

Untersuchung einzelner Aspekte der Angebots- und Nachfrageseite einer Energieversorgung mit erneuerbaren Energien für Gebäude

Master Thesis

Author(s):

Meier, Christoph

Publication date:

2007

Permanent link:

<https://doi.org/10.3929/ethz-a-005664671>

Rights / license:

[In Copyright - Non-Commercial Use Permitted](#)



Eidgenössische Technische Hochschule Zürich
Swiss Federal Institute of Technology Zurich

Untersuchung einzelner Aspekte der Angebots- und Nachfrageseite einer Energieversorgung mit erneuerbaren Energien für Gebäude

**Masterarbeit an der
Professur für Erneuerbare Energien (D-MAVT)
in Zusammenarbeit mit der
Professur für Gebäudetechnik (D-ARCH)**

2007

Christoph Meier

Professoren:
Dr. Aldo Steinfeld (D-MAVT)
Dr. Hansjürg Leibundgut (D-ARCH)

Abstract

In Zukunft könnte die Schweiz zu einem grossen Teil mit Solar- und Windstrom versorgt werden. In dieser Arbeit wurde der Zusammenhang zwischen Angebot und Nachfrage untersucht.

Angebot Mithilfe einer Simulation wurde das zeitliche Angebot der stochastischen Energien Wind und Sonne abgeschätzt. Durch einen Vergleich mit der Nachfrage konnten Anforderungen an Speichersysteme und die Nachfragesteuerung gestellt werden.

Nachfragemanagement Ein Nachfragemanagementsystem kombiniert mit einer Batterie für die Stromspeicherung im Gebäude soll die Nachfrage dem Angebot anpassen. Durch eine Simulink-Simulation konnte die Funktionsweise dieses Systems aufgezeigt werden.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	5
Tabellenverzeichnis	8
1 Einleitung	9
1.1 ViaGialla	9
1.2 Motivation	9
1.3 Systembetrachtung	11
2 Angebot	13
2.1 Fragestellung	13
2.2 Methoden	13
2.2.1 Nachfrage	13
2.2.2 Benötigte Kapazitäten	14
2.2.3 Leistungsberechnung	14
2.2.4 Transportverluste	17
2.2.5 Berechnung	17
2.3 Ergebnisse und Interpretation	17
2.3.1 Leistungen im Jahresverlauf	17
2.3.2 Leistungen im Stundenraster	21
2.4 Kritik	25
2.5 Fazit	25
3 Nachfragemanagement	27
3.1 Einführung	27
3.2 Recherche	27
3.2.1 Heutige Nachfragemanagementsysteme	27
3.2.2 Forschungsprojekte und Publikationen	28

3.3	Fragestellung	28
3.4	Funktionsweise des Nachfragemanagement	28
3.4.1	Strommarktplatz	29
3.5	Simulation eines DSM	30
3.5.1	Strompreis	30
3.5.2	Aufbau und Komponenten	31
3.5.3	Steuerung der Wärmepumpe	32
3.5.4	Heizung	33
3.5.5	Brauchwassererwärmung	33
3.5.6	Bewirtschaftung der Batterie	33
3.5.7	Stochastische Verbraucher	34
3.5.8	Parameter und Variablen	34
3.6	Ergebnisse	34
3.6.1	Simulation 1	35
3.6.2	Simulation 2	35
3.6.3	Simulation 3	36
3.6.4	Simulation 4	36
3.6.5	Simulation 5	36
3.6.6	Simulation 6	38
3.6.7	Simulation 7	38
3.6.8	Akkugrösse und Stromkosten	38
3.6.9	Nutzbare Abwärme vom Akku	40
3.7	Schwächen des Modells und Verbesserungsmöglichkeiten	40
3.7.1	Datenmaterial	40
3.7.2	Stromtarife und Nachfragepreisgestaltung	41
3.7.3	Modellierung und Regelung	41
3.7.4	Strombezug vom Netz	41
3.7.5	Wärmerückgewinnung	41
3.8	Ausblick	42
3.8.1	Regelung und Vorausplanung	42
3.8.2	Modularer Aufbau	42
3.8.3	Flexibilität, Stabilität und Sicherheit für die Stromversorgung	43

Anhang		43
A Simulation der Kraftwerksleistung		44
A.1 Datenbasis		44
A.1.1 Wetterarchiv		44
A.1.2 Meteonorm		44
A.1.3 Windpower.org		45
A.1.4 SolarLog-Home		45
A.2 Kraftwerkspark		45
A.3 Berechnung		46
A.3.1 Photovoltaik		46
A.3.2 Windturbinen		48
A.3.3 Nachfrage		50
A.3.4 Transportverluste		50
A.4 Validierung der Simulation		52
B Nachfragemanagement		53
B.1 Details zur Simulation		53
B.1.1 Simulink-Struktur		53
B.1.2 Marktplatz		55
B.1.3 System Akku		55
B.1.4 Heizung		55
B.1.5 Brauchwassererwärmung		58
Quellenverzeichnis		63

Abbildungsverzeichnis

1.1	Schematische Darstellung der heutigen Stromversorgung	10
1.2	Systembetrachtung	12
2.1	Nachfrageprofil der Schweiz für den Mittwoch 19. Januar 2005	14
2.2	Platzierung der Kraftwerke	15
2.3	Füllstand und Zuflüsse der Speicherkraftwerke	17
2.4	Ergebnis der Simulation 1 (Referenz)	18
2.5	Ergebnis der Simulation 2 (doppelt Solar)	18
2.6	Ergebnis der Simulation 3 (anderthalbfach Solar)	19
2.7	Ergebnis der Simulation 4 (mehr Wind)	20
2.8	Ergebnis der Simulation 5 (mehr Wind, mehr Solar)	20
2.9	Winterwoche: Produzierte Leistung und Nachfrage	21
2.10	Winterwoche: Vergleich zum Monatsmittel	22
2.11	Einfluss des Nachttarifs auf heutige Nachfrage	22
2.12	Sommerwoche: Produzierte Leistung und Nachfrage	23
2.13	Sommerwoche: Vergleich zum Monatsmittel	23
2.14	Leistung bei geographisch konzentrierter Produktion	24
2.15	Wetterlage in der Winterwoche	24
2.16	Wetterlage in der Sommerwoche	25
2.17	Stromversorgung der Zukunft	26
3.1	Energieflüsse	29
3.2	Handelsbeziehungen im DSM	30
3.3	Stromtarif der stochastischen Energien	31
3.4	Energetische Verknüpfung der einzelnen Komponenten im Modell	32
3.5	Preisfunktion für die Wärmepumpe	32
3.6	Modellierung der Warmwasseraufbereitung	34
3.7	Stochastische Nachfrage	34

3.8 Leistungsbezug vom Netz bei Tarif 0 (Simulation 1)	35
3.9 Leistungsbezug vom Netz bei Tarif 0.5 (Simulation 2)	36
3.10 Leistungsbezug vom Netz bei Tarif nach heutigem Modell (Simulation 3)	36
3.11 Leistungsbezug vom Netz und Akkufüllstand für Simulation 4	37
3.12 Leistungsbezug vom Netz mit Tarif für die Simulation 5	37
3.13 Leistungsbezug vom Netz und Akkufüllstand für Simulation 6	38
3.14 Leistungsbezug und Akkufüllstand für Simulation 7	39
3.15 Einfluss der Batteriekapazität	39
3.16 Stromkosten mit Einbezug der Fixkosten für den Akku	40
A.1 Platzierung der Kraftwerke	46
A.2 Vergleich der berechneten und der gemessenen Leistung in Bezug auf die Airmass	47
A.3 Vergleich von Jahresertrag und mittlerer Windgeschwindigkeit an verschiedenen Standorten	49
A.4 Geschwindigkeitsprofil des Windes	49
A.5 Vergleich der Nachfrage in der Schweiz und Deutschland	50
A.6 Verhältnis der Nachfrage vom Sonntag zum Mittwoch	51
A.7 Landesverbrauch 2005	51
B.1 Simulinkmodell des Nachfragemanagementsystems mit der Modellierung der Ver- braucher	54
B.2 Simulink: Marktplatz mit Auswahl des Stromlieferanten	54
B.3 Funktionseinheit Akku mit Ladegerät und Wechselrichter	55
B.4 Aufbau von Ladegerät und Wechselrichter	56
B.5 Modell der Heizung	56
B.6 Komponenten der Gebäudeheizung	56
B.7 Preisgenerator für die Wärmepumpe zur Gebäudeheizung	57
B.8 Wärmepumpe mit der Laufzeitsteuerung	57
B.9 Heizgradtage und Durchschnittstemperatur für Zürich	57
B.10 Abkühlung des Gebäudes	58
B.11 Schwankungsbereich der Temperatur im Warmwasserspeicher	59
B.12 Mittlere Speichertemperatur mit Standardabweichung für verschiedene Akkugrößen	60
B.13 Temperatur- und Massenverlauf im Warmwasserspeicher	60
B.14 Warmwasserbezug für einen Wochentag	61
B.15 Warmwasserspeicher: Abkühlung durch Wärmeverluste	61
B.16 Komponenten der Warmwasserbereitung	62
B.17 Schema des Warmwasserspeichers	62

Tabellenverzeichnis

3.1	Übersicht über die Simulationsparameter	35
A.1	Installierte Kapazitäten für die Simulationen 1 bis 5.	45
A.2	Jahresbilanzen der einzelnen Simulationen	52
B.1	Simulationsergebnisse 1 bis 7	63
B.2	Simulationsergebnisse 7 bis 13 im Winter	64
B.3	Simulationsergebnisse 7 bis 13 im Sommer	65

Kapitel 1

Einleitung

Diese Arbeit steht im Rahmen der "ViaGialla - Wegbeschreibung für Gebäude in eine nachhaltige Energie-Zukunft" [1].

1.1 ViaGialla

Die ViaGialla ist ein Weg, Gebäude so zu transformieren, dass sie mit erneuerbaren Energien versorgt werden können. Die Technologie dazu wird an der Professur für Gebäudetechnik, Departement Architektur an der ETH Zürich entwickelt.

Die Gebäudebeheizung und Warmwassererzeugung wird nicht über fossile Energien sondern mithilfe einer Wärmepumpe realisiert. Durch Wärmerückgewinnung (WRG) aus Abwasser und Abluft kann das untere Temperaturniveau der Wärmepumpe hoch gehalten werden. Durch gute Wärmedämmung und grosse Wärmetausflächen kann das obere Temperaturniveau tief gehalten werden. Dadurch verbessert sich die Leistungsziffer. Der Strom für die Wärmepumpe wird grösstenteils mit Wind- und Solarkraftwerken produziert, unterstützt durch Wasserkraft und Gaskraftwerke. Damit kann der CO₂-Ausstoss über die gesamte Energiekette deutlich gesenkt werden. Eine intelligente Steuerung und ein Stromspeicher im Gebäude managen den Stromverbrauch. Der Strombezug vom Netz kann damit der Produktion der erneuerbare Energien angepasst werden.

1.2 Motivation

Elektrischer Strom kann nicht gespeichert werden und muss daher jeweils gerade dann produziert werden, wenn er auch verbraucht wird. Eine Speicherung in einer anderen Energieform (potentielle Energie, chemische Energie, ...) ist möglich, jedoch in den Umwandlungsprozessen stets mit Verlusten behaftet. Die heute hauptsächlich im Einsatz stehenden Kraftwerke können in zwei Kategorien unterteilt werden:

- Bandlast: thermische Grosskraftwerke, Laufwasserkraftwerke
- Spitzen- und Regellast: Speicherwasserkraftwerke

Die Fluktuation der Nachfrage über den Tag wird hauptsächlich mit den Speicherwasserkraftwerken geregelt. Die Leistung der Bandlastkraftwerke ist über grosse Zeitabschnitte relativ konstant und kann in gewissen Grenzen gesteuert werden.

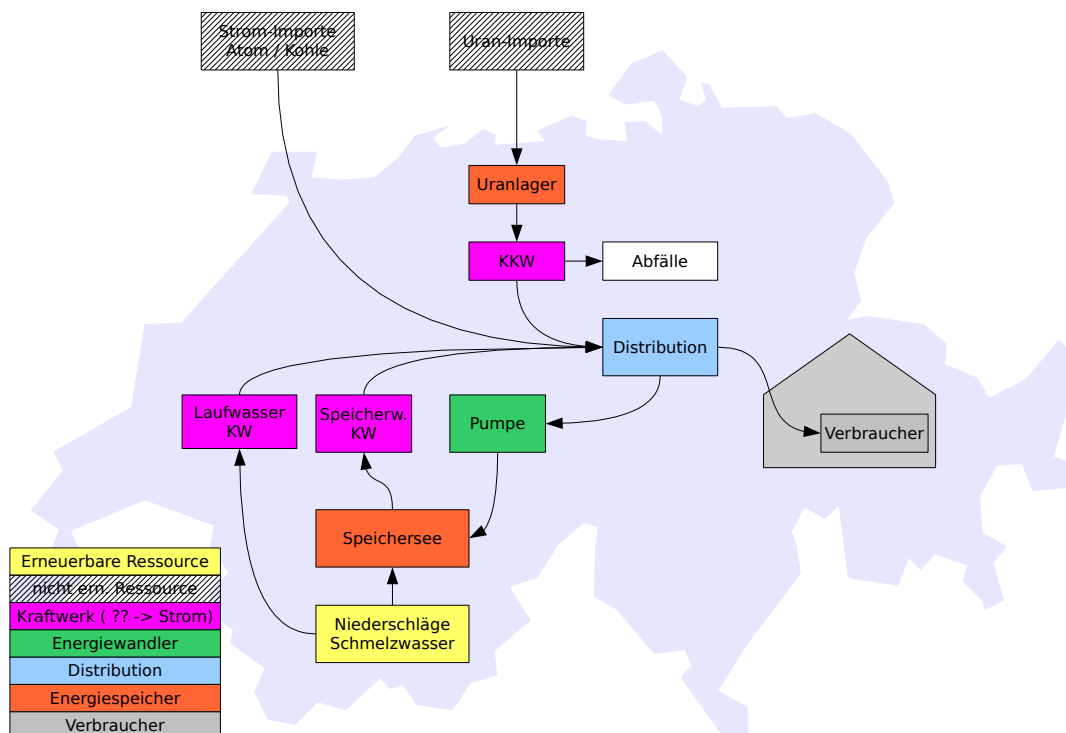


Abbildung 1.1: Schematische Darstellung der heutigen Stromversorgung

Mit der Transformation der Stromversorgung zu erneuerbaren Energien gewinnen die Wind- und Sonnenenergie eine grosse Bedeutung und ersetzen die thermischen Grosskraftwerke. Durch die Wettereinflüsse ändert sich deren Ertrag über den Tag und das Jahr, ohne dass dies beeinflusst werden kann. Die Sonnen- und Windenergie werden daher in diesem Bericht als stochastische Energien bezeichnet. Zusätzlich wird die Laufwasserkraft ebenfalls als stochastische Energie bezeichnet. Sie ist zwar im Tagesgang ziemlich konstant, weist aber saisonale Schwankungen auf.

Um eine zuverlässige Stromversorgung auch bei ungünstigen Wetterbedingungen zu gewährleisten können verschiedene Strategien angewendet werden:

1. Eine leistungsmässig massive Überdeckung der stochastischen Energien. Das hat zur Folge, dass es bei guten Bedingungen grosse Überproduktion gibt. Aus wirtschaftlicher Sicht ist diese Variante daher uninteressant.
2. Geographisch grossflächige Verteilung der stochastischen Leistungen
3. Reserveleistungen: Wasserkraftwerke
4. Reserveleistungen: GuD-Kraftwerke
5. Reserveleistungen: Biomassekraftwerke
6. Speichersysteme (zentral und dezentral)
7. Nachfragemanagement

In dieser Arbeit wird eine Verknüpfung verschiedener Strategien untersucht:

- Durch die geographische Verteilung der stochastischen Energien werden Wetterunsicherheiten verringert.
- Ein Nachfragemanagement in Kombination mit dezentralen Speichersystemen sorgt für den Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage im Tagesgang
- Speicher- und Pumpspeicherwasserkraftwerke unterstützen die Regelung im Tagesgang
- Speicherwasserkraftwerke sorgen für einen Jahreszeitlichen Ausgleich
- GuD-Kraftwerke dienen zur Überbrückung grösserer Engpässe und zur Unterstützung bei grossem Leistungsbedarf. Die CO₂-Emissionen werden durch die Einsparungen in den Gebäuden (Wärmepumpen statt Gas- und Ölheizungen) um Faktoren kompensiert.
- Weitere Optionen sind chemische Speicherung in Form von Wasserstoff und Solarfuels, auf die aber in dieser Arbeit nicht näher eingegangen wird.

1.3 Systembetrachtung

Betrachtet wird ein System, bestehend aus

- stochastischen Stromproduzenten (Solarkraft, Windkraft und Laufwasserkraft)
- gesteuerten Stromproduzenten (Speicherwasserkraft und GuD)
- Verbraucher (Gebäude bzw. Verbrauchsprofil der gesamten Schweiz)

Die Solar- und Windkraftwerke sind über Europa verteilt an Standorten mit guten Erträgen, der Strom wird über Hochspannungsleitungen in die Schweiz transportiert. Die Wasserkraftwerke befinden sich in der Schweiz (heute bestehende Anlagen), GuD-Anlagen werden ebenfalls in der Schweiz platziert.

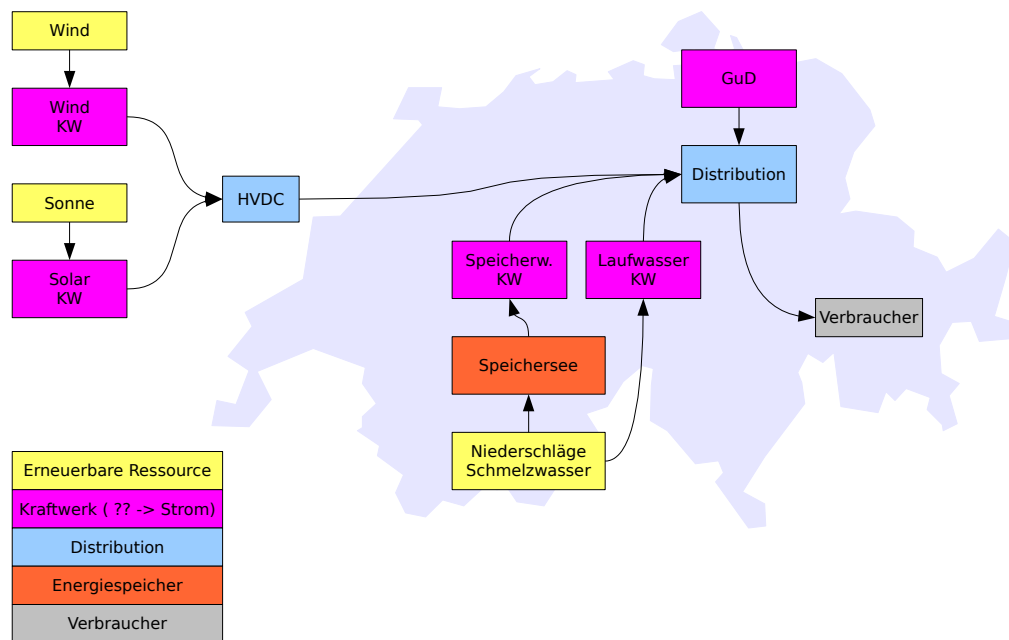


Abbildung 1.2: Systembetrachtung

Kapitel 2

Angebot

2.1 Fragestellung

Im ersten Teil der Arbeit wurde untersucht, welche Kapazitäten an Solar- und Windkraft nötig sind, um die Schweiz im Jahre 2035 mit erneuerbaren Energien zu versorgen. Für die Solarkraft wird dabei vereinfacht Photovoltaik angenommen.

Dabei interessiert die Leistungsverteilung im Stundenmittel über den Tag und im Monatsmittel über das Jahr. Im Stundenmittel werden der Einfluss des Sonnenstandes, kurzfristigen Wetteränderungen, Flauten und Windspitzen sichtbar. Im Monatsmittel können saisonale Begebenheiten wie Sonnenhöhe, Windsysteme, saisonale Wettersysteme und Niederschlagsmengen (Wasserkraft) untersucht werden.

2.2 Methoden

Für die Abschätzung der benötigten Kapazitäten von Wind- und Solaranlagen wurde mit Matlab eine Simulation erstellt, die es ermöglicht, die Produktionsleistung im Stunden- bzw. Monatsraster abzuschätzen. Mit der Simulation wurde die Produktionsleistung über eine Winterwoche und eine Sommerwoche im Stundenraster und über ein Jahr im Monatsraster berechnet.

2.2.1 Nachfrage

Die in der Simulation verwendete Nachfrage entspricht dem heutigen Profil, um 22% erhöht (Details im Anhang A.3.3). Die Bezeichnung der Nachfrage umfasst hier den Endverbrauch inklusive den Transportverlusten im Landesinneren (Landesverbrauch).

TWh	2005		2035
Landesverbrauch	61.6	100 %	75.3
Transportverluste	4.3	7 %	5.3
Endverbrauch	57.3	93 %	70

Für die Nachfrage in der Simulation wird dementsprechend mit 75.3 TWh pro Jahr gerechnet.

Das Tagesprofil wird jeweils am 3. Mittwoch im Monat im Stundenraster erhoben. Mithilfe dieses Profils und eines Nachfrageprofils aus Deutschland über ein ganzes Jahr konnte ein Profil für die Sommer- und die Winterwoche erstellt werden (Anhang A.3.3).

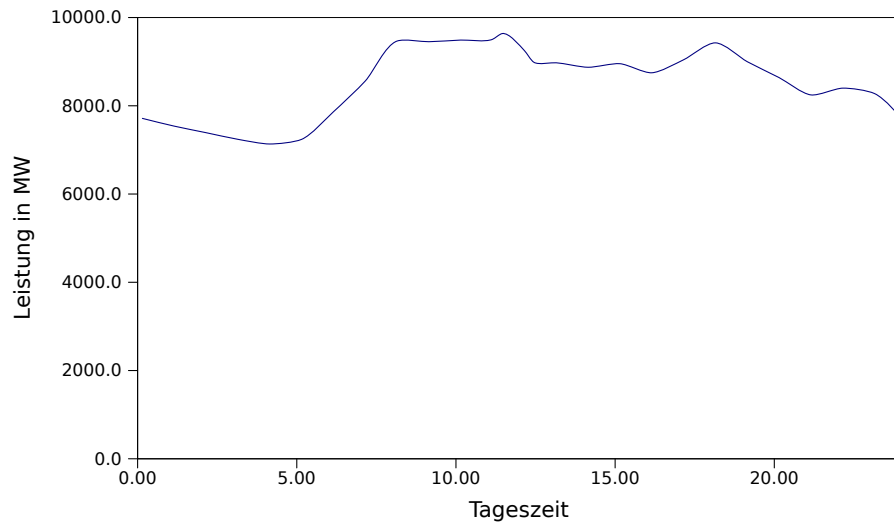


Abbildung 2.1: Nachfrageprofil für den Mittwoch 19. Januar 2005 (Landesverbrauch ohne Speicherpumpen, Quelle: BfE)

2.2.2 Benötigte Kapazitäten

Für die erste Simulation (Referenz) wurde für die Solarkraftwerke eine Gesamtfläche von 70 km^2 (12.6 GW_p) und für die Windkraftwerke 3.3 GW_p angenommen. Diese Werte ergeben sich aus der in der ViaGialla geforderten Endnachfrage.

