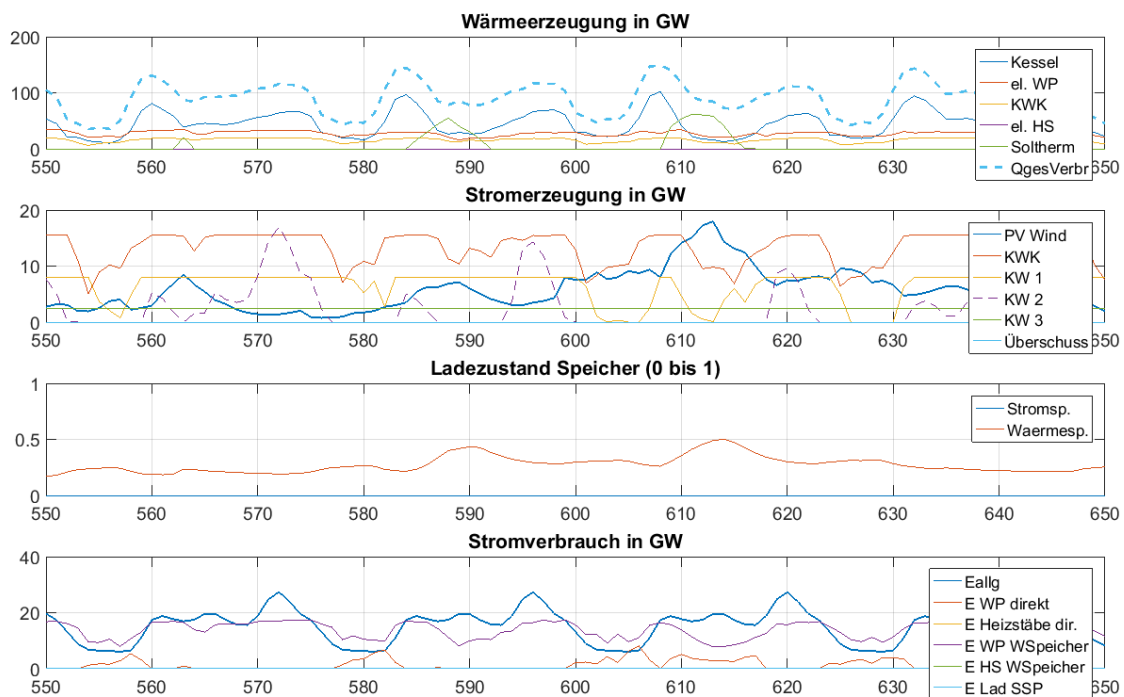


Modellentwicklung zur Analyse des zeitlichen Ausgleichs von Energieangebot und -nachfrage im Wohngebäudesektor



Zwischenbericht im Projekt

„Energieeffizienz und zukünftige Energieversorgung im Wohngebäudesektor: Analyse des zeitlichen Ausgleichs von Energieangebot und -nachfrage (EE-GebäudeZukunft)“

Gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie /
Projektträger Jülich (PTJ) im Förderschwerpunkt En:SYS
Förderkennzeichen: 03ET4019

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Modellentwicklung zur Analyse des zeitlichen Ausgleichs von Energieangebot und -nachfrage im Wohngebäudesektor

Zwischenbericht im Projekt:

„Energieeffizienz und zukünftige Energieversorgung im Wohngebäudesektor: Analyse des zeitlichen Ausgleichs von Energieangebot und -nachfrage (EE-GebäudeZukunft)“

Autoren:

Institut Wohnen und Umwelt (IWU), Darmstadt

Nikolaus Diefenbach

Marc Großklos

Michael Grafe

André Müller

Rolf Born

Hochschule Darmstadt (h_da), Fachbereich

Elektrotechnik und Informationstechnik

Hann Ruppert

Klaus-Martin Graf

Büro für Energiewirtschaft und Technische Planung (BET), Aachen

Norbert Krzikalla

Darmstadt, 29.03.2017

ISBN-Nr.: 978-3-941140-59-2

IWU-Bestellnr.: 01/17

INSTITUT WOHNEN UND UMWELT GMBH

Rheinstraße 65

64295 Darmstadt

Germany

Telefon: +49(0)6151/2904-0 / Fax: -97

Internet: www.iwu.de

Inhalt

1	Einleitung.....	5
2	Überblick über das Analysemodell	7
2.1	Informationsaustausch im Gesamtmodell	7
2.2	Zusammenspiel von Wärme- und Stromerzeugung in der „zweiten Strombilanz“	10
2.2.1	Die zweite Strombilanz im Überblick.....	10
2.2.2	Optimierung des Anlagenbetriebs innerhalb des Zeitschritts	12
3	Wetterdaten und Standorte	22
3.1	Datengrundlage	22
3.2	Regional verteilte Klimadaten	24
3.3	Bearbeitung der Klimadaten	26
4	Stromerzeugung durch Windkraft und Photovoltaik	28
4.1	Photovoltaik.....	28
4.2	Windenergie	30
4.3	Eingangsdaten PV- und Windenergieerzeugung und Modellüberprüfung	35
5	Brennstoffbetriebene Kraftwerke, Stromspeicher und elektrisches Netz.....	37
5.1	Brennstoffbetriebene Kraftwerke	37
5.2	Stromspeicher	37
5.3	Elektrisches Netz	38
6	Energiebedarf der Gebäude	39
6.1	Nutzungsprofile	39
6.2	Wärmebedarf der Gebäude	47
6.2.1	Nutzwärmebedarf	47
6.2.2	Wärmeverteilungsverluste im Gebäude.....	49
6.3	Haushaltsstromverbrauch	51
7	Systeme zur Wärmeversorgung	53
7.1	Wärmeerzeuger.....	53
7.2	Wärmespeicher	56
7.3	Solarthermie	57
7.4	Kennlinien der Wärmeerzeugungssysteme.....	58
7.5	„Must-Run“-Bedingungen und Vorrangbetrieb	62
7.5.1	„Must-Run“- und „Must-Stop“-Bedingungen.....	62
7.5.2	Vorrangbetrieb von Wärmepumpen und KWK-Anlagen	63
7.5.3	„Nachrangbetrieb“ von elektrischen Heizstäben	63
8	Erste Modellanwendungen.....	64
8.1	Beispielanalyse Winter	65

8.2	Beispielanalyse Sommer	80
9	Zusammenfassung und Ausblick	85
10	Literaturverzeichnis	86
Anhang A: Kurzstudie Photovoltaik und Windkraft		
Anhang B: Kurzstudie Kraftwerke und KWK-Systeme		
Anhang C: Kurzstudie Energiespeicher und Lastmanagementsystem		
Anhang D: Überblicksdarstellung elektrischen Netze und Smart-Grid-Technologien – Erster Teil: „Restriktionen in der Modellentwicklung“		
Anhang E: Erläuterungen zu den technischen Parametern und Kosten von Kraftwerken, KWK- Anlagen und Stromspeichern		
Anhang F: Anlagenkenndaten von brennstoffbetriebenen Kraftwerken/ Heizkraftwerken und Stromspeichern		

1 Einleitung

Analysen zur Wärmeversorgung im Wohngebäudesektor zeigen, dass die übliche Perspektive, nämlich die Betrachtung der Energieeffizienz der Gebäude und Heizsysteme unter Einbeziehung von Solarthermie, nicht mehr ausreicht: Vielmehr sind zusätzlich die Wechselbeziehungen mit dem Stromsektor zu berücksichtigen. Zukunftsweisende Wärmeerzeugungssysteme, die die bisher üblichen Heizkessel als Haupt-Wärmeerzeuger ablösen müssen, erzeugen oder verbrauchen elektrischen Strom (Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen bzw. elektrische Wärmepumpen). Eine zentrale Frage lautet, welchen Anteil der fluktuierende Wind- und Photovoltaikstrom bei der Gebäude-Wärmeversorgung erreichen kann [Diefenbach et al. 2016]. Notwendig wird diese Ausweitung der Perspektive durch die Vorgaben des Klimaschutzes – in Deutschland wird eine Minderung der Treibhausgase um 80 bis 95 % bis 2050 (gegenüber 1990) angestrebt [Bundesregierung 2010].

Vor diesem Hintergrund wird in dem Forschungsprojekt EE-GebäudeZukunft untersucht, wie das Zusammenspiel von Energieeffizienzmaßnahmen bei Gebäuden und Heizsystemen mit der effizienten und regenerativen Stromerzeugung funktionieren kann, um die Ziele zur Minderung der Treibhausgasemissionen im deutschen Wohngebäudebestand zu erreichen. Neben der Wärmeversorgung wird hier auch der Haushaltsstromverbrauch in die Betrachtungen einbezogen. Ein besonderes Augenmerk wird auf die Frage des zeitlichen Ausgleichs zwischen Energienachfrage und fluktuierendem Energieangebot gelegt.

Der Blick reicht dabei in die Zukunft: Es geht insbesondere um die Frage, wie die langfristigen Klimaschutzziele eingehalten werden können. Betrachtet wird also ein Gebäudebestand, wie er in einigen Jahrzehnten, z. B. im Jahr 2050, aussehen könnte. Gleichzeitig liegt das Augenmerk auf den heute bekannten und erprobten Maßnahmen und Technologien zur Energieerzeugung und -einsparung. Hierzu zählen die üblichen Maßnahmen zur Reduzierung des Energiebedarfs der Gebäude durch Wärmeschutz und Lüftungssysteme bis hin zu weitgehenden Qualitätsstandards wie dem Passivhausniveau ebenso wie alternative Systeme zur Wärmeerzeugung, die den Erdgas- bzw. Heizölkessel ersetzen können (elektrische Wärmepumpen, Kraft-Wärme-Kopplung, Biomassekessel, ergänzende Solarthermieanlagen). Bei der Stromerzeugung werden neben effizienten, mit fossilen Brennstoffen (insbesondere Erdgas) betriebenen Kraftwerken die bestehenden Optionen der Stromerzeugung aus regenerativen Energieträgern berücksichtigt (Photovoltaik, Windkraft und Biomasse). Denkbare weitere Zukunftstechnologien, die bisher noch nicht vollständig entwickelt bzw. erst wenig erprobt sind und über deren Potentiale besondere Unsicherheiten bestehen, werden dagegen nicht mitbetrachtet. Dies gilt insbesondere für die saisonale Speicherung von Wärme und Strom (inklusive „Power-to-Gas“-Konzept, vgl. [Zapf 2017]) sowie die Tiefen-Geothermie.

Mit der Entwicklung der vorläufigen Basisversion eines computergestützten Analyseinstruments, das den deutschen Wohngebäudebestand und die zugehörige Wärme- und Stromversorgung bis hin zu den eingesetzten Stromerzeugungsanlagen modelliert, hat das Forschungsprojekt ein erstes Etappenziel erreicht. Der vorliegende Zwischenbericht dokumentiert die Modellansätze und zeigt erste Beispielberechnungen.

Die Ergebnisse wurden von dem Projektteam aus Institut Wohnen und Umwelt (IWU, Gesamtkoordination), Hochschule Darmstadt (h_da) sowie Büro für Energiewirtschaft und technische Planung (BET) erarbeitet. Der Arbeitsschwerpunkt des IWU lag in der Modellentwicklung, die im Hauptteil des Berichts dokumentiert ist. Die Projektpartner h_da und BET haben diesen Prozess beratend begleitet, wichtige Teilfragestellungen sind in separaten Überblicksstudien der h_da zu den Themen „Photovoltaik und Windkraft“, „Kraftwerke und KWK-Systeme“ und „Energiespeicher und Lastmanagementsysteme“ dokumentiert (Anhänge A bis C). Die Studie der h_da zum Thema „Elektrische Netze und Smart-Grid-Technologien“ (s. Anhang D) liegt als erster Teil vor. Sie wird gegen Projektende vor dem Hintergrund der dann vorliegenden Ergebnisse in einem zweiten Teil noch einmal aktualisiert und erweitert werden. Die Aufgabe von BET lag in einer allgemeinen Beratung der Projektpartner im Hinblick auf energiewirtschaftliche Themen sowie in der Bereitstellung von Kostendaten für Stromerzeugungssysteme (s. hierzu Anhang E sowie die gemeinsam im Projektteam erarbeitete Übersichtsdarstellung in Anhang F zu brennstoffbetriebenen Kraftwerken und Stromspeichern).

Im weiteren Projektverlauf sollen mit Hilfe des softwaregestützten Analysemodells die oben beschriebenen Fragestellungen zur Weiterentwicklung der Energieeinsparung und Energieversorgung im Wohngebäude-sektor untersucht werden. Neben dem deutschen Wohngebäudebestand als Ganzes werden dabei auch kleinere räumliche Einheiten berücksichtigt (am Beispiel des Bundeslandes Hessen und der Stadt Darmstadt), und es sollen Schlussfolgerungen für Einzelgebäude-Konzepte („Niedrigstenergie-/Nullemissionshäuser“) gezogen werden. Gleichzeitig findet eine kontinuierliche Weiterentwicklung des Analysemodells statt.

Das Forschungsprojekt mit dem Kurztitel „EE-GebäudeZukunft“ wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie im Förderschwerpunkt En:SYS (Systemanalyse für die Energieforschung) über den Projektträger Jülich (PTJ) gefördert.

2 Überblick über das Analysemodell

2.1 Informationsaustausch im Gesamtmodell

Für die praktische Umsetzung des computergestützten Analyseinstruments wurde die Softwareumgebung MATLAB verwendet [MATLAB 2016]. Die Zeitschrittweite der Berechnungen ist in der aktuellen Programmversion auf eine Stunde festgelegt.

In Bild 1 wird ein Überblick über das Zusammenspiel der wichtigsten Programmbausteine gegeben. Die Pfeile symbolisieren die Richtung des Informationsflusses beim Programmablauf. Rote Pfeile markieren die Zugehörigkeit zur elektrischen Energiebilanz.

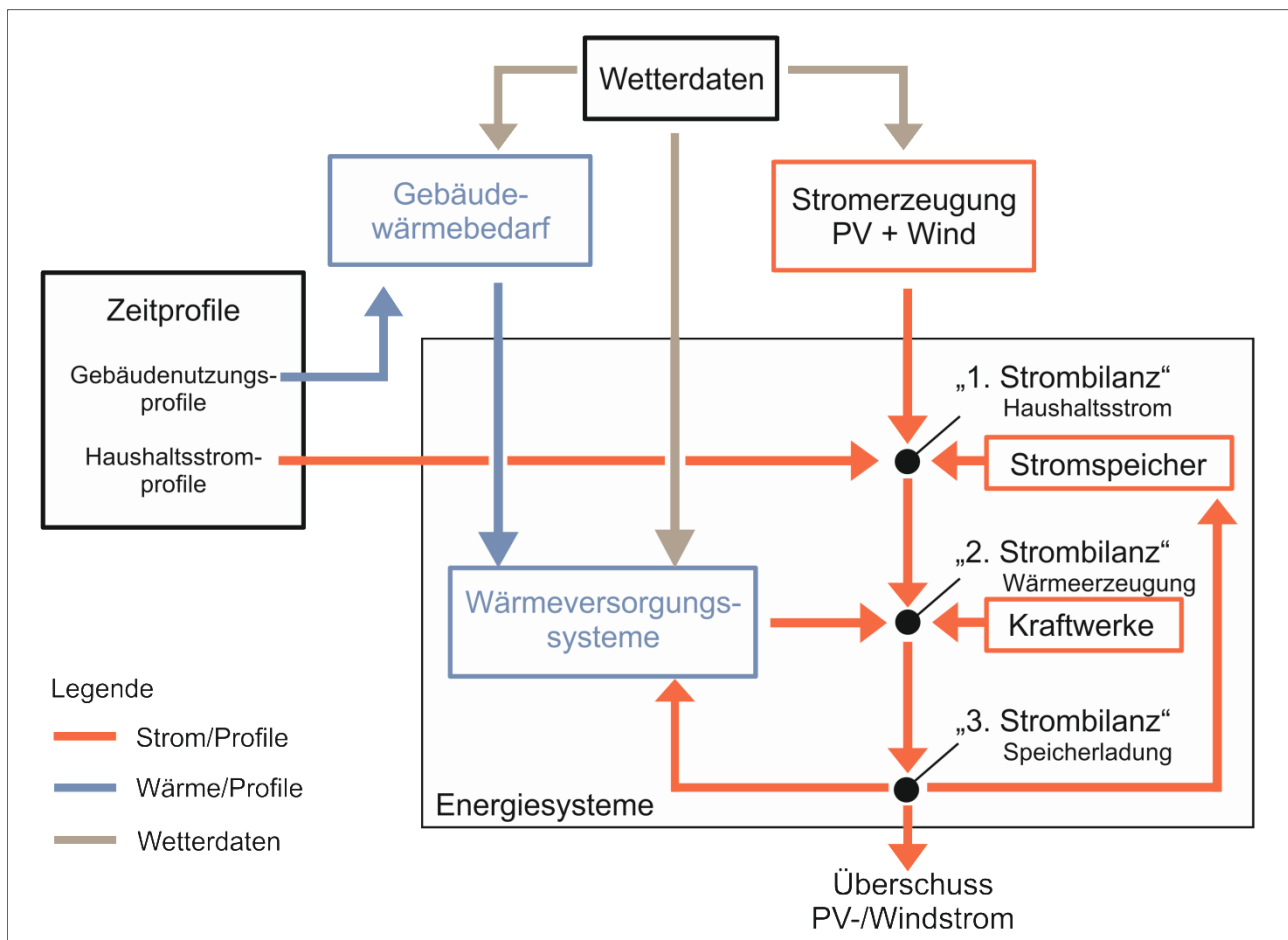


Bild 1: Programmmodule und Informationsaustausch im Analyseinstrument

Die beiden Module Wetterdaten und Zeitprofile operieren ohne Eingaben anderer Module und stellen somit die Anfangspunkte für den Informationsfluss in jedem Programmzeitschritt dar.

Die Wetterdaten verschiedener, über ganz Deutschland verteilter Standorte werden an die Module Gebäudewärmebedarf (Lufttemperatur, Solarstrahlung), die Wärmeerzeugungssysteme (Lufttemperatur für Wärmepumpen, Solarstrahlung für Solarthermieranlagen) und die Photovoltaik- und Windstromerzeugung (Solarstrahlung, Windgeschwindigkeit) übergeben (siehe Kapitel 3).

Im Block Zeitprofile (s. Kapitel 6.1) wird zum einen der stündliche Verlauf des Haushaltsstromverbrauchs festgelegt. Zum anderen werden auf Basis stochastischer Modelle Stundenwerte weiterer Nutzungsparameter ermittelt, die in die Gebäude-Wärmebilanz eingehen (zeitlicher Verlauf von Soll-Innentemperaturen, Luftwechselraten, inneren Wärmegewinnen und Warmwasserverbräuchen).

