

Strategische Initiative “SmartStability”

Smart Homes improving Power Network Stability



Jürg Bichsel, Heinz Eichin, Abdul Atisam Farooq, Caroline Hoffmann, Benjamin Lammel, Nicola Schulz, Holger Wache

Institut für , Hochschule

Gefördert durch die Fachhochschule Nordwestschweiz, Strategische Initiative “SmartStability”

Muttenz, Januar 2015

Management Summary

Die Strategische Initiative SmartStability hatte es sich zum Ziel gesetzt, die technischen sowie marktwirtschaftlichen Herausforderungen anzunehmen, welche durch den vermehrten Einbezug von erneuerbarer Energie zur Stromproduktion entstehen. SmartStability fokussiert dabei die Kernfrage, wie zukünftig ein stabiles und zuverlässiges Netz zur Verfügung stehen kann. Im Rahmen des Projekts gehen wir von einem dezentral organisierten und lokalisierten Energiemarkt aus. Zur Stabilisierung braucht es Speicherkapazitäten, welche insbesondere in Gebäuden als Gebäudemasse und Warmwasserspeicher zur Verfügung stehen. Darüber hinaus braucht es aber auch wirtschaftliche Anreize, so dass sich der Konsument aktiv am Energiemarkt beteiligt.

Um die technische sowie wirtschaftliche Sinnhaftigkeit des "SmartStability"-Ansatzes zu verifizieren, wurden lokale Energiesysteme, d.h. beheizte Häuser mit Warmwasserspeicher und ggf. Photovoltaikanlagen und Akkuspeichern physikalisch modelliert und die Einzelmodelle in einer realitätsnahen wirtschaftlichen Simulationsumgebung in der Form von "Prosumern" (= Produzenten und Konsumenten) integriert. Die Simulationsumgebung ist in der Lage, das physikalische Verhalten der zugrunde liegenden Energiesysteme zu reproduzieren, diese miteinander zu vernetzen sowie an wirtschaftliche Parameter zwecks einer Optimierung zu koppeln.

Ziel der Simulationsszenarien war das möglichst genaue zeitliche Erreichen eines vorgegebenen elektrischen Leistungs-Fahrplans (Gleitender Durchschnitt des Verbrauchs über 25h). Simuliert wurden Gemeinschaften von 5 bis 100 Häusern. Die Ergebnisse der Simulation zeigen eindeutig, dass die Abweichungen vom Fahrplan durch das marktwirtschaftliche Verhandlungsprinzip um circa 50% reduziert werden – nur durch den intelligenten Einsatz der heute in fast jedem Haushalt verfügbaren Ressourcen: Warmwasserboiler und Heizwärmepumpe. Bei Gemeinschaften mit 100 Häusern ist das Reduktionspotential am grössten. Durch den Einsatz von Speichermedien wie Batterien kann der Leistungsvorgabe sogar exakt gefolgt werden. Dabei werden im Durchschnitt weniger als 50% der technischen Möglichkeiten ausgenutzt – was noch weiteres Optimierungspotential andeutet.

Table of Contents

1	Einleitung	6
Part I: Das Haus als Wärmespeicher		8
2	Projektkontext	9
3	Definition Standardgebäude	10
3.1	Warum ein Standardgebäude?	10
3.2	Herleitung Standardgebäude	10
3.3	Strategisches Vorgehen bei der Simulation	12
3.4	Modell thermische Simulation	14
3.5	Fragestellungen	14
4	Simulationsergebnisse	15
4.1	Aussentemperatur -5°C , Tagesmittel der Globalstrahlung $< 25 \text{ W/m}^2$	15
4.2	Aussentemperatur 0°C , Tagesmittel der Globalstrahlung $> 90 \text{ W/m}^2$	16
4.3	Übergreifende Auswertung (alle Varianten) und Fazit	17
4.4	Bestimmung der Speicherfähigkeit des Gebäudes mittels Normen	17
5	Verwendung der Simulationsergebnisse im wirtschaftlichen Modell	19
5.1	Äquivalentes (RC-)Modell	19
6	Analytisches Modell für wirtschaftliche Simulation	21
6.1	Modellbildung Gebäude	21
6.1.1	Fall 1: Heizbetrieb mit Heizung ein	22
6.1.2	Fall 2: Heizbetrieb mit Heizung aus	25
6.1.3	Fall 3: Kühlbetrieb mit Kühlung ein	27
6.1.4	Fall 4: Kühlbetrieb mit Kühlung aus	28
6.2	Praktische Hinweise	29
6.2.1	Berechnung der zugeführten thermischen Leistung	29
6.2.2	Berechnung der zugeführten thermischen Energie	29
6.2.3	Einbindung Sole/Wasser oder Luft/Wasser-Wärmepumpe	30
Part II: Boiler, PV-Anlage, Batterie		33
7	Boiler Modeling	34
7.1	Experimental Setup	34
7.2	Model Derivation	36
7.3	Parameter Estimation and Results	41
7.4	Model Scaling	42

8	PV Power System Modeling	44
8.1	Solar position and irradiance calculation	44
8.2	Heating model	45
8.3	Power calculation	45
8.4	Results	46
9	Battery modeling	47
Part III: Simulationsumgebung auf marktwirtschaftlichen Prinzipien		48
10	Economical Model	49
10.1	Actors	50
10.2	Tradable goods	50
10.3	Price formation	50
10.3.1	General Price Formation	51
10.3.2	Specific Price Formation	51
10.3.3	Penalty fee	53
10.4	Communication	54
10.5	Trading Process	55
11	Simulation Environment	58
11.1	User Interface	58
11.1.1	Control Row	58
11.2	Configuration (XML-File)	59
11.2.1	General.xml	59
11.2.2	Specific.xml	60
11.3	Configuration (GUI)	64
11.4	Consumption	64
11.5	Electric Consumers Interface	65
11.6	Boiler Module	66
11.7	Heatpump Module	67
11.7.1	Transforming thermal energy/power into electric energy/power	68
11.8	Photovoltaic	70
11.9	Battery	70
11.10	Architecture	71
11.10.1	Overall Picture	71
11.10.2	Important Interfaces	72
11.10.3	Sensor Interface	72
11.10.4	Boiler	73
11.10.5	Heatpump	74
11.10.6	Sensors	75
11.10.7	Battery	76

12	Evaluation Results	77
12.1	Scenarios	77
12.2	Simulation	79
12.2.1	General Preferences	79
12.2.2	Results	79
12.2.3	Reference Scenarios	83
12.2.4	Trading Scenarios	83
12.3	Simulation environment	86
13	Future Work	87
13.1.1	Gebäudemodell	87
13.1.2	Boiler's Model	87
13.1.3	PV Power System Model	87
13.2	Simulation environment	87
14	Literature	89
	Part IV: Anhang	92
15	Rahmenbedingungen Gebäudesimulation	93
15.1	Grundlagen	93
15.2	Simulationsmodell	93
15.3	Simulationsparameter für die Fassade und die Räume	94
15.3.1	Aussenbauteile	94
15.3.2	Innenwände und Möbel	95
15.3.3	Abgehängte Decken	95
15.3.4	Interne Wärmelasten: Personen, Geräte und elektrische Beleuchtung	95
15.3.5	Externe Wärmelasten: Feststehende Verschattungen	95
15.3.6	Feuchtelasten	95
15.3.7	Lüftung	95
15.3.8	Wärmeabgabe	96
15.3.9	Steuerung Sonnenschutz	96
15.3.10	Erdreichtemperaturen	97
15.3.11	Klimadaten	97

1 Einleitung

Das schweizerische Elektrizitätsnetz und die Stromerzeugung werden in den kommenden Jahren eine starke Umgestaltung erfahren. Die bisherigen Energieversorgungsunternehmen werden durch neue Marktteilnehmer bereichert. Auf der Seite der Stromproduzenten drängen neue Lieferanten ins Netz, angefangen bei Kleinproduzenten mit Photovoltaikanlagen bis hin zu Genossenschaften, welche die Produktion und Vermarktung von „grünem Strom“ als Basis für ihr Geschäft verstehen. Die Vorstellung der heutigen Netzbetreiber und Stromproduzenten, dass die Produktionskosten für Strom aus Sonne und Wind nie ein marktkonformes Preisniveau erreichen, wurde eindrücklich durch den Preiszerfall des Photovoltaikstroms widerlegt. Für viele private Investoren wird es daher nun interessant, in die Stromerzeugung mit Sonne und Wind zu investieren. Dieser Trend wird sich fortsetzen: Auf der Marktseite wird sich die Anbieterstruktur vollständig verändern, Stromkunden werden plötzlich auch Stromproduzenten sein. Die klassische Rollentrennung zwischen „Consumer“ und „Producer“ geht verloren und der „Prosumer“ bekommt einen neuen Zugang zum Energiemarkt.

Hiermit entstehen eine Reihe neuer Herausforderungen. Auf der technischen Seite entsteht die neue Herausforderung, die durch Sonne und Wind fremdgesteuerte Energie so zu regeln und optimieren, dass das Netz und die Stromproduktion mit gleicher Zuverlässigkeit wie heute funktionieren. Speziell ergeben sich Probleme durch die stark schwankende Energieproduktion, die nicht direkt mit einem Bedarf auf der Kundenseite abgedeckt werden kann. Die Gefahr besteht, dass das Netz instabil wird, bis hin zu einem „black out“.

Stimmt die erzeugte Strommenge mit dem Bedarf nicht überein, so sind für eine effiziente Stromwirtschaft zwingend Speicher notwendig, um Angebot und Nachfrage abzugleichen. Heute werden vor allem die Speicherung in Stauseen, in Batterien, in Druckluftspeichern und in der Umwandlung von elektrischem Strom in Wasserstoff (power to gas) diskutiert. Hierbei bleibt das bereits heute natürlich vorhandene Speichervolumen der Gebäude unberücksichtigt. Diese (thermischen) Speicher können auch zur Stabilisierung des Stromnetzes herangezogen werden.

Neben dem ungenutzten Potential von Gebäuden zur Speicherung von Energie stellt sich die Frage, wie die Stabilisierung des Netzes überhaupt erreicht werden kann. In der Vergangenheit wurden viele Ideen präsentiert, die aber nicht wirklich überzeugen können („smart meter“, „smart grid“ etc.), da diese kaum Marktanreize schaffen und technisch nicht überzeugen.

Zielsetzung

Zur Einbindung eines grossen Anteils regenerativer Energieerzeugung werden enorme Energiespeicher erforderlich. Diese lassen sich besonders wirtschaftlich durch die grossen Speichermöglichkeiten in den Gebäuden selbst realisieren. Damit können Gebäude einen neuartigen Beitrag zur Energiewende und zur umweltfreundlichen Energieerzeugung leisten. Bis heute existieren keine Arbeiten, welche explizit die Speichermasse des Gebäudes zur Stabilisierung des Netzes verwendet.

Zur Stabilisierung des Stromnetzes werden zellularen Einheiten weiterentwickelt, die sich selbst stabilisieren und auf marktwirtschaftlichen Prinzipien basieren. Als Basiskonzept werden Collaborative Smart Homes entwickelt, welche (überschüssige) Energie speichern und ggf. wieder abgeben können, sich miteinander autonom koordinieren um gemeinsam das Netz zu stabilisieren und für ihre Aufwände vergütet werden. Die Wichtigsten zugrunde liegenden Fragestellungen sind:

- Wieweit lässt sich die Netzbelastung durch nahezu autonome Zellen minimieren?
- Welche thermischen und elektrischen Speichermöglichkeiten in Gebäuden gibt es und wie können diese miteinander gekoppelt werden?
- Wie sehen die erforderlichen Steuer-, Regel- und Optimierungsmöglichkeiten aus?
- Wie können verschiedene Smart Homes autonom kooperieren, um Energiebedarf und Energieüberschuss auszugleichen und dabei die Netzstabilität zu gewährleisten?
- Wie könnte ein Businesskonzept für die Vergütung der Aufwände aussehen? Wie kann ein marktwirtschaftliches Prinzip eingeführt werden?

Collaborative Smart Homes müssen sukzessive ins bestehende Stromnetz integriert werden und sollten einfach, zeitnah und kostengünstig realisierbar sein. Dies resultiert in Fragenstellungen wie die Kompatibilität einzelner Zellen zum bestehenden Stromnetz zu erreichen ist und welche heute kommerziell verfügbaren Komponenten, Technologien und Kommunikationsprotokolle sich hierfür einsetzen lassen.

Der nachfolgende Bericht stellt die Langfassung des Abschlussberichts dar. Er fasst die gewonnenen Erkenntnisse des Projekts „SmartStability“ zusammen. Entsprechend seiner Arbeitspakete gliedert sich der Bericht in 3 Teile.

1. Das Haus als Wärmespeicher
Hier wird das thermische Modell für die Gebäude hergeleitet und beschrieben
2. Boiler, Photovoltaikanlage und Batterie
Hier werden die Herleitungen und mathematischen Modelle für den Boiler, die Photovoltaikanlage und Batterie beschrieben
3. Simulationsumgebung auf marktwirtschaftlichen Prinzipien
Hier werden die Grundzüge des ökonomischen Modells umrissen, die Simulationsumgebung für Gruppen von Häusern vorgestellt und die Ergebnisse der ersten Simulationen rapportiert.

Part I: Das Haus als Wärmespeicher

Autoren: Caroline Hoffmann, Jürg Bichsel

2 Projektkontext

Ziel des Projektes ist es ein wirtschaftlich attraktives Modell zur Stabilisierung des Stromnetzes zu entwickeln. Einheiten dieses Modells sind vernetzte Gebäude (und dazugehörige technische Einrichtungen), welche nicht nur Energie konsumieren, sondern Energie speichern und / oder bereitstellen können.

Der Bereich des Energiespeicherns in der thermischen Gebäudemasse soll mittels thermischen Simulationen untersucht werden, damit diese Grösse im wirtschaftlichen Modell richtig berücksichtigt wird. Das Vorgehen dabei und die Ergebnisse sind Gegenstand dieses Berichtes.

Wie Abbildung 1 zeigt, gliedert sich das Vorgehen in drei Schritte auf. Zunächst wird ein Standardgebäude definiert. In einem zweiten Schritt wird dieses mit den entsprechenden Rahmenbedingungen berechnet. Im letzten Schritt werden die relevanten Grössen für die Verwendung im wirtschaftlichen Modell ermittelt.

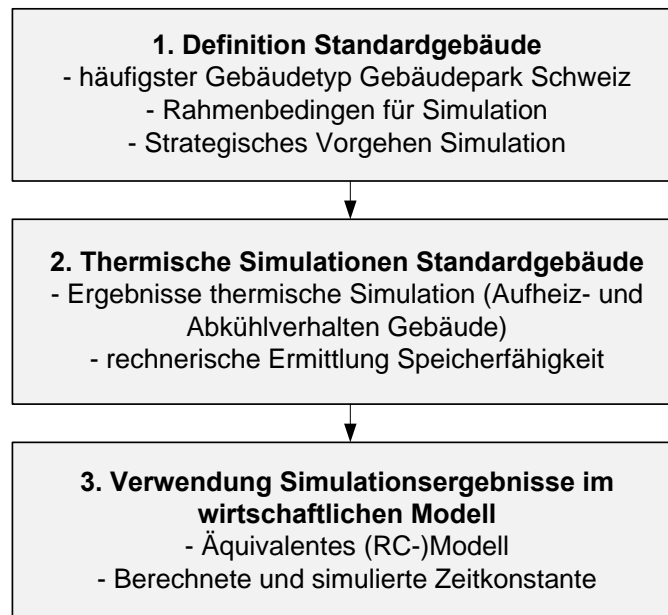


Abbildung 1: Konzeptionelles Vorgehen

3 Definition Standardgebäude

3.1 Warum ein Standardgebäude?

Ziel des Projektes ist es ein wirtschaftlich attraktives Modell zur Stabilisierung des Stromnetzes zu entwickeln. Einheiten dieses Modells sind vernetzte Gebäude (und dazugehörige technische Einrichtungen), welche nicht nur Energie konsumieren, sondern Energie speichern und / oder bereitstellen können.

Um einen möglichst grossen Anteil des bestehenden Schweizer Gebäudeparks mit unseren Überlegungen abzudecken, konzentrieren wir uns bei der Untersuchung der Gebäude in einem ersten Schritt auf den am häufigsten vorkommenden Gebäudetyp. Dieser stellt unser «Standardgebäude» dar, welches wir weiter untersuchen.

Das Standardgebäude kann unterschiedliche Funktionen zur Netzstabilisierung haben:

1. Elektrischer Verbrauch (Bezug)
2. PV auf dem Dach (Produktion) + Elektroauto (Bezug und Speicherung)
3. Wärmepumpe für Heiz- und Kühlzwecke (Bezug) + Boiler als direkte Umwandlung elektrischer Energie (Bezug und Speicherung), keine Flächenheizung, z. B: Radiator
4. Wärmepumpe für Heiz- und Kühlzwecke (Bezug) + Boiler als direkte Umwandlung elektrischer Energie (Bezug und Speicherung), Flächenheizung, z. B. Fussbodenheizung (Bezug und Speicherung)
5. Batterie

Bei Fall 4 ist derzeit unbekannt, wie gross die Speicherfähigkeit der Gebäudemasse ist. Das soll mit Simulationen untersucht werden.

Ergänzend zur obigen Auflistung gibt Tabelle 1 eine Übersicht zu den Verwendungsarten von Strom und den Speichermöglichkeiten

Tabelle 1: Übersicht Verwendungsarten Strom und Speichermöglichkeiten

* = Vorheizen Auto im Winter

	Strom → Wärme	Strom → Strom	Speicher
Elektrischer Verbrauch	ja	-	-
PV	-	ja	-
Elektroauto	(ja)*	ja	elektrisch
WP Heizen / Kühlen	ja	-	thermisch
Boiler ohne WP	ja	-	thermisch
Batterie	-	ja	elektrisch

3.2 Herleitung Standardgebäude

Damit das Standardgebäude einen möglichst grossen Teil der bestehenden Gebäudesubstanz abbildet, wählen wir folgendes Vorgehen:

- Betrachtung Gebäudepark Schweiz
- Welche Gebäudetypen kommen am häufigsten vor (Bereich Wohnen)?
- Blick auf die zukünftige Entwicklung (Nutzung)
- Eingrenzung Gebäude für Simulation

Wie die Abbildung 2 und 3 zeigen bestehen ca. 50% des Gebäudeparks in der Schweiz aus Wohngebäuden (inkl. gemischt genutzte Wohngebäude). In der Gruppe der Wohngebäude sind 58% Einfamilienhäuser (EFH) und 26% Mehrfamilienhäuser (MFH).

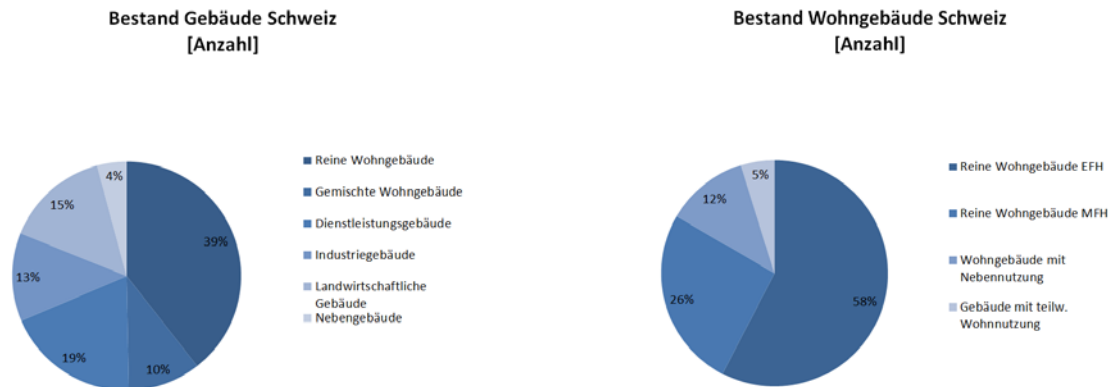


Abbildung 2: Links: Bestand Gebäude Schweiz. Rechts: Aufteilung des Wohngebäudebestands in der Schweiz. Quelle links und rechts: [1]

Wenn man sich auf die Gruppe der EFH konzentriert, dann sind innerhalb dieser Gruppe die meisten Gebäude zweigeschossig. Vom Baualter her sind die meisten Gebäude in dieser Gruppe nach dem zweiten Weltkrieg in den Jahren 1946 - 2012 erbaut.

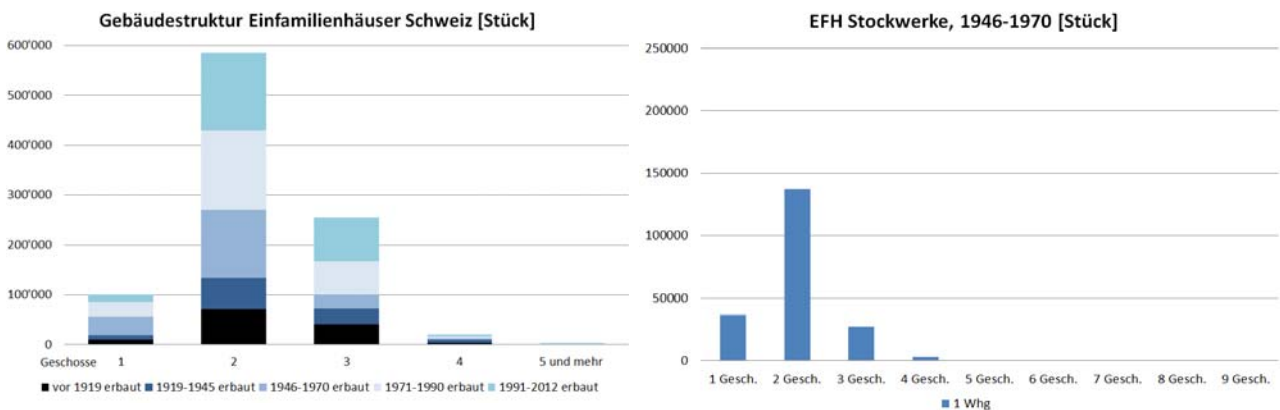


Abbildung 2: Links: Anzahl Geschosse und Alter der EFH Schweiz. Quelle: Bundesamt für Statistik, 2012, T9.2.1.6, rechts: Anzahl Geschosse EFH in der Baualtersklasse 1946-1970. Quelle: Bundesamt für Statistik, 2012, px-d-09-2A01

Da es keine statistischen Daten zur Lage, zur Gebäudeform und Bauweise von Wohngebäuden gibt, greifen wir bei dieser Frage auf Untersuchungen aus Deutschland zurück [2]. Danach sind die meisten EFH freistehend und haben jeweils ein unbeheiztes Dach- und Kellergeschoss. Der Verglasungsanteil liegt für EFH bei ca. 18% [2]. Wenn man vom Baualter ausgeht, so ist anzunehmen, dass das Gebäude mit Betondecken und Hohlsteinmauerwerk (tragende Wände) errichtet ist [3], [4].

Wir gehen davon aus, dass das Bestandsgebäude saniert wird, d.h. es werden die Aussenbauteile gedämmt und neue Fenster eingesetzt. Der Dämmstandard entspricht der Vernehmlassung SIA 380/1:2013 für Sanierung. Konkret bedeutet dies eine Dreifachverglasung und auf den opaken Bauteilen 12-14 cm Dämmung.

Aus der Analyse des Gebäudebestands ergibt sich das folgende Fazit für die Gebäudewahl:

- 2-geschossiges EFH, saniertes Bestandsgebäude
- Orientierung Hauptglasflächen Süd / West

- EFH freistehend
- Unbeheiztes Steildach, Decke zum Dachgeschoss gedämmt
- Unbeheizter Keller (in der Simulation wird der Keller nicht berücksichtigt¹), Decke unterseitig gedämmt
- Massive Bauweise, Decken Beton, Wände Backsteinmauerwerk, Innenwände Backsteinmauerwerk
- Verglasungsanteil: ca. 18%

Das derzeit simulierte Gebäude verfügt nur über eine Heizung (derzeit keine Kühlung). Die Wärmeabgabe wird über die Böden realisiert. Das Gebäude wird über eine Lüftung mit Wärmerückgewinnung belüftet. Zusammen mit der Fensterlüftung liegt der Luftwechsel bei 0.7 h^{-1} (Herleitung dieser Zahl siehe Anhang "Rahmenbedingungen Simulation").

Grundsätzlich ist bei einer Weiterführung des Projektes die Simulation weiterer Gebäudetypen geplant, eine Übersicht gibt Tabelle 2. Die im vorliegenden Projekt betrachteten Parameter sind gelb markiert.

Tabelle 2: Nutzungstypen, Bauweisen und Orientierungen. Gelb hinterlegt sind die Nutzung, Bauweise und Orientierung, welche für das Typengebäude gelten.
Definitionen (in Anlehnung an SIA 180:2014, S. 41)
Schwere Bauweise: Decken: Beton; Aussenwände: Mauerwerk oder Beton
Mischbauweise: Decken: Beton; Aussenwände: Leichtbau
Leichte Bauweise: Decken: Leichtbau, Aussenwände: Leichtbau

		EFH	MFH	Sonstige
Nutzung	Wohnen	x	x	
	Verwaltung			x
Bauweise	Schwer	x	x	x
	Mischbau	x	x	x
	Leichtbau	x	x	x
Orientierung	Süd / West	x	x	x
	Ost / West			
	Nord / Süd	x	x	x

3.3 Strategisches Vorgehen bei der Simulation

Die Rolle des Gebäudemodells im wirtschaftlichen Modell ist es - vereinfacht gesagt - Wärme aufnehmen und abgeben zu können. Dieser Vorgang wird mit Berücksichtigung aller beeinflussenden Faktoren wie Solarstrahlung, Temperatur, interne Lasten und Nutzerverhalten zunehmend kompliziert. Für die reine Potenzialabschätzung und Integration in das wirtschaftliche Modell bestand innerhalb des Projektteams der Wunsch nach einem vereinfachten Gebäudemodell, das sich im Idealfall in einer einzigen Formel zusammenfassen lässt.

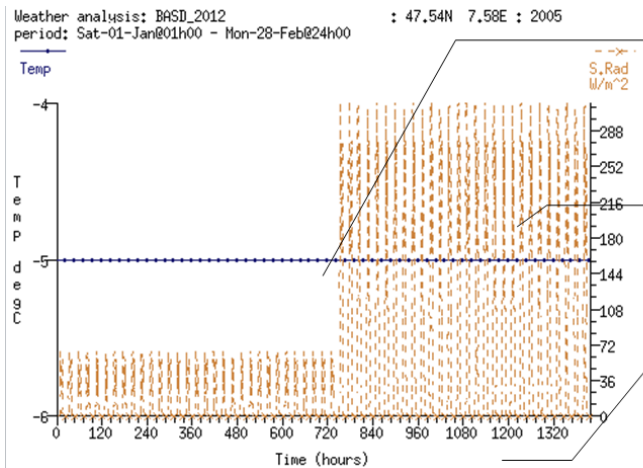
Allerdings ist bei der Gebäudedarstellung in einer einzigen Formel mit grossen Ergebniseinbussen durch Vereinfachung zu rechnen.

Der von uns gewählte Mittelweg besteht darin, das Gebäudeverhalten, insbesondere seine Speicherefähigkeit, mittels mehrerer Funktionen abzubilden. Dazu werden Vereinfachungen der Randbedingungen getroffen, um die Gebäudereaktion ohne störende Einflüsse klar darstellen zu können. Dies betrifft die folgenden Bereiche:

¹ Um ein möglichst ungestörtes Gebäudeverhalten abbilden zu können, wurde nach ersten Testsimulationen eine aussenseitig gedämmte Bodenplatte gegen Erdreich angenommen.

Für die Aussentemperatur werden Temperaturbereiche gebildet, -5°C , 0°C , 5°C , 10°C (bei höheren Aussentemperaturen muss das Gebäude - in Abhängigkeit von der Solarstrahlung - nicht beheizt werden), siehe Abbildung 4.

- Für die Solarstrahlung werden in Abhängigkeit vom Tagesmittel der Globalstrahlung Strahlungsklassen gebildet: $< 25 \text{ W/m}^2$, $< 90 \text{ W/m}^2$, $> 90 \text{ W/m}^2$
- Die internen Lasten werden weggelassen
- Es gibt eine konstante Fensterlüftung von 0.58 h^{-1} (thermisch wirksamer Luftwechsel gesamt: 0.7 h^{-1})



Aussentemperatur mit 4 Temperaturbereichen (-5°C , 0°C , 5°C , 10°C) abgebildet

Solarstrahlung mit jeweils 3 Gruppen: Tagesmittel Globalstrahlung $< 25 \text{ W/m}^2$, $< 90 \text{ W/m}^2$ und $> 90 \text{ W/m}^2$

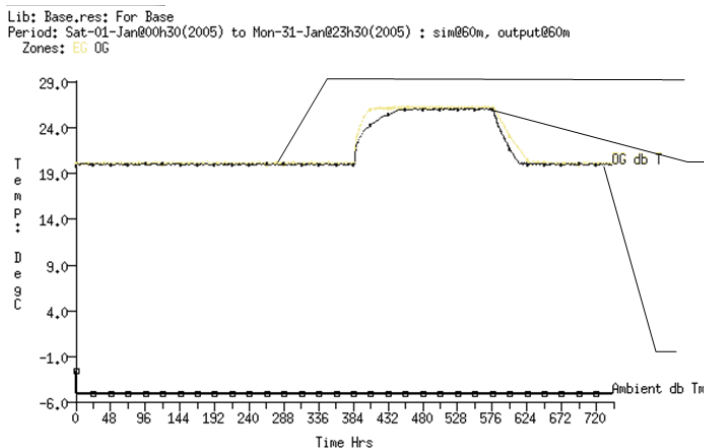
Meteodaten Basel 2012 daraus typische Tage herausgegriffen, Gleicher Tag wird 4 Wochen wiederholt

Abbildung 4: Synthetisierung der Meteodaten. Die Grafik zeigt die Globalstrahlung und die Aussentemperatur. Für einen Zeitraum von 4 Wochen werden täglich die gleichen Meteodaten verwendet. Die rot angelegten Bereiche in der Beschriftung werden nachstehend detaillierter ausgewertet.

Für jede dieser Meteobedingungen werden für den Gebäudebetrieb die folgenden Randbedingungen gewählt (siehe auch Abbildung 5)

1. Die Räume werden auf eine Basistemperatur von 20°C gebracht.
2. Ist dieser Zustand eingeschwungen, so wird der Raum über die Fussbodenheizung als "Heizfläche" auf 26°C beheizt
3. Es werden das Aufheizverhalten, sowie die Dauer der Aufheizperiode ausgewertet.

Dieses Vorgehen wird für das Abkühlverhalten des Gebäudes wiederholt.



Zu Beginn des Monats schwingt sich das Gebäude (inkl. Speichermassen) bei einer Solltemperatur von 20°C ein

Die Raumlufttemperatur hat nun eine Solltemperatur von 26°C , die «Heizzone» beginnt mehr Wärme abzugeben

Die Solltemperatur beträgt nun wieder 20°C , die «Heizzone» gibt weniger Wärme ab.

Abbildung 5: Vorgehen um das Aufheiz- und Abkühlverhalten des Gebäudes zu untersuchen. Die Grafik zeigt die Innentemperatur im EG und im OG und das Aufheiz- und Abkühlverhalten der Zonen.

3.4 Modell thermische Simulation

Die Abbildung 6 zeigt das Simulationsmodell.

Die Wärmeabgabe wird über eine Fussbodenheizung realisiert.

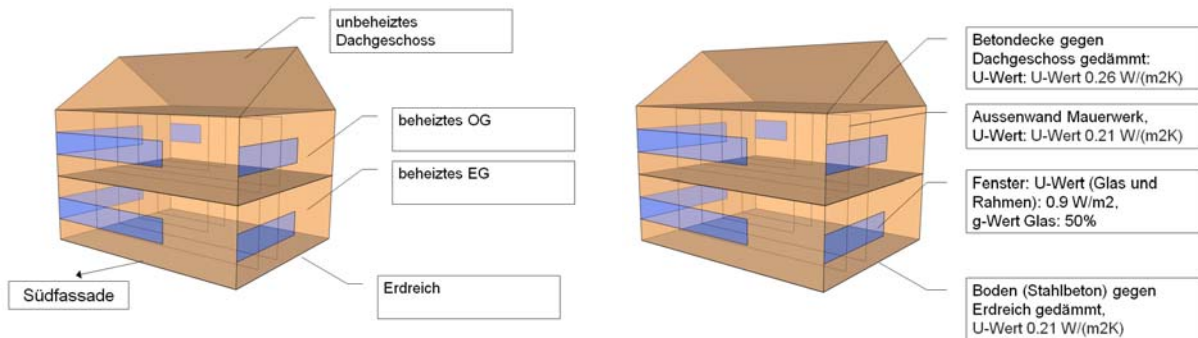


Abbildung 6: Gebäudemodell aus der Simulation. Links: Zonierung, rechts: U-Werte der Aussenbauteile

3.5 Fragestellungen

Mit den Simulationen sollen die nachfolgenden Fragestellungen geklärt werden. Dabei gelten als Rahmenbedingungen: keine internen Wärmegewinne und konstante Aussentemperaturen innerhalb einer bestimmten Strahlungsklasse der Globalstrahlung

- Frage 1 Wie lange benötigt das Gebäude um sich von 20°C auf 26°C aufzuheizen?
(Heizung an)
- Frage 2 Wie lange benötigt das Gebäude um sich von 20°C auf 26°C abzukühlen?
(Heizung aus)

4 Simulationsergebnisse

Tabelle 3 zeigt die erstellten Simulationen im Überblick. Gelb markiert sind diejenigen Simulationsergebnisse, welche nachfolgend exemplarisch besprochen werden.

Tabelle 3: Simulierte Fälle. Gelb hinterlegt sind die Varianten, welche nachfolgend ausführlich besprochen werden.

Ausstemperatur [°C]	Tagesmittel Globalstrahlung [W/m ²]	Aufheizverhalten [-]	Abkühlverhalten [-]
-5	< 25	x	x
-5	< 90	x	x
-5	> 90	x	x
0	< 25	x	x
0	< 90	x	x
0	> 90	x	x
5	< 25	x	x
5	< 90	x	x
5	> 90	x	x
10	< 25	x	x
10	< 90	x	x
10	> 90	x	x

4.1 Ausstemperatur -5°C, Tagesmittel der Globalstrahlung < 25 W/m²

Wie Abbildung 7 zeigt, unterscheiden sich das Aufheiz- und Abkühlverhalten des Erdgeschosses (EG) und des Obergeschosses (OG).

Das OG braucht länger zum Aufheizen und kühlt schneller aus.