Die Kapazitäten wurden an geeigneten Standorten platziert (Abb. 2.2). Die gelben Flächen repräsentieren gute Sonneneinstrahlung, die grauen Flächen gute Windgeschwindigkeiten. Die Standorte wurden ausgewählt nach den Wetterbedingungen und der Qualität der verfügbaren Daten (Anhang A.1).

2.2.3 Leistungsberechnung

Für die Winter- und die Sommerwoche wurde auf gemessene Wetterdaten aus dem Jahre 2005 zurückgegriffen. Es wurde bewusst nicht mit Durchschnittswerten gearbeitet aus zwei Gründen:

- Auf Stundenbasis sind kaum Durchschnittswerte verfügbar.
- Mit der Simulation soll auch gezeigt werden, dass bei grossräumiger Verteilung der Solar- und Windkraftwerke die Ernteeinbussen durch ungeeignetes Wetter ausgeglichen werden. Wettersysteme (z.B. ein Tiefdruckgebiet) haben eine begrenzte Ausdehnung und beeinflussen damit nicht alle Produktionsstandorte gleichzeitig (siehe Abschnitt 2.3.2). Mit einer Datenbasis auf langjährigen Durchschnittswerten wird dieser Effekt verwischt.

Das Jahr im Monatsraster beruht auf Durchschnittswerten. Dies ergibt auch einen Vergleich für die Sommer- und Winterwoche.

Die ganze Simulation stützt sich damit auf Vergangenheitsdaten. Mögliche Effekte durch den Klimawandel wurden nicht berücksichtigt.

Details zu Leistungsberechnung sind im Anhang A.3 erläutert.

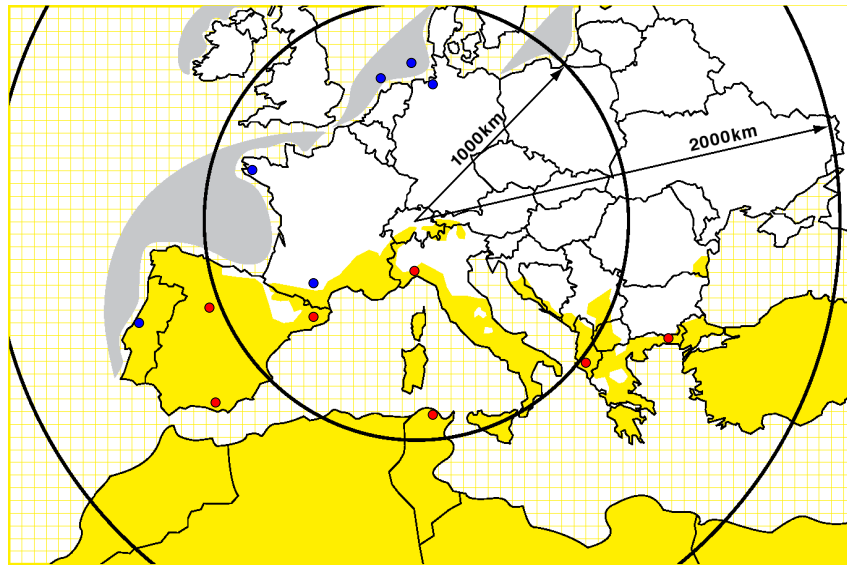


Abbildung 2.2: Platzierung der Kraftwerke: rot: Solar, blau: Wind

Photovoltaik

Die Leistung der Photovoltaik ist abhängig von der Intensität der Sonneneinstrahlung und der verwendeten Technologie.

Airmass Da es sich um zweiachsig nachgeführte Anlagen handelt ist deren Fläche immer senkrecht zur Einstrahlungsrichtung eingestellt. Durch den Sonnenstand wird jedoch die Airmass¹ beeinflusst, bei tiefen Sonnenstand wird mehr Licht in der Atmosphäre absorbiert.

Bewölkung Durch Bewölkung wird die Sonnenstrahlung vermindert. Da die Wolken einen Teil der Strahlung passieren lassen und selbst auch reflektieren und emittieren ist die Einstrahlung auch bei komplett bedecktem Himmel grösser als 0.

Technologie Für die Berechnung wurde eine Mustersolarzelle mit 18% Wirkungsgrad verwendet mit Berücksichtigung der Leistungskurve. Leistungsminderungen durch Überhitzung der Zelle wurden nicht berücksichtigt. Für den Konverter wurden 95% Wirkungsgrad angenommen.

Windkraft

Die Leistung einer Windkraftanlage ist abhängig von der Windstärke und der Technologie. Dabei wird je nach Standort eine andere Anlage verwendet, um den lokalen Bedingungen gerecht zu werden.

¹Weg, den das Licht durch die Atmosphäre zurücklegt

Windstärke Die Windgeschwindigkeit kann in kurzer Zeit variieren und ist abhängig vom Ort und der Höhe, wo sie gemessen wird.

Der Jahresertrag einer Windkraftanlage ist ungefähr proportional zur mittleren Windgeschwindigkeit [2].

Technologie Die Berechnungen der Simulation stützen sich auf Daten des Leistungskalkulators von Windpower.org [3].

Laufwasserkraft

Für die Laufwasserkraftwerke wurde die tatsächlich in der Vergangenheit gemessenen Leistungen in die Simulation eingesetzt [4]. Die Leistung eines Laufkraftwerkes kann mittels Stauwehren geregelt werden. Dabei muss aber auch der Seepiegelstand und die Restwassermenge eingehalten werden. Das Wasser kann daher kaum zurückgehalten werden, nur um das Kraftwerk herumgeleitet. Da sich die Durchflussmenge eines Fließgewässers ansonsten wenig ändert über den Tag wird für die Berechnung die Leistung als konstant angenommen (basierend auf der Tagesproduktion).

Speicherwasserkraftwerke

Die Speicherwasserkraftwerke umfassen auch die Pumpspeicherwerke mit natürlichen Zuflüssen. Reine Umwälzwerke werden nicht berücksichtigt. Mithilfe der Statistik des BfE [5] konnte berechnet werden, welche Energie von den Speicherwasserkraftwerken zur Verfügung steht. Die Energiemenge aus natürlichen Zuflüssen kann mit

$$E_{\text{Zuflüsse}} = E_{\text{Produziert}} + E_{\Delta} - \eta E_{\text{Pumpen}} \quad (2.1)$$

berechnet werden. E_{Δ} bezeichnet dabei die Füllstandsänderung zwischen Anfang und Ende Monat. Der Wirkungsgrad η beinhaltet die Effizienz der gesamten Speicherkette (Pumpe - Turbine - Generator) und beträgt im schweizerischen Durchschnitt 70%.

Die gesamte Speicherkapazität der Stauseen beträgt 8.5 TWh.

Für die Simulation wurde ein Füllgradverlauf vorgegeben, der etwa den Werten von 2005 entspricht [5].

Die monatlich maximal zur Verfügung stehende Energie ergibt sich damit aus

$$E_{\text{Speicherkraftwerk}} = E_{\text{Zuflüsse}} + (E_{\text{Monatsbeginn}} - E_{\text{Monatsende}}) \quad (2.2)$$

Ende September wird verlangt, dass die Seen komplett gefüllt sind. Da die Speicherkraftwerke auch zur Regulierung der Spitzenleistung gebraucht werden, wird auch im Sommer Leistung daraus bezogen. Daraus resultiert, dass die Seen gleichzeitig wieder aufgefüllt werden mit Strom aus stochastischen Quellen.

Gaskraftwerke

In der Simulation decken die GuD-Kraftwerke die noch verbleibende Lücke.

$$E_{\text{GuD}} = E_{\text{Nachfrage}} - E_{\text{Stoch.Energien}} - E_{\text{Speicherkraftwerke}} \quad (2.3)$$

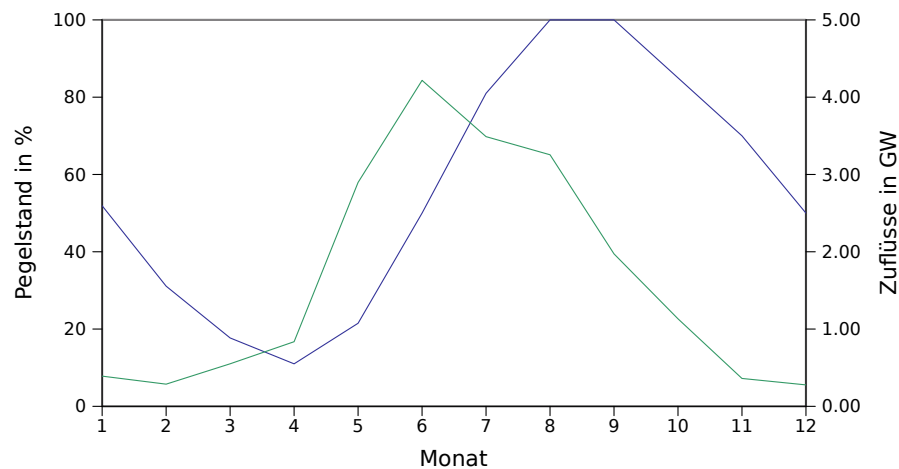


Abbildung 2.3: Geforderter Füllstand (blau) und Zuflüsse (grün) der Speicherkraftwerke

2.2.4 Transportverluste

Die Simulation berechnet die Grosskreisdistanz vom Produktionsort in die Schweiz und zieht 10% pro 1000 km als Transportverlust von der Leistung ab. Dies ist ein konservativer Wert im Vergleich zur Hochspannungs-Gleichstromübertragung mit ca. 3% pro 1000 km.

2.2.5 Berechnung

Für die Berechnung läuft das Programm für jedes stochastische Kraftwerk² und jede Stunde eine Schleife ab, in der die jeweilige Leistung berechnet wird. Die Leistungen der einzelnen Kraftwerke werden zum Schluss aufsummiert.

Die Gesamtleistung der stochastischen Kapazitäten beträgt damit:

$$P_{stoch}(t) = \sum_{i=1}^n P(i,t) \quad (2.4)$$

2.3 Ergebnisse und Interpretation

2.3.1 Leistungen im Jahresverlauf

Ausgehend von der Referenzsimulation (Simulation 1) mit 12.6 GW Solar- und 3.3 GW Windleistung wurden vier weitere Simulationen mit anderen Kapazitäten durchgeführt.

Bei den folgenden Graphen wird die Lieferung der Speicherwasserkraftwerke in den Sommermonaten jeweils als sehr klein angegeben, obwohl sie zu dieser Zeit die grössten Zuflüsse haben. Dies liegt an der Vorgabe zur Füllmenge der Speicherseen, die Energie wird also gespeichert (siehe Abb. 2.3).

²als Kraftwerk wird die Summe einzelner Anlagen an einem Standort bezeichnet

Simulation 1: Referenz

In der Referenzsimulation liefern die erneuerbaren Energien in den Sommermonaten gerade genug Leistung, in den Wintermonaten wird ein grosser Einsatz der GuD-Kraftwerke benötigt. Der Anteil GuD an der jährlichen Produktion beträgt 17% (Abb. 2.4)

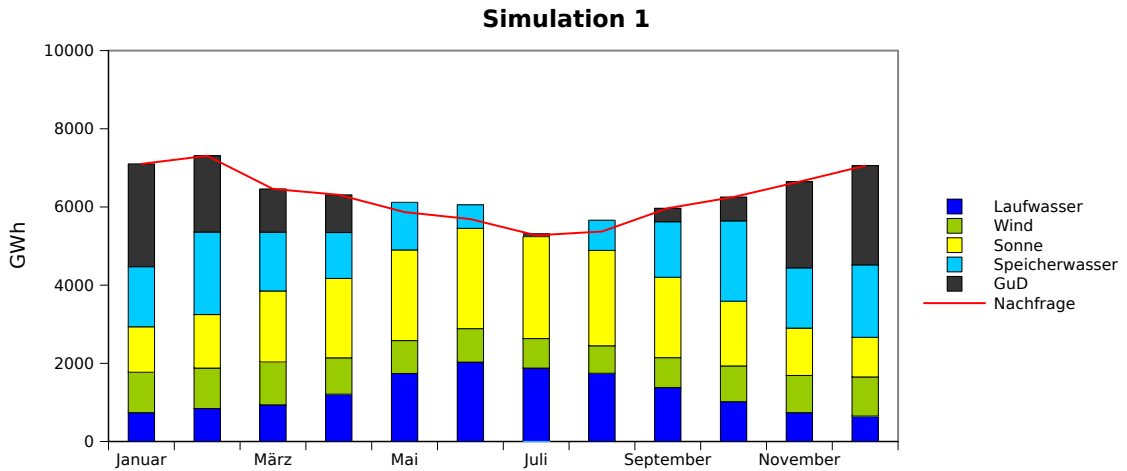


Abbildung 2.4: Ergebnis der Simulation 1 (Referenz)

Simulation 2: doppelt Solar

Um den Anteil der GuD-Kraftwerke zu verringern wurde die Kapazitäten der Solaranlagen verdoppelt auf 25.2 GW_p. Dies bewirkt einen grossen Überschuss im Sommer, im Winter wird das Defizit kleiner. Ohne Speicherung des Überschusses im Sommer beträgt der Anteil der GuD-Kraftwerke noch 6% (Abb. 2.5).

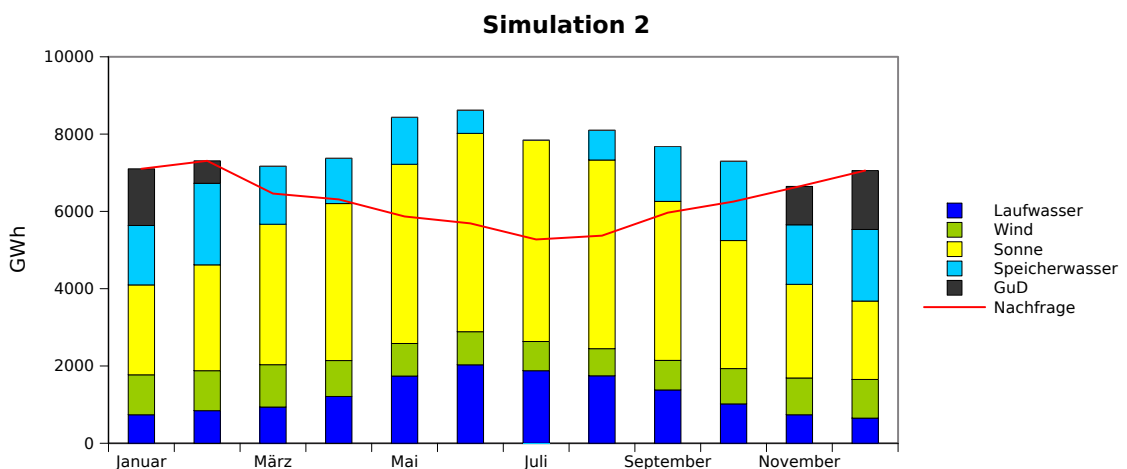


Abbildung 2.5: Ergebnis der Simulation 2 (doppelt Solar)

Der im Sommer anfallende Überschuss beträgt 15.3 TWh. Das durch die GuD-Anlagen zu stopfende Defizit hat eine Grösse von 4.6 TWh. Eine Speichertechnologie mit mehr als 30% Gesamt-

wirkungsgrad würde demnach reichen, um die Überschüsse aus dem Sommer in den Winter zu bringen. Da in der Simulation die Speicherseen Ende Sommer komplett gefüllt sind, scheidet diese Variante aus. Der Weg über Elektrolyse und Brennstoffzelle bietet einen Wirkungsgrad von ca. 37%[6], würde also bezüglich Effizienz in Frage kommen. Mit dem veredelten Stromüberschuss vom Sommer könnte damit auch im Winter auf den Einsatz von Gas verzichtet werden.

Simulation 3: anderthalbfach Solar

Mit einer installierten Solarleistung von 18.9 GW_p beträgt der Anteil von GuD noch 9%. Mit einer Speicherung der Sommerüberschüsse mithilfe von Elektrolyse und Brennstoffzelle sinkt der GuD-Anteil auf 6% (Abb. 2.6).

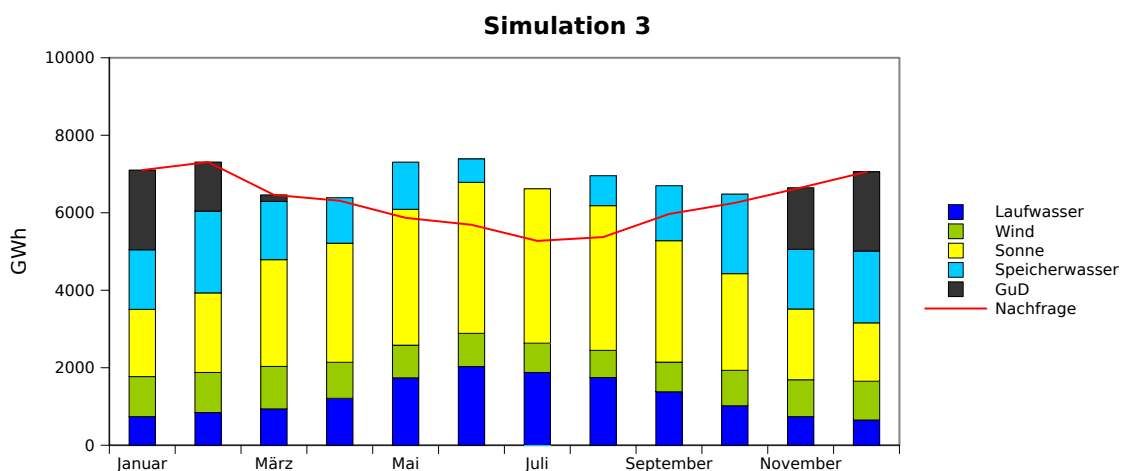


Abbildung 2.6: Ergebnis der Simulation 3 (anderthalbfach Solar)

Simulation 4: mehr Wind

Die Leistung der Windkraftwerke ist in den Wintermonaten tendenziell besser. Ein Ausbau dieser Kapazitäten bringt daher die benötigte Energie zur richtigen Zeit ein, es ist weniger Speicherung nötig. In der 4. Simulation wurde die Windleistung auf 4.98 GW_p erweitert. Gegenüber der Simulation 1 sinkt der Einsatz von GuD von 17 auf 11%. Die Überschüsse im Sommer sind wesentlich geringer (Abb. 2.7).

Simulation 5: mehr Wind, mehr Solar

Die letzte Simulation ist eine Kombination aus der 3. und 4. Simulation. Die zusätzlichen Windkapazitäten bringen mehr Leistung im Winter, die Solarkapazitäten (16.6 GW_p) generieren Überschüsse im Sommer. Ohne Speicherung der Überschüsse beträgt der GuD-Anteil 8%. Mit einer Speicherung über den Elektrolyse-Brennstoffzellen-Kreislauf kann dieser Anteil auf 5% gesenkt werden (Abb. 2.8).

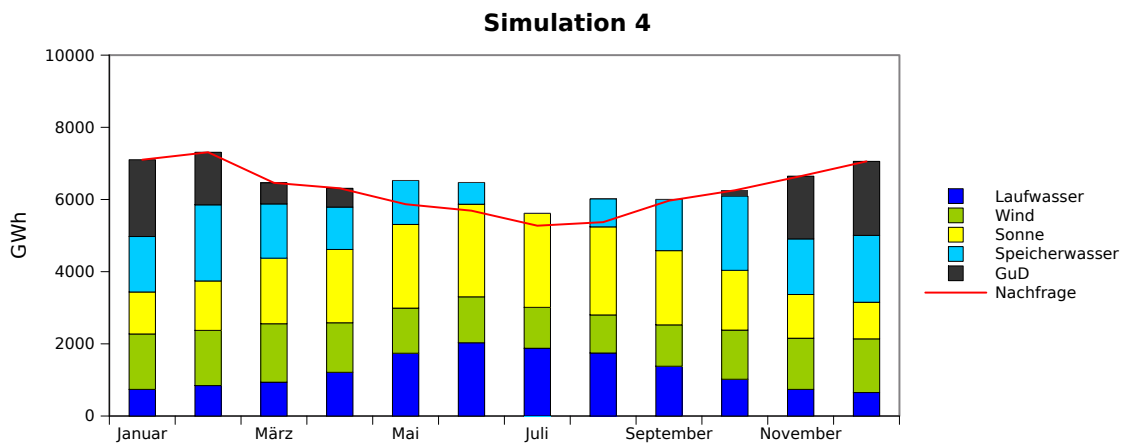


Abbildung 2.7: Ergebnis der Simulation 4 (mehr Wind)

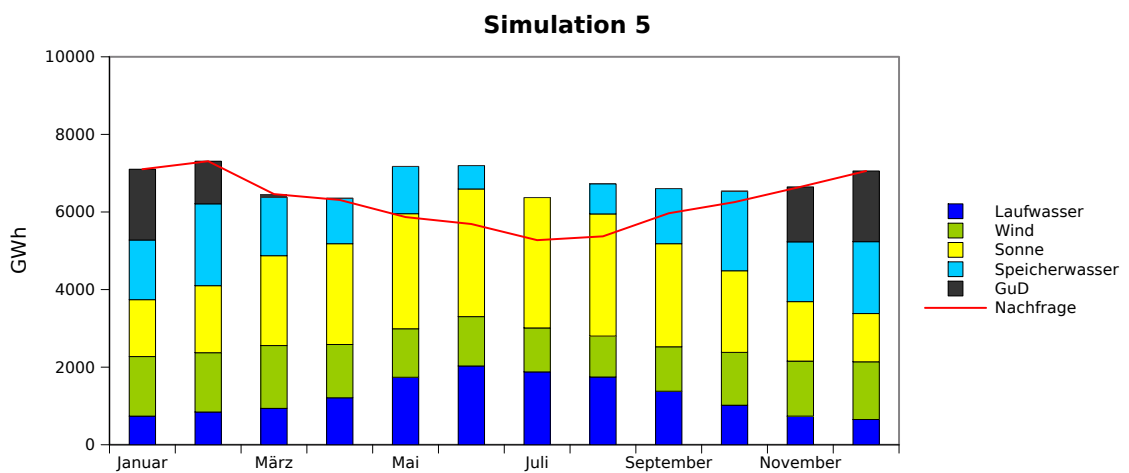


Abbildung 2.8: Ergebnis der Simulation 5 (mehr Wind, mehr Solar)

2.3.2 Leistungen im Stundenraster

Das Angebot der stochastischen Kraftwerke ändert sich im Tagesverlauf durch den grossen Anteil an Solarstrom. Im folgenden wurden eine Woche im Winter und eine Woche im Sommer des Jahres 2005 simuliert. Die installierten Kraftwerkskapazitäten entsprechen denen der Simulation 5.

Winter

Abbildung 2.9 zeigt diesen Verlauf über eine Woche im Winter 2005 im Vergleich mit der Nachfrage. Die Lücke zwischen Angebot- und Nachfrage muss mit den regelbaren Kraftwerken (Speicherwasserkraft und GuD) und durch ein intelligentes Nachfragemanagement (Kapitel 3) ausgeglichen werden.