Im Fall des Haushaltsstromverbrauchs wird eine mittlere Lastkurve aller Haushalte angesetzt. Durch die Annahme eines Stromnetzes, das immer für den notwendigen räumlichen Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage sorgen kann, entfällt die Notwendigkeit, den zeitlichen Lastverlauf individueller Haushalte zu betrachten. Generell wird angenommen, dass die elektrische Energiebilanz zu jedem Zeitpunkt in einem gedachten Punkt stattfindet, der Ort der einzelnen Stromerzeuger und -verbraucher also keine Rolle spielt¹. Insofern können auch die im Programmblock „Stromerzeugung Photovoltaik und Wind“ (Kapitel 4) räumlich differenziert ermittelten Ergebnisse für die elektrische Energieproduktion am Ende in einem einzigen Summenwert für jede Stunde zusammengefasst werden. Im Fall elektrischer Energiespeicher wird angenommen, dass diese netzdienlich betrieben werden, also für die Aufnahme von Solar-/Windstrom-Überschüssen bzw. für die Deckung eines Reststrombedarfs im Gesamtnetz zur Verfügung stehen. Daher kann die Gesamtheit der räumlich verteilten Energiespeicher gedanklich als ein großer zentraler Speicher (bzw. als mehrere zentrale Speicher bei Ansatz unterschiedlichen Speichertypen) behandelt werden kann.

Die „ersten Strombilanz“ ist noch völlig unabhängig vom Wärmebedarf und der Wärmeerzeugung in den Wohngebäuden. Hier findet ein Ausgleich zwischen dem Haushaltsstrom, dem Angebot an Solar- bzw. Windstrom und den elektrischen Energiespeichern statt. Falls der Haushaltsstrombedarf das Angebot von Photovoltaik, Windkraft und Stromspeichern überschreitet, wird ein Rest-Bedarf an die „zweite Strombilanz“ übertragen. Andernfalls handelt es sich um einen Rest-Angebot an PV-Windstrom und gespeicherter elektrischer Energie.

Vor Durchführung der anschließenden „zweiten Strombilanz“ ist zunächst der Wärmebedarf der Gebäude zu berücksichtigen. Das Zusammenziehen der Wärmebilanz „in einem Punkt“ – also die Zusammenfassung aller Gebäude zu einem großen Gebäude (d. h. einem einzigen „mittleren“ Wärmeverbraucher) – erschien hier nicht sinnvoll, denn anders als beim Strom besteht bei der Wärme nicht die Möglichkeit des landesweiten räumlichen Austauschs zwischen Erzeugern und Verbrauchern: So ist im Fall von Einzelhausheizungen die Übertragung von Überschüssen im Wärmespeicher eines Gebäudes auf andere Gebäude, selbst schon auf das Nachbargebäude, nicht mehr möglich. Aus diesem Grund erfolgt die Modellierung von Wärmebedarf und Wärmeerzeugung mit einer großen Anzahl von Gebäuden und Wärmeversorgungssystemen, die den untersuchten Gebäudebestand repräsentieren. Bild 2 zeigt den entsprechenden Ausschnitt aus dem Programmschema in größerer Detaillierung.

Die genannten Anzahlen von Standorten, Gebäuden, Nutzungsprofilen und Wärmeversorgungssystemen sind exemplarisch zu verstehen. Sie dienen der Illustration und entsprechen hier den Beispielrechnungen in Kapitel 8 (dort für die umfangreichere Variante mit allen Standorten). Es wurden Wetterdaten (Lufttemperatur, Solarstrahlung) von 21 Standorten verwendet. Der Wohngebäudebestand wird mit 16 Beispielgebäuden modelliert, dabei werden im Bestand und Neubau jeweils vier energetische Standards sowie Ein-/Zweifamilienhäuser (EZFH) und Mehrfamilienhäuser (MFH) unterschieden. Insgesamt ergeben sich damit 336 Gebäude für die Hochrechnung auf den Gesamtbestand, denen die gleiche Anzahl von Nutzungsprofilen zugeordnet wird. Für jedes der Gebäude werden Stundenwerte des Nutzwärmebedarfs und der Wärmeverteilungsverluste für Heizwärme und Warmwasser ermittelt. Bei der Wärmeversorgung der Gebäude wurden in den ersten Berechnungen maximal 22 unterschiedliche Varianten berücksichtigt (in Bild 2 sind exemplarisch vier Varianten dargestellt), so dass sich insgesamt 7392 Kombinationen von Gebäuden und Wärmeversorgungssystemen ergaben (hier abgekürzt als „Systeme“ bezeichnet).

¹ Diese vereinfachenden Annahmen werden im weiteren Projektverlauf noch näher überprüft (vgl. Kap. 5.3 und die Überblicksdarstellung in Anhang D, die gegen Projektende noch einmal erweitert und aktualisiert wird).

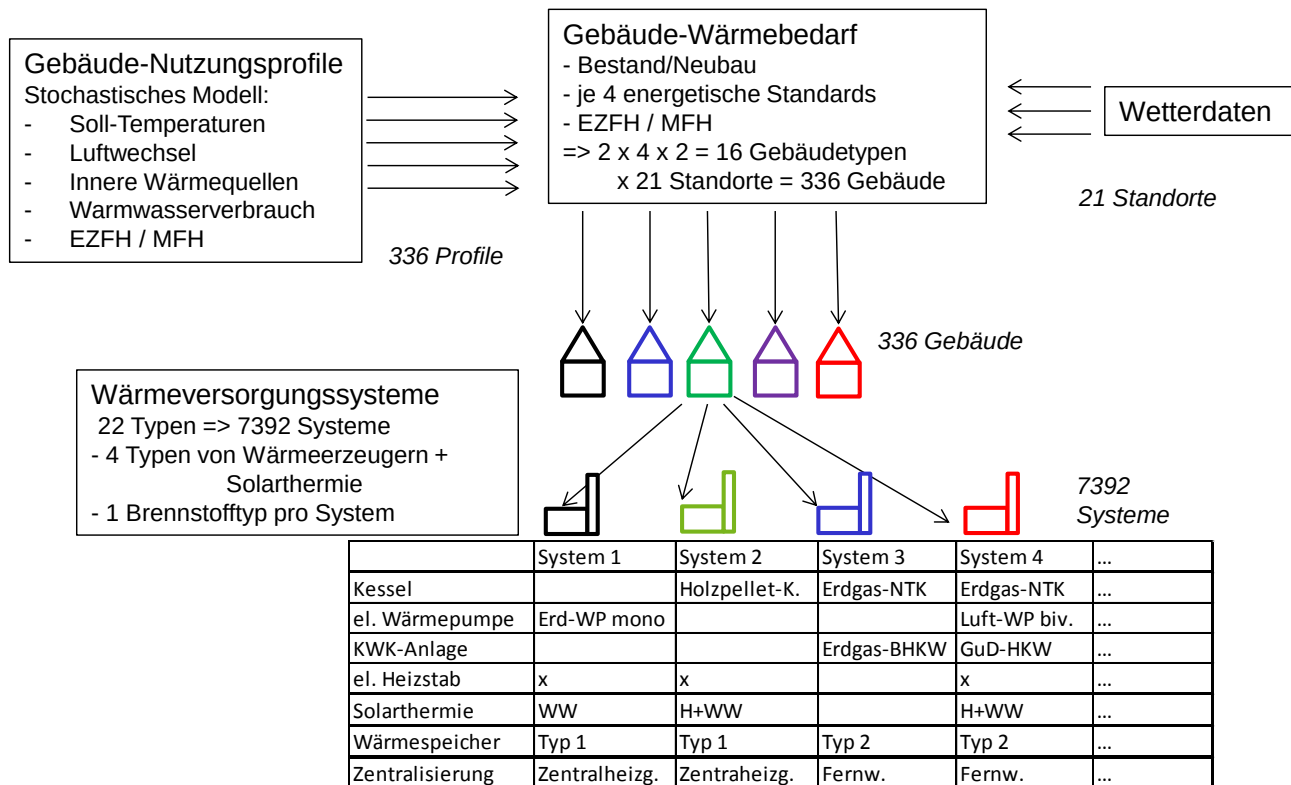


Bild 2: Programmmodule zu Gebäude-Wärmebedarf und Wärmeversorgung

Das Schema zur Definition der Systeme ist ebenfalls in Bild 2 wiedergegeben. Es werden vier Grundtypen von Wärmeerzeugern unterschieden:

- Heizkessel
- elektrische Wärmepumpen
- Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK)
- direktelektrische Wärmeerzeuger (insbesondere elektrische Heizstäbe für die Ladung von Wärmespeichern)

Gegebenenfalls können alle vier Typen gleichzeitig auftreten (s. System 4 im Beispiel). Ergänzend kann Solarthermie zur Warmwasserbereitung (WW) bzw. zur Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung (H+WW) sowie ein Wärmespeicher eingesetzt werden. Bei den Anlagen werden verschiedene Typen unterschieden, z. B. Erdgas- oder Holzpelletkessel, Luft- oder Erd-Wärmepumpe, Blockheizkraftwerk mit konstantem elektrischen und thermischen Wirkungsgrad bzw. Heizkraftwerk mit variabler Wärmeauskopplung (im Beispiel von System 4 als Erdgas-Gas-und-Dampfturbinen-Heizkraftwerk (GuD-HKW)). Auch die Leistungsauslegung (Verhältnis der Wärmeerzeuger-Leistung zur maximalen Wärmebedarfsleistung des Gebäudes) ist für die jeweiligen Systeme definiert. Im gezeigten Beispiel wird in System 4 eine bivalente Luftwärmepumpe verwendet (Leistungsauslegung deutlich unter dem Gebäude-Leistungsbedarf), während in System 1 eine monovalente Wärmepumpe zum Einsatz kommt, die den Gebäude-Wärmebedarf auch an den kältesten Tagen quasi allein decken kann. Der ergänzende Heizstab dient in diesem Fall zur Ladung des Wärmespeichers mit Photovoltaik- und Windstromüberschüssen.

In der zweiten Strombilanz wird ein Ausgleich zwischen allen Wärmeerzeugern (die teils als Wärmepumpen oder direktelektrische Heizelemente elektrische Energie verbrauchen bzw. als KWK-Anlagen Strom erzeugen) sowie den „konventionellen“ (d.h. mit Brennstoffen betriebenen) Kraftwerken durchgeführt. Auch der Rest-Überschuss an PV-/Windstrom bzw. der Restbedarf des Haushaltsstroms wird dabei berücksichtigt. Angesichts der Vielzahl der unterschiedlichen und teils komplexen Wärmeversorgungssysteme (vgl. System 4 mit gleichzeitig vier unterschiedlichen Wärmeerzeugern plus Solarthermie und Speicher), waren hier weitgehende Überlegungen zur Organisation bzw. Optimierung des Zusammenspiels der verschiedenen Ein-

zelkomponenten notwendig. Vor diesem Hintergrund wird die zweite Strombilanz in Abschnitt 2.2 ausführlicher erläutert.

Wenn der Fall eintritt, dass auch nach der zweiten Strombilanz noch ein Überschuss an PV- bzw. Windstrom besteht, so wird dieser in der „dritten Strombilanz“ durch Aufladung von Energiespeichern für den Wohngebäudebestand nutzbar gemacht. Dabei werden zunächst die elektrischen Energiespeicher und danach die Wärmespeicher (vorrangig durch Wärmepumpen, anschließend durch Heizstäbe) aufgeladen. Falls dann immer noch Überschüsse an PV-/Windstrom bestehen, so verlassen diese die Systemgrenze des Wohngebäudebestandes. Sie müssen demnach in anderen Sektoren genutzt werden (Gutschriften hierfür werden nicht berücksichtigt) bzw. ungenutzt „verfallen“ (in der Praxis z.B. indem die Erzeugungsanlagen heruntergeregelt werden, die Überschüsse also gar nicht erst entstehen).

Insgesamt ist festzuhalten, dass das vorliegende Modell ausschließlich den Wohngebäudesektor betrachtet. Möglichkeiten, PV-/Windstromüberschüsse aus anderen Sektoren in den Wohngebäuden zu nutzen oder wie geschildert die hier entstehenden Überschüsse in andere Sektoren zu übertragen, werden nicht betrachtet. Nicht nur die untersuchten Wärmeerzeugungs- und KWK-Anlagen, sondern auch die Photovoltaik- und Windkraftanlagen sowie die brennstoffbetriebenen Kraftwerke sind im Modell ausschließlich für die Wohngebäude tätig.

Diese Sichtweise eines hinsichtlich der Energieerzeugung quasi eigenständigen Wohngebäudesektors entspricht für die Wärmeversorgung weitgehend der heutigen Situation: Bei den Wärmeerzeugungssystemen dominieren die Heizkessel, die Kopplung mit dem Stromsektor über Wärmepumpen und KWK-Anlagen spielt eine untergeordnete Rolle [Diefenbach et al. 2010]. Die untersuchte Fragestellung, wie denn neue und bessere Lösungen für das bisher weitgehend unabhängige System „Wohngebäude-Wärmeversorgung“ aussehen könnten, ist also naheliegend. Da bei diesen neuen Lösungen die elektrische Energie eine wesentliche Rolle spielt, ist die Ausweitung der Betrachtung auf das Gesamtsystem „Wohngebäude“ (also inklusive Haushaltsstrom) ebenfalls naheliegend.

Gleichwohl besteht im weiteren Projektverlauf das Ziel, in gesonderten Untersuchungen Wechselwirkungen mit den anderen Energieverbrauchssektoren zumindest in groben Ansätzen ebenfalls zu berücksichtigen. Generell ist zu erwarten, dass sich im Zusammenspiel der unterschiedlichen Sektoren noch weitere und gegebenenfalls bessere Lösungen finden lassen, als wenn der Untersuchungsraum auf isolierte Lösungen für die Einzelsektoren beschränkt ist. Umgekehrt bedeutet dies: Wenn vielversprechende sektorspezifische Lösungen gefunden werden können, so befindet man sich damit auf der „sicheren Seite“. Eine spätere Ausweitung der Betrachtung verspricht möglicherweise weitergehende „Synergieeffekte“, aber jedenfalls keine Nachteile gegenüber den gefundenen Lösungen.

2.2 Zusammenspiel von Wärme- und Stromerzeugung in der „zweiten Strombilanz“

2.2.1 Die zweite Strombilanz im Überblick

In der zweiten Strombilanz wird das Zusammenwirken von Wärme- und Stromerzeugung behandelt. Insbesondere wird festgelegt, in welchen Betriebspunkten die Wärmeerzeugungsanlagen und der elektrische Kraftwerkspark gefahren werden.

Dabei ist eine große Vielfalt von Lösungsmöglichkeiten zu beachten, insbesondere wenn komplexe Wärmeerzeugungssysteme vorliegen wie z. B. das System Nr. 4 aus Bild 2. In diesem Fall stehen neben einer Solarthermianlage (die immer vorrangig zum Einsatz kommt) vier Wärmeerzeugungssysteme gleichzeitig zur Verfügung, die elektrische Energie entweder verbrauchen oder sogar erzeugen können: Elektrische Wärmepumpe und Heizstab sowie Heizkessel und KWK-Anlage. Die Aufgabe der zweiten Strombilanz liegt darin, die beste Betriebsweise für solche Systemkonfigurationen zu finden, und zwar nicht allein innerhalb des

jeweiligen Gebäudes bzw. Systems, sondern übergreifend für alle Systeme im Wohngebäudebestand und den zugehörigen Kraftwerkspark.

Neben dieser Optimierungsaufgabe, die innerhalb des jeweiligen Zeitschritts zu lösen ist, sind darüber hinaus noch weitere Randbedingungen und Regelstrategien zu beachten, die über den Zeitschritt hinausreichen. So kann es sein, dass bestimmte Anlagen nicht beliebig oft ein- und ausgeschaltet werden können, sondern – einmal eingeschaltet – über mehrere Stunden hinweg weiterlaufen müssen („Must-Run“-Bedingungen). Ein weiteres Beispiel sind auf kleine Leistungen ausgelegte Wärmeerzeugungsanlagen, die vorrangig eingeschaltet werden, damit sie im Jahresverlauf überhaupt auf die gewünschten Deckungsbeiträge kommen (z. B. Abluft-Wärmepumpen oder klein dimensionierte KWK-Anlagen).

Vor diesem Hintergrund gibt Bild 3 einen Überblick über den Ablauf der zweiten Strombilanz für einen Zeitschritt (z.B. eine Stunde).

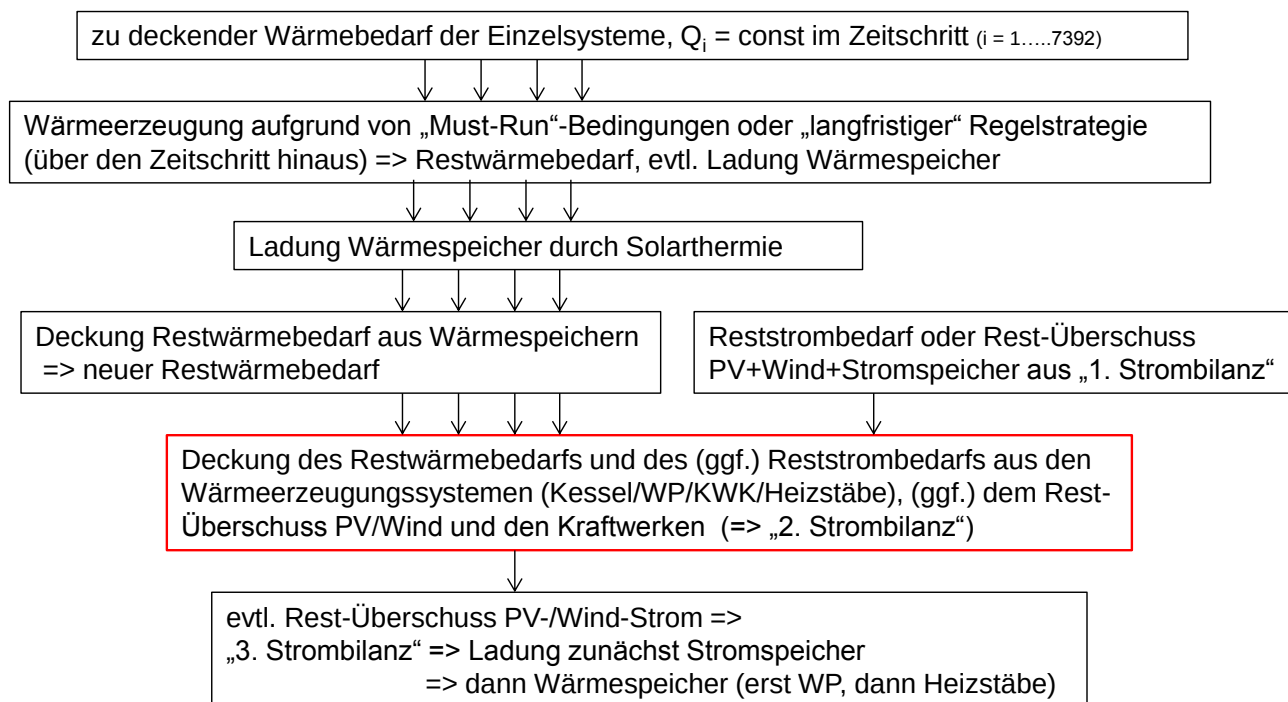


Bild 3: Die „zweite Strombilanz“ im Programmablauf

Ausgangspunkt ist der Wärmebedarf Q_i der Einzelsysteme (z. B. $i = 1$ bis 7392 Systeme in den umfangreichen Varianten der Beispielberechnungen in Kapitel 8). In einem Zeitschritt ist der Wert Q_i für jedes System konstant. Er gliedert sich eigentlich noch in den Wärmebedarf für Heizung und Warmwasser (Nutzwärme und entsprechende Wärmeverteilungsverluste). In der hier gegebenen Überblicksdarstellung wird diese Unterscheidung vernachlässigt, in den Modellrechnungen wird sie dagegen berücksichtigt (siehe z. B. Kapitel 7.1: Einfluss des Temperaturniveaus auf die Leistungszahl von Wärmepumpen).