Als Gründe sind anzuführen:

- Das EG wird über die Fussbodenheizung, aber auch über die Wärmeabgabe der Decke (trotz 2 cm Dämmung unter der Fussbodenheizung) beheizt.
- Das OG hat über die Decke zum unbeheizten DG mehr Transmissionsverluste als das EG (Erdreichtemperatur liegt bei minimal 7°C)

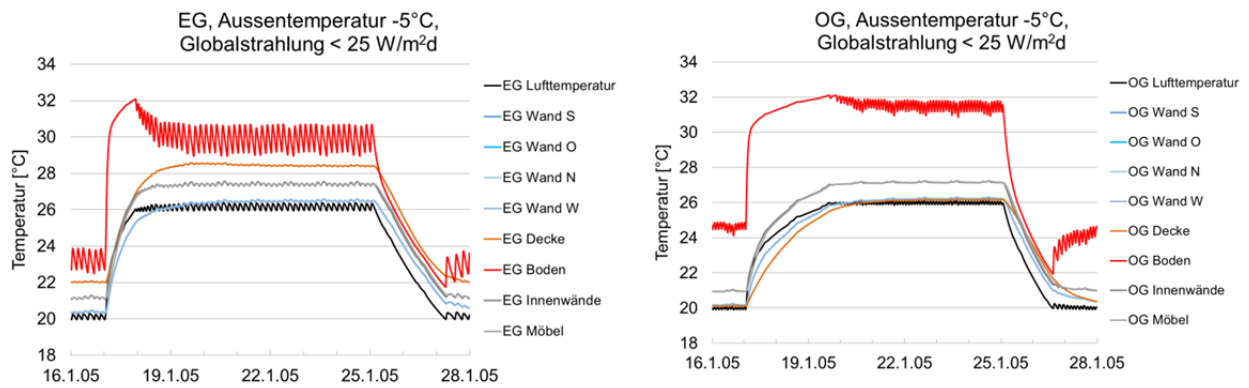


Abbildung 7: Temperaturverlauf im Raum und auf den raumseitigen Oberflächen für das EG (links) und das OG (rechts). Aussentemperatur 5°C, Tagesmittel der Globalstrahlung < 25 W/m², die maximale Vorlauftemperatur der "Fussbodenheizung" EG und OG beträgt 36°C

4.2 Aussentemperatur 0°C, Tagesmittel der Globalstrahlung > 90 W/m²

Abbildung 8 zeigt das Verhalten des EG und des OG bei einer konstanten Aussentemperatur von 0°C und einer hohen solaren Einstrahlung.

Es wird deutlich dass die hohen solaren Erträge die Regelmässigkeit des Aufheiz- und Abkühlverhaltens der Räume "stören".

Würden zusätzlich noch interne Wärmegewinne berücksichtigt, wäre auch hier mit einer weiteren Überlagerung, bzw. "Störung" zu rechnen.

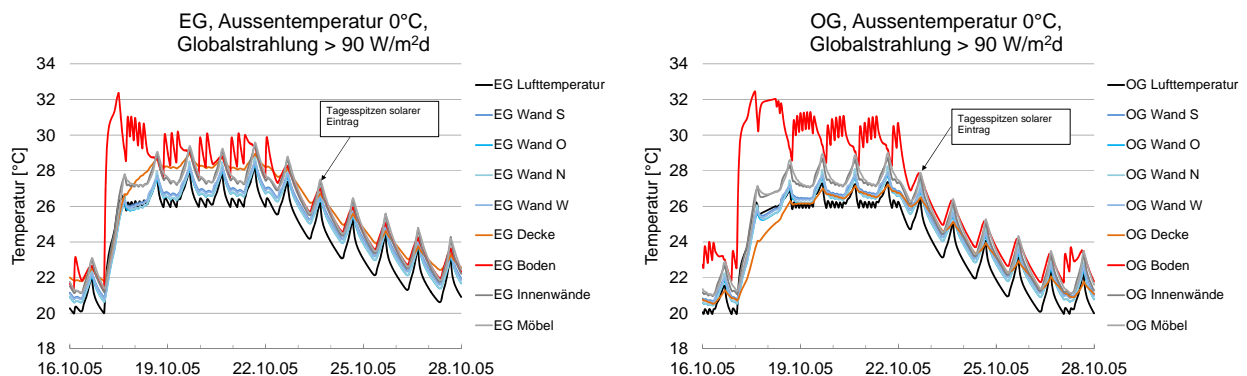


Abbildung 8: Temperaturverlauf im Raum und auf den raumseitigen Oberflächen für das EG (links) und das OG (rechts). Aussentemperatur 0°C, Tagesmittel der Globalstrahlung > 90 W/m²

4.3 Übergreifende Auswertung (alle Varianten) und Fazit

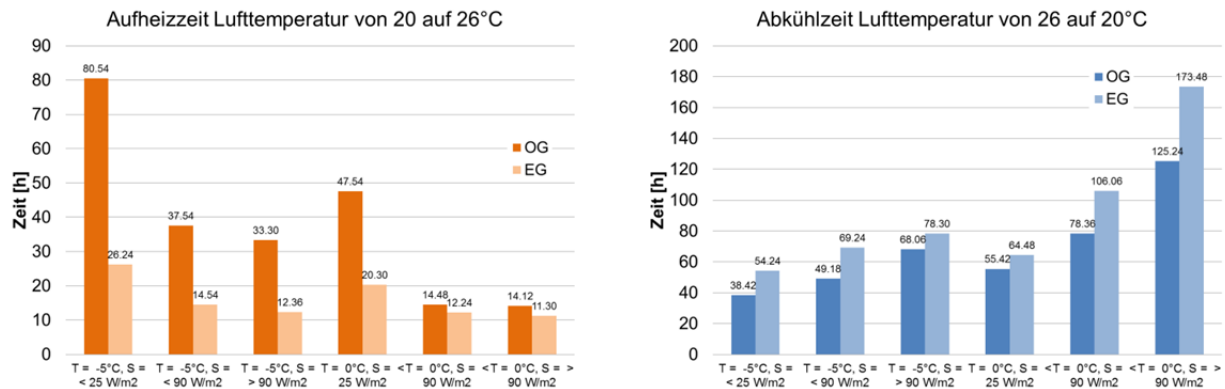


Abbildung 9: Anzahl Stunden beim Aufheizen und beim Abkühlen für das EG und das OG

Beim EG liegt die Aufheizzeit - in Abhängigkeit von Temperatur und Strahlung - zwischen 12 und 26 Stunden. Die Temperatursteigerung² liegt im Mittel zwischen 0.23 -0.53 K/h. Die Abkühlzeit liegt zwischen 54 und 173 Stunden, die mittlere Temperaturabsenkung zwischen 0.03 – 0.11 K/h.

Im OG verhält es sich umgekehrt: die Aufheizzeit ist insgesamt länger (zwischen 14 und 80 Stunden, bei einer Temperatursteigerung von 0.07 -0.42 K/h im Mittel). Im Gegensatz dazu ist die Abkühlzeit kürzer als im EG (zwischen 38 - 125 Stunden, bei einer mittleren Temperaturabsenkung: 0.05 – 0.16 K/h).

4.4 Bestimmung der Speicherkapazität des Gebäudes mittels Normen

Die Speicherkapazität des Gebäudes kann mittels Normen berechnet werden. Gemäss SIA 180:2014 [5] (Anhang D) wird das Verfahren nach EN ISO 13786:2006 vorgeschlagen. Für die Berechnungen wurde das SIA Tool "Berechnung der Wärmespeicherkapazität" verwendet.

² Vereinfachend wurde hier die Temperaturdifferenz von 6 K durch die Anzahl der Stunden geteilt. In der Realität ist das Aufheiz- und Abkühlverhalten des Gebäudes nicht linear, sondern exponentiell. Zu Beginn der Aufheizperiode wird pro Stunde eine grössere Temperaturdifferenz überbrückt. Beim Abkühlen ist das Verhalten (in umgekehrter Richtung) gleich.

Berechnungen Raumgeometrie			
Netto-Bodenfläche	A_{NGF}	77.6	m^2
Gesamte Hüllfläche	A		m^2
Hüllfläche ohne Fenster/Türen	A	287.9	m^2

Berechnung der Wärmekapazität									
	Flächen A_e m^2			ohne R_{se} / R_{si}			mit R_{se} / R_{si}		
	Fläche aus Blatt Geometrie		Fläche für Berechnung	χ_i	C_e	$C_e / \Sigma C_e$	χ_i	C_e	$C_e / \Sigma C_e$
				Wh/ m^2K	Wh/K	%	Wh/ m^2K	Wh/K	%
DA				89			25		
BO		77.6	77.6	36	2'783	23%	19	1'454	28%
ZD (Dach)		77.6	77.6	89	6'876	56%	25	1'938	38%
ZD (Boden)									
AW 1		87.5	87.5	18	1'559	13%	12	1'056	21%
AW 2									
IW 1		32.6	32.6	18	588	5%	13	421	8%
IW 2		12.7	12.7	32	403	3%	21	265	5%
Summe			287.9		12'208	100%		5'135	100%
A_{NGF}		77.6	77.6						

Wärmekapazität bezogen auf die Nettofläche			
Raumwert ohne R_{si} (SIA 380/4, SIA 384.201)	C_R / A_{NGF}	157.3	Wh/(m^2K)
Raumwert mit R_{si} (Norm SIA 382/1)	C_R / A_{NGF}	66.2	Wh/(m^2K)

Abbildung 10: Berechnung wirksame Wärmespeicherfähigkeit mit dem SIA Tool für das EG. Für das OG liegt die Speicherfähigkeit bei 163 Wh/(m^2a)

Die flächenspezifische Wärmespeicherfähigkeit für das EG liegt bei 157 Wh/(m^2K). Gemäss EN ISO 13786 wird die Wärmespeicherfähigkeit ohne Berücksichtigung des Wärmeübergangswiderstandes R_{si} für Wärmeschwankungen mit einer Periode von 24h berechnet (siehe Abbildung 11).

Periodendauer der Schwankungen	1 h	1 Tag	1 Woche
Effektive Höchstdicke	20 mm	100 mm	250 mm

ANMERKUNG Diese wirksamen Dicken stellen genäherte Werte dar. Der gebräuchliche Wert der Temperaturleitfähigkeit entspricht annähernd dem von Beton, Gips und Mörtel. Temperaturleitfähigkeiten für gewöhnliche Baustoffe (ausgenommen Dämmstoffe und Metalle) reichen von $0,12 \times 10^{-6} m^2/s$ (Kiefernholz) bis $1 \times 10^{-6} m^2/s$ (Kalkstein). Die tatsächliche wirksame Dicke kann dann zwischen 40 % und 120 % des konventionellen Wertes betragen.

Abbildung 11: Auszug aus der EN ISO 13786:2007, Tabelle A.1 "Effektive Höchstdicke in Abhängigkeit von der Periodendauer der Schwankungen"

Zum Vergleich: für ein ähnliches Gebäude, bei dem die Speicherfähigkeit ebenfalls gemäss EN ISO 13786 untersucht wurde, lag diese bei 133 Wh/(m^2K) [6]. Da das Gebäude mit Ytong-Steinen erreicht ist, ist es plausibel, dass seine Speicherfähigkeit etwas unter dem hier untersuchten Typengebäude liegt.

5 Verwendung der Simulationsergebnisse im wirtschaftlichen Modell

5.1 Äquivalentes (RC-)Modell

Ziel des wirtschaftlichen Modells ist es eine Kollaboration von Gebäuden auf der Basis von marktwirtschaftlichen Prinzipien aufzuzeigen. Das Gebäude mit seinen technischen Einrichtungen ist damit die kleinste Zelle untereinander kommunizierender Einheiten. Diese kleinste Zelle kann Energie verbrauchen (Strom, Licht etc.), erzeugen (PV) und speichern (Gebäudemasse und Warmwasserspeicher als Speicher zur Lastverschiebung). Um das Gebäude als kleinste Zelle richtig abzubilden müssen seine Eigenschaften definiert werden.

Als Ergebnis der thermischen Simulation sollen speziell die Speichereigenschaften des Gebäudes in das wirtschaftliche Modell miteinfließen. Der Input in das wirtschaftliche Modell soll zum einen möglichst einfach sein, zum anderen aber komplexe Vorgänge wie Aufheizen und Abkühlen adäquat berücksichtigen.

In Anlehnung an ISO 13790:2008 kann ein Gebäude mit fünf Widerständen und einer Kapazität abgebildet werden. Dieses Denkmodell wird etwas vereinfacht und auf die vorliegende Fragestellung angepasst. Einzelheiten dazu finden sich im Kapitel 5.

Das Gebäudeverhalten kann über die Zeitkonstante charakterisiert und im äquivalenten (RC-)Modell berücksichtigt werden. Die Zeitkonstante beschreibt den Zeitverlauf, mit dem ein Gebäude auskühlt oder sich aufheizen lässt. Die Länge dieser Periode hängt zum einen von der Höhe der Wärmespeicherfähigkeit der beheizten Zone ab, zum anderen bestimmen die spezifischen Transmissions- und Lüftungswärmeverluste das Zeitverhalten. Eine hohe Zeitkonstante beschreibt Zonen oder Gebäude mit einer hohen Wärmespeicherfähigkeit und vergleichsweise geringen Wärmeverlusten. Die Zeitkonstante berechnet sich wie folgt:

$$\tau = \frac{C_{\text{wirk}}}{H_T + H_V}$$

Wobei:

τ = Zeitkonstante (h)

C_{wirk} = wirksame Wärmespeicherfähigkeit (MJ/K)

H_T = (Temperaturspezifische) Transmissionswärmeverluste (W/K)

H_V = Lüftungswärmeverluste (W/K)

Die berechnete Zeitkonstante gilt für die Temperaturdifferenz von 1 K. Sie wird wie in SIA 380/1:2009 beschrieben ermittelt. Das heisst, dass die Wärmespeicherfähigkeit gem. EN ISO 13786:2007 ohne Berücksichtigung des Wärmeübergangswiderstandes R_{Si} für Wärmeschwankungen mit einer Periode von 24h berechnet wird. Die Periode bezieht sich auf die Eindringtiefe in das Bauteil, bei 24h betrifft der Temperaturdurchgriff nicht das gesamte Bauteil (bei Mauerwerk z. B. 8 cm). Ist die Periode länger, wird das gesamte Bauteil angesprochen (bei Trennwänden jeweils 50%). H_T und H_V werden gem. EN ISO 13790:2008 berechnet.

Aus den Simulationen kann die Zeitkonstante für den Aufheiz- und den Abkühlfall ermittelt werden. Wir haben dies für den Fall "Aussentemperatur -5°C, Tagesmittel der Globalstrahlung < 25 W/m²" getan. Damit sind im Gebäudeverhalten keine internen Lasten und keine, bzw. zu vernachlässigende Solareinträge enthalten. Anders als bei der berechneten Zeitkonstante wird das Aufheizverhalten des Gebäudes mit der eingebrachten Heizleistung der Fussbodenheizung ausgewiesen (Vorlauftemperatur 36-37°C). Variiert wurden die jeweiligen Dämmstärken der Gebäudehülle. Die Ergebnisse zeigt Tabelle 4. Die Tabelle zeigt auch die berechneten Werte für die Zeitkonstante. Alle Werte werden für das EG ausgegeben, das OG hat aufgrund der Wärmeverluste über die Decke zum unbeheizten Dachboden kürzere Zeitkonstanten.

Tabelle 4: Zeitkonstante berechnet und simuliert für das EG.
 Aufheizen: von 20 auf 26°C, Abkühlen: von 26 auf 0°C
 Die Simulationen mit Matlab Simulink wurde im Rahmen des nachfolgenden Forschungsprojektes erstellt:
 "Nutzung von Gebäuden als Wärmespeicher zum Lastmanagement", Auftraggeber: AHB Stadt Zürich, Auftragnehmer: IEBAu, FHNW, 2014

		100% Dämmung 14-15 cm Dämmung	50% Dämmung 6-8 cm Dämmung	0% Dämmung keine Dämmung
Berechnung				
Zeitkonstante (Periode 24 h)	h	124	107	62
Zeitkonstante (Periode > 1 Tag)	h	200	173	101
Simulation ESP-r				
Aufheizen	h	22	20	19
Abkühlen	h	245	190	80
Simulation Simulink (Matlab)				
Aufheizen	h	31		
Abkühlen	h	238		

Die aus der Simulation ermittelten Werte werden für die Zeit ausgewiesen, die verstrichen ist, bis jeweils 64% der Temperaturdifferenz überbrückt sind.

Parallel zu der vorliegenden Simulation wurde die Zeitkonstante für einen fast identischen Raum mit dem Simulationsprogramm Simulink (Matlab) berechnet [7]. Insgesamt wird deutlich dass alle Werte in einer ähnlichen Grössenordnung liegen. Allerdings sind die mittels Berechnung ermittelten Zeitkonstanten etwas kürzer.

Für das wirtschaftliche Modell wählen wir um 25% geminderte Zeitkonstanten. Dies ist damit zu begründen, dass wir davon ausgehen, dass sich durch die internen und externen Wärmegewinne die Zeitkonstante mindern wird und wir die Speicherfähigkeit der Gebäude im wirtschaftlichen Modell nicht überschätzen wollen. Die Variante ohne Dämmung entfällt, da wir von minimal gedämmten Gebäuden ausgehen.

Tabelle 5: Zeitkonstanten für das wirtschaftliche Modell (Werte aus Tabelle 4 um 25% gemindert)

		100% Dämmung 14-15 cm Dämmung	50% Dämmung 6-8 cm Dämmung
Simulation			
Aufheizen	h	19	15
Abkühlen	h	184	162

6 Analytisches Modell für wirtschaftliche Simulation

Das Ziel von SmartStability ist es, eine Vielzahl unterschiedlicher Gebäude mit verschiedenen Nutzerprofilen in kurzer Zeit simulieren zu können. Aus Sicht des thermischen Modells genügt vermutlich eine Auflösung im Bereich von 15 Minuten pro Rechenschritt. Die Einheit von 15 Minuten wird heute schon auf der elektrischen Seite mit den Energiezählern abgebildet. Aus praktischen Überlegungen drängt es sich auf, ein einfaches Modell, welches das dynamische thermische Verhalten genügend genau wiedergibt, einzusetzen. Hierbei setzen wir auf ein analytisches Modell, welches mittels Parameteridentifikation mit den Simulationsdaten aus ESP-r abgeglichen wird. Vorteilhaft hierbei ist sicherlich, dass das Verhalten des Gebäudes auch gedanklich nachvollzogen werden kann.

6.1 Modellbildung Gebäude

Nach der Norm „ISO 13790:2008 Energieeffizienz von Gebäuden - Berechnung des Energiebedarfs für Heizung und Kühlung“ werden Modelle und Rechenverfahren beschrieben, wie Gebäude modelliert und dynamisch berechnet werden können. Hierbei wird als mögliches Modell das Gebäude mit fünf Widerständen und einer Kapazität nach Abbildung 12 abgebildet.

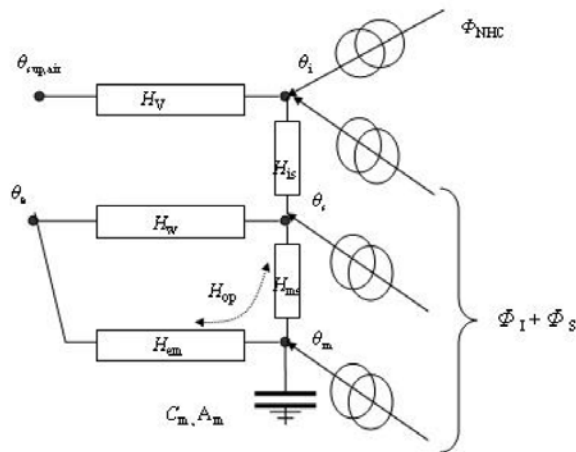


Abbildung 12: Modell mit fünf Widerständen und einer Kapazität (5R1C)

Dieses Modell vereinfachen wir so, dass wir auf der einen Seite direkt mit der Heiz- und auf der anderen Seite mit der Aussentemperatur arbeiten. Hierzu müssen nur die thermischen Widerstände zwischen Heizung und der Speichermasse des Gebäudes und dem thermischen Widerstand gegen das Aussenklima bestimmt werden. Zusammen mit der Gebäudekapazität bestimmen sie das dynamische Verhalten des Gebäudes.

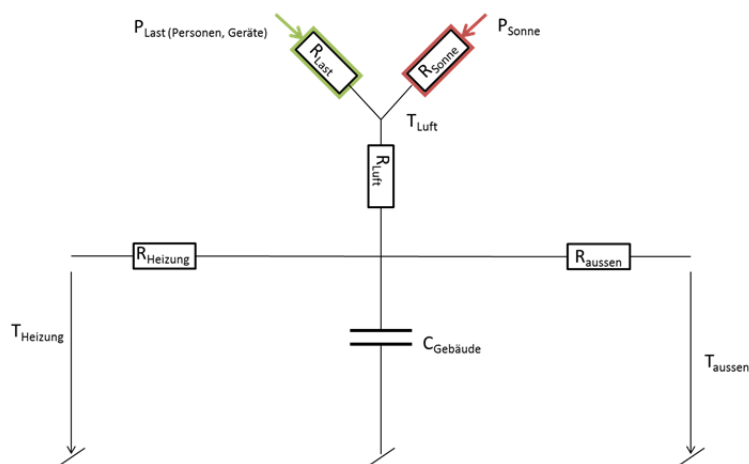


Abbildung 13: Vereinfachtes Modell für SmartStability

Zur mathematischen Herleitung der dynamischen Gleichungen verwenden wir die Analogie zwischen elektrischen und thermischen Grössen (dies gilt für die thermischen Gleichungen der Konvektion, nicht aber bei Strahlung, wo die Temperatur in der vierten Potenz eingeht; d.h. hier müsste der Widerstand durch einen nichtlinearen Ansatz ersetzt werden):

Elektrisch	Thermisch
Spannung U (V)	Temperatur T (Grad K)
Strom I (A)	Wärmestrom \dot{Q} (Leistung W)
Widerstand R (V/A = Ohm)	Wärmewiderstand R (K/W)
Leitwert G (A/V = Siemens); $G = 1/R$	Thermischer Leitwert H (W/K) $H = 1/R$
Kapazität C (As/V = F)	Wärmekapazität C (Ws/K)

In der ersten Stufe treffen wir folgende Vereinfachungen:

- Es gibt keine internen Lasten
- Es gibt keine solare Einstrahlung
- Der Übergangswiderstand zur Luft ist nicht relevant, weil weder Einstrahlung noch interne Lasten vorhanden sind

6.1.1 Fall 1: Heizbetrieb mit Heizung ein

Mit den Vereinfachungen aus 5.1 sieht das Ersatzschaltbild nach Abbildung 14 wie folgt aus:

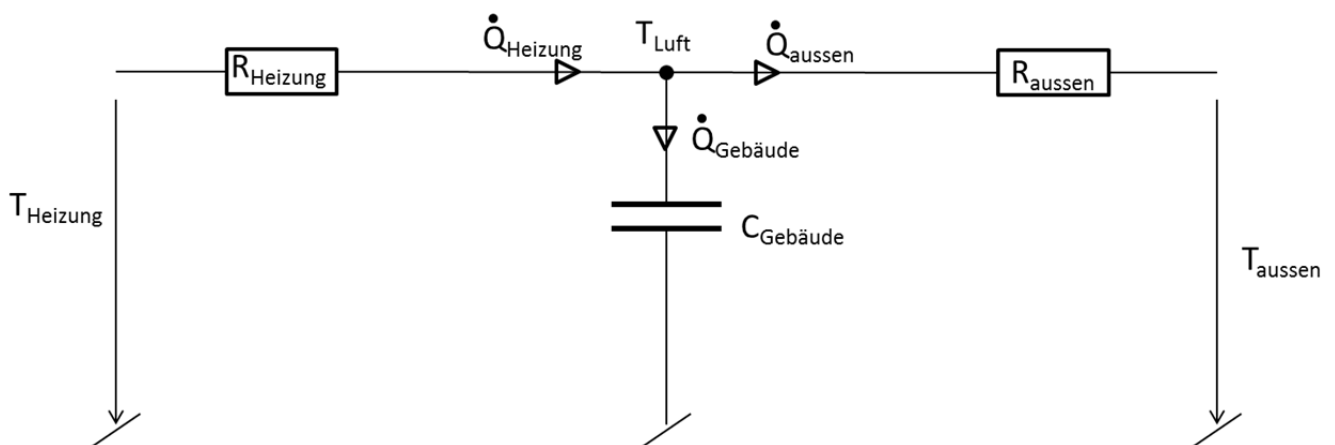


Abbildung 14: Ersatzschaltbild für thermisches Modell (ohne interne Lasten, ohne solare Strahlung)

Diese Ersatzschaltung kann durch folgende vier Gleichungen vollständig beschrieben werden

$$[5.1.1.1] \quad \dot{Q}_{\text{Heizung}} = \dot{Q}_{\text{Gebäude}} + \dot{Q}_{\text{aussen}}$$

$$[5.1.1.2] \quad T_{\text{Heizung}} - T_{\text{Luft}} = \dot{Q}_{\text{Heizung}} * R_{\text{Heizung}}$$

$$[5.1.1.3] \quad T_{\text{Luft}} - T_{\text{aussen}} = \dot{Q}_{\text{aussen}} * R_{\text{aussen}}$$

$$[5.1.1.4] \quad \dot{Q}_{\text{Gebäude}} = C_{\text{Gebäude}} * \frac{d(T_{\text{Luft}} - T_{\text{aussen}})}{dt}$$

Die Übertragungsfunktion $f = (T_{\text{Luft}} - T_{\text{aussen}})/(T_{\text{Heizung}} - T_{\text{aussen}})$ gibt bei der Transformation in den s-Bereich folgendes Resultat

$$[5.1.1.5] \quad \frac{T_{Luft} - T_{aussen}}{T_{Heizung} - T_{aussen}} = \frac{1}{s} * \frac{1}{1 + \frac{R_{Heizung}}{R_{aussen}}} * \frac{1}{1 + \frac{R_{Heizung} * C_{Gebäude}}{1 + \frac{R_{Heizung}}{R_{aussen}}} * s}$$

Oder umgeformt

$$[5.1.1.6] \quad \frac{T_{Luft} - T_{aussen}}{T_{Heizung} - T_{aussen}} = \frac{1}{s} * \frac{R_{aussen}}{R_{aussen} + R_{Heizung}} * \frac{1}{1 + \frac{R_{aussen} * R_{Heizung} * C_{Gebäude}}{R_{aussen} + R_{Heizung}} * s}$$

Diese Übertragungsfunktion kann mit einer mathematisch geschlossenen Lösung in den Zeitbereich zurücktransformiert werden und liefert als Lösung

$$[5.1.1.7] \quad \frac{T_{Luft} - T_{aussen}}{T_{Heizung} - T_{aussen}} = K_{R(Heizung)} * (1 - e^{-t/\tau_{Heizung}})$$

Wobei

$$[5.1.1.8] \quad K_{R(Heizung)} = \frac{R_{aussen}}{R_{aussen} + R_{Heizung}}$$

$$[5.1.1.9] \quad \tau_{Heizung} = \frac{R_{aussen} * R_{Heizung} * C_{Gebäude}}{R_{aussen} + R_{Heizung}} = K_{R(Heizung)} * R_{Heizung} * C_{Gebäude}$$

$$[5.1.1.10] \quad T_{Luft} - T_{aussen} = \left[(T_{Heizung} - T_{aussen})_{t=0} * K_{R(Heizung)} - (T_{Luft} - T_{aussen})_{t=0} \right] * (1 - e^{-t/\tau_{Heizung}}) + (T_{Luft} - T_{aussen})_{t=0}$$

Der nächste Schritt besteht nun darin, die Simulationsergebnisse mit den Parametern der mathematischen Gleichung zu identifizieren. Hierzu wird ein einfacher Fall mit folgenden Randbedingungen simuliert:

- Das Gebäude befindet sich in einem stationären Zustand (Raumtemperatur 20°C, Aussentemperatur -5°C)
- Zum Zeitpunkt t=0 wird die Heizung mit einer Vorlauftemperatur von 36°C eingeschaltet
- Nach unendlich langer Zeit befindet sich das Gebäude in einem neuen stationären Zustand (Raumtemperatur Erdgeschoss 29.3°C)

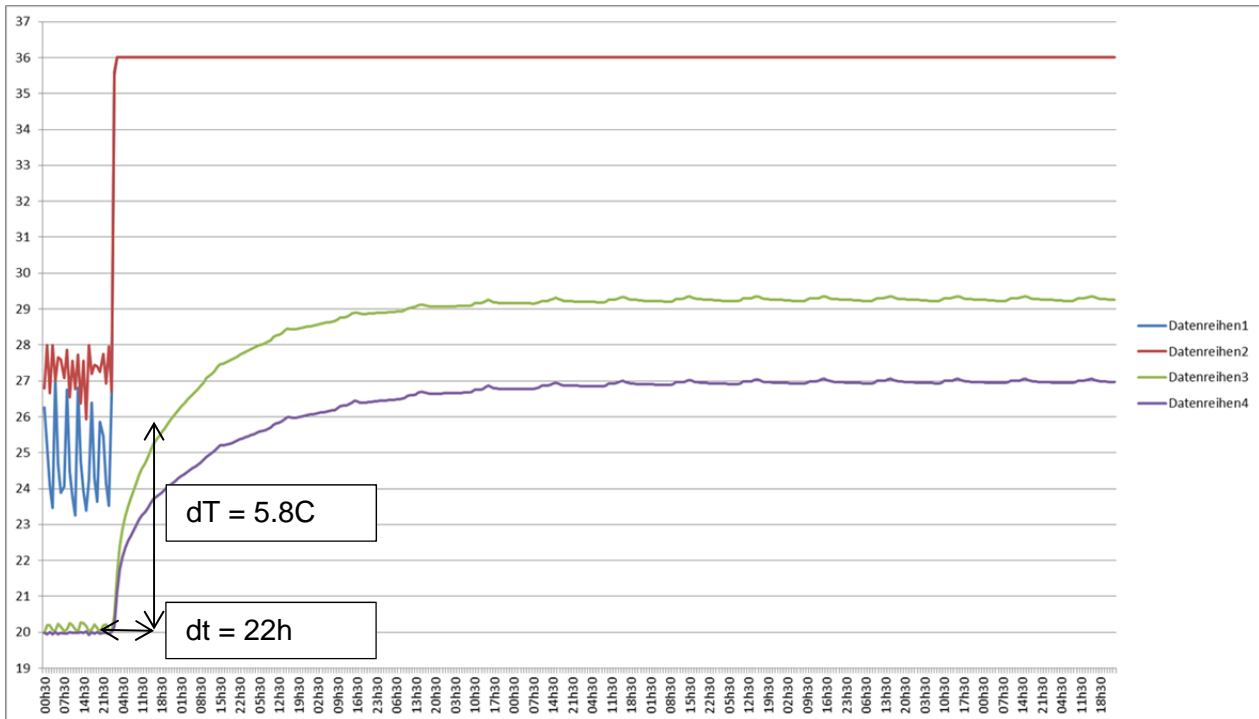


Abbildung 15: Simulation mit ESP-r des Gebäudes mit Anlegen einer Heiztemperatur von 36°C (siehe auch Tabelle 4)

Aus der Simulation mit ESP-r lassen sich folgende Größen ableiten (wenn die Temperatur um 63% gestiegen ist, ist genau die Zeit der Zeitkonstante verstrichen; hierbei wird die Kurve Temperatur Erdgeschoss genommen)

$$\tau_{\text{Heizung}} = \frac{R_{\text{aussen}} * R_{\text{Heizung}} * C_{\text{Gebäude}}}{R_{\text{aussen}} + R_{\text{Heizung}}} = K_{R(\text{Heizung})} * R_{\text{Heizung}} * C_{\text{Gebäude}} = 22h$$

Der effektiv ins wirtschaftliche Modell übernommene Wert für die Aufheiz-Zeitkonstante kann der Tabelle 5 im Kapitel 4.1. entnommen werden.

Im weiteren muss beachtet werden, dass der stationäre Zustand nur von $K_{R(\text{Heizung})}$ abhängig ist. Es ist zu beachten, dass zur Bestimmung des richtigen Wertes die Basis der Aussentemperatur genommen werden (-5°C) muss. Daraus ergibt sich

$$K_{R(\text{Heizung})} = \frac{R_{\text{aussen}}}{R_{\text{aussen}} + R_{\text{Heizung}}} = \frac{(T_{\text{Luft}} - T_{\text{aussen}})_{t=\infty}}{(T_{\text{Heizung}} - T_{\text{aussen}})_{t=\infty}} = \frac{(29.3^{\circ}\text{C} + 5^{\circ}\text{C})}{(36^{\circ}\text{C} + 5^{\circ}\text{C})} = 0.84$$

Wird angenommen, dass die Gebäudespeicherfähigkeit $C_{\text{Gebäude}}$ (beispielsweise 48kWh/K) bekannt ist, folgt direkt der Heizwiderstand.

$$R_{\text{Heizung}} = \frac{\tau_{\text{Heizung}}}{K_{R(\text{Heizung})} * C_{\text{Gebäude}}} = \frac{22h}{0.84 * 48kWh/K} = 0.55mK/W$$

$$R_{\text{aussen}} = R_{\text{Heizung}} * \frac{K_{R(\text{Heizung})}}{1 - K_{R(\text{Heizung})}} = \frac{0.55mK}{W} * \frac{0.84}{1 - 0.84} = 2.9mK/W$$

Aufgrund der Simulationsergebnisse wird mit folgenden Größen gestartet

	minimal	Mittel	Maximal
Annahme: $C_{\text{Gebäude}}$	48kWh/K	60kWh/K	72kWh/K
Rechnung: R_{Heizung}	0.55mK/W	0.44mK/W	0.36mK/W
Rechnung: R_{aussen}	2.9mK/W	2.3mK/W	1.9mK/W

6.1.2 Fall 2: Heizbetrieb mit Heizung aus

Wird die Heizung ausgeschaltet, fliesst kein Wärmefluss mehr von der inneren Schicht (mit dem thermischen Heizwiderstand) in die Gebäudemasse, d.h. das Schema vereinfacht sich gemäss Abbildung 16.