Im Vergleich zum Monatsmittel ist die Leistung der Solarkraftwerke eher gross. Dies widerspricht den Satellitenbildern und den Wetterprognosen (Abb. 2.15). Diese grosse Diskrepanz hat seinen Ursprung vermutlich in der Berechnung der Solarleistung. Die Einstrahlungsstärke wurde wegen fehlender Messdaten der Sonneneinstrahlung aus der Bewölkung und dem Sonnenstand berechnet. Die Berechnungsmethode ist allerdings sehr ungenau und berücksichtigt die Trübung der Luft nicht (Anhang A.3.1). Die Monatsmittel jedoch beruhen auf Messungen der Einstrahlung und sind daher wesentlich genauer.

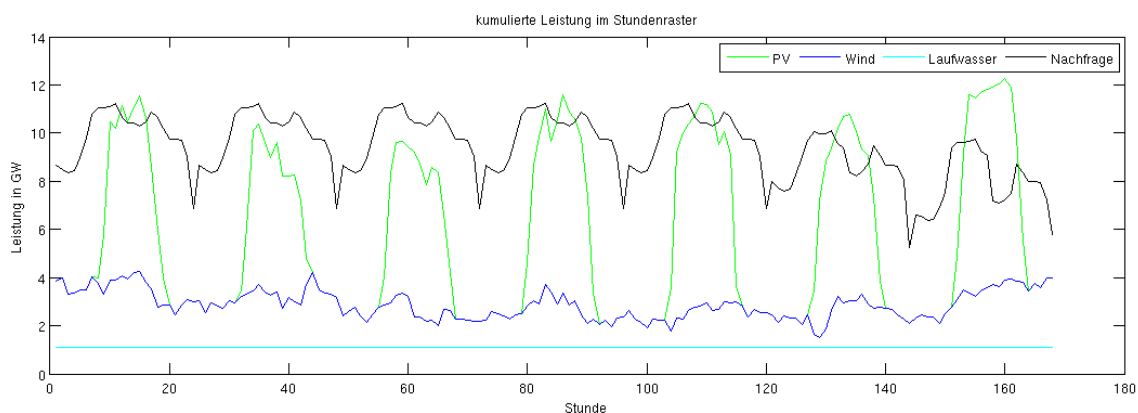


Abbildung 2.9: Winterwoche: Produzierte Leistung und Nachfrage

Trotz dieses Fehlers behält die Simulation ihre Aussagekraft: durch die grosse Solarleistung ist das Angebot tagsüber wesentlich grösser als in der Nacht. Die Nachfrage hat einen ähnlichen Verlauf, nur nicht ganz so ausgeprägt.

Das Nachfrageprofil nach heutigem Verlauf wurde auch wesentlich vom heutigen Kraftwerkspark beeinflusst. Heute gibt es viele Grosskraftwerke, die Bandlast produzieren (Kernkraftwerke). Diese liefern konstant die gleiche Leistung, da sich eine Lastreduktion finanziell nicht lohnt. In der Nacht wird daher eher zuviel Strom produziert, der auf dem Markt günstig verkauft wird (→ günstiger Nachtтарif). Darum werden gewisse Verbraucher (Boiler, Elektrospeicherheizung, ...) so angesteuert, dass sie den Strom in der Nacht beziehen, das Nachfrageprofil wird dem Angebotsprofil angepasst (Nachfragemanagement). Gäbe es heute nur einen Stromtarif über den ganzen Tag wäre damit die Nachfrage tagsüber noch grösser und in der Nacht kleiner. Sie würde damit noch besser mit dem Angebot der erneuerbaren Energien übereinstimmen (Abb. 2.11).

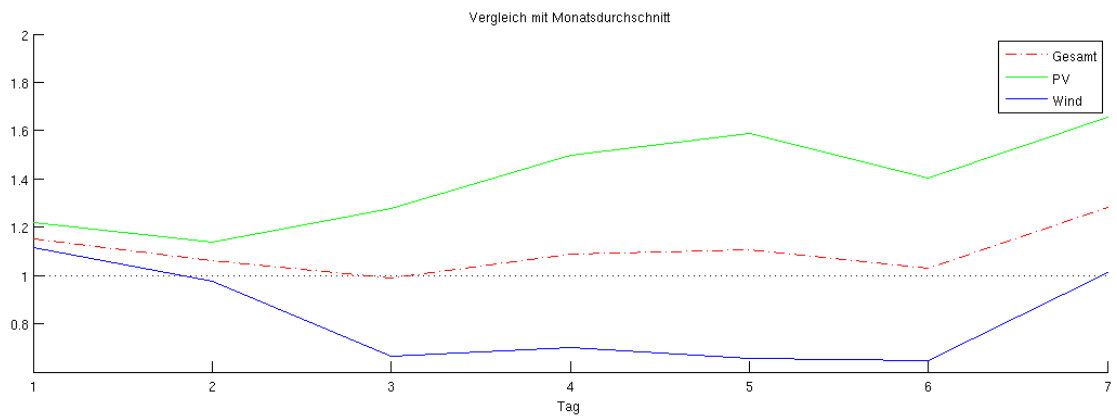


Abbildung 2.10: Winterwoche: Vergleich zum Monatsmittel

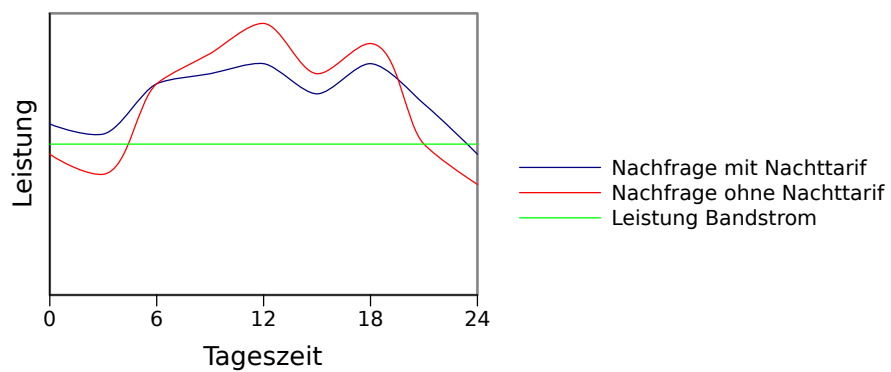


Abbildung 2.11: Einfluss des Nachttarifs auf heutige Nachfrage (qualitative Darstellung)

Sommer

Durch die leichteren Winde und die grössere Sonneneinstrahlung ist das Angebotsprofil im Sommer stärker ausgeprägt. Die produzierte Energie ist grösser, bei gleichzeitig geringerer Nachfrage als im Winter. In der Tagesbilanz kann die Nachfrage vollständig mit dem Angebot der stochastischen Energien gedeckt werden. Ein Nachfragemanagement ist jedoch auch hier nötig um die Nachfrage in der Nacht zu senken und damit den Speicherbedarf niedrig zu halten.

Im Vergleich zum Monatsmittel zeigt sich hier die gleiche Problematik wie in der Winterwoche.

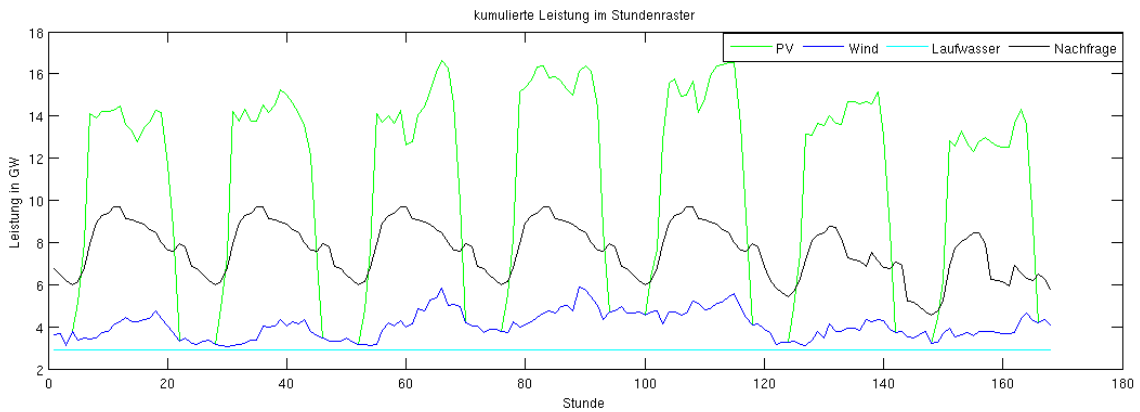


Abbildung 2.12: Sommerwoche: Produzierte Leistung und Nachfrage

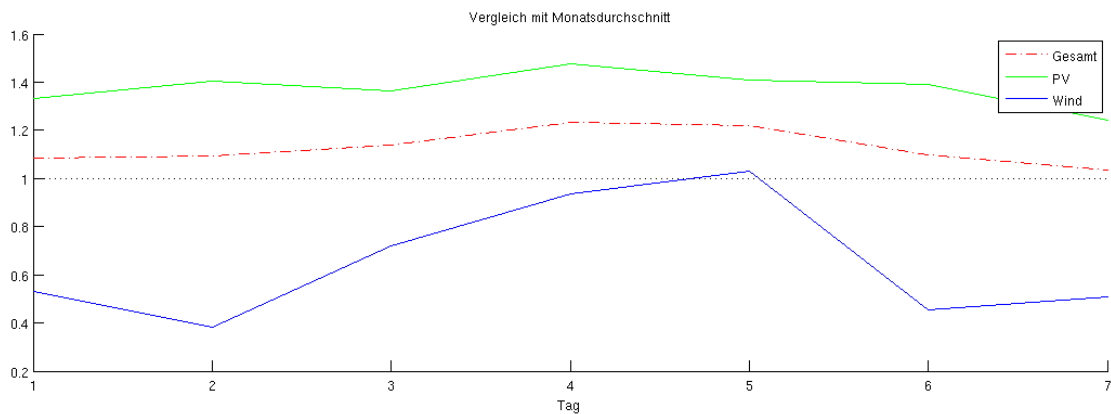


Abbildung 2.13: Sommerwoche: Vergleich zum Monatsmittel

Wetterlage

Der Einfluss des Wetters spiegelt sich in der Leistung der Kraftwerke wieder. Durch die grossflächige Verteilung über Europa können die Leistungseinbussen durch Bewölkung und Flaute ausgeglichen werden. Abbildung 2.14 zeigt die Leistungsschwankung, wenn die Kapazitäten konzentrierter installiert wären.

Die simulierten Wind- und Solarkraftwerke sind auf 13 Standorte verteilt, was zwar noch nicht

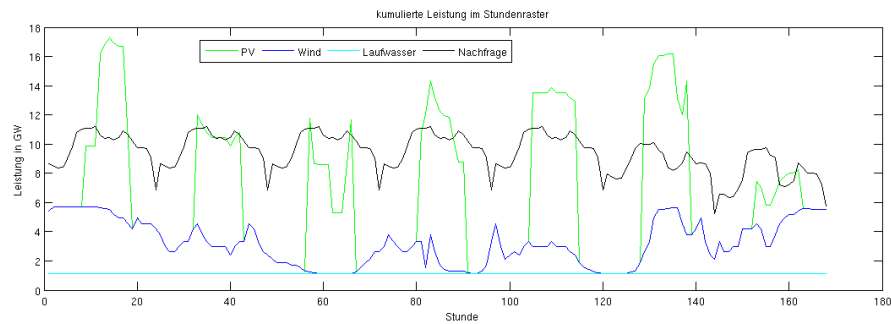


Abbildung 2.14: Leistung bei geographisch konzentrierter Produktion: Ausgeprägte Spitzen und Täler charakterisieren die Produktionsleistung.

optimal ist, für die Simulation aber genügt. Durch eine weitere Aufspaltung in kleinere Einheiten und bessere Verteilung kann die Leistungskurve noch weiter geglättet werden.

Die Verteilung lässt sich dabei auf ca. 1500 km Radius beschränken. Dies ist eine sinnvolle Grösse bei Beachtung von zwei limitierenden Faktoren:

- **Wettersysteme:** Die Hoch- und Tiefdruckgebiete über Europa haben eine Ausdehnung in der Grössenordnung bis 1500 km. Durch die grossflächigere Verteilung der Kraftwerke wird nur ein Teil der Kapazitäten durch das Wettersystem beeinflusst.
- **Transportdistanzen:** Längere Transportwege erfordern höhere Investitionen in Stromleitungen. Die Verluste betragen dabei 0,3% (Hochspannungs-Gleichstromübertragung HGÜ) bis 1% (Hochspannungs-Drehstromübertragung) pro 100 km.
- **Standorte:** Innerhalb eines Radius von 1500 km um die Schweiz gibt es viele gute Standorte. Dieser Kreis reicht von der Nordküste Schottlands über die Atlantikküste Portugals und die nördliche Sahara bis Istanbul. Gegen Westen wird damit sämtliche Landmasse mit eingeschlossen, im Süden wird ein grosses Gebiet Nordafrikas abgedeckt (Abb. 2.2).

Abbildung 2.15 zeigt Satellitenbilder der Winterwoche. Das Hoch über dem Nordatlantik und das Tief über Italien bringen viel Bewölkung und kalte Winde nach Mittel- und Osteuropa. Im Westen sorgt das Hoch für einen klaren Himmel.



Abbildung 2.15: Wetterlage in der Winterwoche (Quelle: SF Meteo)



Abbildung 2.16: Wetterlage in der Sommerwoche (Quelle: SF Meteo)

2.4 Kritik

In der Simulation wird die Schweiz isoliert betrachtet und die Vernetzung mit dem europäischen Verbund ignoriert. Die Resultate müssen daher mit einer gewissen Distanz betrachtet werden, insbesondere ihre quantitative Aussage. Eine Betrachtung des gesamten europäischen Stromverbundes zeigt jedoch, dass die qualitativen Aussagen der Simulation durchaus Sinn machen. Die isolierte Betrachtung erlaubt es, die benötigten Kapazitäten für die Schweiz alleine abzuschätzen. Für ein gesamteuropäisches Umfeld kann dieser Bedarf skaliert werden, unter Berücksichtigung von länderspezifischen und topographischen Begebenheiten. So ist z.B. die Schweiz überdurchschnittlich gut versorgt mit Speicherkraftwerken. Im europäischen Verbund müssen diese Speicherkapazitäten auch für Länder zur Verfügung stehen die selbst keine bauen können, da die Topographie keine Speicherwasserkraftwerke zulässt.

Die ausgeprägten Produktionsspitzen der Simulation entstehen, weil die Leistungen abgestuft berechnet werden und die Kraftwerke über nur 13 Standorte verteilt sind. Eine Verteilung von Nachfrage und Angebot über ganz Europa wird diese Spitzen glätten.

Für die Simulation wird von genügend Transportkapazitäten in Form von Hochspannungsleitungen ausgegangen. In Realität müssten diese Kapazitäten massiv ausgebaut werden.

2.5 Fazit

Eine Betrachtung der Energiebilanz im Tages- und im saisonalen Gang zeigt die Problematik der Speicherung.

Im Tagesgang kann dies über Pumpspeicherkraftwerke und Nachfragemanagement kombiniert mit Batteriespeicher bewerkstelligt werden. Die Speicherkraftwerke sind eine heute schon vorhandene und ausgereifte Technologie. Das Nachfragemanagement mit Batteriespeicher steckt noch in den Kinderschuhen, da ist grosses Potential vorhanden. Ein intelligentes Nachfragemanagement mit dezentraler Stromspeicherung im Gebäude in Batterien wird darum im dritten Kapitel dieser Arbeit behandelt.

Im saisonalen Verlauf braucht es neben den Speicherwasserkraftwerken auch eine Technologie, um grosse Mengen Wind- und Solarenergie zu speichern. Eine Möglichkeit dafür sind Solarfuels

- Umwandlung von Strom in Wasserstoff mittels Elektrolyse. Die Energiekette Strom - Elektrolyse - Wasserstoff - Brennstoffzelle - Strom hat einen Gesamtwirkungsgrad von ca. 37%[6]

- Direkte Erzeugung von Solarfuels mittels solarchemischer Prozesse (Wasserstoff, Zinkoxid, ...)

Damit ergibt sich ein vielfältiges Netz an Kraftwerken und Speichern für die Stromversorgung. Grosse, zentrale Speicher sorgen für den saisonalen Ausgleich. Kleine, dezentrale Speicher (Batterien in Gebäuden) gleichen die Nachfrage dem Angebot im Tagesgang aus. Wie die Stromversorgung der Zukunft aussehen könnte zeigt Abbildung 2.17.

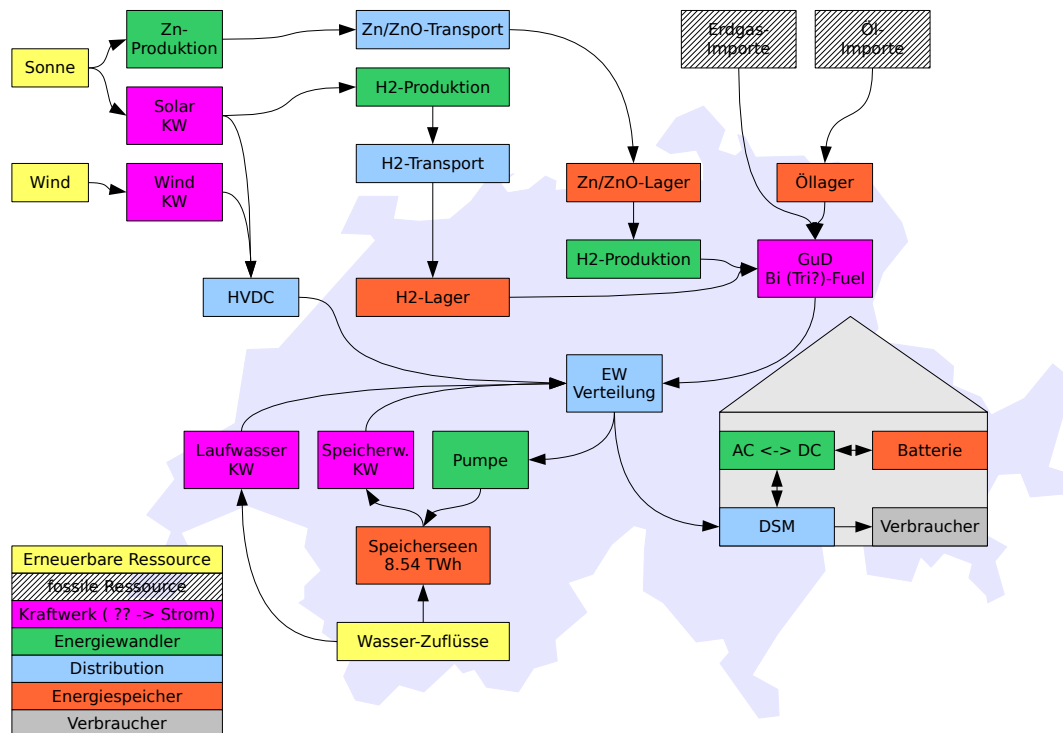


Abbildung 2.17: So könnte die Stromversorgung in Zukunft aussehen. Es gibt mehr Energiespeicher als heute, die dezentral verteilt sind.

Kapitel 3

Nachfragemanagement

Im zweiten Teil der Arbeit wurde untersucht, wie ein Nachfragemanagement (Demand Side Management DSM) realisiert werden könnte. Das DSM soll die Stromnachfrage auf die Schwankungen des Angebots über den Tag abstimmen (Abschnitt 2.3.2).

3.1 Einführung

Da Strom nicht speicherbar ist, wird immer genau soviel Leistung erzeugt wie verbraucht. Um die starke Leistungsschwankung in der Produktion der stochastischen Energien aufzufangen (Abschnitt 2.3.2) können verschiedene Methoden kombiniert zur Anwendung kommen:

- Reserveleistungen in Form von GuD- oder Speicherwasserkraftwerken springen ein, wenn die stochastischen Energien nicht genügend Leistung bringen.
- Überkapazitäten der stochastischen Energien werden in eine Speicherbare Form umgewandelt: Pumpspeicher, Druckluft, Batterie, ...
- Überkapazitäten werden abgeschaltet
- Die Nachfrage wird dem Angebot angepasst (DSM)

Für das DSM soll eine Steuerung in Kombination mit einer Batterie den Strombezug eines Gebäudes optimieren. Zu Zeiten grosser Produktionsleistung wird viel Strom bezogen, bei wenig Produktion wird wenig Strom bezogen. Die Energie kann in der Batterie zwischengespeichert werden, Speicherverluste können in Form von Wärme zurückgewonnen werden.

3.2 Recherche

3.2.1 Heutige Nachfragemanagementsysteme

Nachfragemanagement für Gebäude ist keine neue Idee und wird auch schon heute betrieben. Weit verbreitet ist die Rundsteuerung, mit der über das Netz Schaltbefehle versendet werden können. Diese werden vom EW abgeschickt und schalten v.a. Elektrospeicherheizungen und Elektroboiler an und aus. So können diese Geräte bei schwacher Netzlast betrieben werden.

Industriebetriebe bezahlen neben der bezogenen Energiemenge auch die Anschlussleistung. Dies ist für die Betriebe ein Anreiz, die Netzlast besser über den Tag zu verteilen und vor allem zu Spitzenzeiten nicht zuviel Leistung zu beziehen.

3.2.2 Forschungsprojekte und Publikationen

Verbraucher als virtuelles Kraftwerk

Um die Überkapazitäten der Windenergie aufzufangen werden synchron dazu Heizungen und Warmwasseraufbereitung geschaltet. Fossile Heizungen werden mit elektrischer Zusatzheizung ausgerüstet [7]

Bewirtschaftung von vorhandene Speichern im Sinne eines DSM

In Gebäuden sind heute schon Energiespeicher, zumeist in Form von Wärmespeichern, eingebaut (Kühlanlagen, Heizanlagen). In einer Studie [8] wurden diese Speicherkapazitäten für Deutschland abgeschätzt.

Agentenbasiertes Energiemanagement

Bei diesem *HomeBots* [9] genannten Nachfragemanagementsystem wird jeder Konsument und jeder Produzent durch einen Agenten vertreten. Jeder Konsumentenagent kann bei einem Produzenten- oder Distributionsagent den benötigten Strom ersteigern. Er ist selbst verantwortlich dafür, dass er die Energiedienstleistung möglichst günstig erhält.

3.3 Fragestellung

Mit einer Simulation soll die Funktionsweise des DSM aufgezeigt werden:

- Beladen und Entladen der Batterie und Einfluss der Akkukapazität
- Wärmerückgewinnung aus der Batterie
- Nutzung der thermischen Speicher und damit Verschiebung des Strombezugs der Wärmepumpen in Zeiten besseren Angebotes
- Einfluss der Strompreisgestaltung und Einsparungen durch die lokale Speicherung

Die Simulation soll als Basis für die Realisierung eines DSM dienen.