Die Deckung des Wärmebedarfs der Einzelgebäude und -systeme erfolgt zunächst über diejenigen Wärmeerzeugungssysteme, die „Must-Run“-Bedingungen unterliegen oder aufgrund einer langfristigen (über den Zeitschritt hinausreichenden) Regelstrategie betrieben werden sollen. Dabei werden gegebenenfalls auch die zugehörigen Wärmespeicher geladen. In einem nächsten Schritt wird geprüft, ob die installierten Solarthermieranlagen genug Energie liefern können, um die Ladung der Wärmespeicher weiter zu erhöhen. Anschließend wird der Rest-Wärmebedarf der Systeme (soweit noch nicht durch „Must-Run“-Systeme gedeckt) aus den Wärmespeichern bedient.

Die Deckung des dann immer noch verbleibenden Rest-Wärmebedarfs ist Gegenstand der Optimierung des Anlagenbetriebs aller betroffene Wärmeversorgungssysteme sowie des Kraftwerksparks. Hier geht auch

der Restbedarf an elektrischer Energie (bzw. der Rest-Überschuss von Solar- und Windstrom inklusive noch zur Verfügung stehender Energie aus den Stromspeichern in der ersten Strombilanz) in die Berechnung ein. Dieser Rechenschritt ist als rot umrandetes Kästchen dargestellt. Er wird im nächsten Absatz 2.2.2 näher erläutert.

Falls anschließend immer noch ein Überschuss von PV-/bzw. Windstrom besteht, wird dieser, wie bereits in Kapitel 2.1 erläutert, in der 3. Strombilanz auf die elektrischen und thermischen Energiespeicher verteilt.

2.2.2 Optimierung des Anlagenbetriebs innerhalb des Zeitschritts

Die Festlegung der Betriebspunkte der einzelnen Wärmeerzeugungssysteme sowie der ergänzenden (brennstoffbetriebenen) Kraftwerke stellt das zentrale Element der zweiten Strombilanz dar. Es handelt sich hier um eine Optimierungsaufgabe mit dem Ziel, nach Abarbeitung der vorgelagerten Schritte („Must-Run“-Bedingungen, Nutzung der Solarthermie und des Inhalts der Wärmespeicher) eine möglichst günstigste Konfiguration für das Zusammenspiel der betrachteten Anlagen innerhalb des Zeitschritts zu finden.

Der verwendete Lösungsansatz weist Parallelen mit dem „Merit-Order“-Ansatz zur Bestimmung der Einsatzreihenfolge des elektrischen Kraftwerksparks auf. Dieser Modellansatz sei hier zunächst kurz anhand von Bild 4 erläutert. Die dargestellte Kurve zeigt auf der y-Achse die Grenzkosten der Stromerzeugung in €/MWh und auf der x-Achse die elektrische Leistung bzw. Last in GW. Sie setzt sich aus einzelnen Balken zusammen, die jeweils einzelne brennstoffbetriebene Kraftwerke repräsentieren. Die Höhe der jeweiligen Einzelbalken entspricht den variablen Kosten (insbesondere: Brennstoffkosten) des jeweiligen Kraftwerks. Die Breite der Balken steht für deren elektrische Leistung. Die Balken sind aufsteigend entsprechend den variablen Stromerzeugungskosten angeordnet. Diese Anordnung entspricht der (ökonomisch sinnvollen) Annahme, dass zur Deckung einer gegebenen elektrischen Last immer vorrangig zunächst die Kraftwerke mit den niedrigsten variablen Kosten herangezogen werden. Ist die elektrische Last zu einem Zeitpunkt bekannt (senkrechte schwarze Linie), so lässt sich der aktuelle Strompreis entsprechend den variablen Kosten des letzten (teuersten) Kraftwerks ermitteln, das noch zur Deckung der Last zugeschaltet werden muss. Nicht in der Abbildung dargestellt ist die Stromerzeugung aus Photovoltaik- und Windstromanlagen, die Grenzkosten der Höhe Null aufweisen und daher immer als erstes zum Einsatz kommen. Wenn also Wind- und Solarstromanlagen im Netz vorhanden sind, reihen diese sich mit ihrer aktuellen Stromerzeugung links von den billigsten brennstoffbetriebenen Kraftwerken in die Kurve ein, verschieben die Balken der brennstoffbetriebenen Kraftwerke nach rechts zu höheren elektrischen Leistungen und führen somit zu einer Absenkung der Grenzkosten der Stromerzeugung („Merit-Order-Effekt“ der erneuerbaren Energien, vgl. [v. Roon/Huck 2010]).

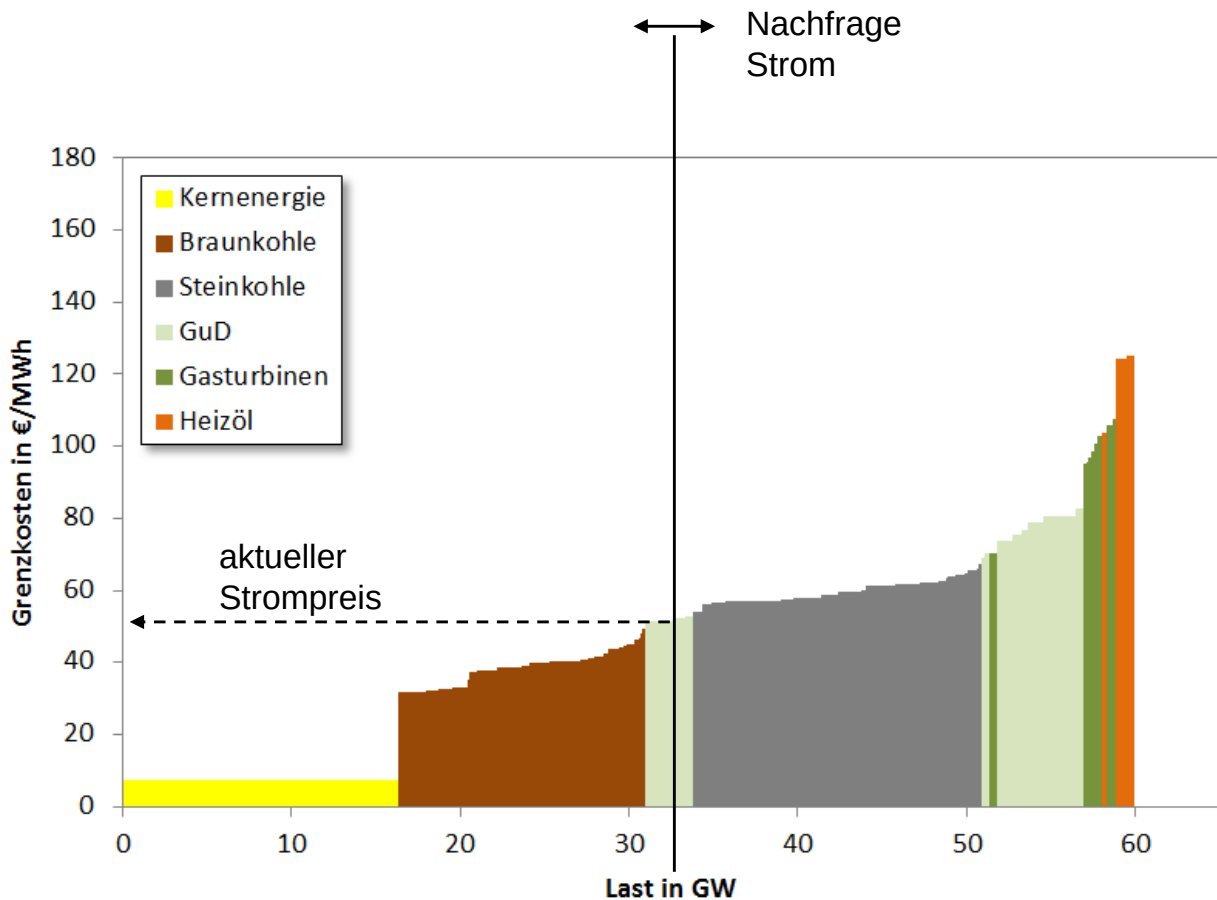


Bild 4: Einsatzreihenfolge bzw. „Merit Order“ des deutschen Kraftwerksparks 2008 (nach [v. Roon/Huck 2010])

Zum Verständnis des verwendeten Berechnungsmodells, das eine Erweiterung des „Merit-Order“-Ansatzes auf die Wärmeversorgung vorsieht, sind zunächst einige Vorüberlegungen notwendig.

Grundsätzlich besteht die Aufgabe darin, das Gesamtsystem aus Wärmeversorgungssystemen und Kraftwerken in einen Zustand zu bringen, in dem eine Zielgröße y ihr Minimum einnimmt. Für y können verschiedene Größen festgelegt werden, dabei kann es sich wie in dem oben dargestellten Merit-Order-Modell um die Kosten handeln, es kommen aber auch andere Größen in Frage, insbesondere der Primärenergieverbrauch oder die Treibhausgasemissionen. Im Fall der Kostenbetrachtung werden auch hier allein die variablen Kosten (vereinfachend: Kosten des Brennstoffverbrauchs) berücksichtigt. Die Gesamtkosten inklusive den (annuisierten) Investitionskosten werden dagegen nicht betrachtet, da die Festlegung der verwendeten Systeme und Maßnahmen (wie viele Wärmepumpen/KWK-Anlagen werden installiert, wie werden die Gebäude gedämmt?) nicht Gegenstand der Optimierung ist, sondern vor Beginn des Programmlaufs festgelegt wird.

In den folgenden Beispielbetrachtungen wird vereinfachend angenommen, dass immer der gleiche Brennstoff verwendet wird (z. B. Erdgas). In diesem Fall ergibt sich (unter der Annahme, dass der Brennstoff zu jedem Zeitpunkt für alle Abnehmer den gleichen Preis und die gleichen Primärenergie- und Treibhausgasfaktoren aufweist) unabhängig von der untersuchten Zielgröße immer das gleiche Optimierungsergebnis und man kann y direkt mit dem Brennstoffverbrauch gleichsetzen.

Insgesamt gilt:

$$y = \sum_j y_j$$

Dabei ist y der (zu minimierende) Gesamtwert von y und y_j sind die y -Werte der einzelnen Systeme j . Die Summe j läuft dabei über alle betrachteten Wärmeerzeugungssysteme und über alle brennstoffbetriebenen Kraftwerke.

Als weitere Variable spielt auch die elektrische Energie E eine wichtige Rolle in den Betrachtungen. Es gilt

$$E_{SB2} = E_{SB1} + \sum_j E_j$$

Darin ist E_{SB2} das Ergebnis der 2. Strombilanz, E_{SB1} das Ergebnis der 1. Strombilanz („Haushaltsstrom“, vgl. Kapitel 2.1), und E_j ist die Strombilanz des Systems j . Die Summe j läuft wiederum über alle Wärmeversorgungssysteme und brennstoffbetriebenen Kraftwerke. Als Konvention wird hier festgelegt, dass im Fall eines Stromverbrauchs E_j negativ ist (z. B. Heizung über elektrische Wärmepumpe). Falls das System Strom erzeugt (KWK-Anlage, Kraftwerk), ist E_j positiv. Falls kein Strom erzeugt und verbraucht wird oder die Bilanz innerhalb des Systems ausgeglichen ist, gilt $E_j = 0$. Für die erste Strombilanz gilt $E_{SB1} < 0$ in dem Fall, dass noch ein Rest des Haushaltsstrombedarfs nicht gedeckt werden konnte und $E_{SB1} > 0$ in dem Fall, dass noch ein Restüberschuss an PV-/Windstrom bzw. elektrischer Speicherladung besteht.

In der Regel ist das Ergebnis der zweiten Strombilanz ausgeglichen ($E_{SB2} = 0$). Nur wenn das Angebot an PV- und Windstrom so groß ist, dass es auch für die Wärmeversorgung nicht verbraucht werden kann, ist $E_{SB2} > 0$, und es wird die dritte Strombilanz aufgerufen. $E_{SB2} < 0$ würde bedeuten, dass die installierten KWK-Anlagen und Kraftwerke nicht ausreichen, um den Gesamtstrombedarf zu decken. Da in den Untersuchungen aber immer ein ausreichend großer Anlagenpark vorgesehen wurde, tritt dieser Fall nicht auf.

Betrachtet man ein Einzelgebäude und das zugehörige Wärmeversorgungssystem zu einem festen Zeitpunkt, so lassen sich die möglichen Betriebspunkte dieses Systems in einer E - y -Kennlinie darstellen (E auf der x-Achse, die Indizes j sind hier zur Vereinfachung weggelassen). Dabei ist zu beachten, dass alle möglichen Betriebspunkte die Bedingung erfüllen müssen, dass der (Rest-)Wärmebedarf Q des Systems gedeckt wird (gegebenenfalls nach Abzug vorgelagerter Deckungsbeiträge durch „Must-Run“-Systeme, Solarthermie und den Wärmespeicher). Q ist dabei im betrachteten Zeitschritt ein konstanter Wert, der durch unterschiedlichen Einsatz von Brennstoff (y) bzw. elektrischer Energie (E) im Einzelsystem gedeckt wird.

Betrachtet man zunächst einfache Wärmeversorgungssysteme mit einem einzigen Wärmeerzeuger, so ergibt sich für jedes System jeweils nur ein einzelner Punkt im E - y -Diagramm. Dies zeigt Bild 5 für die drei Fälle elektrische Wärmepumpe, Heizkessel sowie KWK-Anlage (Blockheizkraftwerk: BHKW).

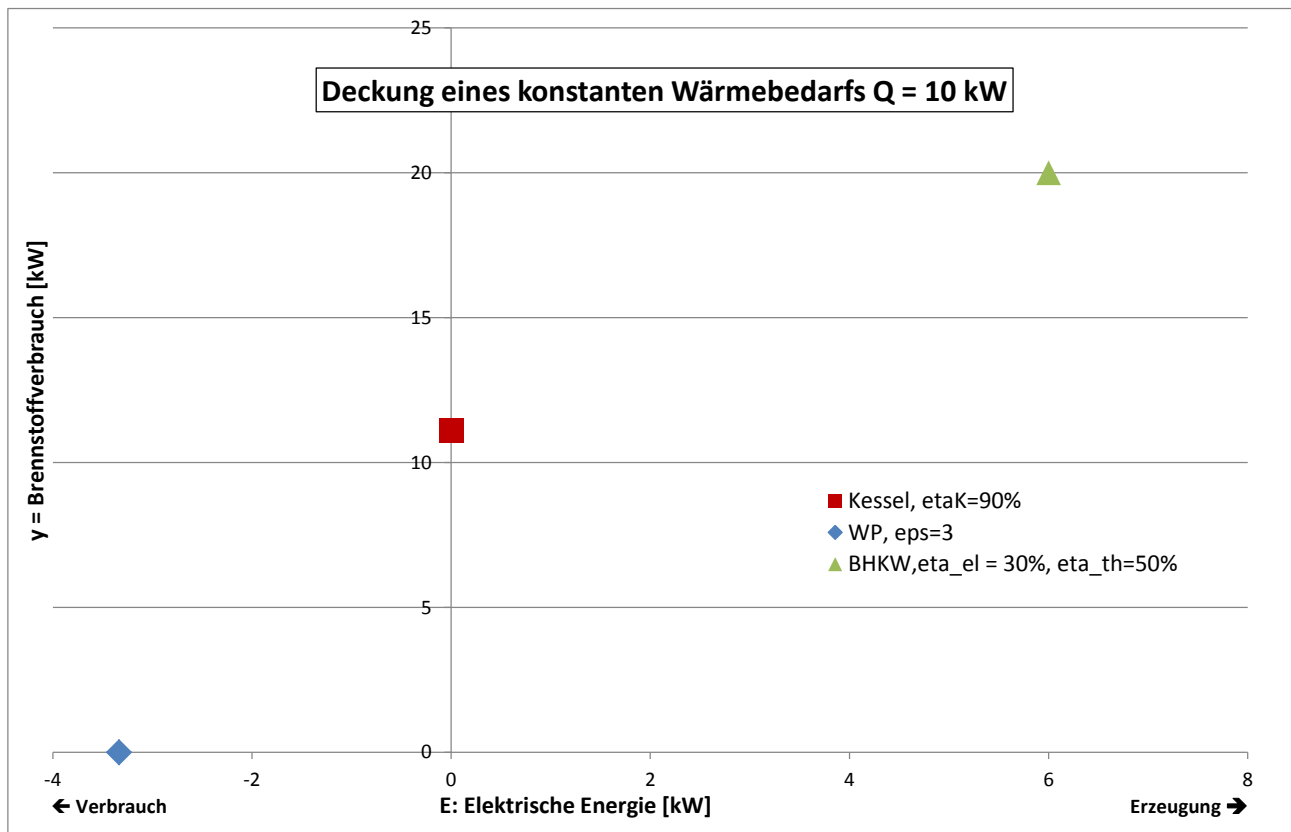


Bild 5: E-y-Diagramm: Beispiel für drei einfache, alternativ installierte Wärmeversorgungssysteme (elektrische Wärmepumpe, Heizkessel, BHKW)

Die elektrische Wärmepumpe deckt den Wärmebedarf Q (im Beispiel 10 kW bzw. 10 kWh für den gesamten Stundenschritt) mit einer Leistungszahl von $\epsilon=3$, d.h. mit einem Stromverbrauch von $E = -3,33 \text{ kW}$ (hier laut Konvention negativ). Der Brennstoffverbrauch y der Wärmepumpe ist gleich Null. Im Fall des Heizkessels ist die elektrische Energiebilanz $E = 0$, allerdings tritt ein Brennstoffverbrauch auf ($y > 0$). Im Fall der KWK-Anlage tritt ein Brennstoffverbrauch auf, und es wird elektrische Energie produziert ($y > 0$, $E > 0$).