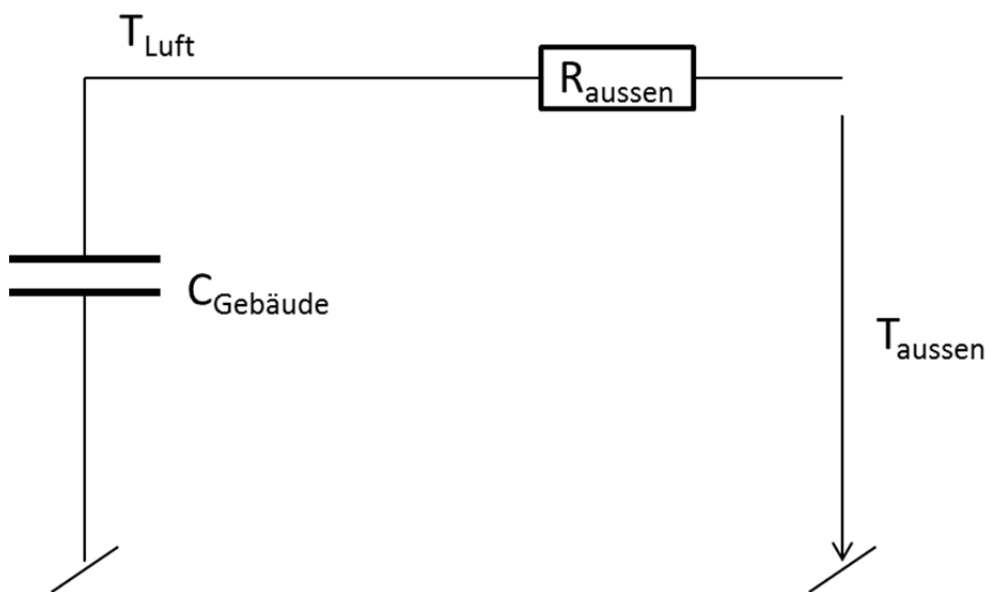


Abbildung 16: Vereinfachtes Schema für Heizbetrieb mit ausgeschalteter Heizung

Diese Ersatzschaltung kann durch folgende drei Gleichungen beschrieben werden

$$[5.1.2.1] \quad T_{\text{Luft}} - T_{\text{aussen}} = \dot{Q}_{\text{aussen}} * R_{\text{aussen}}$$

$$[5.1.2.2] \quad \dot{Q}_{\text{Gebäude}} = C_{\text{Gebäude}} * \frac{d(T_{\text{Luft}} - T_{\text{aussen}})}{dt}$$

$$[5.1.2.3] \quad \dot{Q}_{\text{Gebäude}} = \dot{Q}_{\text{aussen}}$$

Die Übertragungsfunktion $f = \frac{(T_{\text{Luft}} - T_{\text{aussen}})_t}{(T_{\text{Luft}} - T_{\text{aussen}})_{t=0}}$ gibt bei der Transformation in den s-Bereich folgendes Resultat

$$[5.1.2.4] \quad \frac{T_{\text{Luft}} - T_{\text{aussen}}}{(T_{\text{Luft}} - T_{\text{aussen}})_{t=0}} = \frac{R_{\text{aussen}} * C_{\text{Gebäude}}}{1 + s * R_{\text{aussen}} * C_{\text{Gebäude}}}$$

Zurücktransformiert in den Zeitbereich ergibt dies

$$[5.1.2.5] \quad T_{Luft} - T_{aussen} = (T_{Luft} - T_{aussen})_{t=0} * e^{-t/\tau_{Ausk\u00fchlung}}$$

Wobei

$$[5.1.2.6] \quad \tau_{Ausk\u00fchlung} = R_{aussen} * C_{Geb\u00e4ude}$$

Die Simulationsergebnisse mit ESP-r f\u00fcr das Abk\u00fchlen sind aus Abbildung 17 ersichtlich. Hierzu wird ein einfacher Fall mit folgenden Randbedingungen simuliert:

- Das Geb\u00e4ude befindet sich in einem station\u00e4ren Zustand (Raumtemperatur 29.3\u00b0C, Aussentemperatur -5\u00b0C)
- Zum Zeitpunkt t=0 wird die Heizung mit einer Vorlauftemperatur von 36\u00b0C ausgeschaltet
- Nach unendlich langer Zeit befindet sich das Geb\u00e4ude in einem neuen station\u00e4ren Zustand (Das Geb\u00e4ude hat sich der Umgebungstemperatur angeglichen)

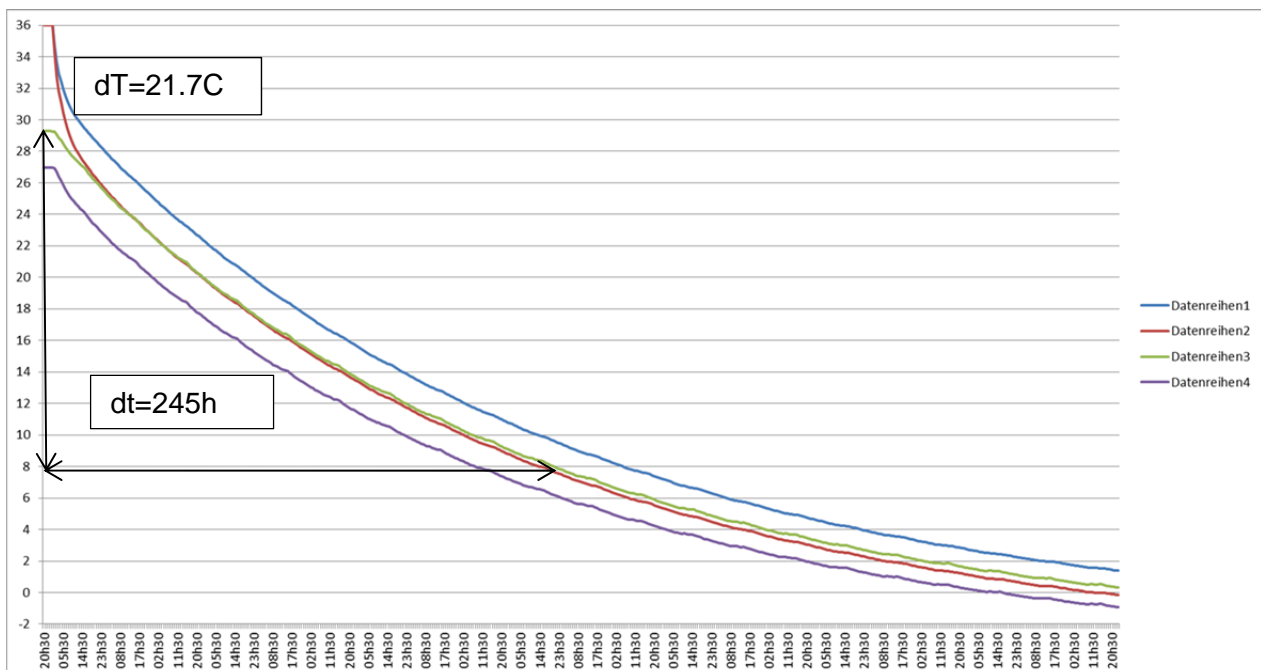


Abbildung 17: Simulation mit ESP-r Schrittantwort des Geb\u00e4udes beim Ausschaltvorgang (siehe auf Tabelle 4)

Daraus lassen sich folgende Gr\u00f6ssen ableiten (wenn die Temperatur um 63% gefallen ist, ist genau die Zeit der Zeitkonstante verstrichen; hierbei wurde die Kurve des Fussbodens Erdgeschoss genommen)

$$\tau_{Ausk\u00fchlung} = R_{aussen} * C_{Geb\u00e4ude} = 245h$$

Der effektiv ins wirtschaftliche Modell \u00fcbernommene Wert f\u00fcr die Ausk\u00fchl-Zeitkonstante kann der Tabelle 5 im Kapitel 4.1. entnommen werden.

Wird angenommen, dass die Geb\u00e4udespeicherf\u00e4higkeit bekannt ist, folgt direkt der Aussenwiderstand; der Heizwiderstand kann daraus berechnet werden.

Aufgrund der Simulationsergebnisse wird im wirtschaftlichen Modell mit folgenden Gr\u00f6ssen gestartet

	minimal	Mittel	Maximal
Annahme: $C_{Gebäude}$	48kWh/K	60kWh/K	72kWh/K
Rechnung: R_{aussen}	5.1mK/W	4.1mK/W	3.4mK/W

Die Werte von R_{aussen} bei der Auskühlung weichen um 100% von denjenigen im Heizbetrieb ab. Damit die Dynamik richtig wiedergegeben werden kann, empfiehlt es sich, für das Aufheizen und Abkühlen andere Werte zu nehmen.

6.1.3 Fall 3: Kühlbetrieb mit Kühlung ein

Vereinfacht nehmen wir an, dass an derselben Stelle, an welcher die Wärme eingebracht wird, auch gekühlt werden kann. Dies wäre technisch beispielsweise mit einer bivalenten Wärmepumpe realisierbar. D.h. das mathematische Modell inklusive der Parameter kann vom Kapitel 5.1.1 Heizbetrieb mit Heizung „ein“ übernommen werden. Hierbei ist aber zu beachten, dass nun der Wärmefluss von aussen nach innen stattfindet. Das zu Grunde liegende Schema sieht gemäss Abbildung 18 wie folgt aus:

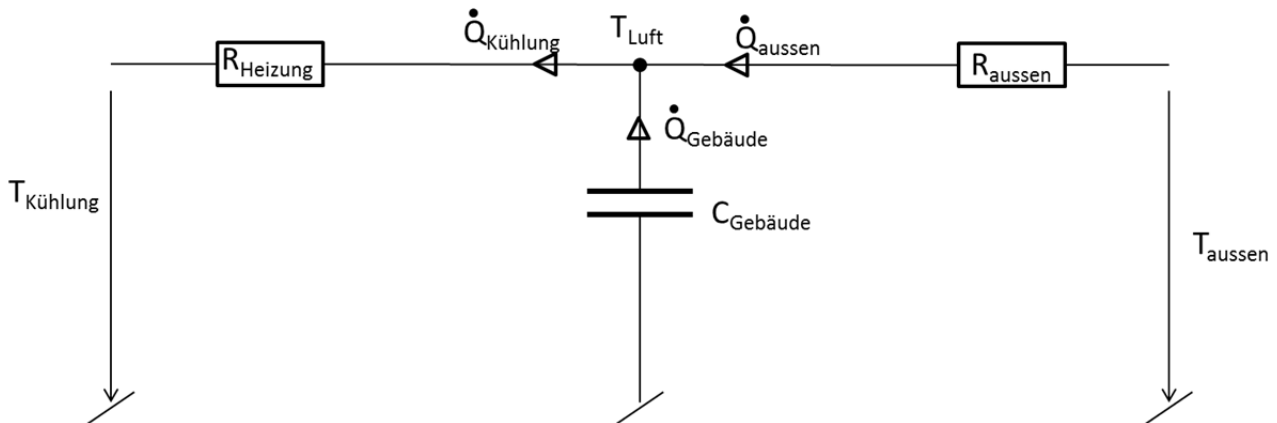


Abbildung 18: Vereinfachtes Schema für den Kühlbetrieb

Hierbei müssen in die Gleichungen [5.1.1.1] bis [5.1.1.4] wie folgt modifiziert werden

$$[5.1.3.1] \quad \dot{Q}_{Kühlung} = \dot{Q}_{Gebäude} + \dot{Q}_{aussen}$$

$$[5.1.3.2] \quad T_{aussen} - T_{Luft} = \dot{Q}_{aussen} * R_{aussen}$$

$$[5.1.3.3] \quad T_{Luft} - T_{Kühlung} = \dot{Q}_{Kühlung} * R_{Heizung}$$

$$[5.1.3.4] \quad \dot{Q}_{Gebäude} = -C_{Gebäude} * \frac{d(T_{Luft} - T_{Kühlung})}{dt}$$

Die mathematischen Gleichungen für die Lösungen lauten dann

$$[5.1.3.5] \quad \frac{T_{Luft} - T_{Kühlung}}{T_{aussen} - T_{Kühlung}} = K_{R(Kühlung)} * (1 - e^{-t/\tau_{Kühlung}})$$

Wobei

$$[5.1.3.6] \quad K_{R(\text{Kühlung})} = \frac{R_{\text{Heizung}}}{R_{\text{aussen}} + R_{\text{Heizung}}} = 1 - K_{R(\text{Heizung})}$$

$$[5.1.3.7] \quad \tau_{\text{Heizung}} = \tau_{\text{Kühlung}}$$

$$[5.1.3.8] \quad T_{\text{Luft}} - T_{\text{Kühlung}} = \left[(T_{\text{aussen}} - T_{\text{Kühlung}})_{t=0} * K_{R(\text{Kühlung})} - (T_{\text{Luft}} - T_{\text{Kühlung}})_{t=0} \right] * (1 - e^{-t/\tau_{\text{Kühlung}}}) + (T_{\text{Luft}} - T_{\text{Kühlung}})_{t=0}$$

Bemerkung: Die Gleichungen 5.1.1.10 und 5.1.3.8 stimmen zu 100% überein, wenn folgende Substitutionen gemacht werden:

$$T_{\text{Kühlung}} \equiv T_{\text{aussen}} \quad T_{\text{aussen}} \equiv T_{\text{Heizung}} \quad K_{R(\text{Kühlung})} \equiv K_{R(\text{Heizung})}$$

6.1.4 Fall 4: Kühlbetrieb mit Kühlung aus

Wird die Kühlung ausgeschaltet, fliesst kein Wärmefluss mehr von der Gebäudemasse in den Kühlbereich. Das Schema entspricht 1:1 dem Kapitel 5.1.2. D.h. das Schema vereinfacht sich gemäss Abbildung 19.

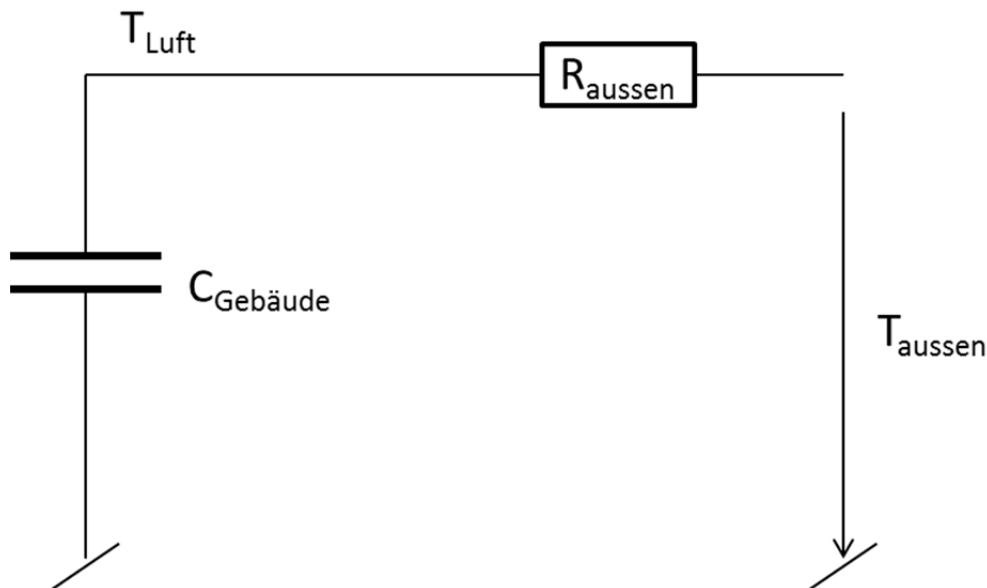


Abbildung 19: Vereinfachtes Schema für Kühlbetrieb mit Kühlung ausgeschaltet

Diese Ersatzschaltung kann durch folgende drei Gleichungen beschrieben werden

$$[5.1.4.1] \quad T_{\text{Luft}} - T_{\text{aussen}} = \dot{Q}_{\text{aussen}} * R_{\text{aussen}}$$

$$[5.1.4.2] \quad \dot{Q}_{\text{Gebäude}} = C_{\text{Gebäude}} * \frac{d(T_{\text{Luft}} - T_{\text{aussen}})}{dt}$$

$$[5.1.4.3] \quad \dot{Q}_{\text{Gebäude}} = \dot{Q}_{\text{aussen}}$$

Die Übertragungsfunktion $f = \frac{(T_{\text{Luft}} - T_{\text{aussen}})_t}{(T_{\text{Luft}} - T_{\text{aussen}})_{t=0}}$ gibt bei der Transformation in den s-Bereich folgendes Resultat

$$[5.1.4.4] \quad \frac{T_{Luft} - T_{aussen}}{(T_{Luft} - T_{aussen})_{t=0}} = \frac{R_{aussen} * C_{Gebäude}}{1 + s * R_{aussen} * C_{Gebäude}}$$

Zurücktransformiert in den Zeitbereich ergibt dies

$$[5.1.4.5] \quad T_{Luft} - T_{aussen} = (T_{Luft} - T_{aussen})_{t=0} * e^{-t/\tau_{Auskühlung}}$$

Wobei

$$[5.1.4.6] \quad \tau_{Auskühlung} = R_{aussen} * C_{Gebäude}$$

6.2 Praktische Hinweise

Das vorgelegte Modell ist relativ praxisnah, weil heutige Fussbodenheizungen folgende Charakteristika aufweisen:

- Die Vorlauftemperatur ist konstant bei einer vorgegebenen Aussentemperatur
- Ist die Raumtemperatur zu niedrig, wird die Fussbodenheizung zu 100% eingeschaltet (d.h. die innere Schicht bekommt die Vorlauftemperatur der Heizung)
- Ist die Raumtemperatur zu hoch, wird die Fussbodenheizung zu 100% ausgeschaltet (d.h. die innere Schicht kann so betrachtet werden, wie keine Energie mehr zugeführt wird)
- Störungen von der Sonne oder innere Lasten beeinflussen das dynamische Modell des Gebäudes nicht und können jederzeit „additiv“ dazu gerechnet werden

Ob es sich lohnt für eine genauere Modellierung Erdgeschoss und Obergeschoss separat zu berechnen, werden erst genauere Untersuchungen zeigen.

6.2.1 Berechnung der zugeführten thermischen Leistung

In der Praxis werden Heizungssysteme wie folgt betrieben:

- Messung der Aussentemperatur T_{aussen}
- Bestimmung der Heiz-Vorlauftemperatur $T_{Heizung} = f(T_{aussen})$ aus der Heizkurve

Daraus lässt sich dann die Heizleistung aus Gleichung [5.1.1.2] berechnen

$$[5.2.1.1] \quad \dot{Q}_{Heizung} = \frac{T_{Heizung} - T_{Luft}}{R_{Heizung}} = \frac{T_{Heizung}}{R_{Heizung}} * \left(1 - \frac{T_{Luft}}{T_{Heizung}}\right)$$

Es ist ersichtlich, dass bei steigender Lufttemperatur auch die Heizleistung bis auf 0 abnimmt, wenn die Lufttemperatur mit der Heiztemperatur identisch ist. T_{Luft} kann aus der Gleichung [5.1.1.10] bestimmt werden.

6.2.2 Berechnung der zugeführten thermischen Energie

Die zugeführte thermische Energie ist das Integral zwischen den Zeitpunkte t_1 und t_2 .

$$[5.2.2.1] \quad Q_{Heizung} = \int_{t_1}^{t_2} \dot{Q}_{Heizung} * dt = \int_{t_1}^{t_2} \frac{T_{Heizung} - T_{Luft}}{R_{Heizung}} * dt$$

Die Gleichung [5.1.1.10], welche die Lufttemperatur berechnet, kann mit der Substitution

$$K_0 = (T_{Heizung} - T_{aussen})_{t=0} * K_{R(Heizung)} - (T_{Luft} - T_{aussen})_{t=0}$$

wie folgt vereinfacht geschrieben werden:

$$[5.2.2.2] \quad T_{Luft} = K_0 * \left(1 - e^{-t/\tau_{Heizung}}\right) + (T_{Luft})_{t=0}$$

Gleichung [5.2.2.2] in Gleichung [5.2.2.1] eingesetzt ergibt

$$[5.2.2.3] \quad Q_{Heizung} = \int_{t_1}^{t_2} \dot{Q}_{Heizung} * dt = \int_{t_1}^{t_2} \frac{(T_{Heizung} - T_{Luft})_{t=0}}{R_{Heizung}} - \left(\frac{K_0 * \left(1 - e^{-t/\tau_{Heizung}}\right)}{R_{Heizung}}\right) * dt$$

Etwas umgeformt ergibt dies

$$[5.2.2.4] \quad Q_{Heizung} = \int_{t_1}^{t_2} \dot{Q}_{Heizung} * dt = \int_{t_1}^{t_2} \frac{(T_{Heizung} - T_{Luft})_{t=0} - K_0}{R_{Heizung}} + \left(\frac{K_0 * \left(e^{-t/\tau_{Heizung}}\right)}{R_{Heizung}}\right) * dt$$

Da es sich bei der Integration um eine einfache analytische Funktion handelt, kann diese problemlos integriert werden mit dem Resultat

[5.2.2.5]

$$Q_{Heizung} = \int_{t_1}^{t_2} \dot{Q}_{Heizung} * dt = \frac{(T_{Heizung} - T_{Luft})_{t=0} - K_0}{R_{Heizung}} * t \Big|_{t_1}^{t_2} - \tau_{Heizung} * K_0 * e^{-t/\tau_{Heizung}} \Big|_{t_1}^{t_2}$$

6.2.3 Einbindung Sole/Wasser oder Luft/Wasser-Wärmepumpe

Das Verhältnis von aufgenommener und abgegebener thermischer Leistung ist bei Wärmepumpen eine Funktion der Mediumstemperatur (Sole, Luft), der Abgabetemperatur (vereinfacht = Vorlauftemperatur) und der eigentlichen Konstruktion der Maschine (siehe Abbildung 20 als Beispielskurve von Stiebel Eltron unten). Wenn wir die Aussenlufttemperatur (z.B. -5°C) und die Vorlauftemperatur (z.B. 35°C) kennen, folgt aus dem Diagramm, dass die Wärmepumpe zirka 15.5kW thermische Leistung abgibt und zirka 4.5kW elektrische Leistung aufnimmt.

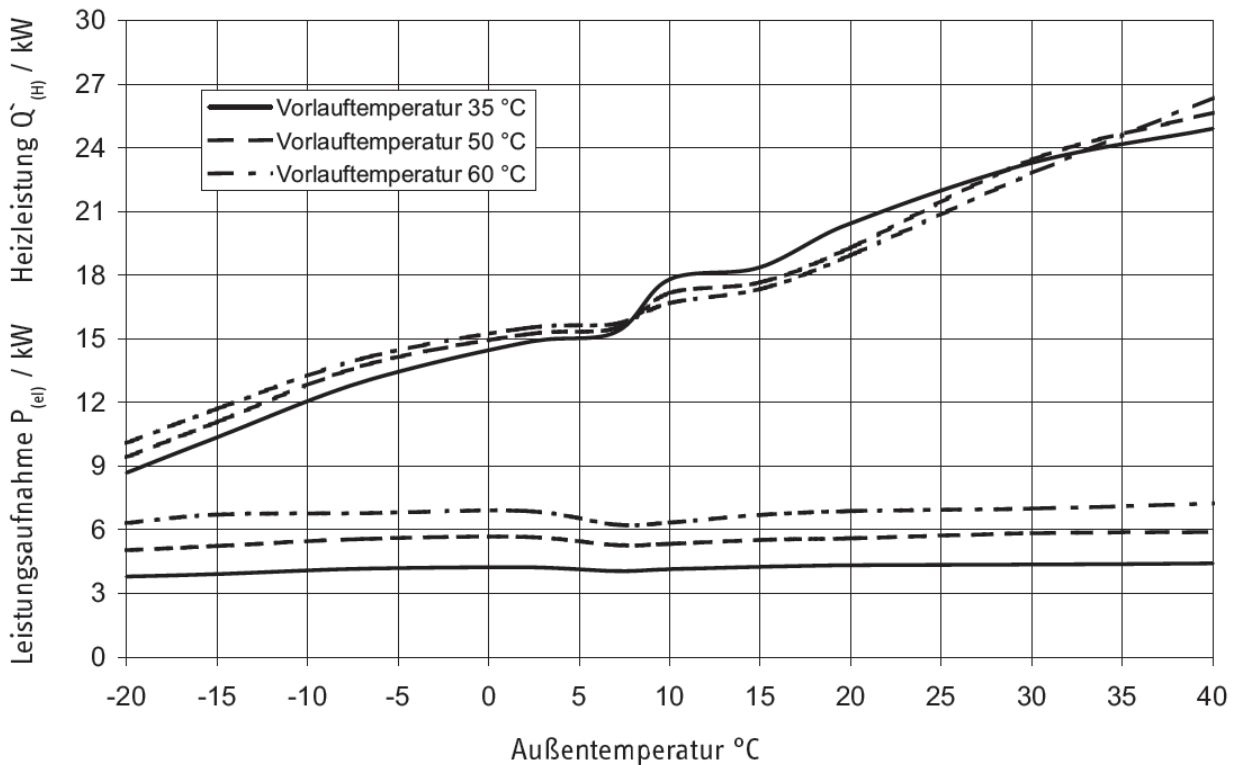


Abbildung 20: Kennlinie Luft/Wasser-Wärmepumpe (Quelle: Stiebel-Eltron WPL23 cool)

In Gleichung [5.2.2.1] haben wir die thermische Leistung bestimmt, die unser Gebäude aufnehmen kann. **Es ist nun offensichtlich, dass das System überbestimmt ist.**

Was heisst dies nun in der Praxis:

- Wir bestimmen zuerst den Arbeitspunkt (Aussentemperatur, Vorlauftemperatur)
- Daraus bestimmen wir den COP (coefficient of power) = Verhältnis thermische Leistung/elektrische Leistung aus Diagramm 2 mit der theoretischen Definition

$$[5.2.3.1] \quad COP = \frac{P_{thermisch}}{P_{elektrisch}}$$

- Wir bestimmen die thermische Leistung aus unserem Modell mit Gleichung [5.2.2.1]
- Wir rechnen nun rückwärts mit dem COP aus Diagramm 2 auf die elektrische Leistung zurück
- Für unsere Simulation können wir annehmen, dass in den Zeitschritten (z.B. während 15 Minuten der COP konstant bleibt); die Leistung respektive Energie kann mit kleinerer Zeitaufösung gerechnet werden. Der COP für Aussenlufttemperatur (z.B. -5°C) und die Vorlauftemperatur (z.B. 35°C) wird dann 3.3 (Aus Diagramm 1 hätten wir $15.5/4.5 = 3.4$ erhalten)

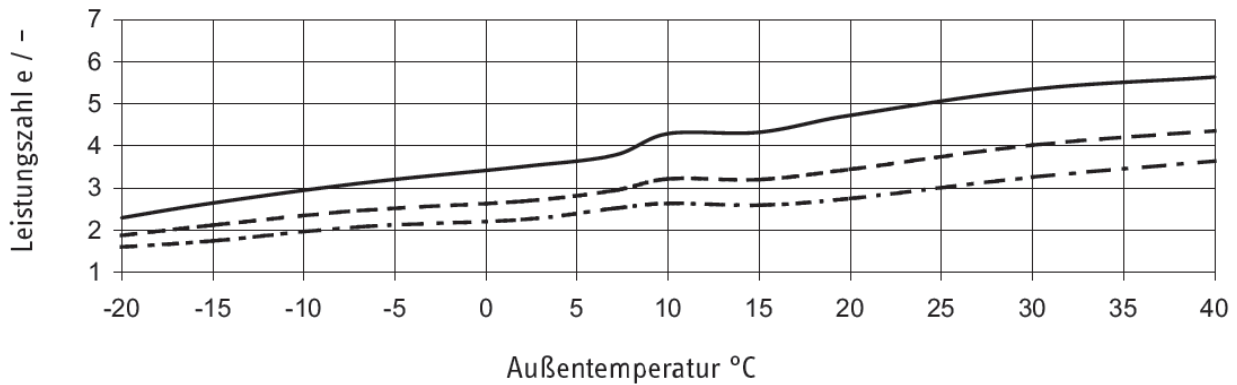


Abbildung 21: COP einer Luft/Wasser-Wärmepumpe (Die Kurven gelten wie in Diagramm 1 für die Vorlauftemperaturen 35, 50 und 60 Grad C; Quelle: Stiebel-Eltron WPL23 cool)

Die analogen Überlegungen können auch für bivalente Wärmepumpen angewendet werden; wobei hier die entsprechenden COP wiederum aus den Herstellerangaben zu entnehmen sind.

Mit bivalenten Wärmepumpen können wir also im Winter heizen und im Sommer überschüssige Wärme aus dem Gebäudeinneren abtransportieren.

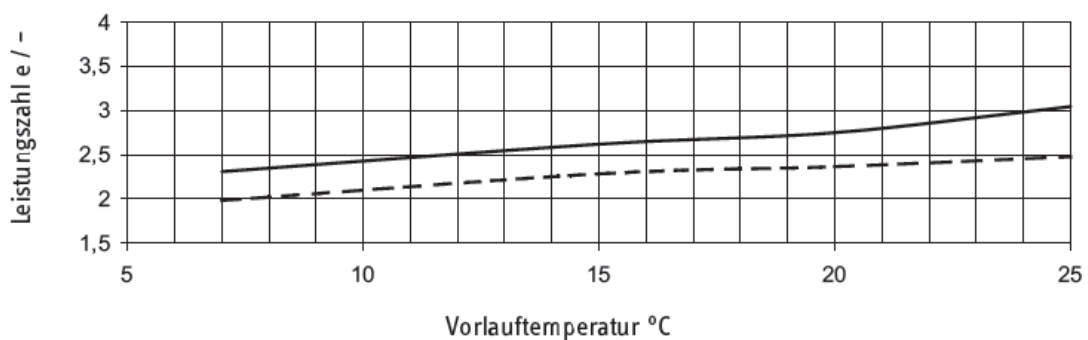
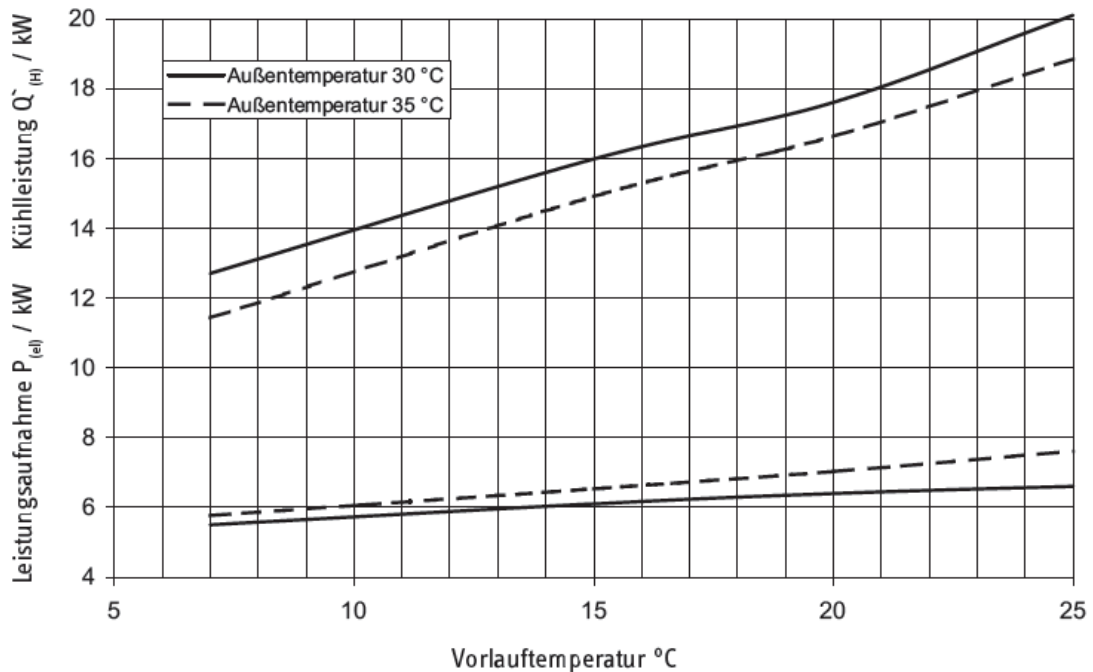


Abbildung 22: COP einer Luft/Wasser-Wärmepumpe (Quelle: Stiebel-Eltron WPL23 cool)

Part II: Boiler, PV-Anlage, Batterie

Autoren: Heinz Eichin, Abdul Atisam Farooq, Nicola Schulz

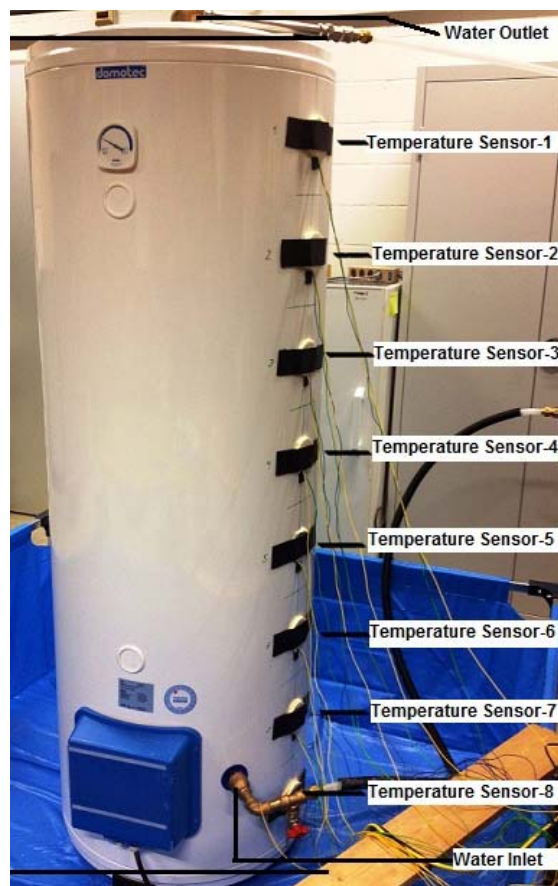
7 Boiler Modeling

7.1 Experimental Setup

To develop the mathematical model of the boiler a test bed of a $3kW$, $300l$ domestic hot water boiler, temperature sensors, data logging and data measuring devices was being used. A domestic $3kW$, $300l$ boiler is chosen because it requires less energy, less space and most importantly it is installed in most of the single family households of Switzerland. The height of the boiler is 160 cm and its diameter is 60 cm .

Figure 23(a) shows the electric boiler from company Domotec AG used in this work. The boiler has one heating element with the rated power consumption of 3 kW situated near the bottom of the boiler. Total capacity of the water tank is 300 litre . The water inlet is near the bottom of the boiler and the outlet is on its top. The boiler remains always full of water and holds the line pressure. That means as the hot water flows out the cold water flows in. To deal with over pressure, a safety pressure valve is also installed near inlet.

To effectively capture the temperature changes inside the boiler, its total height was divided into eight equal layers and a temperature sensor was installed in the middle of each layer in a physical contact with the inner wall of the boiler's tank. The black straps on boiler in the Figure 23(a) show the position of eight installed temperature sensors. The distance between the two neighboring sensors is 20 cm . The top layer near the water outlet is named as *Layer – 1* or L_1 and the bottom layer near the water inlet is named as *Layer – 8* or L_8 . In addition, the flow rate of water, ambient temperature and power consumed by the electric heating element was also measured. All the sensors were wired to the data logger as shown in Figure 23(b). The sampling time of data acquisition was set as 10 sec which was sufficient to capture the temperature dynamics of the boiler and provided the high resolution data for parameter estimation and validation. The power consumed by the boiler's electric heating element was measured using the wattmeter shown in Figure 23(c).



(a)



(b)



(c)

Figure 23: Experimental setup including (a) sensors installed on the boiler, (b) data logger and (c) wattmeter

The complete wiring diagram of the experimental setup is shown in Figure 24. Compact data logger GL200A midi LOGGER (manufacturer: GRAPHTEC Corporation) with 10 inputs was used to store the data on a USB flash drive in a comma separated value (.csv) format. Out of the 10 inputs, first input was connected to the A2000 wattmeter (manufacturer: Gossen Metrawatt), next 8 inputs were connected to 8 different LM35 high precision water layer temperature sensors and the last input was connected to the room temperature sensor. The raw data was imported into MATLAB® and converted into the corresponding temperature and power units. The temperature sensors produce a voltage signal within the range of 0 V to 1 V which was converted to the degrees Celsius using the slope of the data i.e., 0.01 V/K (0 V corresponds to 0 °C and 1 V corresponds to 100 °C). The wattmeter outputs a voltage signal in the range of +2 V to +10 V which was converted into the power using the slope of the data i.e. 500 W/V (+2 V corresponds to 0 W and 10 V corresponds to 4000 W).