3.4 Funktionsweise des Nachfragemanagement

Die Steuerung bezieht den Strom vom Netz oder von der Batterie und gibt ihn den Verbrauchern bzw. dem Batterieladegerät weiter. Die Steuerung braucht jedoch die Information, wann sie Strom vom Netz und wann vom Akku beziehen soll. Zudem soll sie die angeschlossenen Geräte zeitlich

so steuern, dass diese möglichst direkt vom Netz betrieben werden. Dies vermindert die benötigte Akkukapazität und unnötige Speicherverluste.

Eine Wärmepumpe erwärmt Brauch- und Heizwasser.

Es wird eine Batterie verwendet, die die Speicherverluste auf einem Temperaturniveau von mindestens 80°C abgibt. So kann die Abwärme zum zusätzlichen Erwärmen des Brauchwassers benutzt werden. Damit kann das obere Temperaturniveau der Wärmepumpe verringert werden, was deren Leistungsziffer erhöht und den Stromverbrauch senkt.

Abbildung 3.1 zeigt die Verschaltung der einzelnen Komponenten. Die Wärmepumpe ist hier in zwei Geräte aufgeteilt da sie in der Simulation zur Vereinfachung so modelliert werden. In Wirklichkeit würde es sich um ein Gerät handeln, das auf verschiedenen Leistungstufen arbeitet.

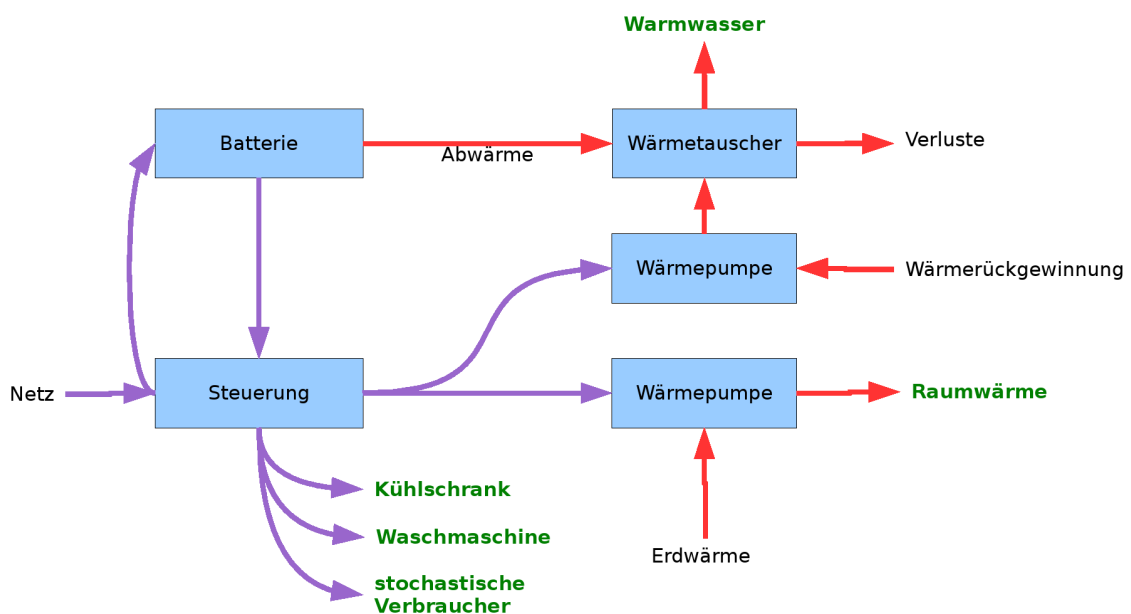


Abbildung 3.1: Strom- (violett) und Wärmeflüsse im gebäudetechnischen System

3.4.1 Strommarktplatz

Die Steuerung besteht aus einem virtuellen “Strommarktplatz”, auf dem jeder Lieferant und jeder Kunde in Form eines Software-Agenten vertreten ist. Der Netzstrom wird vom EW zusammen mit einem Preis geliefert, der von der Verfügbarkeit abhängig ist. Die Batterie bietet ebenfalls Strom an, dessen Preis ist vom Ladezustand (state of charge) abhängig. Der Marktplatz wählt den günstigeren Tarif aus und damit den entsprechenden Anbieter. Die Verbraucher sind die Kunden deren Zahlungswille von ihrem aktuellen Zustand abhängt. Liegt der Zahlungswille über dem Marktpreis, bekommt der Kunde den Strom (Abb. 3.2).

Neben der Batterie als chemischer Stromspeicher gibt es weitere, schon in heutigen Systemen vorhandene Speicher. Diese werden heute nur in Ausnahmefällen im Sinne eines DSM bewirtschaftet:

- Wärmespeicher (Q): Thermische Systeme wie Heizung, Kühlgeräte, Klimaanlage etc. wandeln Strom in Wärme um. Die Temperatur des Wärme- bzw. Kältereservoirs muss sich

dabei in einer vorgegebenen Bandbreite bewegen. Die Bandbreite kann ausgenutzt werden, um den Strombezug zeitlich zu verschieben. Die Speichergrosse ist dabei Abhängig von der Temperaturbandbreite, der Wärmekapazität und der Isolation.

- Zeitspeicher (t): Geräte wie Waschmaschine und Geschirrspüler bekommen vom Benutzer die Anweisung, bis zu einem bestimmten Zeitpunkt ihren Auftrag zu erledigen. Die Zeitspanne zwischen Auftragserteilung und Abgabetermin dient als zeitlicher Speicher.

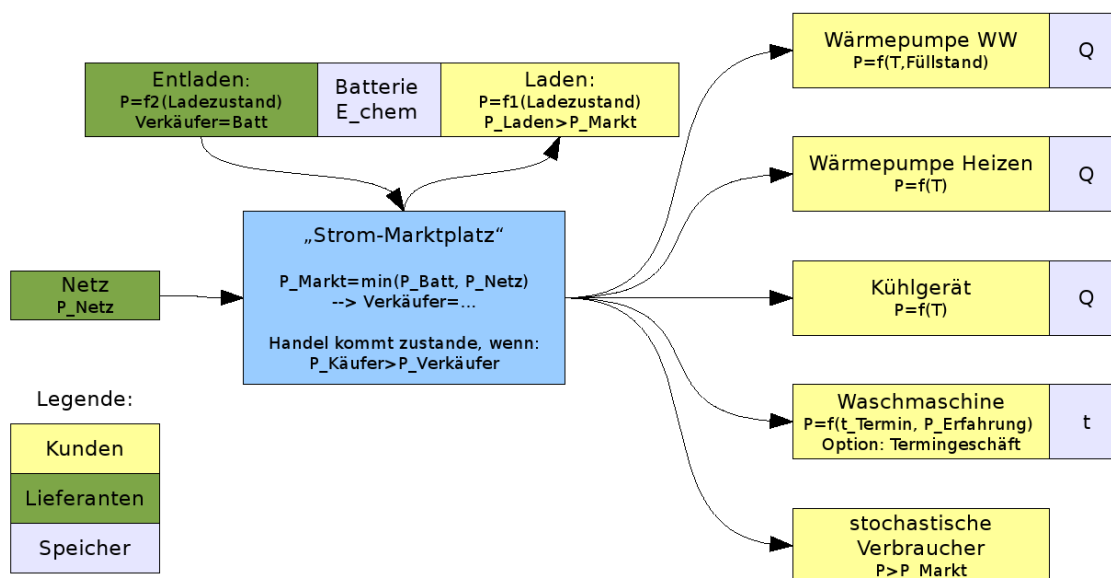


Abbildung 3.2: Handelsbeziehungen im DSM

3.5 Simulation eines DSM

Eine Simulation mit Matlab-Simulink soll die Funktionsweise des Systems und das Zusammenspiel der einzelnen Komponenten aufzeigen. Anhand der Simulation soll die benötigte Batteriekapazität abgeschätzt und die Wirkung verschiedener Tarifmodelle untersucht werden.

Das Modell ist stark vereinfacht und beschränkt sich auf die wesentlichsten Funktionen, um den Energieverbrauch des Gebäudes zu simulieren.

Das DSM wurde für eine Januarwoche simuliert. Die Aussentemperatur und der Strompreis des Tarifmodells 3 (Abschnitt 3.5.1) fließen dabei als von der Jahreszeit abhängig in das Modell. Für die Untersuchung der benötigten Akkugröße wurden auch einige Simulationen für den Juni getätigt. Dazu wurde die Heizung ausgeschaltet.

3.5.1 Strompreis

Der Strompreis kann in verschiedenen Tarifmodellen der Form $p = f(t)$ in die Simulation eingegeben werden. Drei verschiedene Tarife wurden untersucht:

1. konstanter Preis

2. Tag- und Nachttarif

3. Tarif von der Verfügbarkeit stochastischer Energien abhängig auf stündlichen Werten

Der Stromtarif wurde normalisiert und befindet sich stets zwischen 0 und 1.

Das Preisniveau für den Tarif 3 wurde mittels der Simulationen aus dem Kapitel 2 ermittelt.

$$p_{\text{EW}}(t) = 1 - \frac{P}{P_{\text{max}}} \quad (3.1)$$

wobei P und P_{max} der Leistung der stochastischen Energien entspricht (Abb. 2.9, S. 21).

Abgeleitet aus dem Tarif 3 gibt es einen Tag- und Nachttarif entsprechend der Verfügbarkeit der erneuerbaren Energien. Abbildung 3.3 zeigt die beiden Tarife.

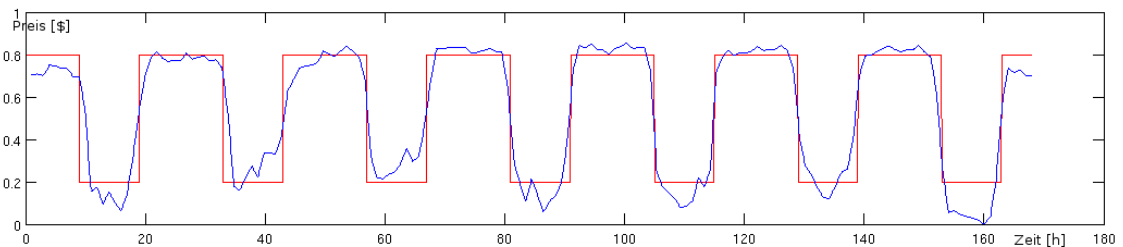


Abbildung 3.3: Tarif 3 (blau) und daraus abgeleiteter Tag-Nachttarif (rot). Zwischen 9 und 19 Uhr gilt der Tagtarif.

3.5.2 Aufbau und Komponenten

Die detaillierte Funktionsweise der einzelnen Komponenten wird im Anhang B.1 beschrieben.

In der Modellierung gibt es vier Stromkonsumenten

- Batterieladegerät
- Wärmepumpe für Gebäudeheizung
- Wärmepumpe für Brauchwassererwärmung
- Stochastische Verbraucher inklusive Waschgeräte (Messung)

und zwei Lieferanten

- Elektrizitätsnetz
- Konverter (DC → AC)

Abbildung 3.4 zeigt die energetische Verknüpfung der einzelnen Komponenten mit den Speichern. Die Reservoirs für die Wärmerückgewinnung werden dabei als unerschöpflich betrachtet.

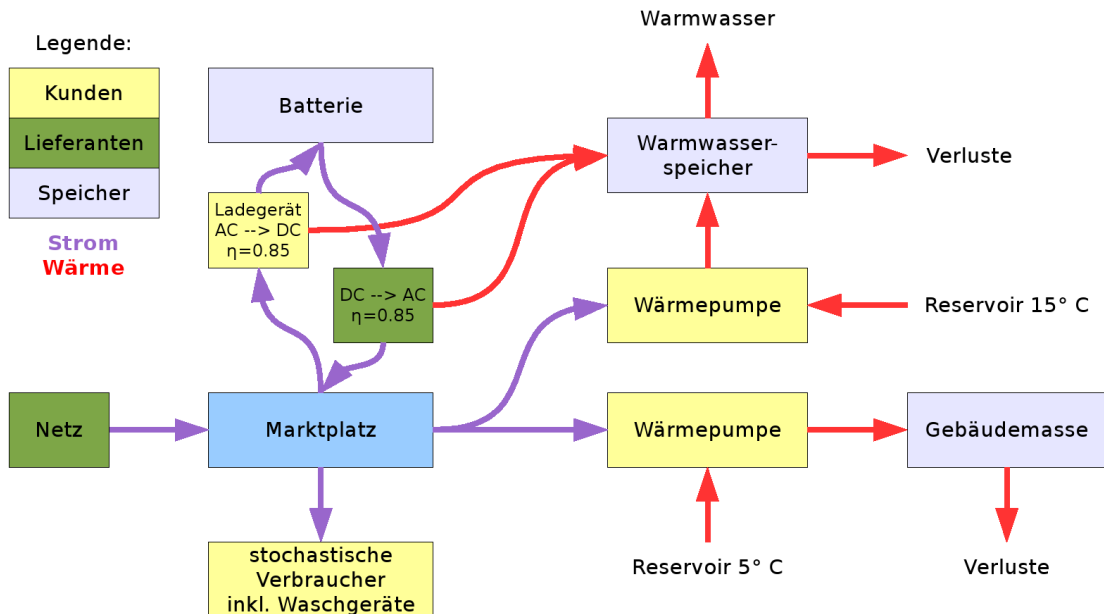


Abbildung 3.4: Energetische Verknüpfung der einzelnen Komponenten im Modell

3.5.3 Steuerung der Wärmepumpe

Das System Wärmepumpe beinhaltet einen Preisgenerator, eine Laufzeitsteuerung und die Wärmepumpe selbst. Der Preisgenerator bestimmt mithilfe einer Stellgröße u und den Randbedingungen den Preis p , den die Wärmepumpe für den Strom zahlen will.

$$p = \frac{u - u_{max}}{u_{min} - u_{max}} \quad (3.2)$$

Dies gibt eine lineare Funktion mit $p = 1$ bei $u = u_{min}$ und $p = 0$ bei $u = u_{max}$. Liegt der Preis p höher als der Marktpreis p_M wird die Wärmepumpe eingeschaltet (Abbildung 3.5).

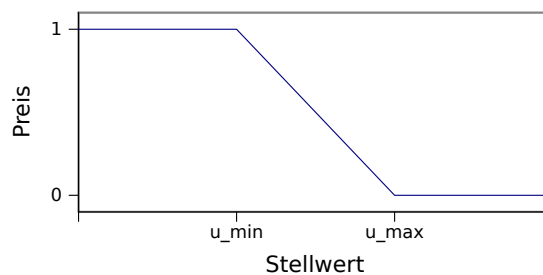


Abbildung 3.5: Preisfunktion für die Wärmepumpe

Die Laufzeitsteuerung sorgt für Mindestlauf- und -standzeiten der Wärmepumpe. Dies mit der Überlegung, dass die Wärmepumpe nicht zu oft ein- und ausgeschaltet werden sollte um eine längere Lebensdauer zu gewähren. Für die Laufzeitsteuerung wird die Abtastfrequenz im Modell verringert.

Die von der Wärmepumpe beförderte Wärmemenge beträgt

$$\dot{Q}_{WP} = P_{WP} \cdot g \cdot COP \quad \text{mit } COP = \frac{T_{out}}{T_{out} - T_{in}} \quad \text{und Gütegrad } g = 0.5 \quad (3.3)$$

3.5.4 Heizung

Das System Heizung besteht aus einem Wärmespeicher (Gebäude Q_G) der mit der Wärmepumpe befüllt wird (\dot{Q}_{WP_H}). Die Wärmeverluste sind Abhängig von der Temperaturdifferenz $T_G - T_{envG}$ und dem Faktor k_G . Dieser umfasst Lüften, Konduktion etc. aber auch Energieeinträge durch Sonneneinstrahlung und interne Quellen.

$$\dot{Q}_G = \dot{Q}_{WP_H} - \dot{Q}_{VerlusteG} \quad (3.4)$$

mit

$$\dot{Q}_{VerlusteG} = k_G \cdot (T_G - T_{envG}) \quad T_G = \frac{Q_G}{c p_G} \quad (3.5)$$

ergibt

$$\dot{Q}_G = \dot{Q}_{WP_H} - k_G \cdot \left(Q_G \frac{1}{c p_G} - T_{envG} \right) \quad (3.6)$$

Durch eine Nachtabsenkung der Raumtemperatur wird die Wärmepumpe in der Nacht weniger eingeschaltet, was bei hohen Strompreisen während dieser Zeit den Akku entlastet.

3.5.5 Brauchwassererwärmung

Die Brauchwassererwärmung erfolgt mittels einer Wärmepumpe. Die Wärme wird dem Abwasser entnommen bis dieses eine Temperatur von ca 15°C aufweist. In der Simulation erwärmt die Wärmepumpe das Wasser auf ca. 45°C und füllt es in den Speicher. Im Speicher wird das Wasser mit der Abwärme des Akkus auf ca 55°C erhitzt (Abb. 3.6). Die Temperatur wird im ganzen Tank als homogen betrachtet. Die Regelgröße zur Steuerung der Wärmepumpe ist in diesem Modell der Füllungsgrad des Tanks. Die Einlagerungstemperatur ist jedoch variabel und wird angehoben, wenn die Wassertemperatur im Tank zu tief liegt. Die Abwärme des Akkus kommt mit ungefähr konstanter Leistung aus einem Zwischenspeicher.

3.5.6 Bewirtschaftung der Batterie

Die Batterie wird als verlustloser Speicher betrachtet. Die thermischen Verluste werden beim Laden und Entladen freigesetzt und zur Warmwasseraufbereitung weitergeleitet. Das Ladegerät und der Konverter haben dabei jeweils einen Wirkungsgrad von 85%, was in der seriellen Schaltung 72% ergibt.

Die Ladeleistung ist abhängig vom Ladezustand ("state of charge" soc) und nimmt mit hohem Ladestand ab. Damit wird die Batterie nicht über ihre Kapazität befüllt.

$$P_{laden} = P_{laden_{max}} \cdot (1 - soc) \quad (3.7)$$

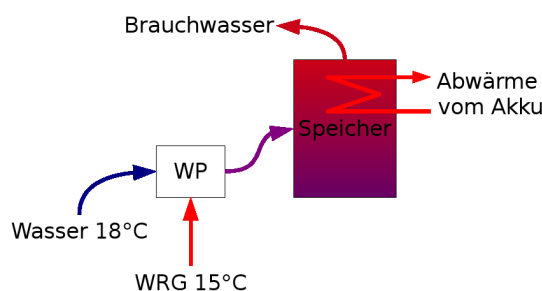


Abbildung 3.6: Modellierung der Warmwasseraufbereitung

Der Akku verkauft den Strom für einen Preis, der vom Ladezustand abhängig ist:

$$p_{\text{entladen}} = a + b \cdot e^{1-\text{soc}} \quad \text{mit } b = \frac{p_{\text{max}} - p_{\text{min}}}{e - 1} \quad \text{und } a = p_{\text{min}} - b \quad (3.8)$$

Der Einkaufspreis des Akkus liegt um eine Konstante c tiefer als der Verkaufspreis

$$p_{\text{laden}} = p_{\text{entladen}} - c \quad (3.9)$$

3.5.7 Stochastische Verbraucher

Die stochastischen Verbraucher sind bereit, jeden Strompreis zu bezahlen. Für die Simulation wurde dafür eine Stromverbrauchsmessung aus einem Haushalt verwendet, die das EWZ freundlicherweise zur Verfügung gestellt hat [10]. Die Waschgeräte werden in der Simulation auch zu den stochastischen Verbrauchern gezählt da ihre Bewirtschaftung im Sinne des DSM den Umfang dieser Arbeit übersteigen würde. Die stochastischen Verbraucher beziehen durchschnittlich 13.6 kWh pro Tag.

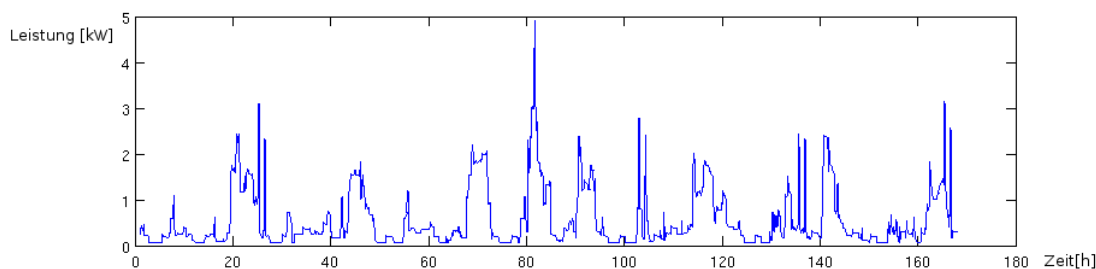


Abbildung 3.7: Stochastische Nachfrage: Summe der drei Phasen einer Messung im März 2007 (Quelle: EWZ)

3.5.8 Parameter und Variablen

3.6 Ergebnisse

Im Folgenden wurde mittels verschiedener Simulationen der Effekt von unterschiedlichen Stromtarifen und Akkukapazitäten untersucht. Die Simulationen verlaufen jeweils über eine Woche im

Januar. Angaben zu Strombezug, Kosten etc. beziehen sich jeweils auf einen Tag im Wochen-
durchschnitt.

Tabelle 3.1 zeigt eine Übersicht über die sieben im Folgenden diskutierten Simulationen mit den
variierten Parametern. Die Stromtarife “EE” bezeichnen dabei den Tarif basierend auf der Verfüg-
barkeit der erneuerbaren Energien (blaue Kurve in Abbildung 3.3).

Nr.	1	2	3	4	5	6	7
Akku [kWh]	0	0	0	10	0	10	10
Stromtarif:							
Tag 9-19 Uhr	0	0.5	0.7	0.7	0.2	0.2	EE
Nacht 19-9 Uhr	0	0.5	0.35	0.35	0.8	0.8	EE

Tabelle 3.1: Übersicht über die Parameter der nachfolgend diskutierten Simulationen

Die nachfolgenden Graphen zeigen jeweils den Strombezug vom Netz in kW (blau) und den
Stromtarif¹ (rot) sowie falls ein Akku vorhanden ist dessen Ladestand in kWh. Die x-Achse be-
zeichnet die Stunde in der Woche (0: Montag um 0 Uhr).

3.6.1 Simulation 1

In der ersten Simulation gibts keinen Akku² und der Strom kostet nichts (Abb. 3.8). Der Strom
wird damit immer sofort vom Netz bezogen. Die thermischen Speicher werden auf maximalem
Füllstand (Temperatur, Masse für Warmwasser) gehalten, entsprechend sind die thermischen Ver-
luste auch grösser.

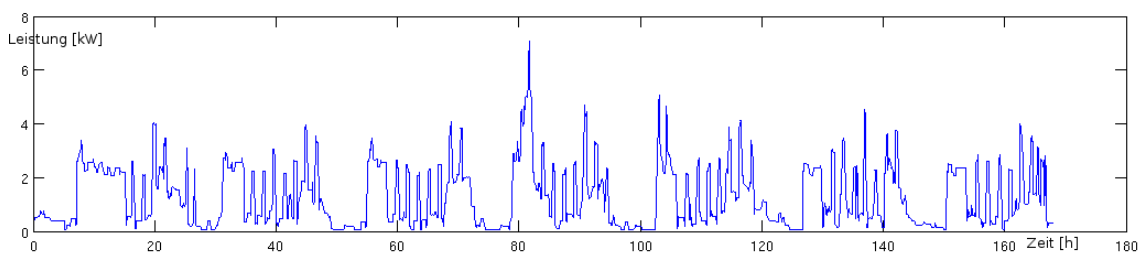


Abbildung 3.8: Leistungsbezug vom Netz bei Tarif 0 (Simulation 1)

3.6.2 Simulation 2

Ein konstanter Tarif von 0.5 ergibt eine ähnliche Situation (Abb. 3.9). Die thermischen Speicher
werden jedoch nicht mehr maximal gefüllt, daher sind die Verluste kleiner. 39% des Stroms wird
in der Nacht zwischen 19 und 7 Uhr bezogen.