Freiheitsgrade entstehen dann, wenn Kombinationen der Systeme betrachtet werden. Dies zeigt Bild 6 für die gemeinsame Installation mehrerer der genannten Systeme.

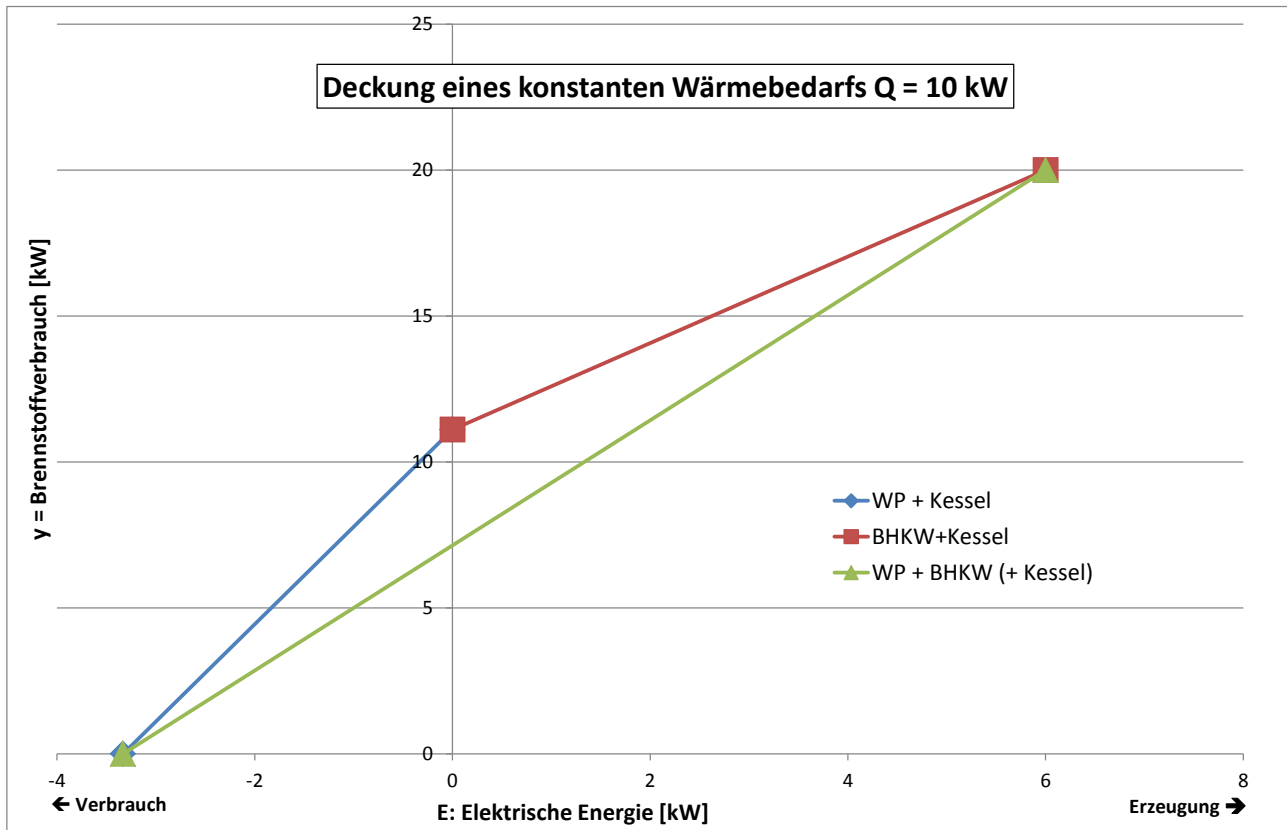


Bild 6: E-y-Diagramm: Beispiel für drei gemeinsam installierte Wärmeversorgungssysteme (Wärmepumpe, Kessel, BHKW)

Die blaue Linie zeigt die E-y-Kurve an, die sich ergibt, wenn elektrische Wärmepumpe und Heizkessel gemeinsam installiert sind. Die beiden Randpunkte der Linie entsprechen den Einzelsystemen aus Bild 5. Links unten erfolgt die Wärmeherzeugung allein durch die Wärmepumpe. Mit wachsendem E-Wert (abnehmendem Stromverbrauch) wird die Leistung der Wärmepumpe zurückgefahren und der Wärmebedarf anteilig immer stärker durch den Heizkessel gedeckt, bis der rechte Endpunkt auf der y-Achse erreicht und die Wärme allein mit dem Kessel erzeugt wird. In gleicher Weise sind die beiden anderen Kurven (BHKW und Kessel bzw. Wärmepumpe und BHKW) zu interpretieren.

Auch der E-y-Bereich bei Kombination aller drei Systeme (Wärmepumpe, Kessel und BHKW) lässt sich in dem Diagramm ablesen: Es handelt sich um das Dreieck, das durch die drei eingezeichneten Linien umgrenzt wird. In der Mitte dieses Dreiecks befinden sich die Punkte, bei denen die Wärme gleichzeitig (und mit unterschiedlichen Anteilen) aus allen drei Systemen erzeugt wird.

Allerdings sind aus Sicht eines minimierten Brennstoffeinsatzes y nicht alle Punkte gleichermaßen sinnvoll: Relevant für einen optimierten Brennstoffeinsatz ist – bei identischem Wert E für die elektrische Energie – jeweils derjenige Punkt, der den niedrigsten y -Wert aufweist. Diese Punkte definieren zusammen die E-y-Kennlinie des Systems und damit den sinnvollen Bereich der Betriebszustände, in denen das System im jeweiligen Zeitschritt gefahren werden sollte. Welcher Einzelpunkt, insbesondere welcher Wert E , sich dabei dann am Ende einstellt, ist Gegenstand der weiter unten erläuterten Gesamtoptimierung aller Systeme. Im vorliegenden Beispiel ist die grüne Linie, die den gemeinsamen Betrieb von Wärmepumpe und BHKW markiert, identisch mit der Kennlinie des Systems. Der Heizkessel kommt in dem betrachteten Zeitschritt nicht zum Einsatz. Zu anderen Zeiten könnte dies sehr wohl der Fall sein, weil sich der Heizwärmebedarf und die Systemparameter (z. B. die Leistungszahl der Wärmepumpe) in jedem Zeitschritt ändern können. Zum Beispiel könnte zu einem anderen Zeitpunkt der Wärmebedarf so hoch sein, dass die Leistung des

BHKW (bzw. der Wärmepumpe) allein nicht mehr ausreicht und der Heizkessel daher mitbetrieben werden muss.

Bild 7 zeigt eine komplexere Situation, in der die Leistung der Wärmepumpe und des BHKW begrenzt ist und zusätzlich noch ein elektrischer Heizstab (Wirkungsgrad 100 % bei der Wärmeerzeugung) installiert ist.

$Q = 10 \text{ kW}$

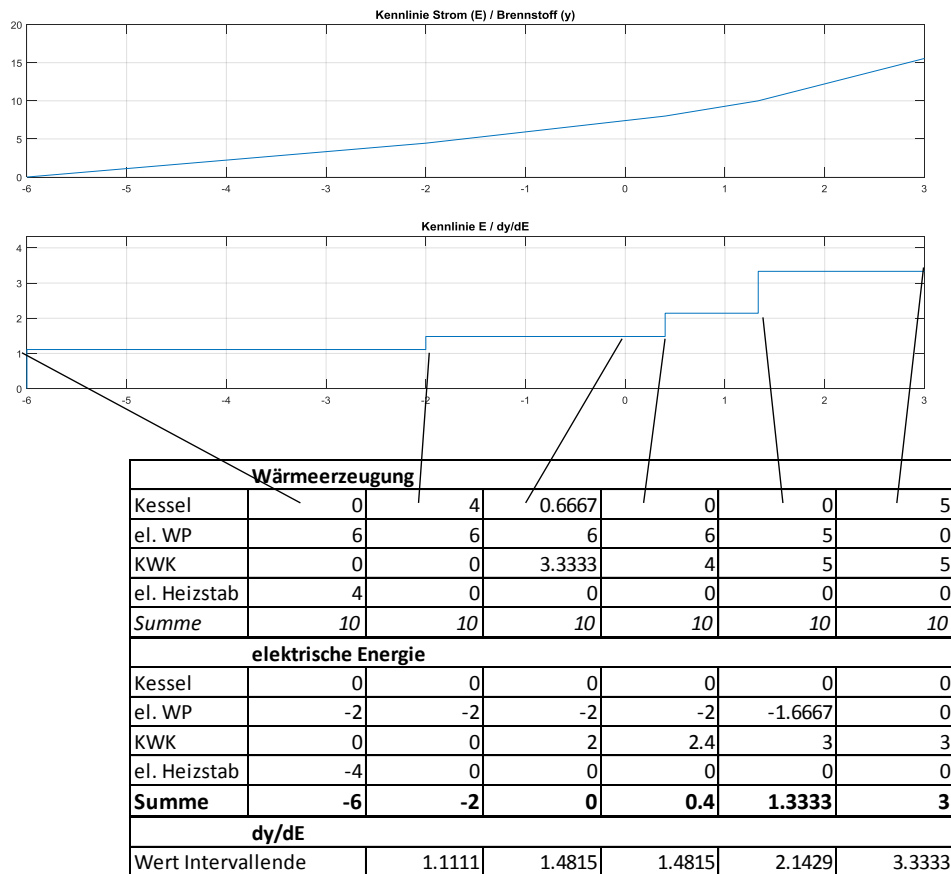


Bild 7: E-y-Kennlinie und dy/dE-Kennlinie: Beispiel für vier gemeinsam installierte Wärmeversorgungssysteme:

Kessel, $\eta = 90 \%$, P unbegrenzt

El. WP: $\varepsilon = 3,0$, $P = 6 \text{ kW}$

BHKW, $\eta_{el} = 30 \%$, $\eta_{th} = 50 \%$, $P_{th} = 5 \text{ kW}$

El. Heizstab, P unbegrenzt

Wärmeerzeugung, Brennstoffverbrauch y und elektrische Energie E in kW, dy/dE dimensionslos

Die obere Kurve zeigt die E-y-Kennlinie des Gesamtsystems, d. h. diejenigen Betriebszustände mit minimalem y bei variablem E . Die Abbildung darunter gibt die erste Ableitung dy/dE ebenfalls in Abhängigkeit von E an (E-dy/dE-Kennlinie, abgekürzt: dy/dE-Kennlinie). Es handelt sich dabei um die Steigung der darüber liegenden E-y-Kurvenstücke. Die teils geringen Änderungen der Steigung sind in dieser Darstellung besser erkennbar. Außerdem bildet die dy/dE-Kennlinie die Grundlage für die spätere Optimierung des Gesamtsystems.

In der Tabelle sind die einzelnen Kurvenabschnitte dargestellt: Der obere Teil zeigt die Wärmeerzeugung, die sich hier immer zu einem Gesamtwert von 10 kW summiert. Der untere Teil gibt die elektrische Energie E bzw. ganz unten die Geradensteigung dy/dE an. Im Punkt links außen wird der Wärmebedarf gemeinsam von elektrischer Wärmepumpe und Heizstab erzeugt. Die elektrische Energie beträgt -6 kW (negativer Wert, da Stromverbrauch). Bis zum zweiten Punkt ($E = -2 \text{ kW}$) wird die Leistung des Heizstabs kontinuierlich bis auf null heruntergefahren und dafür die Leistung des Heizkessels erhöht. Dieser wird anschließend zugunsten des BHKW wieder heruntergefahren, bis der vierte Punkt ($E = 0,4 \text{ kW}$) erreicht ist, an dem der Bei-

trag des Heizkessels wieder bei null liegt. Der zwischenzeitlich erreichte dritte Punkt markiert hier lediglich den Nulldurchgang ($E = 0$, dieser wird bei Berücksichtigung der Stromverteilungsverluste relevant, vgl. Kapitel 7.4). Bis zum fünften Punkt ($E = 1,33 \text{ kW}$) wird dann erstmals auch die Wärmepumpenleistung reduziert und die Leistung des BHKW noch weiter bis zum Maximalwert hochgefahren. Bis zum sechsten und letzten Punkt ($E = 3 \text{ kW}$) wird die Wärmepumpenleistung auf null zurückgefahren, das BHKW wird hier konstant im maximalen Leistungspunkt weiterbetrieben, und der Beitrag des Heizkessels wird wieder erhöht, um die durch den Wegfall der Wärmepumpe entstehende Lücke zu schließen.

Eine Erweiterung des Kennlinienbereichs nach links (zu noch kleineren E -Werten) wäre grundsätzlich noch denkbar: So könnte der elektrische Heizstab den Wärmebedarf allein decken und zwar mit $E = -10 \text{ kW}$ und $y = 0$. Die Kennlinie würde dann waagrecht nach links verlängert. Ein solcher Kurvenverlauf wäre aber im Sinne einer Gesamtoptimierung nicht sinnvoll: Die Erweiterung würde bedeuten, dass ein zusätzlicher Stromverbrauch erzeugt würde, ohne dass gleichzeitig ein Nutzen eintritt (nämlich eine weitere Reduzierung des Brennstoffverbrauchs y gegenüber dem gewählten Startpunkt, der ebenfalls schon bei $y = 0$ liegt). Diese denkbare Erweiterung der Kennlinie wird daher in der 2. Strombilanz nicht betrachtet. Allerdings wird die Option eines zusätzlichen Einsatzes des Heizstabes in der späteren 3. Strombilanz berücksichtigt, wenn verbleibende Solar-/Windstrom-Überschüsse auf die Energiespeicher verteilt werden.

Genauere Erläuterungen zur Ermittlung der E - y - und dy/dE -Kennlinien wie in Bild 7 dargestellt, werden in Kapitel 7.4 gegeben. An dieser Stelle sei mit Blick auf Optimierung des Gesamtsystems festgehalten, dass sich bei allen Arten von komplexeren Wärmeversorgungssystemen stufenförmige dy/dE -Kennlinien nach Art von Bild 8 ergeben, und zwar jeweils mit unterschiedlicher Anzahl, Form und Lage der Stufen – hier nur exemplarisch für ein abstraktes System („System 1“):

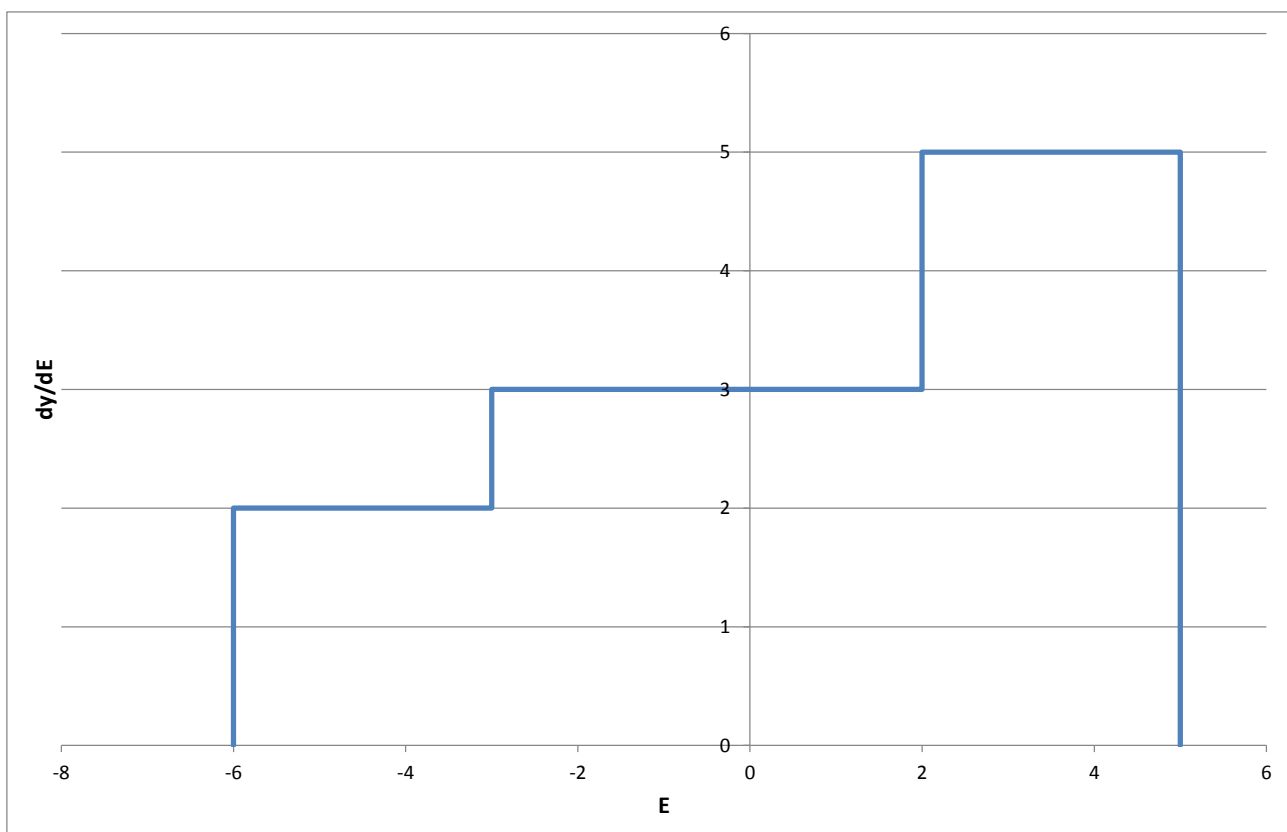


Bild 8: Schema der dy/dE -Kennlinie eines komplexeren Wärmeerzeugungssystems („System 1“)

Eine solche Kennlinie kann im Prinzip auch als die Aneinanderreihung von drei Blöcken im Sinne einer Einsatzreihenfolge bzw. Merit Order interpretiert werden (siehe Bild 9) – an dieser Stelle zunächst noch für ein einzelnes Wärmeversorgungssystem. Die drei Abschnitte mit jeweils konstantem Wert von dy/dE werden als drei „Kraftwerksblöcke“ des betrachteten Wärmeversorgungssystems („System 1“) interpretiert.

