast identischer Lastprofile

auf Grund der in Unterabschnitt 7.1.3 beschriebenen Strategie der Batterien mehr Leistung in das Netz exportierten muss. Dies führt zu der hohen Spitze der Exportleistung  $P^{\text{exp}}$  von 2,99 kW und erklärt den deutlich schlechteren PTP-Wert von ca. 0,78 kW. Der deutliche Anstieg der Exportleistung gegen 09:00 Uhr und die leicht erhöhte Importleistung  $P^{\text{imp}}$  gegen 16:15 Uhr gegenüber den anderen beiden Regelungsarchitekturen ist verantwortlich für den höheren RMS-Wert von ca. 0,2216 kW. Die Importleistung  $P^{\text{imp}}$  kann ab 16:15 Uhr gleichmäßig gesenkt werden, sodass am Ende des Simulationszeitraumes die Residuallasten der Architekturen in etwa gleich sind. Die Netzbeanspruchung, die als Kennzahl verwendet wird, um eine Aussage darüber treffen zu können, wie stark das Netz durch die Import- und Exportenergie beansprucht wird, ist dementsprechend bei der hierarchisch-verteilt modellprädiktiven Regelungsarchitektur am höchsten mit etwa 27,1661 kWh. Die zentralisierte Lösung beansprucht das Netz um nur etwa 0,005 kWh weniger stark als die dezentrale Lösung.

In [22] lässt sich der Eigenverbrauchsanteil und der Autarkiegrad eines Jahres in Abhängigkeit des Jahresstrombedarfs abschätzen. Die dort gesammelten Simulationsergebnisse wurden aus einer Vielzahl von Lastprofilen gesammelt und stimmen für Haushalte, deren Stromverbrauch zur Hälfte nachts erfolgt gut überein. Wenn man nachts als Zeitraum definiert, in dem die PV-Anlage nicht produziert, macht der Stromverbrauch nachts ca. 40 % des gesamt-

ten Stromverbrauchs für den Simulationszeitraum aus. Für die vorliegenden Parameter mit  $P^{PV} = 5,20$  kWp,  $c = 8,00$  kWh und einem Jahresstromverbrauch von 4522 kWh/a lässt sich ein Eigenverbrauchsanteil  $e$  zwischen 60 % und 70 % und ein Autarkiegrad  $a$  ebenfalls zwischen 60 % und 70 %. Hierbei handelt es sich um Durchschnittswerte für ein ganzes Jahr und diese bilden deshalb nur einen ersten Anhaltspunkt für die Bewertung der Kennzahlen. Der Eigenverbrauchsanteil der zentralisierten Lösung ist mit ca. 78,79 % am höchsten, knapp gefolgt von dem Eigenverbrauchsanteil der dezentralen Lösung mit ca. 78,68 %. Der Eigenverbrauchsanteil der Hierarchisch-verteilten Lösung ist mit ca. 78,20 % der kleinste. Demnach wird hier die meiste Energie in das Netz exportiert. Die zentralisierte Lösung speist am wenigsten Energie in das Netz ein. Anders verhält sich dies für die importierte Energie, denn der Autarkiegrad der dezentralen Lösung ist hier mit ca.  $a = 93,39$  % am höchsten. Dicht gefolgt von dem Autarkiegrad der zentralisierten Lösung mit ca.  $a = 93,27$  % und dem Autarkiegrad der hierarchisch-verteilten Lösung mit ca.  $a = 92,55$  %. Demnach importiert die hierarchisch-verteilt modellprädiktive Regelungsarchitektur die meiste Energie aus dem Netz. Vergleicht man nun die Werte mit den in [22] theoretischen Jahresdurchschnittswerten, sind die Eigenverbrauchsanteile aller Architekturen um ca. mindestens 8 % höher und die Autarkiegrade sogar um ca. mindestens 22,5 % höher. Für den simulierten Tag, den 13.10.2012, scheint daher untypisch wenig Energie importiert worden zu sein. Ob dies nun durch die modellprädiktiven Regelungsarchitekturen oder durch andere Faktoren, wie Sonnenstunden, zeitgleiche Last und Erzeugung oder Ähnlichem zu Stande kommt, kann an dieser Stelle nicht beantwortet werden.

Da bei allen Regelungsarchitekturen die PV-Anlage nie abgeriegelt wird, besteht  $\xi$  lediglich aus den Batterieverlusten.  $\xi$  soll für die PV-Batterie-Systeme als Kenngröße für die Effizienz des gesamten Netzes verwendet werden.  $\xi$  zeigt also, wie hoch die Verluste der verschiedenen Regelungsarchitekturen absolut sind. Die hierarchisch-verteilt modellprädiktive Regelungsarchitektur performt mit lediglich ca. 8,44 kWh Speicherverlusten am effizientesten. Dahinter folgt die dezentrale Lösung mit ca. 8,96 kWh Speicherverlusten. Die zentralisiert modellprädiktive Regelungsarchitektur bietet mit ca. 9,18 kWh die schlechteste Leistung hinsichtlich der Effizienz des Gesamtsystems.

Festzuhalten bleibt, dass die dezentral modellprädiktive Regelungsarchitektur die kürzeste Optimierungszeit hat, dicht gefolgt von der hierarchisch-verteilten Regelungsarchitektur. Die zentralisiert modellprädiktive Regelungsarchitektur ist wie erwartet weit abgeschlagen. Die Spitzenreduzierung erfolgte überraschenderweise bei der dezentralen Lösung besser als bei der zentralen Lösung. Die Netzbeanspruchung ist hingegen bei der zentralisierten Lösung geringer als bei der dezentralen Lösung. Die hierarchisch-verteilt modellprädiktive Regelungsarchitektur reicht an diese Werte nicht heran, da die beschriebene Strategie der Batterienutzung hinderlich ist. Hinzu kommt, dass auf Grund identischer Lastprofile alle Haushalte zeitgleich auf die Preisänderungen reagieren. Allerdings ist die hierarchisch-verteilt modellprädiktive Regelungsarchitektur am effizientesten und besitzt die geringsten Speicherverluste. Im folgenden Abschnitt 7.2 sollen da-

her unterschiedliche Lastprofile für die Simulation verwendet werden. Es wird erwartet, dass sich dadurch die Kennzahlen der hierarchisch-verteilt modellprädiktiven Regelungsarchitektur relativ gegenüber den Kennzahlen der anderen Architekturen verbessern, wohingegen die Kennzahlen der dezentral modellprädiktiven Regelungsarchitektur sich durch verschiedene Lastprofile gegenüber den anderen Architekturen etwas verschlechtern werden. Durch unterschiedliche Lastprofile eröffnen sich der zentralisiert modellprädiktiven Regelungsarchitektur neue Flexibilitäten, wovon erwartet wird, dass die Kennzahlen der zentralisierten Lösung relativ gegenüber den Anderen verbessert werden können.

## 7.2 Unterschiedliche Lastprofile

In diesem Abschnitt wird eine Simulation mit unterschiedlichen Lastprofilen für die einzelnen Haushalte durchgeführt. Durch die neuen verschiedenen Lastprofile ist ein direkter Vergleich zu den Kennzahlen der vorherigen Ergebnisse mit identischen Lastprofilen nicht aussagekräftig, da die neuen Lastprofile ganz unterschiedliche Auswirkungen auf die Kennzahlen haben können. Daher wird für die neue Simulation mit unterschiedlichen Lastprofilen zusätzlich der Ladezustand der Batterien zu Simulationsbeginn auf  $SoC = 10\%$  festgelegt (vorher:  $SoC = 50\%$ ). Aus Abschnitt 7.1 wird deutlich, dass die Ladezustände der Batterien gegen Ende des Simulationszeitraumes lediglich ca.  $10\%$  im Mittel betragen. Die modellprädiktive Regelung möchte also mit einem Ladezustand der Batterien von ca.  $10\%$  für den Folgetag optimieren. Daher wird nun der  $SoC$  auf  $10\%$  zu Simulationsbeginn gesetzt. Dadurch wird auch, wie in Unterabschnitt 7.1.3 beschrieben, verhindert, dass die Preisminderung der hierarchisch-verteilt modellprädiktiven Regelungsarchitektur eine unvollständige Entladung der Batterien zum Ende von Phase 1 bewirkt. Denn durch den geringen Ladezustand zu Beginn des Simulationszeitraumes kann so, trotz Preisminderung und dem dadurch erzwungenen Rückgang der Exportenergie, die Batterie vollständig entladen werden. Der Jahresstromverbrauch der Haushalte  $h = 1, \dots, 5$  beträgt aufsteigend: 4522 kWh/a, 4483 kWh/a, 4493 kWh/a, 4524 kWh/a und 4529 kWh/a.

Es werden erneut zunächst in Unterabschnitt 7.2.1 die Ergebnisse der dezentral, anschließend in Unterabschnitt 7.2.2 der zentralisiert und in Unterabschnitt 7.2.3 der hierarchisch-verteilt modellprädiktiven Regelungsarchitektur vorgestellt. Anschließend werden in Unterabschnitt 7.2.4 die Ergebnisse der verschiedenen Regelungsarchitekturen miteinander verglichen.

### 7.2.1 Dezentral

Auf Grund der nun unterschiedlichen Lastprofile, sind die Lösungen der Optimierung der dezentral modellprädiktiven Regelung für jeden Haushalt verschieden. Die Parameter wurden für alle Haushalte aufaddiert und sind in Abbildung 7.8 dargestellt.

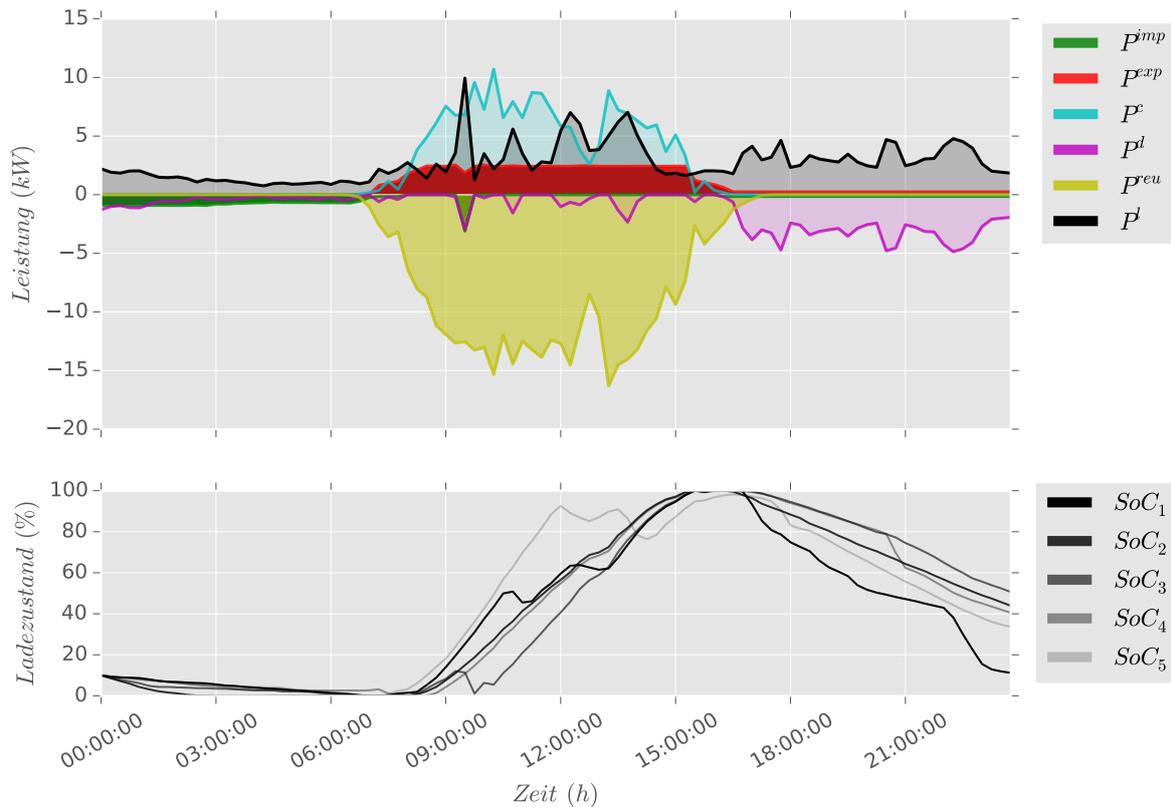


Abbildung 7.8: Dezentral: Ergebnisse unterschiedlicher Lastprofile

Die 5 Haushaltslasten  $P^l$  verfügen nun über eine Grundlast von ca. 2 kW. Ab 07:00 Uhr steigt die Last der Haushalte auf eine durchschnittliche Mittellast von ca. 3 kW bis zum Tagesende. Die Lasten der Haushalte besitzen nun Spitzenlasten in der Zeit zwischen 09:00 Uhr und 14:30 Uhr mit 6 bis 10 kW, die etwas stärker ausgeprägt sind, als die Spitzenlasten in der Zeit zwischen 16:00 Uhr und 23:00 Uhr mit bis zu 5 kW.

Für die folgende Beschreibung der Ergebnisse wird erneut der Simulationszeitraum in die 3 Phasen unterteilt. Phase 1 startet mit dem Simulationsbeginn und endet um  $k_1 = 07:15$  Uhr, wenn die nutzbare PV-Leistung  $P^{reu}$  die Haushaltslasten  $P^l$  übersteigt ( $k_1 \mid P_{k_1}^{reu} \geq P_{k_1}^l$ ). Phase 2 knüpft an Phase 1 an und endet um  $k_2 = 16:15$  Uhr, wenn die nutzbare PV-Leistung  $P^{reu}$  nicht mehr ausreicht die Haushaltslasten  $P^l$  zu decken ( $k_2 \mid P_{k_2}^{reu} \leq P_{k_2}^l$ ). Davon ausgenommen sind Lastspitzen, die kurzzeitig dafür sorgen, dass die nutzbare PV-Leistung  $P^{reu}$  nicht mehr ausreicht, um die Haushaltslasten  $P^l$  zu decken. Phase 3 knüpft an Phase 2 an und endet mit Simulationsende.

In Phase 1 wird die leicht sinkende Last  $P^l$  durch eine entsprechend sinkende Importleistung  $P^{imp}$  und Entladeleistung  $P^d$  gedeckt. Zum Ende von Phase 1 sind somit sämtliche Batterien der Haushalte entladen, wie in Abbildung 7.8 unten dem Ladezustand  $SoC_h$  zu entnehmen ist. Denn in Phase 2 genügt die überschüssige nutzbare PV-Leistung, die nicht zur Deckung der

Haushaltslasten  $P^l$  benötigt wird, die Batterien in dieser Phase vollständig zu laden. Darüber hinaus übersteigt die gesamt nutzbare PV-Leistung  $P^{\text{reu}}$  die zu deckende Last  $P^l$  zuzüglich der Ladeleistung der Batterie  $P^c$ , sodass die restliche Leistung in Phase 2 in das Netz exportiert  $P^{\text{exp}}$  werden muss. Die exportierte Leistung beträgt relativ gleichmäßig 2,40 kW mit an- und absteigender Leistung zu Beginn und Ende. Gleichzeitig werden in Phase 2 Lastspitzen durch die Entladeleistung  $P^d$  der Batterien oder durch importierte Leistung  $P^{\text{imp}}$  (09:30 Uhr) gedeckt. Um 09:30 Uhr besitzt Haushalt  $h = 3$  eine so hohe Lastspitze, dass diese nicht vollständig durch die Entladeleistung der Batterie gedeckt werden kann, da die maximale Änderung der Entladeleistung der Batterien  $\Delta P_{\text{max}}^d$  auf 3,00 kW festgelegt wurde. Daher importiert an dieser Stelle Haushalt  $h = 3$  die fehlende Leistung aus dem Netz zur Deckung der Lastspitze. Zum Ende von Phase 2 sind die Batteriespeicher fast aller Haushalte vollständig geladen. Lediglich Haushalt  $h = 5$ , wie in Abbildung 7.7 unten zu sehen ist, wird nicht vollständig geladen. Haushalt  $h = 5$  kommt hier auf einen maximalen Ladezustand von  $\text{SoC}_5 = 98,20\%$ .

In Phase 3 nutzen die Haushalte, wie in Abbildung 7.9 zu sehen ist, das Netz unterschiedlich. Haushalt  $h = 1$  importiert konstant eine Leistung von  $P_1^{\text{imp}} = 1,50$  kW, die übrigen Haushalte  $h = 2, \dots, 5$  speisen Leistung in das Netz ein. Die Last von Haushalt 1  $P_1^l$  wird somit von konstant importierter Leistung und der Entladeleistung der Batterie gedeckt. Die übrigen Haushalte decken ihre Last vollständig durch die Entladeleistung der Batterien und exportierten zusätzlich konstant Leistung. Da die modellprädiktive Regelung am Ende des Simulationszeitraumes auch die nächsten Stunden in die Optimierung einfließen lässt, sind die Batterien am Ende des Simulationszeitraumes nicht vollständig entladen, sondern sollen für die nächsten Stunden weiterhin die Lasten versorgen können.

Die Kennzahlen für die dezentral modellprädiktive Regelung unterschiedlicher Lasten sind in Tabelle 7.6 zusammengefasst. Die durchschnittliche Optimierungszeit beträgt nun  $t_{\text{CPU}} = 104,31$

Tabelle 7.6: Dezentral: Kennzahlen unterschiedlicher Lastprofile

Kennzahl	Wert	Einheit
$t_{\text{CPU}}$	104,31	s
PTP	0,7542	kW
RMS	0,2955	kW
$\Psi$	28,9836	kWh
e	77,5034	%
a	88,1133	%
$\xi$	6,5837	kWh

Sekunden. Dabei entfallen ca. 90 % der Optimierungszeit auf Haushalt  $h = 3$ . Offensichtlich besteht hier ein besonders komplexes Optimierungsproblem, welches die durchschnittliche Optimierungszeit besonders stark ansteigen lässt. Die Abbruchzeit von 60 Sekunden wird während den Sonnen- und Abendstunden lediglich für Haushalt  $h = 3$  erreicht, sodass davon auszugehen

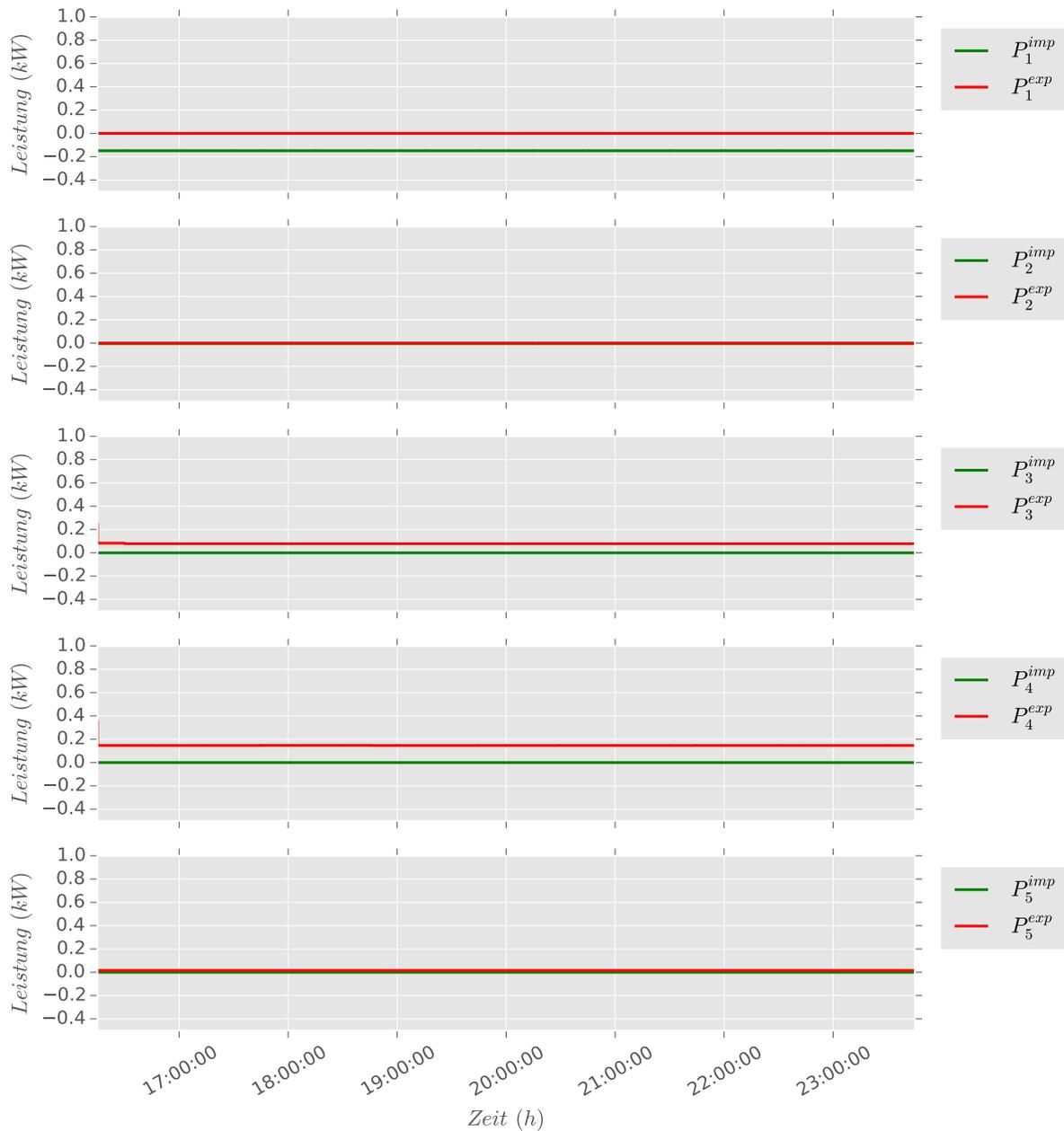


Abbildung 7.9: Dezentral: Netzbeanspruchung Phase 3

ist, dass für Haushalte  $h = 3$  keine optimale Lösung erzielt wurde. Die übrigen Haushalte sind von der Abbruchzeit nicht betroffen.

Die Spitze-Spitze-Abweichung PTP der durchschnittlichen Residuallast  $\pi(k)$  beträgt 0,7542 kW. Durch die konstante Export- und Importleistung entstehen folglich geringe Spitzenwerte der importierten  $P^{\text{imp}}$  und exportierten Leistung  $P^{\text{exp}}$ . Der RMS beträgt 0,2955 kW. Die Netzbeanspruchung wird mit  $\Psi = 28,9836$  kWh berechnet. Der Anteil der importierten Energie an der Netzbeanspruchung beträgt dabei 26,34 %. Der Anteil der exportierten Energie an der Netz-

beanspruchung beträgt 73,66 %. Die Eigenverbrauchsquote beläuft sich auf ca.  $e = 77,50$  % und der Autarkiegrad auf ca.  $a = 88,11$  %. Die Verluste des PV-Batterie-Systems werden mit  $\xi = 6,5837$  kWh berechnet. Die PV-Anlage wird in dem betrachteten Zeitraum nicht abgeregelt. Die Bewertung der dezentral modellprädiktiven Regelungsarchitektur findet in Unterabschnitt 7.2.4 nach dem Vergleich mit den anderen Architekturen statt.

### 7.2.2 Zentralisiert

Die zentrale Einheit löst ein großes Optimierungsproblem für alle Haushalte. Dadurch wird die Abbruchzeit von 60 Sekunden für die Optimierung jeder Stunde erreicht. Der Algorithmus verwendet, die bis dahin berechnete Lösung, auch wenn diese nicht die Optimale ist. Die Ergebnisse dieser Optimierung für verschiedene Lastprofile werden aufsummiert und in Abbildung 7.10 dargestellt.

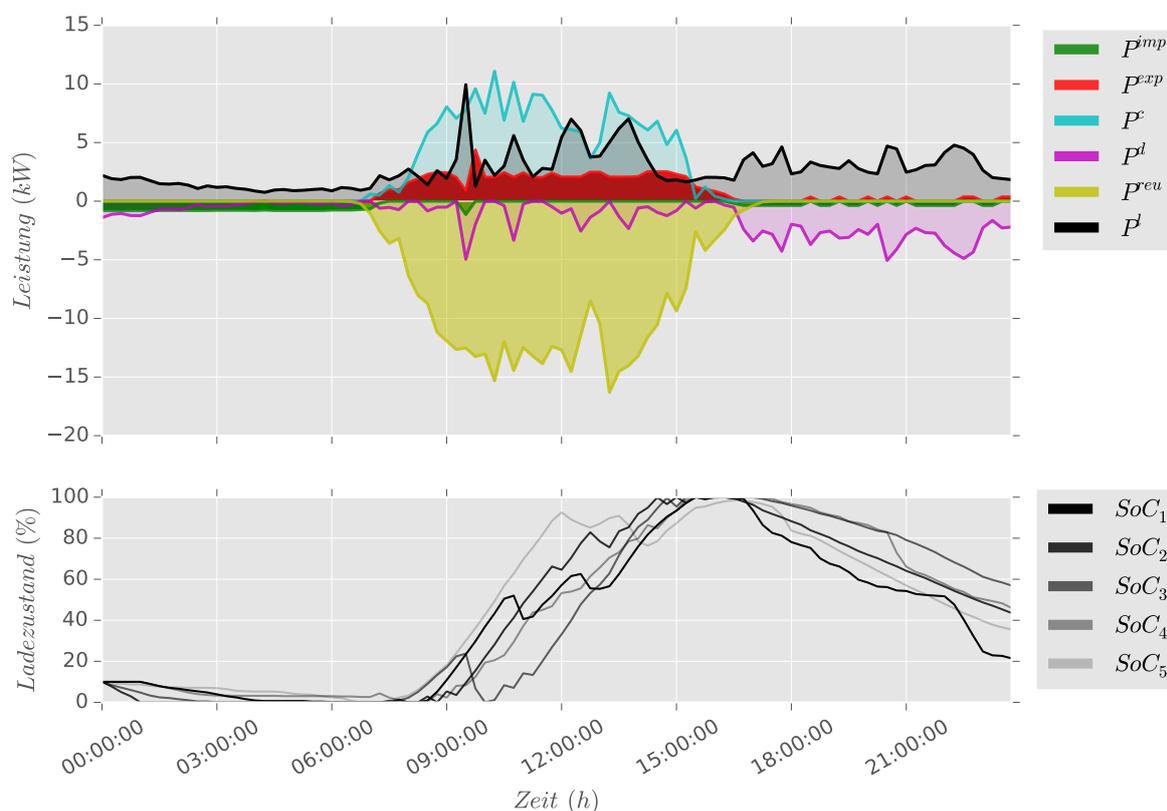


Abbildung 7.10: Zentralisiert: Ergebnisse unterschiedlicher Lastprofile

Die Haushaltslasten  $P^l$  und die nutzbare PV-Leistung  $P^{\text{reu}}$  stimmen mit den Größen aus dem vorherigen Unterabschnitt 7.2.1 überein. In Phase 1 ( $k_1 \mid P_{k_1}^{\text{reu}} \geq P_{k_1}^l$ ) importieren die Haushalte konstant Leistung in Höhe von insgesamt 0,79 kW. Die Haushaltslasten werden somit durch die importierte Leistung  $P^{\text{imp}}$  und die Entladeleistung der Batterie  $P^d$ , die sich variabel der Last anpasst, gedeckt. Am Ende von Phase 1 sind alle Batterien vollständig entladen,

wie aus der Abbildung 7.10 unten hervorgeht. Denn in Phase 2 ( $k_2 \mid P_{k_2}^{\text{reu}} \leq P_{k_2}^{\text{l}}$ ) genügt die nutzbare PV-Leistung  $P^{\text{reu}}$  meistens aus, die Haushaltslasten  $P^{\text{l}}$  zu decken und die Batterien vollständig zu laden. Darüber hinaus muss die überschüssige PV-Leistung, die weder zum Decken der Haushaltslasten oder zur Batterieladung benötigt wird, in das Netz exportiert werden. Die zentrale Einheit versucht dabei, die Exportleistung konstant zu halten, indem die Spitzen der Haushaltslasten, die nicht durch die nutzbare PV-Leistung  $P^{\text{reu}}$  gedeckt werden können, durch die Entladeleistung der Batterien  $P^{\text{d}}$  gedeckt wird. Hier kann eine Verletzung einer Nebenbedingung für Haushalt  $h = 3$  festgestellt werden, welche in Abbildung 7.11 verdeutlicht ist.