¹Für eine bessere Darstellung wird der Stromtarif um Faktor 10 überhöht angezeigt

²Die Akkukapazität ist sehr klein (0.0001 kWh). Bei einer Kapazität von 0 gibt es Division durch Null bei der
Berechnung des “state of charge”

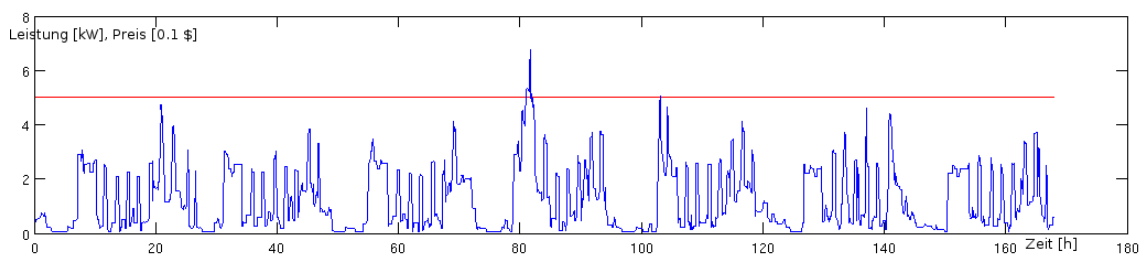


Abbildung 3.9: Leistungsbezug vom Netz (blau) bei Tarif 0.5 (rot) (Simulation 2)

3.6.3 Simulation 3

In der dritten Simulation wurde der Tarif so gewählt, dass der Strom am Tag doppelt soviel kostet wie in der Nacht. Dies entspricht etwa der heutigen Tarifgestaltung (Abbildung 3.10). Damit weiss die Steuerung, dass sie mit Vorteil den Strom in der Nacht bezieht, da er dann günstiger ist.

Der Strombezug der Wärmepumpen wird damit in die Nacht verzögert. Der Warmwasserverbrauch ist in der Nacht jedoch kleiner als am Tag. Es wird also in der Nacht tendenziell weniger Energie benötigt. Die Bezüge in der Nacht steigen auf 42% gegenüber 39% in der Simulation 2.

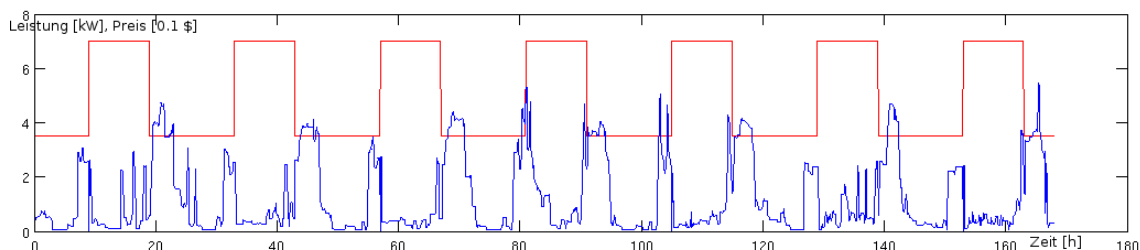


Abbildung 3.10: Leistungsbezug vom Netz (blau) bei Tarif nach heutigem Modell (rot) (Simulation 3)

3.6.4 Simulation 4

Der Einbau eines Akkus (10 kWh) eröffnet der Steuerung neue Handlungsoptionen. Sie kann jetzt den Strom günstig in der Nacht beziehen und während des Tages die Verbraucher aus dem Akku speisen (Abbildung 3.11). Die Batterie wird in dieser Simulation nicht voll ausgenutzt, was sich mit einem angepassten Batteriestrompreis optimieren liesse. 72% des Stroms werden in der Nacht bezogen.

3.6.5 Simulation 5

Für die fünfte Simulation wird die Steuerung mit einem Tarif versorgt, der die Verfügbarkeit der erneuerbaren Energien repräsentiert (Abschnitt 3.5.1). Die Tarifstruktur ist dabei jedoch vereinfacht auf einen Tagtarif von 0.2 und einen Nachttarif von 0.8, einen Akku gibt es nicht (Abb. 3.12). Damit werden nur noch 35% des Stroms in der Nacht bezogen.

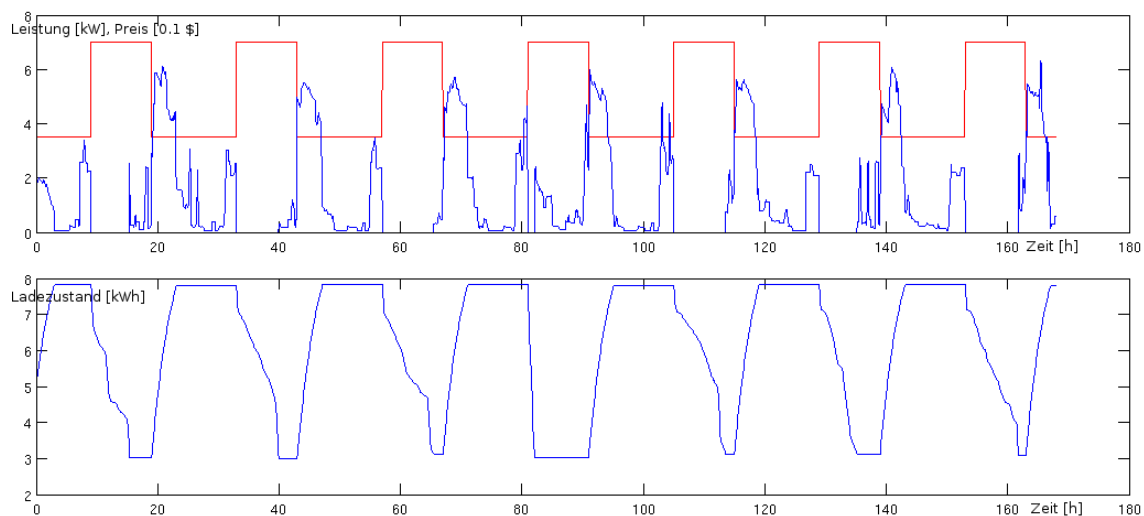


Abbildung 3.11: Leistungsbezug vom Netz (blau) bei Tarif nach heutigem Modell (rot) und Akku-füllstand (untere Graphik) für die Simulation 4

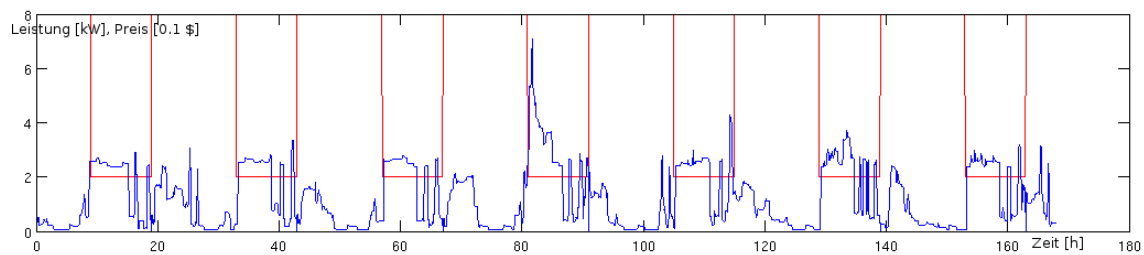


Abbildung 3.12: Leistungsbezug vom Netz (blau) mit Tarif (rot) für die Simulation 5

3.6.6 Simulation 6

Mit dem Einbau eines Akkus von 10 kWh verlagert sich der Netzbezug stärker auf den Tag. In der Nacht werden die Verbraucher grösstenteils vom Akku versorgt und der Netzbezug sinkt damit auf 0.1%. Dies hat eine enorme Auswirkung auf die Stromkosten, da fast die gesamte Energie zur Zeit des niedrigen Tarifes bezogen wird (Abb. 3.13).

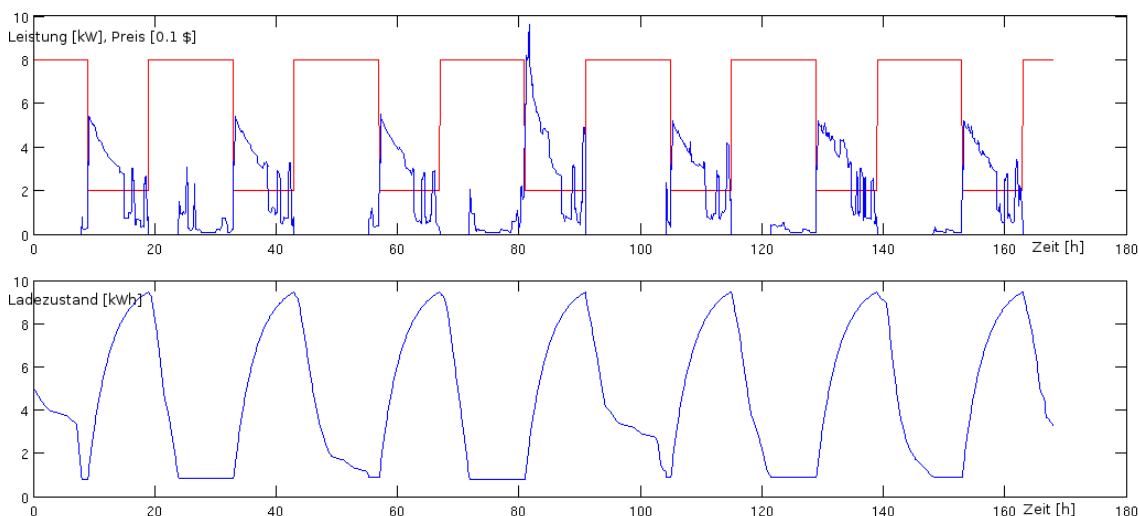


Abbildung 3.13: Leistungsbezug vom Netz (blau) mit Tarif (rot) und Akkufüllstand (untere Graphik) für die Simulation 6

3.6.7 Simulation 7

Für die siebte Simulation wird der Tag/Nachttarif durch einen Tarif mit stündlichen Preisen ersetzt (Abb. 3.14). Damit werden auch kurzfristige Wetterveränderungen (Bewölkung, Flaute) und deren Einfluss auf die Solar- und Windkraftwerke repräsentiert. Im Gegensatz zur sechsten Simulation sind allerdings die Zeiten der Höchst- und der Niedrigstarife etwas kürzer. Damit wird auch der Anteil des Strombezugs in der Nacht etwas grösser (9%).

3.6.8 Akkugrösse und Stromkosten

Mit steigender Akkukapazität steigt der Stromverbrauch an, da die Verluste in der Batterie grösser werden. Eine grössere Kapazität erlaubt jedoch die Verlagerung des Strombezugs vom hohen auf den niedrigen Tarif. Dadurch sinken die Kosten für den Strombezug. Für eine optimale Akkugrösse müssen jedoch auch Investition und Unterhalt für das System miteinberechnet werden. Die Abbildung 3.15 zeigt den Anteil an Batteriestrom und die Stromkosten für verschiedene Akkukapazitäten. Die Simulation im Juni wurde mit denselben Parametern durchgeführt, allerdings mit ausgeschalteter Heizung und angepassten Stromtarifen.

Die optimale Batteriekapazität wird in diesem Fall bei ungefähr 10 kWh liegen, was etwa dem Netzbezug zu Hochtarifzeiten entspricht wenn kein Akku vorhanden ist. Bei einer zu grossen Kapazität kann diese nicht mehr komplett ausgenutzt werden.

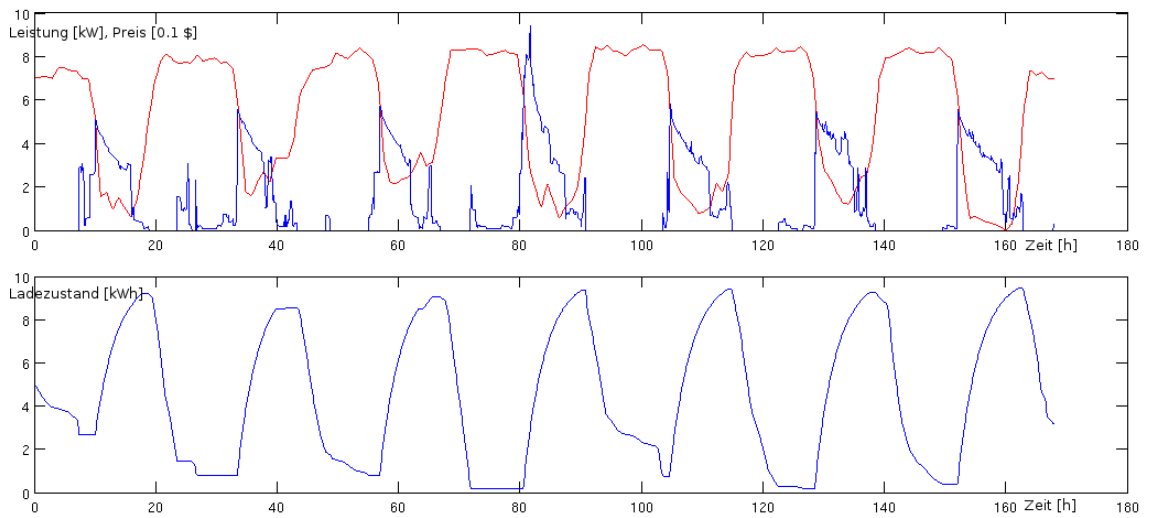


Abbildung 3.14: Leistungsbezug vom Netz (blau) mit Tarif (rot) und Akkufüllstand (untere Graphik) für die Simulation 7

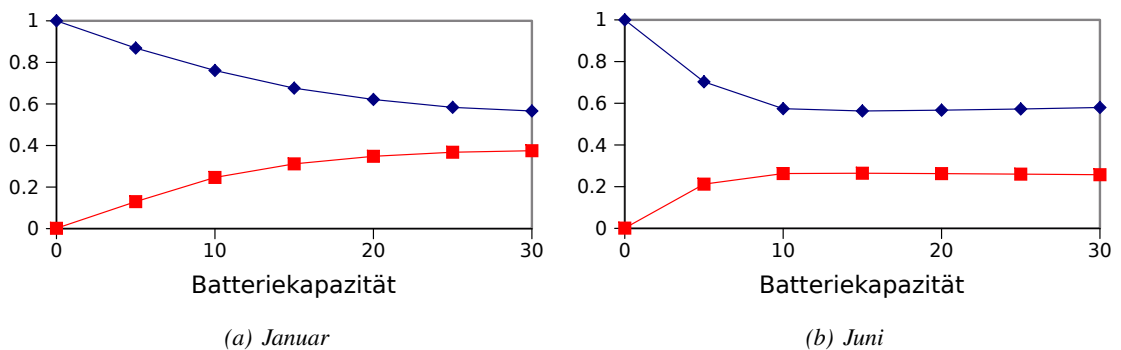


Abbildung 3.15: Einfluss der Batteriekapazität: Stromkosten (blau, normiert an Maximalwert) und Strombezug aus der Batterie (rot, normiert an Gesamtverbrauch)

Mit Einbezug der Fixkosten für die Batterie ($\$/(\text{Tag} \cdot \text{kWh})$) folgt die Kostenfunktion der Gleichung

$$K = K_{\text{Strom}}(\text{kap}) + K_{\text{fix}} * \text{kap} \quad (3.10)$$

Bei geringem Stromverbrauch fällt damit die Akkugröße stärker ins Gewicht (Abb. 3.16).

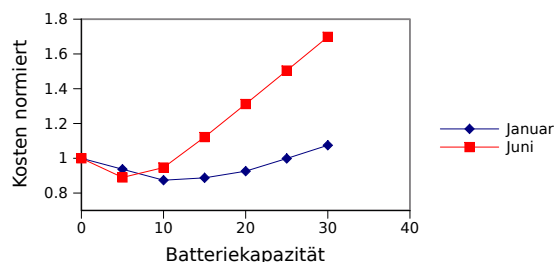


Abbildung 3.16: Stromkosten mit Einbezug der Fixkosten für den Akku ($K_{\text{fix}} = 0.2$). Normiert nach den Kosten für $\text{kap} = 0$.

3.6.9 Nutzbare Abwärme vom Akku

Etwa 20% des täglichen Umsatzes der Batterie kann in Form von Abwärme in die Warmwassererzeugung geführt werden. Für einen Umsatz von 10 kWh ergibt dies 2 kWh und damit eine Temperaturdifferenz von

$$\Delta T = \frac{Q}{m \cdot c_p} \quad (3.11)$$

Für einen täglichen Warmwasserverbrauch von 200 l sind dies 8.6°C .

Die Verluste durch die Isolation des Warmwasserbehälters sind mit 0.9 kWh etwa halb so gross wie der Eintrag durch die Abwärme des Akkus.

Mit der Wärmerückgewinnung wird die Leistungsziffer der Wärmepumpe von 3.6 auf 4.5 angehoben, der Stromverbrauch sinkt von 2.9 auf 2 kWh.

3.7 Schwächen des Modells und Verbesserungsmöglichkeiten

3.7.1 Datenmaterial

Im Energiebezug eines Haushaltes gibt es viele mehr oder weniger voraussagbare Einflüsse wie die Wetterverhältnisse und die Bedürfnisse der Bewohner. Die Daten für das Modell stammen aus unterschiedlichen Quellen und passen daher nicht exakt zueinander. Ein Beispiel dazu ist der Warmwasserverbrauch, der im Winter eher grösser ist als im Sommer. Die verwendeten Daten dazu sind jedoch Durchschnittswerte.

Andererseits sind diese unvorhersehbaren Ereignisse und sich teilweise widersprechenden Energiebezüge auch eine Herausforderung, denn es gibt sie auch in einem realen System. Ein Lösung für ein Nachfragemanagement muss auch unter diesen Bedingungen optimal funktionieren.

3.7.2 Stromtarife und Nachfragepreisgestaltung

Die zukünftige Entwicklung der Stromtarife ist heute nicht vorhersagbar. Die Tarife für die Simulation sind daher willkürlich gewählt. Es wurde jedoch angenommen, dass die stochastischen Energien einen so grossen Anteil haben werden, dass sie die Strompreise stark beeinflussen. Die Nachfragepreise wurden optimiert auf den Tarif 3 und müssten für andere Tarife angepasst werden, um die Bewirtschaftung zu verbessern. Eine gute Regelung erfordert flexible Nachfragepreise, die sich auch nach den tatsächlichen Strompreisen richten können.

3.7.3 Modellierung und Regelung

Die physikalischen Modelle sind sehr stark vereinfacht. So wird für die Raumwärme mit einem Wärmeverlust gerechnet, der nur von der Innen- und der Aussentemperatur abhängig ist. Durch die Berechnung der benötigten Heizenergie sind Einflüsse wie offene Türen und Fenster, Sonneneinstrahlung etc. im Wärmeverlust integriert. Unterschiedliche Temperaturen in verschiedenen Räumen und Änderung der Wandtemperatur werden vernachlässigt. Die Raumtemperatur ändert sich nur langsam, es gibt für die Wärme nur einen Eingang und einen Ausgang. Die Heizung kann darum sehr einfach mit der linearen Preisfunktion geregelt werden (Abbildung 3.5).

Die Warmwasserversorgung ist komplexer und beinhaltet mehr störende Einflüsse:

- Es gibt zwei Zustandsgrössen (Temperatur, Wassermenge)
- Die Änderung der Wassermenge sind durch die Bedarfsspitzen gross
- Der Wärmeeintrag durch den Akku ist nicht konstant

Für die praktische Ausführung der Warmwasserversorgung gibt es verschiedene Systeme. Für das Modell wurde eine möglichst einfache Variante gewählt, um den Aufwand für die Modellierung und die Regelung gering zu halten. Auf die Preisbildung hat nur die Wassermenge im Speicher einen Einfluss, die Wärmepumpe läuft daher nur wenn Wasser im Tank benötigt wird. Die Einlagerungstemperatur des Wassers wird jedoch mithilfe der Temperatur im Speicher bestimmt.

3.7.4 Strombezug vom Netz

Das DSM in diesem Modell kann nur entweder vom Netz oder aus der Batterie den Strom beziehen. So gibt es öfters die Situation, dass bei hohem Strompreis der Akku geleert wird und danach die volle Last vom Netz bezogen wird. Beim Tarifmodell 3 gibt es diese Situation jeweils in den frühen Morgenstunden, wenn dann auch noch die Wärmepumpe für die Heizung gebraucht wird.

3.7.5 Wärmerückgewinnung

Die WRG für das Brauchwasser wird im Modell auf einem Temperaturniveau betrieben. In Realität ist dies aber die unterste Temperatur, das Abwasser wird also bis auf diese Temperatur abgekühlt. Der effektive COP ist wegen der höheren mittleren Abwassertemperatur grösser, der Stromverbrauch der Wärmepumpe also niedriger.

Das Energiereservoir für die Wärmerückgewinnung wird im Modell als unerschöpflich betrachtet. In Realität ist es jedoch abhängig von der Abwassermenge, deren Temperatur und von anderen Abwärmequellen (z.B. Abluft).

In der Mischbatterie wird das 55°C warme Wasser auf ca 38-40°C abgekühlt. Die benötigte Menge an kaltem Wasser ($T_k = 18^\circ\text{C}$) beträgt

$$T_{\text{mix}} \cdot (m_w + m_k) = T_w \cdot m_w + T_k \cdot m_k \implies m_k = m_w \frac{T_{\text{mix}} - T_w}{T_k - T_{\text{mix}}} = 170 \text{ kg} \quad (3.12)$$

bei einer täglichen Warmwassermenge von 200 kg. In der Wärmerückgewinnung stehen damit 370 kg Wasser mit einer Temperatur von ca 38°C³ zur Verfügung. Für die Rückgewinnung von 6.6 kWh⁴ ergibt sich damit ein Temperaturabfall in der Wärmewückgewinnung von

$$\Delta T = \frac{Q_{\text{WRG}}}{c_p \cdot m} = 16^\circ\text{C} \quad (3.13)$$

Das Wasser darf in der WRG bis auf 15°C abgekühlt werden.

$$T_{\text{WRG,in}} = T_{\text{WRG,out}} + \Delta T = 15^\circ\text{C} + 16^\circ\text{C} = 31^\circ\text{C} \quad (3.14)$$

Zwischen dem Austritt aus der Mischbatterie und dem Eintritt in die Wärmerückgewinnung dürfen damit

$$\Delta T_{\text{Verlust}} = T_{\text{mix}} - T_{\text{WRG,in}} = 38^\circ\text{C} - 31^\circ\text{C} = 7^\circ\text{C} \quad (3.15)$$

verloren gehen.