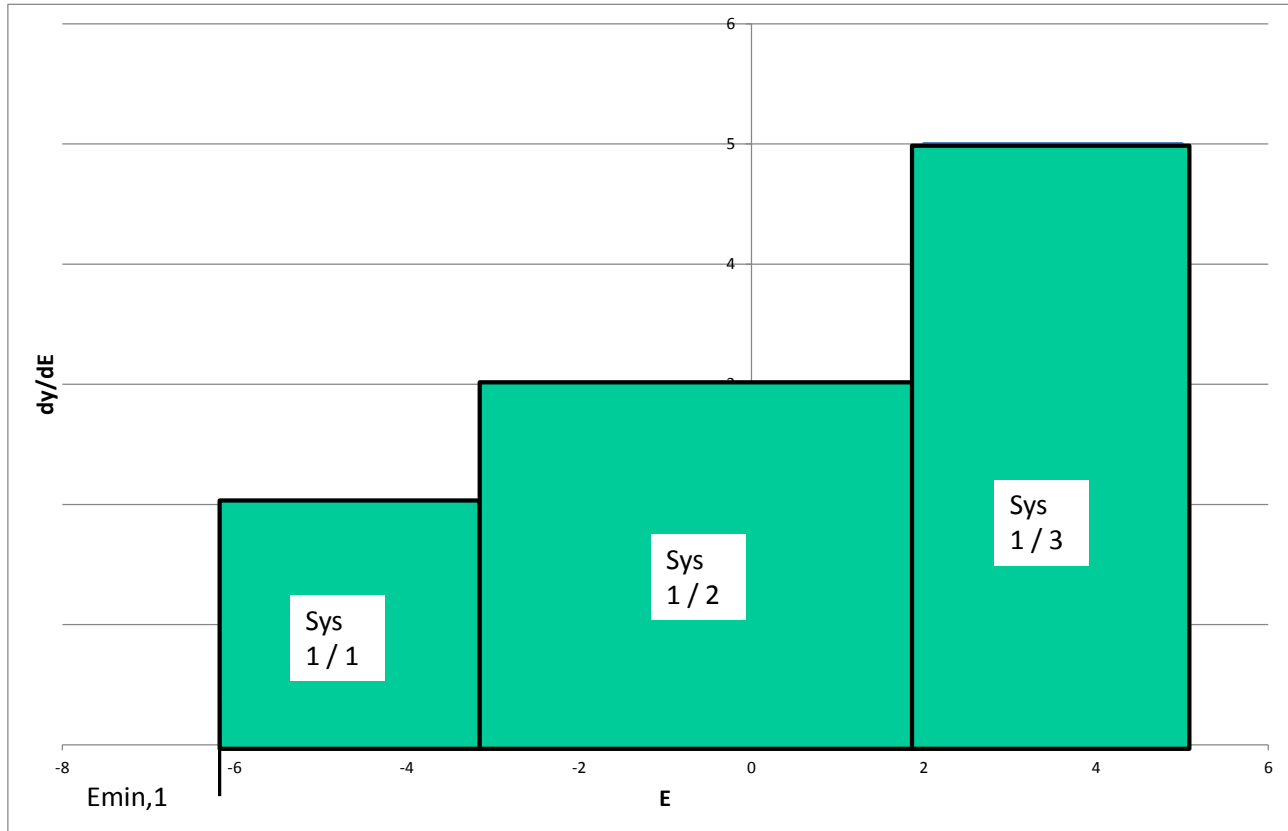


Bild 9: Interpretation der dy/dE -Kennlinie von System 1 als „Merit Order“ von drei (Einspar-) Kraftwerksblöcken

Unterschiede zu der Merit-Order-Darstellung des Kraftwerksparks aus Bild 4 bestehen in folgenden Punkten:

- Beim Kraftwerkspark waren als Zielgröße die variablen Kosten betrachtet worden. Die Zielgröße y ist hier allgemeiner gefasst (könnte z. B. je nach Definition statt der Kosten den Primärenergiebedarf oder die Treibhausgasemissionen betreffen), auf das angewendete Ordnungs- und Optimierungsprinzip hat dies aber keinen Einfluss. Die Größe dy/dE ist der Zuwachs von y (also des „Schadens“ bzw. der „Kosten“ aufgrund des Brennstoffverbrauchs) pro Einheit eingesparter bzw. erzeugter elektrischer Energie („Nutzen“) und entspricht damit den variablen Stromerzeugungskosten im Merit-Order-Ansatz.
- Im Fall des Kraftwerksparks handelt es sich um reine Stromerzeugungssysteme: Die Kurve beginnt also immer am Punkt $E_{\min} = 0$, während hier im Fall der Wärmeversorgungssysteme insbesondere auch negative Startpunkte denkbar sind (im Beispiel „System 1“: $E_{\min,1} = -6$ kW). Auch dies ist für das angewendete Ordnungsprinzip nicht relevant: Es handelt sich lediglich um eine Nullpunktverschiebung. Für die Optimierungsbetrachtung ist es nicht von Bedeutung, ob zu bestimmten „Kosten“ dy/dE Strom tatsächlich erzeugt wird oder – ausgehend von einem negativen Wert für E – in einem „Einsparkraftwerk“ der Stromverbrauch zunächst einmal zu diesen Kosten reduziert wird.
- Das oben dargestellte Modell des Kraftwerksparks geht in seiner einfachsten Ausprägung zunächst einmal von konstanten Werten für die Leistungen und die Stromerzeugungskosten der brennstoff-

betriebenen Kraftwerke aus, während sich die Anzahl und die Form der Blöcke jedes einzelnen Wärmeversorgungssystems abhängig von den Systemparametern (aktueller Wärmebedarf Q , aktuelle Wirkungsgrade bzw. Arbeitszahlen der Wärmeerzeuger, aktuelle Leistung der Wärmeerzeugungssysteme) in jedem Zeitschritt der Berechnung ändern kann. Da die Optimierung aber in jedem Zeitschritt neu durchgeführt wird, bleiben innerhalb des Zeitschritts die Kurven bzw. „Blöcke“ der Wärmeversorgungssysteme ebenfalls konstant.

- Im Kraftwerksmodell hat jedes System nur einen einzigen Block (definiert über dessen elektrische Leistung und die Stromerzeugungskosten), während hier bereits ein einzelnes Wärmeversorgungssystem aus mehreren Blöcken bestehen kann. Für das Zusammenspiel bei der Gesamtoptimierung spielt dies aber, wie im Folgenden gezeigt, keine Rolle. Wichtig ist allerdings, dass die Blöcke bereits im einzelnen Wärmeversorgungssystem in aufsteigender Reihenfolge sortiert sind. d. h. in Richtung auf höhere E-Werte muss der dy/dE -Wert der einzelnen Blöcke immer ansteigen. Dies wird im Programmlauf kontrolliert und trifft in den durchgeführten Untersuchungen aufgrund der Wahl der Systemparameter in jedem Fall zu.

Der Ablauf der Gesamtoptimierung wird in Bild 10 veranschaulicht.

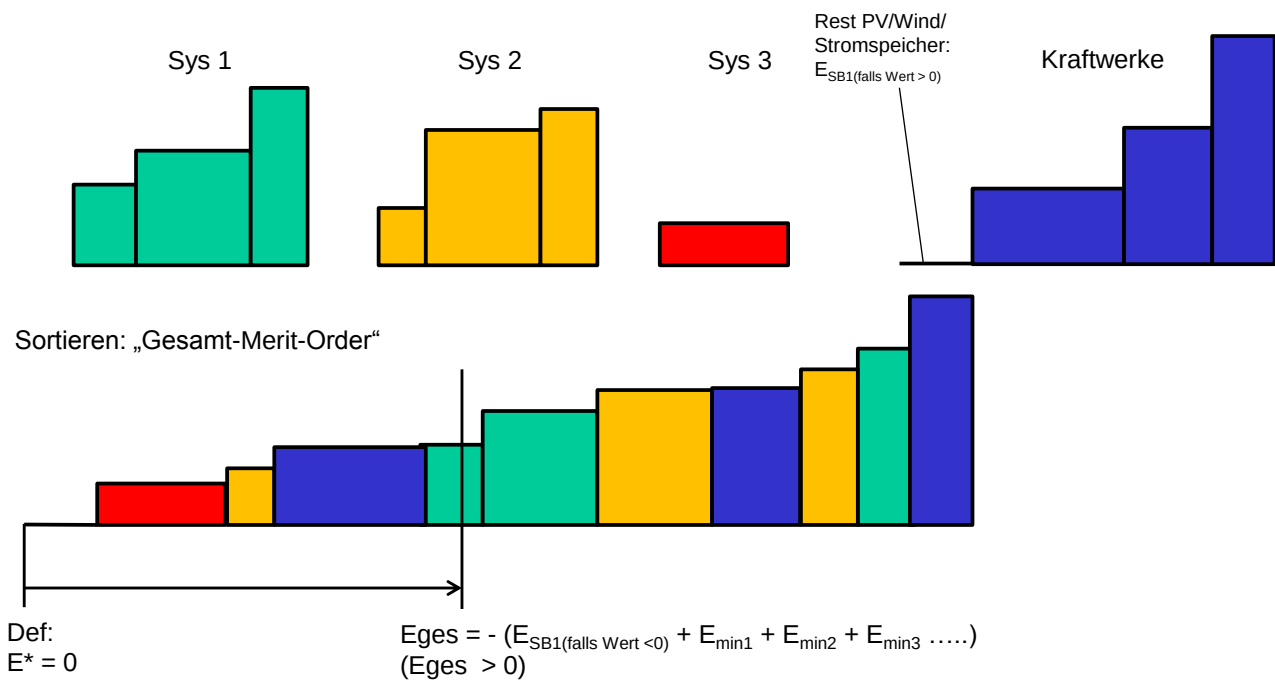


Bild 10: Ablauf der Gesamtoptimierung: Sortierung der vorhandenen Blöcke der Wärmeversorgungssysteme und Kraftwerke und Ermittlung der rechnerischen Gesamtlast E_{ges}

Ausgangspunkt (dargestellt in der oberen Bildhälfte) sind die dy/dE -Kennlinien bzw. „Blöcke“ der einzelnen Wärmeversorgungssysteme sowie der Kraftwerke. Neben dem Wärmeversorgungssystem 1 („Sys 1“) werden hier noch zwei weitere Systeme dargestellt: Tatsächlich kann es sich im Programmablauf um eine große Vielzahl von Einzelsystemen mit sehr unterschiedlichen Kennlinienverläufen handeln. Neben den Wärmeversorgungssystemen werden auch die Kraftwerke mitbetrachtet (Blöcke in blauer Farbe, hier schon gemäß ihrer Einsatzreihenfolge sortiert). Im dargestellten Beispiel tritt aus der 1. Strombilanz ein Überschuss auf (als PV-/Windstrom bzw. in den Stromspeichern), so dass sich hier auch ein entsprechender Block der Höhe $dy/dE = 0$ und der Breite E_{SB1} (mit $E_{SB1} > 0$) ergibt.

Im nächsten Schritt werden die Einzelblöcke entsprechend ihrer Höhe sortiert, so dass sich hier die „Gesamt-Merit-Order“ bzw. die Einsatzreihenfolge aller Kraftwerke und „Einsparkraftwerke“ ergibt. Für die

Konstruktion des Zustands, in dem sich das Gesamtsystem einstellt, wird angenommen, dass sich zunächst alle System in dem Betriebspunkt mit der minimalen Stromerzeugung befinden, d. h. $E_{\min 1}, E_{\min 2}, \dots$ im Fall der Wärmeerzeugungssysteme und $E_{\min} = 0$ im Fall der reinen Kraftwerke. Dieser Ausgangspunkt stellt das Minimum der Stromerzeugung in der 2. Strombilanz dar, er wird hier definitionsgemäß als Nullpunkt der Merit-Order-Betrachtung festgelegt ($E^* = 0$), d. h. als der Ausgangspunkt, von dem die Kraftwerke und Einsparkraftwerke zugeschaltet werden.

Der rechnerisch zu deckende Strombedarf E_{ges} ergibt sich aus der Summe aller auftretenden Strombedarfe im linken Betriebspunkt und entspricht somit dem maximal möglichen Wert des auftretenden Strombedarfs. Der tatsächliche Stromverbrauch, der sich nach der Optimierung ergibt, ist niedriger, da E_{ges} nicht nur durch Kraftwerke, sondern auch durch Einsparkraftwerke (also die Reduzierung des Stromverbrauchs) gedeckt wird.

Da Stromverbräuche hier definitionsgemäß negative Werte annehmen, in der Merit-Order-Darstellung aber als positive elektrische Last dargestellt werden (vgl. Bild 4), muss die sich ergebende Summe der Einzelwerte mit -1 multipliziert werden, um E_{ges} zu erhalten:

$$E_{\text{ges}} = - (E_{\text{SB1}}(\text{falls } E_{\text{SB1}} < 0) + E_{\min 1} + E_{\min 2} + E_{\min 3} + \dots)$$

Der Beitrag der ersten Strombilanz E_{SB1} wird nur dann berücksichtigt, wenn ein negativer Wert auftritt ($E_{\text{SB1}} < 0$), d.h. ein Restbedarf an Haushaltsstrom vorliegt, der aus den PV- und Windkraftanlagen sowie den Stromspeichern in der ersten Strombilanz nicht gedeckt werden konnte. Dieser Term kann daher niemals gleichzeitig mit dem in Bild 10 dargestellten Überschuss von PV/Windkraft/Stromspeichern ($E_{\text{SB1}} > 0$) auftreten.

Der optimale Betriebspunkt des Gesamtsystems aus Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen ergibt sich durch Auftragen der rechnerischen elektrischen Gesamtlast ausgehend vom angenommenen Nullpunkt des Systems $E^*=0$, in der Darstellung von Bild 10 (ähnlich wie in Bild 4) markiert durch eine senkrechte Linie. Alle Kraftwerks- und Einsparkraftwerksblöcke, die sich links von dieser Linie befinden werden „zugeschaltet“. Die dort auftretenden Systeme befinden sich also in dem entsprechenden Zustand: Im Beispiel wird das vorhandene Potential von PV-/Wind- und Speicherstrom ausgenutzt. Der erste brennstoffbetriebene Kraftwerkstyp (blau) wird mit voller Leistung betrieben. Wärmeversorgungssystem 3 (rot) hat nur einen Block, der voll ausgenutzt wird (System 3 läuft damit im Betriebspunkt mit maximalem E-Wert, d. h. maximaler Stromerzeugung bzw. minimalem Stromverbrauch). Bei System 2 (gelb) ist der erste Block vollständig aktiv, in System 1 (grün) wird der erste Block teilweise ausgenutzt (ähnlich einem Kraftwerk, das in Teillast betrieben wird). Alle Blöcke die sich rechts von der senkrechten Linie ($E=E_{\text{ges}}$) befinden, werden nicht berücksichtigt. Systeme, die nur rechts von der Linie vorkommen, befinden sich immer noch im jeweiligen Zustand mit minimalem Wert der elektrischen Energie $E_{\min}$. In der Abbildung trifft das auf die beiden weiteren Kraftwerksblöcke (blau) zu, die also nicht zugeschaltet werden.

Am Ende befinden sich damit alle Kraftwerke und Wärmeversorgungssysteme in einem definierten Zustand, der insgesamt dem Zustand mit minimalem y entspricht. Bei den einzelnen Wärmeversorgungssystemen handelt es sich insofern um sinnvolle Zustände, da durch die Konstruktion der jeweiligen Kennlinien gewährleistet wurde, dass der jeweilige Wärmebedarf ($Q = 10 \text{ kW}$ in den Beispielen von Bild 5 bis Bild 7) immer gedeckt wird. Durch Summation der Ergebnisse für die Einzelsysteme können die Gesamtwerte für den Brennstoffverbrauch nach Energieträgern und die Zielgröße y sowie das Stromaufkommen E_{SB2} in der zweiten Strombilanz ermittelt werden.

3 Wetterdaten und Standorte

Sowohl für die Bestimmung der Energieerzeugung aus Photovoltaik und Windkraft als auch zur Berechnung von zeitlich hoch aufgelösten Profilen des Wärme- und Strombedarfs der Gebäude werden zeitsynchrone Klimadaten als Eingangsgröße für das Simulationsmodell benötigt.

Es handelt sich um folgende Größen:

- Außentemperatur (gemessen in 2 m Höhe am Messstandort): diese wird sowohl für die Ermittlung der Wärmeverluste der Gebäude und Solarthermieranlagen als auch zur Korrektur der PV-Erzeugung in Abhängigkeit von der Modultemperatur benötigt.
- Solare Einstrahlung global und diffus auf die horizontale Ebene: sie wird für die PV-Stromerzeugung sowie die passive und aktive solare Wärmegewinnung der Gebäude genutzt.
- Die Windgeschwindigkeit wird für die Stromerzeugung aus Windkraft benötigt.

Durch zeitsynchrone, real gemessene Klimadaten sollen regionale Wetterereignisse (z. B. durchziehende Wolken oder Windfelder) bei der Stromerzeugung im Simulationsmodell abgebildet werden. Als Zeitraum für die Berechnung wurden die Jahre 2011 bis 2015 festgelegt, da einerseits erst ab dieser Zeit ein nennenswerter Ausbau von Windenergie- und PV-Anlagen stattfand und diese dann auch für Validierungen zur Verfügung stehen, andererseits die Daten der Offshore-Messplattform FINO3 erst ab 2011 ohne größere Datenlücken vorhanden sind.

3.1 Datengrundlage

Die genutzten Klimadaten stammen vom Deutschen Wetterdienst [DWD 2017] sowie von den Offshore-Windmessplattformen FINO1 bis FINO3 [FINO 2017]. Die Stationsdichte ist je nach Klima-Parameter sehr unterschiedlich, außerdem sind bei einer Reihe von Stationen die Daten nicht vollständig verfügbar.

Zur Festlegung geeigneter Untersuchungsjahre wurden für Außentemperatur, Wind und Solarstrahlung von ausgewählten, über Deutschland verteilten Stationen sowohl das langjährige Mittel 1990 - 2010 (Zwanzigjahresmittel) als auch die Jahreswerte für die Jahre 2011 bis 2014 bestimmt und Abweichungen vom Mittelwert dargestellt.