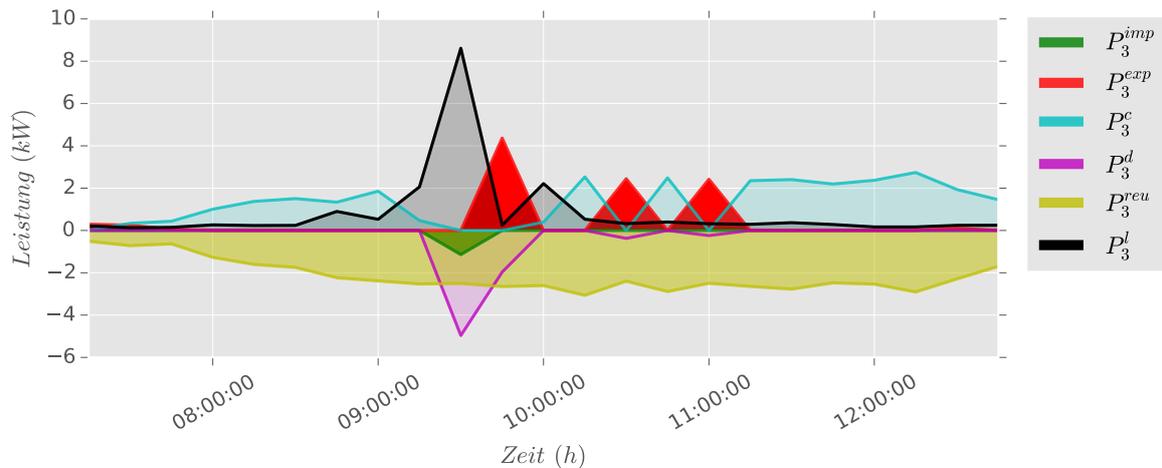


Abbildung 7.11: Zentralisiert: Haushalt 3 in Phase 2

Die maximale Änderung der Entladeleistung  $\Delta P_{max}^{\text{d}}$  beträgt 3,00 kW. Allerdings steigt die Entladeleistung von 0,00 kW um 09:15 Uhr auf 4,97 kW um 09:30 Uhr. Hier liegt eine Verletzung der Nebenbedingung aus Formel 4.8 vor. Dies liegt daran, dass die Optimierung nach einer Abbruchzeit von 60 Sekunden, die vorhandene Lösung verwendet, die zwangsläufig nicht dem Optimum entspricht. Dabei können offensichtlich Nebenbedingungen verletzt werden. Dies führt anschließend um 09:45 Uhr dazu, dass die Entladeleistung sich auf maximal 1,97 kW ändern darf. Hier wird die Nebenbedingung aus 4.8 eingehalten und bewirkt, dass die überschüssige PV-Leistung, die nicht zur Deckung der Last  $P^{\text{l}}$  benötigt wird, zusammen mit der Entladeleistung der Batterie von  $P^{\text{d}} = 1,97$  kW in das Netz exportiert werden muss. Daraus resultiert um 09:45 Uhr, wie in Abbildung 7.10 zu sehen ist, eine Spitze der Exportleistung von 4,37 kW.

Am Ende von Phase 2 sind sämtliche Batterien vollständig geladen, sodass die Batterien in Phase 3 ( $(P^{\text{reu}} < P^{\text{l}})$  bis Simulationsende) die Haushaltslasten  $P^{\text{l}}$  decken können. Nun importieren Haushalte, deren Entladeleistung nicht ausreichend ist, Leistung aus dem Netz und Haushalte, deren Entladeleistung genügt, um die Last zu decken exportieren sogar teilweise zusätzlich Leistung in das Netz, wie in Abbildung 7.12 zu erkennen ist.



Abbildung 7.12: Zentralisiert: Netzbeanspruchung Phase 3

Außerdem kann man in dieser Abbildung erkennen, dass die Haushalte abwechselnd Leistung in das Netz einspeisen oder aus dem Netz beziehen, sodass die Netzbelastung gering gehalten wird und zwischen den Haushalten kein Energieaustausch stattfindet. Bei der dezentral modellprädiktiven Regelungsarchitektur geschieht der Leistungsimport und -export anders als hier konstant und zeitgleich für verschiedene Haushalte, wobei auch bei dieser Regelungsarchitektur ein Energieaustausch zwischen den Haushalten auf Grund der verwendeten Zielfunktion nicht stattfindet. Es ist zu erkennen, dass lediglich Haushalt  $h = 1$  Leistung aus dem Netz importiert.

Die Haushalte  $h = 2$  und  $5$  nutzen das Netz weder zum Importieren oder Exportieren von Leistung. Haushalt  $h = 3$  exportiert nur sporadisch Leistung in das Netz und Haushalt  $h = 4$  speist immer dann Leistung in das Netz ein, wenn das Netz weder von Haushalt  $h = 1$  oder  $3$  genutzt wird. Im Anhang A.5 und A.6 sind die detaillierten Verläufe der Netzbeanspruchung für Phase 1 und Phase 2 beigefügt. Dort wird ersichtlich, dass die zentrale Einheit in Phase 1, wo ein Leistungsimport auf Grund fehlender PV-Leistung nötig ist, zeitgleiche Importe verschiedener Haushalte festlegt. Die Verläufe der Importleistung der einzelnen Haushalte in Phase 1 ist sehr volatil, die Summe der Importleistung für alle Haushalte jedoch ist nahezu konstant. In Phase 2 exportieren die Haushalte fast ausschließlich. Einzige Ausnahme bildet hier Haushalt  $h = 3$  auf Grund der Lastspitze um 09:15 Uhr. Interessanterweise findet in Phase 2 der Leistungsexport der Haushalte meist nicht zeitgleich statt, sondern die Haushalte wechseln sich beim Leistungsexport ab. In Summe kann so die gesamte Exportleistung relativ konstant gehalten werden.

Zum Ende des Simulationszeitraumes sind die Batterien nicht vollständig entladen, da die modellprädiktive Regelung plant, die Haushaltslasten  $P^l$  in den Folgestunden aus den Batterien versorgen zu können.

Die berechneten Kennzahlen unterschiedlicher Lastprofile der zentralisiert modellprädiktiven Regelungsarchitektur sind in Tabelle 7.7 zusammengefasst.

Tabelle 7.7: Zentralisiert: Kennzahlen unterschiedlicher Lastprofile

Kennzahl	Wert	Einheit
$t_{CPU}$	1440,00	s
PTP	1,0326	kW
RMS	0,3058	kW
$\Psi$	26,9362	kWh
$e$	79,8738	%
$a$	87,7984	%
$\xi$	7,1502	kWh

Die Optimierungszeit beträgt  $t_{CPU} = 1440,00$  Sekunden und damit wird die Abbruchzeit von 60 Sekunden für jede Simulation einer Stunde des Simulationszeitraums erreicht. Die kann, wie oben beschrieben, zu Verletzungen der Nebenbedingungen und einer nicht optimalen Lösung führen. Dadurch ist auch ein im Vergleich zu der dezentral modellprädiktiven Regelungsarchitektur erhöhter PTP-Wert zu erklären. Der hohe PTP-Wert von 1,0326 kW entsteht durch die Verletzung der Nebenbedingung für Haushalt  $h = 3$  zwischen 09:15 Uhr und 09:30 Uhr. Eliminiert man den Wert der Exportleistung von 4,37 kW um 09:45 Uhr, ergibt sich ein neuer PTP-Wert von 0,6621 kW. Der RMS-Wert beläuft sich auf 0,3124 kW. Die Netzbeanspruchung macht  $\Psi = 26,9362$  kWh aus. Der Anteil der importierten Energie an der Netzbeanspruchung beträgt 29,09 % und der Anteil der exportierten Energie 70,91 %. Die Eigenverbrauchsquote  $e$  beträgt

ca. 79,87 % und der Autarkiegrad  $a$  wird mit ca. 87,80 % berechnet. Die PV-Batterie-System Verluste belaufen sich auf  $\xi = 7,1502$  kWh. Die PV-Anlage wird in dem betrachteten Zeitraum nicht abgeregelt. Durch den Vergleich der Kenngrößen mit anderen Regelungsarchitekturen wird die zentralisierte Lösung in Unterabschnitt 7.2.4 bewertet.

### 7.2.3 Hierarchisch-verteilt

Bei der vorherigen Simulation der hierarchisch-verteilt modellprädiktiven Regelungsarchitektur aus Unterabschnitt 7.1.3 führte die Einflussnahme des *Market Makers* durch die Preisänderung zu einem Exportanstieg am Ende von Phase 2. Dadurch, dass die Batterien zum Ende von Phase 1 nicht vollständig entleert werden konnten, konnte die überschüssige PV-Leistung am Ende von Phase 2 nun nicht mehr in die Batterien geladen werden, sondern musste in das Netz exportiert werden. Deshalb wird in dieser Simulation der hierarchisch-verteilt modellprädiktiven Regelungsarchitektur  $\theta = 0,025$  gesetzt. Der Wert wurde auf Grund der zuvor durchgeführten Sensitivitätsanalyse mit verschiedenen Werten für  $\theta$  gewählt, da  $\theta = 0,025$  die beste Kombination der Kennzahlen aus Netzbeanspruchung und RMS-Wert besitzt. Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse sind im Anhang in Tabelle A.1 zu finden. Durch das Herabsetzen von  $\theta = 0,1$  auf  $\theta = 0,025$  wird die Einflussnahme von Preisänderungen reduziert, was eine verminderte Änderung der Im- und Exportleistung des Netzes zur Folge hat. Die Ergebnisse der hierarchisch-verteilt modellprädiktiven Regelungsarchitektur für unterschiedliche Lasten und für  $\theta = 0,1$  sind im Anhang A.7 zu finden. Für die folgenden Ergebnisse wurden die Parameter aus Tabelle 7.8 verwendet:

Tabelle 7.8: Hierarchisch-verteilt: Parameter unterschiedlicher Lastprofile

Parameter	Wert
$L$	10
$\theta$	0,025
$\kappa$	0,75

Die Optimierungsergebnisse der einzelnen Haushalte, die durch Preisänderungen des *Market Makers* beeinflusst werden, sind in Abbildung 7.13 aufaddiert und abgebildet.

Die Haushaltslasten  $P^l$  und die nutzbare Leistung  $P^{\text{reu}}$  sind unverändert gegenüber den beiden vorherigen Regelungsarchitekturen aus Unterabschnitt 7.2.1 und 7.2.2. In Phase 1 ( $k_1 \mid P_{k_1}^{\text{reu}} \geq P_{k_1}^l$ ) werden die Haushaltslasten  $P^l$  durch eine leicht sinkende Importleistung  $P^{\text{imp}}$  und die Entladeleistungen der Batterien  $P^d$  gedeckt. Am Ende von Phase 1 sind sämtliche Batteriespeicher vollständig entladen, wie in Abbildung 7.13 unten zu erkennen ist.

In Phase 2 ( $k_2 \mid P_{k_2}^{\text{reu}} \leq P_{k_2}^l$ ) kann somit die nutzbare PV-Leistung  $P^{\text{reu}}$ , die nicht zum Decken der Haushaltslasten  $P^l$  benötigt wird, die Batterien vollständig laden. Die überschüssige nutzbare PV-Leistung, die nicht zum Decken der Haushaltslasten  $P^l$  oder zum Laden der Batterien

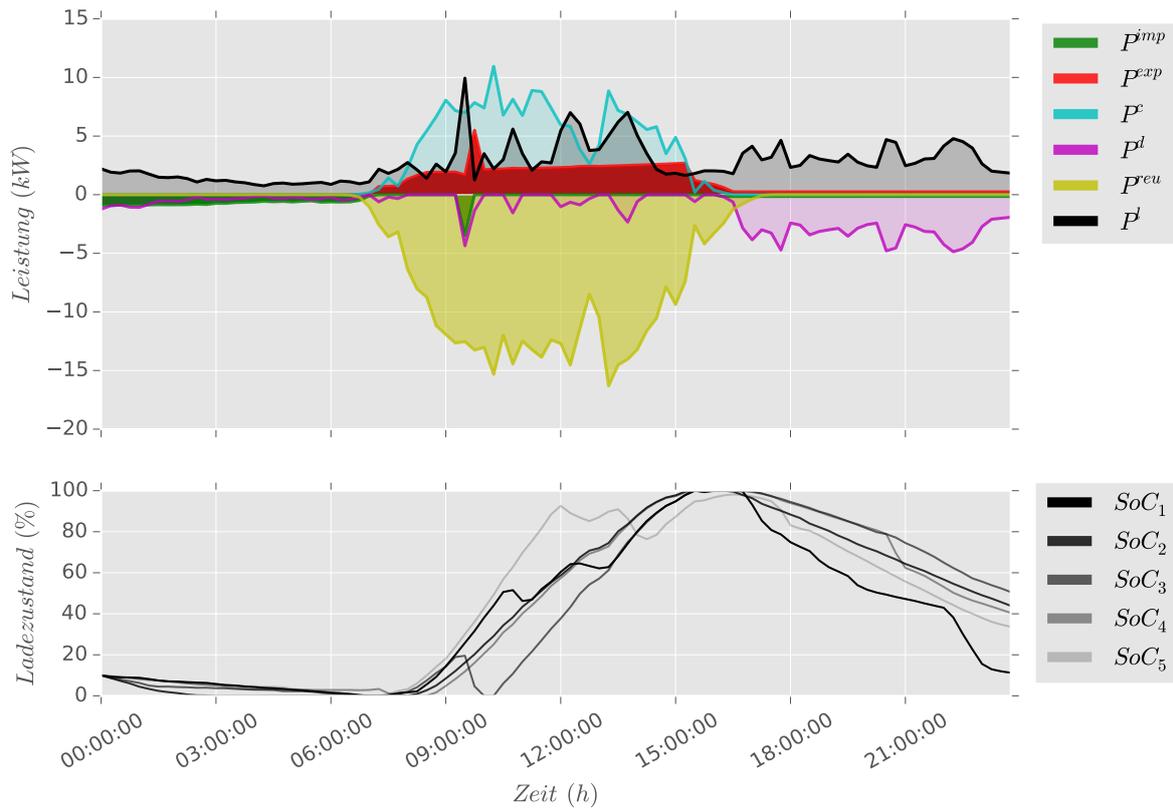


Abbildung 7.13: Hierarchisch-verteilt: Ergebnisse unterschiedlicher Lastprofile

benötigt wird, wird in Phase 2 gleichmäßig steigend in das Netz exportiert. Einzige Ausnahme bildet Haushalt  $h = 3$ , bei dem, wie bei der zentralisiert modellprädiktiven Regelungsarchitektur, eine Verletzung der Nebenbedingung 4.8 vorliegt. Auch bei der hierarchisch-verteilt modellprädiktiven Regelungsarchitektur wird die Abbruchzeit von 60 Sekunden für Haushalt  $h = 3$  erreicht, sodass davon auszugehen ist, dass die verwendete Lösung nicht die Optimale ist. Daher wurde auch hier die maximale Änderung der Entladeleistung  $\Delta P_{max}^d$  von 3,00 kW um 09:30 Uhr überschritten, welches in Abbildung 7.14 verdeutlicht wird.

Um 09:30 muss die Lastspitze  $P_3^l$  von 8,61 kW gedeckt werden. Die Entladeleistung steigt von 0,00 kW um 09:15 Uhr auf 4,36 kW um 09:30 Uhr. Die Lastspitze wird zusätzlich durch die nutzbare PV-Leistung und die Importleistung  $P_3^{imp} = 1,75$  kW gedeckt. Anschließend wird die Nebenbedingung 4.8 der maximalen Änderung der Entladeleistung von 3,00 kW eingehalten, sodass die Entladeleistung auf maximal 1,36 kW sinken kann. Dadurch muss die überschüssige nutzbare PV-Leistung zuzüglich der Entladeleistung  $P_3^d$  der Batterie um 09:45 Uhr vollständig in das Netz exportiert werden. Dies führt dazu, dass die Exportleistung  $P_3^{exp}$  um 09:45 Uhr 3,76 kW beträgt und insgesamt die Exportleistung des Netzes um 09:45 Uhr auf 5,49 kW steigen lässt. Lastspitzen werden in Phase 2 durch die Entladeleistung der Batterien  $P^d$  gedeckt und für extreme Spitzen, wie hier beschrieben, zusätzlich Leistung aus dem Netz importiert.

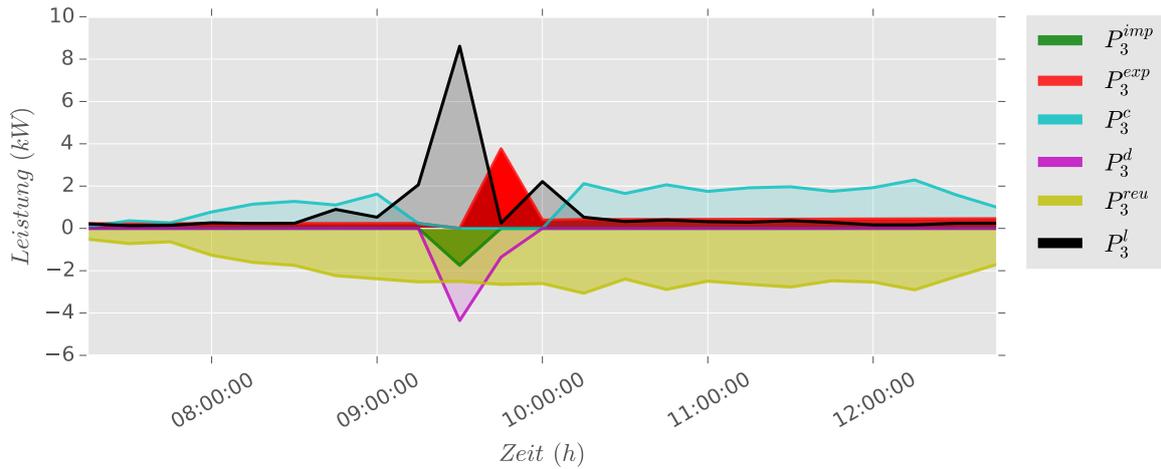


Abbildung 7.14: Hierarchisch-verteilt: Haushalt 3 in Phase 2

Am Ende von Phase 2 sind sämtliche Batteriespeicher vollständig geladen, sodass die Lasten für die Folgestunden, in denen keine PV-Leistung zur Verfügung steht, durch die Entladeleistungen der Batterien gedeckt werden kann.

In Phase 3 werden also, wie aus Abbildung 7.13 hervorgeht, die Lasten  $P^l$  durch die Entladeleistungen  $P^d$  und abhängig vom Haushalt durch Importleistung  $P^{imp}$  oder Exportleistung  $P^{exp}$  gedeckt.

In Abbildung 7.15 ist zu erkennen, dass Haushalt  $h = 1$  gleichmäßig Leistung importiert, um die Lasten zusätzlich mit der Entladeleistung zu decken. Haushalt  $h = 2$  versorgt sich unabhängig vom Netz und die Haushalte  $h = 3, 4, 5$  exportieren konstant Leistung in das Netz. Anders als bei der zentralisiert modellprädiktiven Regelungsarchitektur werden die Import- und Exportleistungen, ähnlich wie bei der dezentral modellprädiktiven Regelungsarchitektur, in Phase 3 konstant gehalten. Die verbleibende Energie der Haushalte  $h = 2, \dots, 5$  genügt demnach aus, um die Lasten für die zukünftigen Stunden, in denen keine nutzbare PV-Leistung  $P^{reu}$  verfügbar ist, zu decken. Denn diese Haushalte exportieren zusätzlich Leistung, die von den Batterien bereitgestellt wird. Für Haushalt  $h = 1$  genügt die verbleibende Energie im Batteriespeicher nicht aus, um die Last für die folgenden Stunden, in denen keine nutzbare PV-Leistung bereitsteht, zu decken. Daher wird zusätzlich konstant Leistung importiert  $P_1^{imp}$ , die neben der Entladeleistung  $P_1^d$  die Last  $P_1^l$  decken soll.

Eine detaillierte Darstellung der importierten  $P^{imp}$  und exportierten Leistung  $P^{exp}$  ist in Abbildung 7.16 gezeigt. Außerdem sind die prognostizierte Nachfrage  $\pi_l(k)$  und die durchschnittliche Nachfrage über den Prädiktionszeitraum  $\bar{\pi}_l$  sowie die Preisverläufe für Import  $c^{imp}$  und Export  $c^{exp}$  für die letzte Iteration  $l = 10$  dargestellt.

In Phase 1 importieren die Haushalte Leistung  $P^{imp}$ , welche durch den tendenziell geringen Preisanstieg  $c^{imp}$  vermindert wird. Durch das Herabsetzen von  $\theta = 0,1$  auf  $\theta = 0,025$  fallen

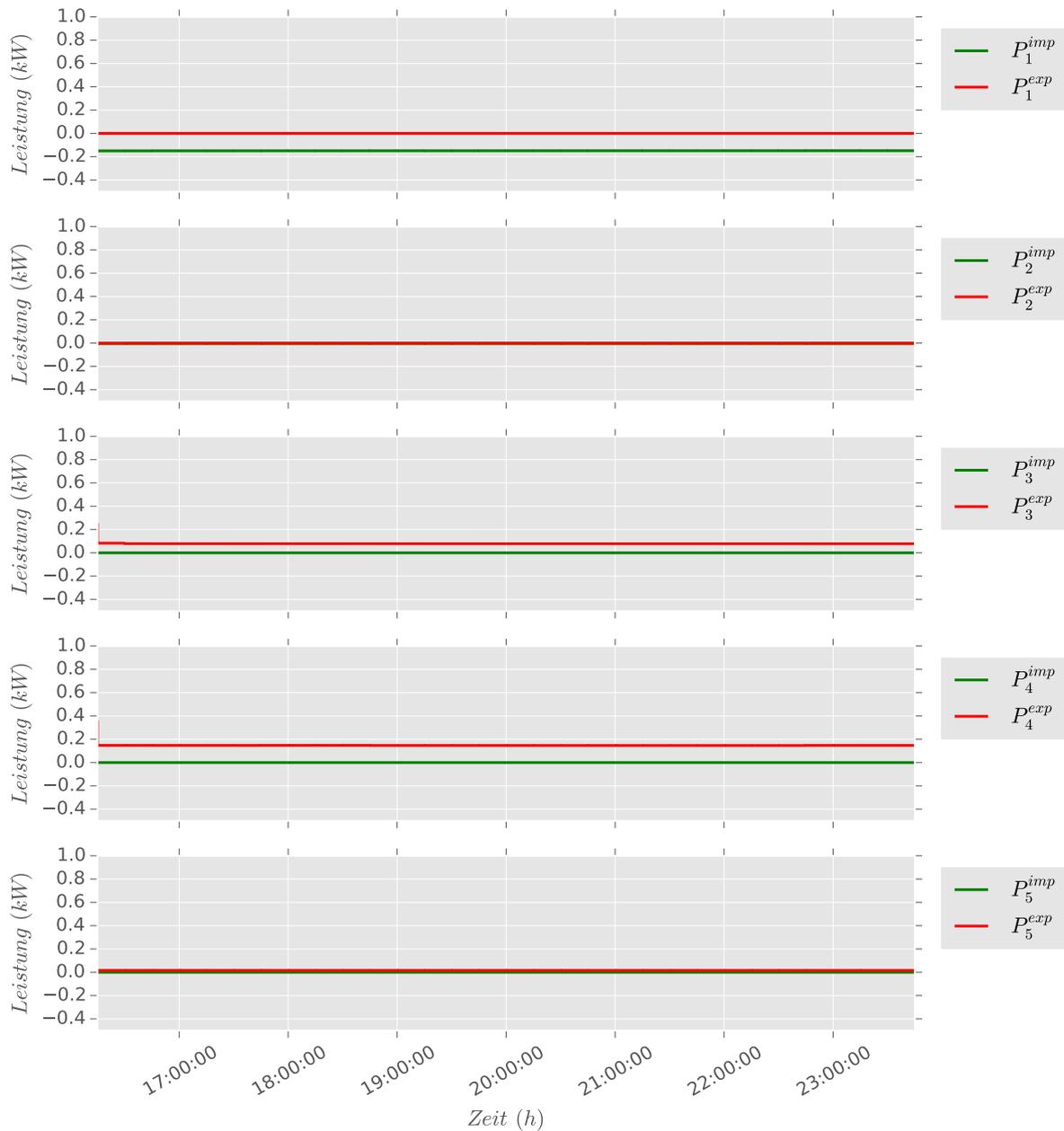


Abbildung 7.15: Hierarchisch-verteilt: Netzbeanspruchung Phase 3

die Preisänderungen nun deutlich geringer aus, sodass dies ebenfalls zu geringeren Änderungen der Import-  $P^{imp}$  und Exportleistung  $P^{exp}$  führt. Durch den geringen Ladezustand zu Simulationsbeginn und den geringeren Preiseinfluss werden nun alle Batterien zum Ende von Phase 1 vollständig entladen.