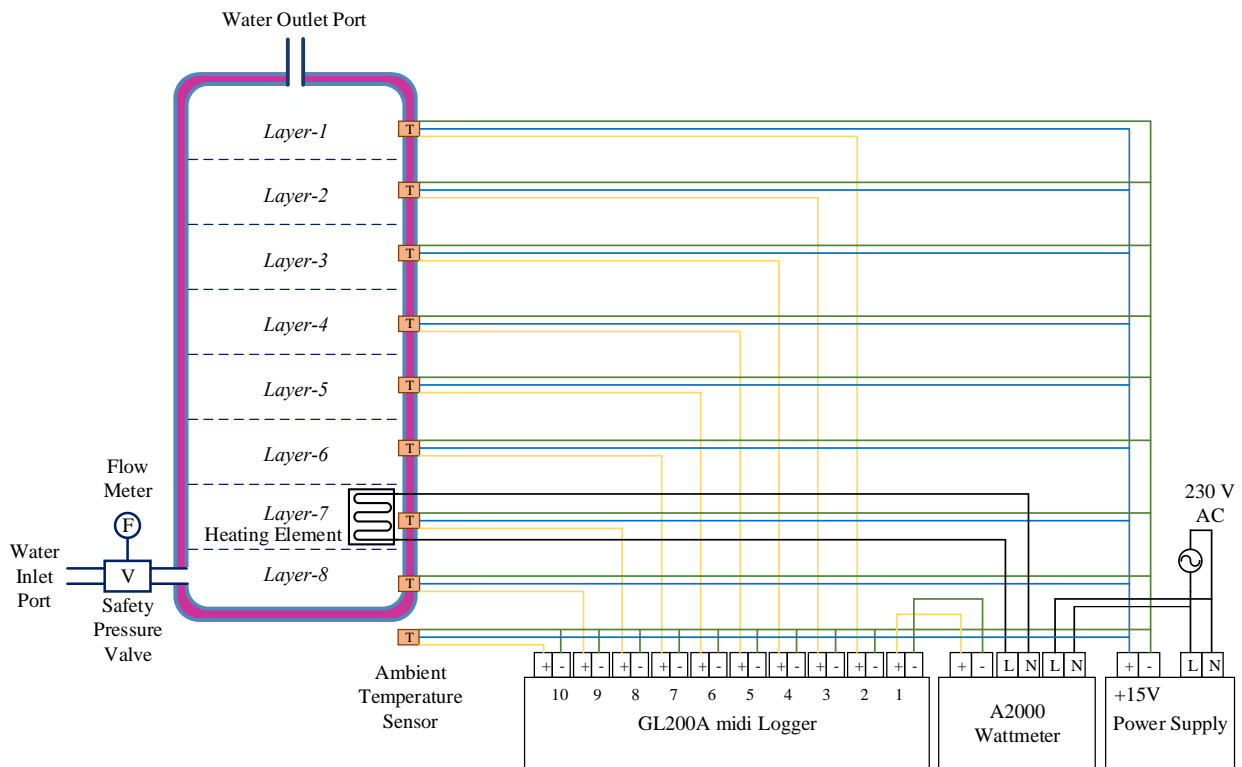


Figure 24: Wiring diagram of experimental setup

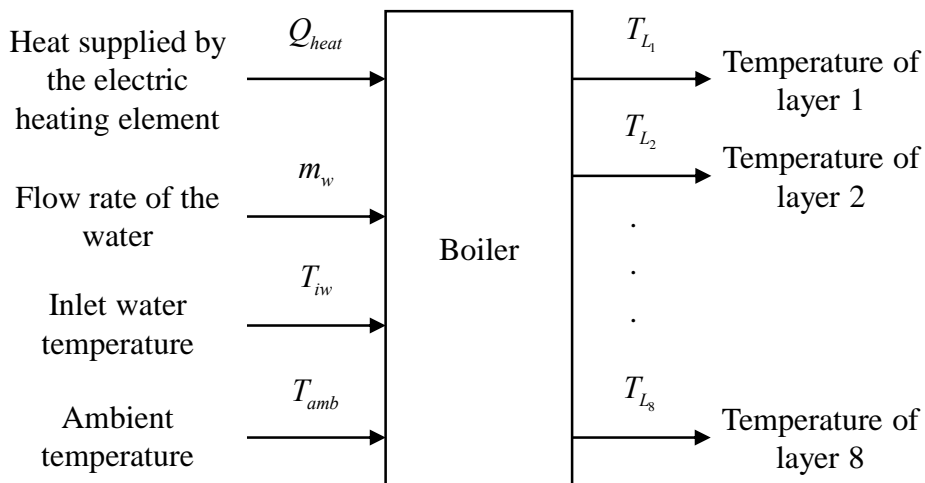


Figure 25: Inputs and outputs of the boiler model

7.2 Model Derivation

The purpose of this research work is to develop an accurate boiler model that precisely captures the temperature dynamics of the water inside the boiler's tank. The rated power of the boiler is $3kW$, which is supplied through a single heating element located at L_7 . The purpose of the boiler model is to predict the temperature of the boiler at each layer using the four inputs (i.e. heat supplied by the heating element, water flow rate, inlet water temperature and the ambient temperature). Figure 25 shows the inputs and outputs of the boiler model.

Figure 26 shows measured temperature of all layers during no water consumption. The boiler is turned on for about five hours to heat up the water from $20\text{ }^\circ\text{C}$ to $66\text{ }^\circ\text{C}$ and then left OFF for the next 65 hours. The graphs show clearly that if there is no water consumption, the temperature changes inside the boiler are almost same for all stages. The drop in water temperature after the heating is switched off is due to the heat transfer from the tank water to the ambient.

Figure 27 shows the measured temperature of all layers for a flow rate of 90 g/sec (5.4 l/min). In this scenario, the boiler is first heated to about $60\text{ }^\circ\text{C}$ without any water consumption and then wa-

ter is drawn out at a rate of 90 g/sec . The inlet water temperature is 17°C . By carefully examining the resultant graphs of each stage it is clear, that the bottom layer L_8 cools down very quickly as compared to the top layer L_1 . Starting from L_8 , the temperature of each subsequent layer remains constant at 60°C for the next 10 minutes from its lower layer. This delay in temperature is called the dead time and the total delay adds up to 70 minutes till the top layer L_1 starts to cool down. That means as soon as the hot water is consumed the cold water comes in from the water inlet near L_8 and the hot water inside the boiler starts to flow upwards towards L_1 .

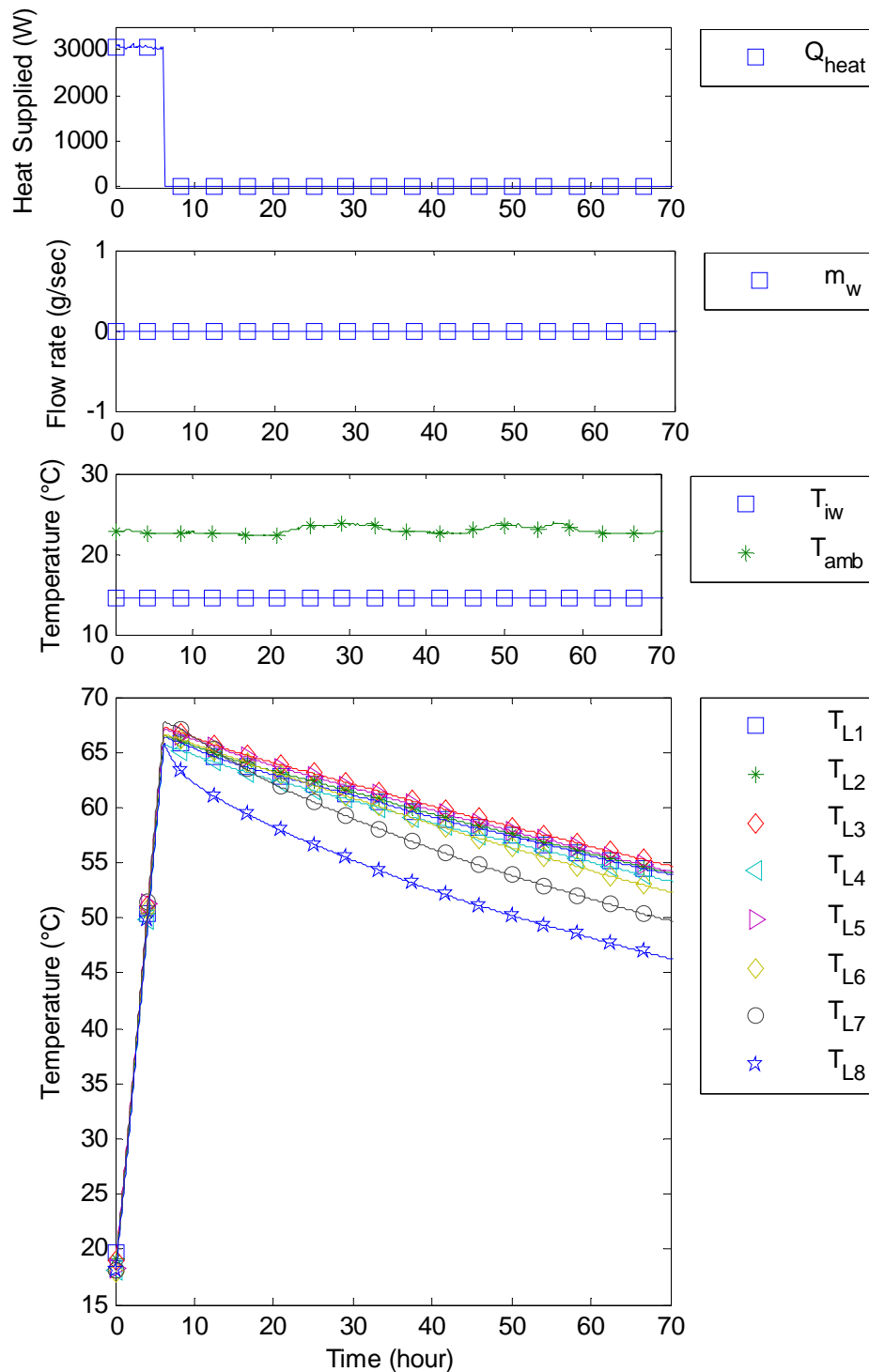


Figure 26: Measured inputs and temperature of all layers without water consumption

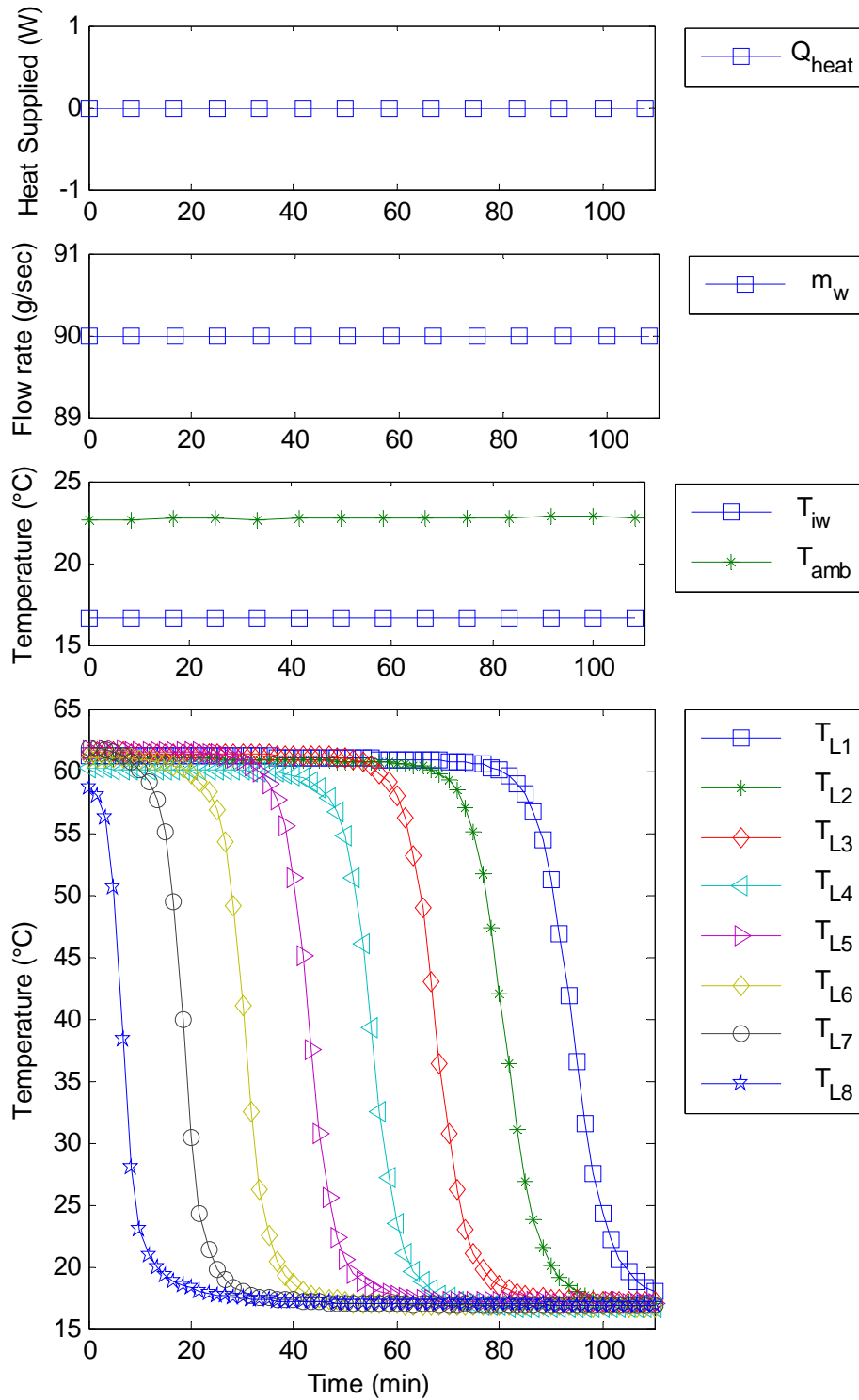


Figure 27: Measured inputs and temperature of all layers with water consumption of 90 g/sec

In a situation where the water inlet is near the bottom of the boiler and the outlet is on its top, the one-mass model (Afram and Janabi-Sharifi, 2014) (Burhenne et al., 2011) shown in equation (1) is only valid if there is a water mixing in the boiler due to its assumption that the whole water tank has a uniform temperature. The symbols are defined in Table 6.

$$\frac{dT_{boiler}}{dt} = \frac{1}{C_{boiler}} [Q_{heat} + m_w C_{pw} (T_{iw} - T_{boiler}) + (UA)(T_{amb} - T_{boiler})] \quad (1)$$

Table 6: List of Symbols

Alphabets	
C_{boiler}	Thermal capacitance of boiler
C_{pw}	Heat capacity of water at constant pressure
Q	Heat transfer
m	Flow rate
Q_{amb}	Heat transfer between the tank water and the ambient
Q_{conv}	Heat transfer between the layers of water due to convection
Q_{flow}	Heat transfer between the layers of water due to flow rate
Q_{heat}	Heat added by the electric heating element
L_N	Layer – N
T	Temperature
UA	Overall heat conduction coefficient
$U_{lu\ N-1}$	Heat conduction coefficients between the adjacent water layers (Layer- N and $N-1$)
Subscripts	
amb	Ambient
N	Layer number ($Layer - 1$ is at the top and $Layer - N$ is at the bottom)
w	Water
iw	Inlet water

In reality when hot water is consumed the cold water flows into the tank near its bottom and the hot water inside the boiler flows upwards. This means that the temperature of upper layers of boiler is higher than the temperature of the lower layers especially during consumption as demonstrated by the measured data shown in Figure 27.

By solving the energy balance equation (2) for N layers simultaneously, a complete model is developed to precisely capture the thermal dynamics of all layers of the boiler.

$$m_{L_N} C_{pw} \frac{dT_{L_N}}{dt} = Q_{net,N} \quad (2)$$

The total heat entering and leaving each layer is described by the equation (3)

$$Q_{net,N} = Q_{heat,N} + Q_{amb,N} + Q_{conv,N} + Q_{flow,N} \quad (3)$$

A constant heat $Q_{heat,N}$ is supplied by the heating element when heating the water in the boiler. The different heat transfer components of equation (3) such as heat transfer between ambient and water, heat transfer due to conduction between the water layers and the heat transfer due to water flow rate are defined as follows:

$$Q_{amb,N} = (UA)(T_{amb} - T_N) \quad (4)$$

$$Q_{conv,N} = [U_{N+1,N}(T_{N+1} - T_N) + [U_{N-1,N}(T_{N-1} - T_N)] \quad (5)$$

$$Q_{flow,N} = [m_w C_{pw}(T_{N+1} - T_N) + m_w C_{pw}(T_{N-1} - T_N)] \quad (6)$$

All layers heat up with a constant rate during heating. During water consumption, the layers cool down in an orderly fashion, one after another from the bottom to the top. The total heat supplied by the heating element (Q_{heat}) is evenly distributed among all the layers therefore each layer heats up at a constant rate. Since the water inlet is at the bottom layer, the heat transfer is due to the

flow rate of the fresh water entering the boiler ($Q_{flow,N}$) and heat transfer to other layers is through convection ($Q_{conv,N}$) and water flow ($Q_{flow,N}$).

Energy balance diagram of the boiler is shown in Figure 28.

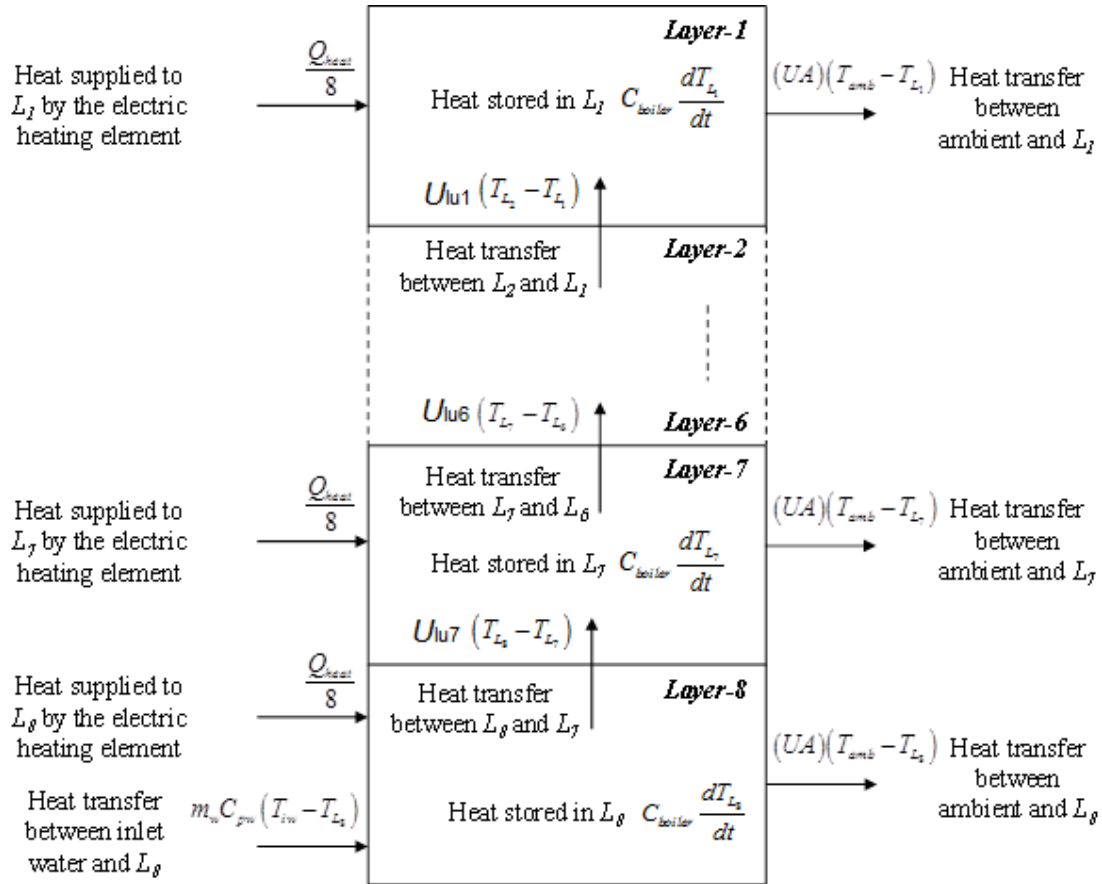


Figure 28: Energy balance diagram of the electric boiler

Starting with the bottom layer L_8 and going all the way up to the top layer L_1 , the heat balance equations of each layer can be written as follows:

$$\frac{dT_{L_8}}{dt} = \frac{1}{C_{boiler}} \left[\frac{Q_{heat}}{8} + m_w C_{pw}(T_{iw} - T_{L_8}) + (UA)(T_{amb} - T_{L_8}) - U_{lu7}(T_{L_8} - T_{L_7}) \right] \quad (7)$$

$$\frac{dT_{L_7}}{dt} = \frac{1}{C_{boiler}} \left[\frac{Q_{heat}}{8} + m_w C_{pw} U_{lu7}(T_{L_8} - T_{L_7}) + (UA)(T_{amb} - T_{L_7}) - U_{lu6}(T_{L_7} - T_{L_6}) \right] \quad (8)$$

$$\frac{dT_{L_6}}{dt} = \frac{1}{C_{boiler}} \left[\frac{Q_{heat}}{8} + m_w C_{pw} U_{lu6}(T_{L_7} - T_{L_6}) + (UA)(T_{amb} - T_{L_6}) - U_{lu5}(T_{L_6} - T_{L_5}) \right] \quad (9)$$

$$\frac{dT_{L_5}}{dt} = \frac{1}{C_{boiler}} \left[\frac{Q_{heat}}{8} + m_w C_{pw} U_{lu5}(T_{L_6} - T_{L_5}) + (UA)(T_{amb} - T_{L_5}) - U_{lu4}(T_{L_5} - T_{L_4}) \right] \quad (10)$$

$$\frac{dT_{L_4}}{dt} = \frac{1}{C_{boiler}} \left[\frac{Q_{heat}}{8} + m_w c_{pw} U_{lu4} (T_{L_5} - T_{L_4}) + (UA)(T_{amb} - T_{L_4}) - U_{lu3} (T_{L_4} - T_{L_3}) \right] \quad (11)$$

$$\frac{dT_{L_3}}{dt} = \frac{1}{C_{boiler}} \left[\frac{Q_{heat}}{8} + m_w c_{pw} U_{lu3} (T_{L_4} - T_{L_3}) + (UA)(T_{amb} - T_{L_3}) - U_{lu2} (T_{L_3} - T_{L_2}) \right] \quad (12)$$

$$\frac{dT_{L_2}}{dt} = \frac{1}{C_{boiler}} \left[\frac{Q_{heat}}{8} + m_w c_{pw} U_{lu2} (T_{L_3} - T_{L_2}) + (UA)(T_{amb} - T_{L_2}) - U_{lu1} (T_{L_2} - T_{L_1}) \right] \quad (13)$$

$$\frac{dT_{L_1}}{dt} = \frac{1}{C_{boiler}} \left[\frac{Q_{heat}}{8} + m_w c_{pw} U_{lu1} (T_{L_2} - T_{L_1}) + (UA)(T_{amb} - T_{L_1}) \right] \quad (14)$$

Inputs: $T_{iw}, T_{amb}, Q_{heat}, m_w$

Outputs: $T_{L_1}, T_{L_2}, \dots, T_{L_8}$

Parameters to be identified: $C_{boiler}, C_{pw}, UA, U_{lu1}, U_{lu2}, \dots, U_{lu7}$

7.3 Parameter Estimation and Results

The measured data was pre-processed in MATLAB[®] and a time vector with a same sampling rate of 10 seconds as the measured data was developed to be used for parameter estimation. The model was developed in Simulink[®] and control and estimation tools manager was used to estimate parameters. Control and estimation tools manager offers several optimization methods (e.g., gradient descent, nonlinear least squares, pattern search and simplex search) and algorithms (e.g., Levenberg-Marquardt, trust region reflective). The nonlinear least squares optimization method and trust region reflective algorithm was used for the accurate estimation of the parameters. The initial and estimated parameters within the minimum and maximum specified limits are presented in Table 7.

Table 7: Initial and estimated parameters

Parameter	Initial guess	Minimum value	Maximum value	Estimated value
C_{boiler}	1.8×10^5	0	$+\infty$	1.7717×10^5
UA	0.18	0	$+\infty$	0.2851
C_{pw}	4.18	4.0	4.2	4.1818
U_{lu1}	2	0	$+\infty$	0.5661
U_{lu2}	2	0	$+\infty$	0.6265
U_{lu3}	2	0	$+\infty$	0.6309
U_{lu4}	2	0	$+\infty$	0.7096
U_{lu5}	2	0	$+\infty$	0.7000
U_{lu6}	2	0	$+\infty$	0.6957
U_{lu7}	2	0	$+\infty$	0.7013

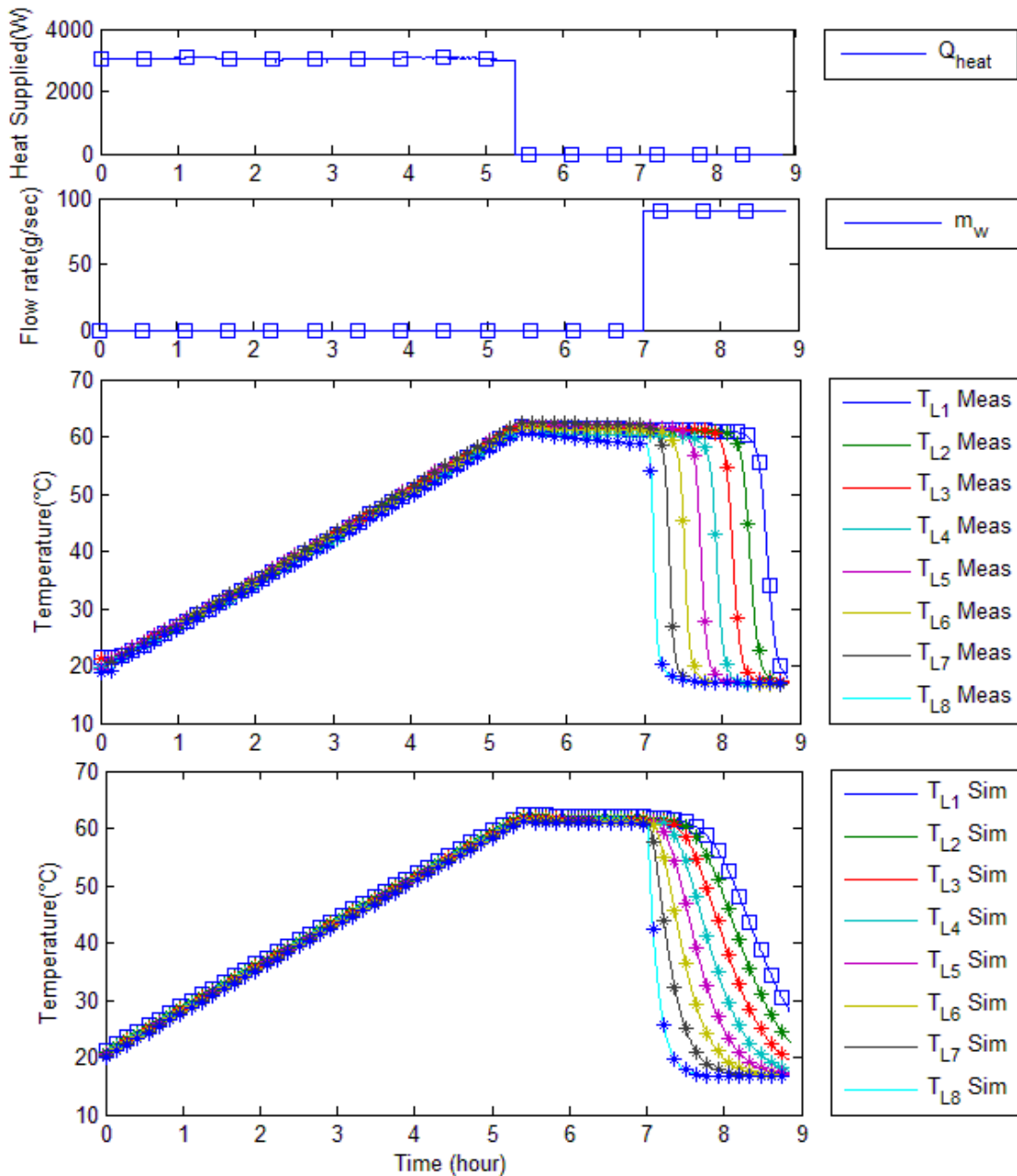


Figure 29: Measured vs. simulated response

Figure 29 shows the measured vs. simulated responses of all layers of boiler together. Initially no water was consumed and the power was supplied to the boiler for about five hours until it was heated up to 62 °C. Then it was left off for next two hours again without any water consumption to capture the effect of ambient loss. In the end the water was consumed continuously with a flow rate of 90 g/sec until it was cooled down to the temperature of the inlet water which was about 16 °C. The model is able to successfully approximate each layer of the boiler and the simulated responses are in a good agreement with the measured data. Along with its good generalization capability the model is also robust to the noise in the measurements.

7.4 Model Scaling

The validated model was then scaled to 6kW and 10kW boilers by adjusting its parameters to simulate 600l and 1000l boilers. This scaling is based on their heating time information which is taken from their data sheets. The data sheets used for this purpose were from the same company (Domotec AG) which boiler was used in test bench. During scaling it was assumed that 600 and 1000l boilers have same height as 300 litre boiler so that the convective heat transfer between water

layers remains same. Table 8 is showing the estimated and scaled parameters of 300l and 600, 1000l boilers respectively.

Table 8: Estimated and scaled parameters

Parameter	Estimated value 3kW, 300l	Scaled value 6kW, 600l	Scaled value 10kW, 1000l
C_{boiler}	1.7717×10^5	3.48125×10^5	5.80200×10^5
UA	0.2851	0.5702	0.9503
C_{pw}	4.1818	4.1818	4.1818
U_{lu1}	0.5661	0.5661	0.5661
U_{lu2}	0.6265	0.6265	0.6265
U_{lu3}	0.6309	0.6309	0.6309
U_{lu4}	0.7096	0.7096	0.7096
U_{lu5}	0.7000	0.7000	0.7000
U_{lu6}	0.6957	0.6957	0.6957
U_{lu7}	0.7013	0.7013	0.7013

8 PV Power System Modeling

The power produced by the photovoltaic system depends on many factors such as position of the sun, intensity of the sun light, air mass, inclination, direction and the temperature of the installed PV panels, etc. The block diagram of the developed PV model is shown in Figure 30.

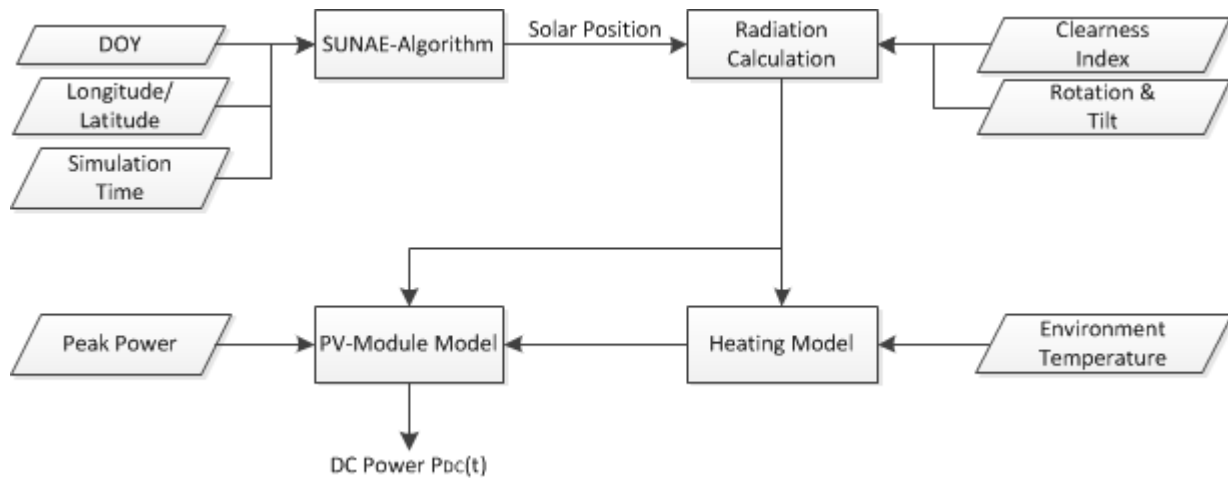


Figure 30: Block diagram of the PV model

Several inputs and parameters (longitude, latitude, day of year, time, rotation, tilt and peak power of PV system, etc.) which could influence the output power of a PV system was modeled to achieve the flexibility and accuracy. However for the ease of calculations the whole system installed at one local place was supplied with the same weather conditions and geographical coordinates (longitude and latitude) instead of setting the values for individual solar panel units.

8.1 Solar position and irradiance calculation

To determine the power produced by the PV system, the knowledge of the total/ global irradiation on the tilted surface of PV panels is required which is highly dependent on the position of the sun at a specific time point of the day and the geographical coordinates of the installed PV system.

The solar positioning algorithm (Quaschnig, 2011) named as SUNAE-Algorithm (Blank, 2006) was developed in MATLAB Simulink® to calculate the position of the sun. The remaining modeling procedure is as follow.

The seasonal variations were modeled using eccentricity factor E_0 (Kerber, 2011) with its dependence on the day of year (DOY) $DOY \in [1,365]$.

$$E_0 = 1 + 0.33 \times \cos\left(\frac{2\pi \times DOY}{365}\right) \quad (15)$$

The solar radiations outside the Earth's atmosphere are defined as extra-terrestrial irradiance G_{ON} . There mean value is $1376W/m^2$ and is known as solar constant denoted by G_{sc} .

$$G_{ON} = E_0 \times G_{sc} \quad (16)$$

This value of irradiance can be measured outside the Earth's atmosphere on a surface normal to the solar radiation. The extra-terrestrial irradiance parallel to the Earth's surface G_{oh} is given as

$$G_{oh} = G_{on} \times \sin(\gamma_s) \quad (17)$$

Here γ_s is the sun height (elevation) which is dependent on the geographical position of the PV system and the time of the day and was calculated with SUNAE algorithm.

Due to the atmospheric influence the solar radiations appearing on the Earth surface G_h are always less than the extra-terrestrial irradiance. This degree of influence/ reduction is defined by the clearness index k_T .

$$k_T = \frac{G_h}{G_{oh}} \quad (18)$$

The total irradiance on the Earth's surface is the sum of the direct irradiance G_{bh} and the diffuse irradiance G_{dh} . This apportionment is necessary because the calculations of the irradiance on a tilted surface G_{bt} are only dependent the direct irradiance [equation (22)]. The angle of incidence of irradiance θ_{gen} can be calculated using rotation α_E and tilt γ_E of the PV module [equation (21)]. The diffuse irradiance is omnidirectional and can be determined from reflected irradiance and the diffused irradiance of the sky [equation (20)]. Due to the absence of the measurements of all kinds of irradiances, equation (23) is used to determine the different types of irradiances. The irradiance on the tilted surface G_t is then calculated using equation (24).

$$G_h = G_{bh} + G_{dh} \quad (19)$$

$$G_{dh} = G_{st} + G_{rt} \quad (20)$$

$$\theta_{gen} = \vec{s} \cdot \vec{n} = \arccos(-\cos(\gamma_s) \cdot \sin(\gamma_E) \cdot \cos(\alpha_s - \alpha_E) + \sin(\gamma_s) \cdot \cos(\gamma_E)) \quad (21)$$

$$G_{bt} = \frac{\cos(\theta_{gen})}{\sin(\gamma_s)} \times G_{bh} \quad (22)$$

$$\frac{G_{dh}}{G_h} = \begin{cases} 1.0 - 0.09k_T, & 0 \leq k_T \leq 0.22 \\ 0.9511 - 0.1604k_T + 4.388k_T^2 - 16.638k_T^3 + 12.336k_T^4, & 0.22 < k_T \leq 0.80 \\ 0.165, & k_T > 0.80 \end{cases} \quad (23)$$

$$G_t = G_{bt} + G_{dt} \quad (24)$$

8.2 Heating model

The module temperature T_M (Blank, 2006) depends on ambient temperature T_{amb} and the irradiance on the module's surface G_t as shown in equation (25). Here it is important to consider the thermal inertia of the module which is normally between 5 to 20 minutes (Blank, 2006). To calculate the module temperature the value of G_t before 5 minutes from the calculation time point was used.

$$T_M(t) = T_{amb}(t) + (0.0325 \times G_t(t - 0.084h)) \quad (25)$$

If the ambient temperature is unknown equation (26) could also be used to estimate the module temperature

$$T_M(t) = (8 + 0.051 \times G_t(t - 0.084h)) \quad (26)$$

8.3 Power calculation

The output power P_{dc} calculations are based on nominal power P_N of the PV system and the standard test conditions (STC) with solar irradiation of 1000 w/m^2 , module temperature of 25°C (Blank, 2006).

$$P_{dc}(t) = (P_N - (T_M(t) - 25) \times 0.0034 \times P_N) \times \frac{G_t}{1000} \quad (27)$$

8.4 Results

The comparison of measured data vs. simulated responses of a PV system with nominal power equal to $3.3kW$ is shown in Figure 31 for two days with different weather conditions. Figure 31(a) depicts a very clear day with a very less disturbance due to clouds or other weather conditions and the output power of the PV system is changing gradually. On the other hand Figure 31(b) is showing a day with an extremely variable weather conditions and the output power is changing suddenly from one value to another.