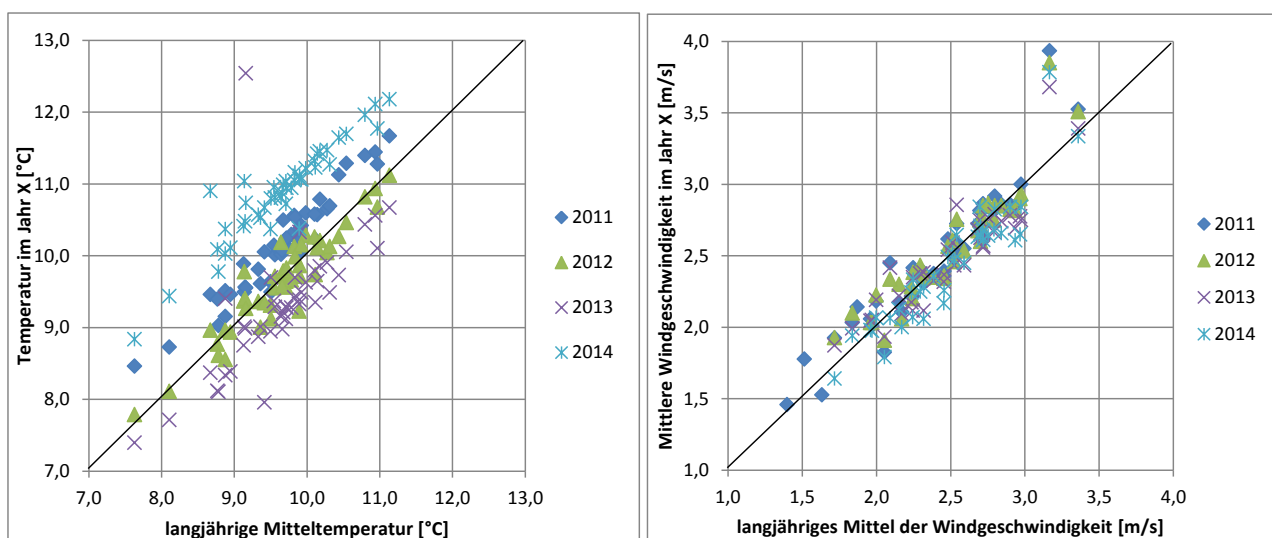


Bild 11: Vergleich des langjährigen Mittelwertes mit den Mittelwerten der Jahre 2011 - 2014
links: der Außentemperatur für 45 Standorte [DWD 2017]
rechts: Windgeschwindigkeit für 45 Standorte [DWD 2017]

Bild 11 links zeigt, dass für den Parameter Außentemperatur das Jahr 2012 im Mittel gut mit dem langjährigen Mittel übereinstimmt, wohingegen 2014 ein besonders mildes Jahr war und für die 45 Stationen im Mittel um 1,23 K über dem langjährigen Mittelwert lag. Das Jahr 2013 ist dagegen 0,34 K kühler ausgefallen.

Die Auswertung für 45 Windkraftstandorte zeigt keine einheitliche Tendenz (Bild 11 rechts), die Jahre wichen in Messhöhe zwischen -0,05 (2014) und +0,07 m/s (2011) vom langjährigen Mittel der jeweiligen Station ab. Um dennoch Aussage darüber zu erhalten, ob die Jahre 2011 bis 2015 windstark oder windschwach waren, wurde der Wintertragsindex des IWR hinzugezogen. Dieser zeigt, dass 2011 sowohl für Küstengebiete als auch für das Binnenland leicht über dem langjährigen Mittelwert lag, die Jahre 2012 leicht und 2013/2014 deutlich windschwächer ausgefallen sind als der Index und 2015 besonders im Binnenland deutlich höhere Winterträge erwarten ließ (Tabelle 1).

Tabelle 1: IWR-Wintertragsindex für Küstengebiete und Binnenland [IWR 2016]

	IWR-Wintertragsindex Küstengebiete	IWR-Wintertragsindex Binnenland
2008	-5,2%	1,7%
2009	-10,5%	-9,2%
2010	-15,1%	-25,1%
2011	3,5%	2,3%
2012	-5,8%	-0,4%
2013	-10,9%	-5,5%
2014	-12,9%	-3,3%
2015	2,7%	12,0%

Für Offshore-Standorte wurden die Messdaten der Forschungsplattformen FINO1 und FINO3 (Nordsee) sowie FINO2 (Ostsee) verwendet (siehe Bild 12).



Bild 12: Lage der Forschungsmessplattformen FINO1, FINO2 und FINO3 [FINO 2017]

Die globale Solarstrahlung lag in den Jahren 2011 und 2015 höher als im langjährigen Mittel (+7%), das Jahr 2013 war sonnenärmer (-4%), 2012 und 2014 entsprachen in etwa dem langjährigen Mittel der untersuchten 18 Stationen (Bild 13).

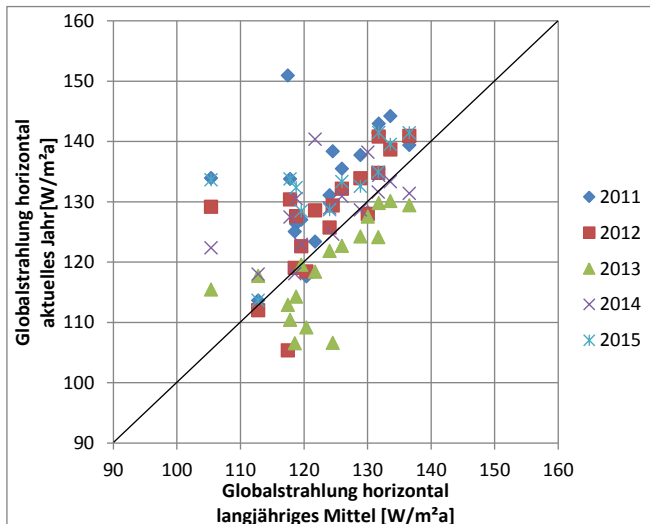


Bild 13: Vergleich des langjährigen Mittelwertes der Globalstrahlung für 18 Standorte in Deutschland mit den Mittelwerten der Jahre 2011 - 2015 [DWD 2017]

Fazit

Die Auswertung der Messjahre 2011 bis 2015 ergibt für die drei relevanten Parameter Außentemperatur, Windgeschwindigkeit und Solarstrahlung:

Die Außentemperatur stimmt bei den Jahreswerten für das Jahr 2012 gut mit dem langjährigen Mittel überein, während 2011 und 2014 etwas kälter und 2013 wärmer ausfiel. Ähnlich sind die Verhältnisse bei der Solarstrahlung, wobei die Streuung bei diesem Parameter höher ausfällt. Bei Wind lagen die Jahre 2011 und 2015 über dem langjährigen Mittel, 2013 und 2014 darunter. Im Jahr 2012 waren die Abweichungen gegenüber dem Mittelwert gering.

Somit eignen sich die Wetterdaten von 2012 gut, um ein typisches Jahr abzubilden, 2015 vor allem für einen hohen Wintertrag, 2013 für ein Jahr mit höherem Heizwärmebedarf und geringerem Solar- und Wintertrag.

3.2 Regional verteilte Klimadaten

Um sowohl die Energieerzeugung als auch den Energiebedarf prognostizieren zu können, wurde Deutschland in 6+1 Zonen eingeteilt (Bild 14 mit der Darstellung der verwendeten Messstationen). Es handelt sich um 6 Festlandzonen, die durch einzelne oder mehrere Bundesländer abgegrenzt werden sowie eine Offshore-Zone auf Nord- und Ostsee. Die Zonen sind in Tabelle 2 definiert.

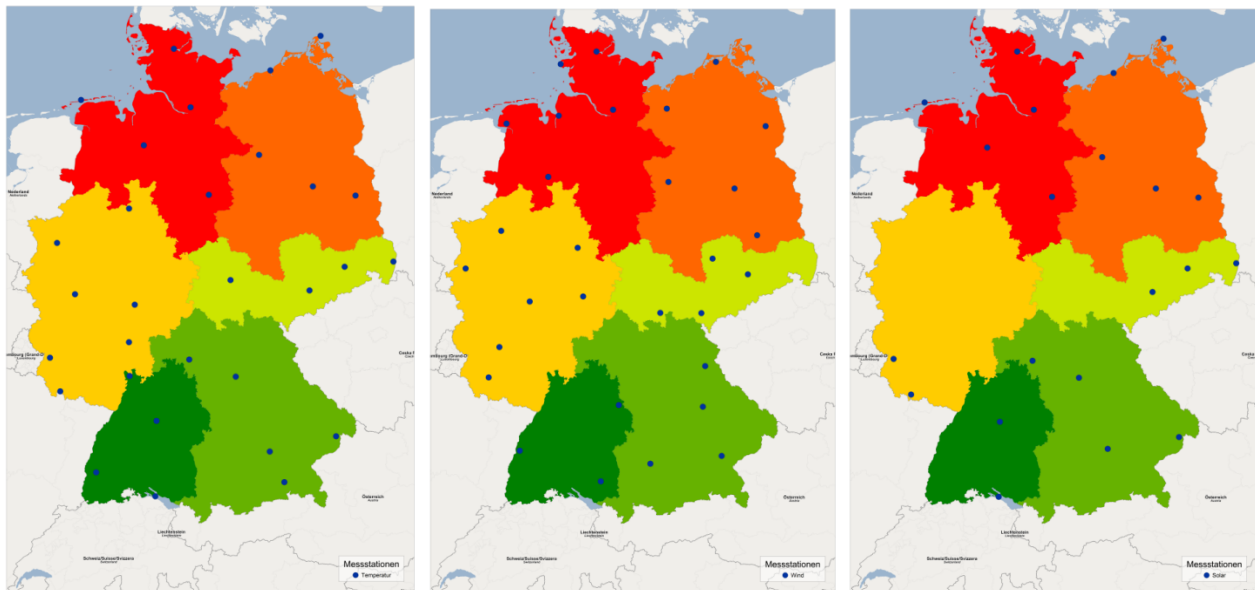


Bild 14: Verteilung der verwendeten Festland-Messstationen für Außentemperatur (links), Windgeschwindigkeit (Mitte) und Solarstrahlung (rechts)

Tabelle 2: Einteilung Deutschland in Zonen

Nr.	Bezeichnung der Zone	Lage
1	Nord-West	Niedersachsen, Schleswig-Holstein, Hamburg, Bremen
2	Nord-Ost	Berlin, Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen-Anhalt
3	Mitte-West	Hessen, NRW, Rheinland-Pfalz, Saarland
4	Mitte-Ost	Sachsen, Thüringen
5	Süd-West	Baden-Württemberg
6	Süd-Ost	Bayern
7	Offshore	Offene Wasserflächen in Nord- und Ostsee

Die Abgrenzung nach Bundesländern wurde gewählt, um im weiteren Verlauf der Projektbearbeitung Teil-ergebnisse mit Statistiken einzelner Bundesländer abgleichen zu können.

Die Aufteilung der für die Modellentwicklung insgesamt verfügbaren Standorte für Außentemperatur, Solarstrahlung und Windgeschwindigkeit auf die Modellregionen ist in Tabelle 3 dargestellt. Insgesamt sind für Außentemperatur und Windstärke 30 Stationen ausgewählt worden, für Solarstrahlung 21 Standorte. Zusätzlich werden die Messdaten der drei FINO-Offshore-Messstationen verwendet (siehe unten). Bei der Globalstrahlung fällt auf, dass große Bereiche der Region 3 nicht abgedeckt werden. Hier sollen im weiteren Verlauf des Projektes ggf. weitere Messstationen ergänzt werden.

Tabelle 3: Zuordnung der Messstationen je Zone

Zone	Außentemperatur	Solarstrahlung*	Wind**
1	5	5	7
2	5	5	5
3	7	2	8
4	4	3	3
5	4	2	3
6	5	4	4
7	0	0	3

* verwendet als Standorte für Gebäude und PV-Anlagen

** verwendet als Standorte für Windkraftanlagen

Für die Solarstrahlung standen ursprünglich 23 Stationen im Zeitraum 2011 bis 2015 zur Verfügung, wovon zwei Messstationen aufgrund ihrer Berglage (Fichtelberg und Hohenpeißenberg) wenig repräsentativ für Orte in der Ebene sind. Zu den verbleibenden 21 Messstationen wurden die entsprechenden Temperaturmessstationen zugeordnet und fehlende Zonen bei der Temperatur ergänzt. Diese 21 Standorte repräsentieren zum einen die Gebäudestandorte, d. h. der deutsche Wohngebäudebestand wird in den Modellrechnungen auf diese Standorte verteilt (siehe auch Kapitel 6 und 8). Zum anderen werden sie auch für die Modellierung der deutschlandweiten Photovoltaik-Stromerzeugung herangezogen.

Bei den Winddaten standen für den Zeitraum 2011 bis 2015 grundsätzlich 260 Messstationen zur Verfügung. Diese wurden den Bundesländern und dann den 6 Festlandzonen zugeordnet und anschließend nach ihrer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit sortiert. Für windstarke Messstationen in jeder Zone wurden dann Lage (bebautes Gebiet, Ortsrand, Tal-/Hang-/Gipfellation) und Abschirmung (Nachbarbebauung, Bäume, etc.) der Messstation im Luftbild überprüft. Geeignete Messstationen wurden anschließend auf die Anzahl der Datenlücken hin überprüft und ggf. durch eine ähnliche Station in der gleichen Region ersetzt. Auf diese Weise wurden 30 Windmessstationen ausgewählt, die dann durch die drei Offshore-Messstationen ergänzt wurden.

3.3 Bearbeitung der Klimadaten

Für die weiteren Auswertungen stehen die Messwerte für die Jahre 2011 bis 2015 zur Verfügung, wobei 2012 das Basisjahr der Untersuchung darstellt. Bei den Wetterdaten wurde durch Auslassen des Schalttages im Jahr 2012 (29.2.) eine einheitliche Länge des Jahres von 8760 Stunden erzeugt.

Die verfügbaren Klimadaten enthalten kleinere und größere Datenlücken. Grundsätzlich wurden möglichst Messstationen ausgewählt, bei denen die Daten weitgehend vollständig vorhanden sind. Einzelne Datenlücken wurden durch Mittelung zwischen den beiden benachbarten Werten gefüllt. Bei Datenlücken in mindestens zwei aufeinander folgenden Zeitschritten wurden die Messwerte der nächsten benachbarten Station verwendet. Fehlende Werte am Ende des Datensatzes wurden im Umfang von maximal einem Wert aus der direkt davor liegenden Stunde eingesetzt.

Die Messdaten der drei FINO-Stationen liegen als 10 min-Werte vor. Die korrigierten Werte wurden auf Mittelwerte für die ganze Stunde umgerechnet.

Die Daten besitzen als Zeitstempel die Coordinated Universal Time (UTC). Einzelne Stationen legen die Zeitstempel noch in MEZ ab. Diese wurden ebenso wie die Stationen für die Solarstrahlung (Messzeit und Wahre Ortszeit WOZ) auf UTC umgerechnet.

In den verwendeten Klimadatensätzen liegen Solarstrahlungsdaten für die Globalstrahlung und die diffuse Strahlung auf die horizontale Fläche des jeweiligen Standortes vor. Unter Verwendung des Algorithmus nach [DIN 5034] werden während des Programmlaufs unter Verwendung der Koordinaten des jeweiligen Standortes zunächst die Ortszeit und anschließend die Winkel für die Sonnenhöhe und den Azimut berechnet (siehe auch Anhang A). Aus diesen Winkeln, der Neigung und der Orientierung des jeweiligen Hüllbauteils kann die Globalstrahlung auf die geneigte, orientierte Fläche des Hüllbauteils berechnet werden. Hier kommt das Modell nach Klucher zum Einsatz, das in [Quaschnig 2015] beschrieben ist. Beim Gebäudemodell wird diese Berechnung für den Beginn und das Ende jedes Zeitschrittes vorgenommen und der Mittelwert aus den beiden Globalstrahlungswerten auf die orientierte, geneigte Fläche berechnet. Das verbessert die Abbildung des Einflusses der direkten Strahlung in den Fällen, in denen zu Beginn oder am Ende des Zeitschrittes der Winkel zwischen der Flächennormalen der Hüllfläche und dem Sonnenstand größer als 90° ist (die Fläche also theoretisch für einen Teil des Zeitschrittes von der Rückseite beschienen würde). Gleiches gilt in Zeitschritten mit Sonnenauf- bzw. -untergang.

4 Stromerzeugung durch Windkraft und Photovoltaik

Die Stromerzeugung im Modell wurde unterschieden in die regenerativen Energieerzeuger Photovoltaik und Windkraft, die im Folgenden beschrieben werden, sowie brennstoffbetriebene Stromerzeuger, deren Modellierung in Kapitel 5 dokumentiert ist. Die Modellierung von PV- und Windkraftanlagen wurde weitgehend auf Basis von Anhang A durchgeführt.

4.1 Photovoltaik

Ziel des Berechnungsmodells für die photovoltaische Stromerzeugung ist die Prognose der räumlich und zeitlich verteilten Stromerzeugung aus Photovoltaik in Deutschland für unterschiedliche Ausbauszenarien. Zur Modellierung wurde ein empirischer Ansatz verwendet, in den die Globalstrahlung auf die geneigte Modulfläche, die Außentemperatur, der Zelltyp und die Montageposition eingehen.

Der Modulwirkungsgrad errechnet sich nach [Huld et al. 2010] aus der folgenden Formel:

$$\eta_{rel}(G', T') = 1 + k_1 \ln G' + k_2 (\ln G')^2 + T' (k_3 + k_4 \ln G' + k_5 (\ln G')^2) + k_6 T'^2$$

mit:

k_1 bis k_6 : empirische Koeffizienten, abhängig von Zelltyp

$G' = \frac{G_{mod}}{G_{STC}}$: relative Einstrahlung auf die Modulebene

mit

G_{mod} absolute Globalstrahlung auf die Modulebene

G_{STC} Strahlung unter Standardbedingungen (STC)

$T' = T_{mod} - T_{modSTC}$: Differenz der Modultemperatur zu Temperatur unter STC

Die empirischen Koeffizienten wurden für drei verschiedene Zellmaterialien aus Indoor-Messungen ermittelt (Tabelle 4).

Tabelle 4: Empirische Koeffizienten zur Bestimmung des relativen Modulwirkungsgrades nach [Huld et al. 2010]

	c-Si	CIS	CdTe
k_1	-0,017162	-0,005521	-0,103251
k_2	-0,040289	-0,038492	-0,040446
k_3	-0,004681	-0,003701	-0,001667
k_4	0,000148	-0,000899	-0,002075
k_5	0,000169	-0,001248	-0,001445
k_6	0,000005	0,000001	-0,000023

Die Modultemperatur T_{mod} wird nach [Drews et al. 2007] nach folgender Formel berechnet:

$$T_{mod} = T_A + c * G_{mod}$$

Der Parameter c hängt von der Hinterlüftung der Module und damit von der Montageart ab. Tabelle 5 zeigt die verwendeten Werte.