In Phase 2 exportieren die Haushalte die überschüssige PV-Leistung in das Netz. Die tendenzielle Preisminderung von  $c^{exp}$  soll die exportierte Leistung  $P^{exp}$  mindern. Dies gelingt jedoch nicht, da die modellprädiktive Regelung die Strategie verfolgt, am Ende von Phase 2 vollständig

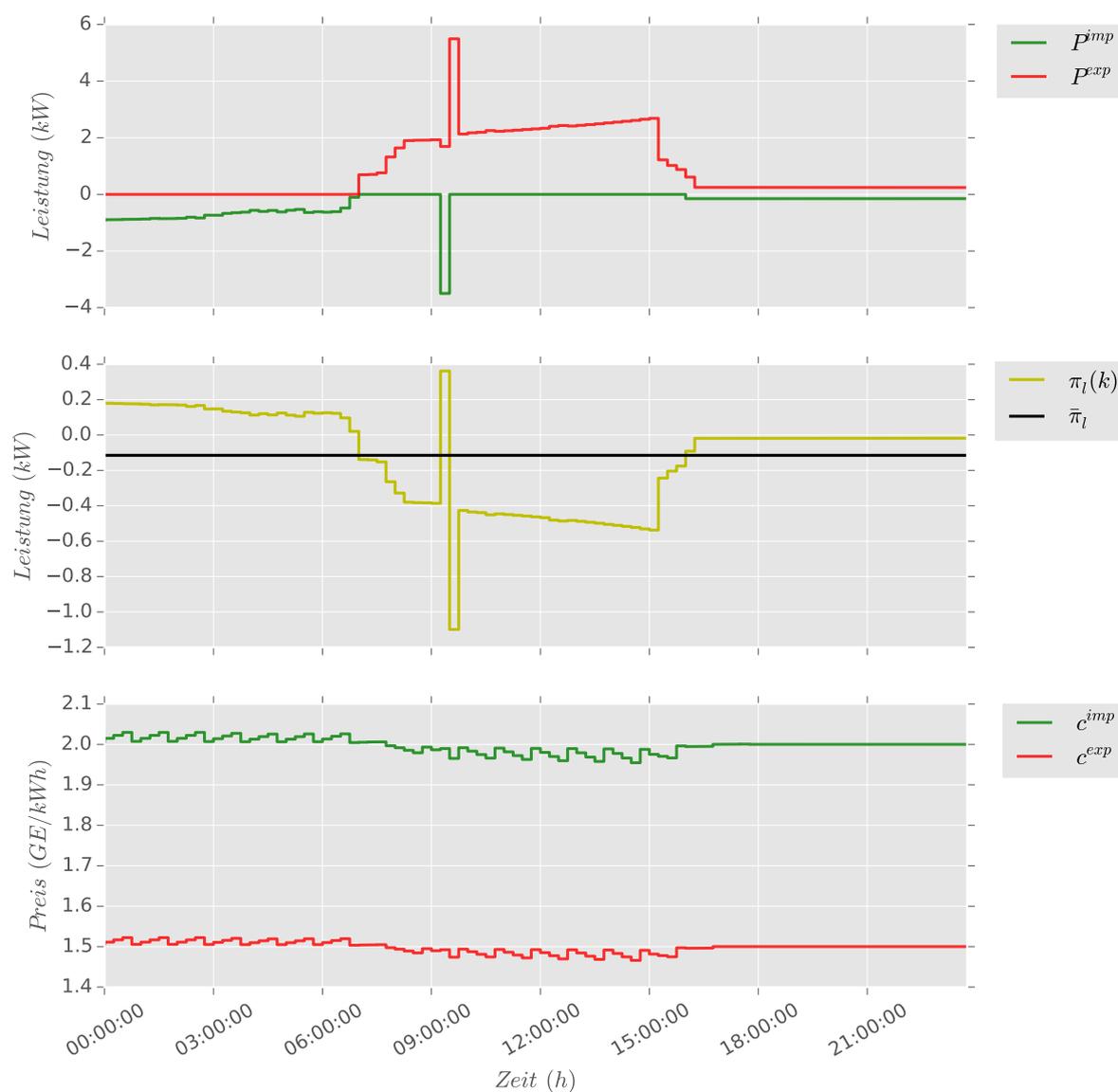


Abbildung 7.16: Hierarchisch-verteilt: Netznutzung und Preise unterschiedlicher Lastprofile

geladene Batterien vorzufinden. Eine Minderung der Exportleistung würde dazu führen, dass die Batterien zu Beginn von Phase 2 stärker geladen werden und somit vor dem Ende von Phase 2 bereits vollständig geladen wären. Somit müsste gegen Ende von Phase 2 sämtliche nutzbare PV-Leistung, die nicht zum Decken der Lasten benötigt wird, in das Netz exportiert werden. Durch das Herabsetzen von  $\theta = 0,1$  auf  $\theta = 0,025$  kann eine gleichmäßigere Exportleistung erzielt werden und dadurch die Spitze der Exportleistung gegen Ende von Phase 2 vermindert werden (Vergleich: Abbildung 7.13 und Anhang A.7). Die Spitzen der Import-  $P^{imp}$  und Exportleistung  $P^{exp}$  zwischen 09:30 Uhr und 09:45 Uhr sind auf die suboptimale Lösung und Verletzung der Nebenbedingung 4.8 von Haushalt  $h = 3$  zurückzuführen. Der sprunghafte Anstieg der Last von Haushalt  $h = 3$  und dem damit verbundenen sprunghaften Anstieg der Importleistung  $P^{imp}$

kann durch die geringen Preisanpassungen nicht merklich entgegengewirkt werden. Hier besteht für zukünftige Untersuchungen Handlungsbedarf, indem beispielsweise  $\theta$  als eine variable Größe implementiert wird, die sich an die Änderungsgeschwindigkeit (Steigung) der importierten  $P^{\text{imp}}$  und exportierten Leistung  $P^{\text{exp}}$  anpasst. So soll für große Änderungen der Netzbeanspruchung  $\theta$  größer sein, als bei kleineren Änderungen der Netzbeanspruchung.

In Phase 3 besitzen  $\pi_l(k)$  und  $\bar{\pi}_l$  eine sehr kleine Differenz, sodass die Preise auf Grund des geringen Wertes für  $\theta = 0,025$  nahezu konstant bleiben. Dadurch bleiben die importierte  $P^{\text{imp}}$  und exportierte Leistung  $P^{\text{exp}}$  in Phase 3 ebenfalls nahezu konstant.

Die Kennzahlen der hierarchisch-verteilt modellprädiktiven Regelungsarchitektur für unterschiedliche Lastprofile sind in Tabelle 7.9 zusammengefasst. Die durchschnittliche Optimierungszeit

Tabelle 7.9: Hierarchisch-verteilt: Kennzahlen unterschiedlicher Lastprofile

Kennzahl	Wert	Einheit
$t_{CPU}$	637,57	s
PTP	1,4605	kW
RMS	0,2998	kW
$\Psi$	28,0400	kWh
$e$	77,9719	%
$a$	88,8632	%
$\xi$	6,6873	kWh

beträgt  $t_{CPU} = 637,57$  Sekunden. Dabei entfallen ca. 86 % der Optimierungszeit auf Haushalt  $h = 3$ . Offensichtlich ist das Optimierungsproblem von Haushalt  $h = 3$  besonders komplex, da auch die Abbruchzeit von 60 Sekunden für die Sonnen- und Abendstunden erreicht wird. Dadurch werden Lösungen verwendet, die nicht optimal sind und auch zu Verletzungen von Nebenbedingungen führen können, wie zuvor beschrieben.

Dadurch entsteht auch der relativ hohe PTP-Wert von 1,4605 kW. Eliminiert man den Wert der Exportleistung von 5,49 kW um 09:45 Uhr, ergibt sich ein neuer PTP-Wert von 0,8988 kW. Der RMS-Wert beträgt 0,2998 kW. Die Netzbeanspruchung beläuft sich auf  $\Psi = 28,0400$  kWh. Der Anteil der importierten Energie an der Netzbeanspruchung beträgt 25,44 % und der Anteil der exportierten Energie an der Netzbeanspruchung beträgt 74,56 %. Die Eigenverbrauchsquote wird mit ca.  $e = 77,97$  % und der Autarkiegrad mit ca.  $a = 88,86$  % berechnet. Die PV-Batterie-System Verluste belaufen sich auf  $\xi = 6,6873$  kWh. Die PV-Anlage wird auch bei der hierarchisch-verteilt modellprädiktiven Regelungsarchitektur in dem betrachteten Zeitraum nicht abgeregelt, sodass  $P_{abregel}^{\text{PV}}$  für den gesamten Zeitraum 0,00 kW beträgt. Im nun folgenden Unterabschnitt werden die verschiedenen Regelungsarchitekturen durch den Vergleich ihrer Kennzahlen miteinander verglichen und bewertet.

### 7.2.4 Vergleich der Regelungsarchitekturen

In diesem Unterabschnitt sollen die Ergebnisse der verschiedenen modellprädiktiven Regelungsarchitekturen für unterschiedliche Lastprofile verglichen und bewertet werden. Hierfür werden in Tabelle 7.10 die Kennzahlen der verschiedenen Regelungsarchitekturen zusammengetragen.

Tabelle 7.10: Vergleich: Kennzahlen unterschiedlicher Lastprofile

Kennzahl	Wert	Wert	Wert	Einheit
	<b>Dezentral</b>	<b>Zentralisiert</b>	<b>Hierarchisch-verteilt</b>	
$t_{CPU}$	104,31	1440,00	637,57	s
PTP	0,7542	1,0326	1,4605	kW
RMS	0,2955	0,3058	0,2998	kW
$\Psi$	28,9836	26,9362	28,0400	kWh
e	77,5034	79,8738	77,9719	%
a	88,1133	87,7984	88,8632	%
$\xi$	6,5837	7,1502	6,6873	kWh

Die durchschnittliche Optimierungszeit der dezentral modellprädiktiven Regelungsarchitektur ist wie erwartet mit ca. 104 Sekunden am kürzesten. Die durchschnittliche Optimierungszeit der hierarchisch-verteilt modellprädiktiven Regelungsarchitektur ist ca. 6 mal so lang und die der zentralisiert modellprädiktiven Regelungsarchitektur fast 14 mal so lang. Durch eine geringere Anzahl an Iterationen  $L$  kann die durchschnittliche Optimierungszeit der hierarchisch-verteilt modellprädiktiven Regelungsarchitektur ohne größere Beeinflussung der Kennzahlen gesenkt werden. Die zentrale Lösung wird für jede Optimierung einer Stunde durch die Abbruchzeit gestoppt, sodass davon auszugehen ist, dass für mehr als 5 Haushalte die benötigte Optimierungszeit weiter steigen wird und sich somit die Ergebnisse nach einer Abbruchzeit von 60 Sekunden verschlechtern werden oder ab einer gewissen Anzahl von Haushalten das Optimierungsproblem nicht mehr lösbar sein wird. Dadurch, dass bei der hierarchisch-verteilt Lösung jeder Haushalt sein eigenes Optimierungsproblem löst, ist davon auszugehen, dass sich die Optimierungszeit für eine steigende Anzahl von Haushalten nur unwesentlich verlängern wird.

Auf Grund der Verletzung der Nebenbedingung bei der zentralisiert und hierarchisch-verteilt modellprädiktiven Regelungsarchitektur sind die erhöhten PTP-Werte der Architekturen zu erklären. Daher wurden die Werte **aller** Regelungsarchitekturen für  $P^{imp}$ ,  $P^{exp}$ ,  $P^c$ ,  $P^d$ ,  $P^l$  und  $P^{reu}$  für  $k = 38, 39$ , also für die Zeit zwischen 09:30 Uhr und 09:45 Uhr, eliminiert, d.h. gleich Null gesetzt. Wird die Abbruchzeit genügend groß gewählt, so ist davon auszugehen, dass keine Nebenbedingungen verletzt werden. Somit wird durch das Eliminieren der Werte für  $k = 38, 39$  der kritische Punkt, der die Optimierungszeit sehr stark ansteigen lässt, entfernt. Die Kennzahlen wurden für alle Regelungsarchitekturen neu berechnet und sind in Tabelle 7.11 dargestellt. Die aktualisierten Kennzahlen sollen zeigen, dass für eine ausreichend große Optimierungszeit die Kennzahlen der zentralisiert und hierarchisch-verteilt modellprädiktiven Regelungsarchitek-

tur deutlich verbessert werden können, bzw. die Kennzahlen ohne die Spitzenlast von Haushalt  $h = 3$  zwischen 09:30 Uhr und 09:45 Uhr und der damit verbundenen Verletzung der Nebenbedingung sich folgendermaßen ergeben würden:

Tabelle 7.11: Vergleich: Kennzahlen unterschiedlicher Lastprofile,  $k = 38,39$  bereinigt

Kennzahl	Wert	Wert	Wert	Einheit
	<b>Dezentral</b>	<b>Zentralisiert</b>	<b>Hierarchisch-verteilt</b>	
PTP	0,6888	0,6621	0,7178	kW
RMS	0,2787	0,2837	0,2679	kW
$\Psi$	27,1347	25,3369	25,3689	kWh
e	77,0763	79,8928	78,3976	%
a	88,8365	87,7069	89,7089	%
$\xi$	6,5837	7,1502	6,6873	kWh

Es ist zu erkennen, dass sich die PTP-Werte deutlich ändern. Die bereinigten Kennzahlen zeigen, dass die PTP-Werte der zentralisiert modellprädiktiven Regelungsarchitektur mit einem Wert von 0,6621 kW die kleinsten sind. Die dezentrale Lösung folgt darauf mit einem PTP-Wert von 0,6888 kW. Die hierarchisch-verteilt modellprädiktive Regelungsarchitektur kommt lediglich auf einen Wert von 0,7178 kW, der durch die angestiegene Exportleistung zum Ende von Phase 2 zustande kommt. Kann in Zukunft der Verlauf des Ladezustandes der Batterien in die Preisberechnung mit einfließen, könnte dies im Zusammenspiel mit einem variablen  $\theta$ , welches die Änderungsgeschwindigkeit der Preise beeinflusst, die Ergebnisse der hierarchisch-verteilt modellprädiktiven Regelungsarchitektur verbessern.

Für den RMS-Wert hat die Bereinigung der Kennzahlen zur Folge, dass die hierarchisch-verteilt Lösung nun bessere RMS-Werte gegenüber der dezentralen Lösung hat (vgl. Tabelle 7.10 und 7.11). Die Residuallast entspricht dem durchschnittlichen Verbrauch abzüglich der durchschnittlichen Erzeugung im Mittel bei der zentralisiert modellprädiktiven Regelungsarchitektur am wenigsten, welches am höchsten RMS-Wert der Architekturen zu erkennen ist.

Durch die Bereinigung der Kennzahlen wird die Reihenfolge der Regelungsarchitekturen bezüglich der Netzbeanspruchung  $\Psi$  nicht verändert. Jedoch erreicht dadurch die hierarchisch-verteilt modellprädiktive Regelungsarchitektur nun mit  $\Psi = 25,3689$  kWh fast die Netzbeanspruchung der zentralisiert modellprädiktiven Regelungsarchitektur mit  $\Psi = 25,3369$  kWh (siehe Tabelle 7.11). Da letztendlich die Netzbeanspruchung in jeder Zielfunktion der Regelungsarchitekturen quadratisch minimiert wird, ist die Kennzahl  $\Psi$  die Entscheidende, an der der Erfolg der Optimierung der verschiedenen Regelungsarchitekturen bewertet werden muss. Es wird gezeigt, dass unabhängig von Verletzungen der Nebenbedingung, die zentralisiert modellprädiktive Regelungsarchitektur die Zielfunktion am besten minimiert, welches den geringsten Wert der Netzbeanspruchung zur Folge hat. Die dezentrale Lösung besitzt mit und ohne Bereinigung der Kennzahlen die höchste Netzbeanspruchung  $\Psi$ . Die hierarchisch-verteilt modellprädiktive

Regelungsarchitektur hat eine geringere Netzbeanspruchung als die dezentrale Lösung und soll zukünftig durch weitere Verbesserungen hinsichtlich der Preisänderungen vermindert werden.

Die Netzbeanspruchung setzt sich aus der importierten und exportierten Energie zusammen. Je höher die Eigenverbrauchsquote ist, desto weniger Energie wird in das Netz exportiert. Umso höher der Autarkiegrad ist, desto geringer ist die vom Netz importierte Energie. Somit wird durch Minimierung der Netzbeanspruchung, gleichzeitig die Eigenverbrauchsquote und der Autarkiegrad maximiert. Offensichtlich wird, wie aus Tabelle 7.10 oder 7.11 der Eigenverbrauchsquote und dem Autarkiegrad zu entnehmen ist, deutlich, dass die zentralisierte Lösung weniger Energie exportiert als die dezentrale Lösung und andererseits mehr Energie importiert. Die hierarchisch-verteilt modellprädiktive Regelungsarchitektur importiert am wenigsten Energie (höchster Autarkiegrad) und liegt beim Energieexport zwischen den beiden anderen Regelungsarchitekturen. Tabelle 7.12 zeigt die absoluten Werte der importierten Energie und exportierten Energie für den Simulationszeitraum aller Regelungsarchitekturen nicht bereinigt.

Tabelle 7.12: Vergleich: Importierte und exportierte Energie

	<b>Dezentral</b>	<b>Zentralisiert</b>	<b>Hierarchisch-verteilt</b>	Einheit
$\sum_{k=1}^{N_p} P^{\text{imp}}(k)\Delta t$	7,6329	7,8352	7,1339	kWh
$\sum_{k=1}^{N_p} P^{\text{exp}}(k)\Delta t$	21,3507	19,1010	20,9061	kWh

Der aus [22] ermittelte Eigenverbrauchsanteil von  $e$  und Autarkiegrad  $a$  zwischen 60 % und 70 % wird auch hier mehr als übertroffen. Durch die verschiedenen Lastprofile sind die Ergebnisse nun repräsentativer als zuvor. Allerdings wurden die in [22] ermittelten Werte für ein ganzes Jahr simuliert, sodass die Betrachtung eines Tages lediglich einen Hinweis auf die Qualität des Eigenverbrauchsanteils und des Autarkiegrades zulässt. Zukünftige Untersuchungen könnten daher die verschiedenen modellprädiktiven Regelungsarchitekturen für ein Jahr simulieren und die Ergebnisse mit den in [22] ermittelten Werten vergleichen.

Die Verluste des PV-Batterie-System  $\xi$  werden durch die Bereinigung der Kennzahlen kaum beeinflusst. Es zeigt sich, dass die dezentral modellprädiktive Regelungsarchitektur die geringsten Verluste mit ca.  $\xi = 6,58$  kWh aufweist, dicht gefolgt von der hierarchisch-verteilt modellprädiktiven Regelungsarchitektur mit ca.  $\xi = 6,69$  kWh. Die zentralisiert modellprädiktive Regelungsarchitektur ist mit ca.  $\xi = 7,15$  kWh am ineffizientesten. Dadurch, dass die Verluste des Systems hier ausschließlich durch die Batterieverluste bestimmt werden ( $P_{\text{abregel}}^{\text{PV}} = 0$ ), werden die Batterien bei der zentralen Lösung häufiger ge- und entladen. Die geringe Netzbeanspruchung der zentralisiert modellprädiktiven Regelungsarchitektur ist somit zu einem kleinen Teil Folge der erhöhten Verluste gegenüber den anderen Regelungsarchitekturen.

In Abbildung 7.17 wird die Residuallast  $P^{imp} - P^{exp}$  der einzelnen Regelungsarchitekturen abgebildet. Außerdem wurde der Verlauf der Residuallast für ein PV-System ohne Batteriespeicher für einen Vergleich hinzugefügt. Die Residuallast für ein PV-System ohne Batteriespeicher ergibt sich aus der gegebenen elektrische Last  $P^l$  abzüglich der nutzbare PV-Leistung  $P^{reu}$ . Es ist

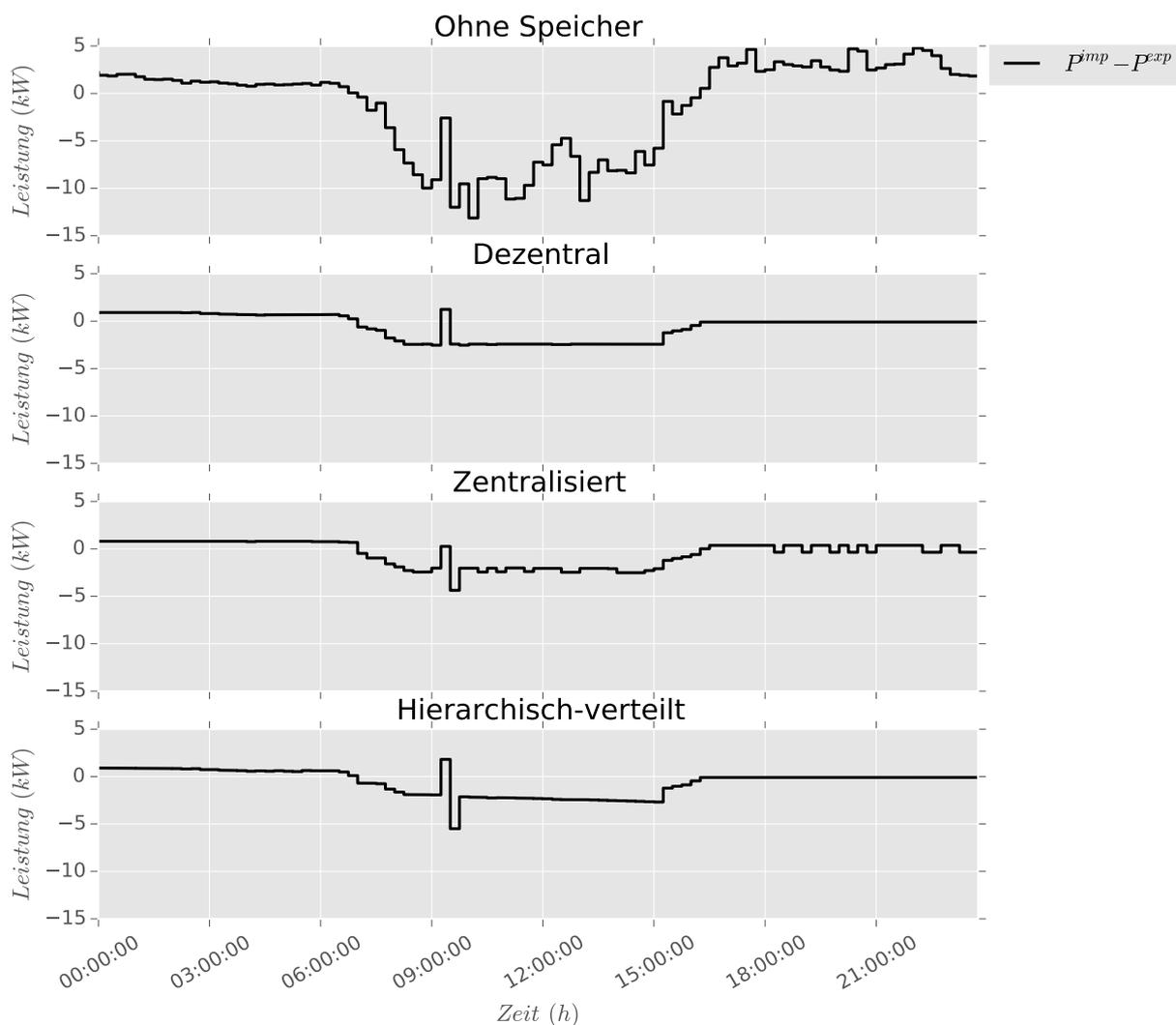


Abbildung 7.17: Vergleich: Netzbeanspruchung unterschiedlicher Lasten

zu erkennen, dass die dezentral modellprädiktive Regelungsarchitektur relativ konstante Leistungsflüsse erzeugt. Dadurch, dass jeder Haushalt sein eigenes Optimierungsproblem löst und dadurch bereits jeder Haushalt die eigene quadratische Netzbeanspruchung minimiert, ergibt sich ein relativ konstanter Verlauf der Residuallast insgesamt. In Phase 3 exportieren einige Haushalte konstant Leistung und andere importieren konstant Leistung, sodass daraus eine konstante Residuallast von  $-0,08$  kW resultiert. Bei der zentralisiert modellprädiktiven Regelungsarchitektur kommt es ab ca. 18:00 Uhr zu schnell wechselnden Lastflüssen. Dadurch, dass einige Haushalte Leistung importieren müssen und andere Haushalte Leistung exportieren, be-

stimmt die zentrale Einheit eine abwechselnde Nutzung des Netzes für Import und Export. Ein Energieaustausch zwischen den Haushalten wird hier durch die Zielfunktion des zentralen Optimierungsproblems verhindert. Die Folge sind schnell wechselnde Lastflüsse, die falls im größeren Maßstab vorhanden zu Herausforderungen auf der Verteilnetzebene führen können. Die hierarchisch-verteilt modellprädiktive Regelungsarchitektur weist größtenteils einen linearen Verlauf der Residuallast auf, wobei diese anfänglich verringert werden kann. Gegen Ende von Phase 2 nimmt die exportierte Leistung allerdings zu, da die überschüssige PV-Leistung zwangsläufig exportiert werden muss und zu Beginn von Phase 2 weniger Leistung exportiert wurde. Insgesamt ergibt sich jedoch ein linearer Verlauf der Residuallast, da jeder Haushalt sein eigenes Optimierungsproblem löst und indirekt durch Preisanpassungen beeinflusst wird. Betrachtet man den Verlauf der Residuallast für ein PV-System ohne Batteriespeicher, ist zu erkennen, dass sämtliche Regelungsarchitekturen durch die Bereitstellung der Flexibilität, die Batterien bieten können, einen erheblich konstanteren Verlauf der Residuallast zur Folge haben.

Abschließend wird in Tabelle 8.6 die Rangfolge der verschiedenen Regelungsarchitekturen bezüglich der entsprechend bereinigten Kennzahl angegeben. Dabei steht die Abkürzung *zen* für die zentralisiert, *dez* für die dezentral und *h-v* für die hierarchisch-verteilt modellprädiktive Regelungsarchitektur. Auf Rang 1 steht somit immer die Regelungsarchitektur mit den Besten Werten der entsprechenden Kennzahl.

Tabelle 7.13: Vergleich: Kennzahlen Rangfolge

Rang	1.	2.	3.
$t_{CPU}$	dez	h-v	zen
PTP	zen	dez	h-v
RMS	h-v	dez	zen
$\Psi$	zen	h-v	dez
$e$	zen	h-v	dez
$a$	h-v	dez	zen
$\xi$	dez	h-v	zen

Zusammenfassend ergibt sich das Bild, dass die zentralisiert modellprädiktive Regelungsarchitektur die geringste Netzbeanspruchung, den höchsten Eigenverbrauchsanteil mit sich bringt und den geringsten PTP-Wert aufweist. Allerdings durch die sehr lange Optimierungszeit und bedingte Skalierbarkeit nicht für eine Vielzahl von Haushalten implementiert werden kann. Die notwendige Optimierungszeit für vernünftige Ergebnisse würde die verfügbare Zeit überschreiten, sodass eine Online-Fähigkeit der zentralisierten Lösung allgemein abgesprochen wird.

Die dezentral modellprädiktive Regelungsarchitektur ist dagegen beliebig skalierbar, weshalb diese auch die geringste Optimierungszeit aufweist. Darüber hinaus besitzt sie in dieser Simulation die geringsten Systemverluste, sodass von der effizientesten Regelungsarchitektur gespro-

chen werden kann. Allerdings reicht die dezentrale Lösung nicht an die Zentralisierte bezüglich Netzbeanspruchung und Eigenverbrauchsanteil heran.

Die hierarchisch-verteilt modellprädiktive Regelungsarchitektur besitzt eine deutlich geringere Optimierungszeit als die zentrale Lösung. Es ist allerdings noch in zukünftigen Untersuchungen zu prüfen, inwieweit die Abbruchzeit heraufgesetzt werden darf, dass noch von einer Online-Fähigkeit des Systems gesprochen werden kann und ob mit der ermittelten Abbruchzeit die Ergebnisse überzeugend sind. Durch eine geringere Anzahl an Iterationen zur Preisberechnung kann die Optimierungszeit mit minimaler Verschlechterung der Ergebnisse weiter gesenkt werden. Nichtsdestotrotz kann unter optimalen Bedingungen gezeigt werden, dass die hierarchisch-verteilt modellprädiktive Regelungsarchitektur hinsichtlich RMS, Netzbeanspruchung, Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad die dezentrale Lösung übertrifft. Die Regelungsarchitektur ist in dieser Simulation allerdings nicht ganz so effizient, wie die Dezentrale und besitzt vor allem einen schlechteren PTP-Wert. Zukünftige Untersuchungen können die hierarchisch-verteilt modellprädiktive Regelungsarchitektur hinsichtlich der Preisberechnung verbessern, indem ein variables  $\theta$  die Änderungsgeschwindigkeit des Preises der Änderung der Netzbeanspruchung anpasst und, indem der Verlauf des Ladezustandes der Batterien in die Preisberechnung einfließt.