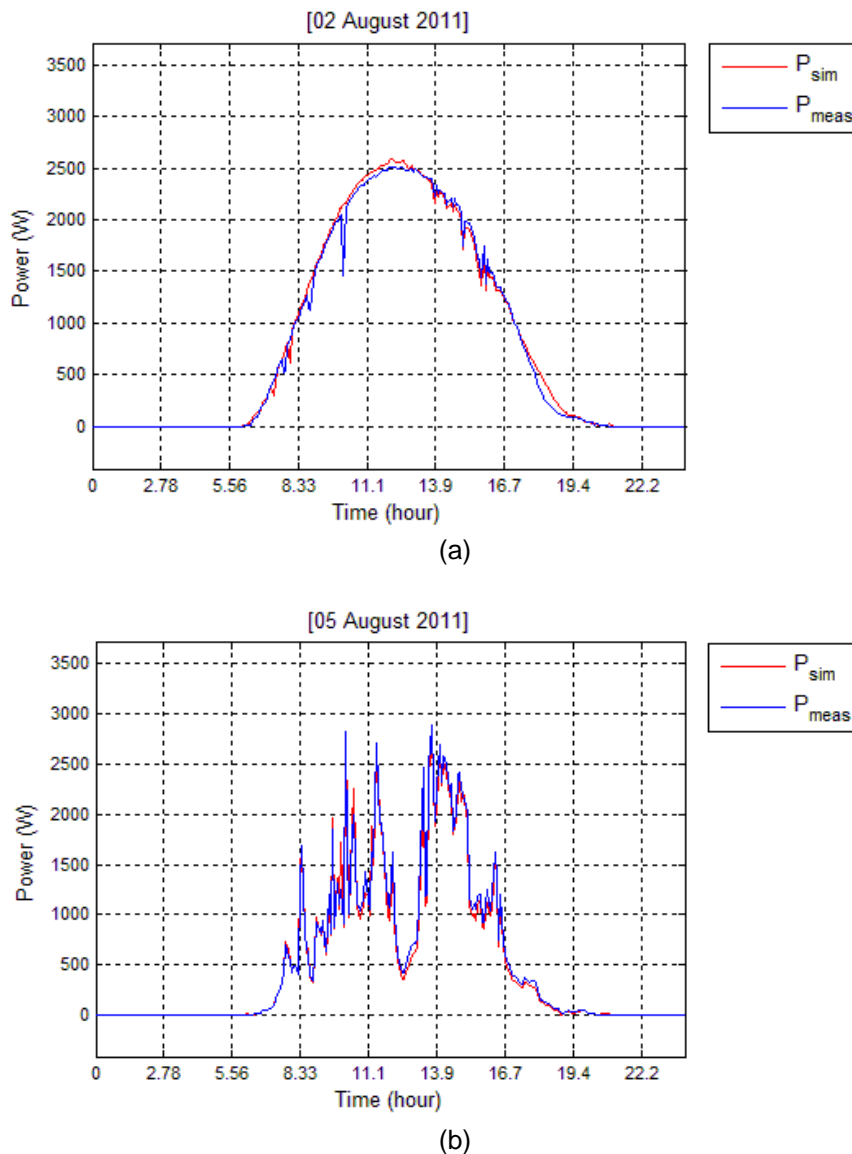


Figure 31: Measured vs. simulated responses of (a) a day without clouds (b) a day with extremely variable weather conditions

Clearly the model is able to successfully approximate the output power of the PV system and the simulated responses are in a good agreement with the measured data. Along with its good generalization capability the model is also robust to the noise in the measurements.

9 Battery modeling

The battery is modeled using a simple power based State-of-Charge (SoC) model. The block diagram of the used battery model is displayed in Figure 32. The charging power is negative and the discharging power is positive. The value of $SoC(t)$ is totally dependent on the charging or discharging power.

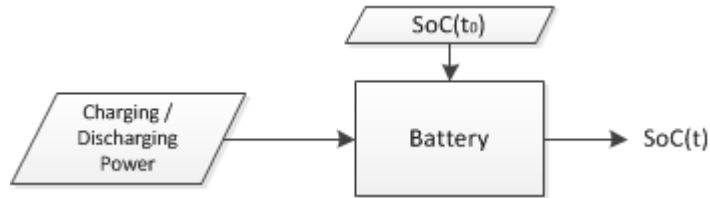


Figure 32: Block diagram of the battery

SoC is a measure of the charge present in the battery on percentage scale (0 – 100%). The SoC for a fully charged battery is 100% and for an empty battery is 0%. In terms of SoC it is recommended that a battery should not be discharged less than 30% so that its terminal voltage does not fall to zero. The SoC is calculated as:

$$SoC(t) = 100 \left(1 - \frac{1}{C} \int_0^t P(t) dt \right) \quad (28)$$

$$Initial\ condition = P(t_0) = \left(1 - \frac{SoC(t_0)}{100} \right) C \quad (29)$$

The symbols are defined in Table 9.

Table 9: List of symbols

Alphabets	
C	Total capacity of the battery [Wh]
P	Battery charging, discharging or self-discharge power [W]
$SoC(t_0)$	Initial value of the State-of-Charge [0 – 100%]
$SoC(t)$	State-of-Charge [0 – 100%]

Part III: Simulationsumgebung auf marktwirtschaftlichen Prinzipien

Autoren: Benjamin Lammel, Fabian Mettler, Holger Wache

10 Economical Model

The goal of this project is to improve the stability of the electrical grid by trading different goods.

According to (Swissgrid, 2014), the balance between production and consumption is the requirement for a stable electrical grid. This means that production and consumption need to be coordinated to achieve this requirement. Thereby, the production of energy can be predicted apart from new renewable energy sources. On the other hand, consumption can be estimated but never accurately predicted. For example, an unexpected cold snap can increase the energy consumption contrary to the estimated plan.

To achieve the balance and thus the stability of the electrical grid, the power plants need to fulfill a specified schedule. This schedule is determined with the Dispatch & Redispatch approach (Next Kraftwerke, 2014). The purpose of the Dispatch is to enable the power plant operators to implement a lucrative business viable method for using their power plants. Hereby, the power plant operator makes the use of all available power plants, taking into account the variable cost of the operation (for coal power plants including the cost of fuel) and taking into account the expected prices on the relevant energy market, because a power plant will only be used if its variable costs are lower than the achievable selling prices. The result of the Dispatch is the allocation of available power plant capacity of the next day that is held in a so-called schedule. Each power plant operator sends its schedule to the transmission system operator.

When the Transmission System Operator received all the schedules, then he calculates the load of the network for the upcoming day to see which parts of the electrical grid would be highly stressed regarding the reported Dispatch. In order to keep the number of short-term intervention in the operation of power plants as low as possible, the result of the network load calculation is used one day before to instruct the power plant operators to postpone their planned energy production. This instruction to move the current production is denoted by the term Redispatch and allows to avoid proactive bottlenecks in the electrical grid. After the Dispatch & Redispatch is done for the upcoming day, all power plant operators are committed to comply with its schedule.

Based on this requirement, the trading of goods inside the Smart Stability Network should be used to meet the schedule of the community and thus to keep the balance of energy production and consumption to improve the stability of the electrical grid.

10.1 Actors

The Smart Stability Network consists of the following actors:

Smart Stability House: The Smart Stability House represents a house in the network that consists at least of a boiler and a heat pump. It demands energy from the community or rather Micro Grid to power these devices. In addition, a house could be equipped with a photovoltaic system and/or energy facility storage such as a battery. Therefore, the Smart Stability Network consists of several houses in which each house can have different energy production and consumption devices in addition to the boiler and the heat pump.

Market Place Coordinator: This actor is responsible to coordinate the trading between the different houses in the network.

10.2 Tradable goods

As described in the introduction of this chapter before, the goods that can be traded by a Smart Stability House must be suitable to reduce the deviation from the defined schedule of the Smart Stability Network. There are two possibilities for the deviation from the schedule, either the actors in the network demand more energy as granted to them by the schedule or the actors demand less energy as predicted. There is thus either an energy surplus or an inadequate energy demand. In both cases there is a need for action to keep the balance respectively to keep the electrical grid stable. Based on this fact, there must be goods available to consume and produce energy in the Smart Stability Network.

Due to the fact, that a Smart Stability House is equipped with a boiler, a heat pump and in addition can be equipped with a photovoltaic system and a battery, the following goods can be determined to consume and produce energy:

Table 10: Tradable goods

Device	Tradable Good	Produce Energy	Consume energy
Photovoltaic system	Consume solar energy	☐	-
Battery	Consume stored energy	☐	-
	Store energy	-	☐
Boiler	Switch boiler off	☐	-
	Switch boiler on	-	☐
Heat pump	Switch heat pump off	☐	-
	Switch heat pump on	-	☐

As shown in Table 10, there is a distinction between consumption and production of energy which both can be fulfilled by some of the devices, e.g. boiler, heat pump and battery.

10.3 Price formation

Regardless that each good adds value to the community, there are goods that have a higher priority as the others. For example, when the energy demand of the Smart Stability Network is higher than the schedule then the produced energy of photovoltaic systems should more preferred than switch off the boiler. The reason for this approach is that the photovoltaic systems produces energy anyway and produced energy must be used somehow according to the law of energy consumption and production. On the other side, a house has more value when the heat pump is switched on when a Smart Stability Network has produced too much energy instead of storing that energy into the battery because the homeowners are more likely interested in a warm home that a full battery level. Furthermore, it is not enough to prioritize the processing of the offers because there are some risks that must be taken into the account. For instance, when a house decides to switch off its boiler then it could be possible that this house is not able to produce warm water at the end of

the cycle. This is a high risk because the homeowners expect to always have warm water. For this reason, the price formation takes the priority and risks into account, which means that such a good as produced energy by a photovoltaic system is cheaper than switching a boiler off for the next cycle. In order to define the sequence of offers to be processed to decrease the deviation from the schedule, the Market Place Coordinator sorts the offers by price.

10.3.1 General Price Formation

Each good has its own base price value, which is lower or higher than the other goods to define a natural ordering or respectively prioritization. For example, the base price value for produced energy by a photovoltaic system is lower than the base price value to switch a boiler off.

The following base price values are used for the goods in the simulation system:

Table 11: Used base price values in the simulation system

Device	Tradable Good	Price
Photovoltaic system	Consume solar energy	5
Battery	Consume stored energy	7
	Store energy	20
Boiler	Switch boiler off	10
	Switch boiler on	10
Heat pump	Switch heat pump off	15
	Switch heat pump on	15

10.3.2 Specific Price Formation

Each good has an additional specific price formation to take the risks into the account, e.g. a boiler can be switched off but it must be switched on at a certain time regardless what it costs. The following table lists the different risks for the tradable goods:

Table 12: Risks of tradable goods

Device	Tradable Good	Risk
Boiler	Switch boiler on	The boiler is running at the limit and must be switched on soon; otherwise there will be a warm water bottleneck.
	Switch boiler off	The boiler has almost reached the maximum amount of warm water and must be switched off soon.
Heat pump	Switch heat pump on	The heat pump is running at the limit and must be switched on soon so that the temperature in the house can be hold.
	Switch heat pump off	The heat in the house has almost reached the maximum temperature and must be switched off soon.

As can be derived from the table above, the risk of each listed tradable good depends upon a time factor. Either the time span until a device must be switched on or until a device must be switched off. This time factor can be used to determine the specific price for a tradable good now. Thus, the specific price for a tradable good can be calculated by the base price value and the time factor.

A possible solution would be a linear price formation where the price is linearly increased dependent on the base price value and the time factor:

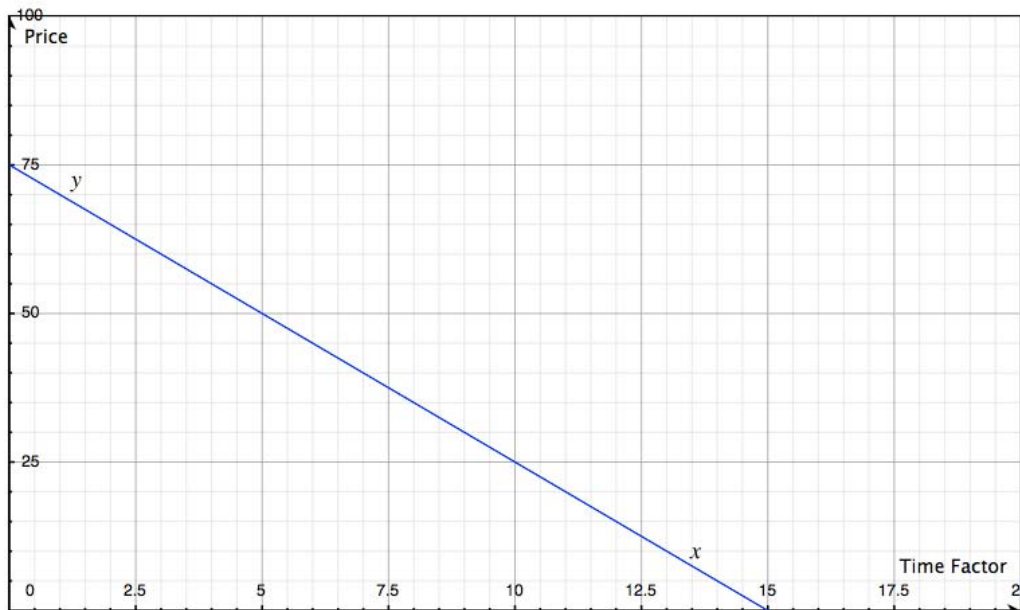


Figure 33: Linear price formation example

The figure above shows the example of the linear price formation for a tradable good, which has a base price value of 5 and a time factor from 0 to 15. As mentioned before, when the time factor tends to zero then some action must have happened, e.g. switch on the boiler. This means that the price is highest when the time factor tends to zero. This approach uses the following function to determine the price:

$$y = b * (-x + tc)$$

Equation 10.1: Linear price calculation

Where y corresponds to the calculated price, b to the base price value, x to the time factor and tc to the time span of the next cycle.

Although it is a simple solution, the real risk for a house in this example is much higher than it can be applied by a linear function. This means that in such a situation the price must be that high that when the Smart Stability Network takes that risk all the other possibilities must have been exhausted. Furthermore, the homeowners must be rewarded so that it is worthwhile for them to take the risk, for instance to not have warm water for a small time period. So instead of a direct proportionality, the concept of inverse proportionality is used to calculate the specific price:

$$y = b * \frac{tc}{x}$$

Equation 10.2: Price calculation through inverse proportionality

With this approach, a high risk leads to a higher price and therefore to a higher reward for the homeowners as shown in Figure 34.

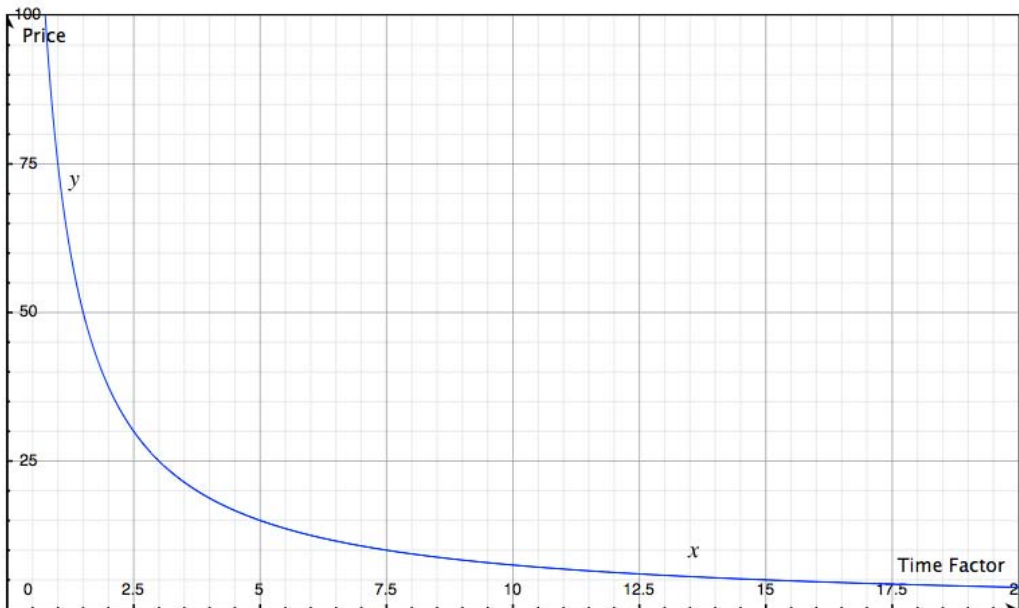


Figure 34: Inverse proportionality price formation example

Thanks to this approach, an economic incentive can be created for homeowners who are willing to take higher risks into account than others. This means, there could be a mechanism which enables a homeowner to define how much risk he is willing to take into account to receive a higher reward. In the example of the boiler, a homeowner could set its own limits when a boiler has to be switched on or off. This means that a homeowner being willing to take higher risks allows the time factor to reach almost zero to get a high reward for his risk.

10.3.3 Penalty fee

When the schedule for a cycle could not be applied in a Smart Stability Network then the participants have to pay a penalty fee. In other words, the higher the deviation from the schedule is, the higher is the penalty fee. A solution could be a linear penalty fee formation, which is calculated from a base value and the deviation.

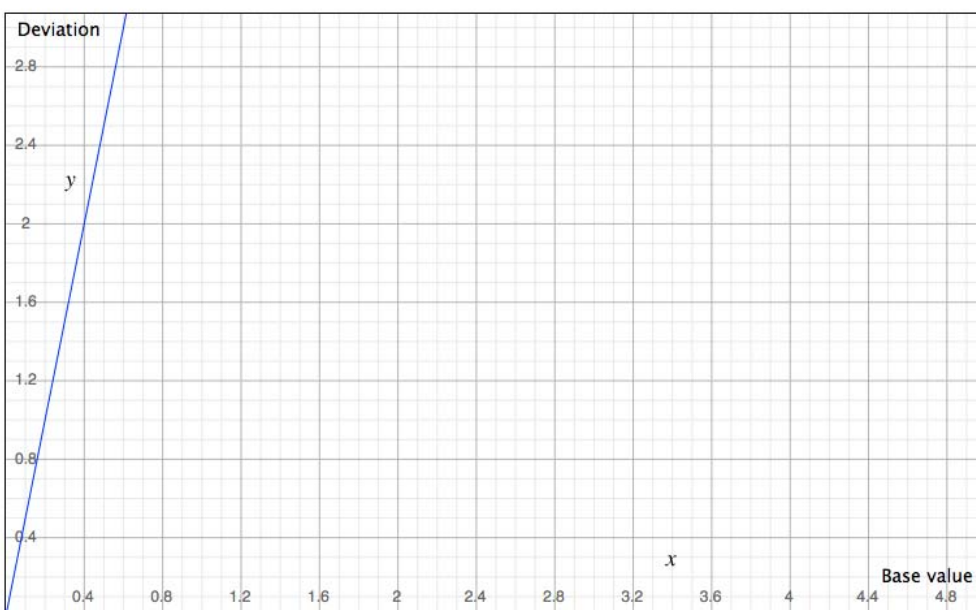


Figure 35: Linear penalty fee formation

Figure 35 shows this approach to calculate the penalty fee with the following linear function:

$$p = b * d$$

Equation 10.3: Penalty fee

Where p corresponds to the calculated penalty fee, b to the base value and d to the deviation from the schedule.

Although this is a simple approach, it carries out the purpose to let the participants in the Smart Stability Network to pay a higher fee when a large deviation from the schedule is present.

10.4 Communication

Each community is represented as a Smart Stability Network, which is a decentralized network connected to the superior grid as shown in Figure 36.

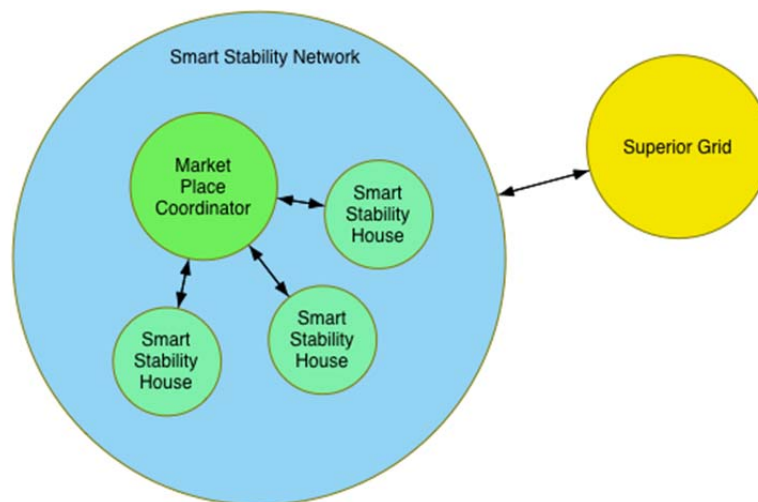


Figure 36: Smart Stability Network

A Smart Stability Network can operate even when the connection to the superior grid is missing by using its own resources capabilities such as photovoltaic systems or energy storage facilities. Although these capabilities maybe not enough in order to produce enough energy for their selves for a long it time, it could still allow a community to survive a short- or mid-term interruption from the superior grid.

As can be derived from Figure 36, a Smart Stability Network consists of many Smart Stability Houses but only one Market Place Coordinator. Due to the fact that this actor is responsible to handle the trading process for all the members of the network, it could be seen as a centralized control unit but it is actually just a Smart Stability House that took this role when the network was initialized. In the case that the Market Place Coordinator were disconnected from the network or has any other issue, another Smart Stability House will become the Market Place Coordinator so that Smart Stability Network stays operational. When the previous Market Place Coordinator will be connected again then it just becomes a Smart Stability House. With this approach it can be guaranteed that the network is not relied on a centralized control unit, which can be harmful to the network if it has a fault. (Lann, 1977) calls this approach in a distributed network "Leader Election" and it is the process of designating a single actor as the leader of some task distributed among several computers (nodes) in a network. This means that before the task is performed, all nodes in a network are unaware which node will be the leader of the task or unable to communicate with the current leader. After the leader was elected in a network, each node knows which unique node is the leader of the task.

The Leader Election algorithm was not implemented in the simulation system because the simulation system is in particular used for evaluating the trading process itself after a leader was elected. Furthermore, there exist different Leader Election algorithms and each with its own advantages and disadvantages. The analysis and evaluation of those are beyond the scope of this thesis.

10.5 Trading Process

The trading process consists of five phases:

1. Requesting the energy demand of all Smart Stability Houses
2. Calculating the deviation from the schedule
3. Conducting the auction
4. Calculating the penalty fee
5. Announcement of the next cycle

The Market Place Coordinator is the responsible actor to handle the trading process for a specified time window, respectively trading window as known from NOBEL's approach (Marqués & Serrano, 2011). Each trading window is used to calculate the energy demand of the Smart Stability Network for the next time window what is referred in this thesis as a cycle. So when a new cycle starts then the Market Place Coordinator informs the Smart Houses that a new cycle has started and the houses should announce their energy demand and offers (tradable goods). Based on these announcements, the Market Place Coordinator calculates the deviation from the schedule based on the energy demand of all Smart Stability Houses:

$$d = \left| s - \sum_{i=1}^n e_i^f \right|$$

Equation 10.4: Deviation from the schedule

Where d corresponds to the deviation from the schedule, s to the schedule and e_i^f to the forecast of the energy demand for the house i .

The forecast function in the equation above is required to determine the energy demands of all houses. The ideal solution would be to forecast the energy demands of the next cycle to calculate the best possible deviation from the schedule. Because of some limitations in the simulation system, it is not possible to get the energy demands for the next cycle and instead the energy demands of the previous cycle are used as illustrated in Figure 37.

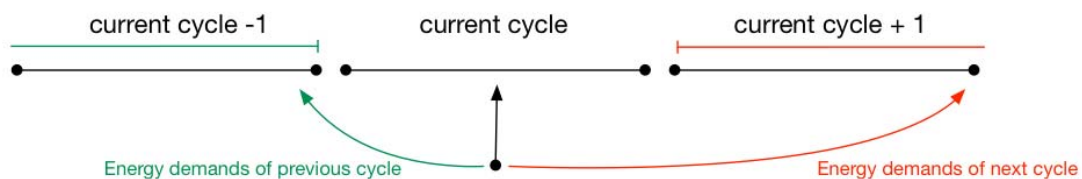


Figure 37: Energy demand forecast

This situation of course leads to the issue that the assumption may not correspond to the actual required energy demands of the next cycle. This means that the calculated deviation from the schedule is not as accurate as it could. However, this inaccuracy is dependent on the chosen time window for a cycle in the simulation system: the smaller the time window, the smaller should be the inaccuracy. Nevertheless, this thesis will not involve the solution for this issue and therefore uses the energy demands of the previous cycle to calculate the deviation from the schedule for the next cycle.

It is important to say that at this step all offers are accepted that provide energy, which were produced by photovoltaic systems. The reason for this action is the fact that produced energy must somehow be consumed (Kok et al., 2010). Of course, this condition has a big impact on the actual energy demand and the deviation from schedule for the next cycle. When for instance the Smart Stability Houses produced a high amount of energy then the situation could occur that actually no energy is required from the superior grid. Nevertheless, the Smart Stability Network has to comply with the schedule and therefore results in a deviation from the schedule.

$$d = \left| s - \left| \sum_{i=1}^n e_i^f - \sum_{i=1}^n \sigma_i \right| \right|$$

Equation 10.5: Adjusted deviation from the schedule

Here corresponds σ to all accepted offers that provide energy.

In the case where a deviation is present, the Market Place Coordinator looks for the best matching offers to decrease the deviation from the schedule. In order to achieve this goal, the Market Place Coordinator tries to use as many as possible offers while two different methods are applied:

1. Determine the best offer that expresses the deviation closest to zero
2. Determine the best offer that expresses the deviation to zero.

These two methods are used because some of the tradable goods can only provide or consume the energy value that is proposed in the offer. For instance, a boiler can only be switched off for the whole time window of a cycle and not just for a couple of minutes during a cycle. On the other hand, a battery is only limited to its capacity and therefore it can either store more or provide less energy according to the charge of the battery in a cycle. Thus, tradable goods such as switching on/off a boiler are of course helpful to decrease the deviation from the schedule. But in some situation, it is only possible to bring the deviation to zero by consuming or producing a certain energy value. This certain energy value can for instance be consumed by a battery although their capacity is far from being charged.

Any accepted offer by the Market Place Coordinator during these two phases has a defined price as described in chapter 10.3, which is credited to the house that proposed the offer.

As an example, the deviation from the schedule is equal to 3 kWh and there are three offers: 1st switching a boiler on for 2 kWh, 2nd switching a heat pump on for 4 kWh and 3rd charging a battery with 5 kWh. Due to the fact that switching a boiler on has a higher priority than storing energy in a battery as described in chapter 10.3, the first method is used to determine the offer with the best energy value to use regarding its priority and the price. Here, the proposed energy value in the offer corresponds to the maximum amount of available energy that can be used. This method is repeated until the deviation from the schedule is closest to zero and no other offer can decrease the deviation anymore. Which means the 1st offer is accepted and the deviation is now equal to 1 kWh. The 2nd offer is not accepted because its use would instead increase the deviation from the schedule: $3kWh - 2kWh - 4kWh = -3kWh$. The Market Place Coordinator sends an acknowledge message to the House who sent the 1st offer.

Due to the fact that the deviation from the schedule is still greater than zero, the second method is applied. This method determines the best offer that can be used to decrease the deviation to zero by using the exact energy value that is required to achieve this goal. Also this method is repeated like the first method until no other offer can decrease the deviation anymore. Thus, the 3rd offer is accepted but the battery is only charged with 1 kWh to bring the deviation from the schedule to zero. As before, the Market Place Coordinator sends an acknowledge message to the sender of the offer and informs the sender how much energy must be stored.

Now the deviation from the schedule is zero and the Market Place Coordinator continues with the next phase: calculating the penalty fee. In the case that the deviation is greater than zero, the Mar-

ket Place Coordinator determines the penalty fee for the Smart Stability Network because the schedule is not complied: the higher the deviation, the higher the penalty fee. The penalty fee is divided to the number smart houses, which means that the participants share the penalty fee. As the next step, the Market Place Coordinator informs the houses if they have to pay a penalty fee and instructs them that they should get ready for the next cycle. Now the trading process starts anew.

11 Simulation Environment

11.1 User Interface

The simulation user interface is split into three rows.

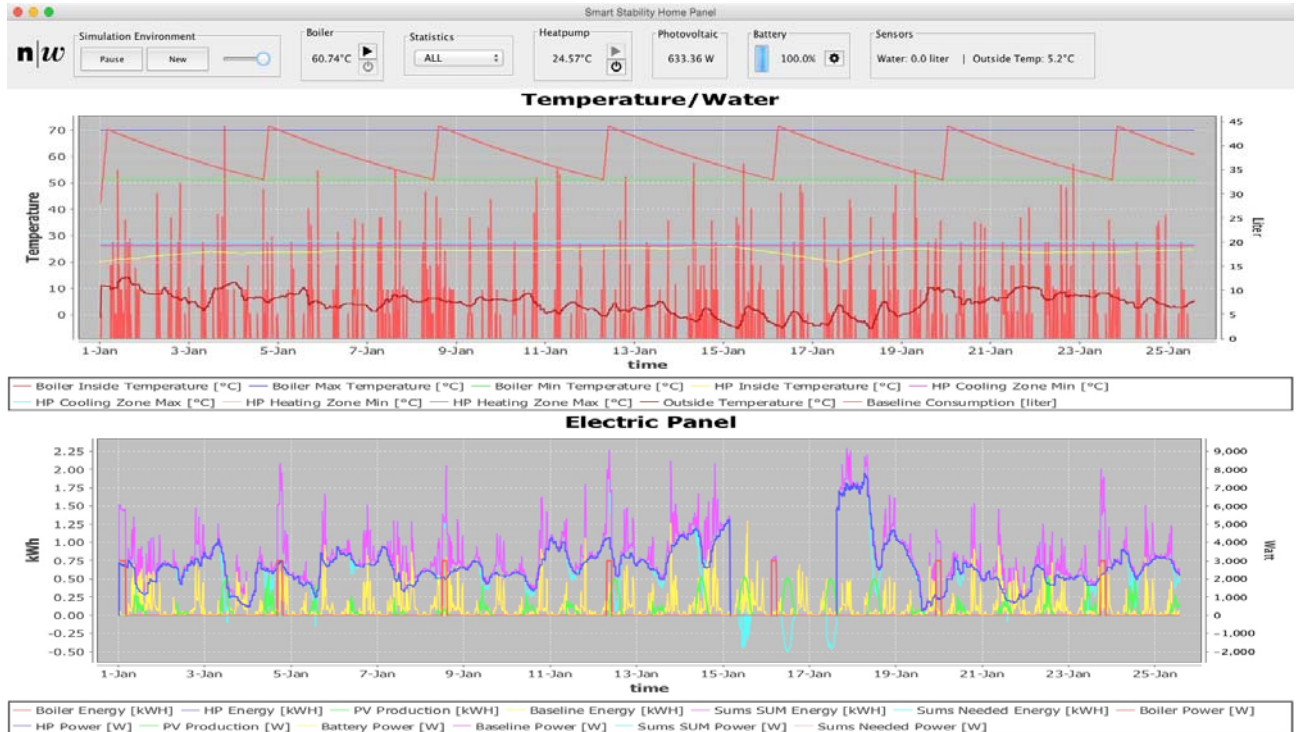


Figure 38: Screenshot of the simulation environment

The first row contains control and adjustment elements.

The second row shows the results of the simulated temperatures (in Celsius) and water consumes (in liter).

The third row shows the results of kWh and watt consumption and production.

11.1.1 Control Row

The control row is divided in seven objects.

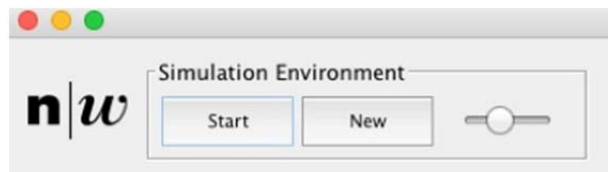


Figure 39: Control unit of the simulation environment

“Simulation Environment” helps to control the simulation by starting, pausing and creating new simulation tasks.

The slider on the right hand side can be used to accelerate and slow down the simulation.

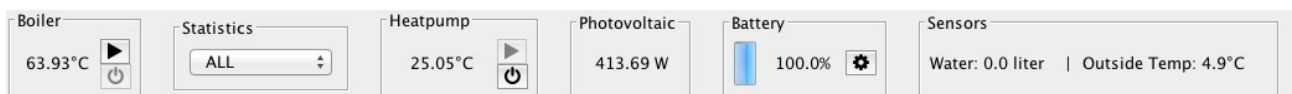


Figure 40: Observation and control unit of the simulation environment

The Boiler area shows the current inside temperature of the boiler module. The Boiler can be controlled manually during defined status. The “play” button becomes available when the status has been reached and starts the heating of the Boiler by clicking on it. Same applies to the “power-off” button, that cancels the heating process of the boiler. These mechanisms apply to the Heatpump, as well. The shown temperature at the Heatpump field is the inside temperature of the house.

The statistics area offers the possibility to hide unneeded values at the second and third row by selecting standard profiles for Boiler, Heatpump, Battery and sums. “All” unhides all tracked values and displays them in the corresponding row. The “Custom” dialog offers the possibility to manually hide and unhide values.

Photovoltaic indicates the currently generated watts.

Battery shows the charging status of the battery.

The sensors part shows the current hot water consumption and the current outside temperature.

11.2 Configuration (XML-File)

In order to configure the simulation tasks, two configuration files help to setup the environment. General.xml contains the settings and switches for the simulation as a whole and specific.xml the settings and switches for the components within the house.