Tabelle 5: Temperaturfaktor c für unterschiedliche Montagearten der PV-Module nach [Drews et al. 2007]

Montageort	c
Dachintegriert	0,058
Aufdach < 10 cm Abstand zur Dachhaut	0,036
Aufdach > 10 cm Abstand zur Dachhaut	0,027
Freiflächenanlage	0,02

Der PV-Ertrag im jeweiligen Zeitschritt ergibt sich dann aus

$$P_{PV}(h, t, s, \gamma, \alpha, G') = PR_{PV} * \eta_{rel}(G', t, s) * G'(\gamma, \alpha) * P_{STC}$$

mit:

h	Stunde des Jahres	G'	relative Einstrahlung auf die Modulebene
t	Modultechnologie	γ	Modulneigung
s	Montageart	α	Modulazimut
η_{rel}	relativer Modulwirkungsgrad	PR_{PV}	PR-Faktor für sonstige Verluste bei PV-Anlagen

Der PR-Faktor beschreibt das Verhältnis von tatsächlichem zu theoretischem Ertrag der Anlage, ist weitgehend unabhängig von Ausrichtung und Einstrahlung und wird bestimmt mit:

$$PR_{PV} = (1-f_{Mismatch}) * (1-f_{Reflektion}) * (1-f_{Verschattung}) * (1-f_{Verschmutzung}) * (1-f_{Verkabelung}) * (1-f_{Wechselrichter}) * (1-f_{Umrechnung})$$

Tabelle 6: Einflussgrößen für den PR_{PV} -Faktor

$f_{Mismatch}$	0,05	$f_{Verschmutzung}$	0,025	$f_{Reflektion}$	0,025	$f_{Verkabelung}$	0,002
$f_{Verschattung}$ Freiflächenanlagen	0,025	$f_{Verschattung}$ Gebäudeanlagen	0,10	$f_{Wechselrichter}$	0,05	$f_{Umrechnung}$	0,03

Die Verschattung wurde für Freiflächen- (2,5 %) und Gebäudeanlagen (10 %) unterschiedlich gewählt. Die übrigen Faktoren wurden nach [Schubert 2010] und [Marion et al. 2005] übernommen. Der Faktor $f_{Umrechnung}$ berücksichtigt Abweichungen des realen Anlagenbetriebs vom idealen Ansatz (z. B. elektrische Verluste oder Fehler durch die Umrechnung der Solarstrahlung auf die Modulfläche). Er wurde mit 3 % abgeschätzt (Tabelle 6). Einflüsse der Zelltechnologie und der Modultemperatur sind bei dem verwendeten empirisch bestimmten relativen Modulwirkungsgrad η_{rel} bereits berücksichtigt, eine Degradation der Module im Zeitverlauf ist nicht berücksichtigt. Im Modell ergibt sich ein konstanter PR-Faktor zwischen 0,75 und 0,81, je nach Montageort der Module.

4.2 Windenergie

Zur Berechnung der stündlichen Erzeugung von elektrischer Energie aus Windkraftanlagen werden relative Anlagenkennlinien verwendet, die aus Herstellerangaben abgeleitet wurden. Diese Herstellerangaben basieren teils auf Berechnungen, teils auf vereinfachten Messungen unter Realbedingungen. Es wurde eine Datenbank mit Anlagenkennlinien von 85 Windkraftanlagen in Abhängigkeit der Windklasse erstellt. Daraus wurde für jede Windklasse (Bild 15) eine mittlere relative Anlagenkennlinie bestimmt (Bild 16). Die Kenndaten dieser relativen Anlagenkennlinien werden durch die Anlaufgeschwindigkeit v_{Anlauf} , die Windgeschwindigkeit bei Nennleistung v_{Nenn} , die Abschaltwindgeschwindigkeit v_{abschalt} und die Wiedereinschaltwindgeschwindigkeit $v_{\text{re-cut-in}}$ bestimmt. Für die drei Windklassen nach IEC wurde jeweils eine mittlere Kennlinie relativ zu v_{Anlauf} ermittelt und im Modell verwendet (Bild 17).

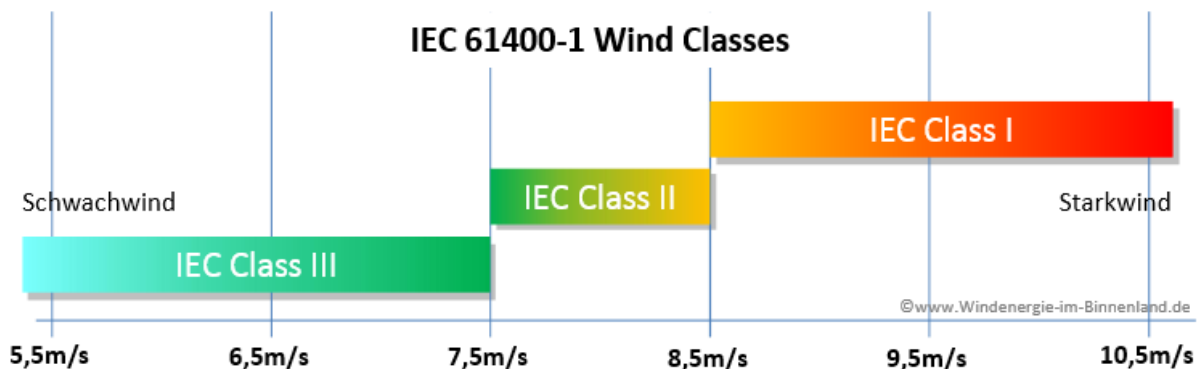


Bild 15: Einteilung der Windkraftstandorte in Windklassen nach IEC [Binnenland 2016]

Die ausgewählten Anlagenkennlinien bilden Pitch-geregelte WKA mit Blattverstellung ab, die eine Reihe von Effekten ausregeln können, die in kurzen Zeitintervallen unter der Stundenauflösung des Modells auftreten (Turbulenzen, Einfluss von Regen auf die Blattaerodynamik, Temperatur- und Luftdruckeinflüsse; siehe auch [Hau 2014]).

Die Kenndaten für die angesetzten WKA sind in Tabelle 7 dargestellt. Sie werden je nach Windstandort mit den normierten Leistungskennlinien multipliziert.

Tabelle 7: Anlagenkenndaten im Simulationsmodell (nach Anhang A)

	Onshore alt	Onshore neu	Offshore
IEC Windklasse	Klasse 2/3	Klasse 2/3	Klasse 1
Beispiel	GE 1.5xle	Vestas V90-3.0 MW	Areva M5000-116
Leistung [kW]	1.500	3.000	5.000
V Anlauf [m/s]	3,5	3,5	4
V Nenn [m/s]	11,5	15	12,5
V Abschalt [m/s]	20	25	25
V re cut-in [m/s]	17,5	20	20

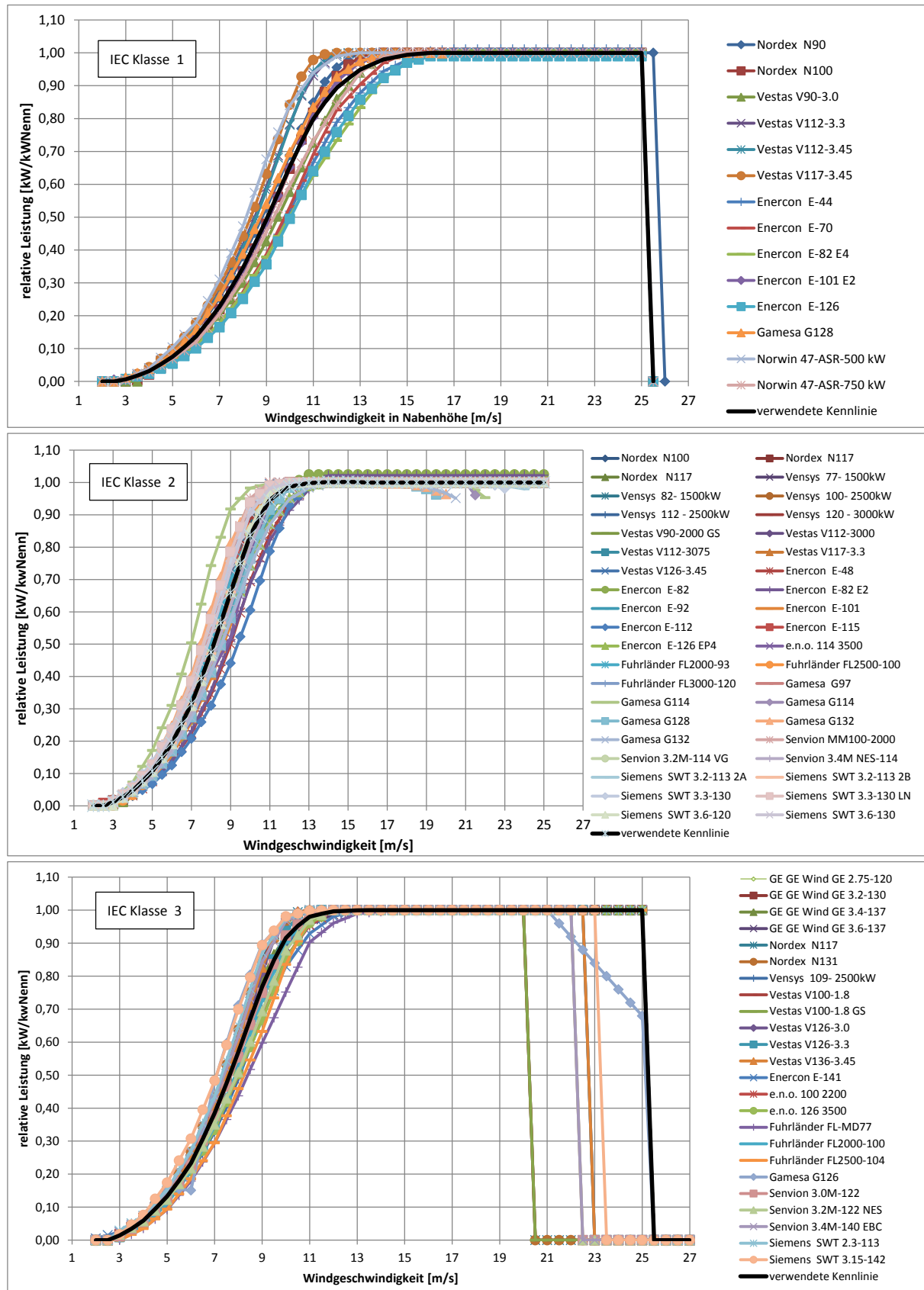


Bild 16: Kennlinien von 85 Windkraftanlagen der IEC Klasse 1 bis und mittlere Kennlinie je Klasse

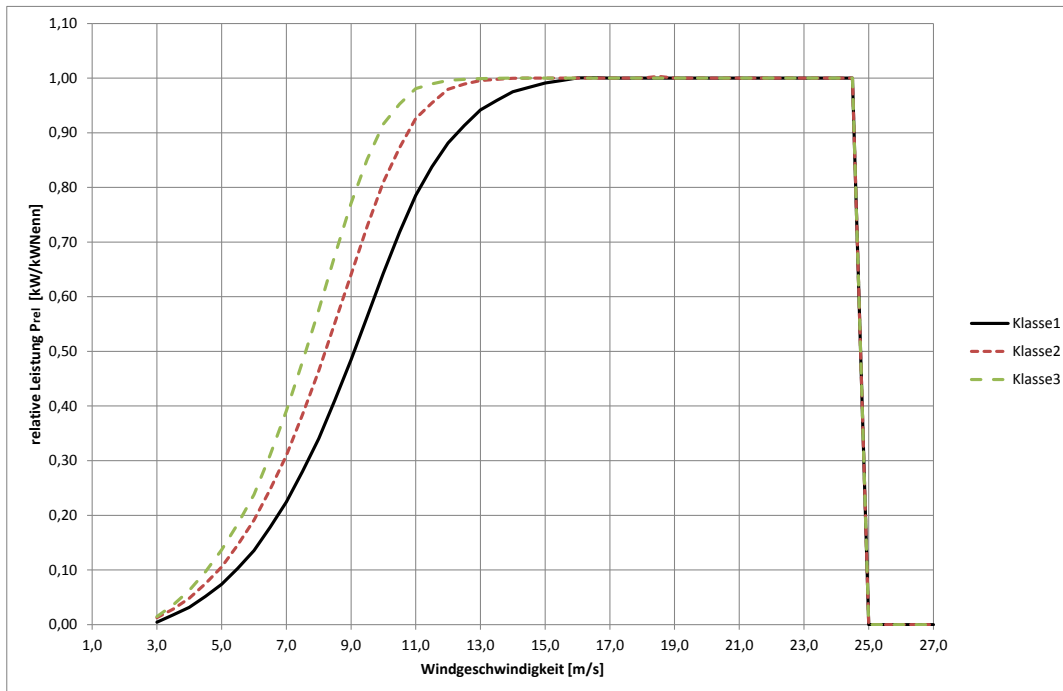


Bild 17: Darstellung der drei verwendeten Kennlinien für die IEC Windklassen 1, 2 und 3

Bei den Offshore-Windkraftanlagen wurde eine Sturmabschaltung im Modell implementiert. Die Sturmabschaltungen, die von manchen Herstellern angeboten werden, wurden nicht berücksichtigt, da in den stündlichen Wetterdaten nur wenige Stunden im Jahr oberhalb der Abschaltwindgeschwindigkeit von 25 m/s auftraten (Bild 18).

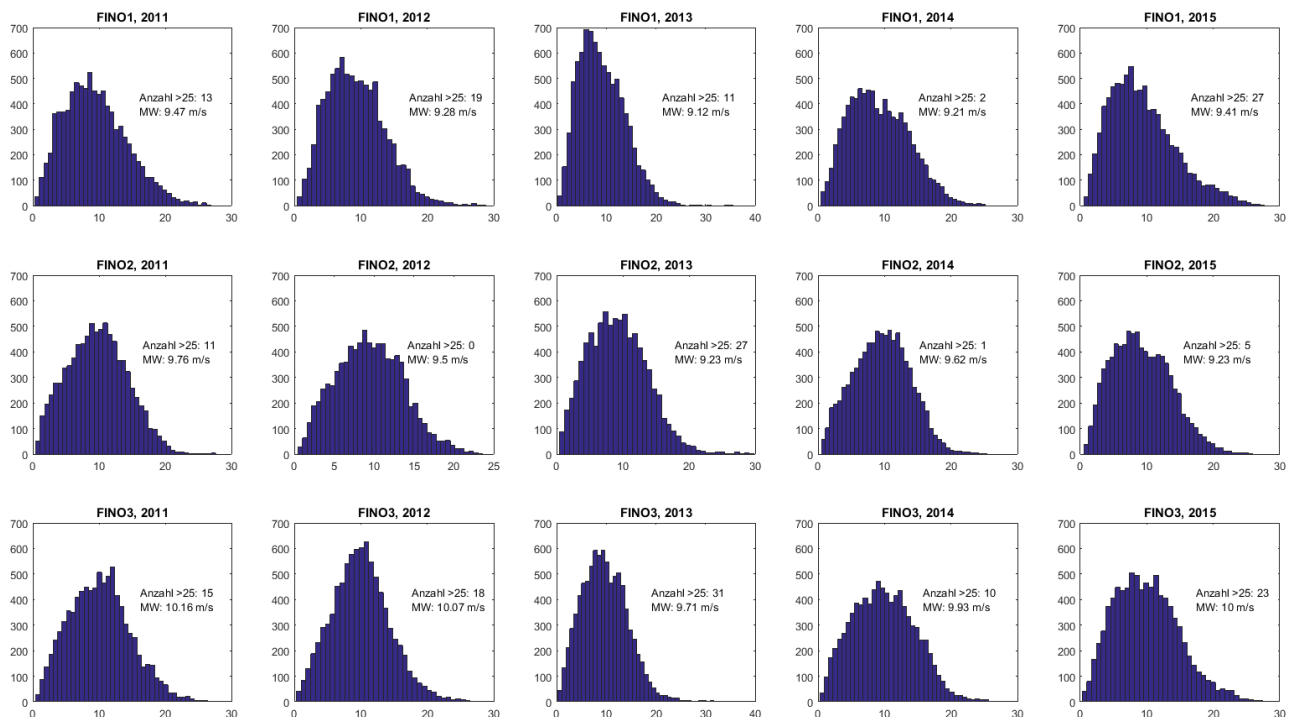


Bild 18: Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten bei den 3 FINO Messstationen 2011 bis 2015

Einfluss der Luftdichte

Der Einfluss der Luftdichte bzw. der Aufstellhöhe auf die Leistungskennlinie wird insbesondere bei Aufstellorten im Mittelgebirge nicht berücksichtigt, auch wenn die Luftdichte in höher gelegenen Regionen geringer ausfällt und damit die Leistungskennlinie verändert. Hier wird davon ausgegangen, dass durch eine Anpassung der Blattstellwinkel und des Rotordurchmessers in der Anlagenplanung eine weitgehende Korrektur der Einflüsse der Luftdichte vorgenommen wird. [Hau 2014] zeigt beispielhaft, dass die Leistungsreduktion in 600 m Höhe nur ca. 2 % beträgt (bezogen auf den Jahresertrag), so dass diese geringfügige Korrektur beim Ertrag im Modell nicht separat berücksichtigt wird.

Anpassung der Windmessdaten auf die Nabenhöhe

Zur Umrechnung der Windgeschwindigkeit an der Messstation v_{Mess} (meist in 10 m über Grund) auf die Geschwindigkeit in Nabenhöhe der Windkraftanlage v_{korrr} wird ein logarithmischer Ansatz verwendet [Quaschnig 2015].

$$v_{\text{korrr}} = v_{\text{Mess}} * \frac{\ln \frac{h_{\text{Nabe}} - d}{z_0}}{\ln \frac{h_{\text{Mess}} - d}{z_0}}$$

mit

h_{Mess} Messhöhe

d Versatz durch Hindernisse

h_{Nabe} Nabenhöhe der Windkraftanlage

z_0 Rauigkeitslänge

Die Rauigkeitslängen wurden nach Tabelle 8 angesetzt [Quaschnig 2015], der Versatz wurde auf 0 m festgelegt.