## 8 Untersuchungen und Ergebnisse des Alternativszenarios

Das Kapitel 7 stellt die Untersuchungen und Ergebnisse des Alternativszenarios für die verschiedenen modellprädiktiven Regelungsarchitekturen vor. Es wurden die unterschiedlichen elektrischen Lastprofile aus Abschnitt 7.2 verwendet. Alle Haushalte besitzen identische Wärmeprofile. In Abschnitt 8.1 werden die Untersuchungen der dezentral, in Abschnitt 8.2 der zentralisiert und in Abschnitt 8.3 der hierarchisch-verteilt modellprädiktiven Regelungsarchitektur vorgestellt. Abschließend werden in Abschnitt 8.4 die Ergebnisse der verschiedenen Regelungsarchitekturen miteinander verglichen und bewertet.

### 8.1 Dezentral

Nachdem jeder Haushalt sein eigenes Optimierungsproblem gelöst hat, sind die Ergebnisse aller Haushalte aufsummiert in Abbildung 8.1 dargestellt.

Die Lasten  $P^l$  der Haushalte sind gegenüber dem vorherigen Abschnitt 7.2 ebenso unverändert, wie die nutzbare Leistung  $P^{\text{reu}}$  der PV-Anlagen. Die thermischen Profile des Wärmebedarfs  $P_{\text{th},h}^{\text{Dhw}} + P_{\text{th},h}^{\text{Sh}}$  sind für alle Haushalt identisch und im mittleren Teil der Abbildung 8.1 zu sehen. Die Daten des Wärmebedarfs stammen von einem Einfamilienhaus. Die Ladezustände der einzelnen Haushalte sind in Abbildung 8.1 unten zu sehen. Der Anfangsladezustand wurde wie in Abschnitt 7.2 mit  $SoC^{\text{TES}}(0) = 10\%$  gewählt

Für die folgende Beschreibung der Ergebnisse werden die Ergebnisse erneut in 3 Phasen unterteilt. Phase 1 beginnt mit Simulationsbeginn und endet um  $k_1 = 8:00$  Uhr, wenn die nutzbare PV-Leistung  $P^{\text{reu}}$  die elektrische Last  $P^l$  zuzüglich der elektrischen Leistung der Wärmepumpen  $P_{\text{el}}^{\text{Hp}}$  erreicht ( $k_1 \mid P_{k_1}^{\text{reu}} \geq P_{k_1}^l + P_{\text{el},k_1}^{\text{Hp}}$ ). Phase 2 knüpft an Phase 1 an und endet um  $k_2 = 15:30$  Uhr, wenn die nutzbare PV-Leistung  $P^{\text{reu}}$  nicht mehr ausreicht, um die elektrische Last  $P^l$  zuzüglich der elektrischen Leistung der Wärmepumpen  $P_{\text{el}}^{\text{Hp}}$  dauerhaft zu decken ( $k_2 \mid P_{k_2}^{\text{reu}} \leq P_{k_2}^l + P_{\text{el},k_2}^{\text{Hp}}$ ). Davon ausgenommen ist die Lastspitze, die um 09:30 Uhr dazu führt, dass die nutzbare PV-Leistung für einen Zeitschritt  $k$  nicht ausreichend ist, die elektrische Last  $P^l$  zuzüglich der elektrischen Leistung der Wärmepumpen  $P_{\text{el}}^{\text{Hp}}$  zu decken. Phase 3 schließt an Phase 2 an und endet mit Simulationsende.

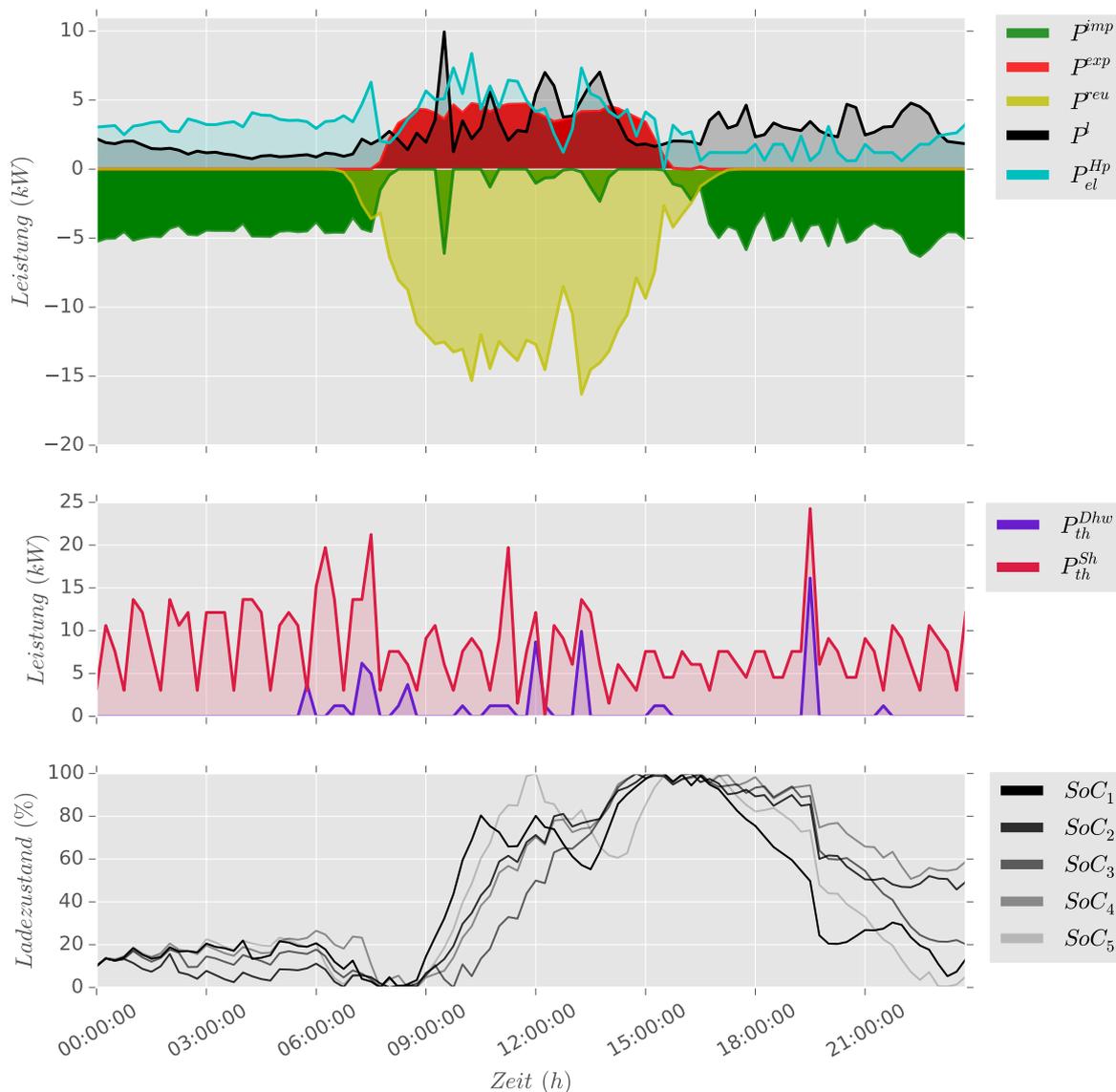


Abbildung 8.1: Dezentral: Ergebnisse

In Phase 1 werden, wie in Abbildung 8.1 zu sehen, die Wärmespeicher vollständig entleert, um die thermische Leistung des Warmwasserbedarfs  $P_{th}^{Dhw}$  und der Gebäudeheizung  $P_{th}^{Sh}$  teilweise zu decken. Darüber hinaus müssen die Wärmepumpen betrieben werden, um den gesamten Wärmebedarf decken zu können. Die elektrische Last  $P^l$  muss für diesen Zeitraum, in dem die PV-Anlage keine nutzbare PV-Leistung  $P^{reu}$  erzeugt, vollständig aus dem Netz gedeckt werden.

Zu Beginn von Phase 2 sind alle Wärmespeicher entleert, da nun die überschüssige nutzbare PV-Leistung  $P^{reu}$  verwendet wird, um die Wärmespeicher zu füllen. Denn die elektrische Leistung der Wärmepumpe  $P_{el}^{Hp}$  übersteigt nun meist deutlich die notwendige Leistung, die zum Decken des Wärmebedarfs notwendig wäre. Auf Grund der Tatsache, dass die Wärmepumpen

aller Haushalte zusammen eine maximale elektrische Leistung von 10,00 kW erreichen, muss die überschüssige nutzbare PV-Leistung  $P^{\text{reu}}$ , die nicht zum Decken der elektrischen Last  $P^{\text{l}}$  verwendet wird, in das Netz exportiert werden. Die modellprädiktive Regelung achtet, wie auch in den anderen beiden Phasen, darauf, dass die Wärmepumpe so betrieben wird, dass die resultierende Netzbelastung relativ konstant gehalten wird. Denn die Schwankungen des Wärmebedarfs werden durch den Wärmespeicher ausgeglichen. Die elektrischen Lastspitzen, die gegen 09:30 Uhr, 10:45 Uhr, 12:00 Uhr und 13:45 Uhr auftreten, werden durch aus dem Netz importierte Leistung  $P^{\text{imp}}$  gedeckt. Dabei importieren nur die Haushalte Leistung aus dem Netz, bei welchen die nutzbare PV-Leistung  $P^{\text{reu}}$  nicht ausreicht, um die elektrische Last  $P^{\text{l}}$  zu decken, wie beispielhaft für Haushalt  $h = 3$  um 09:30 Uhr in Abbildung 8.2 zu sehen ist.

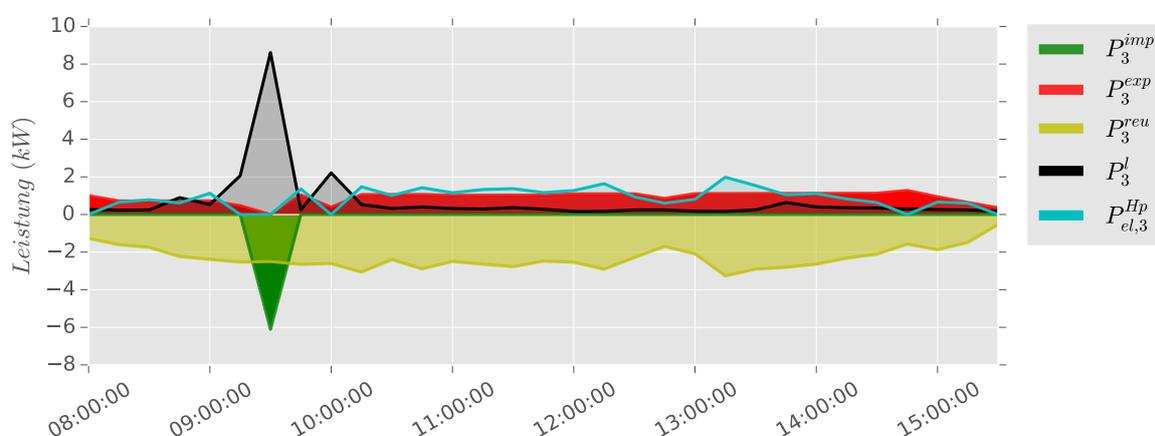


Abbildung 8.2: Dezentral: Haushalt 3 in Phase 2

Da jeder Haushalt laut Zielfunktion die eigene quadratische Netzbelastung, welche aus der Addition der importierten  $P^{\text{imp}}$  und exportierten Leistung  $P^{\text{exp}}$  besteht, minimiert, verringern die restlichen Haushalte um 09:30 Uhr ihre exportierte Leistung nicht, da sie keine Informationen über das Verhalten von Haushalt  $h = 3$  besitzen.

Gegen Ende von Phase 2 sind die Wärmespeicher vollständig geladen, sodass in Phase 3 der Wärmebedarf zu großen Teilen aus den Wärmespeichern gedeckt werden kann. Allerdings wird zusätzlich Leistung aus dem Netz importiert  $P^{\text{imp}}$ , um die Wärmepumpen betreiben zu können, da die Kapazität der Wärmespeicher anscheinend nicht vollständig ausreichend ist, um den Wärmebedarf für die Folgestunden, an denen keine nutzbare PV-Leistung zur Verfügung steht, zu decken. Da die Haushalte unterschiedliche elektrische Lastprofile für die Folgestunden erwarten, sind die Ladezustände der Wärmespeicher mitunter sehr unterschiedlich. Haushalt  $h = 4$  besitzt mit ca. 60,00% den höchsten Ladezustand und erwartet somit die größte elektrische Last aller Haushalte. Denn laut Zielfunktion soll die Netzbelastung gering gehalten werden und der Betrieb der Wärmepumpe würde eine zusätzliche Netzbelastung bedeuten. Daher wird der Wärmebedarf für die Folgestunden vorzugsweise aus dem Wärmespeicher gedeckt und bedarf eines hohen Ladezustandes am Ende der Simulation.

Die berechneten Kennzahlen der Simulation sind in Tabelle 8.1 zusammengefasst.

Tabelle 8.1: Dezentral: Kennzahlen

Kennzahl	Wert	Einheit
$t_{CPU}$	8,36	s
PTP	2,2145	kW
RMS	0,9899	kW
$\Psi$	105,1863	kWh
$e$	67,9971	%
$a$	46,3113	%
$\xi$	4,7750	kWh

Die Optimierungszeit  $t_{CPU}$  beträgt 8,36 Sekunden und ist wie erwartet sehr gering. Der PTP-Wert beträgt 2,2145 kW und der RMS-Wert wird mit 0,9899 kW berechnet. Der PTP-Wert setzt sich aus der importierten Spitzenleistung um 22:30 Uhr mit ca. 6,32 kW und der exportierten Spitzenleistung um 10:15 Uhr mit ca. 4,75 kW zusammen. Die Netzbeanspruchung beläuft sich auf  $\Psi = 105,1863$  kWh. Der Anteil der exportierten Energie an der Netzbeanspruchung beträgt 28,88 % und der Anteil der importierten Energie beträgt 71,12 %. Der Eigenverbrauchsanteil wird mit  $e = 67,99715$  % berechnet und der Autarkiegrad mit  $a = 46,3113$  %. Während der Simulation treten keine Abregelverluste der PV-Anlage auf, sodass sich die Kennzahl  $\xi$  ausschließlich aus den thermischen Verlusten des Wärmespeichers zusammensetzt. Diese betragen  $\xi = 4,7750$  kWh. Eine Bewertung der Kennzahlen findet in Abschnitt 8.4 statt, da erst der Vergleich der verschiedenen Regelungsarchitekturen eine Bewertung der Kennzahlen zulässt.

## 8.2 Zentralisiert

Nachdem die zentrale Einheit das Optimierungsproblem für alle Haushalte gelöst hat, sind die Ergebnisse in Abbildung 8.3 aufsummiert dargestellt. Die elektrische Last der Haushalte  $P^l$ , die nutzbare PV-Leistung  $P^{reu}$  und der Wärmebedarf  $P_{th,h}^{Dhw} + P_{th,h}^{Sh}$  sind gegenüber dem vorherigen Abschnitt 8.1 unverändert.

In Phase 1 muss, wie in Abbildung 8.3 zu sehen ist, die gesamte elektrische Last  $P^l$  durch die importierte Leistung  $P^{imp}$  aus dem Netz gedeckt werden. Der Wärmebedarf  $P_{th,h}^{Dhw} + P_{th,h}^{Sh}$  wird zum Einen durch die restliche Kapazität der Wärmespeicher gedeckt und zum Anderen durch den Betrieb der Wärmepumpen, welche die Ladezustände der Speicher füllen. Die zentralisierte Einheit minimiert laut Zielfunktion die quadratische Netzbelastung. Daher versucht die zentrale Einheit, die elektrische Leistung der Wärmepumpen  $P_{el}^{Hp}$  so zu regeln, dass daraus zusammen mit der elektrischen Last  $P^l$  eine möglichst konstant niedrige Importleistung in Phase 1 resultiert. Am Ende von Phase 1 sind alle Wärmespeicher vollständig entladen.

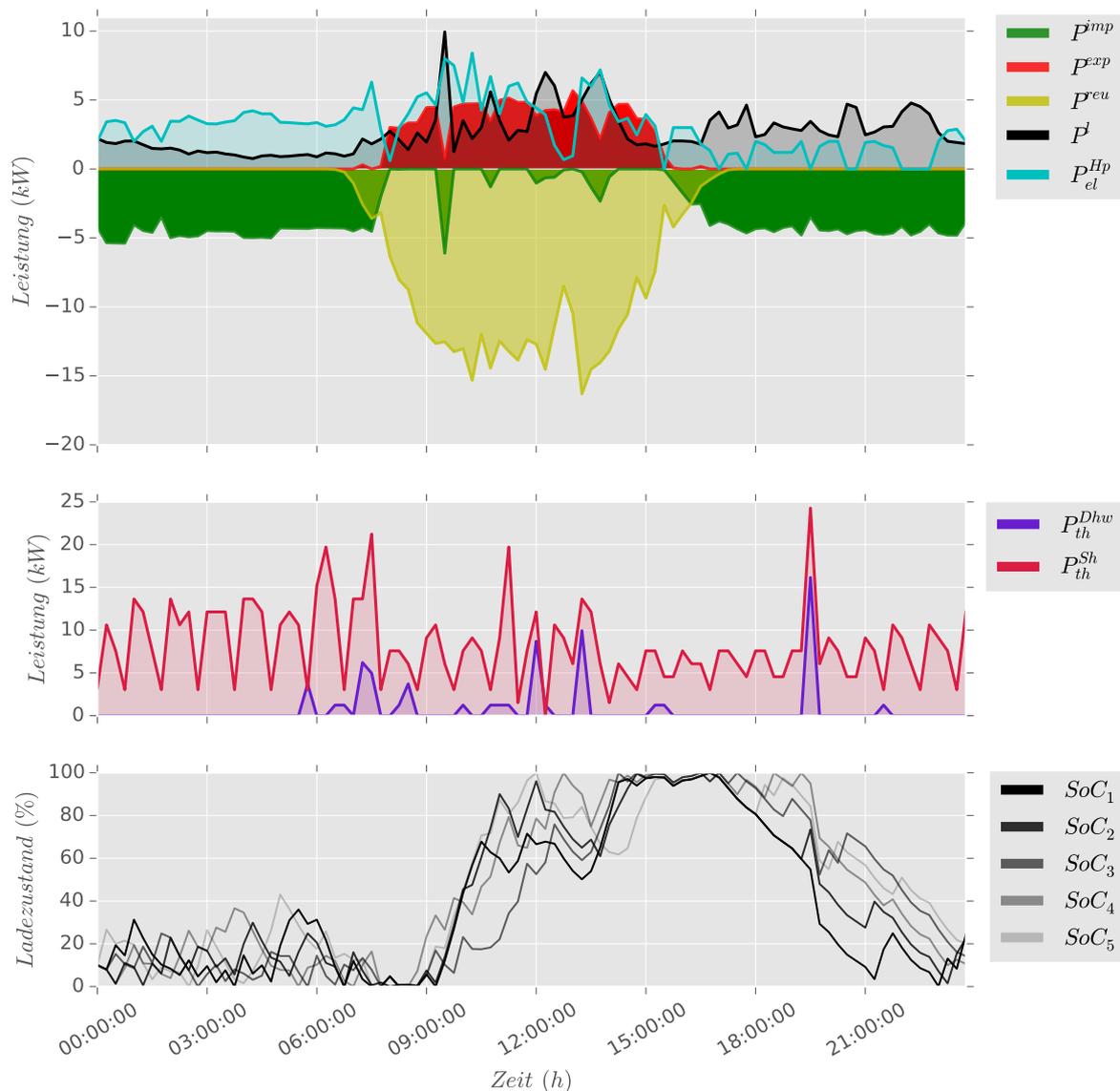


Abbildung 8.3: Zentralisiert: Ergebnisse

In Phase 2 werden die Wärmespeicher vollständig geladen. Die nutzbare PV-Leistung  $P^{reu}$  wird zum Decken der elektrischen Last  $P^l$  und für die benötigte elektrische Leistung der Wärmepumpen  $P_{el}^{Hp}$  verwendet. Die überschüssige nutzbare PV-Leistung wird über den Zeitraum mehr oder weniger konstant in das Netz exportiert. Für Lastspitzen, die gegen 09:30 Uhr, 10:45 Uhr, 12:00 Uhr und 13:45 Uhr auftreten, importiert der jeweilige Haushalt Leistung vom Netz  $P^{imp}$ , für den die nutzbare PV-Leistung  $P^{reu}$  nicht ausreicht, um die elektrische Last  $P^l$  zu decken. Abbildung 8.4 zeigt dies beispielhaft für Haushalt  $h = 3$ .

Die Lastspitze  $P^l$  um 09:30 Uhr von 8,61 kW kann nicht vollständig durch die nutzbare PV-Leistung  $P^{reu}$  gedeckt werden, sodass ein Import von Leistung aus dem Netz notwendig wird. Da die zentrale Einheit laut Zielfunktion die quadratische Netzbelastung minimieren soll, exportieren

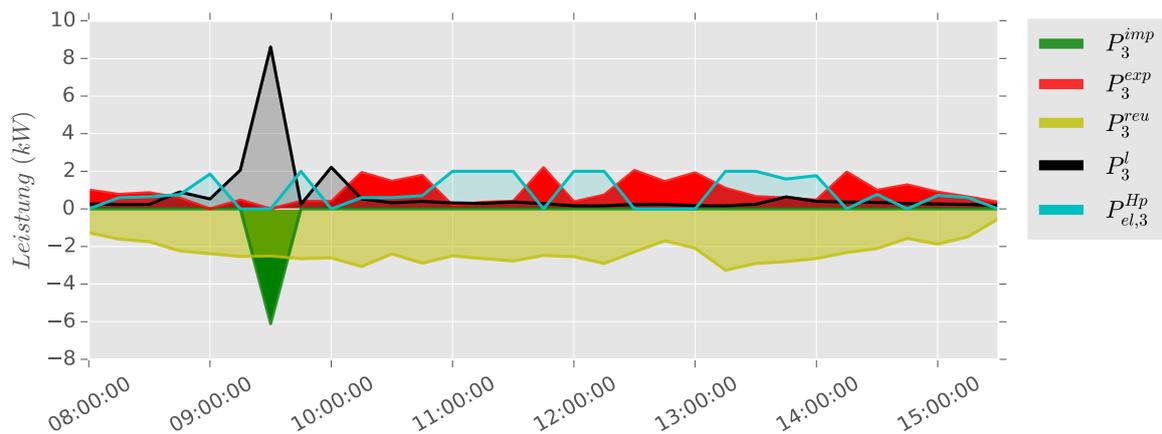


Abbildung 8.4: Zentralisiert: Haushalt 3 in Phase 2

die übrigen Haushalte auch deutlich weniger Leistung in das Netz, wie in Abbildung 8.3 um 09:30 Uhr zu sehen ist. Am Ende von Phase 2 sind alle Wärmespeicher vollständig geladen.

In Phase 3 muss nun zum Decken der elektrischen Last  $P^l$  entsprechend Leistung aus dem Netz  $P^{\text{imp}}$  importiert werden, da die nutzbare PV-Leistung  $P^{\text{reu}}$  nun nicht mehr zur Verfügung steht. Der Wärmebedarf wird aus dem Wärmespeicher gedeckt. Zusätzlich werden sporadisch die Wärmepumpen der Haushalte betrieben, um die Wärmespeicher zu füllen. Für den Betrieb der Wärmepumpen muss zusätzliche Leistung aus dem Netz importiert werden. Die zentralisiert modellprädiktive Regelung setzt die Wärmepumpen der verschiedenen Haushalte so ein, dass die resultierende Importleistung  $P^{\text{imp}}$  möglichst konstant niedrig gehalten wird. Am Ende der Simulation weisen alle Haushalte einen ähnlich niedrigen Ladezustand der Wärmespeicher zwischen 10,60 % und 24,40 % auf.

Eine detaillierte Darstellung der Netzbeanspruchung für Phase 1,2 und 3 ist im Anhang unter A.8, A.9 und A.10 zu finden. Es ist zu erkennen, dass jeder Haushalt die elektrische Leistung importiert, die zeitgleich als elektrische Haushaltslast anliegt. Darüber hinaus wird die Leistung der Wärmepumpe durch die zentrale Einheit so gesteuert, dass auftretende Importspitzen für die Haushalte zeitlich verteilt auftreten, sodass insgesamt eine konstante Importleistung für alle Haushalte zusammen entsteht. In Phase 2 treten Importleistung und Exportleistung zeitgleich auf und die zentrale Einheit bestimmt diese so, dass insgesamt eine konstante Netzbelastung vorliegt. Für auftretende Importspitzen werden die Exportleistungen gesenkt. Die Netzbeanspruchung aus Phase 3 gleicht der aus Phase 1.

Die berechneten Kennzahlen der Simulation der zentralisiert modellprädiktiven Regelungsarchitektur sind in Tabelle 8.2 zusammengefasst.

Die Optimierungszeit  $t_{CPU}$  beträgt 21,51 Sekunden. Der PTP-Wert wird mit ca. 2,2171 kW berechnet und der RMS-Wert mit 0,9833 kW. Der PTP-Wert setzt sich aus der importierten Spitzenleistung um 09:30 Uhr mit ca. 6,11 kW und der exportierten Spitzenleistung um 13:00

Tabelle 8.2: Zentralisiert: Kennzahlen

Kennzahl	Wert	Einheit
$t_{CPU}$	21,51	s
PTP	2,2171	kW
RMS	0,9833	kW
$\Psi$	103,6333	kWh
e	67,8645	%
a	46,8275	%
$\xi$	3,7633	kWh

Uhr mit ca. 5,67 kW zusammen. Die Netzbeanspruchung wird mit  $\Psi = 103,6333$  kWh berechnet. Der Anteil der importierten Energie an der Netzbelastung beträgt 70,57 % und der Anteil der exportierten Energie 29,43 %. Der Eigenverbrauchsanteil beläuft sich auf  $e = 67,8645$  % und der Autarkiegrad auf  $a = 46,8285$  %. Für den Simulationszeitraum entstehen keine Verluste durch die Abregelung der PV-Anlage. Daher setzen sich die Gesamtverluste des PV-Wärmepumpen-Systems ausschließlich aus den thermischen Verlusten zusammen. Diese betragen  $\xi = 3,7633$  kWh. Die Bewertung der Kennzahlen findet in Abschnitt 8.4 im Vergleich zu den Kennzahlen der anderen Regelungsarchitekturen statt.

### 8.3 Hierarchisch-verteilt

Um die Parameter der hierarchisch-verteilt modellprädiktiven Regelungsarchitektur festzulegen, wurde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, welche die Kennzahlen für eine verschiedene Anzahl an Iterationen  $L$  und Werte für  $\theta$  berechnet. Im Hinblick auf die Kennzahl der Netzbeanspruchung ergaben sich die besten Werte für  $L = 2$  Iterationen und  $\theta = 0,0025$ . Ausgewählte Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse sind im Anhang in Tabelle A.2 zu finden.  $\kappa$  beträgt, wie im Alternativszenario, 0,75.