Im Abwasser ist damit genügend Energie vorhanden für die Wärmerückgewinnung auf dem Temperaturniveau von 15°C. Durch das Mischen mit kaltem Wasser wird jedoch die Temperatur verringert und damit Exergie vernichtet.

3.8 Ausblick

Obwohl die Regelung und die “Intelligenz” der Agenten in dieser Simulation sehr einfach sind, lässt sich die Gebäudetechnik damit schon recht gut managen. Aufbauend auf dieser Arbeit soll dieses DSM weiterentwickelt werden.

3.8.1 Regelung und Vorausplanung

Mithilfe der optimalen Regelung sollen Regler als Bestandteil der Softwareagenten entwickelt werden. Kombiniert mit Vorausschau auf Strompreis und Verbraucherforderung kann der Strombezug optimiert werden.

3.8.2 Modularer Aufbau

Das Konzept des Marktplatzes mit den Anbieter- und Konsumentenagenten erlaubt einen modularen Aufbau des Systems. Die einzelnen Module sollen über ein standardisiertes Protokoll kommunizieren. Dies erlaubt es, beliebig Agenten zuzufügen. Gebäudeinterne Produzenten (z.B. Solaranlage) und Weiterentwicklungen der Agenten können damit problemlos integriert werden.

³ohne Berücksichtigung der Wärmeverluste in der Abwasserleitung und beim Gebrauch des Wassers

⁴Wert für die Simulation 7 im Winter

3.8.3 Flexibilität, Stabilität und Sicherheit für die Stromversorgung

Ein Grosseinsatz von DSM-Systemen kann die Stromversorgung nachhaltig stabilisieren. Die DSM sind dezentrale Speicher, welche, gesteuert durch den Strompreis, Strom aufnehmen können. Überlastungen des Netzes können dadurch schnell aufgefangen werden. Sollte es dennoch zu einem Unterbruch führen, sind die Gebäude für einige Stunden oder Tage unabhängig vom Netz. Bei einem Ausfall einer DSM-Einheit bezieht das Gebäude seinen Strom direkt vom Netz, wie das heute schon der Fall ist.

Anhang A

Simulation der Kraftwerksleistung

In diesem Anhang wird die Funktionsweise des Simulationsprogrammes für die Berechnung der Kraftwerksleistung (Kapitel 2) erläutert. Ein wichtiger Teil sind dabei die verwendeten Daten und deren Aufbereitung für die Simulation.

A.1 Datenbasis

Für die Simulation werden Wetterdaten aus verschiedenen Quellen verwendet. Dabei zeigte sich, dass diese nicht immer übereinstimmen, was auf unterschiedliche Messparameter zurückzuführen ist.

A.1.1 Wetterarchiv

Die Website www.wunderground.com bietet ein weltweites Wetterarchiv mit Daten aus der Vergangenheit und zeitlicher Auflösung im Stundenraster. Die Daten stammen grösstenteils von Flughäfen und privaten Wetterstationen.

Bevölkerung

Da die Intensität der Sonneneinstrahlung nicht verfügbar ist, wird diese mithilfe von Informationen über die Bewölkung und den Sonnenstand berechnet (Abschnitt A.3.1).

Windgeschwindigkeit

Die Windgeschwindigkeit ist abhängig von der Höhe über dem Boden und der Geländebeschaffenheit. Im Wetterarchiv fehlt diese Angabe, daher ist die Hochrechnung auf die Nabenhöhe der Windkraftanlage nicht möglich.

A.1.2 Meteonorm

Meteonorm [11] ist eine digitale Datenbasis für meteorologische Daten.

A.1.3 Windpower.org

Die dänische Windindustrie-Vereinigung bietet auf ihrer Website umfassende Informationen zur Windkraft. Mit einem Leistungskalkulator können die Erträge für ausgewählte Standorte berechnet werden. www.windpower.org

A.1.4 SolarLog-Home

Auf der Website www.solarlog-home.de[12] können Betreiber von Photovoltaikanlagen in Deutschland die aktuellen Leistungsdaten ihrer Anlage bereitstellen und archivieren. Die Daten wurden für die Berechnung der Airmass (Abschnitt A.3.1) und für die Validierung der simulierten Leistungswerte verwendet.

A.2 Kraftwerkspark

Tabelle A.1 zeigt eine Übersicht über alle Kraftwerke mit der installierten Leistung für die verschiedenen Simulationsdurchgänge. Die geographische Verteilung ist in Abbildung A.1 ersichtlich.

Windkraftwerke	mittlere jährliche Windgeschwindigkeit <i>m/s</i>	installierte Leistung MW				
		1	2	3	4	5
Nordsee	9.8	600	600	600	833	833
Texel	6.5	500	500	500	833	833
Misselwarden	7.1	500	500	500	833	833
Brest	6.8	600	600	600	833	833
Lisboa	6.5	500	500	500	833	833
Carcassonne	7.6	600	600	600	833	833
Total		3300	3300	3300	4998	4998

Solarkraftwerke	mittlere tägliche Einstrahlung <i>kWh/m²d</i>	Fläche in km ²				
		1	2	3	4	5
Almeria	7.4	14	28	14	14	14
Barcelona	6.1	7	14	14	7	7
Valladolid	7.0	7	14	14	7	13
Genua	6.3	7	14	14	7	14
Bizerte	7.7	14	28	21	14	14
Tirana	6.6	7	14	14	7	14
Alexandroupolis	6.7	14	28	14	14	14
Total		70	140	105	70	90

Tabelle A.1: Installierte Kapazitäten für die Simulationen 1 bis 5.

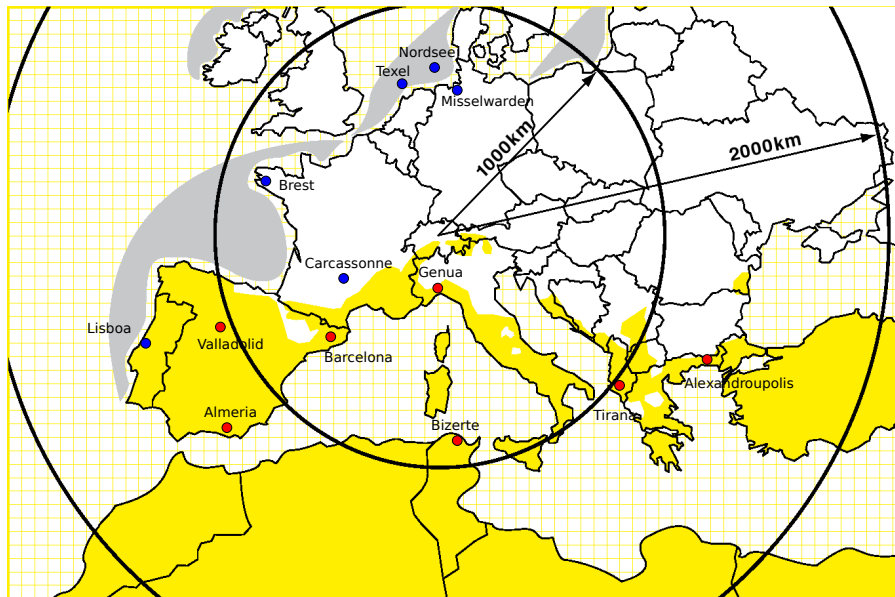


Abbildung A.1: Platzierung der Kraftwerke

A.3 Berechnung

Für jeden Kraftwerkstypen gibt es eine Formel zur Berechnung der aktuellen Leistung.

A.3.1 Photovoltaik

In der Simulation wird mit zweiachsig nachgeführten Modulen gerechnet. Die Einstrahlung folgt also immer senkrecht auf die Panele.

$$P_{PV} = A \cdot \eta_{PV} \cdot \eta_{LK}(\dot{Q}_{solar}) \cdot \eta_{WR} \cdot \dot{Q}_{solar} \quad (A.1)$$

mit

$$\dot{Q}_{solar} = \dot{Q}_{solar,0} \cdot B \cdot \frac{1}{AM} \quad (A.2)$$

- Der Gesamtwirkungsgrad η_{PV} der Solarzelle wird mit 18% angenommen. Die Leistungskurve liefert eine Beziehung zwischen der Modulleistung und der Intensität ($[\eta_{LK}] = W/W_{peak}$). Der Wirkungsgrad des Wechselrichters η_{WR} beträgt ungefähr 95%.
- $\dot{Q}_{solar,0}$ bezeichnet die Intensität der Sonneneinstrahlung bei einer Atmosphärendicke (Sonne im Zenith) und klarem Himmel ($\dot{Q}_{solar,0} \approx 900 W/m^2$).
- Die Airmass AM bezeichnet den Weg, den die Sonnenstrahlung durch die Erdatmosphäre zurücklegen muss. Je tiefer die Sonne über dem Horizont steht, desto länger ist der Weg und desto mehr Licht wird absorbiert. $AM = 1$ entspricht der Sonne im Zenith.

Die Airmass kann mit

$$A = \frac{1}{\cos \Phi}, \quad \Phi : \text{Zenithwinkel} \quad (\text{A.3})$$

berechnet werden. Die Cosinusformel hat sich jedoch als unzureichend herausgestellt, da damit die Einstrahlung bei tiefem Sonnenstand als zu gering ausgegeben wird. Darum wurde die Airmass für verschiedene Zenithwinkel mithilfe von gemessenen Daten ermittelt.

$$AM(\rho, i) = \frac{P_{\text{Matlab}, \rho, i}}{P_{\text{Messung}, \rho, i}} \quad (\text{A.4})$$

Aus den einzelnen Airmasses wurde der Mittelwert berechnet.

Im Vergleich mit der gemessenen Leistung schneidet die mit Messdaten generierte Airmass wesentlich besser ab als jene aus der Cosinusformel (Abbildung A.2). Die Messdaten stammen von www.solarlog-home.de [12]. Bei hohem Sonnenstand (Mittags) ist zu erkennen, dass die Leistung bei der roten Kurve etwas zurückgeht. Dies ist vermutlich darauf zurückzuführen, dass die Panele der für die Berechnung der Airmass benutzen Anlagen um die Mittagszeit überhitzt waren und daher nicht mehr die volle Leistung erbringen konnten.

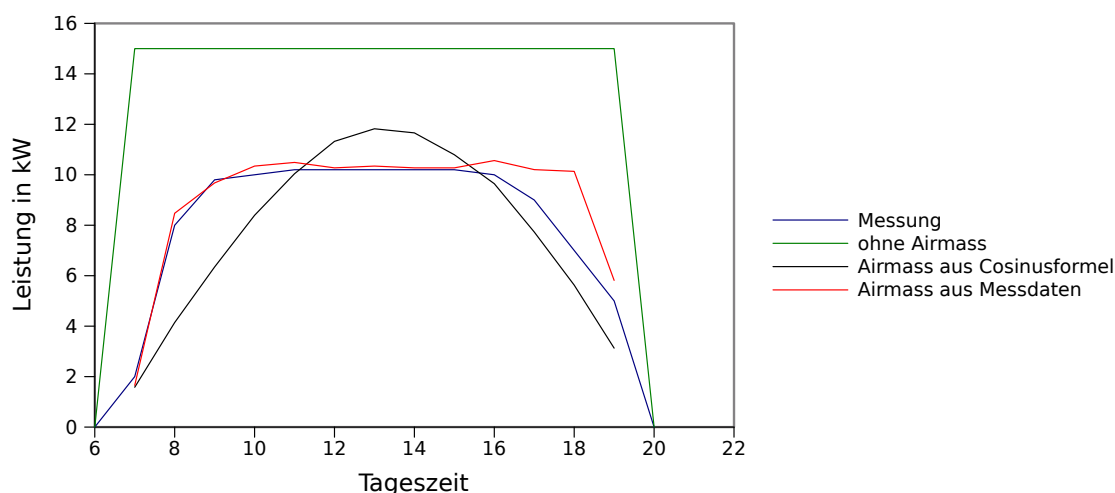


Abbildung A.2: Vergleich der berechneten und der gemessenen Leistung in Bezug auf die Airmass (zweiachsig nachgeführte PV-Anlage)

Die Airmass ist damit eine Funktion der Azimuthwinkel, der aus dem Standort und der Zeit berechnet werden kann.

- Der Bewölkungsindex B ist ein Faktor für die Strahlungsminderung durch die Bewölkung. Er wird berechnet nach der Formel von Ångström [13] ($B=1$: volle Einstrahlung, $B=0$: keine Einstrahlung)

$$B = 1 + (a - 1)M \quad (\text{A.5})$$

mit $a = 0.2$ und $M =$ Bewölkungsdichte (1: völlig bedeckt, 0: Wolkenlos). Der Parameter a stammt aus [13] und wurde optimiert durch den Vergleich mit Messdaten. Die Bewölkungsdichte kann dem Wetterarchiv (Abschnitt A.1.1) entnommen werden.

Die Bewölkungsdichte wird im Wetterarchiv mit den Metar-Bezeichnungen [14] angegeben. Für die Simulation wird der in Metar-Symbolik ausgedrückte Bedeckungsgrad in einen Zahlenwert zwischen 0 und 1 übersetzt.

Die solaren Erträge im Monatsraster wurden mit Daten von Meteonorm berechnet. Diese bezeichnen die einkommende Energie auf eine der Sonne nachgeführten Fläche.

A.3.2 Windturbinen

Die Leistung einer Windturbine ist von der Windgeschwindigkeit und der gerätespezifischen Leistungskurve abhängig.

$$P_{WT} = P_{\text{nenn}} \cdot \eta_{LK}(v_{\text{Wind}}) \quad (\text{A.6})$$

Für die Simulation wurde die idealisierte Leistungskurve einer Repower 5MW-Anlage verwendet [15]. Die Leistungsdaten für den Windpark in der Nordsee wurden freundlicherweise von der Firma Windland Energieerzeugungs GmbH, Berlin, zur Verfügung gestellt [16]. Sie dienen für die Ertragsprognose eines geplanten Windparks und wurden mithilfe von gemessenen Windgeschwindigkeiten erstellt.

Der Windpark Misselwarden ist eine existierende Anlage. Freundlicherweise hat die Firma Energiekontor AG, Bremen, die gemessenen Leistungsdaten zur Verfügung gestellt [17]. Der Windpark besteht aus zehn Anlagen. Für die Simulation wurde die durchschnittliche Leistung aller Windanlagen des Parks pro MW_p eingesetzt.

Der Jahresertrag eines Windparks verhält sich etwa linear zur durchschnittlichen Windgeschwindigkeit. Abbildung A.3 zeigt verschiedene Jahreserträge aus Berechnungen des Leistungskalkulators von Windpower.org [3] an unterschiedlichen Standorten. Damit lässt sich die Beziehung

$$E_{\text{Jahr}} \approx a \cdot \bar{v} - b \quad \text{mit } a = 0.85 \text{ und } b = 2.6 \quad (\text{A.7})$$

herleiten (in GWh pro MW_{peak})

Die Standorte der Windparks für die Simulation sind entsprechend der verfügbaren Daten von Windpower.org ausgewählt.

Die Bestimmung der Windgeschwindigkeit auf Stundenbasis beruht auf dem Wetterarchiv Wunderground (Abschnitt A.1.1). Wegen der fehlenden Angabe über die Messhöhe können diese Werte nur für die Veränderung, nicht aber als absolute Windgeschwindigkeit eingesetzt werden. Im Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit der Messwerte über mehrere Jahre von Wunderground und der Berechnung von Windpower.org ergeben sich grosse Unterschiede im Bereich vom Faktor 1.3 bis 2.3. So ergibt sich ein Korrekturfaktor für die Windgeschwindigkeit auf Stundenbasis, der für jeden Standort berechnet werden kann:

$$F_K = \frac{\bar{v}_{\text{windpower}}}{\bar{v}_{\text{wunderground}}} \quad (\text{A.8})$$

Damit wird die Windgeschwindigkeit auf Stundenbasis

$$v_h = v_{\text{wunderground}} \cdot F_K \quad (\text{A.9})$$

Abbildung A.4 zeigt wie sich die Windgeschwindigkeit mit der Höhe ändert.

Für die Leistungen im Monatsraster wurden die mittleren Windgeschwindigkeiten von Meteonorm verwendet und ebenfalls mit einem Faktor auf Basis von Windpower.org korrigiert.

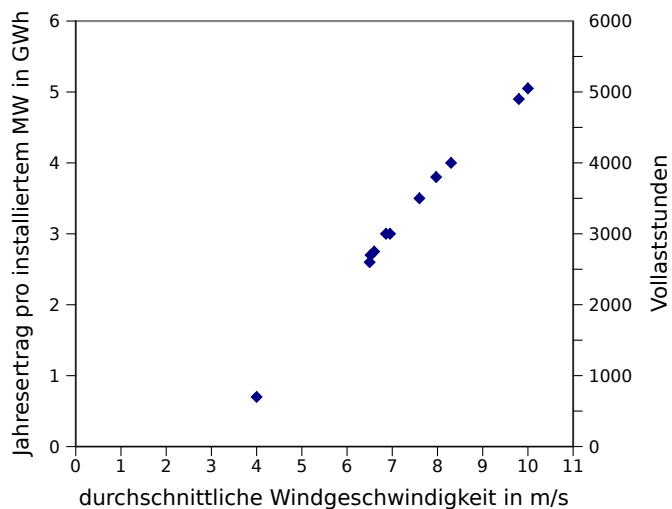


Abbildung A.3: Vergleich von Jahresertrag und mittlerer Windgeschwindigkeit an verschiedenen Standorten. Bei zu kleiner Windgeschwindigkeit rentieren sich die Anlagen nicht da sie zuwenig ausgelastet sind.

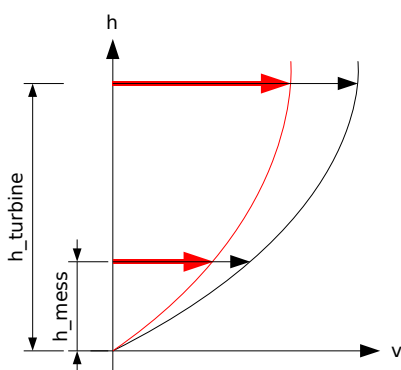


Abbildung A.4: Geschwindigkeitsprofil des Windes: Das Verhältnis der mittleren Geschwindigkeiten \bar{v} (rot) zueinander ist das gleiche wie das Verhältnis der aktuellen Geschwindigkeiten v (schwarz).

A.3.3 Nachfrage

Die Nachfrage wird gesamteuropäisch jeweils am dritten Mittwoch im Monat im Stundenraster gemessen. Für die Simulation im Stundenraster hat die Form des Nachfrageprofils keine grosse Bedeutung. Es soll lediglich zeigen, wie sich diese im Laufe des Tages ändert. Um das Profil für die restlichen Wochentage abzuschätzen wurde daher auf Daten von Deutschland zurückgegriffen [18]. In der Abbildung A.5 ist gut zu erkennen, wie die Spitzen beieinander liegen. Lediglich nach dem Mittag nimmt die Nachfrage in der Schweiz etwas schneller ab als in Deutschland.

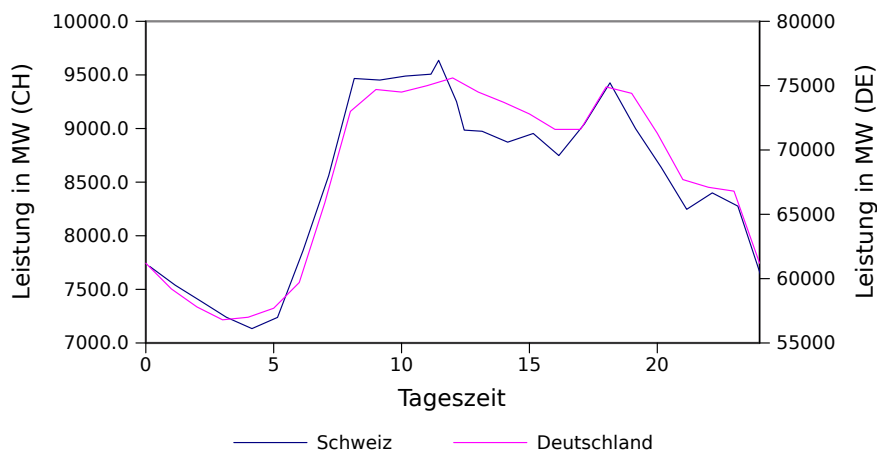


Abbildung A.5: Vergleich der Nachfrage in der Schweiz (Mi 19.1.05) und Deutschland (Mi 23.1.96)

Um die Nachfrage an anderen Wochentagen abzuschätzen wurde angenommen, dass sich diese in der Schweiz etwa gleich verhält wie in Deutschland. So kann die Nachfrage für den Sonntag mit

$$P_{\text{So,CH}}(t) = \frac{P_{\text{So,DE}}(t)}{P_{\text{Mi,DE}}(t)} \cdot P_{\text{Mi,CH}}(t) \quad (\text{A.10})$$

berechnet werden. Analog auch für Freitag und Samstag. Die restlichen Wochentage verhalten sich etwa gleich wie der Mittwoch.

Zwischen Sommer und Winter gibt es keinen grossen Unterschied (Abb. A.6).

Die monatliche Nachfrage wurde direkt den Unterlagen des BfE entnommen [4] (Abb. A.7).

A.3.4 Transportverluste

Die Distanz auf einem Grosskreis zwischen zwei Punkten A und B auf der Erdoberfläche kann berechnet werden nach

$$d = R \cdot \arccos(\sin \Phi_B \cdot \sin \Phi_A + \cos \Phi_B \cdot \cos \Phi_A \cdot \cos(\delta_A - \delta_B)) \quad (\text{A.11})$$

mit Φ =geographische Breite und δ =geographische Länge. Es wurde mit 1% Verlust pro 100 km Distanz gerechnet.

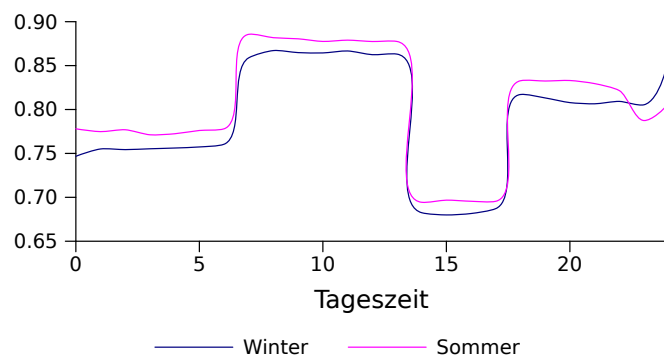


Abbildung A.6: Verhältnis der Nachfrage vom Sonntag zum Mittwoch

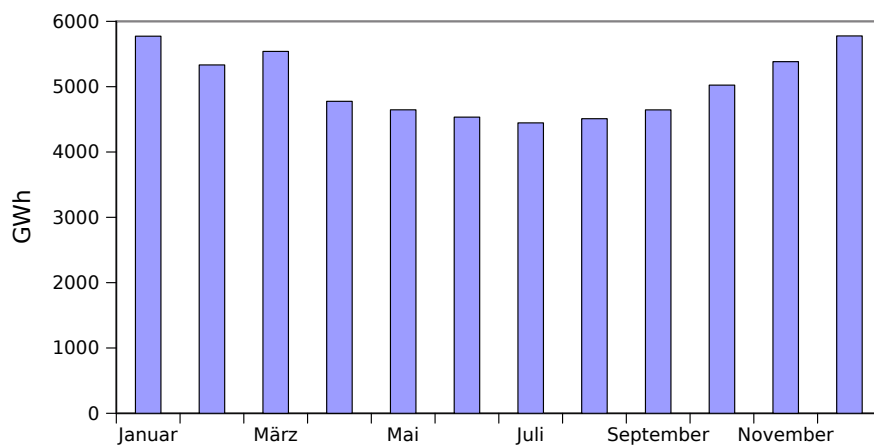


Abbildung A.7: Landesverbrauch 2005 [5]

A.4 Validierung der Simulation

Um zu Überprüfen, ob die Simulation keine falschen Berechnungen durchführt, wurden die Berechnungen mit Messungen verglichen:

- Die PV-Leistung wurde überprüft durch Vergleichen mit Messdaten von solarlog-home.de
- Die Leistung der Windkraftwerke wurde verglichen mit den gemessenen Leistungen der Anlagen Misselwarden und Nordsee.