11.2.1 General.xml

Table 13: Configuration switches of general.xml file

Element	Description	Accepted Data Type/Format	Min/Max Values	Notes / Comments
StartDateTime	Is the time and date of the starting point of the simulation	Date {yyyy-MM-dd HH:mm:ss}	No restrictions	-
EndlessSimulation	This switch makes the EndDateTime ignored and runs until it is stopped manually	Boolean {true,false}	No restrictions	-
EndDateTime	If EndlessSimulation set false the end date and time terminates the simulation	Date {yyyy-MM-dd HH:mm:ss}	No restrictions	-
CycleTact	Represents the minutes for each calculation cycle	Integer	From 1 until 60	Its not restricted yet. So, smaller and larger values can be used but lead to wrong results
DBMS	Is used for defining the database management system	String {mysql, sqlite}	Restricted to mysql and sqlite. If anything else is entered, mysql is used	This switch will load the corresponding database driver
sqliteDatabaseFile	Defines the name of the sqlite database file	String	No restrictions	-
MySQLURL	Defines the url to	String; Format	No re-	-

Element	Description	Accepted Data Type/Format	Min/Max Values	Notes / Comments
	the mysql database	"localhost:3306"	restrictions	
DatabaseName	Defines the database name for the mysql database	String	No restrictions	-
MySQLUser	Defines the username to connect to the mysql database	String	No restrictions	-
MySQLPassword	Defines the password to connect to the mysql database	String	No restrictions	-
LoggingConsumptionGeneration	This switch creates a logfile that tracks the consumption and generation values	Boolean {true,false}	No restrictions	-

11.2.2 Specific.xml

Table 14: Configuration switches of specific.xml file

Element	Description	Accepted Data Type/Format	Min/Max Values	Notes / Comments
ConsumptionON	If this switch is set to true, data will be loaded from database. If it is set to false, the consumption will remain 0.	Boolean {true,false}	No restrictions	-
ConsumptionProfileID	Sets the to be used consumption profile	Integer {1, 2, 4, 5, 8, 14, 16, 54, 56, 62, 63, 70, 71}	{1, 2, 4, 5, 8, 14, 16, 54, 56, 62, 63, 70, 71}	See profile details:11.4, other values will lead to load profile ID 1
BoilerON	If this switch is set to true, data will be loaded from database. If it is set to false, the boiler consumption will remain to 0.	Boolean {true,false}	No restrictions	-
BoilerLogging	If this switch is set to true, the environment will generate a corresponding log file with all generated values for the boiler	Boolean {true,false}	No restrictions	-
BoilerType	Sets the to be used ID	Integer {1, 2, 3}	{1, 2, 3}	-
BoilerInsideTempStart	Sets the boiler's inside temperature in Celsius for starting the simulation	Double	Should be between 15 and 30, but no restrictions	Its not restricted yet. So, smaller and larger vales can be used but lead to wrong results
BoilerMAXStartTemp	Sets the boiler's	Double	Should be	Its not restricted

Element	Description	Accepted Data Type/Format	Min/Max Values	Notes / Comments
	maximum temperature in Celsius for starting the simulation		between 15 and 30, but no restrictions	yet. So, smaller and larger vales can be used but lead to wrong results
BoilerMINStartTemp	Sets the boiler's minimum temperature in Celsius for starting the simulation	Double	Should be between 15 and 30, but no restrictions	Its not restricted yet. So, smaller and larger vales can be used but lead to wrong results
BoilerEnvStartTemp	Sets the environment temperature in Celsius for the boiler at the start of the simulation	Double	Should be between 15 and 30, but no restrictions	Its not restricted yet. So, smaller and larger vales can be used but lead to wrong results
BoilerMaxTempBuffer	Sets the buffer temperature for the maximum temperature in Celsius.	Double	Should be between 0.0 and 1.0, but no restrictions implemented	-
BoilerMinTempBuffer	Sets the buffer temperature for the minimum temperature in Celsius.	Double	Should be between 0.0 and 1.0, but no restrictions implemented	-
HPON	If this switch is set to true, data will be loaded from database. If it is set to false, the heatpump consumption will remain to 0.	Boolean {true,false}	No restrictions	-
HPLogging	If this switch is set to true, the environment will generate a corresponding log file with all generated values for the heatpump	Boolean {true,false}	No restrictions	-
HPTYPE	Sets the type of the to be used heatpump	Integer {1, 2, 3}	{1, 2, 3}	-
HPInsideTempStart	Sets the boiler's inside temperature in Celsius for starting the simulation	Double	Should be between 15 and 30, but no restrictions implemented	Its not restricted yet. So, smaller and larger vales can be used but lead to wrong results
HPHeatCharacteristic	Sets the heat characteristics that should be used.	Double	{3.4; 3.2; 3.0; 2.8 ; 2.6; 2.4; 2.2; 2.0 ; 1.8; 1.6; 1.4; 1.2 ; 1.0; 0.8; 0.6; 0.4}	-
HPHeatingZoneMin	Sets the buffer tem-	Double	-	-

Element	Description	Accepted Data Type/Format	Min/Max Values	Notes / Comments
	perature for the minimum temperature in Celsius.			
HPHeatingZoneMax	Sets the buffer temperature for the maximum temperature in Celsius.	Double	-	-
HPCoolingZoneMin	Not in place yet, but has to appear in the XML file and a double value			
HPCoolingZoneMax	Not in place yet, but has to appear in the XML file and a double value			
HPMaxTempBuffer	Sets the buffer temperature for the maximum temperature in Celsius.	Double	Should be between 0.0 and 1.0, but no restrictions implemented	-
HPMinTempBuffer	Sets the buffer temperature for the minimum temperature in Celsius.	Double	Should be between 0.0 and 1.0, but no restrictions implemented	-
PVON	If this switch is set to true, data will be loaded from database. If it is set to false, the photovoltaic production will remain to 0.	Boolean {true,false}	No restrictions	-
PVLocationProfile	Sets the profile of the PV to Windisch or Basel	Integer {1, 2}	1 = Windisch; 2 = Basel	-
PVCharacteristic	Sets the characteristic ID.	Integer {300, 600, 1000}	300 = Nennleistung 3000W; 600 = Nennleistung 6000W; 1000 = Nennleistung 10kW	-
BatteryON	If this switch is set to true, the battery is switched on. If it is set to false, the battery module is ignored.	Boolean {true,false}	No restrictions	-
BatteryLogging	If this switch is set to true, the environment will generate a corresponding log file with all generated values for the battery	Boolean {true,false}	No restrictions	-
BatteryType	Defines the battery model that is used	Integer {1, 2, 3}	{1, 2, 3}	-
BatteryInitialState	Sets the charge volume of the battery in percent	Double {0.0 - 100}	{0.0 - 100}	-

Element	Description	Accepted Data Type/Format	Min/Max Values	Notes / Comments
BatteryMinimum	Sets the minimum number of storage that should be kept in percent	Double {0.0 - 100}	{0.0 - 100}	-
WaterFixValueON	If this switch is set to true, the environment will use the given value from Water-FixValue as constant value. If set to false, the consumption stored in the profile database will be used.	Boolean {true,false}	No restrictions	-
WaterFixValue	Sets the fix value that can be used to create a special environment	Double	No restrictions	-
OutsideTemperature-FixValueON	If this switch is set to true, the environment will use the given value from Outside-Temperature-FixValue as constant value. If set to false, the temperature stored in the temperature database will be used	Boolean {true,false}	No restrictions	-
OutsideTemperature-FixValue	Sets the fix value that can be used to create a special environment	Double	No restrictions	-

11.3 Configuration (GUI)

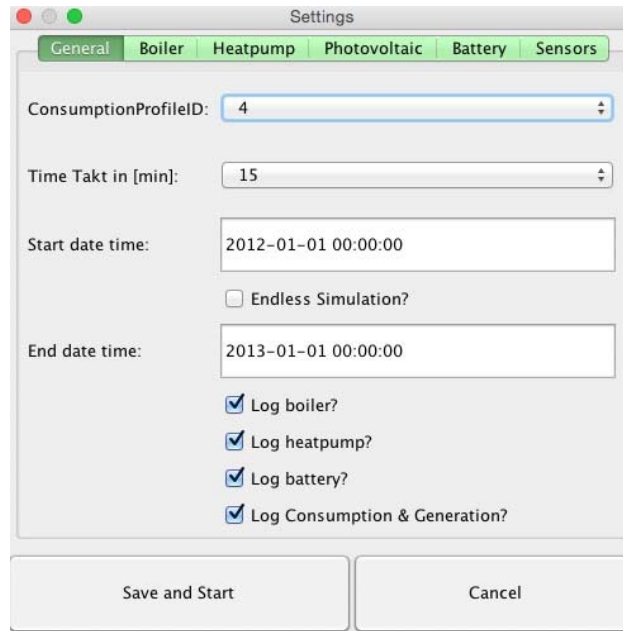


Figure 41: New simulation task; tab General

The configuration of the simulation task can be also configured using the user interface. It is important to know, that even if the graphical user is used for setting up the values and preparing the environment, the simulation environment needs to have access to the XML files, described in the previous chapter.

Once, the environment has started, the user has two possibilities to start the simulation.

By clicking on the “Start” button, all parameters of the xml files will be used.

If the user wants to enter different parameters, the “New” button dialog will help to enter the values. This dialog offers the possibility to enter/change the parameters that have been loaded from the XML files.

Each module parameters are enclosed within a tab. The color of the tabs indicates whether there as been a mistake by entering the parameters.

Green = every entered parameter has been accepted

Red = there has been a mistake by entering wrong data. By clicking on “Save and Start”, the environment will use the set parameters and start the simulation.

11.4 Consumption

The baseline consumption is based on predefined profiles that were generated by Load Profile Generator (Version: 1.3.5.17686; <http://loadprofilegenerator.de>). These profiles contain the date and time including its consumption of hot water and energy (kWh).

The simulation environment is shipped with thirteen profiles. The following table shows the summary of those profiles.

Table 15: Baseline consumption profile overview

Profile ID	Short description	Consumption [kWh]	Hot Water [Liter]
1	Couple under 30 years, with work	2633.182997	54588.94148
2	Couple, 30 - 64 age, with work	2900.015997	65353.77497
4	Family, 1 child, both at work	3909.100809	98574.54251
5	Family, 3 children, both with work	3024.204129	148405.5817
8	Single woman, 2 children, with work	1725.574301	84994.27292
14	3+ adults Couple, 30- 64 years, both at work + Senior at home	3052.213562	87900.79528
16	Couple over 65 years	2174.765947	72642.08037
54	Single woman, 30 - 64 years, with work	864.6442082	18034.28986
56	Single man, 30 - 64 years, with work	586.0072677	14640.76359
62	Single man with 1 child, with work	967.432555	58845.58934
63	Family with 2 children, 1 at work, 1 at home	2245.936246	117457.9642
70	H70 Couple over 65 years II	2171.297858	65793.22008
71	Student Flatsharing	2190.879555	76448.52359

11.5 Electric Consumers Interface

The modules Boiler and Heatpump share the same base in terms of heating, cooling down, switching on, switching off and the possibility of sending signals to the environment interactively. The following graphic shows the behavior and the associated restrictions within the phases.

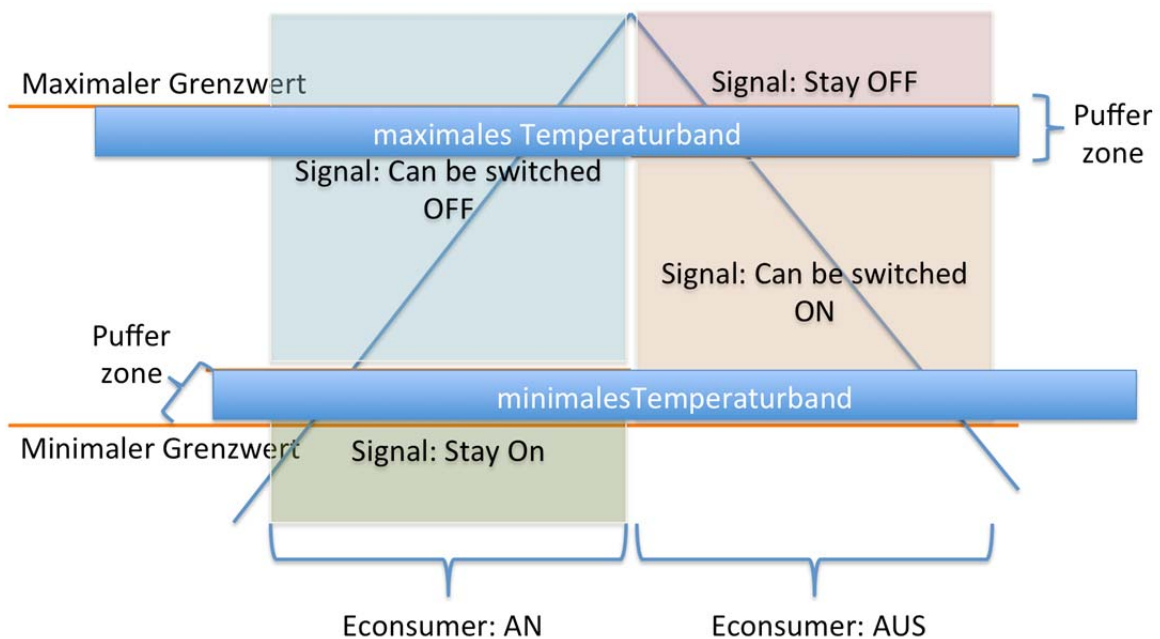


Figure 42: Electronic Consumer Interface behaviour

If the device is switched on and the inside temperature is below the minimal threshold, the device cannot be switched off since the signal value is “Stay on”. Depending on the set parameters, the user can set a buffer zone above the minimal threshold where the device keeps the signal “Stay on”. As soon as the inside temperature is above the minimal threshold plus the defined buffer zone, the device signal switches to “Can be switched off” that enables the user to manually switch off the device. As soon as the maximal threshold is reached, the device is switched off automatically.

If the device is switched off, the device cools down and decreases the inside temperature. Based on the parameter settings, the user can define a maximal buffer zone. If the temperature is still in this buffer zone, the device has the signal “Stay off” that does not allow the user to switch on the device. As soon as the temperature is below maximal threshold minus the buffer zone, the device switches the signal to “can be switched on” that allows the user to switch on the device.

11.6 Boiler Module

Three different types of Boilers can be selected.

Table 16: Boiler device overview

Boiler Type	Short description	UA	CBoiler
1	300 Watt	0.2851	177170
2	600 Watt	0.5702	348125
3	1000 Watt	0.9503	580200

Beside the Boiler type, the environment takes also other parameters in order to setup a simulation.

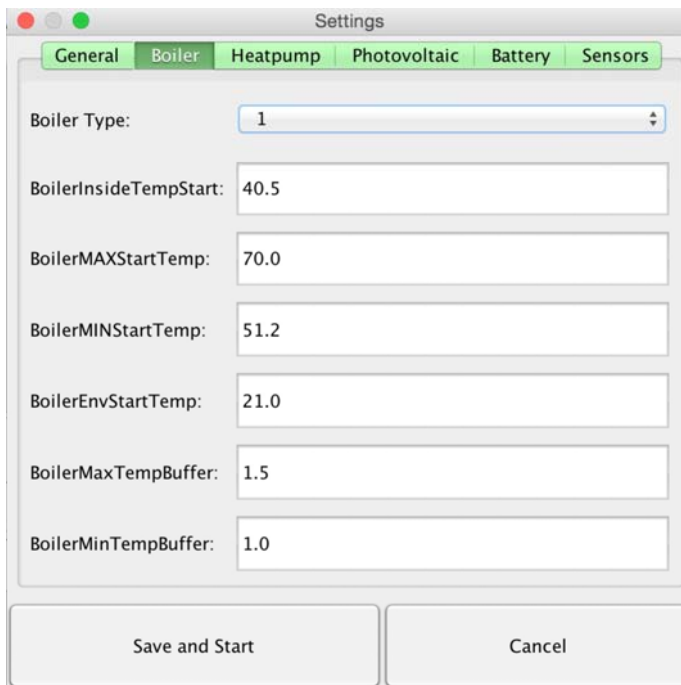


Figure 43: New simulation task; tab Boiler

“BoilerInsideStart” describes the temperature in Celsius at the beginning of the simulation.

“BoilerMaxStartTemp” sets the maximum value in Celsius the Boiler inside temperature can heat up. If the inside temperature reaches this value, the Boiler goes off.

“BoilerMinStartTemp” sets the minimum value in Celsius the Boiler inside temperature can cool down up. If the inside temperature reaches this value, the Boiler goes on.

“BoilerEnvStartTemp” describes the constant environment temperature where the Boiler is located.

“BoilerMaxTempBuffer” describes the buffer zone in Celsius related to the maximal temperature where no commands can be sent to the Boiler. $\text{BoilerMaxStartTemp} - \text{BoilerMaxTempBuffer} =$ threshold for sending commands during the heating phase.

“BoilerMinTempBuffer” describes the buffer zone in Celsius related to the minimal temperature where no commands can be sent to the Boiler. $\text{BoilerMinStartTemp} - \text{BoilerMinTempBuffer} =$ threshold for sending commands during the cooling phase.

11.7 Heatpump Module

Three different types of heatpumps can be selected.

Table 17: House types overview

	Typ 1 (minimal)	Typ 2 (medium)	Typ 3 (maximal)
$C_{Gebäude}$	48kWh/K	60kWh/K	72kWh/K
$R_{Heizung}$	0.50mK/W	0.40mK/W	0.33mK/W
R_{aussen}	2.6mK/W	2.1mK/W	1.7mK/W
$\tau_{Heizung}$	20	20	20
$\tau_{Auskühlung}$	241	241	241
$\tau_{Kühlung}$	20	20	20

Beside the Heatpump type, it takes also other parameters in order to setup a simulation.

Figure 44: New simulation task; tab Heatpump

“HPInsideTempStart” describes the interior temperature in Celsius at the beginning of the simulation.

“HPHeatCharacteristic” describes a formula that is used for calculating the flow temperature.

Figure 45 shows the initial input for the definition of the formulas.

Those functions have been simplified and translated into a linear model.

Figure 46 shows the simplified formulas, while Table 18 points out the specific function.

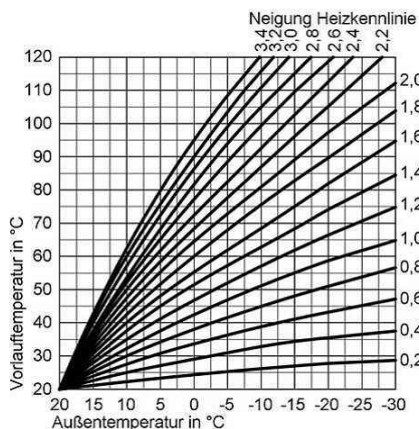


Figure 45: Initial input for the heat characteristic definition

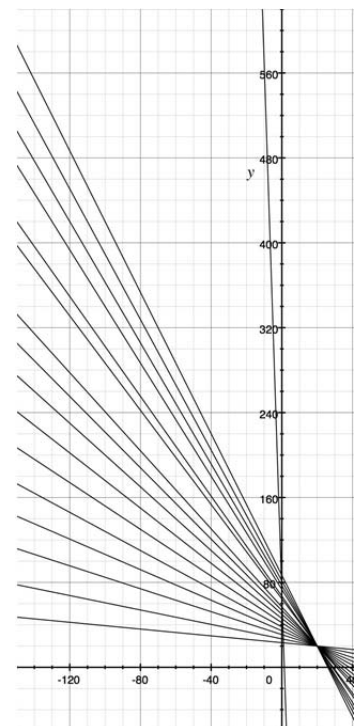


Figure 46: simplified model for heat characteristic

Table 18: Simplified formula for calculating the the flow temperature

$$\begin{array}{lll}
 HC_{3.4} = -\frac{10}{3}x + \frac{260}{3} & HC_{3.2} = -\frac{100}{32.5}x + \frac{1060}{13} & HC_{3.0} = -\frac{100}{35}x + \frac{540}{7} \\
 HC_{2.8} = -\frac{200}{75}x + \frac{220}{3} & HC_{2.6} = -50x + 70 & HC_{2.4} = -\frac{200}{85}x + \frac{1140}{17} \\
 HC_{2.2} = -\frac{200}{90}x + \frac{580}{9} & HC_{2.0} = -\frac{92}{50}x + \frac{284}{5} & HC_{1.8} = -\frac{84}{50}x + \frac{268}{5} \\
 HC_{1.6} = -\frac{75}{50}x + 50 & HC_{1.4} = -\frac{65}{50}x + 46 & HC_{1.2} = -\frac{55}{50}x + 42 \\
 HC_{1.0} = -\frac{45}{50}x + 38 & HC_{0.8} = -\frac{36}{50}x + \frac{172}{5} & HC_{0.6} = -\frac{27}{50}x + \frac{154}{5} \\
 HC_{0.4} = -\frac{17}{50}x + \frac{134}{5} & HC_{0.2} = -\frac{8}{50}x + \frac{116}{5} &
 \end{array}$$

“HPHeatingZoneMin” describes the minimum temperature threshold in Celsius that switches the Heatpump on, if reached.

“HPHeatingZoneMax” describes the maximum temperature threshold in Celsius tht switches the Heatpump off, if reached.

“HPCoolingZoneMin” and “HPCoolingZoneMax” are not implemented yet.

“HPMaxTempBuffer” describes the buffer zone in Celsius related to the maximal temperature where no commands can be sent to the Heatpump. HPHeatingZoneMax – HPMaxTempBuffer = threshold for sending commands during the heating phase.

“HPMinTempBuffer” describes the buffer zone in Celsius related to the minimal temperature where no commands can be sent to the Boiler. HPHeatingZoneMin – HPMinTempBuffer = threshold for sending commands during the cooling phase.

11.7.1 Transforming thermal energy/power into electric energy/power

The basis for transforming the thermal energy/power into electric energy/power can be seen in Abbildung 21. The functions have been simplified as shown in Figure 47.

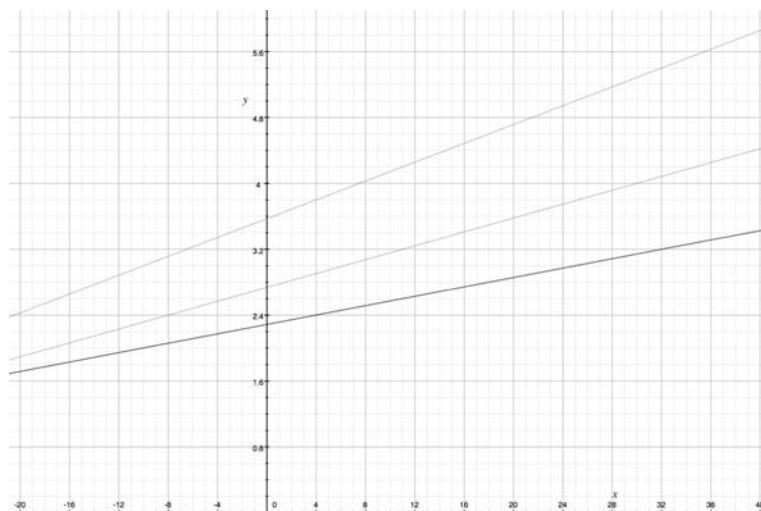


Figure 47: Simplified COP model

Based on the simplified model, the following rules were implemented:

If flow temperature ≤ 42.5 °C

then:

$$COP \text{ Factor} = \frac{2}{35} \cdot \text{outside temperature} + \frac{125}{35}$$

if flow temperature > 42.5 °C AND ≤ 55 °C

then:

$$COP \text{ Factor} = \frac{4}{95} \cdot \text{outside temperature} + \frac{260}{95}$$

if flow temperature > 55 °C

then:

$$COP \text{ Factor} = \frac{1}{35} \cdot \text{outside temperature} + \frac{80}{35}$$

electric power (W)

$$\text{electric power} = \frac{\text{thermal power in W}}{COP \text{ Faktor}}$$

electric energy (kWh)

$$\text{electric energy} = \frac{\text{thermal energy in kWh}}{COP \text{ Faktor}}$$

11.8 Photovoltaic

The Photovoltaic sensor delivers data out of a database. It encloses two location profiles and the characteristic of the device.

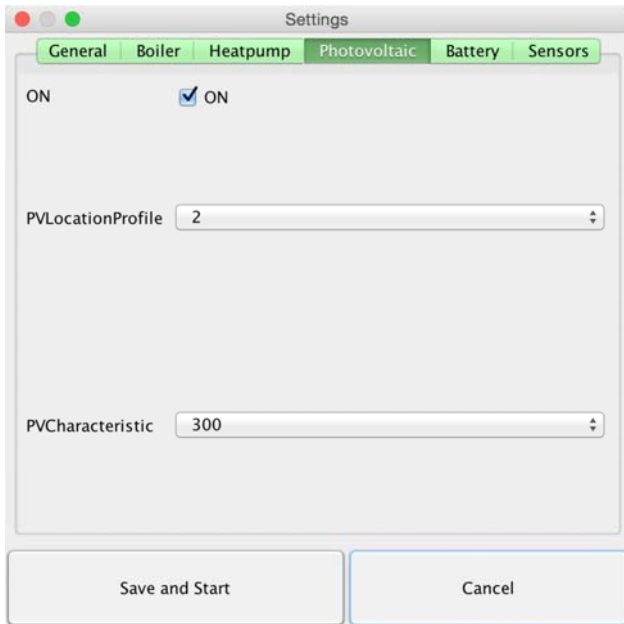


Figure 48: New simulation task; tab Photovoltaic

“PVLocationProfile” describes the geographical location where the data was gathered.

1 = Windisch
2 = Basel

“PVCharacteristic” describes the nominal capacity of the device

300 = nominal capacity 3000W
600 = nominal capacity 6000W
100 = nominal capacity 10kW

11.9 Battery

The battery module consists of three different types.

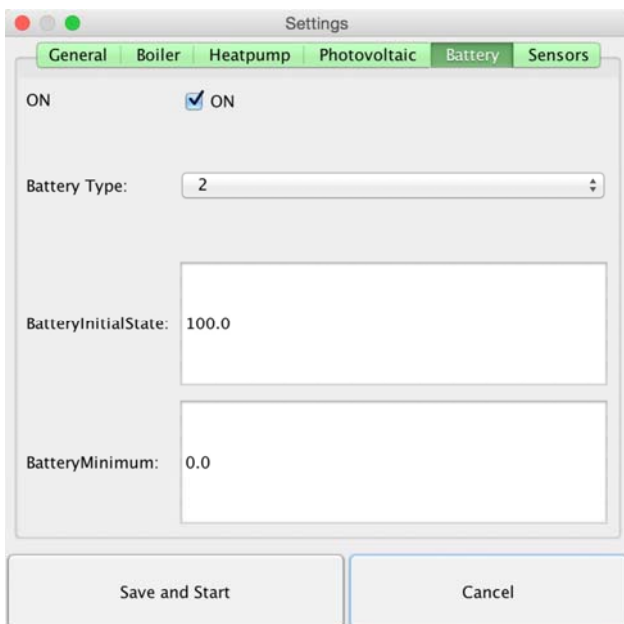


Figure 49: New simulation task; tab battery

Type 1 = 12V, 40Ah or 480Wh lead-acid battery
Type 2 = 12V, 100Ah or 1200Wh lead-acid battery
Type 3 = 12V, 200Ah or 2400Wh lead-acid battery

“BatteryInitialState” describes the initial charging state in percentage of the battery at the beginning of the simulation.

“BatteryMinimum” describes the minimum storage in percentage that needs to be kept.

11.10 Architecture

11.10.1 Overall Picture

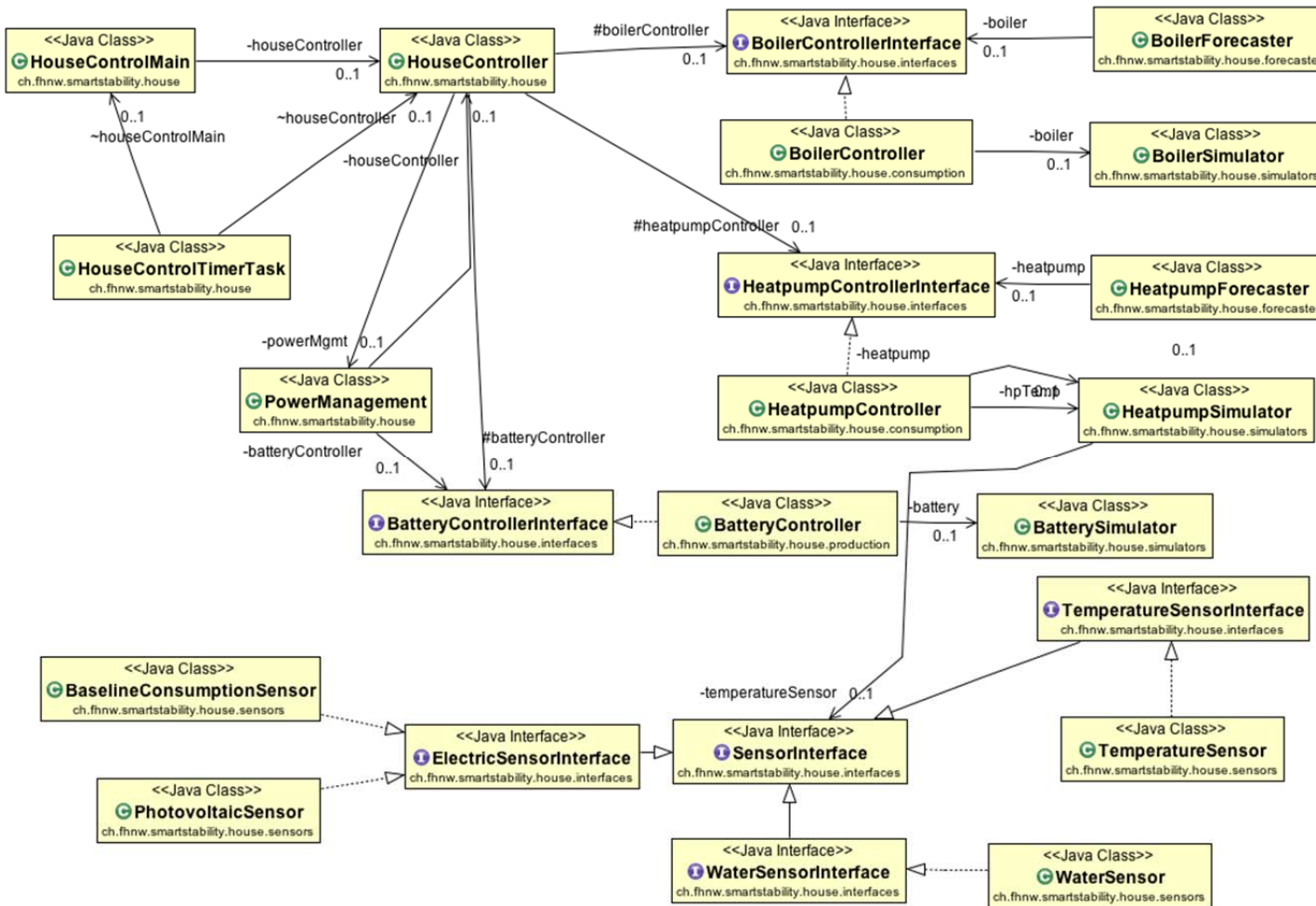


Figure 50: Overall architecture and it dependencies

Figure 50 shows the overall architecture of the simulation environment. HouseControllerMain is the initial class that starts the environment.

The HouseController manages the connections between the modules (Boiler, Heatpump, Battery and sensors).

The sensors simulation results are considered in several operations of some of the core modules for simulating the environment.

The class PowerManagement manages the charging and discharging processes of the battery

11.10.2 Important Interfaces

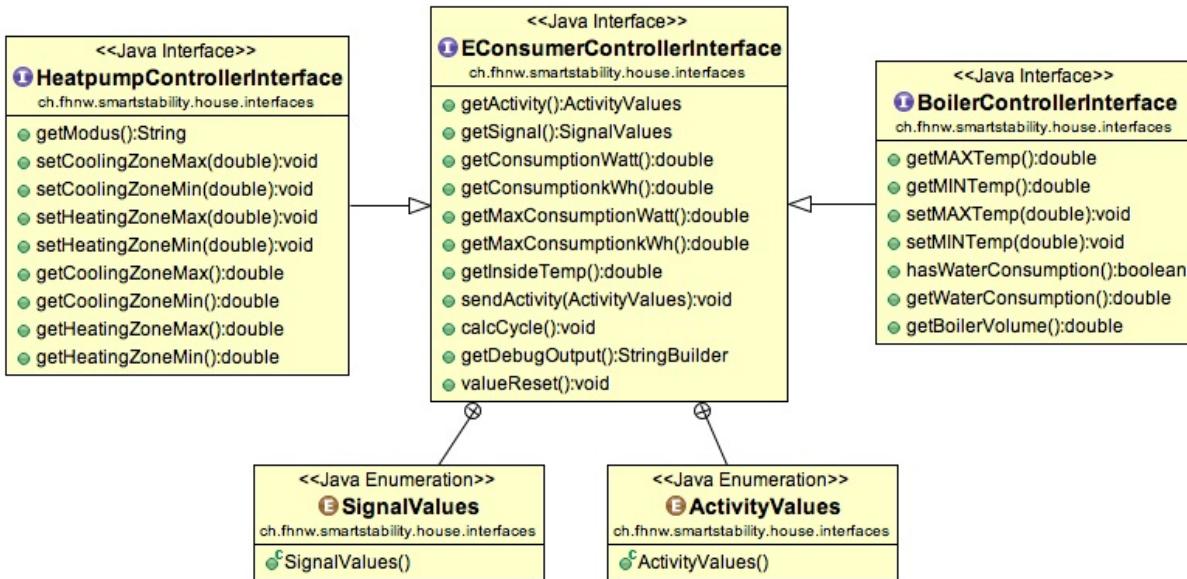


Figure 51: Class diagram EConsumer Controller Interface and it dependencies

The EConsumerControllerInterface sets the basis for the HeatpumpControllerInterface and the BoilerControllerInterface. The specific interfaces adding component specific attributes while the basis stays the same. The signal and activity values are defined in enumerations.

11.10.3 Sensor Interface

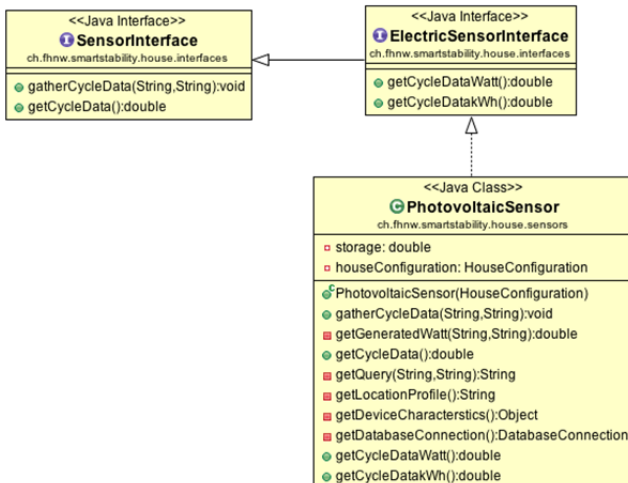


Figure 52: Photovoltaic sensor architecture

The architecture of the Photovoltaic sensor is based in the ElectricSensorInterface which implements the basic SensorInterface as shown in Figure 55.