Die Ergebnisse der Optimierung der einzelnen Haushalte wurden aufsummiert und sind in Abbildung 8.5 dargestellt. Die elektrische Last  $P^l$ , der thermische Wärmebedarf  $P_{th}^{Dhw} + P_{th}^{Sh}$  und die nutzbare PV-Leistung  $P^{reu}$  sind gegenüber den vorherigen Abschnitten 8.1 und 8.2 unverändert.

In Phase 1 wird die elektrische Last  $P^l$  vollständig durch die importierte Leistung  $P^{imp}$  gedeckt. Darüber hinaus muss zum Decken des Wärmebedarfs  $P_{th}^{Dhw} + P_{th}^{Sh}$  die Wärmepumpe betrieben werden. Für die elektrische Leistung der Wärmepumpe  $P_{el}^{HP}$  muss somit zusätzliche Leistung aus dem Netz importiert werden. Die Wärmepumpe füllt nun den Wärmespeicher, welcher gleichzeitig zum Decken des Wärmebedarfs entleert wird. Am Ende von Phase 1 sind alle Wärmespeicher vollständig entladen.

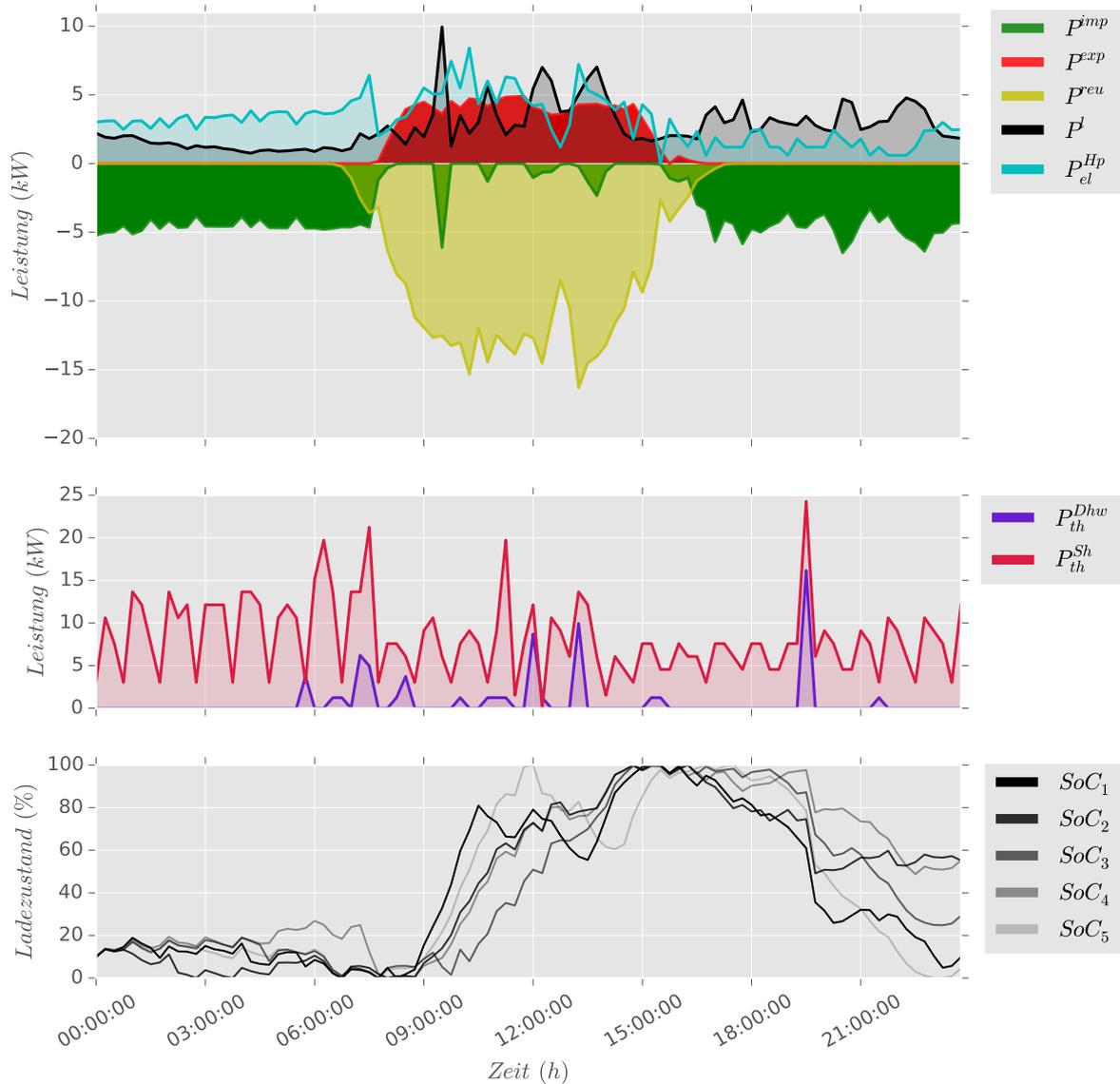


Abbildung 8.5: Hierarchisch-verteilt: Ergebnisse

In Phase 2 exportieren die Haushalte relativ konstant überschüssige nutzbare PV-Leistung  $P^{reu}$  in das Netz, welche nicht zum Decken der elektrischen Last  $P^l$  oder für die elektrische Leistung der Wärmepumpe  $P_{el}^{Hp}$  verwendet wird. Außerdem werden auftretende Lastspitzen, die nicht vollständig durch die nutzbare PV-Leistung gedeckt werden können, von dem jeweiligen Haushalt durch zusätzlich importierte Leistung gedeckt, wie beispielhaft für Haushalt  $h = 3$  um 09:30 Uhr in Abbildung 8.6 zu sehen ist. Die Wärmespeicher werden nun vollständig geladen, da die Wärmepumpen mehr elektrische Energie in thermische Energie wandeln, als für den Wärmebedarf  $P_{th}^{Dhw} + P_{th}^{Sh}$  nötig wäre.

Am Ende von Phase 2 sind sämtliche Wärmespeicher vollständig geladen, sodass diese in Phase 3 den Wärmebedarf decken können. Zusätzlich müssen die Wärmepumpen jedoch weiterhin

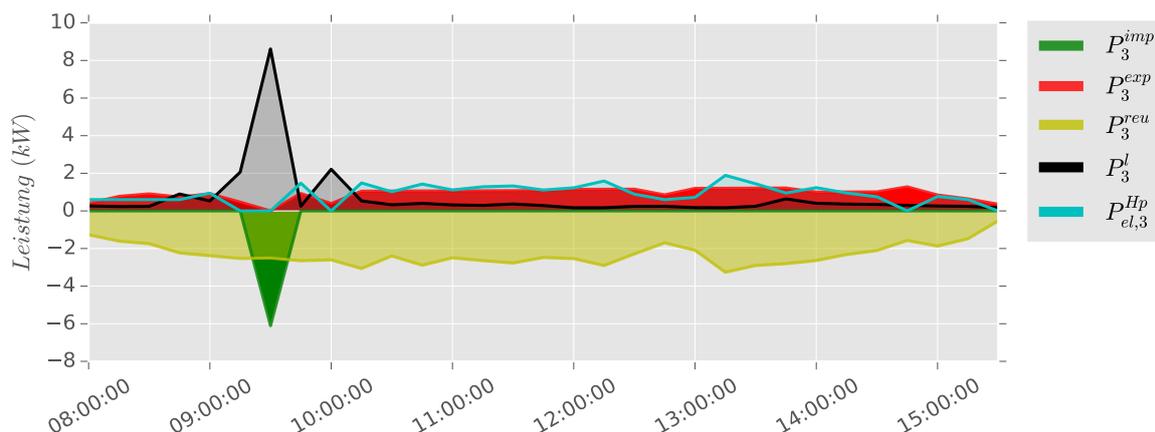


Abbildung 8.6: Hierarchisch-verteilt: Haushalt 3 in Phase 2

betrieben werden, da der Wärmespeicher alleine nicht ausreichen würde, um den thermischen Wärmebedarf zu decken. Die elektrische Last  $P^l$  und die elektrische Leistung der Wärmepumpen  $P_{el}^{Hp}$  wird nun erneut vollständig durch die elektrische Importleistung  $P^{imp}$  aus dem Netz gedeckt.

Eine detaillierte Darstellung der importierten  $P^{imp}$  und exportierten Leistung  $P^{exp}$  ist in Abbildung 8.7 dargestellt. Dabei ist wie in den vorherigen Abbildungen die importierte Leistung lediglich negativ aufgetragen, da diese einen Erzeuger darstellt. Außerdem sind die prognostizierte Nachfrage  $\pi_l(k)$  und deren rot gestrichelte Trendlinie und die durchschnittliche Nachfrage über den Prädiktionszeitraum  $\bar{\pi}_l$  sowie der Preisverlauf für den Import  $c^{imp}$  abgebildet. Die Kosten für exportierte Leistung  $c^{exp}$  entsprechen mit  $\kappa = 0,75$  der Kosten für importierten Leistung  $c^{imp}$ .

In Phase 1 bewirkt der tendenzielle Anstieg des Preises  $c^{imp}$  einen Rückgang der prognostizierten Nachfrage  $\pi_l(k)$ , wie in Abbildung 8.7 in der mittleren Spalte an den rot gestrichelten Trendlinien zu sehen ist. Da in Phase 1 die nahezu entleerten Wärmespeicher nicht vollständig ausreichen den Wärmebedarf zu decken, ist der Einsatz der Wärmepumpen zwingend notwendig, sodass Preisänderungen bis zum einem gewissen Punkt Einfluss auf die importierte Leistung nehmen können.

In Phase 2 führt die tendenzielle Preisminderung dazu, dass tendenziell die prognostizierte Nachfrage minimal erhöht wird, also die exportierte Leistung  $P^{exp}$  minimal vermindert wird. Da in Phase 2 die importierte Leistung  $P^{imp}$  zum Decken der elektrischen Lastspitzen zwingend notwendig ist, wird die importierte Leistung nicht durch die Preisminderungen beeinflusst. Es wird lediglich soviel Leistung importiert, wie zwingend notwendig.

In Phase 3 führt der tendenzielle Preisanstieg, gegen die Erwartungen, zu einem tendenziellen Anstieg der prognostizierten Nachfrage oder aber verhindert einen noch größeren Anstieg der

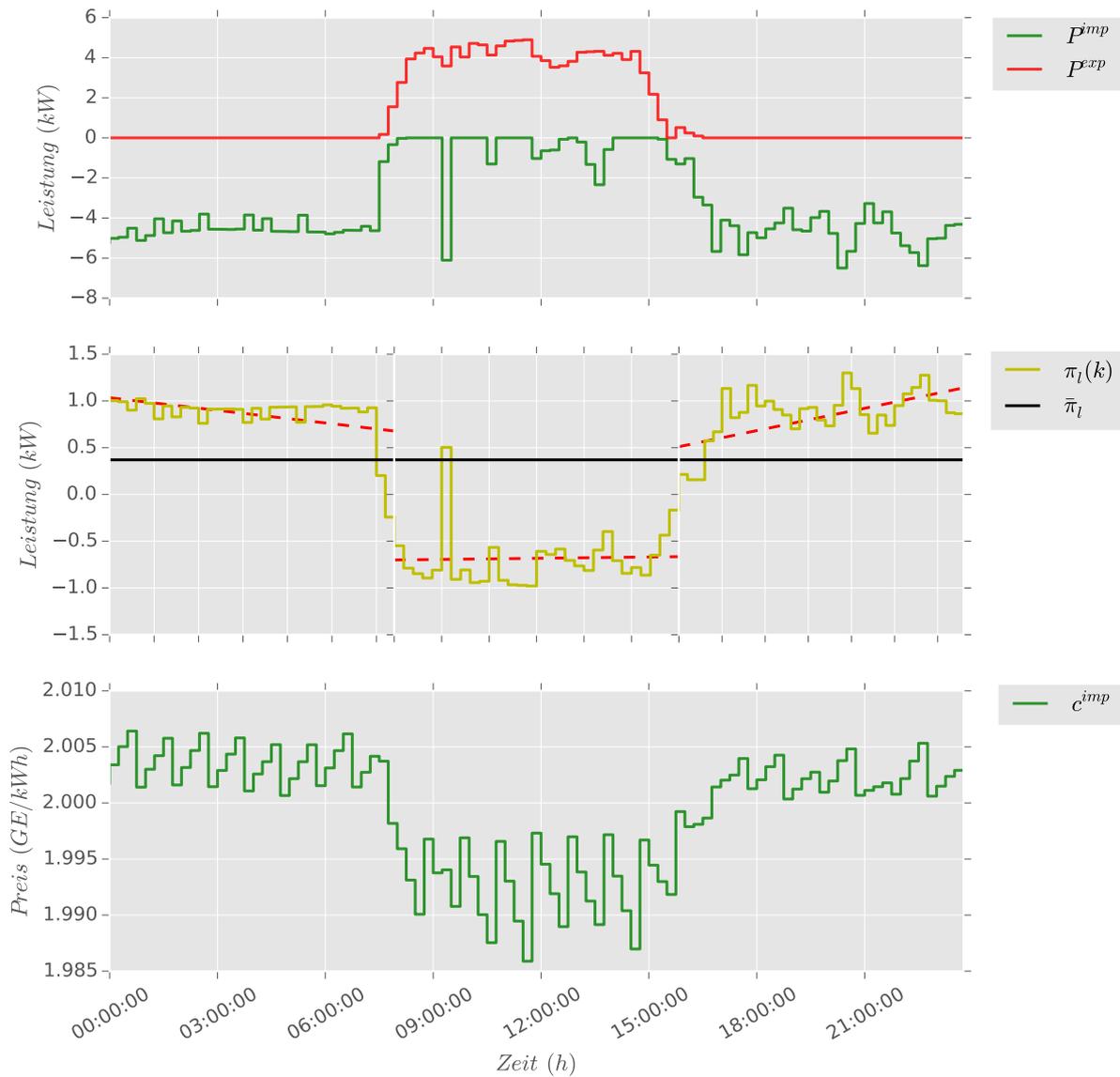


Abbildung 8.7: Hierarchisch-verteilt: Netznutzung und Preise

prognostizierten Nachfrage. Da in Phase 3 die Wärmespeicher entleert werden und in den Folgestunden keine nutzbare PV-Leistung zur Verfügung steht, kommt es zu einem Zielkonflikt zwischen dem Preisanstieg und dem Wärmebedarf. Der Preisanstieg würde eine geringere Importleistung zur Folge haben und eine geringere Importleistung würde dazu führen, dass die Wärmepumpen mit weniger Leistung oder überhaupt nicht betrieben werden. Dadurch müsste der Wärmebedarf verstärkt oder ausschließlich aus den Wärmespeichern gedeckt werden, deren Kapazität unter Umständen nicht ausreicht den Wärmebedarf der Folgestunden, an denen keine nutzbare PV-Leistung zur Verfügung steht, zu decken.

Die berechneten Kennzahlen der hierarchisch-verteilt modellprädiktiven Regelungsarchitektur sind in Tabelle 8.3 zusammengefasst. Die Optimierungszeit beträgt  $t_{CPU} = 17,71$  Sekunden.

Tabelle 8.3: Hierarchisch-verteilt: Kennzahlen

Kennzahl	Wert	Einheit
$t_{CPU}$	17,71	s
PTP	2,2787	kW
RMS	0,9913	kW
$\Psi$	105,2170	kWh
$e$	67,9847	%
$a$	46,3005	%
$\xi$	4,1942	kWh

Der PTP-Wert wird mit 2,2787 kW und der RMS-Wert mit 0,9913 kW berechnet. Der PTP-Wert kommt durch die maximale Importleistung um 20:30 Uhr mit ca. 6,50 kW und der maximalen Exportleistung um 11:45 Uhr mit ca. 4,90 kW zu Stande. Die Netzbeanspruchung beläuft sich auf  $\Psi = 105,2170$  kWh. Der Anteil der importierten Energie an der Netzbeanspruchung wird mit 71,12 % und der Anteil der exportierten Energie mit 28,88 % berechnet. Der Eigenverbrauchsanteil beträgt  $e = 67,9847$  % und der Autarkiegrad  $a = 46,3000$  %. Die PV-Wärmepumpen-Verluste bestehen lediglich aus den thermischen Verlusten, da die PV-Anlagen für den betrachteten Zeitraum nicht abgeriegelt wurden. Somit betragen die Verluste des PV-Wärmepumpen-Systems  $\xi = 4,1942$  kWh. Im folgenden Abschnitt 8.4 sollen nun die Kennzahlen aller Regelungsarchitekturen verglichen und bewertet werden.

## 8.4 Vergleich der Regelungsarchitekturen

In diesem Abschnitt sollen die Ergebnisse der verschiedenen modellprädiktiven Regelungsarchitekturen verglichen und bewertet werden. Hierfür sind in Tabelle 8.4 die Kennzahlen aller Regelungsarchitekturen zusammengetragen.

Tabelle 8.4: Vergleich: Kennzahlen

Kennzahl	Wert	Wert	Wert	Einheit
	<b>Dezentral</b>	<b>Zentralisiert</b>	<b>Hierarchisch-verteilt</b>	
$t_{CPU}$	8,36	21,51	17,71	s
PTP	2,2145	2,2171	2,2787	kW
RMS	0,9899	0,9833	0,9913	kW
$\Psi$	105,1863	103,6333	105,2170	kWh
$e$	67,9971	67,8645	67,9847	%
$a$	46,3113	46,8275	46,3005	%
$\xi$	4,7750	3,7633	4,1942	kWh

Die dezentral modellprädiktive Regelungsarchitektur benötigt wieder erwartend die geringste Optimierungszeit mit  $t_{CPU} = 8,36$  Sekunden. Durch die geringe Anzahl an Iterationen  $L$  ist

die Optimierungszeit der hierarchisch-verteilt modellprädiktiven Regelungsarchitektur in etwa doppelt so groß, mit  $t_{CPU}$ , wie die dezentrale Lösung. Die zentralisiert modellprädiktive Regelungsarchitektur weist eine Optimierungszeit von  $t_{CPU} = 17,71$  Sekunden auf und benötigt damit die meiste Zeit zum Lösen des Optimierungsproblems. In keiner Regelungsarchitektur und in keiner Stunde der Optimierung wurde die Abbruchzeit von 60 Sekunden auch nur ansatzweise erreicht.

Den geringsten PTP-Wert mit 2,2145 kW besitzt die dezentrale Lösung, dicht gefolgt von der zentralisierten Lösung mit 2,2171 kW. Es ist davon auszugehen, dass sich durch die Verwendung verschiedener Wärmebedarfe der einzelnen Haushalte die dezentrale Lösung besonders im Hinblick auf die PTP- und RMS-Werte verschlechtert. Denn die Haushalte lösen ihr eigenes Optimierungsproblem ohne Informationen über die Netznutzung der anderen Haushalte. Die zentralisierte Lösung bezieht die Informationen aller Haushalte mit ein und kann so die optimale Lösung für das gesamte Netz finden. Die hierarchisch-verteilte Lösung weist einen höheren PTP-Wert von 2,2787 kW auf. Dadurch, dass die Wärmebedarfe aller Haushalte identisch sind, reagieren die Haushalte relativ zeitgleich auf die Preisänderungen. Zwar sind die elektrischen Lastprofile verschieden, jedoch bestimmt das Wärmeprofil maßgeblich den Einsatz der Wärmepumpe, welche elektrische Leistung aus dem Netz bezieht. Durch die Verwendung verschiedener thermischer Wärmeprofile wird davon ausgegangen, dass nicht alle Haushalte zeitgleich auf eine Preisänderungen reagieren und sich somit verbesserte Kennzahlen gegenüber der dezentralen Lösung ergeben.

Die Residuallast entspricht dem durchschnittlichen Verbrauch abzüglich der durchschnittlichen Erzeugung im Mittel bei der zentralisiert modellprädiktiven Regelungsarchitektur am Besten, da diese den geringsten RMS-Wert mit 0,9833 kW aufweist. Die dezentral modellprädiktive Regelungsarchitektur weist mit 0,9899 kW einen noch etwas besseren RMS-Wert als die hierarchisch-verteilt modellprädiktive Regelungsarchitektur mit 0,9913 kW. Wie zuvor beschrieben, wird davon ausgegangen, dass die Reihenfolge zwischen der dezentral und hierarchisch-verteilten Lösung durch verschiedene Wärmeprofile umgekehrt werden kann.

Bei der zentralisierten Lösung ist die Netzbeanspruchung mit  $\Psi = 103,6333$  kWh am geringsten. Die dezentrale und hierarchisch-verteilte Lösung liegen mit  $\Psi = 105,1863$  kWh und  $\Psi = 105,2170$  kWh dahinter. Durch eine variables  $\theta$ , welches die Preise unterschiedlich stark beeinflusst und ein Einbezug der Ladezustände der Wärmespeicher in der Preisfunktion könnten dazu führen, dass die hierarchisch-verteilt modellprädiktive Regelungsarchitektur hinsichtlich der Ergebnisse verbessert werden kann und soll für zukünftige Simulationen untersucht werden.

Inwieweit die Netzbeanspruchung auf die importierte oder exportierte Energie zurückzuführen ist, lässt sich aus den Eigenverbrauchsquoten bzw. den Autarkiegraden ermitteln. Denn je höher die Eigenverbrauchsquote ist, desto weniger Energie wird in das Netz exportiert. Und umso höher der Autarkiegrad ist, desto geringer ist die vom Netz importierte Energie. Tabelle 8.5

fasst die importierte und exportierte Energie für alle Regelungsarchitekturen zusammen. Die

Tabelle 8.5: Vergleich: Importierte und exportierte Energie

	<b>Dezentral</b>	<b>Zentralisiert</b>	<b>Hierarchisch-verteilt</b>	Einheit
$\sum_{k=1}^{N_p} P^{\text{imp}}(k)\Delta t$	74,8136	73,1347	74,8325	kWh
$\sum_{k=1}^{N_p} P^{\text{exp}}(k)\Delta t$	30,3727	30,4986	30,3845	kWh

dezentrale Lösung besitzt den höchsten Eigenverbrauchsanteil mit  $e = 67,9971\%$ , und die geringste exportierte Energie mit  $30,3727$  kWh. Die hierarchisch-verteilte Lösung exportiert mit  $30,3845$  kWh und einem Eigenverbrauchsanteil von  $e = 67,9847\%$  lediglich  $0,0118$  kWh mehr Energie in das Netz. Mit der geringsten Eigenverbrauchsquote von  $e = 67,8647\%$  exportiert die zentralisierte Lösung mit  $30,4986$  kWh die meiste Energie in das Netz. Allerdings wird die geringste Netzbeanspruchung durch einen deutlich niedrigeren Energieimport von  $73,1347$  kWh mit einem Autarkiegrad von  $a = 46,8285\%$  erreicht. Die hierarchisch-verteilte Lösung importiert mit  $74,8325$  kWh und einem Autarkiegrad von  $a = 46,3000\%$  die meiste Energie aus dem Netz. Die dezentrale Lösung importiert mit  $74,8136$  kWh lediglich  $0,0189$  kWh weniger Energie aus dem Netz als die hierarchisch-verteilte Lösung.

Bei sämtlichen Regelungsarchitekturen wird die PV-Anlage nicht abgeregelt, sodass sich die PV-Wärmepumpen-Verluste lediglich aus den thermischen Verlusten zusammensetzen. Durch  $\Psi$  soll daher die Gesamteffizienz der Regelungsarchitekturen zum Ausdruck kommen. Die zentralisiert modellprädiktive Regelungsarchitektur arbeitet mit Verlusten von  $\Psi = 3,7633$  kWh am effizientesten. Die hierarchisch-verteilt modellprädiktive Regelungsarchitektur besitzt mit  $\Psi = 4,1942$  kWh unwesentlich höhere Verluste. Und die dezentral modellprädiktive Regelungsarchitektur arbeitet mit  $\Psi = 4,7750$  kWh am ineffizientesten.

In Abbildung 8.8 wird die Netzbeanspruchung der einzelnen Regelungsarchitekturen abgebildet. Zu sehen ist, dass insgesamt die Residuallast der zentralisierten Lösung in Phase 3 konstanter als die Residuallast der übrigen beiden Regelungsarchitekturen in Phase 3 ist. In Phase 2 hingegen scheint die zentralisierte Lösung eine volatilere Residuallast als die anderen beiden Lösungen aufzuweisen. Darüber hinaus wird die Lastspitze um 09:15 Uhr durch die hierarchisch-verteilt und dezentral modellprädiktive Regelungsarchitektur besser ausgeglichen. Dies äußert sich durch eine Residuallast von ca.  $2,10$  kW gegenüber einer Residuallast der zentralisierten Lösung von ca.  $5,75$  kW um 09:15 Uhr.

Abschließend wird in Tabelle 8.6 die Rangfolge der verschiedenen Regelungsarchitekturen hinsichtlich der entsprechenden Kennzahlen angegeben. Die Abkürzung zen steht dabei für die zentralisiert, dez für die dezentral und h-v für die hierarchisch-verteilt modellprädiktive Regelungsarchitektur.