Zudem wurden einige Spezialfälle gerechnet:

- Solarleistungen bei klarem Himmel und bei Sonneneinstrahlung 0.
- Windleistungen bei Windgeschwindigkeit 0.

[TWh]	Bilanzierung	Simulationsnummer				
		1	2	3	4	5
Ertrag Laufwasser		14.9	14.9	14.9	14.9	14.9
Ertrag Wind	+	10.9	10.9	10.9	16.2	16.2
Ertrag PV	+	22.3	44.5	33.7	22.3	28.4
Speicherwasser	+	14.8	9.0	12.2	13.8	12.2
GuD	+	12.4	4.6	7.1	8.6	6.2
Summe Produktion	=	75.3	83.9	78.8	75.8	77.9
Nachfrage	-	75.3	75.3	75.3	75.3	75.3
Überproduktion	=	0	8.6	3.5	0.5	2.6
Speicherwasser Potential		15.7	15.7	15.7	15.7	15.7
Speicherwassernutzung	-	14.8	9.0	12.2	13.8	12.2
Überschüsse Speicher	=	0.9	6.7	3.5	1.9	3.5
Überproduktion	+	0	8.6	3.5	0.5	2.6
Überschüsse Total	=	0.9	15.3	7.0	2.4	6.1

Tabelle A.2: Jahresbilanzen der einzelnen Simulationen (Angaben in TWh)

Anhang B

Nachfragemanagement

B.1 Details zur Simulation

B.1.1 Simulink-Struktur

- EW
- Marktplatz
- System Akku
 - Ladegerät
 - Wechselrichter
- Heizung
 - System Wärmepumpe
 - * Wärmepumpe
 - * Preisgenerator
 - * Laufzeitsteuerung
 - Gebäude
- Warmwasser
 - System Wärmepumpe
 - * Wärmepumpe
 - * Preisgenerator
 - * Laufzeitsteuerung
 - Wärmetauscher
 - Speicher
 - Bestimmung $T_{2,in}$
- stochastische Verbraucher

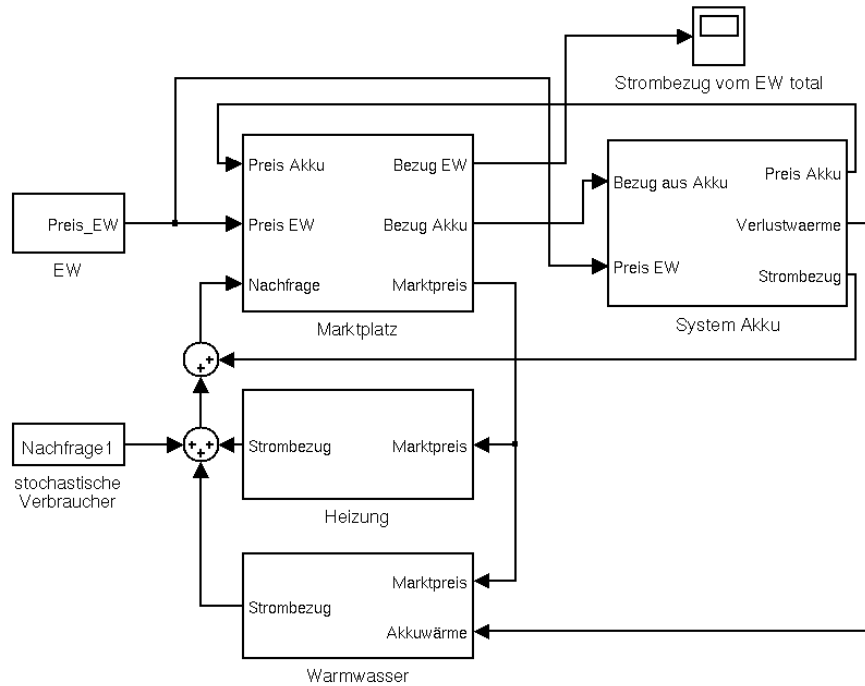


Abbildung B.1: Simulinkmodell des Nachfragemanagementsystems mit der Modellierung der Verbraucher

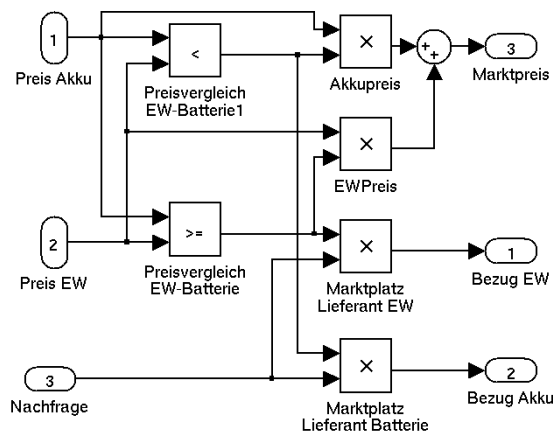


Abbildung B.2: Simulink: Marktplatz mit Auswahl des Stromlieferanten

B.1.2 Marktplatz

Der Marktplatz vergleicht die Strompreise vom Akku und vom EW. Der Anbieter des tieferen Preises wird als Lieferant gewählt und die Bezüge der Konsumenten entsprechend belastet.

B.1.3 System Akku

Das Ladegerät generiert aus dem "state of charge" einen Ladepreis und eine Ladeleistung. Wenn der Ladepreis über dem Marktpreis liegt wird der Akku geladen. Ein Teil der vom EW bezogenen Energie wird dabei als Verlustwärme abgegeben und zur Warmwasseraufbereitung weitergeleitet.

Im Wechselrichter wird der Strom aus dem Akku wieder in Wechselstrom umgewandelt und die Verlustwärme abgezogen.

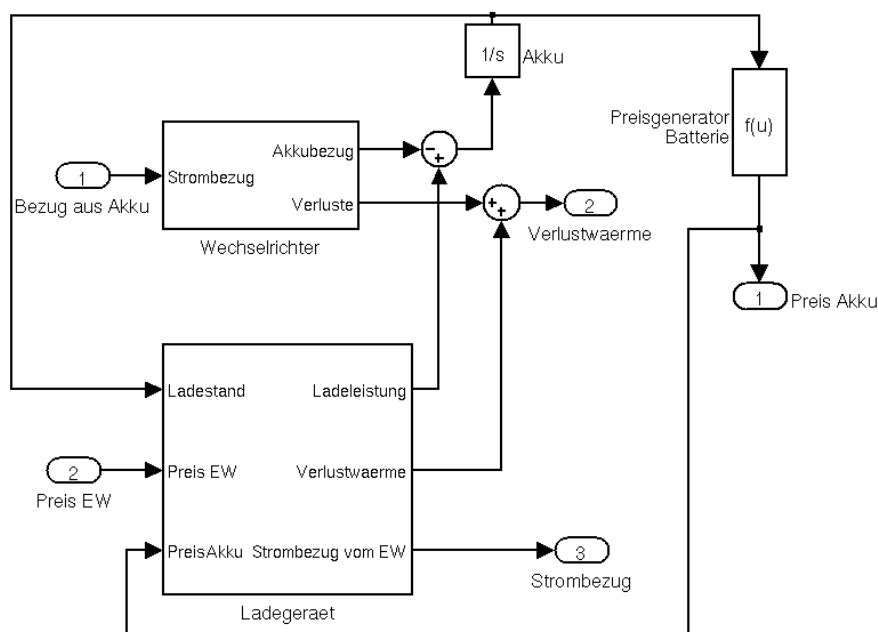


Abbildung B.3: Funktionseinheit Akku mit Ladegerät und Wechselrichter

B.1.4 Heizung

Für stationäre Temperatur im Gebäude gilt

$$\dot{Q}_{\text{Gebäude}} = \dot{Q}_{\text{heizen}} - \dot{Q}_{\text{Verluste}} = 0 \quad (\text{B.1})$$

Die thermischen Verluste über die Gebäudehülle werden mit

$$\dot{Q}_{\text{Verluste}} = k_G \cdot (T_G - T_{\text{envG}}) = k_G \cdot \Delta T \quad (\text{B.2})$$

berechnet und somit

$$k_G = \frac{\dot{Q}_{\text{heizen}}}{\Delta T} \quad (\text{B.3})$$

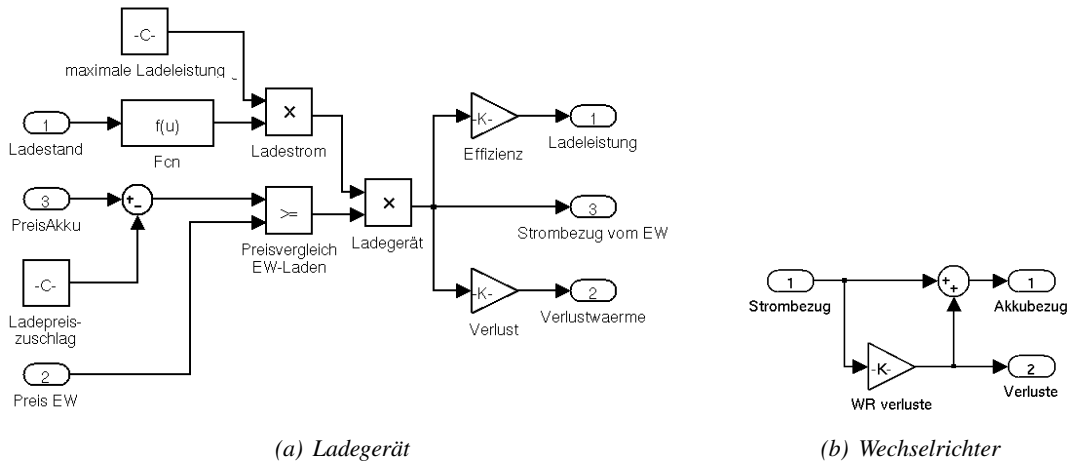


Abbildung B.4: Aufbau von Ladegerät und Wechselrichter

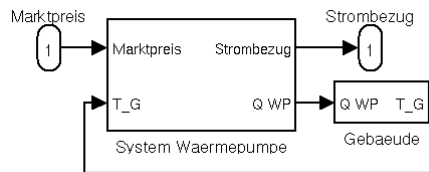


Abbildung B.5: Modell der Heizung

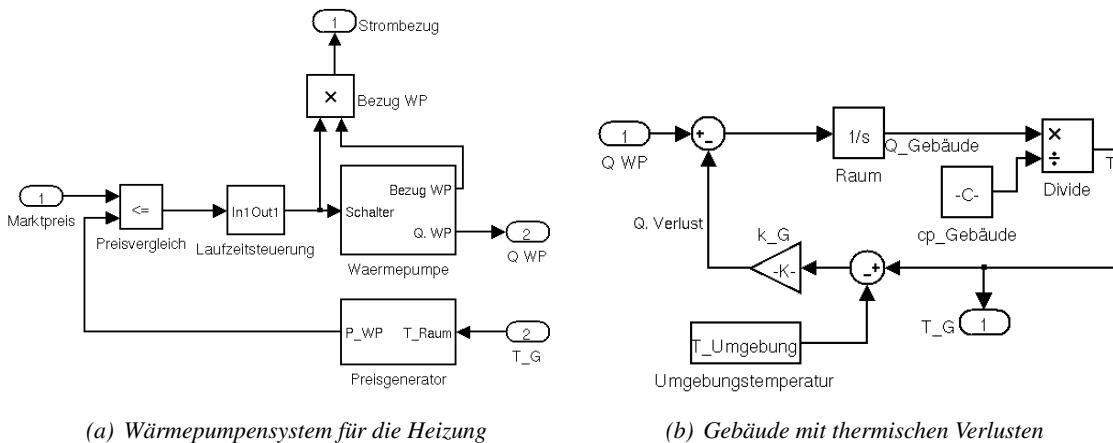


Abbildung B.6: Komponenten der Gebäudeheizung

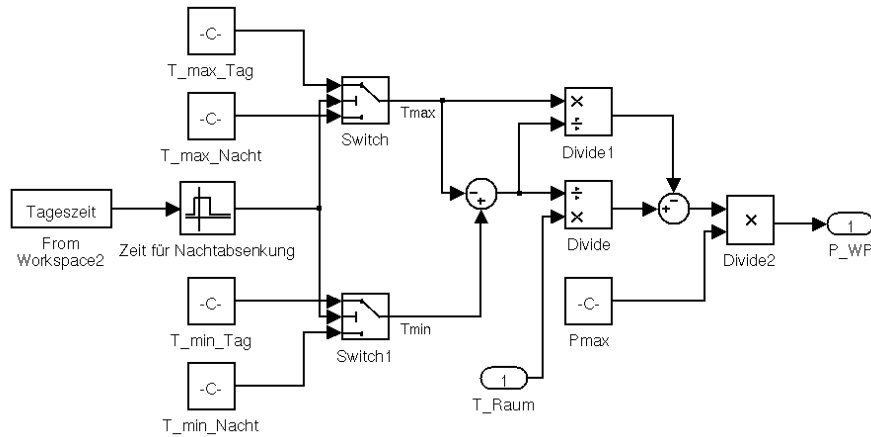
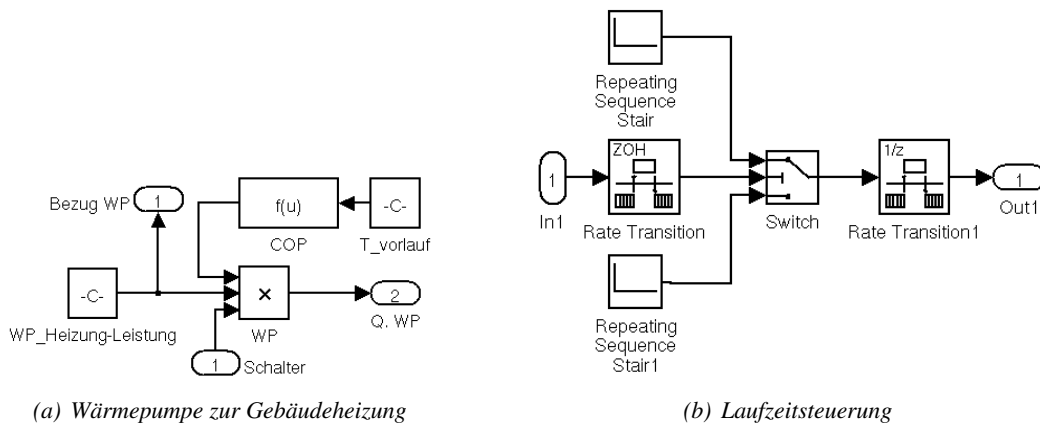


Abbildung B.7: Preisgenerator für die Wärmepumpe zur Gebäudeheizung



(a) Wärmepumpe zur Gebäudeheizung

(b) Laufzeitsteuerung

Abbildung B.8: Wärmepumpe mit der Laufzeitsteuerung

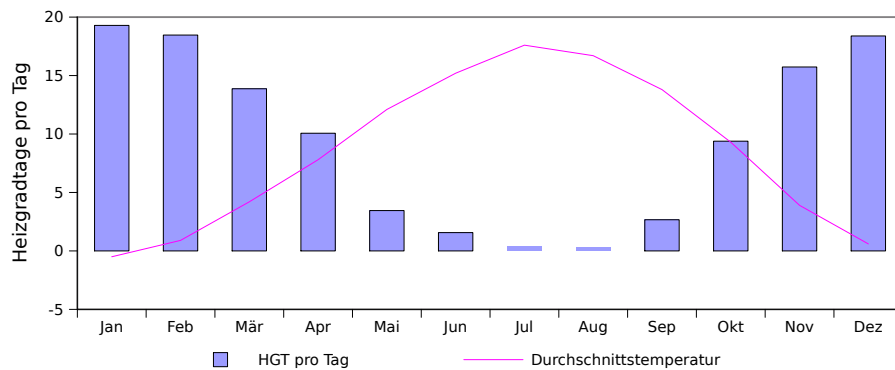


Abbildung B.9: Heizgradtage und Durchschnittstemperatur für Zürich (Mittelwerte 1991 - 2000, Quelle: MeteoSchweiz)

Die benötigte Heizenergie wird mit $90 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{a}$ angenommen. Mittels statistisch erhobener Daten der Heizgradtage ergibt sich damit im Jahresdurchschnitt

$$\dot{q}_{\text{heizen}} = \frac{Q_{\text{heizen}}}{\sum HGT} = \frac{90 \text{ kWh/m}^2}{3435 \text{ HGT}} = 0.026 \frac{\text{kWh}}{\text{HGT} \cdot \text{m}^2} \quad (\text{B.4})$$

Für einen Januartag mit 19.3 Heizgradtagen (Abb. B.9) und 176 m^2 ¹ ergibt sich die benötigte Heizenergie von

$$\dot{Q}_{\text{heizen}} = \dot{q}_{\text{heizen}} \cdot A \cdot HGT = 88 \text{ kWh/Tag} = 3.7 \text{ kW} \quad (\text{B.5})$$

und damit ein k-Wert von

$$k_G = \frac{\dot{Q}_{\text{heizen}}}{\Delta T} = 0.18 \frac{\text{kW}}{\text{K}} \quad (\text{B.6})$$

Der k-Wert umfasst sämtlichen Wärmeaustausch zwischen dem Gebäude und der Umgebung.

Die Wärmekapazität wird mit 50 kWh/K angenommen. Abbildung B.10 zeigt, wie sich das Gebäude abkühlt wenn nicht geheizt wird.

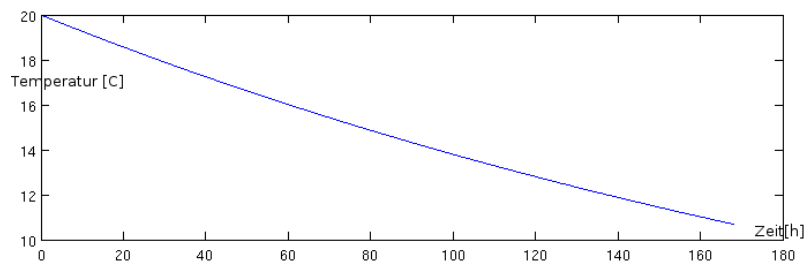


Abbildung B.10: Abkühlung des Gebäudes bei 0°C Aussentemperatur im Laufe einer Woche

B.1.5 Brauchwassererwärmung

Das Brauchwassersystem ist durch die beiden Zustandsgrößen Masse (m) und Energie (Q) komplexer als die Heizung. Daher ist das Modell auch stark vereinfacht.

Energiebilanz:

$$\dot{Q}_{\text{WW}} = \dot{Q}_{\text{Akku}} + \dot{Q}_{\text{WP}} - \dot{Q}_{\text{Verlusteww}} - \dot{Q}_{\text{outww}} \quad (\text{B.7})$$

Massenbilanz:

$$\dot{m}_{\text{WW}} = \dot{m}_{\text{inww}} - \dot{m}_{\text{outww}} \quad (\text{B.8})$$

Die Leistung aus der Wärmepumpe setzt sich zusammen aus

$$\dot{Q}_{\text{WP}} = \dot{Q}_{\text{WRG}} + P_{\text{WP}} + \dot{Q}_{\text{Leitungswasser}} \quad (\text{B.9})$$

Die Verluste durch die Isolation des Speicher betragen

$$\dot{Q}_{\text{Verlusteww}} = k_{\text{WW}} \cdot (T_{\text{WW}} - T_{\text{envww}}) \quad (\text{B.10})$$

¹Durchschnittliche Wohnfläche für 4 Personen (Quelle: Bundesamt für Statistik)

Die Umgebungstemperatur $T_{\text{env,WW}}$ wird dabei als konstant angesehen. Eine Verknüpfung mit der Temperatur des Gebäudes T_G wäre möglich. T_G bezeichnet die mittlere Temperatur, in der Umgebung der Anlage zur Warmwasseraufbereitung herrscht jedoch durch die Wärmeabgabe des Speichers eine erhöhte Temperatur.

Die Einlagerungstemperatur wird bestimmt durch

$$T_{\text{in}} = T_{\text{WW,soll}} + T_{\text{in}_0} + T_{\text{BA}} - T_{\text{WW}} \quad (\text{B.11})$$

Die Solltemperatur $T_{\text{WW,soll}}$ ist konstant. T_{in_0} bezeichnet einen ungefähren Wert für die Einlagerungstemperatur. Dieser wird dann durch die Formel B.11 korrigiert, je nach der aktuellen Temperatur T_{WW} . T_{BA} bezeichnet die ungefähre Temperaturerhöhung, die mit der Abwärme des Akkus erreicht wird (BA=Beitrag Akku).

$$T_{\text{BA}} = 10 - \frac{0.2}{m_{\text{Tag}} \cdot c_p} \cdot \text{kap} \quad (\text{B.12})$$

Damit wird etwa 20% der Akkukapazität in Wärme umgewandelt. Die Temperatur ist abhängig vom täglichen Warmwasserbedarf m_{Tag} . Wenn kein Akku vorhanden ist, muss die Einlagerungstemperatur demnach um 10°C höher liegen.

Dieser einfache Regler funktioniert dank der trägen Erwärmung durch den Akku ziemlich gut und liefert damit brauchbare Simulationsergebnisse. Abbildung B.11 zeigt die mittlere Temperatur im Brauchwasserspeicher mit dem Schwankungsbereich (Standardabweichung).

Der Regler übergibt die Einlagerungstemperatur der Wärmepumpensteuerung. Diese funktioniert analog jener für die Heizung.

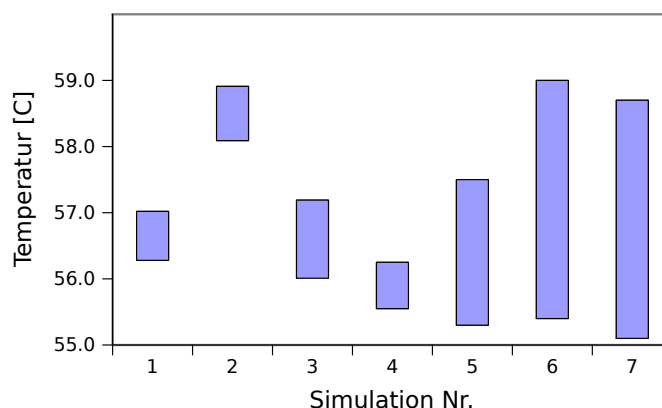


Abbildung B.11: Schwankungsbereich der Temperatur im Warmwasserspeicher (Mittelwert \pm Standardabweichung) für die verschiedenen Simulationen

Der Regler rechnet damit, dass der Tagesumsatz des Stroms der Akkukapazität entspricht. Bei zu grosser Kapazität wird diese jedoch nicht vollständig genutzt, es wird zuwenig Abwärme in den Warmwasserspeicher geliefert. Damit ist die Temperatur zu niedrig. Die Auswirkungen werden in Abbildung B.12 verdeutlicht.