11.10.4 Boiler

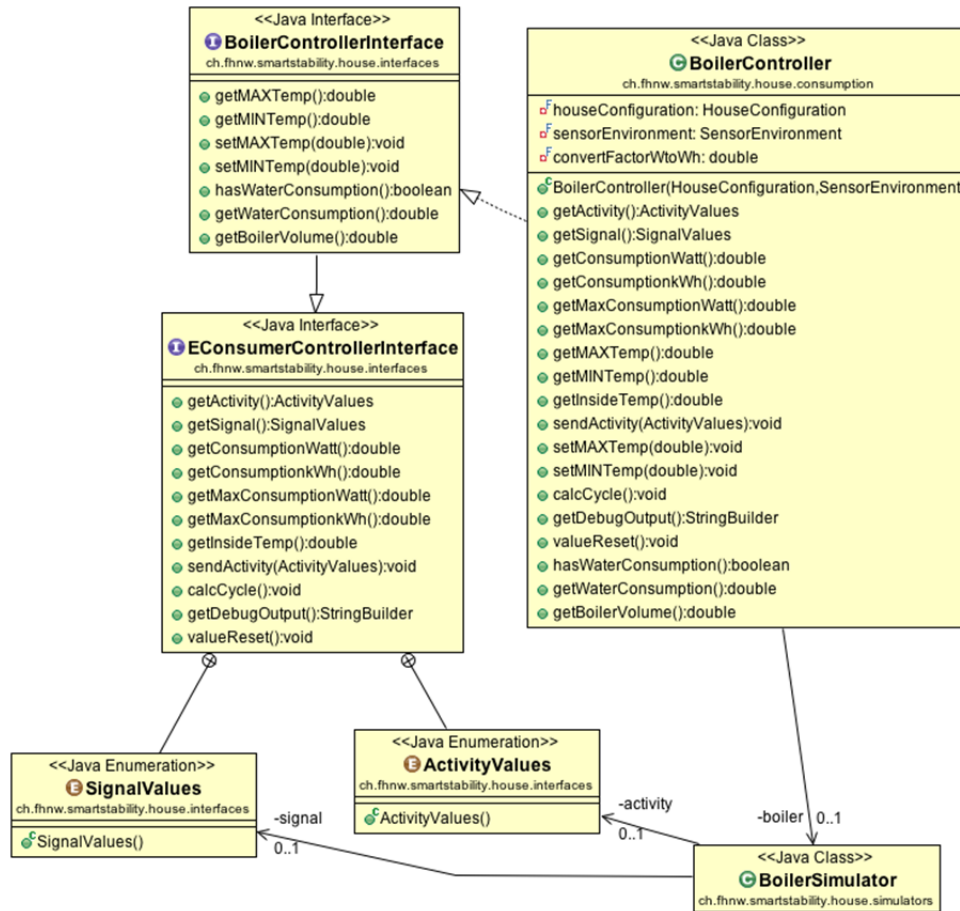


Figure 53: Boiler architecture

The BoilerController-Interface implements the EConsumer-Controller-Interface. The BoilerController is based on the interface.

The BoilerController passes on the operations to the BoilerSimulator for execution

11.10.5 Heatpump

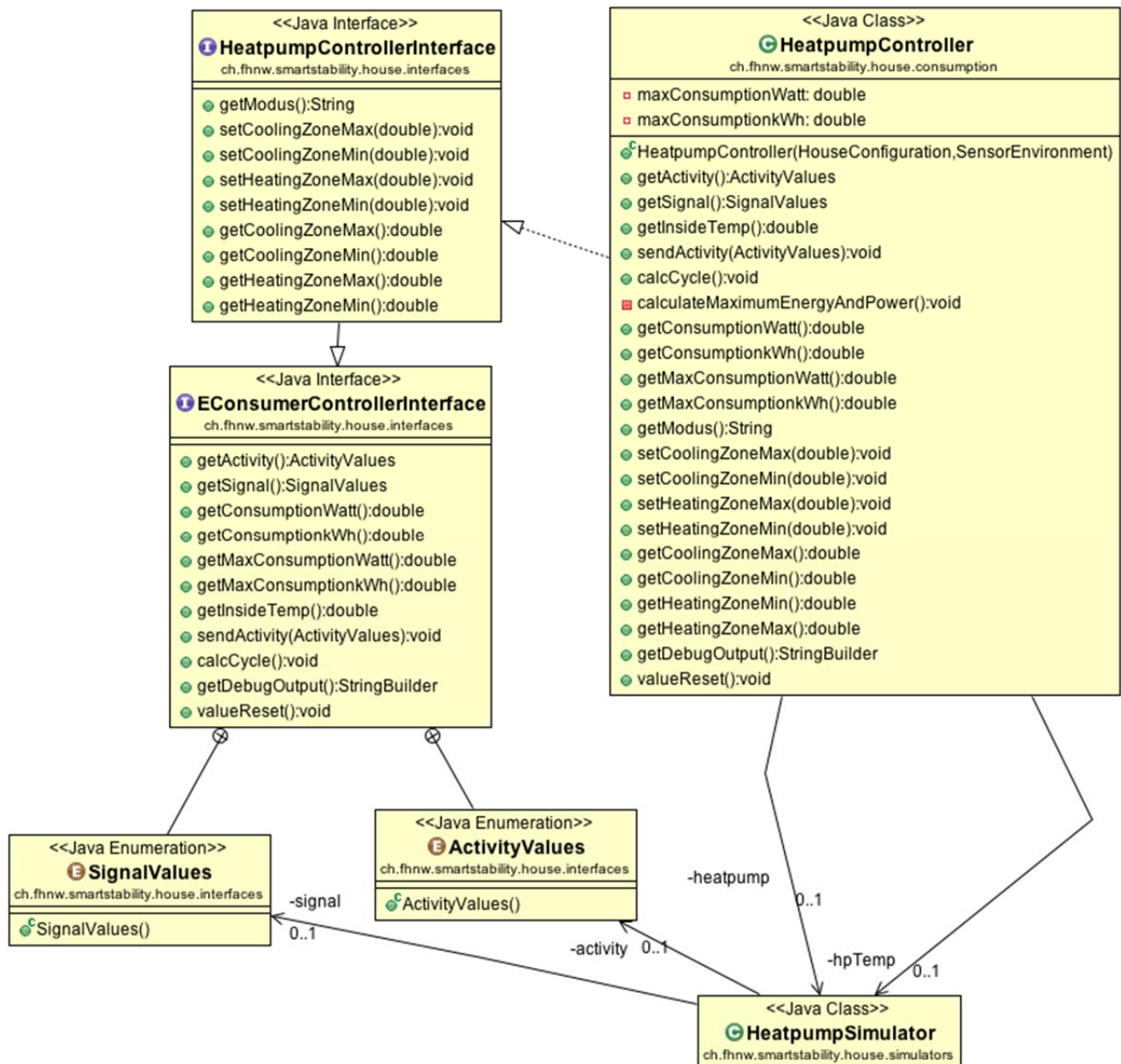


Figure 54: Heatpump architecture

The HeatpumpController is based on the HeatpumpControllerInterface that is extended by the EConsumerControllerInterface. The HeatpumpController receives the operations and passes them on to the HeatpumpSimulator for execution.

11.10.6 Sensors

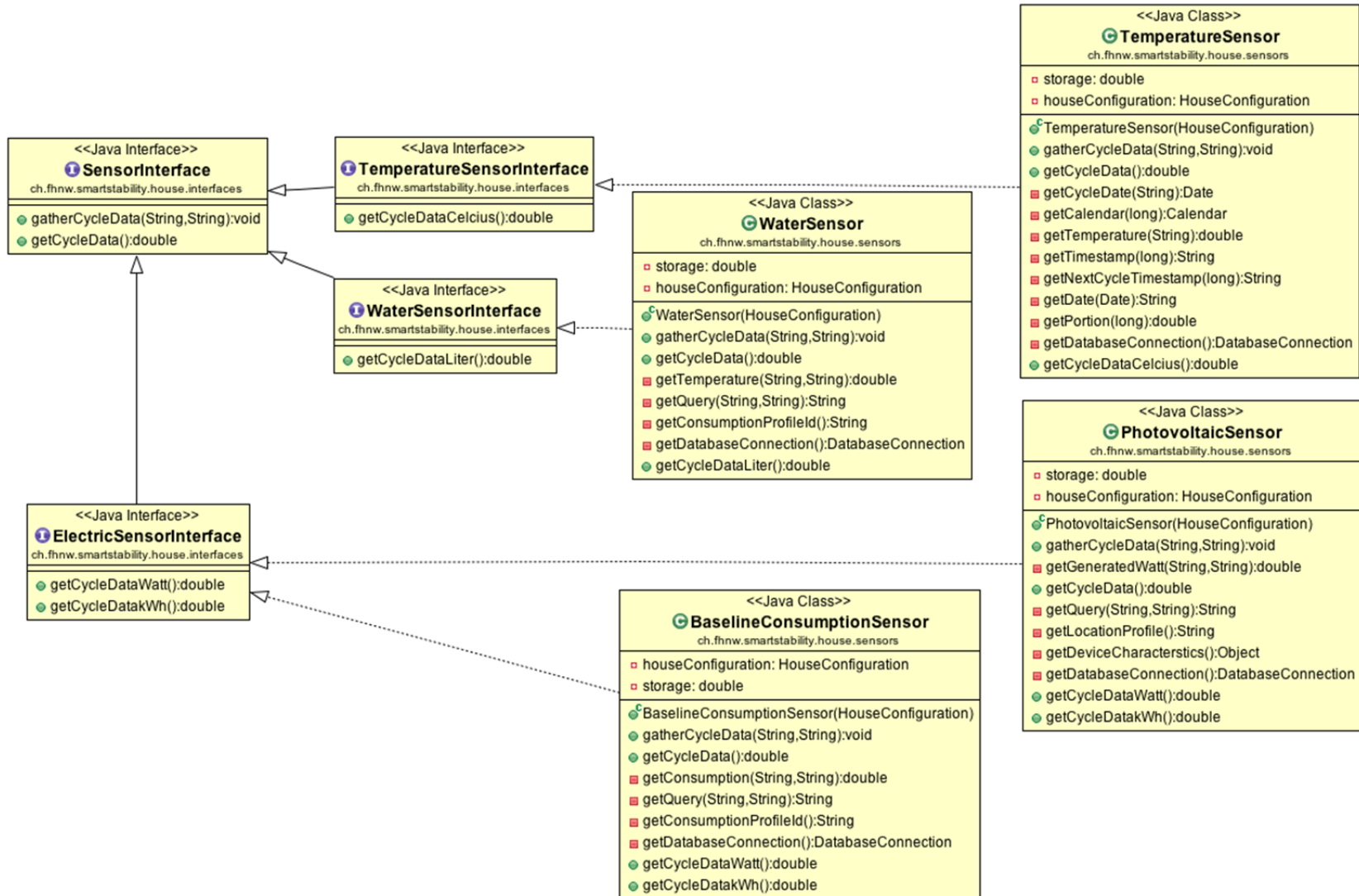


Figure 55: Sensor architecture

The sensor architecture is based on the SensorInterface. The TemperatureInterface, Water-SensorInterface and ElectricSensorInterface specialize the SensorInterface by adding specific operations and values to it.

The TemperatureInterface is used by the TemperatureSensor.

The WaterSensorInterface is used by the WaterSensor and the ElectricSensorInterface is used by the BaselineConsumptionSensor and the PhotovoltaicSensor.

11.10.7 Battery

The architecture contains a BatteryControllerInterface that is used for the communication definition between the devices. The BatteryController implements the definition and passes it to the BatterySimulator for execution. The batter commands and modes are defined in separated enumerations.

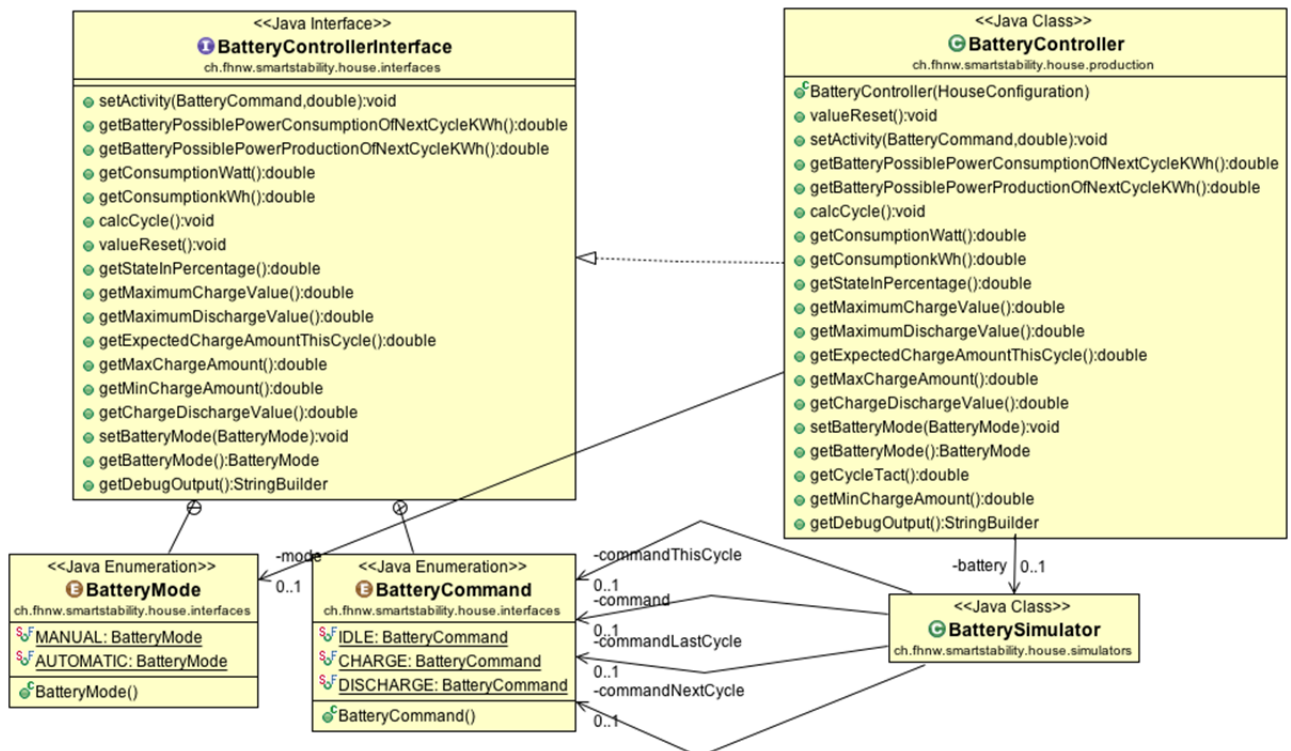


Figure 56: Architecture of the battery module

12 Evaluation Results

In order to assess the impact of the energy trading it is necessary to perform simulations with different scenarios. These simulations should be informative if the electrical grid stability can be improved with trading of energy in a Smart Stability Network. Each scenario runs with different parameters to see their impact by comparison with the others.

12.1 Scenarios

The following scenarios are used to perform simulations in the Smart Stability Network.

Table 19: Simulation scenarios

Name	Description	Switch on/off devices	Photovoltaic system	Battery
Reference	In this scenario the energy trading is completely disabled. There are no energy production system such as photovoltaic systems and the energy consumption is taken at is demanded from the SSHM.	-	-	-
Reference with photovoltaic system	This scenario is based on the reference scenario but each house has a photovoltaic system that produces energy.	-	☐	-
Reference with different consumer profiles	In this scenario the energy trading is disabled but each house has a photovoltaic system. Furthermore, the houses have different consumer profiles.	-	☐	-
Trading	This scenario enables the trading of energy and the houses can send their offers to switch devices on or off.	☐	-	-
Trading optimization through photovoltaic system	This scenario is based on the second scenario but each house has a photovoltaic system available. With this approach a house can produce energy, which can be used in the Smart Stability Network to reduce the energy consumption.	☐	☐	-
Trading optimization through battery	In this scenario the energy trading is enabled but in addition each house has a battery in place to either store or provide energy to the Smart Stability Network. Compared to the previous scenario, a battery allows storing energy when the energy demand of the network is lower than the schedule.	☐	-	☐

Trading optimization through photovoltaic system and battery	This scenario is a combination of the trading and the optimization scenarios. The combination should further improve the stability of the electrical grid. Furthermore, this scenario verifies the impact and the influence of the energy trading to the stability with all optimizations enabled.	□	□	□
Trading optimization with different consumer profiles	This scenario is based on the combined trading optimization scenario but the houses have different consumer profiles.	□	□	□

12.2 Simulation

12.2.1 General Preferences

The size of the trading window or rather cycle time is set to 15 minutes. Each simulation run corresponds to the duration of one year or 35'136 cycles.

All SSHAs in a scenario are identically configured, except the SSHAs in the reference and trading scenario with different consumer profiles. This means each house in a scenario has the same configuration values for the boiler, heat pump, photovoltaic system and battery. The reason for this approach is to see the effect of the different tradable goods on the electrical grid stability and the generated profit compared to each other.

12.2.2 Results

The simulations were performed according to the described scenarios in chapter 12.1. Each scenario was run with a different number of SSHAs as indicated in the columns. The numbers in Table 20 show resulting values of the calculated average deviation per cycle over a period of a year.

Table 20: Average deviation per cycle of a period of a year in kWh

Scenario	Average deviation per cycle over a period of a year with # SSHAs in kWh					
	5	10	20	30	50	100
Reference	1.141	2.283	4.566	6.850	11.416	22.832
Reference with photovoltaic systems	1.575	3.151	6.30	9.456	15.761	31.522
Reference with different consumer profiles	1.991	3.888	7.853	12.197	20.651	40.486
Trading	0.524	0.719	1.132	1.549	2.435	4.577
Trading optimization through photovoltaic system	0.907	1.559	2.892	4.229	6.886	13.513
Trading optimization through battery	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Trading optimization through photovoltaic system and battery	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Trading optimization with different consumer profiles	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

As can be derived from the table above, the trading of energy or rather goods dramatically decreases the average deviation from the schedule. The use of photovoltaic systems does not really support the stability of the electrical grid because its use increases the average deviation from the schedule. On the other hand, when each house has a battery then the deviation is reduced immensely because a battery is a powerful device to store or return a huge amount of energy. The use of batteries has therefore a positive impact on the deviation from the schedule due to these facts. These results are discussed more in detail in chapter 12.2.3 and 12.2.4.

The following tables show the resulting values of received and accepted proposals over a period of one year for all trading scenarios:

Table 21: Received and accepted proposals for 5, 10 and 20 SSHAs

Scenario	Received proposals / Accepted Proposals with # SSHAs		
	5	10	20
Trading	155'007 / 4'312	263'829 / 11'394	470'184 / 26'504
Trading optimization through photovoltaic system	198'746 / 5'284	365'240 / 169'859	710'661 / 342'532
Trading optimization through battery	510'321 / 39'777	1'007'114 / 43'513	2'101'542 / 50'793
Trading optimization through photovoltaic system and battery	553'736 / 120'261	1'119'148 / 204'506	2'367'999 / 379'188
Trading optimization with different consumer profiles	505'431 / 55'552	978'535 / 59'862	1'991'181 / 82'531

Table 22: Received and accepted proposals for 30, 50 and 100 SSHAs

Scenario	Received proposals / Accepted Proposals with # SSHAs		
	30	50	100
Trading	673'571 / 42'334	1'107'214 / 73'617	2'175'837 / 151'748
Trading optimization through photovoltaic system	1'062'339 / 515'086	1'754'417 / 861'247	3'507'563 / 1'725'393
Trading optimization through battery	3'359'930 / 58'353	5'886'163 / 84'333	12'285'037 / 176'984
Trading optimization through photovoltaic system and battery	3'749'081 / 556'030	6'645'460 / 919'527	13'954'046 / 1'850'313
Trading optimization with different consumer profiles	3'160'898 / 99'966	5'474'870 / 136'767	11'285'623 / 229'924

Table 23: Received and accepted proposals over a period in %

Scenario	Accepted proposals over a period of one year in % with # SSHAs					
	5	10	20	30	50	100
Trading	2.782	4.319	5.637	6.285	6.649	6.974
Trading optimization through photovoltaic system	42.113	46.506	48.199	48.865	49.090	49.190
Trading optimization through battery	7.795	4.321	2.417	1.737	1.433	1.441
Trading optimization through photovoltaic system and battery	21.718	18.273	16.013	14.831	13.836	13.260
Trading optimization with different consumer profiles	10.991	6.117	4.144	3.162	2.498	2.037

The figures show an interesting behavior regarding the accepted proposals in the different scenarios. In fact, the number of accepted proposals in the trading scenario is increased when the number of SSHAs is increased too. On the other hand, the same number decreases with the increase of SSHAs when each house has a battery. Moreover, the numbers of received and accepted proposals is immensely increased when the houses have a photovoltaic system because produced energy must be consumed at any price. Thereby, the deviation from the schedule increases because of this consumption but that leads to the fact that more offers can be accepted at the end to decrease the deviation again. This means that in a Smart Stability Network, the combination of batteries and photovoltaic systems have a major impact on the energy trading in terms of profit that can be made by the houses.

Table 24: Average balance of a house over a period of a year for 5, 10 and 20 SSHAs (monetary unit)

Scenario	Average profit of a house over a period of a year with # SSHAs in a monetary unit		
	5	10	20
Trading	-14'249.82	-3'275.55	195.91
Trading optimization through photovoltaic system	53'771.81	63'887.31	64'334.64
Trading optimization through battery	22'890.76	14'655.47	8'825.21
Trading optimization through photovoltaic system and battery	110'059.98	99'414.29	92'374.77
Trading optimization with different consumer profiles	38'782.48	21'756.38	17'983.02

Table 25: Average profit of a house over a period of a year for 30, 50 and 100 SSHAs (monetary unit)

Scenario	Average profit of a house over a period of a year with # SSHAs in a monetary unit		
	30	50	100
Trading	4'147.143	4'807.19	4'529.02
Trading optimization through photovoltaic system	65'929.19	69'462.45	69'293.77
Trading optimization through battery	6'164.04	5'051.29	4'847.21
Trading optimization through photovoltaic system and battery	89'837.25	88'499.47	88'044.77
Trading optimization with different consumer profiles	14'716.50	12'043.93	10'501.01

As mentioned before, the amount of batteries have a declining impact on the number of accepted proposals and therefore the same impact on the average balance of a house. But the use of photovoltaic system leads to an immense increase of the profit for a house over a period of a year. Nevertheless, these numbers are strongly depended on the prices and the priorities of the tradable goods in addition to the penalty fee as described in chapter 10.3.

12.2.3 Reference Scenarios

The reference scenarios provide the foundation to compare the results of the other scenarios. The results show that the deviation from the schedule is immensely increased with the number of SSHAs. Moreover, the use of photovoltaic systems increases the deviation even more in addition to the use of different consumer profiles.

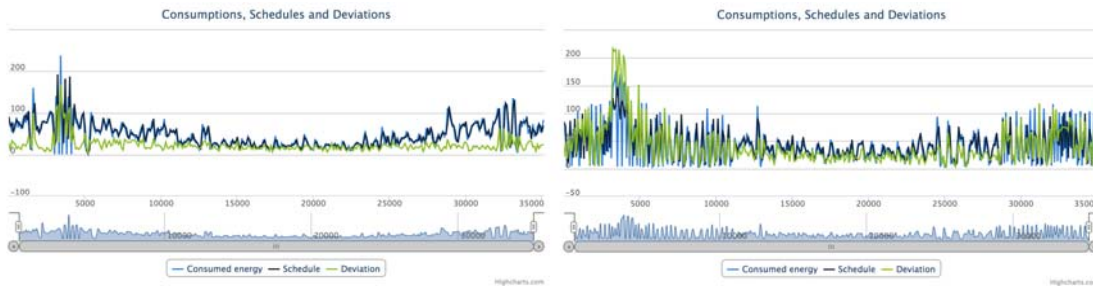


Figure 57: Reference scenario compared to reference scenario with different consumer profiles

This behavior for hundred SSHAs is shown in Figure 57 and can be explained with the additional fluctuations in the energy demand of the SSHAs because of the produced energy by the photovoltaic systems that must be consumed at any price.

12.2.4 Trading Scenarios

The results of the different trading scenarios show that the use of tradable goods has different impacts in a Smart Stability Network depending on the provided goods such as batteries and photovoltaic systems. While the use of batteries have an immense impact on improving the stability of the electrical grid, have the photovoltaic systems a positive effect on the profit of the houses.

12.2.4.1 Stability of the electrical grid

According to the results from Table 20, the average deviation from schedule is reduced through the use of tradable goods. Especially is to say, that the deviation can be significantly reduced even without having a photovoltaic system or an energy storage facility in place as shown in the figure below:

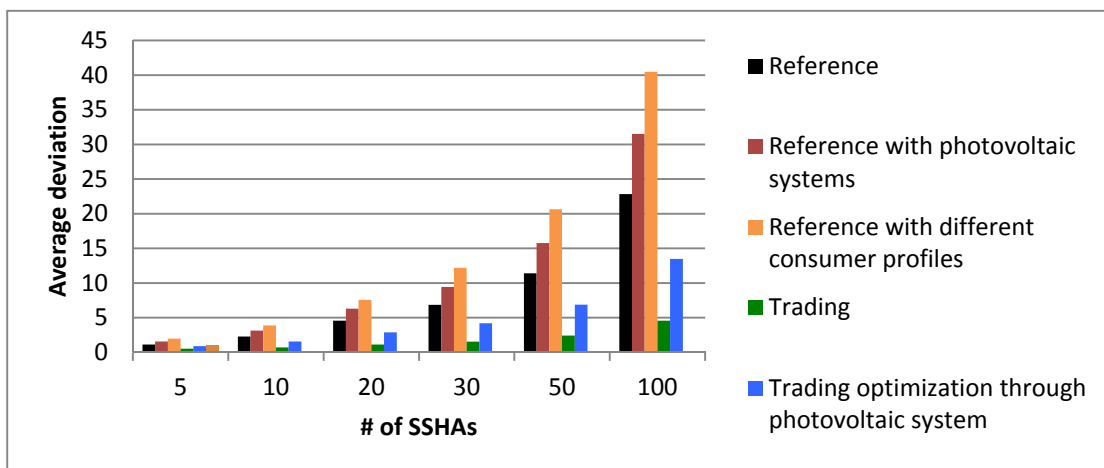


Figure 58: Average deviations from reference and trading scenarios

Figure 58 shows that the average deviation is especially reduced when the Smart Stability Network consists of more than 20 SSHAs. Thus, it can be assumed that a large numbers of SSHAs in a Smart Stability Network will have positive impact on the stability of the electrical grid and even with a reduced number of tradable goods.

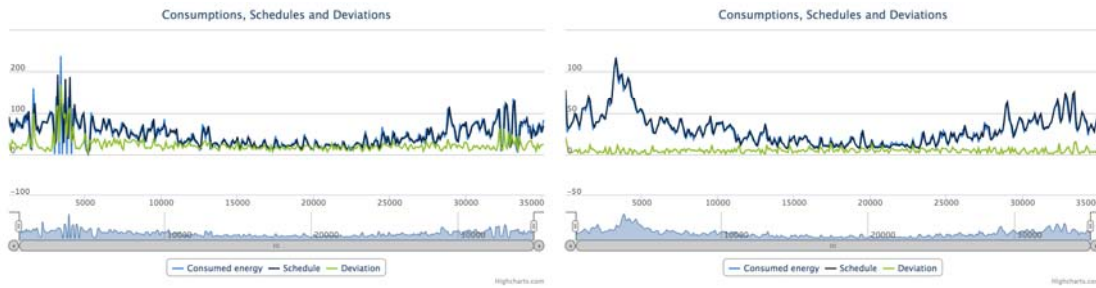


Figure 59: Reference scenario compared to trading scenario with 100 SSHAs

Nevertheless, in the scenarios where the houses have a battery, the deviation from the schedule is actually equal to zero. These results show that energy storage facilities have a positive impact on the stability of the electrical grid in a Smart Stability Network. The reason for this is the capacity of such a battery, which can either store or return a huge amount of energy. Furthermore, a battery can store or return just a specified amount of energy considering its capacity compared to the other tradable goods as described in chapter 10.2. Such a capability of a tradable good therefore allows the Smart Stability Network to reduce the deviation from the schedule even better.

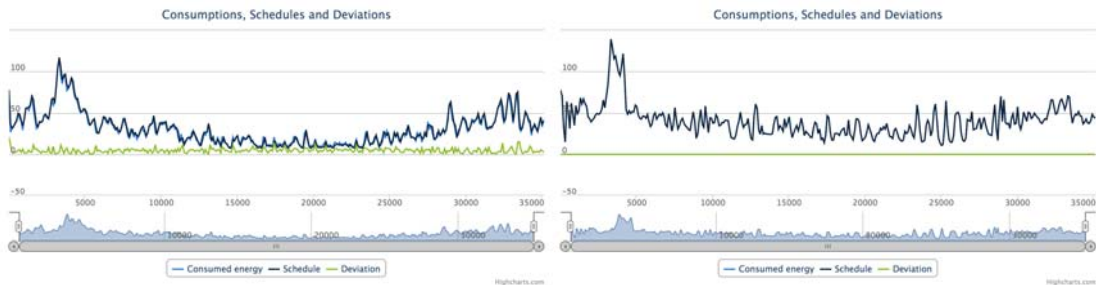


Figure 60: Trading scenario with 100 SSHAs compared to trading scenario optimized with photovoltaic systems and batteries.

On the other hand, the use of photovoltaic systems has a negative impact because it can increase the deviation from the schedule as shown in Figure 61.

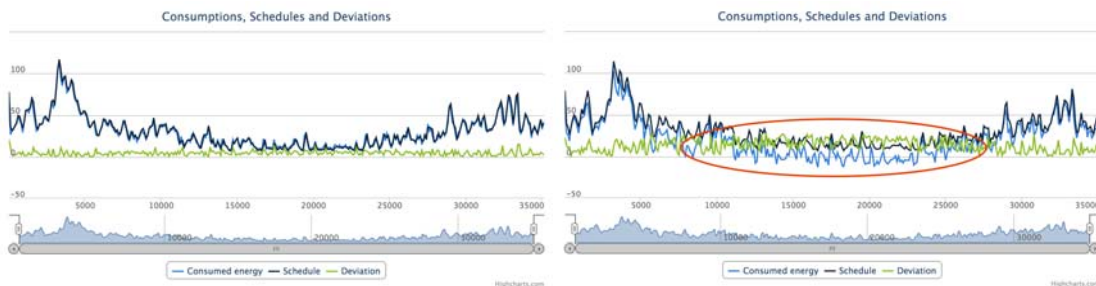


Figure 61: Trading scenario with 100 SSHAs compared to trading scenario with photovoltaic systems

The reason for this behavior is that the produced energy from a photovoltaic system must be consumed and cannot be rejected. Thus, the energy demand for a cycle is critically decreased when the photovoltaic systems will produce a lot of energy. Such a situation can therefore have a negative impact on the deviation when the schedule foresees a high consumption for the Smart Stability Network.

12.2.4.2 Energy trading

The business impact or respectively the economic incentive is highly dependent on the following factors:

- Price formation of the tradable goods and the penalty fee
- Number of used photovoltaic systems
- Number of used energy storage facilities
- Number of SSHAs in a Smart Stability Network
- The different consumer types

These factors are critical for the success of the Smart Stability Network because those have a major impact on the earnings for a homeowner as can be derived from Table 24 and Table 25. While the batteries have a positive impact on reducing the deviation from the schedule, the uses of photovoltaic systems have a positive impact on the profit of the houses.

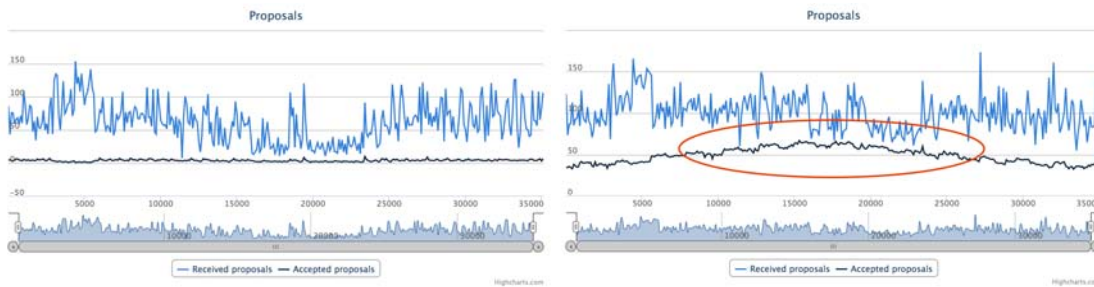


Figure 62: Number of received and accepted proposals in the scenarios: trading and trading optimization through photovoltaic system

The figure above is a comparison of the trading scenario and the trading optimization through photovoltaic system with 100 SSHAs. Due to the fact that the produced energy must be consumed in the Smart Stability Network at any price, the number of received and accepted proposals is dramatically increased. In other words, when more proposals are accepted the more homeowners get paid. This means for a homeowner that having a photovoltaic system is much more lucrative than having a battery as shown in the following figure:

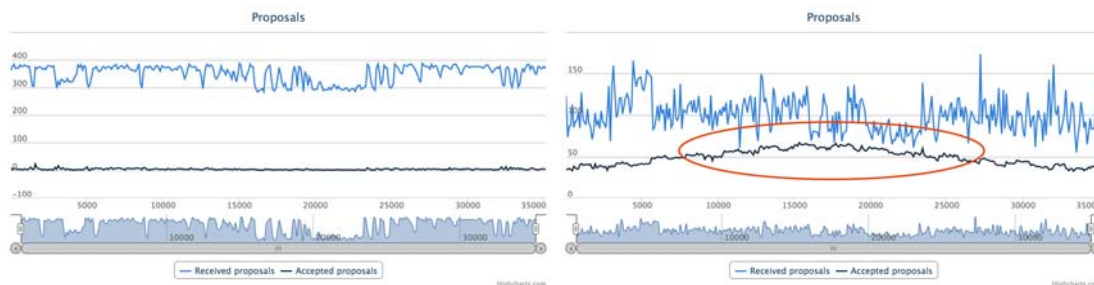


Figure 63: Number of received and accepted proposals in the scenarios: trading optimization through batteries and trading optimizations through photovoltaic systems.

Nevertheless, this disadvantage can be solved by a better price formation than the proposed in chapter 10.3. Moreover, the size of the participants in a Smart Stability Network influences the profit of the homeowners too. In the trading scenario for example, the average profit for a homeowner has the highest value when the Smart Stability Network consists of 50 SSHAs. This conclusion also applies for the trading scenario optimized through photovoltaic systems. In the other trading scenarios leads the size of 5 SSHAs to the most profit for the homeowners.

However, the different types of consumers have an impact on the stability of the electrical grid and the profit too. This means that a good consumption behavior of homeowners has a positive effect in terms of the stability of the electrical grid but a negative one on the profit if there exist enough offers to decrease the deviation and vice versa. Thus, it can be said that the composition of a Smart Stability Network is critical to its success in terms of the stability of the electrical grid and the profit for homeowners.

12.3 Simulation environment

For the evaluation of the scenarios were two servers or rather instances from the Google Cloud Platform used and each instance had two CPU's and 13 GB memory (Google, 2015). The simulations of the different scenarios were performed in parallel on these instances, which took several hours as shown in the following figure:



Figure 64: CPU utilization in %

Although, the runtime to perform a simulation with a different number of agents for a scenario is sometimes pretty fast as can be seen in the example of the trading scenario optimized with batteries and photovoltaic systems:

Table 26: Runtime of the trading scenario optimized with batteries and photovoltaic systems

# SSHAs	5	10	20	30	50	100
Runtime (min)	3	6	11	19	43	309

13 Future Work

13.1.1 Gebäudemodell

Für eine weitere Bearbeitung des Projektes sind "gebäudeseitig" die folgenden Arbeitsschritte in der Zukunft in Betracht zu ziehen:

- Erweiterung der Standardgebäude um andere Nutzungen und Gebäudetypen (z. B. Mehrfamilienhäuser und Verwaltung)
- Andere Bauweisen (z. B. Mischbauweise)
- Andere Dämmstandards
- Weitere Orientierungen
- Erweiterung des analytischen Modells auf mindestens zwei Zonen pro Gebäude mit jeweils unterschiedlichen Zeitkonstanten und Speichermassen
- Berücksichtigung interne Lasten (Personen, Geräte)
- Berücksichtigung solare Einstrahlung

Für die weitere Bearbeitung des Projekts auf der „Geräteseite“ sind folgende Arbeitsschritte in Zukunft in Betracht zu ziehen

- Die Warmwassererzeugung erfolgt auch mit der Wärmepumpe; ein solcher System-scheid hat sicherlich erhebliche Auswirkungen auf das wirtschaftliche Modell
- Mehr Flexibilität bei den individuellen Häusern durch Ergänzung des Modells durch Sol-e-Wasser-Wärmepumpen vorsehen

13.1.2 Boiler's Model

Although the mathematical model is successfully representing the physical behaviour of a boiler, future work on achieving the thermal inertia of the water layers before they start to cool down could bring more accuracy.