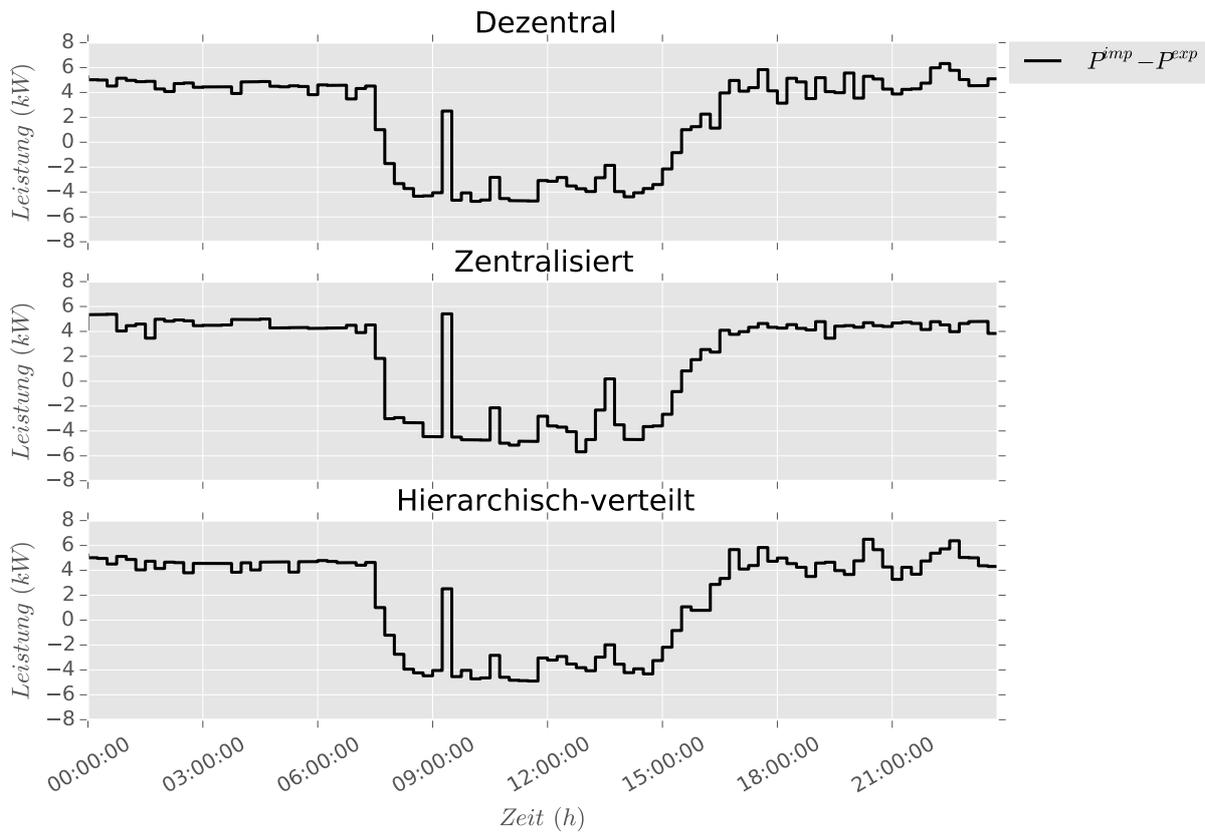


Abbildung 8.8: Vergleich: Netzbeanspruchung

Tabelle 8.6: Vergleich: Kennzahlen Rangfolge

Rang	1.	2.	3.
$t_{CPU}$	dez	h-v	zen
PTP	dez	zen	h-v
RMS	zen	dez	h-v
$\Psi$	zen	dez	h-v
$e$	dez	h-v	zen
$a$	zen	dez	h-v
$\xi$	zen	h-v	dez

Die zentralisiert modellprädiktive Regelungsarchitektur besitzt den besten RMS-Wert. Somit entspricht die Residuallast dem durchschnittlichen Verbrauch abzüglich der durchschnittlichen Erzeugung im Mittel bei der zentralisierten Lösung am besten. Die Netzbeanspruchung, also die Summe aus importierter und exportierte Energie, ist bei der zentralisierten Lösung am geringsten, wobei diese durch eine deutlich geringere exportierte Energie erreicht wird. Darüber hinaus weist die zentralisiert modellprädiktive Regelungsarchitektur die geringsten Verluste auf und arbeitet somit am effizientesten. Allerdings ist die Optimierungszeit am höchsten und wird mit steigender Anzahl von Haushalten stark ansteigen, sodass eine Skalierbarkeit nicht gegeben ist.

Des Weiteren wird davon ausgegangen, dass sich die Kennzahlen für verschiedene Wärmeprofile verbessern.

Die dezentrale Lösung ist dagegen beliebig skalierbar, weshalb die Optimierungszeit für eine Vielzahl von Haushalten gering bleiben sollte. Außerdem weist die dezentral modellprädiktive Regelungsarchitektur den geringsten PTP-Wert auf und den höchsten Eigenverbrauchsanteil. Allerdings wird für die Verwendung verschiedener Wärmeprofile davon ausgegangen, dass sich die Kennzahlen der dezentral modellprädiktiven Regelungsarchitektur gegenüber den anderen beiden Architekturen verschlechtern. Außerdem weist die dezentrale Lösung die höchsten Verluste auf und arbeitet somit am ineffizientesten.

Die hierarchisch-verteilt modellprädiktive Regelungsarchitektur ist ebenfalls beliebig skalierbar. Außerdem wird erwartet, dass durch die Verbesserung der Preisberechnungen durch Einbezug eines variablen  $\theta$  und dem Einbezug der Ladezustände der Wärmespeicher die Kennzahlen gegenüber der dezentralen Lösung verbessert werden können. Durch Verwendung verschiedener Wärmeprofile für die Haushalte würden diese auf Preisänderungen nicht alle zeitgleich reagieren, sodass auch dies zu einer Verbesserung der Kennzahlen beitragen könnte. Die hierarchisch-verteilt modellprädiktive Regelungsarchitektur arbeitet effizienter als die dezentrale Lösung und weist lediglich eine minimal höhere Netzbeanspruchung auf.



## 9 Vergleich der Szenarien

In diesem Kapitel sollen nun die Ergebnisse des Referenzszenarios aus Abschnitt 7.2 mit den Ergebnissen des Alternativszenarios verglichen werden. Hierfür muss eine erneute Simulation des Alternativszenarios mit angepassten Werten der maximalen und minimalen elektrischen Leistung und der Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe durchgeführt werden. Einerseits muss die maximale nutzbare PV-Leistung (15 kW) durch die Wärmepumpen elektrisch vollständig genutzt werden können, da die maximale Ladeleistung der Batterien (60,00 kW) ebenfalls die maximale nutzbare PV-Leistung übersteigt. Andererseits sollten beide Speicher mit dem Einsatz identischer elektrischer Energie gleich schnell geladen werden können. Die Jahresarbeitszahl wird zusammen mit der maximalen elektrischen Leistung der Wärmepumpen so gewählt, dass die daraus resultierende maximale thermische Leistung der Wärmepumpe der maximalen elektrischen Ladeleistung der Batterien entspricht. Für  $P_{el,max}^{Hp} = 3,80$  kW und  $JAZ = 3,20$  sind beide Bedingungen erfüllt. Die maximale Leistung aller Wärmepumpen von 19,00 kW genügt, um die maximal nutzbare PV-Leistung abzudecken. Und die Wärmespeicher können auf Grund der maximalen thermischen Leistung der Wärmepumpen von  $5 \cdot 3,80 \text{ kW}_{el} \cdot 3,20 = 60,80 \text{ kW}_{th}$  in etwa gleich schnell wie die Batterien geladen werden ( $P_{max}^c = 60,00$  kW). Die Daten entsprechen der Wärmepumpe *flexo THERM exclusive VWF 117/4* der Firma Vaillant, welche im Anhang A.4 zu finden ist. Die minimale elektrische Leistung der Wärmepumpe wird mit  $P_{el,min}^{Hp} = 1,14$  kW gewählt und entspricht somit 30,00 % der maximalen elektrischen Leistung der Wärmepumpe. Die Ergebnisse der erneuten Simulation mit den beschriebenen Änderungen der PV-Wärmepumpen-Systeme sind im Anhang A.11, A.12 und A.13 grafisch dargestellt.

Für den Vergleich beider Szenarien wird in Abbildung 9.1 die Residuallast  $P^{imp} - P^{exp}$  für die einzelnen modellprädiktiven Regelungsarchitekturen der beiden Szenarien dargestellt. Außerdem wird die Residuallast beider Szenarien ohne Speicher dargestellt. Der Verlauf der Residuallast ohne Batteriespeicher wurde aus Abbildung 7.17 herangezogen. Der Verlauf der Residuallast ohne Wärmespeicher konnte in Abbildung 8.8 nicht dargestellt werden, da die Leistung der Wärmepumpen dort allein nicht ausreichte, um den maximalen thermischen Wärmebedarf von ca 41,00 kW allein zu decken. Nun ist die maximale thermische Leistung der Wärmepumpen mit 60,80 kW ausreichend, um diesen zu decken. Der Verlauf der Residuallast ohne Wärmespeicher ergibt sich aus  $P^{imp} - P^{exp} = P^l - P^{reu} + \frac{P^{Dhw} + P^{Sh}}{JAZ}$ , wobei die elektrische Leistung der Wärmepumpe, die durch  $\frac{P^{Dhw} + P^{Sh}}{JAZ}$  ausgedrückt ist, nicht unter die minimale elektrische Leistung von  $P_{el,min}^{Hp} = 1,14$  kW sinken kann.

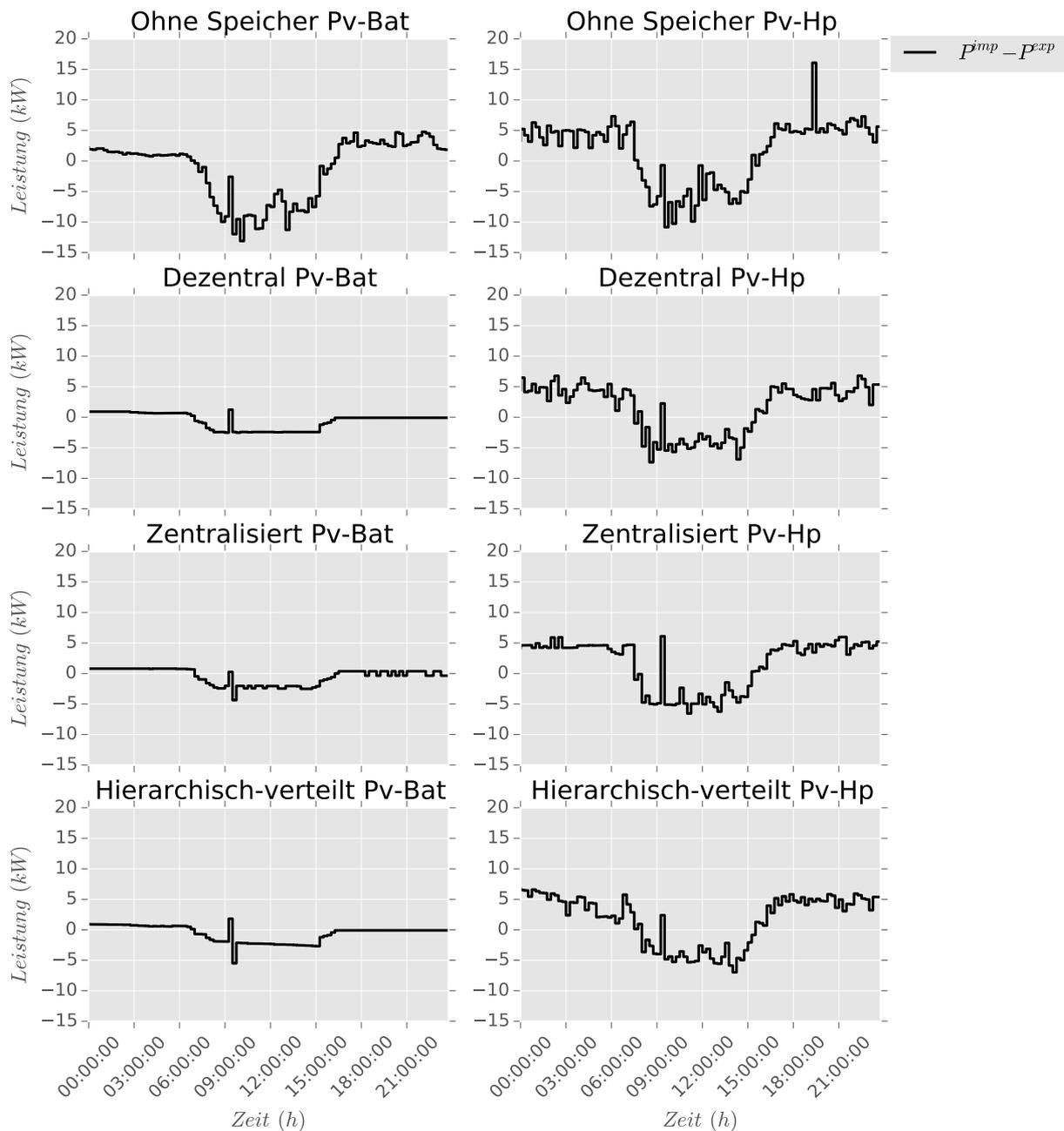


Abbildung 9.1: Szenario Vergleich: Residuallast

Vergleicht man die Ergebnisse der beiden Szenarien miteinander, zeigt sich, dass die Ergebnisse Regelungsarchitekturen der PV-Wärmepumpen-Systeme insgesamt eine größere Residuallast besitzen. Dies kommt zum Einen durch die höhere Importleistung, da der Wärmebedarf durch den Betrieb der Wärmepumpe gedeckt wird und somit gegenüber dem PV-Batterie-Systeme zusätzliche elektrische Leistung benötigt wird. Es wird angenommen, dass der Wärmebedarf des PV-Batterie-Systems durch eine Gasheizungsanlage mit einer Hocheffizienzpumpe als Umwälzpumpe gedeckt wird. Laut [23] liegt der jährliche Stromverbrauch der Hocheffizienzpumpe

*Stratos Eco 25/1-3* der Firma Wilo für ein typischen Einfamilienhauses bei 63,00 kWh/a, so dass die benötigte Energie der Heizungsanlage für den betrachteten Zeitraum vernachlässigbar gering ist.

Zum Anderen wird mehr Leistung exportiert, während der Zeit in der nutzbare PV-Leistung zur Verfügung steht. Denn während für diesen Zeitraum die elektrische Last ansteigt, bleibt der Wärmebedarf auf einem konstanten Niveau (vgl. Anhang A.11, A.12 und A.13). Eine Steigerung des Wärmebedarfs in diesem Zeitraum, würde eine Verringerung der Exportleistung zur Folge haben. Zusätzlich besitzen die PV-Batterie-Systeme für den Simulationszeitraum, je nach Regelungsarchitektur, mit zwischen 6,58 kWh und 7,15 kWh höhere Verluste, als die PV-Wärmepumpen-System (4,99 kWh bis 6,51 kWh). Somit können die PV-Batterie-Systeme zusätzlich mehr nutzbare PV-Leistung aufnehmen, als die Wärmespeicher durch die Wärmepumpen, um die Speicherverluste auszugleichen.

In Tabelle 9.1 sind die Kennzahlen aller Regelungsarchitekturen für beide Szenarien zusammengefasst. Für das PV-Batterie-System wurden die für  $k = 38, 39$  bereinigten Kennzahlen aus

Tabelle 9.1: Vergleich der Szenarien: Kennzahlen

Kennzahlen	Wert	Wert	Wert	Einheit
<b>Pv-Bat</b>	<b>Dezentral</b>	<b>Zentralisiert</b>	<b>Hierarchisch-verteilt</b>	
$t_{CPU}$	104,31	1440,00	637,57	s
PTP	0,6888	0,6621	0,7178	kW
RMS	0,2787	0,2837	0,2679	kW
$\Psi$	27,1347	25,3369	25,3689	kWh
$e$	77,0763	79,8928	78,3976	%
$a$	88,8365	87,7069	89,7089	%
$\xi$	6,5837	7,1502	6,6873	kWh
<b>Pv-Hp</b>				
$t_{CPU}$	1440,00	76,68	2880,00	s
PTP	2,8376	2,5334	2,7470	kW
RMS	0,9855	1,0021	1,0230	kW
$\Psi$	105,2499	107,7919	109,0043	kWh
$e$	64,3563	63,9357	64,4020	%
$a$	46,0967	45,2006	44,8298	%
$\xi$	4,9889	5,0644	6,5063	kWh

Tabelle 7.11 herangezogen. Für die erneute Simulation der PV-Wärmepumpen-Systeme wird festgestellt, dass sich die Optimierungszeit der dezentral und hierarchisch-verteilt modellprädiktiven Regelungsarchitektur sehr stark erhöht hat. Dies kann auf die Erhöhung der minimalen elektrischen Leistung der Wärmepumpe  $P_{el,min}^{HP}$  zurückgeführt werden. Durch die Verminderung der Größe  $P_{el,min}^{HP}$  kann die Optimierungszeit der Architekturen vermindert werden. Es wird davon ausgegangen, dass die zentralisiert modellprädiktive Regelungsarchitektur durch eine zeitversetzte Regelung der Wärmepumpen mehr Flexibilität gegenüber den anderen beiden

Architekturen bereitstellen kann, was eine verkürzte Optimierungszeit zur Folge hat. Dies soll als Bestandteil zukünftiger Studien intensiver untersucht werden.

Die höheren RMS-, PTP- und Netzbeanspruchungswerte  $\Psi$  des PV-Wärmepumpen-Systems sind vor allem auf die deutlich höhere Importleistung zurückzuführen. Der Vergleich der Eigenverbrauchsquoten und Autarkiegrade zeigt, dass die PV-Wärmepumpen-Systeme anteilig etwas mehr Leistung exportieren und deutlich mehr Leistung importieren, als die PV-Batterie-Systeme. Die Systemverluste fallen beim PV-Wärmepumpen-System geringer aus, sodass diese Systeme für den betrachteten Simulationszeitraum effizienter arbeiten als die PV-Batterie-Systeme. An dieser Stelle sei vermerkt, dass die Jahresarbeitszahl als konstant angenommen wurde. Zukünftige Untersuchungen könnten daher untersuchen, inwieweit die Effizienz des Gesamtsystems durch an die Nennleistung angepasste Jahresarbeitszahlen beeinflusst wird.

Um eine Aussage darüber treffen zu können, ob die Regelungsarchitekturen für alle Technologien gleich qualifiziert sind, werden in Tabelle die Rangfolgen der Kennzahlen der beiden Szenarien miteinander verglichen.

Tabelle 9.2: Vergleich der Szenarien: Rangfolge Kennzahlen

Rang	1.	2.	3.		1.	2.	3.
	<b>Pv-Bat</b>				<b>Pv-Hp</b>		
$t_{CPU}$	dez	h-v	zen		zen	dez	h-v
PTP	zen	dez	h-v		zen	h-v	dez
RMS	h-v	dez	zen		dez	zen	h-v
$\Psi$	zen	h-v	dez		dez	zen	h-v
$e$	zen	h-v	dez		h-v	dez	zen
$a$	h-v	dez	zen		dez	zen	h-v
$\xi$	dez	h-v	zen		dez	zen	h-v

Durch die erhöhte minimale elektrische Leistung der Wärmepumpe, kann für die Optimierungszeit keine einheitliche Rangfolge der beiden Szenarien bestimmt werden. Die Rangfolge der übrigen Kennzahlen und Regelungsarchitekturen ist ebenfalls verschieden, sodass man pauschal keine Aussage darüber treffen kann, welche Regelungsarchitektur für alle Technologien die Beste ist. Lediglich die Verluste der dezentral modellprädiktiven Regelung sind für beide Szenarien am geringsten. Auf Grund der nicht gegebenen Skalierbarkeit der zentralisierten Lösung, ist deren Umsetzbarkeit für eine Vielzahl von Haushalten nicht möglich. Die Eigenverbrauchsquote ist für beide Szenarien bei der hierarchisch-verteilten Lösung höher als für die dezentrale Lösung. Ansonsten haben abhängig von dem Szenario die dezentrale und hierarchisch-verteilte Lösung unterschiedliche Vor- und Nachteile. Für die RMS-, Netzbeanspruchungs- und Autarkiewerte gilt, dass die hierarchisch-verteilt modellprädiktive Regelungsarchitektur für die PV-Batterie-Systeme besser geeignet ist und für die PV-Wärmepumpen-Systeme die dezentrale Lösung.

## 10 Zusammenfassung und Ausblick

Durch die Zunahme dezentraler Stromerzeuger und der damit verbundenen Zunahme fluktuierender Einspeisung, sehen sich vor allem die Verteilnetze vor neue Herausforderungen gestellt. DSI verbunden mit Speichersystemen kann dabei helfen die fluktuierende Einspeisung auszugleichen und dadurch die Netzintegration der EE und die Effizienz der Verteilnetze zu verbessern. Die DSI kann mittels modellprädiktiver Regelung erfolgen. Für die Optimierung der Leistungsbilanz mehrere Haushalte sind modellprädiktive Regelungsarchitekturen notwendig, welche prinzipiell zentralisiert, verteilt oder dezentral gestaltet werden können. Das Ziel der Optimierung der Leistungsbilanz ist es, konstant niedrige Import- und Exportleistungen der Haushalte zu erzielen. Dadurch können die Markt- und Netzintegration der EE besser geplant und die Direktvermarktung transparenter gestaltet werden. Außerdem entstehen dadurch technische Vorteile durch Spitzenminimierung.

Das vordergründige Ziel dieser Arbeit war daher, eine Vergleichsstudie einer zentralisiert, hierarchisch-verteilt und dezentral modellprädiktiven Regelungsarchitektur zur Optimierung der Leistungsbilanz in Niederspannungsnetzen durchzuführen.

Hierfür wurden ein Referenzszenario bestehend aus PV-Batterie-Systemen und ein Alternativszenario bestehend aus PV-Wärmepumpen-Systemen modelliert. Außerdem wurde eine zentralisiert, hierarchisch-verteilt und dezentral modellprädiktive Regelungsarchitektur für beide Szenarien implementiert. Die Zielfunktionen der Regelungsarchitekturen wurden so formuliert, dass diese für beide Szenarien allgemeingültig angewendet werden können und eine konstant niedrige Import- und Exportleistung der Haushalte zur Folge haben. Darüber hinaus wurde die Effizienz des Gesamtsystems beider Szenarien in die Bewertung einbezogen.

Für die PV-Batterie-Systeme kann gezeigt werden, dass alle Regelungsarchitekturen konstant niedrige Import- und Exportleistungen gegenüber PV-Systemen ohne Batteriespeicher besitzen. Bei der zentralisiert und hierarchisch-verteilt modellprädiktiven Regelungsarchitektur tritt auf Grund der Erreichung der Abbruchzeit von 60 Sekunden bei der Optimierung für eine Stunde eine Verletzung der Nebenbedingung für einen Zeitschritt auf. Es bleibt zu prüfen, inwieweit eine Erhöhung der Abbruchzeit erfolgen kann, sodass die Nebenbedingung nicht verletzt wird. Unter optimalen Bedingungen erfolgt die Optimierung der Leistungsbilanz durch die zentralisiert modellprädiktive Regelungsarchitektur hinsichtlich Spitzenminimierung und Verringerung der Netzbeanspruchung am besten. Jedoch ist für die zentralisierte Lösung eine Skalierbarkeit

für eine Vielzahl von Haushalten auf Grund der sehr langen Optimierungszeit nicht gegeben. Die dezentrale Lösung ist dagegen beliebig skalierbar und besitzt für diese Simulation die geringsten Systemverluste. Gegenüber der hierarchisch-verteilten Lösung besitzt sie zudem eine bessere Spitzenminimierung, jedoch eine höhere Netzbelastung und eine höhere Abweichung der Residuallast vom durchschnittlichen Verbrauch abzüglich der durchschnittlichen Erzeugung.

Die Ergebnisse der PV-Wärmepumpen-Systeme zeigen, dass diese stark von der minimalen elektrischen Leistung der Wärmepumpen abhängig sind. Für eine erhöhte minimale elektrische Leistung der Wärmepumpe nimmt das Optimierungsproblem an Komplexität zu, sodass die Optimierungszeiten aller Regelungsarchitekturen ansteigen. Die Optimierungszeit der zentralisierten Lösung steigt jedoch nicht so stark an, wie die Optimierungszeit der anderen beiden Architekturen. Für die dezentral und hierarchisch-verteilt modellprädiktive Regelungsarchitektur wird für die Optimierung jeder Stunde die Abbruchzeit von 60 Sekunden erreicht. Trotz der geringeren Optimierungszeit für 5 Haushalte ist davon auszugehen, dass die zentralisierte Lösung nicht skalierbar ist. Des Weiteren zeigen die Ergebnisse, dass die dezentrale Lösung gegenüber der hierarchisch-verteilten Lösung eine geringere Netzbeanspruchung und eine geringere Abweichung der Residuallast vom durchschnittlichen Verbrauch abzüglich der durchschnittlichen Erzeugung besitzt. Für unterschiedliche minimale Werte der elektrischen Leistung der Wärmepumpe existieren gegensätzliche Ergebnisse hinsichtlich der Spitzenminimierung und der Systemverluste für die dezentrale und hierarchisch-verteilte Lösung.

Der Vergleich beider Szenarien zeigt, dass sich generell keine Aussage darüber treffen lässt, welche modellprädiktive Regelungsarchitektur für alle Szenarien am besten hinsichtlich der Optimierung der Leistungsbilanz ist.

Insgesamt konnte gezeigt werden, dass die verwendete Optimierung der zentralisiert, hierarchisch-verteilt und dezentral modellprädiktiven Regelungsarchitektur die Leistungsbilanz in Niederspannungsnetzen verbessert. Auf Grund der nicht gegebenen Skalierbarkeit der zentralisierten Lösung, stehen die dezentral oder hierarchisch-verteilte Lösung zur Diskussion. Zukünftige Untersuchungen könnten die Ergebnisse der hierarchisch-verteilt modellprädiktiven Regelungsarchitektur hinsichtlich der Optimierung der Leistungsbilanz verbessern, indem die Preisberechnung weiterentwickelt wird. Hier könnte der Ladezustand der Speicher oder eine variable Änderungsrate des Preises, ausgedrückt durch  $\theta$ , die Ergebnisse verbessern. Außerdem kann das Modell des Alternativszenarios um das Gebäude als Wärmespeicher und die Raumtemperatur als Regelgröße für mehrere Haushalte erweitert werden, sodass mehr Flexibilität insgesamt zur Verfügung steht. Darüber hinaus können zukünftige Studien die Simulation für einen längeren Zeitraum durchführen, um tagesabhängige Störfaktoren und den Einfluss des Ladezustandes am Ende des Simulationszeitraumes zu minimieren.

## A Anhang

Tabelle A.1: Sensitivitätsanalyse: Hierarchisch-verteilt Pv-Bat

$L$	$\theta$	$\Psi$ [kWh]	RMS
10	0,2	28,0664	0,3417
10	0,1	28,0031	0,3124
10	0,05	28,0264	0,3028
10	0,025	28,0400	0,2998
10	0,01	28,0572	0,2988
2	0,2	28,5179	0,3550
2	0,1	28,4995	0,3150
2	0,05	28,4962	0,3031
2	0,025	28,5458	0,2998
2	0,01	28,5118	0,2989

Tabelle A.2: Sensitivitätsanalyse: Hierarchisch-verteilt Pv-Hp

$L$	$\theta$	$\Psi$ [kWh]
10	0,025	107,1581
10	0,01	106,8311
10	0,0025	105,5823
10	0,001	105,6959
2	0,025	107,3089
2	0,01	106,3531
2	0,0025	105,2170
2	0,001	105,7637

# Sunmodule<sup>®</sup> Plus SW 260 POLY



## VERHALTEN BEI STANDARDTESTBEDINGUNGEN (STC)\*

		SW 260
Maximalleistung	$P_{max}$	260 Wp
Leerlaufspannung	$U_{oc}$	38,4 V
Spannung bei Maximalleistung	$U_{mpp}$	31,4 V
Kurzschlussstrom	$I_{sc}$	8,94 A
Strom bei Maximalleistung	$I_{mpp}$	8,37 A
Modulwirkungsgrad	$\eta_m$	15,51 %

Messtoleranz ( $P_{max}$ ) rückführbar auf TÜV Rheinland: +/- 2% (TÜV Power controlled, ID 0000039351)

\*STC: 1000W/m<sup>2</sup>, 25°C, AM 1.5

## VERHALTEN BEI 800 W/m<sup>2</sup>, NOCT, AM 1.5

		SW 260
Maximalleistung	$P_{max}$	192,4 Wp
Leerlaufspannung	$U_{oc}$	34,8 V
Spannung bei Maximalleistung	$U_{mpp}$	28,5 V
Kurzschlussstrom	$I_{sc}$	7,35 A
Strom bei Maximalleistung	$I_{mpp}$	6,76 A

Geringe Wirkungsgradreduktion im Teillastverhalten bei 25°C: bei 200 W/m<sup>2</sup> werden 97 % (+/- 3 %) des STC Wirkungsgrades (1000 W/m<sup>2</sup>) erreicht.