Der Temperatur- und Massenverlauf über eine Woche ist in Abbildung B.13 für die Simulation 7 dargestellt. Die grösseren Temperaturspitzen entstehen durch das Befüllen des Speichers mit frischem Wasser, das gemäss des Reglers eine höhere Temperatur hat als der Tankinhalt. Danach kühlt sich das Wasser wieder ab.

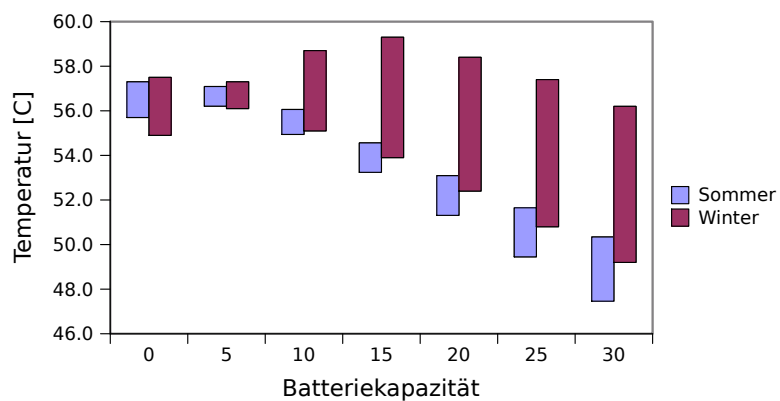


Abbildung B.12: Mittlere Speichertemperatur mit Standardabweichung für verschiedene Akku-größen

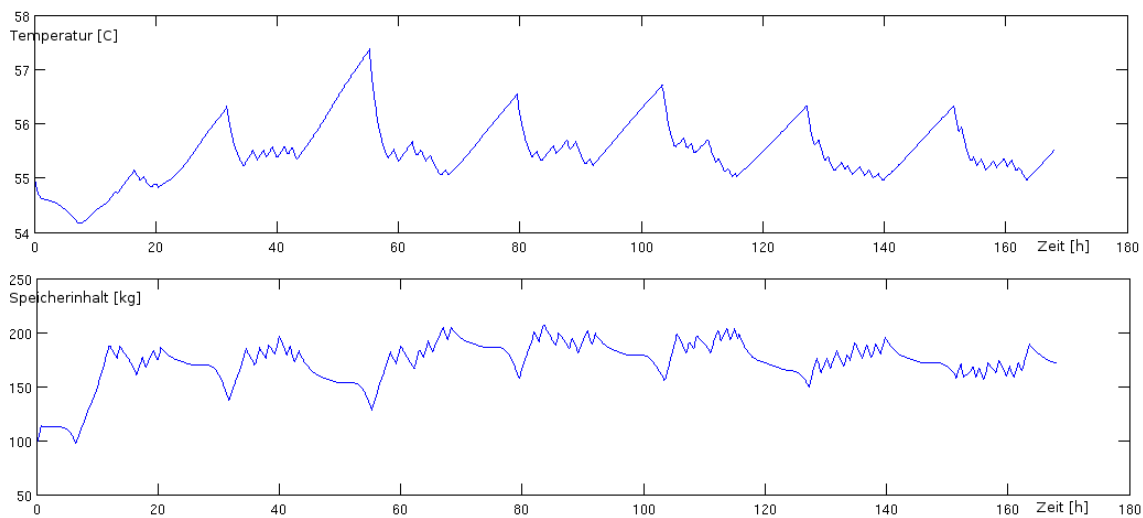


Abbildung B.13: Temperatur- (oben) und Massenverlauf (unten) im Warmwasserspeicher (Simulation 7)

Der Warmwasserbedarf wird mit einem Verbrauch von 50 l pro Kopf und Tag bei 55°C angenommen. Die Daten für den Verbrauch im Stundenraster stammen aus [19]. Für die Simulation wurde zwischen den Stundenmitteln interpoliert und auf den Verbrauch von 4 Personen (200 l pro Tag) hochgerechnet (Abb. B.14). Es wird nicht unterschieden nach Jahreszeit.

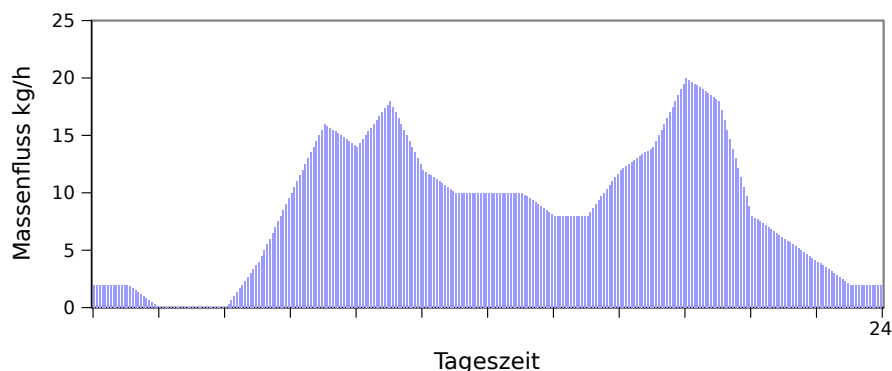


Abbildung B.14: Warmwasserbezug für einen Wochentag

Der Warmwasserspeicher hat ein Volumen von 200 l und ist mit 40 mm PU-Schaum² isoliert mit einer Kugelförmigen Oberfläche. Wie sich das Wasser abkühlt wegen der Verluste durch die Isolation zeigt Abb. B.15.

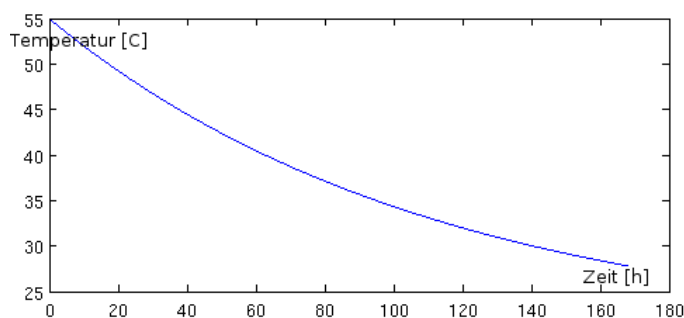


Abbildung B.15: Warmwasserspeicher: Abkühlung durch Wärmeverluste (Tankinhalt: 100 l)

²Wärmeleitfähigkeit $\lambda = 0.025 \text{ W/m}\cdot\text{K}$

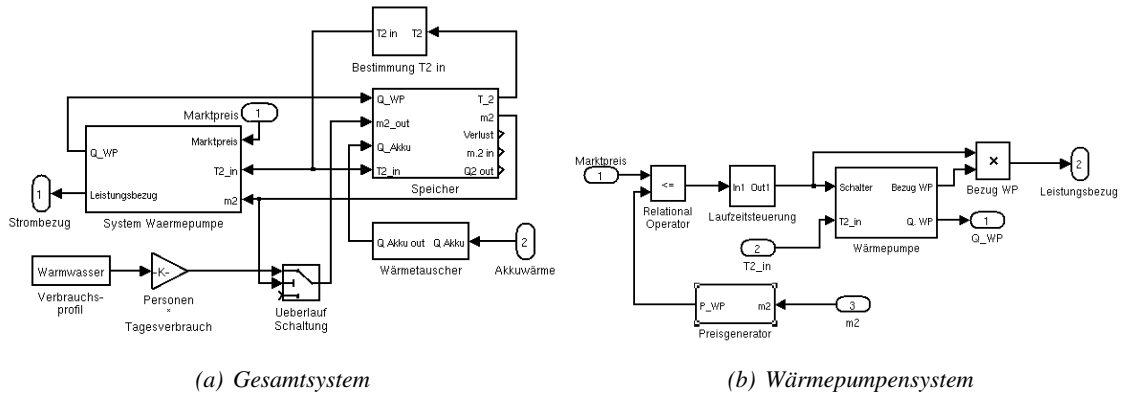


Abbildung B.16: Komponenten der Warmwasserbereitung

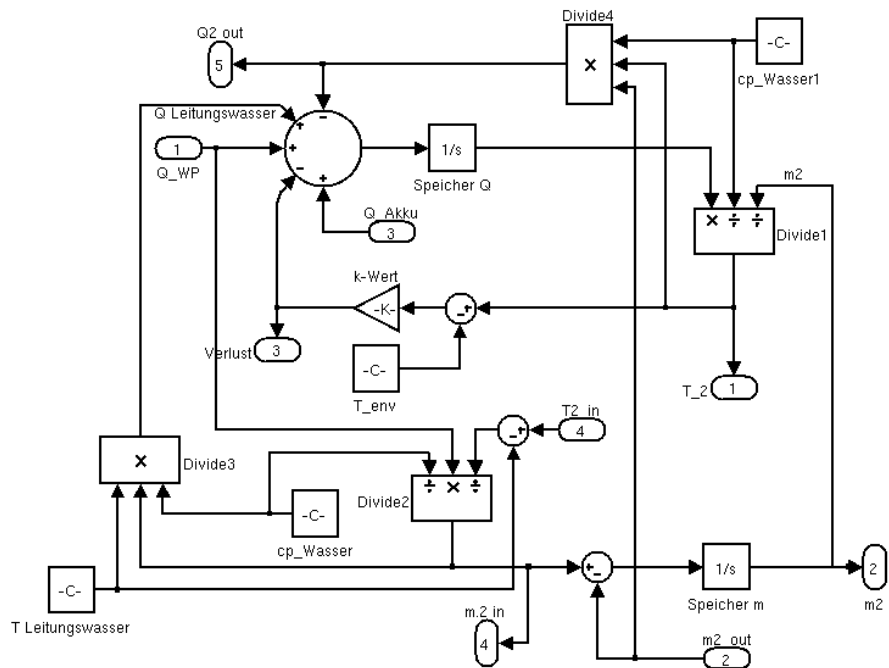


Abbildung B.17: Schema des Warmwasserspeichers

ANHANG B. NACHFRAGEMANAGEMENT

	Bezeichnung	Einheit	Simulationsnummer						
			1	2	3	4	5	6	7
Stromtarif T/N		\$	0	0.5	0.7 / 0.35	0.7 / 0.35	0.2 / 0.8	0.2 / 0.8	EE
Batteriekapazität		kWh	0	0	0	10	0	10	10
Strombezug vom EW	E_{EW}	kWh	31.1	29.2	29.6	30.8	29.8	31.4	31.6
Bezug stoch. Verbraucher	E_{sV}	kWh	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6
Batterie:									
Strom in Batterie	$E_{B,in}$	kWh	0.0	0.0	0.0	6.1	0.0	10.2	9.8
Strom aus Batterie	$E_{B,out}$	kWh	0.0	0.0	0.0	4.2	0.0	7.7	7.4
Abwärme	$Q_{B,A}$	kWh	0.0	0.0	0.0	1.6	0.0	2.7	2.6
Warmwasser:									
Strom	$E_{WP,WW}$	kWh	3.0	2.9	2.9	2.1	2.9	1.9	2.0
COP	-	-	3.7	3.7	3.7	4.3	3.7	4.5	4.5
Energie aus WRG	Q_{WRG}	kWh	8.0	7.6	7.7	6.8	7.7	6.6	6.6
Energie von WP in Speicher	$Q_{WP,WW}$	kWh	11.0	10.5	10.6	8.9	10.6	8.5	8.6
Speicherverluste	$E_{WW,V}$	kWh	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
Verluste Wärmetauscher	Q_{WTv}	kWh	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	0.4	0.6
Energie aus Batterie in WW		kWh	0.0	0.0	0.0	1.4	0.0	2.3	2.0
Energiebezug WW	Q_{WW}	kWh	13.7	13.7	13.7	13.4	13.7	13.9	13.7
Heizen:									
Strom	$E_{WP,H}$	kWh	14.5	12.8	13.1	13.1	13.4	13.4	13.6
COP	-	-	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8
Anergie aus Boden	Q_{Boden}	kWh	84.4	74.4	76.5	76.5	77.7	77.7	79.4
Heizenergie	$Q_{WP,H}$	kWh	98.9	87.2	89.6	89.6	91.1	91.1	93.0
Stromkosten		\$	0.0	14.6	12.9	11.8	11.6	7.3	8.5
Anteil der Bezüge vom EW:									
Tag		-	0.59	0.59	0.43	0.33	0.73	0.96	0.95
Nacht		-	0.41	0.41	0.57	0.67	0.27	0.04	0.05
Strombilanz:									
Stoch. Verbraucher	E_{sV}	kWh	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6
Warmwasser WP	$E_{WP,WW}$	kWh	3.0	2.9	2.9	2.1	2.9	1.9	2.0
Batterieabwärme		kWh	0.0	0.0	0.0	1.4	0.0	2.3	2.0
Heizen	$E_{WP,H}$	kWh	14.5	12.8	13.1	13.1	13.4	13.4	13.6
Verluste		kWh	0.0	0.0	0.0	0.6	0.0	0.2	0.4
Total Strombilanz	E_{EW}	kWh	31.1	29.2	29.6	30.8	29.8	31.4	31.6

Tabelle B.1: Übersicht über die Simulationsergebnisse 1 bis 7 für eine Winterwoche

	Bezeichnung	Einheit	Simulationsnummer						
			9	10	7	8	11	12	13
Stromtarif T/N		\$	EE	EE	EE	EE	EE	EE	EE
Batteriekapazität		kWh	0	5	10	15	20	25	30
Strombezug vom EW	E_{EW}	kWh	30.1	30.9	31.6	32.2	32.7	33.0	33.5
Bezug stoch. Verbraucher	E_{sV}	kWh	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6
Batterie:									
Strom in Batterie	$E_{B,in}$	kWh	0	5.1	9.8	12.6	14.4	15.5	16.8
Strom aus Batterie	$E_{B,out}$	kWh	0.0	3.9	7.4	9.2	10.3	10.8	11.4
Abwärme	$Q_{B,A}$	kWh	0.0	1.3	2.6	3.3	3.7	3.9	4.2
Warmwasser:									
Strom	E_{WPWW}	kWh	2.9	2.4	2.0	1.6	1.4	1.1	0.9
COP	-	-	3.6	4.0	4.5	5.0	5.5	6.1	6.8
Energie aus WRG	Q_{WRG}	kWh	7.7	7.2	6.6	6.1	5.7	5.2	4.7
Energie von WP in Speicher	Q_{WPWW}	kWh	10.5	9.6	8.6	7.7	7.0	6.4	5.6
Speicherverluste	$E_{WW,V}$	kWh	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.8	0.8
Verluste Wärmetauscher	Q_{WT_V}	kWh	0.0	0.3	0.6	0.5	0.6	0.5	0.5
Energie aus Batterie in WW		kWh	0.0	1.1	2.0	2.7	3.1	3.4	3.8
Energiebezug WW	Q_{WW}	kWh	13.7	13.7	13.7	13.6	13.2	12.9	12.5
Heizen:									
Strom	E_{WP_H}	kWh	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6
COP	-	-	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8
Anergie aus Boden	Q_{Boden}	kWh	79.4	79.4	79.4	79.4	79.4	79.0	79.0
Heizenergie	Q_{WP_H}	kWh	93.0	93.0	93.0	93.0	93.0	92.5	92.5
Stromkosten		\$	12.0	10.2	8.5	7.6	7.1	7.0	6.9
Anteil der Bezüge vom EW:									
Tag		-	0.73	0.83	0.95	0.99	1.00	1.00	1.00
Nacht		-	0.27	0.17	0.05	0.01	0.00	0.00	0.00
Strombilanz:									
Stoch. Verbraucher	E_{sV}	kWh	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6
Warmwasser WP	E_{WPWW}	kWh	2.9	2.4	2.0	1.6	1.4	1.1	0.9
Batterieabwärme		kWh	0.0	1.1	2.0	2.7	3.1	3.4	3.8
Heizen	E_{WP_H}	kWh	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6
Verluste		kWh	0.0	0.1	0.4	0.6	1.0	1.3	1.6
Total Strombilanz	E_{EW}	kWh	30.1	30.9	31.6	32.2	32.7	33.0	33.5

Tabelle B.2: Übersicht über die Simulationsergebnisse 7 bis 13 für eine Winterwoche mit Variation der Akkukapazität

	Bezeichnung	Einheit	Simulationsnummer						
			9	10	7	8	11	12	13
Stromtarif T/N		\$	EE	EE	EE	EE	EE	EE	EE
Batteriekapazität		kWh	0	5	10	15	20	25	30
Strombezug vom EW	E_{EW}	kWh	16.6	17.2	17.6	17.7	17.9	18.1	18.3
Bezug stoch. Verbraucher	E_{sV}	kWh	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6
Batterie:									
Strom in Batterie	$E_{B,in}$	kWh	0.0	4.8	6.5	7.0	7.5	7.9	8.3
Strom aus Batterie	$E_{B,out}$	kWh	0.0	3.6	4.6	4.7	4.7	4.7	4.7
Abwärme	$Q_{B,A}$	kWh	0.0	1.3	1.7	1.8	1.8	1.9	2.0
Warmwasser:									
Strom	$E_{WP,WW}$	kWh	2.9	2.4	2.1	1.8	1.5	1.3	1.1
COP		-	3.7	4.0	4.3	4.6	4.9	5.3	5.8
Energie aus WRG	Q_{WRG}	kWh	7.8	7.2	6.8	6.4	6.0	5.6	5.2
Energie von WP in Speicher	$Q_{WP,WW}$	kWh	10.7	9.7	8.9	8.2	7.6	6.9	6.3
Speicherverluste	$E_{WW,V}$	kWh	0.9	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.7
Verluste Wärmetauscher	$Q_{WT,V}$	kWh	0.0	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Energie aus Batterie in WW		kWh	0.0	1.1	1.5	1.7	1.8	2.0	2.1
Energiebezug WW	Q_{WW}	kWh	13.7	13.7	13.4	13.0	12.6	12.2	11.8
Heizen:									
Heizung ausgeschaltet									
Stromkosten		\$	5.4	3.8	3.1	3.0	3.0	3.1	3.1
Anteil der Bezüge vom EW:									
Tag		-	0.51	0.63	0.69	0.71	0.71	0.71	0.71
Nacht		-	0.49	0.37	0.31	0.29	0.29	0.29	0.29
Strombilanz:									
Stoch. Verbraucher	E_{sV}	kWh	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6
Warmwasser WP	$E_{WP,WW}$	kWh	2.9	2.4	2.1	1.8	1.5	1.3	1.1
Batterieabwärme		kWh	0.0	1.1	1.5	1.7	1.8	2.0	2.1
Heizen	$E_{WP,H}$	kWh	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Verluste		kWh	0.0	0.1	0.4	0.6	0.9	1.2	1.5
Total Strombilanz	E_{EW}	kWh	16.6	17.2	17.6	17.7	17.9	18.1	18.3

Tabelle B.3: Übersicht über die Simulationsergebnisse 7 bis 13 für eine Sommerwoche mit Variation der Akkukapazität. Auch bei grossem Akku ist hier der Anteil des in der Nacht bezogenen Stromes relativ hoch. Dies liegt daran, dass für alle Simulationen Tag und Nacht jeweils zwölf Stunden dauern. Im Sommer gibt es aber länger Solarstrom. So wird auch zu "Nachtzeiten" noch Strom vom Netz bezogen, weil dieser dann noch günstig ist.

Quellenverzeichnis

- [1] Prof. Dr. Hansjürg Leibundgut
viaGialla - Wegbeschreibung für Gebäude für eine nachhaltige Energie-Zukunft
Zürich 2007
- [2] Danish Wind Industry Association
Jährliche Energieproduktion einer Windkraftanlage
www.windpower.org/de/tour/wres/annu.htm, Website, 22. Juni 2007
- [3] Danish Wind Industry Association
Leistungs-Calculator
www.windpower.org/de/tour/wres/pow/index.htm, Website, 10. Mai 2007
- [4] Bundesamt für Energie
Wochenstatistik Elektrizitätsbilanz 2005
Bern 2006
- [5] Bundesamt für Energie
Gesamte Erzeugung und Abgabe elektrischer Energie in der Schweiz 2005
Bern 2006
- [6] Dr. Günther G. Scherer
Renewable Energy Technologies 2
Vorlesungsskript, ETH Zürich, 2006
- [7] G. Brauner et al.
Verbraucher als virtuelles Kraftwerk: Potentiale für Demand Side Management in Österreich
im Hinblick auf die Integration von Windenergie
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Wien 2006
- [8] Ingo Stadler, Aleksandra Saša Bukvić-Schäfer
Demand Side Management as a Solution for the Balancing Problem of Distributed Generation
with high Penetration of Renewable Energy Sources
International Journal of Sustainable Energy, 23(4):157-167, Dezember 2003
- [9] F. Ygge, H. Akkermann, A. Anderson, M. Krejic, E. Boertjes
The HomeBots System and Field Test: A Multi-Commodity Market for Predictive Power
Load Management
In *PAAM'99: Business agents for energy services*, 1999
- [10] Elektrizitätswerke Zürich EWZ
Strommessung, Zürich, März 2007, Daten auf der beiliegenden CD

- [11] Meteotest
 Meteororm, Global Meteorological Database for Engineers, Planners and Education, Version 6.0
 Software 2007, www.meteororm.com
- [12] SolarLog-Home.de
 Website 2007, www.solarlog-home.de
- [13] Hellmut Berg
 Beziehungen zwischen Globalstrahlung, Sonnenscheindauer und Bewölkung
Pure and Applied Geophysics, 13(5-6), 1948
- [14] Federal Meteorological Handbook No. 1: Surface Weather Observations and Reports
 Office of the Federal Coordinator for Meteorological Services and Supporting Research (OFCM), 2005
- [15] 5M-das 5-Megawatt-Kraftwerk mit 126 Meter Rotordurchmesser
 Broschüre von Repower, 2006
- [16] Windland Energieerzeugungs GmbH
 Leistungsberechnung Windpark Meerwind
 Berlin 2005, Daten auf der beiliegenden CD
- [17] Energiekontor AG
 Energielieferung Windpark Misselwarden
 Bremen 2007, Daten auf der beiliegenden CD
- [18] Volker Quaschnig
 Systemtechnik einer Klimaverträglichen Elektrizitätserzeugung in Deutschland für das 21. Jahrhundert
 VDI-Verlag Düsseldorf, 2000
www.volker-quaschnig.de/publis/klima2000/index.html
- [19] Dr. Th. Afjei et al.
 Standardschaltungen für Kleinwärmepumpenanlagen; Teil 2: Grundlagen und Computersimulationen
 Bundesamt für Energie, Dezember 2002