13.1.3 PV Power System Model

The validated mathematical models of the boiler and the battery were directly programmed in the simulation environment of the Smart Stability. On the other hand three profiles of the generated power from PV model over the period of a complete year with a total power capacity of 3kW, 5Kw and 10kW were generated for each of the cities Windisch and Basel, Switzerland making a total of six profiles. Instead of programing the mathematical model of PV power system these fixed profiles were used to simulate the PV power system in the simulating environment of Smart Stability. However a programed PV power system model could bring more flexibility into the project.

13.2 Simulation environment

Despite the positive results in the evaluation of the energy trading in the Smart Stability Network, further research should be considered in the following topics:

- Energy demand forecast for the next cycle
- Concrete business model
- Leader election
- Information exchange

As described in this thesis, the forecast function for the energy demand of the next cycle is not accurate as it should be because the energy demands of the previous cycle are used. Therefore, further research to improve the used forecast function would lead to a more accurate result.

Although, this thesis shows that energy trading can improve the stability of the electrical grid and create an economic incentive for homeowners at the same time. A concrete business mod-

el is missing, which describes how such a Smart Stability Network can be introduced and sold to homeowners. Furthermore, it would be interesting too see what could be the best combination of tradable goods according to the size of participants in a Smart Stability Network.

As mentioned several times, the election of the Market Place Coordinator is still an issue. Although there exist a lot of research in this field, further research is required to choose or create and implement a solution for the Smart Stability Network. In addition, the performance, stability, reliability and scalability of the information exchange between the agents is not covered in this thesis. But these topics are important for a real implementation and could have a critical impact on the energy trading.

14 Literature

- Kok, J., Scheepers, M., & Kamphuis, I. (2010). Intelligence in electricity networks for embedding renewables and distributed generation. *Intelligent Infrastructures*. Retrieved from http://link.springer.com/chapter/10.1007/978-90-481-3598-1_8
- Lann, G. Le. (1977). Distributed Systems - Towards a Formal Approach. *IFIP Congress*. Retrieved from <http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:Distributed+Systems++Towards+a+Formal+Approach#0>
- Marqués, A., & Serrano, M. (2011). NOBEL—a neighborhood oriented brokerage electricity and monitoring system. ... -*Efficient Computing and ...*, 2020, 1–10. Retrieved from http://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-642-19322-4_20
- Next Kraftwerke. (2014). Dispatch & Redispatch. Retrieved from <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/strommarkt/dispatch-redispatch>
- Swissgrid. (2014). Grid Stability. Retrieved from http://www.swissgrid.ch/swissgrid/en/home/reliability/grid_stability.html

Further interesting readings

- Abe, R., Taoka, H., Member, S., & Mcquilkin, D. (2011). Digital Grid : Communicative Electrical Grids of the Future, 2(2), 399–410.
- ACT, V. (2008). Challenge AND Opportunity: Charting A New Energy Future. *Citeseer*. Retrieved from <http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:CHALLENGE+AND+OPPORTUNITY:+CHARTING+A+NEW+ENERGY+FUTURE#0>
- Bundesamt für Energie BFE. (2012). Bundesrat bestimmt erstes Massnahmenpaket für die Energiestrategie 2050. Retrieved from <http://www.bfe.admin.ch/energie/00588/00589/00644/index.html?lang=de&msg-id=44187>
- Caire, G. (2003). JADE Tutorial: JADE programming for Beginners. *Documentación de JADE*, (June), 1–23.
- Chen, S., Shroff, N., & Sinha, P. (2013). Energy trading in the smart grid: From end-user's perspective. *Signals, Systems and Computers, ...*, 327–331. doi:10.1109/ACSSC.2013.6810288
- Cockburn, A., & Highsmith, J. (2001). Agile software development: The people factor. *Computer*, 34(11), 131–133.

- Communication, L. S. (2010). *the SMART GRID. Communication* (Vol. 99, p. 48). doi:10.1016/B978-1-59749-570-7.00011-X
- Digital Grid Consortium. (2014a). Digital Power Trading. Retrieved from <http://www.digitalgrid.org/en/about-digital-grid/benefits/48-digital-power-trading>
- Digital Grid Consortium. (2014b). Features of the Digital Grid. Retrieved from <http://www.digitalgrid.org/en/about-digital-grid/technology>
- Digital Grid Consortium. (2014c). Problems with the Grid. Retrieved from <http://www.digitalgrid.org/en/about-digital-grid/problems-with-the-grid>
- Dutchguilder. (2007). Iterative development illustration. Retrieved from <http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Development-iterative.gif#mediaviewer/File:Development-iterative.gif>
- Fairley, P. (2004). The unruly power grid. *Spectrum, IEEE*, (August). Retrieved from http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=1318179
- Fowler, M., & Highsmith, J. (2001). The agile manifesto. *Software Development*, 9(August), 28–35. doi:10.1177/004057368303900411
- Google. (2015). Google Cloud Compute Engine. Retrieved January 29, 2015, from <https://cloud.google.com/compute/>
- Hevner, A. R., March, S. T., Park, J., & Ram, S. (2004). Design Science in Information Systems Research. *MIS Quarterly*, 28(1), 75–105. doi:10.2307/25148625
- Highsmith, J., & Cockburn, A. (2001). Agile software development: the business of innovation. *Computer*, 34(9). doi:10.1109/2.947100
- Hinkelmann, K., & Kempthorne, O. (2007). *Design and Analysis of Experiments, Second Edition*. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc. doi:10.1002/9780470191750
- Ilic, D., & Silva, P. Da. (2012). An energy market for trading electricity in smart grid neighbourhoods. ... (*DEST*), 2012 6th Retrieved from http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=6227918
- JCC. (2013). *The Digital Grid*. Retrieved from https://www.youtube.com/watch?v=ArAib5qWU_o
- Krosnick, J. A. (1999). Survey research. *Annual Review of Psychology*, 50, 537–567. doi:10.1146/annurev.psych.50.1.537
- Lammel, B. (2014). Dokumentation Haussimulation.
- Netherlands Organisation for Applied Scientific Research. (2014). The current situation in electrical networks. Retrieved from <http://www.powermatcher.net/in-a-nutshell/current-situation/>
- NOBEL. (2011). An innovative energy brokerage system.

- Presse- und Informationsamt der Bundesregierung. (2014). Bundesregierung beschließt Ausstieg aus der Kernkraft bis 2022. Retrieved from <http://www.bundesregierung.de/Content/DE/StatischeSeiten/Breg/Energiekonzept/05-kernenergie.html>
- Rahimi, F., & Ipakchi, A. (2010). Demand response as a market resource under the smart grid paradigm. *Smart Grid, IEEE Transactions on*, 1(1), 82–88. Retrieved from http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=5454394
- Tabuchi, H. (2011). Japan Premier Wants Shift Away From Nuclear Power. Retrieved from Japan Premier Wants Shift Away From Nuclear Power
- Teams, D. (2004). Rational Unified Process Best Practices for Software. *Development*, 1–21. Retrieved from <http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:Rational+Unified+Process+Best+Practices+for+Software#4>
- U.S. Department of Energy. (2010). *the SMART GRID. Communication* (Vol. 99, p. 48). doi:10.1016/B978-1-59749-570-7.00011-X
- Vijayapriya, T. (2011). Smart Grid: An Overview. *Smart Grid and Renewable Energy*. doi:10.4236/sgre.2011.24035
- Villiger, A. (2014). *Applying self-organising algorithms in smart grids to achieve more autonomy in power supply on a micro level*. University of Applied Sciences of Northwestern Switzerland.
- Yin, R. K. (2009). *Case Study Research: Design and Methods. Essential guide to qualitative methods in organizational research* (Vol. 5, p. 219). doi:10.1097/FCH.0b013e31822dda9e
- Zheng, J., Gao, D. W., & Lin, L. (2013). Smart meters in smart grid: An overview. In *IEEE Green Technologies Conference* (pp. 57–64).

Part IV: Anhang

Autoren: Caroline Hoffmann, Jürg Bichsel

15 Rahmenbedingungen Gebäudesimulation

15.1 Grundlagen

Das Simulationsmodell wird auf der Basis verschiedener Grundlagen erstellt. Diese sind im Einzelnen:

- Diverse physikalische Angaben und Beurteilungen seitens IEBau
- ESP-r Simulationsprogramm, Universität of Strathclyde, Glasgow, UK, <http://www.esru.strath.ac.uk/Programs/ESP-r.htm>

15.2 Simulationsmodell

Das Simulationsmodell stellt ein Einfamilienhaus dar. Statistisch wird von 2.3 Personen pro Wohneinheit ausgegangen. Pro Person gibt es eine Wohnfläche³ von 45 m². Für das Einfamilienhaus gehen wir von einer etwas grösseren Fläche pro Person aus. Das Gebäude hat eine Geschossfläche von ca. 155 m². Die Anzahl der Personen geht derzeit nur in die Dimensionierung der Lüftungsanlage ein.

Den Grundriss zeigt Abbildung A1.

Die Zonierung zeigt Abbildung A2. Das EG und das OG bilden jeweils eine Zone.

Das Gebäude ist nicht unterkellert. Der Boden ist gedämmt. Alle vertikalen Aussenwände grenzen an Aussenluft. Über dem OG liegt ein nicht ausgebautes, unbeheiztes Dachgeschoss. Die Decke des OG ist gedämmt.

Der Verglasungsanteil des Gebäudes liegt bei 18%.

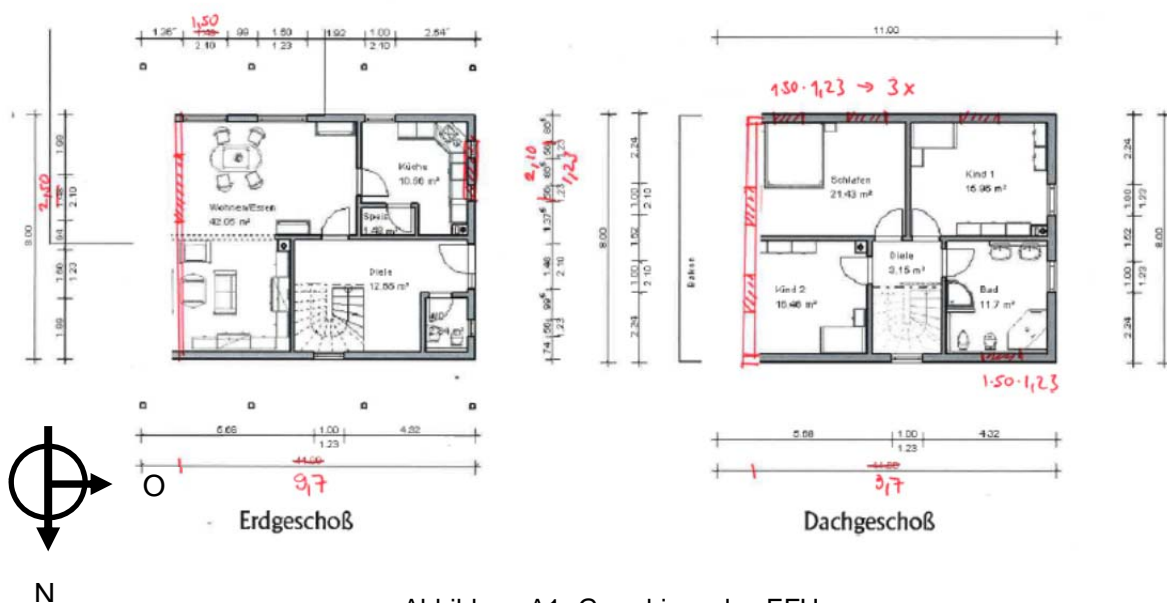


Abbildung A1: Grundrisse des EFH

³ Der Begriff "Wohnfläche" wird vom Bundesamt für Statistik nicht eindeutig definiert. Allerdings wird Wohnung definiert: "Unter Wohnung ist die Gesamtheit der Räume zu verstehen, die eine bauliche Einheit bilden und einen eigenen Zugang entweder von aussen oder von einem gemeinsamen Bereich innerhalb des Gebäudes (Treppenhaus) haben." (<http://www.bfs.admin.ch/bfs/portal/de/index/infothek/definitionen>). Es ist also davon auszugehen, dass mit Wohnfläche die Geschossfläche (brutto) gemeint ist.

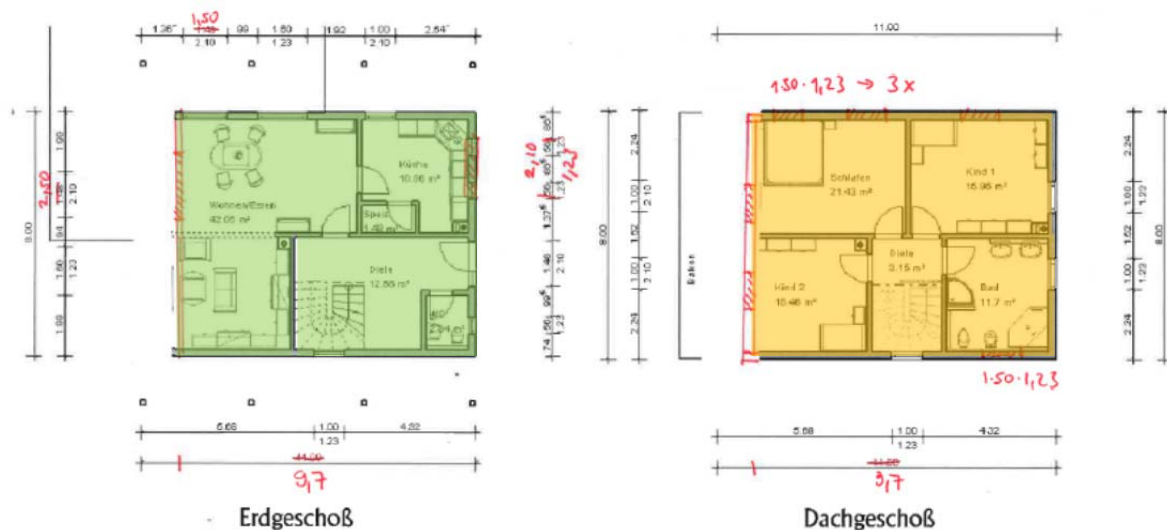


Abbildung A2: Zonierung für die Simulation: grün = EG, gelb = OG

15.3 Simulationsparameter für die Fassade und die Räume

15.3.1 Aussenbauteile

Tabelle A1 fasst die verwendeten Basis-Daten für die Fassadenbauteile zusammen. Die Konstruktionsaufbauten basieren auf Abschätzungen. Der Dämmstandard entspricht der Vernehmlassung SIA 380/1:2013. Es werden die Grenzwerte für Umbauten als U-Wert zugrunde gelegt, bzw. etwas überschritten.

Tabelle A1: Bauteilaufbauten

Bauteil	Aufbau	U-Wert [W/(m²K)]	g-Wert [%]
Boden gegen Erdreich	Zementestrich, 7 cm Trittschall, (λ 0.045) 1 cm Beton, 12 cm Mineralfaser, (λ 0.035) 12 cm	0.22	
Decke gegen Dachgeschoss	Beton, 18 cm Mineralfaser, (λ 0.035) 12 cm	0.26	
Verglasung Aussenfassade	3-fach Verglasung	0.80*	50
Rahmen Aussenfassade (Anteil an Fenster ca. 10%)	Holzrahmen	1.35*	
Aussenwand	Innenputz, 1 cm Hochlochziegel, 20 cm Mineralfaser, (λ 0.035) 14 cm Aussenputz 1.0 cm	0.22	

* = Das Fenster hat im Mittel einen U-Wert von 0.9 W/(m²K)

Wärmebrückenzuschlag für Fassade (berücksichtigt Anschlüsse, etc.): 10%.

Verglasung

Als Verglasung wird von einer Dreifachverglasung mit einem U-Wert von ca. $0.8 \text{ W}/[\text{m}^2\text{K}]$ und einem g-Wert von 50% eingesetzt. Die Winkelabhängigkeit des g-Wertes wird mit dem Programm WIS 3.1 berechnet. Das Gebäude verfügt über einen aussenliegenden Sonnenschutz. Im Winter ist der Sonnenschutz nicht aktiv.

15.3.2 Innenwände und Möbel

Die Innenwände sind gemauert. Für die Einrichtung werden als Speichermasse $38 \text{ kg}/\text{m}^2$ Energiebezugsfläche berücksichtigt (gem. ÖNORM B 8110-3). Die Berücksichtigung der Speichermassen zeigt Abbildung A3

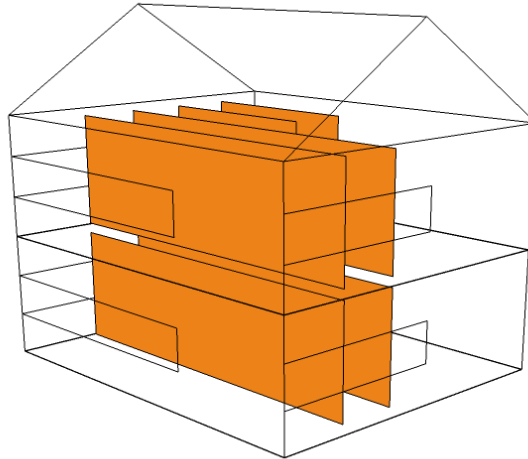


Abbildung A3: Berücksichtigung der Speichermassen im Simulationsmodell

15.3.3 Abgehängte Decken

Es gibt keine abgehängten Decken.

15.3.4 Interne Wärmelasten: Personen, Geräte und elektrische Beleuchtung

In einem ersten Schritt wird in der Simulation von keinen internen Lasten ausgegangen.

15.3.5 Externe Wärmelasten: Feststehende Verschattungen

Es gibt keine externen Verschattungen.

15.3.6 Feuchtelasten

Es werden in der Simulation keine Feuchtelasten berücksichtigt.

15.3.7 Lüftung

In einem ersten Schritt wird Tag und Nacht von einem Aussenluftwechsel über die Lüftungsanlage von 0.11 h^{-1} ausgegangen.

Die Zulufttemperatur ist immer Aussentemperatur.

Der Aussenluftwechsel für die Lüftungsanlage leitet sich wie folgt her:

Ausgehend von einer Belegung von 2.3 Personen wird in der Auslegung von 3 Personen ausgegangen (worst case). Gemäss SIA Merkblatt 2023 ist dann für eine Auslegung der Anlage (ohne Zimmer im Durchströmbereich) von einem minimalen Zuluftstrom von ca. 120 m³/h auszugehen. Bei einer Grundfläche von 155 m², abzüglich 10% für die Innenwände und einer Raumhöhe von 2.4 m hat das Gebäude ein Volumen von ca. 334 m³. Nimmt man einen Wärmerückgewinnungsgrad von 70% an, so liegt der Aussenluftwechsel der Anlage bei 0.11 h⁻¹.

Freie Lüftung (Fenster)

In einem ersten Schritt gehen wir von einem Fensterluftwechsel durch die Bewohner von 0.58 h⁻¹ aus.

Die Zulufttemperatur ist immer Aussentemperatur.

Luftwechsel über Gebäudeundichtigkeiten

Der Luftwechsel über Gebäudeundichtigkeiten liegt bei 0.01 h⁻¹.

15.3.8 Wärmeabgabe

Die Wärmeabgabe wird über Flächenheizungen (z. B. eine elektrisch betriebene Heizmatte) im Boden realisiert. Hier wird die Wärme direkt eingebracht. Die Wärmepumpe selber wird nicht simuliert.

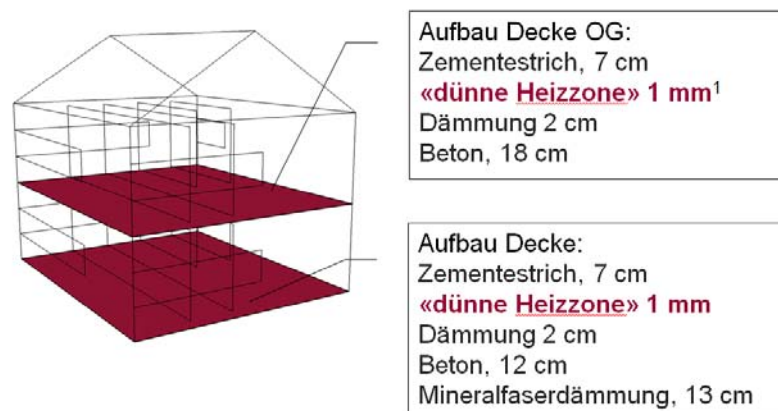


Abbildung A4: Berücksichtigung der Fussbodenheizung im Simulationsmodell

¹ = In der Praxis entspricht dies in etwa dem Verhalten einer Elektro-Matte

Die «Heizzone» wird auf eine bestimmte Temperatur geheizt (z.B. 36°C, mit unbegrenzter⁴ Leistung) und gibt ihre Wärme über den Estrich an den Raum ab.

Die Regelung sieht vor, dass sobald die Solltemperatur des Raumes erreicht ist, die «Heizzone» keine Wärme mehr erhält. Es gibt keine Hysterese.

Es wurden keine Rohre etc. simuliert.

15.3.9 Steuerung Sonnenschutz

Im Winter wird der Sonnenschutz nicht betrieben.

⁴ die Leistung wird nur über den thermischen Widerstand zwischen Heizzone und Raumtemperatur begrenzt

15.3.10 Erdreichtemperaturen

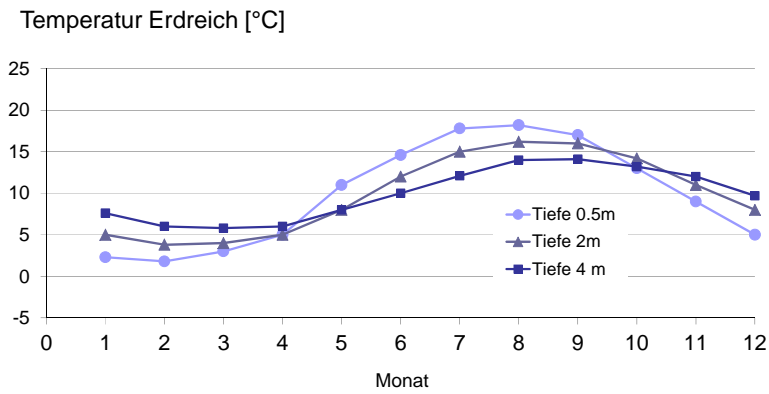


Abbildung A5: Erdreichtemperaturen

15.3.11 Klimadaten

Die verwendeten Klimadaten für den Standort Basel stammen aus dem Jahr 2012 (Quelle Meteo Schweiz).

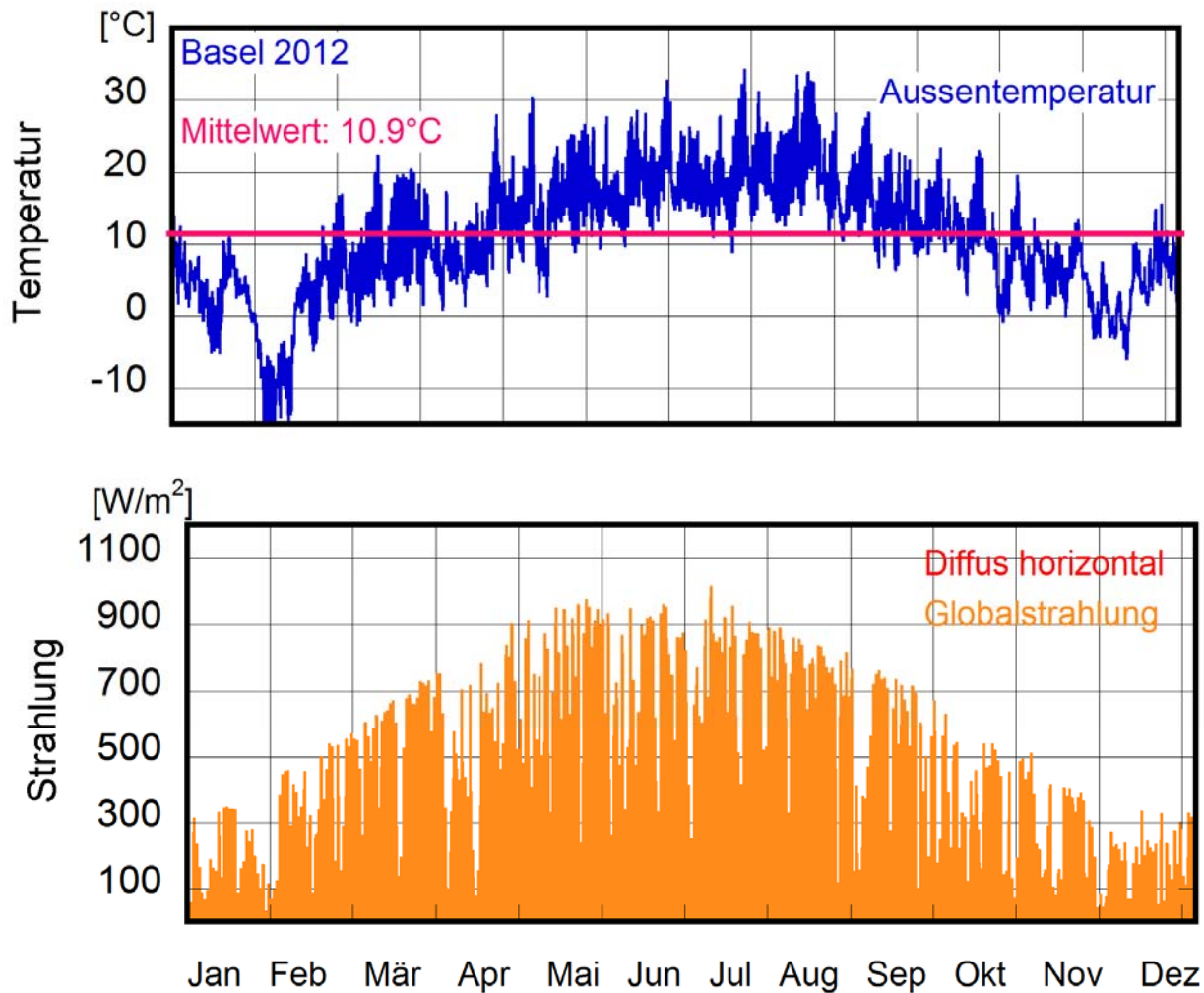


Abbildung A6: Meteedaten, Standort Basel, 2012

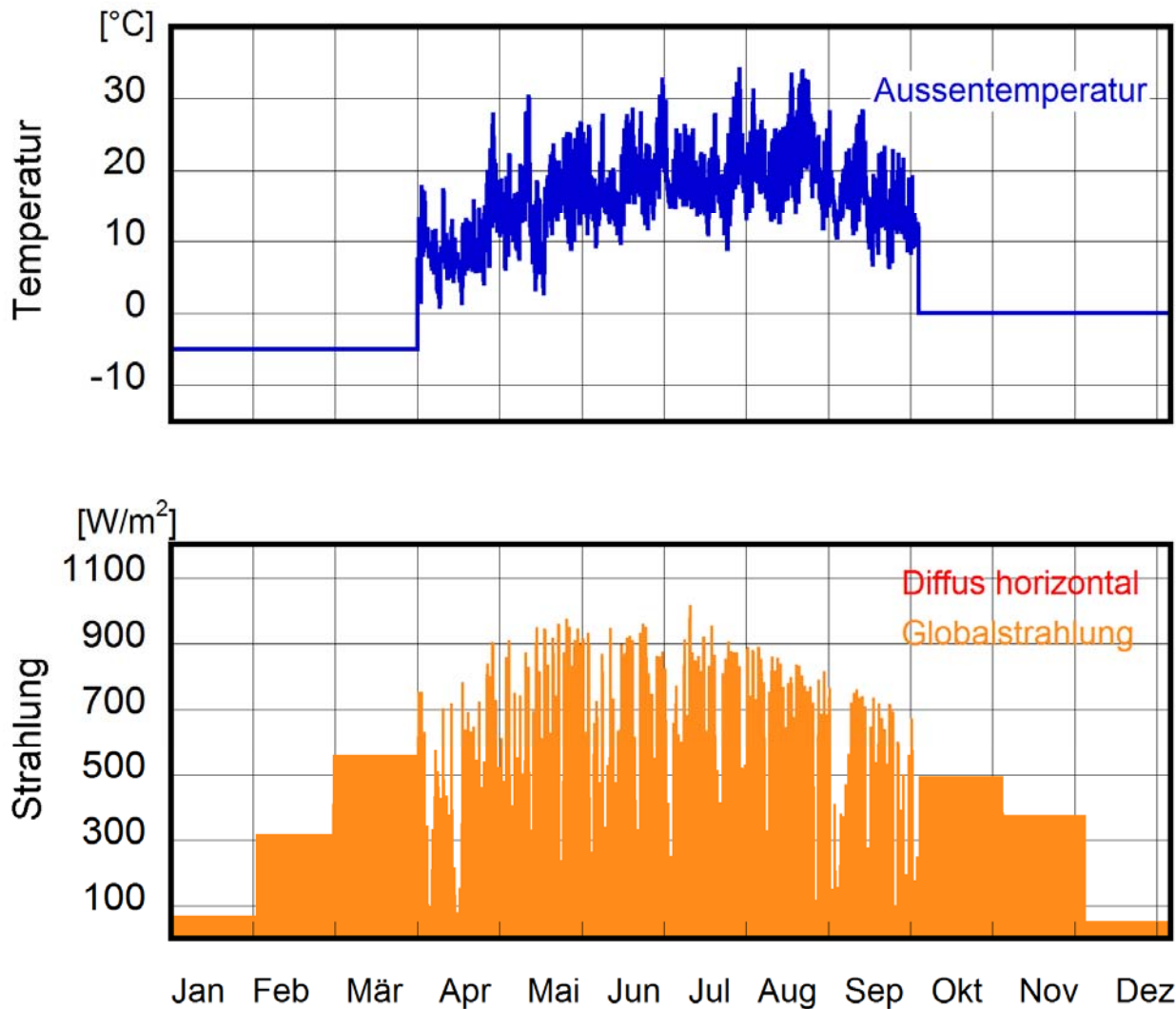


Abbildung A7: Meteodaten, synthetisch für Temperaturen $-5^{\circ}C$ und $0^{\circ}C$ und die dazugehörigen Strahlungsdaten

Es wird jeweils nur die Heizperiode ausgewertet.
 Januar: $-5^{\circ}C$, mittlere Globalstrahlung am Tag $< 25W/m^2$;
 Februar: $-5^{\circ}C$, mittlere Globalstrahlung am Tag $< 90W/m^2$;
 März: $-5^{\circ}C$, mittlere Globalstrahlung am Tag $> 90W/m^2$
 April-September Basel 2012, wird nicht ausgewertet
 Oktober: $0^{\circ}C$, mittlere Globalstrahlung am Tag $> 90W/m^2$;
 November: $0^{\circ}C$, mittlere Globalstrahlung am Tag $< 90W/m^2$;
 Dezember: $0^{\circ}C$, mittlere Globalstrahlung am Tag $< 25W/m^2$

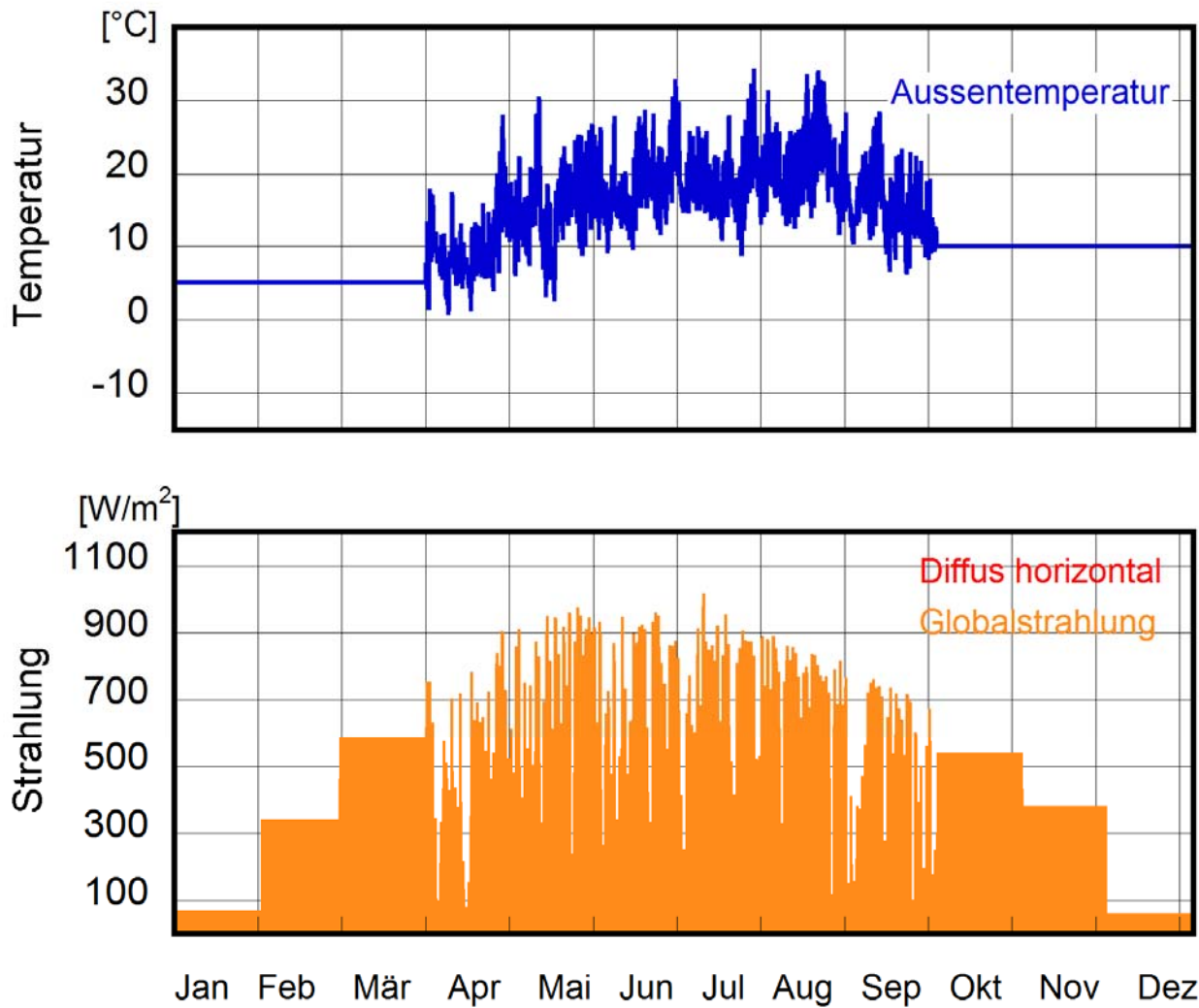


Abbildung A8 Meteodaten, synthetisch für Temperaturen 5°C und 10°C und die dazugehörigen Strahlungsdaten

Es wird jeweils nur die Heizperiode ausgewertet.
 Januar: 5°C, mittlere Globalstrahlung am Tag < 25W/m²;
 Februar: 5°C, mittlere Globalstrahlung am Tag < 90W/m²;
 März: 5°C, mittlere Globalstrahlung am Tag > 90W/m²
 April-September Basel 2012, wird nicht ausgewertet
 Oktober: 10°C, mittlere Globalstrahlung am Tag > 90W/m²;
 November: 10°C, mittlere Globalstrahlung am Tag < 90W/m²;
 Dezember: 10°C, mittlere Globalstrahlung am Tag < 25W/m²