## KENNGRÖSSEN ZUR OPTIMALEN SYSTEMEINBINDUNG

Leistungsortierung	-0 Wp / +5 Wp
Max. Systemspannung SK II	1000 V
Rückstrombelastbarkeit	25 A
Anzahl Bypassdioden	3
zulässige Betriebstemperatur	-40°C - +85°C
Maximale Belastbarkeit (2-Profil System)*	+5,4 kN/m <sup>2</sup> / -3,1 kN/m <sup>2</sup>
Maximale Belastbarkeit (3-Profil System)*	+8,5 kN/m <sup>2</sup> / -3,1 kN/m <sup>2</sup>

\*Ausführlichere Informationen zu den zulässigen Lastfällen entnehmen Sie bitte der Benutzeranleitung



## VERWENDETE MATERIALIEN

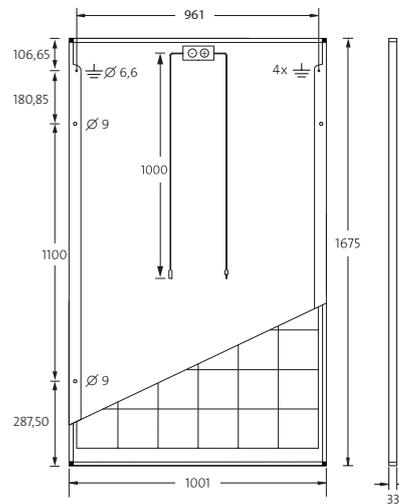
Zellen pro Modul	60
Zelltyp	Polykristallin
Zellabmessungen	156 mm x 156 mm
Vorderseite	Einscheibensicherheitsglas (EN 12150)
Rückseite	Folie, weiß
Rahmen	silber eloxiertes Aluminium
Anschlussdose	IP65
Stecker	H4

## ABMESSUNG / GEWICHT

Länge	1675 mm
Breite	1001 mm
Höhe	33 mm
Gewicht	18,0 kg

## THERMISCHE KENNGRÖSSEN

NOCT	46 °C
TK $I_{sc}$	0,051 %/K
TK $U_{oc}$	-0,31 %/K
TK $P_{mpp}$	-0,41 %/K



## ZERTIFIKATE UND GARANTIE

Zertifikate	IEC 61730	IEC 61215	UL 1703
	IEC 62716	IEC 60068-2-68	IEC 61701
Garantien	Produktgewährleistung		10 Jahre
	lineare Leistungsgarantie		25 Jahre

## BESTELLINFORMATIONEN

Bestell-Nr.	Beschreibung
82000008	Sunmodule Plus SW 260 poly

Die SolarWorld AG behält sich Spezifikationsänderungen vor. Dieses Datenblatt entspricht den Vorgaben der EN 50380.

90001215 | V2.2016-08-29 DE

Abbildung A.1: Solarmodul: Sunmodule Plus SW 260 poly

Sunplug eco 3.2 / 4.4 / 5.5 TL3		SOLARWORLD REAL VALUE		
		3.2	4.4	5.5
<b>DC EINGANGSSEITE</b>				
Max. Eingangsspannung	1000 V	1000 V	1000 V	
Min. Eingangsspannung	250 V	250 V	250 V	
MPP-Spannung	300 V .. 800 V	430 V .. 800 V	560 .. 800 V	
Max. Eingangsstrom	11 A	11 A	11 A	
Max. DC Leistung	4000 Wp	5700 Wp	6700 Wp	
Anzahl der DC Eingänge	1	1	1	
<b>AC AUSGANGSSEITE</b>				
Nennleistung (@cos $\varphi$ = 1)	3200 W	4600 W	5500 W	
Max. Scheinleistung (@cos $\varphi$ = 1)	3200 VA	4600 VA	5500 VA	
Ausgangsspannung	320 V ... 480 V			
Nennausgangsspannung	400 V			
Nennfrequenz	50 Hz, 60 Hz / $\pm$ 5 Hz			
Max. Ausgangsstrom	7 A	7 A	10 A	
Leistungsfaktor	0,8 kapazitiv ... 0,8 induktiv			
Einspeisephasen	3	3	3	
<b>BETRIEBSDATEN</b>				
Max. Wirkungsgrad	98,6 %	98,6 %	98,6 %	
Europ. Wirkungsgrad	97,9 %	98,2 %	98,3 %	
MPP Wirkungsgrad	> 99,8 % (statisch), > 99,0 % (dynamisch)			
Nachtverbrauch	< 3 W	< 3 W	< 3 W	
Leistungsabstufung bei Volleistung	ab 50 °C	ab 50 °C	ab 45 °C	
Geräuschemission	< 29 dB(A)	< 29 dB(A)	< 29 dB(A)	
Kühlung	Temperaturgesteuerter Lüfter, intern (staubgeschützt)			
Trennungsprinzip	transformatorlos			
Sicherheit	DC-Trennschalter / Netzüberwachung / Überspannungskategorie III (AC) und II (DC)			
<b>GENERELL</b>				
Schutzart	TL3i	Indoor / IP 21 (Gehäuse IP 51; Display IP 21)		
	TL3x	Outdoor / IP 65		
DC Anschluss	SunClix (Gegenstecker im Lieferumfang enthalten)			
AC Anschluss	Wieland RST25I3 Plug (Gegenstecker im Lieferumfang enthalten)			
Kommunikationsschnittstellen	TL3i	2 x RJ45 (RS485), 1 x Ethernet, 1 x Modbus		
	TL3x	2 x RJ45 (RS485), 1 x Ethernet		
Abmessungen	TL3i	340 x 608 x 222 mm		
	TL3x	399 x 657 x 227 mm		
Gewicht	TL3i	10 kg		
	TL3x	12 kg		
Die SolarWorld AG behält sich Spezifikationsänderungen vor.				

KB8839 | 2015-05-29 DE

Abbildung A.2: Solarwechselrichter: Sunplug eco 5.5 TL3i

		SUNPAC LiOn 2	SUNPAC LiOn 4	SUNPAC LiOn 6	SUNPAC LiOn 8	SUNPAC LiOn 10	SUNPAC LiOn 12
<b>SolarWorld</b> REAL VALUE							
<b>BATTERIE-DATEN (DC)</b>							
Zelltechnologie	LiFePO <sub>4</sub>	LiFePO <sub>4</sub>	LiFePO <sub>4</sub>	LiFePO <sub>4</sub>	LiFePO <sub>4</sub>	LiFePO <sub>4</sub>	LiFePO <sub>4</sub>
Nutzbare Speicherenergie	2,0 kWh	4,0 kWh	6,0 kWh	8,0 kWh	10,0 kWh	12,0 kWh	
Anzahl der Batteriemodule	1	2	3	4	5	6	
Zyklusanzahl	10000	10000	10000	10000	10000	10000	
DoD (Entladetiefe)	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	
Nennspannung Batteriemodul	51,2 V	51,2 V	51,2 V	51,2 V	51,2 V	51,2 V	
Nennstrom (laden / entladen)	19,5 A	48,8 A	48,8 A	58,6 A	58,6 A	58,6 A	
Kapazität des Batteriemoduls	39 Ah	39 Ah	39 Ah	39 Ah	39 Ah	39 Ah	
<b>SYSTEM-DATEN (AC)</b>							
Nennspannung	400 V	400 V	400 V	400 V	400 V	400 V	
Nennfrequenz	50 Hz	50 Hz	50 Hz	50 Hz	50 Hz	50 Hz	
Nennleistung (laden / entladen)	1 kW / 1 kW	2,5 kW / 2,5 kW	2,5 kW / 2,5 kW	3 kW / 3 kW	3 kW / 3 kW	3 kW / 3 kW	
Nennstrom	1,5 A	3,6 A	3,6 A	4,5 A	4,5 A	4,5 A	
Leistungsfaktor (cos phi)	1	1	1	1	1	1	
Netzanschluss	dreiphasig, L1 / L2 / L3 / N / P						
Anschlussausführung	Federzugklemmen, 4mm <sup>2</sup>						
Netzformen	TN / TT <sup>1)</sup>						
Sicherung Netzanschluss	6 A - 16 A <sup>2)</sup> (Typ B)						
<b>ABMESSUNGEN / GEWICHT</b>							
Abmessungen (BxHxT)	650 x 1500 x 420 mm						
Gesamtgewicht	118 kg	146 kg	174 kg	202 kg	230 kg	257 kg	
<b>SONSTIGES</b>							
Display	Touchscreen						
Schnittstelle	Ethernet, RJ45						
Wartung	Fernwartung möglich <sup>3)</sup>						
Steuerung	Eigenständiger Betrieb des Speichersystems oder mit Suntrol eManager						
<b>ZULASSUNGEN / NORMEN</b>				<b>WIRKUNGSGRAD</b>			
Einsatzort	DE			Wechselrichter / Laderegler	96 %		
Anschlusszulassung	VDE-AR-N 4105, Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz			Gesamtssystem (maximal)	86 %		
EU Konformität	EMV-Richtlinie 2004/108/EG (elektromagnetische Verträglichkeit)			<b>UMGEBUNGSBEDINGUNGEN</b>			
Batterieprüfung	UN 38.3, UN Transport Test für Lithiumbatterien DIN EN 62133:2012			Umgebungstemperaturbereich	5 °C ... 30 °C		
<b>ZERTIFIKATE</b>				Lagertemperaturbereich	0 °C ... 40 °C		
SGS TÜV Saar	Funktionsgeprüft nach DIN VDE 0100, Errichten von Niederspannungsanlagen			Transporttemperaturbereich kurzzeitig (4 Tage)	-15 °C ... 40 °C		
Primara Test- und Zertifizier GmbH	DIN EN 62040-1:2008 + Corrigendum Februar 2009 + A1:2013, Unterbrechungsfreie Stromversorgungssysteme (USV) - allgemeine Anforderungen und Sicherheitsanforderungen Sicherheitsleitfaden für Li-Ionen-Hausspeicher Version 1.0 11/2014			rel. Luftfeuchtigkeit (nicht konsensierend)	90 %		
<b>SICHERHEIT / SCHUTZEINRICHTUNGEN</b>				Zulässige Aufstellhöhe über Meeresspiegel	2000 m		
Schutzklasse	I (Schutzleiter)						
Schutzart	IP 21			2016-05-24-DE			
System Abschaltung	externer Hauptschalter						
DC-Überstromschutz	integriert						
Brandsicherheit	Industrieschrank, extern geprüft						
<b>ANMERKUNGEN</b>							
<sup>1)</sup> TT-Netz: Installation mit selektivem Fehlerstromschutzschalter 300 mA. Dieser ist nicht im Lieferumfang enthalten.							
<sup>2)</sup> Sicherungsautomat ist nicht im Lieferumfang enthalten.							
<sup>3)</sup> Voraussetzung für die Fernwartung ist eine entsprechende Internetanbindung des Speichersystems.							

Abbildung A.3: Energiespeicher: SunPac LiOn 8

## Technische Daten

flexoTHERM exclusive	Einheit	VWF 57/4	VWF 87/4	VWF 117/4	VWF 157/4	VWF 197/4
Heizleistung/Elekt. Leistung/ COP bei B0/W35	kW	5,3/1,3/4,7	8,9/2,0/5,1	11,2/2,5/5,0	14,5/3,4/4,9	19,7/4,7/4,7
Heizleistung/Elekt. Leistung/ COP bei B0/W55	kW	5,4/2,0/3,0	9,0/2,9/3,3	11,4/3,8/3,2	14,7/5,0/3,2	20,0/6,6/3,2
Elektr. Leistungsaufnahme Sole-Pumpe bei B0/W35	W	44	62	64	83	121
Elektr. Leistung Zusatzheizung	kW	9,0				
Anlaufstrom (mit Begrenzer)	A	15	19	22	26	30
Temperatur Heizung (Min./Max.)	°C	25/65				
Schallleistungspegel bei B0/W35	dB(A)	40	42	45	50	48
Maße unverpackt (Höhe/Breite/Tiefe)	mm	1.183/595/600				
Gewicht unverpackt	kg	145	160	168	176	187
Kältemittel <sup>1)</sup>		R410a				
Energieeffizienzklasse						

<sup>1)</sup> Das Produkt enthält das angegebene fluoridierte Treibhausgas.

flexoTHERM exclusive mit aroCOLLECT	Einheit	VWF 57/4 mit aroCOLLECT	VWF 87/4 mit aroCOLLECT	VWF 117/4 mit aroCOLLECT	VWF 157/4 mit aroCOLLECT	VWF 197/4 mit aroCOLLECT
Heizleistung/Elekt. Leistung/ COP bei A2/W35	kW	5,7/1,4/4,2	7,8/2,1/4,0	10,3/2,7/3,9	13,9/3,5/4,1	17,4/4,8/3,7
Heizleistung/Elekt. Leistung/ COP bei A2/W55	kW	5,5/2,0/2,8	8,6/3,0/2,9	10,6/4,0/2,7	14,2/5,0/2,9	18,6/6,8/2,8
Heizleistung/Elekt. Leistung/ COP bei A-7/W35	kW	4,4/1,4/3,3	6,5/2,1/3,2	8,4/2,9/3,0	11,2/3,5/3,3	14,6/4,8/3,1
Heizleistung/Elekt. Leistung/ COP bei A10/W35	kW	6,5/1,4/5,0	9,0/2,0/4,8	12,2/2,6/4,9	16,3/3,4/5,0	20,5/4,6/4,6
Kühlleistung/Elekt. Leistung/ EER bei A35/W18	kW	6,6/1,6/4,3	8,6/2,8/3,2	12,1/3,7/3,4	15,8/4,4/3,9	22,3/6,2/3,4
Schallleistungspegel bei A7/W35	dB(A)	40	46	44	49	48
Kältemittel <sup>1)</sup>		R410a				
Energieeffizienzklasse						

<sup>1)</sup> Das Produkt enthält das angegebene fluoridierte Treibhausgas.

aroCOLLECT	Einheit	aroCOLLECT mit VWF 57/4	aroCOLLECT mit VWF 87/4	aroCOLLECT mit VWF 117/4	aroCOLLECT mit VWF 157/4	aroCOLLECT mit VWF 197/4
Schallleistungspegel bei A7/W35	dB(A)	43	45	56	50	53
Maße unverpackt (Höhe/Breite/Tiefe)	mm	1.260/1.200/785				
Gewicht unverpackt	kg	95				

flexoTHERM exclusive mit fluoCOLLECT	Einheit	VWF 57/4 mit fluoCOLLECT	VWF 87/4 mit fluoCOLLECT	VWF 117/4 mit fluoCOLLECT	VWF 157/4 mit fluoCOLLECT	VWF 197/4 mit fluoCOLLECT
Heizleistung/Elekt. Leistung/ COP bei W10/W35	kW	6,4/1,4/4,8	10,0/1,9/5,2	12,9/2,4/5,1	16,8/3,1/5,4	23,0/4,4/5,2
Heizleistung/Elekt. Leistung/ COP bei W10/W55	kW	6,3/2,1/3,0	10,3/3,0/3,5	13,3/3,9/3,3	17,1/4,8/3,6	23,8/6,8/3,5
Schallleistungspegel bei W10/W35	dB(A)	41	48	45	50	51
Kältemittel <sup>1)</sup>		R410a				
Energieeffizienzklasse						

<sup>1)</sup> Das Produkt enthält das angegebene fluoridierte Treibhausgas.

Abbildung A.4: Wärmepumpe: flexo THERM exclusive VWF 57/4

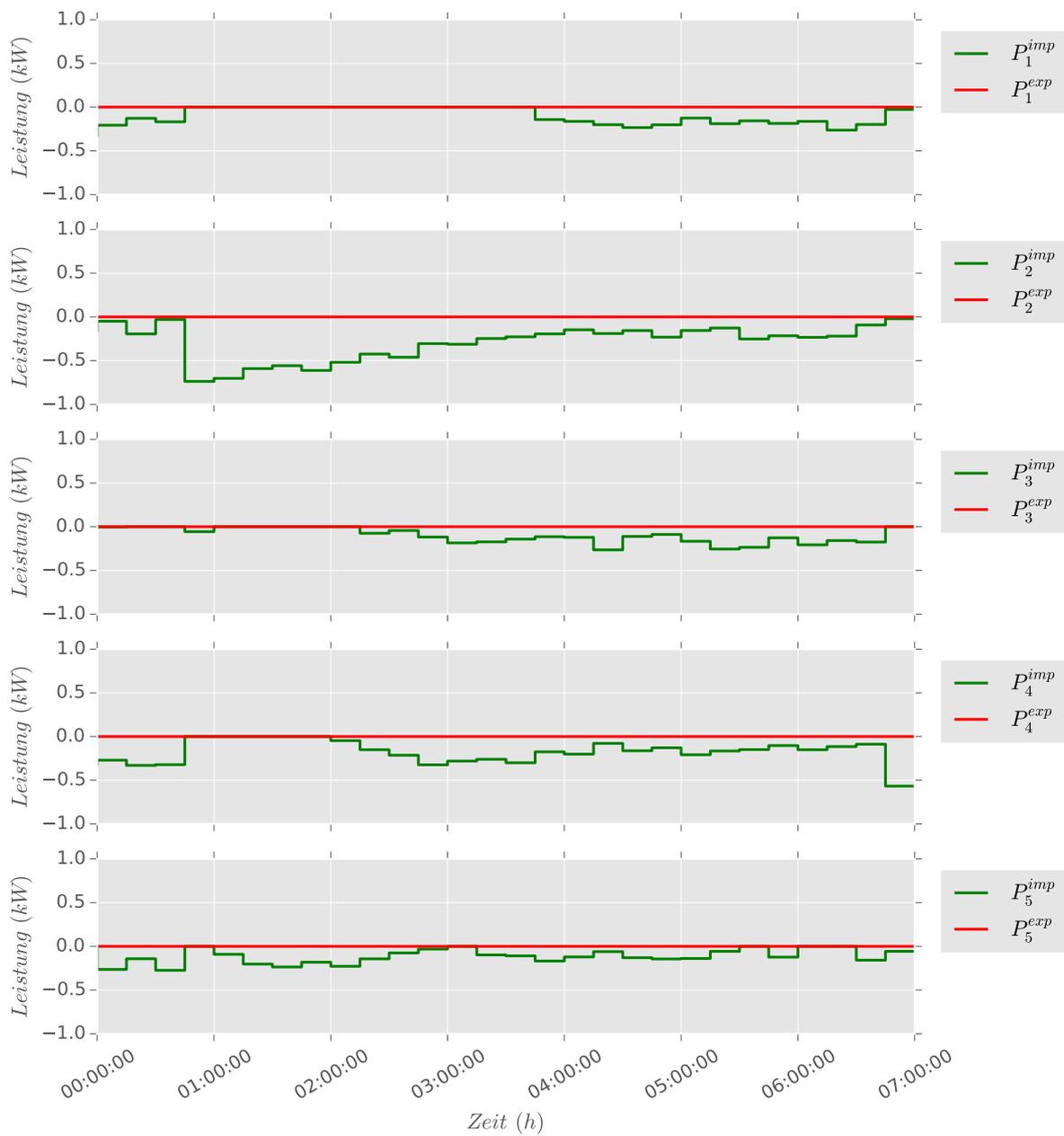


Abbildung A.5: Zentralisiert: Netzbeanspruchung Phase 1 Pv-Bat

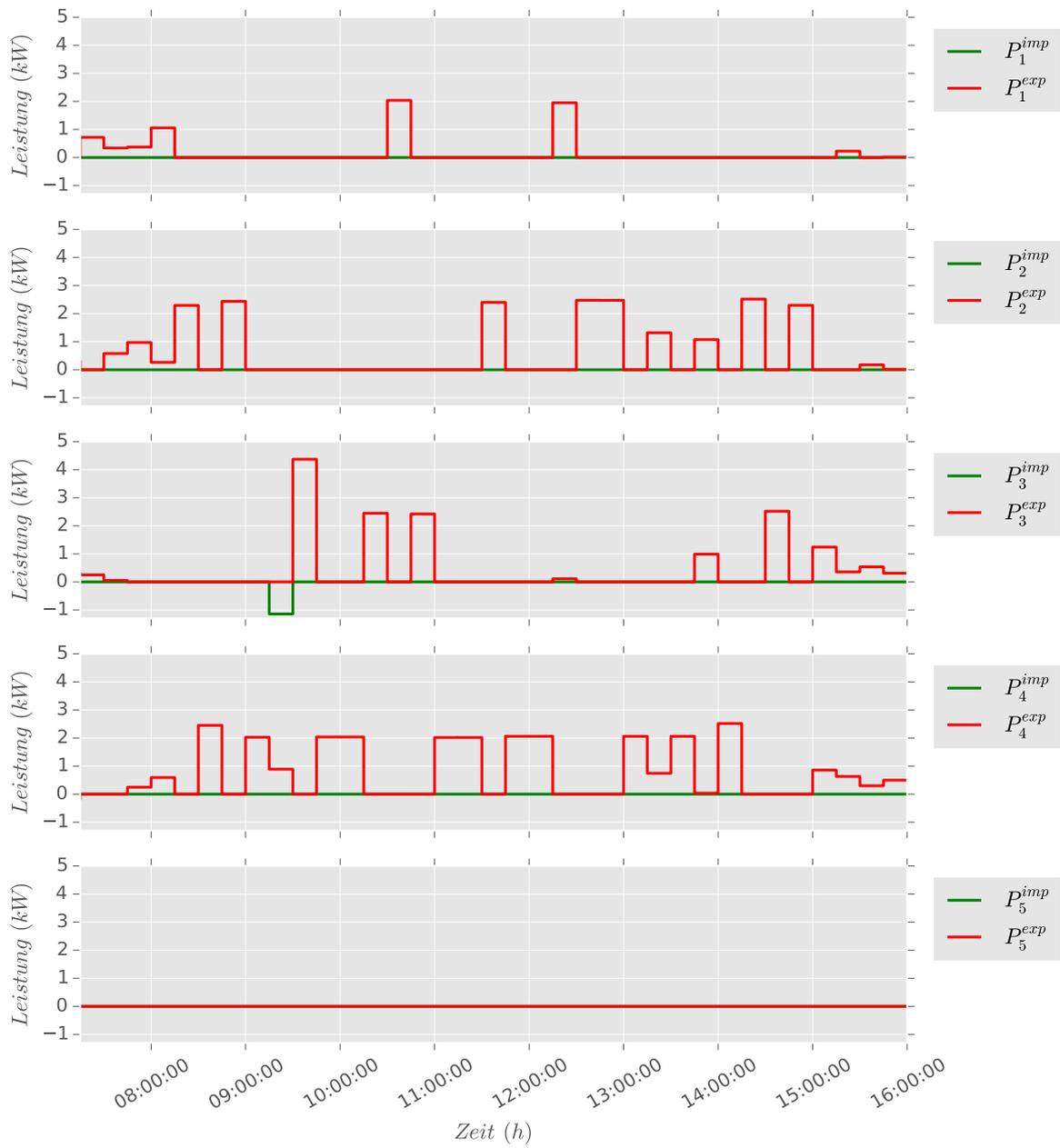


Abbildung A.6: Zentralisiert: Netzbeanspruchung Phase 2 Pv-Bat

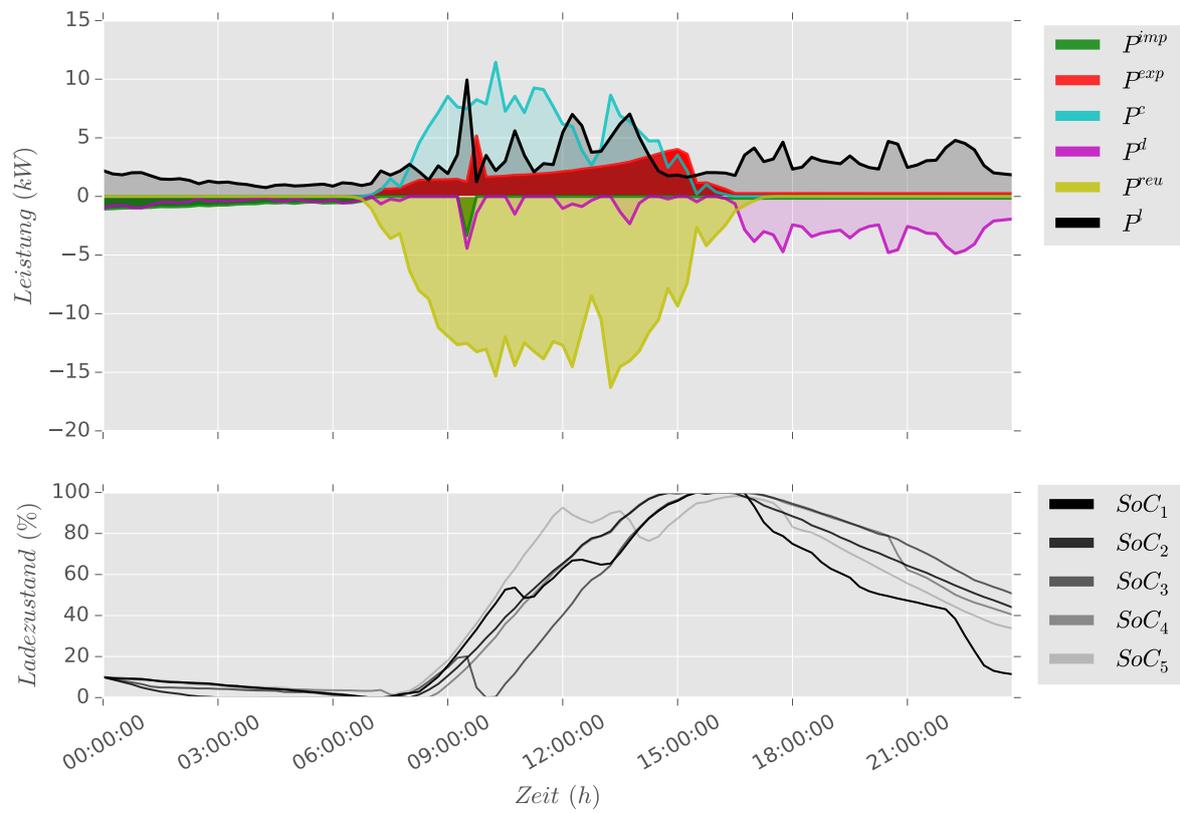


Abbildung A.7: Hierarchisch-verteilt: Ergebnisse unterschiedlicher Lastprofile Pv-Bat,  $\theta = 0, 1$

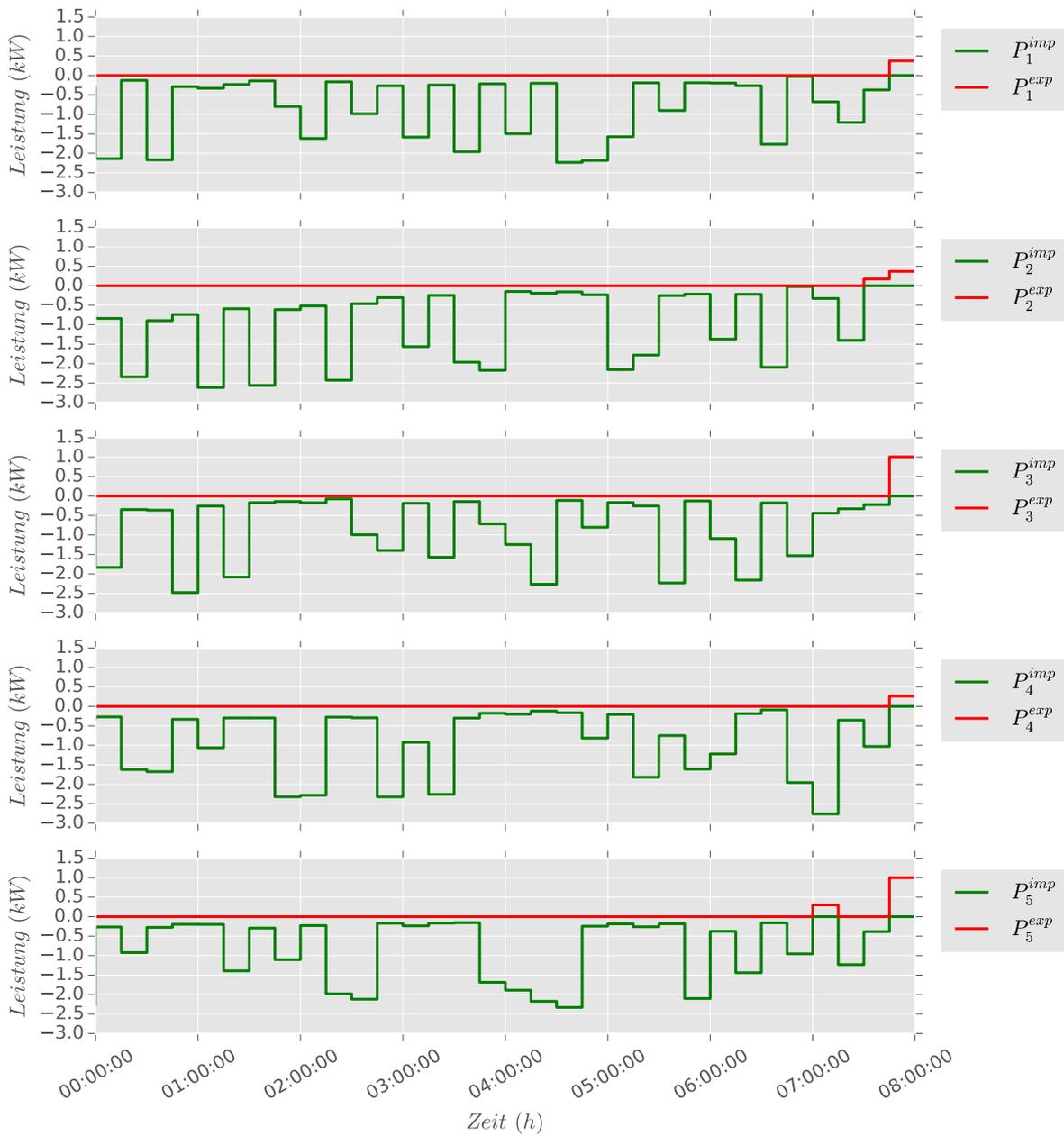


Abbildung A.8: Zentralisiert: Netzbeanspruchung Phase 1 Pv-Hp

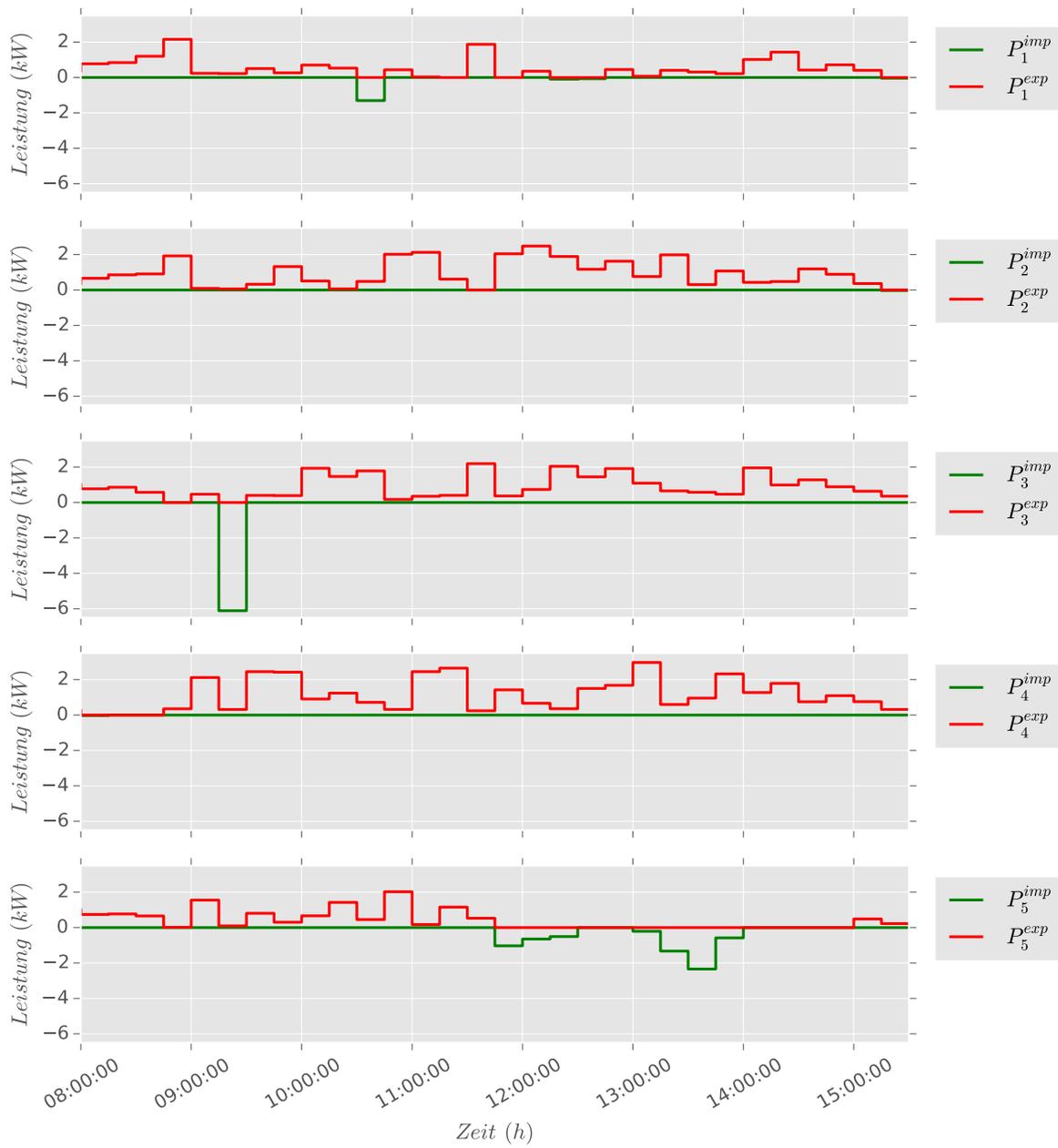


Abbildung A.9: Zentralisiert: Netzbeanspruchung Phase 2 Pv-Hp

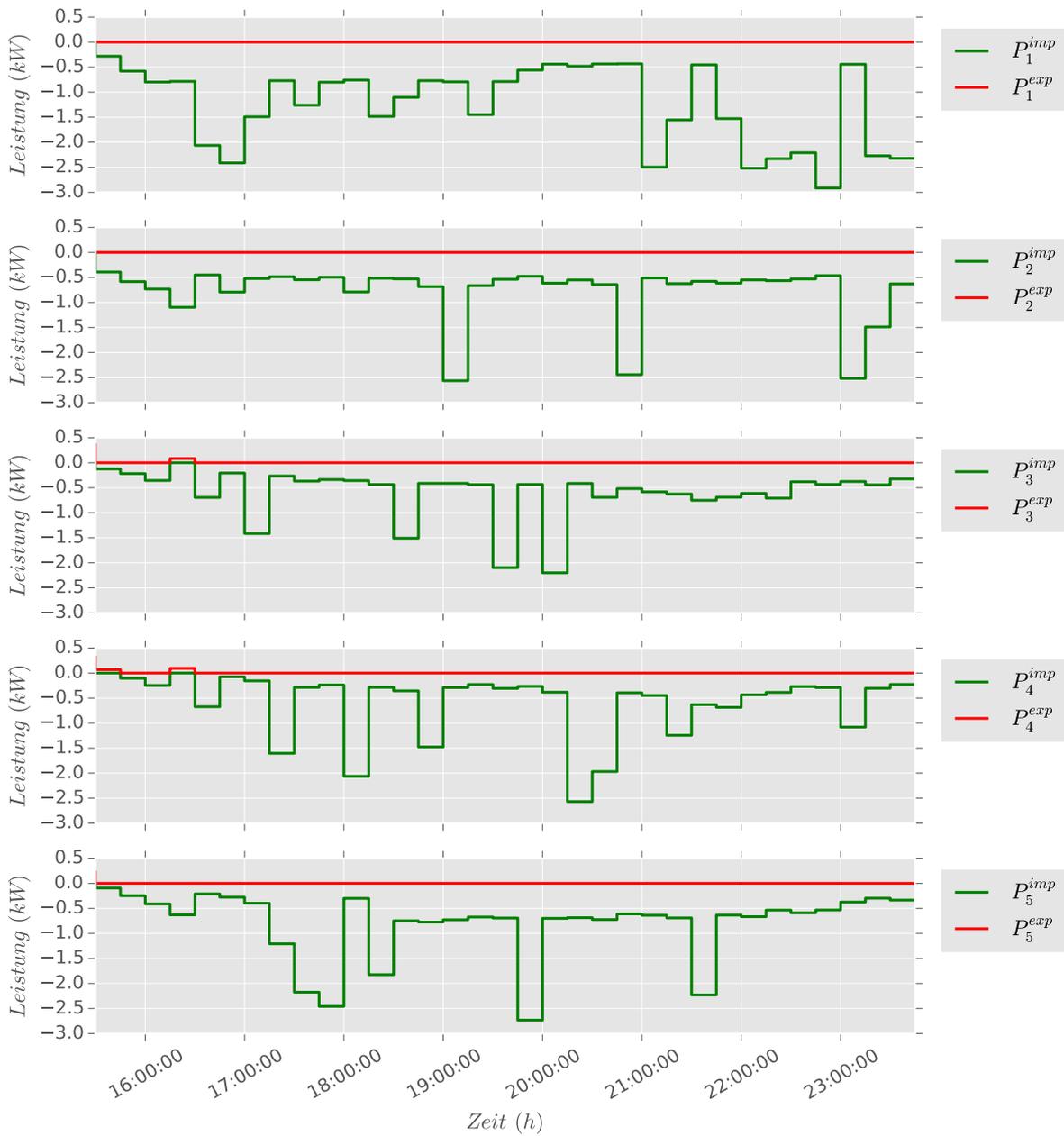


Abbildung A.10: Zentralisiert: Netzbeanspruchung Phase 3 Pv-Hp

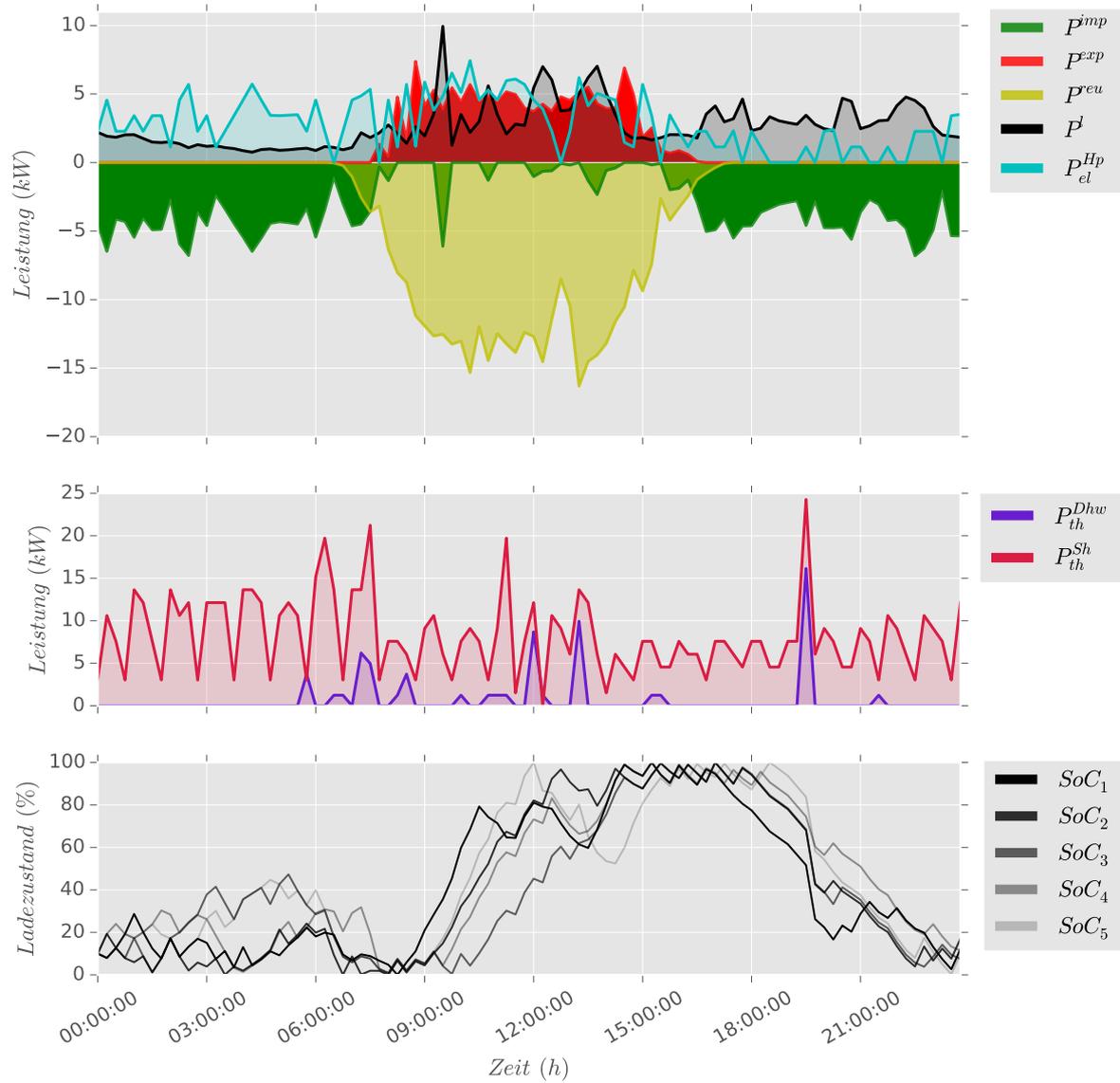


Abbildung A.11: Dezentral: Ergebnisse für Vergleich Pv-Hp

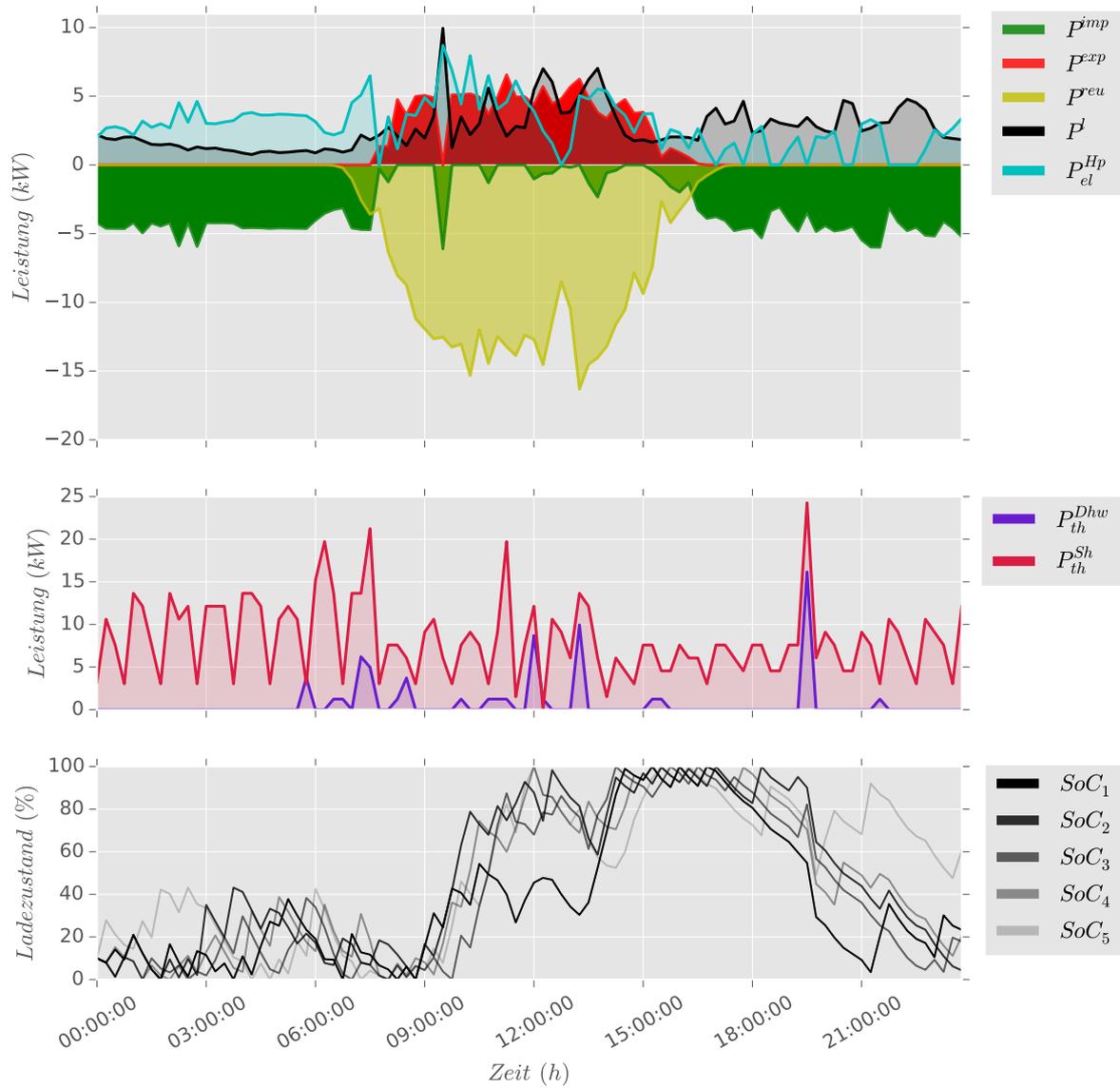


Abbildung A.12: Zentralisiert: Ergebnisse für Vergleich Pv-Hp

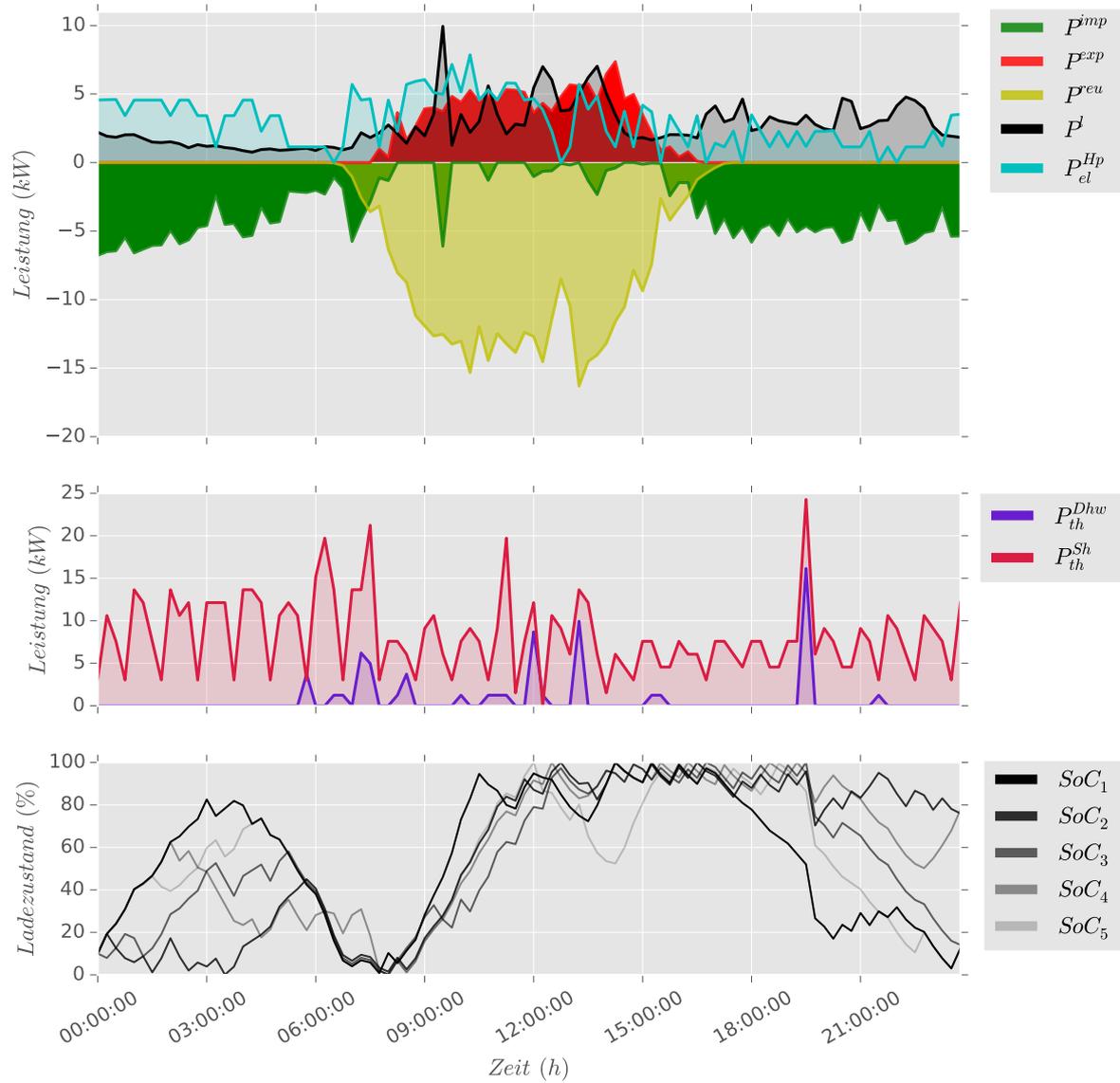


Abbildung A.13: Hierarchisch-verteilt: Ergebnisse für Vergleich Pv-Hp

---

## Literaturverzeichnis

- [1] CAMACHO, E. F. ; BORDONS, C.: *Model Predictive Control: Advanced Textbooks in Control and Signal Processing*. 2. Aufl. London : Springer, 2007
- [2] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE: *Erneuerbare Energien auf einen Blick*. <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Erneuerbare-Energien/erneuerbare-energien-auf-einen-blick.html>. Version: 2014
- [3] NEGENBORN, R. R. ; MAESTRE, J. M.: Distributed Model Predictive Control: An Overview and Roadmap of Future Research Opportunities. In: *IEEE Control Systems* Bd. 34 (2014), Nr. 4, S. 87–97
- [4] LI, H. A. ; NAIR, N.-K. C.: Multi-Agent Systems and Demand Response: A Systematic Review. In: *Power Engineering Conference (AUPEC)*. University of Wollongong, Australia, 2015
- [5] WORTHMANN, K. ; KELLETT, C. M. ; BRAUN, P. ; GRUNE, L. ; WELLER, S. R.: Distributed and Decentralized Control of Residential Energy Systems Incorporating Battery Storage. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* Bd. 6 (2015), Nr. 4, S. 1914–1923
- [6] LARSEN, G. K. H. ; VAN FOREEST, N. D. ; SCHERPEN, J. M. A.: Distributed Control of the Power Supply-Demand Balance. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* Bd. 4 (2013), Nr. 2, S. 828–836
- [7] LARSEN, G. K. H. ; VAN FOREEST, N. D. ; SCHERPEN, J. M. A.: Distributed MPC Applied to a Network of Households With Micro-CHP and Heat Storage. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* Bd. 5 (2014), Nr. 4, S. 2106–2114
- [8] OUAMMI, A. ; DAGDOUGUI, H. ; DESSAINT, L. ; SACILE, R.: Coordinated Model Predictive-Based Power Flows Control in a Cooperative Network of Smart Microgrids. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 6 (2015), Nr. 5, S. 2233–2244
- [9] STEPHENS, E. R. ; SMITH, D. B. ; MAHANTI, A.: Game Theoretic Model Predictive Control for Distributed Energy Demand-Side Management. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* Bd. 6 (2015), Nr. 3, S. 1394–1402

- [10] HIDALGO RODRIGUEZ, D. I.: On the Problem Formulation of Model Predictive Control for Demand Response of a Power-to-Heat Home Microgrid. In: *Power Systems Computation Conference (PSCC)*. Genua, Italien, 2016
- [11] ÅSTRÖM, K. J. ; WITTENMARK, B.: *Computer controlled systems: Theory and design*. 3. Aufl. Upper Saddle River, NJ : Prentice Hall, 1997
- [12] KANWAR, A. ; HIDALGO RODRIGUEZ, D. I. ; APPEN, J. von ; BRAUN, M.: A Comparative Study of Optimization- and Rule-Based Control for Microgrid Operation. In: *Power and Energy Student Summit (PESS)*. TU Dortmund, Deutschland, 2015
- [13] HERMANS, R. M. ; JOKIĆ, A. ; LAZAR, M. ; ALESSIO, A. ; VAN DEN BOSCH, P. P. J. ; HISKENS, I. A. ; BEMPORAD, A.: Assessment of non-centralised model predictive control techniques for electrical power networks. In: *International Journal of Control* Bd. 85 (2012), Nr. 8, S. 1162–1177
- [14] *Spyder - Documentation - Spyder 3 documentation*. <https://pythonhosted.org/spyder/>
- [15] *Python-xy.GitHub.io by python-xy*. <https://python-xy.github.io/>
- [16] HART, W. E. ; WATSON, J.-P. ; WOODRUFF, D. L.: Pyomo: Modeling and solving mathematical programs in Python. In: *Mathematical Programming Computation* Bd. 3 (2011), Nr. 3, S. 219–260
- [17] HART, W. E. ; LAIRD, C. ; WATSON, J.-P. ; WOODRUFF, D. L.: *Pyomo - optimization modelling in Python*. New York : Springer, 2012
- [18] *IBM ILOG CPLEX Optimization Studio*. <http://www-03.ibm.com/software/products/de/ibmilogcpleoptistud>
- [19] VDE-AR-N 4105: *Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz: Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*. Berlin, 2011
- [20] SWIERCZYNSKI, M.: Investigation on the Self-discharge of the LiFePo<sub>4</sub>/C Nanophosphate Battery Chemistry at Different Conditions. In: *Transportation Electrification Asia-Pacific (ITEC Asia-Pacific)*. Beijing, China, 2014
- [21] QUASCHNING, V.: *Regenerative Energiesysteme: Technologie - Berechnung - Simulation*. 9. überarb. Aufl. München : Hanser, 2015
- [22] WENIGER, J. ; QUASCHNING, V.: *Begrenzung der Einspeiseleistung von netzgekoppelten Photovoltaiksystemen mit Batteriespeichern*. Bad Staffelstein, 06.-08. März 2013 (Photovoltaische Solarenergie)

- [23] STIFTUNG WARENTEST: *Heizungspumpen - Test*. <https://www.test.de/Heizungspumpen-Ueber-100-Euro-Ersparnis-pro-Jahr-1567473-1567700/?col=7&col=8>. Version: September, 2007