Tabelle 8: Rauigkeitslängen nach [Quaschnig 2015]

Geländeklasse	Erläuterung	Rauigkeitslänge z_0 [m]	Oberflächenbeschreibung
1	See	0,0002	offene See
2	glatt	0,005	Wattgebiet
3	offen	0,03	offenes flaches Gelände, Weidelandschaft
4	offen bis rau	0,1	landwirtschaftlich genutzte Flächen mit niedrigem Bestand
5	rau	0,25	landwirtschaftlich genutzte Flächen mit hohem Bestand
6	sehr rau	0,5	Parklandschaften mit Büschen und Bäumen
7	geschlossen	1	regelmäßig mit Hindernissen bedeckt (Wälder, Dörfer, Vororte)
8	Stadtkerne	2	Zentren von großen Städten mit hoher und niedriger Bebauung

Bei den Offshore-Messwerten der FINO-Station wurde eine Messhöhe von 80 m bzw. 82 m verwendet und auf die Nabenhöhe mit dem gleichen Ansatz umgerechnet.

Einfluss der Nichtverfügbarkeit und Parkverluste

Zur Berücksichtigung der energetischen und technischen Nichtverfügbarkeit der Windkraftanlagen wurde bei Onshore-Anlagen ein Wert von 5,8 % unterstellt [Offshore WMEP 2016], bei Offshore-Anlagen wurde die Nichtverfügbarkeit des Windparks alpha ventus mit 6,6 % angesetzt [alpha ventus 2016]. Die Abschät-

tungsverluste innerhalb von Windparks wurden bei einheitlicher Nabenhöhe mit 8 % (Onshore) bzw. 9 % (Offshore) angesetzt (Bild 19).

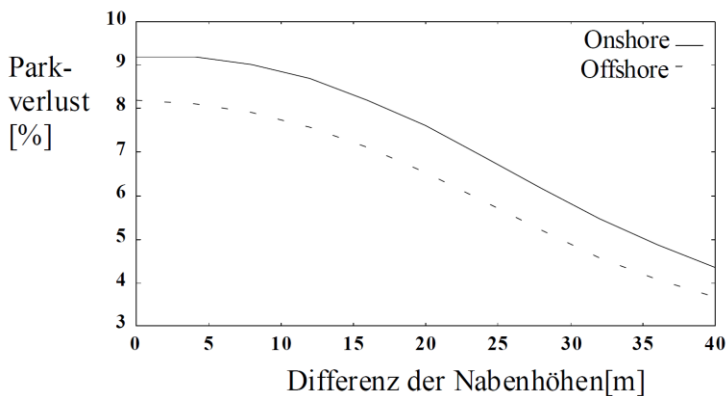


Bild 19: Verluste in Onshore- und Offshore-Windparks [Beyer et al. 1996]

Erste Berechnungen ergaben mit diesen Ansätzen noch etwas zu hohe Erträge. Ursachen hierfür können noch nicht berücksichtigte weitere Verluste der Windkraftanlagen sein (z. B. elektrische Verluste der Verkabelung und Umrichtung im Windpark) sowie die Unsicherheiten aufgrund der gewählten Korrekturen der Windmessdaten auf tatsächliche Nabenhöhen bzw. Rauigkeitswerte. Vor diesem Hintergrund wurde ein weiterer Korrekturfaktor $f_{\text{Umrechnung}}$ in Höhe von 15 % angesetzt.

Vergleichbar wie bei der Photovoltaik ergibt sich dann ein PR-Faktor für den realen Ertrag aus Windkraft.

$$PR_{\text{Wind}} = (1 - f_{\text{Nichtverfügbarkeit}}) * (1 - f_{\text{Abschattung}}) * (1 - f_{\text{Umrechnung}})$$

Tabelle 9 zeigt die verwendeten Einflussgrößen auf den PR-Faktor für Windkraft.

Tabelle 9: Einflussgrößen für den PR-Faktor Windkraft

	$f_{\text{Nichtverfügbarkeit}}$	$f_{\text{Abschattung}}$	$f_{\text{Umrechnung}}$
Onshore	0,058	0,08	0,15
Offshore	0,066	0,09	0,15

Die aktuelle Leistung der Windkraftanlage im Zeitschritt ergibt sich damit zu:

$$P_{WKA}(h, v_{\text{korr}}) = P_{\text{rel}}(v_{\text{korr}}) * P_{\text{Nenn}} * PR_{\text{Wind}}$$

4.3 Eingangsdaten PV- und Windenergieerzeugung und Modellüberprüfung

Für die PV-Erzeugung wurde der Anlagenbestand am 31.12.2015 auf Basis von Daten nach [Photon/BNetzA 2016] getrennt nach Bundesländern erfasst und auf die Zone aufsummiert. Danach wurde die mittlere Leistung der Zone auf die zur Zone gehörenden Standorte gleichmäßig verteilt, d. h. es wird mit 21 Anlagen gerechnet (21 Standorte mit Solarstrahlung). Es wurde bisher mit einem vereinfachten Ansatz aus 50 % Gebäudeanlagen (Technologie: kristallines Silizium) und 50 % Freiflächenanlagen (Technologie: Hälfte CIS-Module, Hälfte polykristallines Silizium) gerechnet. Die Aufteilung zwischen Dach und Freiflächenanlagen kann für zukünftige Analysen auch über die Anlagengröße vorgenommen werden. Anlagen bis 50 kW werden als reine Dachanlagen angesehen, Anlagen > 500 kW als reine Freiflächenanlagen und Anlagen zwischen 50 kW und 500 kW zu 2/3 als Freiflächenanlagen. Für die Anlagenorientierung wurde ungefähr Südausrichtung angenommen, für die Neigung ca. 30°. Diese Werte wurden zwischen den Standorten manuell variiert (+/- 20° für die Orientierung bzw. +/- 10° für die Neigung), um der Unterschiedlichkeit bestehender Anlagen grob Rechnung zu tragen.

Für die Wind-Erzeugung wurde der Onshore-Anlagebestand am 31.12.2015 gemäß [Deutsche Windguard 2016] nach Bundesländern getrennt eingegeben und auf die Zone aufsummiert. Die Nabenhöhen wurden nach dem gleichen Schema zugeordnet. Die Rauigkeitslängen wurden abhängig von den Gegebenheiten am Messstandort nach Tabelle 8 eingesetzt, der Mittelwert aller Standorte liegt bei 0,09 für die Onshore-Anlagen. Es wurde überwiegend mit den Kennlinien für Neuanlagen gerechnet.

Zur Überprüfung der Modelle für PV- und Windstrom wurde der Ertrag für das Jahr 2015 aus dem Berechnungsmodell mit Literaturangaben verglichen. Die folgende Tabelle 10 zeigt die berechnete Summe der Stromerzeugung aus PV- und Windkraftanlagen mit den Wetterdaten 2015 sowie die Angaben des BMWi/AG Energiebilanzen [BMWi 2016a].

Für die im Jahresverlauf 2015 zugebauten Anlagen wurde vereinfachend unterstellt, dass sie über das Jahr gemittelt mit ihrer halben Leistung zur Stromerzeugung beigetragen haben. Nur für Vergleichszwecke zeigt die erste Spalte (kursiv) die Modellergebnisse für den Fall, dass der Zubau 2015 bereits ab Jahresanfang zur Verfügung gestanden hätte.

Tabelle 10: Vergleich der ersten Modellberechnungen mit der Bruttostromerzeugung für 2015 nach [BMWi 2016a]

	<i>Modell für 2015 Zubau 2015 komplett</i>	Modell für 2015 Zubau 2015 zu 50 %	Ist-Wert 2015 nach [BMWi 2016a]
PV-Erzeugung	41.424 GWh	40.645 GWh	38.726 GWh
Erzeugung Windkraft	76.584 GWh 12.514 GWh	73.399 GWh 8.182 GWh	70.922 GWh (Onshore) 8.284 GWh (Offshore)

Bei der Photovoltaik liegt der Modellertrag mit rund 40.600 GWh etwa +4,9 % über dem Ist-Wert von 38.700 GWh, d. h. noch in einem akzeptablen Bereich. Ursachen für den höheren Ertrag im Modell könnte eine in der Praxis vorhandene ungünstigere Ausrichtung der PV-Anlagen oder ein höherer Verschattungsanteil bei Dachanlagen sein.

Bei Onshore-Windkraft sind die Abweichungen zwischen den veröffentlichten Energiebilanzen (ca. 71.000 GWh) und dem berechnetem Wert (ca. 73.400 GWh) mit +3,5 % gering. Gleiches gilt für die Offshore-Windkraft (-1,2 %).

Insgesamt liefert das Berechnungsmodell also plausible Jahreswerte, im weiteren Projektverlauf sollen hierzu weitere Überprüfungen und Weiterentwicklungen durchgeführt werden. Insbesondere sollen unterschiedliche Ausbauszenarien für Photovoltaik und Windkraft (mit unterschiedlicher Verteilung der Anlagen auf die Regionen bzw. Standorte) berücksichtigt werden.

Für die ersten Modellrechnungen im vorliegenden Zwischenbericht wurde ein vereinfachter vorläufiger Ansatz gewählt: Die Jahres-Gesamtstromerzeugung aus Solar- bzw. Windstrom für den Wohngebäudebestand wurde in den Analysen vorgegeben (vgl. Kapitel 8). Um die entsprechenden Stundenwerte zu erhalten, wurden die beiden Kurven für die stündliche Photovoltaik- bzw. Windstromproduktion in Deutschland, die sich mit dem oben beschriebenen Modell für den bestehenden Anlagenpark und mit den Wetterdaten des gewählten Untersuchungsjahres ergaben, für das gesamte Jahr entsprechend herauf- oder herunter-skaliert.

5 Brennstoffbetriebene Kraftwerke, Stromspeicher und elektrisches Netz

Zu Zeiten, in denen Photovoltaik und Windkraft nicht genug elektrische Energie zur Verfügung stellen, werden weiterhin brennstoffbetriebene Kraftwerke benötigt. Auch elektrische Energiespeicher können künftig zum Lastausgleich beitragen. Im Hinblick auf das elektrische Netz werden im vorliegenden Projekt vereinfachende Annahmen getroffen. Die im Folgenden beschriebenen Modellansätze basieren größtenteils auf den Anhängen A bis F.

5.1 Brennstoffbetriebene Kraftwerke

Beim zukünftigen Kraftwerksbetrieb, der insbesondere dem zeitlichen Ausgleich des fluktuierenden Solar- und Windstromangebots dienen muss, ist eine flexible Betriebsweise der brennstoffbetriebenen Anlagen notwendig. Für die Abbildung im Modell können dabei vereinfachende Annahmen getroffen werden (vgl. hierzu Anhang B): Da der jeweilige Kraftwerkspark als Ganzes betrachtet wird, ist davon auszugehen, dass die Flexibilitätsparameter von Einzelkraftwerken (maximale Laständerungsgeschwindigkeit, minimale Betriebs- und Ausschaltzeiten) im Zusammenspiel vieler Anlagen in der Regel eingehalten werden können, so dass sie im Modell vorerst nicht explizit berücksichtigt werden. Auch das Teillastverhalten wird vereinfachend abgebildet: Es wird keine Abhängigkeit des elektrischen Wirkungsgrads $\eta_{el,0}$ von der aktuellen (Brennstoff-)Leistung des Kraftwerks angenommen. Vielmehr wird ein Wert zwischen Volllast- und minimalem Teillastwirkungsgrad angenommen (vereinfachter Ansatz: Vollastwirkungsgrad in Prozent - 3 %). Im weiteren Projektverlauf werden diese Vereinfachungen und die daraus resultierende Fahrweise des Kraftwerksparks noch genauer analysiert und überprüft.

Die entwickelte Modellsoftware erlaubt die Berücksichtigung einer quasi beliebigen Anzahl von Kraftwerkstypen. Basisdaten für verschiedene Systeme (Kohle-, Erdgas-, Biomasse-Kraftwerke und Heizkraftwerke) finden sich in den Anhängen B und F.

Für die ersten Modellanalysen im vorliegenden Zwischenbericht (vgl. Kapitel 8) wurde die folgende Auswahl getroffen:

- Erdgas-GuD-Kraftwerk ($\eta_{el,0} = 57 \%$, auch als Heizkraftwerk)
- Biomasse-Kraftwerk ($\eta_{el,0} = 27 \%$, Brennstoff Holzhackschnitzel, auch als Heizkraftwerk)
- Gasturbinen-Kraftwerk ($\eta_{el,0} = 37 \%$, Brennstoff Erdgas)

Die entsprechenden Heizkraftwerke (mit Wärmeauskopplung zur Einspeisung in Fernwärmenetze) sind in Abschnitt 7.1 dokumentiert.

5.2 Stromspeicher

Für das vorliegende Analysemodell sind insbesondere elektrische Energiespeicher von Interesse, die das Potential haben, in Zeiträumen von einigen Stunden zum Lastausgleich zwischen dem fluktuierenden Angebot an Solar- und Windstrom und der Stromnachfrage beizutragen („Tagesspeicher“). Insbesondere kommen hier Lithium-Ionen-Batterien (zum Einsatz auch in Einzelgebäuden), Redox-Flow-Batterien (größere Speicher auf Quartiersebene) und Pumpspeicherkraftwerke infrage (s. Basisdaten in den Anhängen C und F).

Nicht betrachtet werden dagegen Stromspeicher, die ausschließlich der Netzstabilisierung auf kleinen Zeitskalen dienen (z. B. Schwungmassenspeicher für die Momentanreserve) sowie saisonale Energiespeicherkonzepte, die sich noch in einem frühen Konzeptstadium befinden („Power-to-Gas“).

In den ersten Modellrechnungen für den Zwischenbericht wurden ausschließlich Lithium-Ionen-Batterien mit einem Wirkungsgrad für die Be- und Entladung von jeweils 91 % (Gesamtwirkungsgrad: 82,5 %) be-

trachtet. Darüber hinaus wurden weitere kontinuierliche Speicherverluste (bezogen auf die aktuelle Speicherladung) von 0,004 kW/kWh sowie eine maximalen Be- bzw. Entladeleistung (bezogen auf die Netto-Speicherkapazität) von 1,25 kW/kWh angesetzt.

Im Rahmen des Modells besteht die Option, einen beliebigen Anteil der elektrischen Speicherkapazität (zwischen 0 und 100 %) für die „eigentlichen“ Stromanwendungen in der ersten Strombilanz (vgl. Kapitel 2.1) zu reservieren. Eine Entladung für Zwecke der Wärmeerzeugung im Rahmen der zweiten Strombilanz erfolgt dann nur bis zu der Grenze, die durch den reservierten Anteil gesetzt ist. Dieser steht dann also im nächsten Zeitschritt noch für die erste Strombilanz zur Verfügung.

5.3 Elektrisches Netz

In den Untersuchungen wird das elektrische Stromnetz nicht explizit modelliert. Es werden folgende vereinfachende Annahmen getroffen:

- Maßnahmen zum Lastausgleich zwischen Energieangebot und -nachfrage auf kleinen Zeitskalen (unter der betrachteten Zeitschrittweite von einer Stunde) werden nicht berücksichtigt. Es wird davon ausgegangen, dass diese im zukünftigen Stromnetz durch geeignete Technologien und Maßnahmen sichergestellt werden.
- Ferner wird davon ausgegangen, dass das öffentliche Stromnetz den notwendigen räumlichen Ausgleich zwischen Energieangebot und -nachfrage gewährleisten kann. Die Frage der räumlichen Verteilung von Stromerzeugern und -verbrauchern wird also nicht berücksichtigt. Das gesamte Angebot und die gesamte Nachfrage nach elektrischer Energie können demnach in einem einzigen Bilanzpunkt zusammengefasst werden. Die Verluste der Verteilung der elektrischen Energie im Stromnetz werden durch Ansatz eines pauschalen Verteilungswirkungsgrades berücksichtigt (Ansatz: $\eta_{V,el} = 94 \% ^2$).

Diese Vereinfachungen sind unter der Annahme gerechtfertigt, dass aktuell diskutierte Probleme eines steigenden Anteils erneuerbarer Energien in der Stromversorgung – der zeitliche Ausgleich auf kleinen Zeitskalen („Netzstabilität“) und die räumliche Verteilung – mittelfristig gelöst werden können („Smart Grid“, „Netzausbau“). Im Detail gehören diese Fragen nicht zum eigentlichen Untersuchungsgegenstand des vorliegenden Projekts. Da es sich aber um wichtige Rahmenbedingungen handelt, werden sie in zwei Überblicksstudien näher beleuchtet: Die erste dieser Studien liegt vor (siehe Anhang D), die zweite Studie wird vor dem Hintergrund der Untersuchungsergebnisse gegen Ende der Projektlaufzeit erstellt.

² Laut [Statistisches Bundesamt 2016] liegen die Netzverluste bezogen auf die Netto-Stromerzeugung ungefähr in der Größenordnung von 6 %.

6 Energiebedarf der Gebäude

Der Wärmebedarf wird im Analysemodell für individuelle Gebäude ermittelt. Der Zeitverlauf wird außer von den Wetterdaten (vgl. Kap. 3) vor allem durch die Zeitprofile der Gebäudenutzung bestimmt (Soll-Temperatur, Luftwechselrate, interne Wärmegegewinne und Nutzwärmebedarf für Warmwasser). Die verwendeten stochastischen Modellansätze sind in Kapitel 6.1 beschreiben. Davon ausgehend lässt sich mit einem Energiebilanzmodell der Heizwärmeverbrauch und – unter Hinzurechnung der Wärmeverteilungsverluste für Heizung und Warmwasser – der Gesamtwärmeverbrauch bestimmen (Kap. 6.2). Da das elektrische Verteilnetz einen räumlichen Ausgleich zwischen unterschiedlichen Verbrauchern herstellt, werden für den Haushaltsstromverbrauch keine individuellen Zeitprofile sondern Standardlastgänge verwendet (Kap. 6.3).

6.1 Nutzungsprofile

Für die Erzeugung von Bedarfslastgängen wurde eine Systematik zur Erstellung von Nutzerprofilen entwickelt, die einerseits auf der Auswertung der Zeitverwendungserhebung 2012/2013 (ZVE) des Statistischen Bundesamtes [FDZ 2013; vgl. Maier 2014] und andererseits auf der Erzeugung von Normalverteilungen für Energieeinträge und -verbräuche der Gebäudenutzer beruht. Die erzeugten Nutzerprofile werden nach ihrer Erstellung zufällig einer Gebäude-Wärmeversorgungsvariante zugeordnet.

Die Grundüberlegung zur Erstellung von Nutzerprofilen für das Rechenmodell bilden die Informationen, die im Rahmen der ZVE zum Verhalten von Privathaushalten erfasst wurden. In dieser repräsentativen, bundesweiten Umfrage erfassten Haushaltsmitglieder über 10 Jahren an drei Tagen innerhalb einer Woche ihren Tagesablauf. Die Dokumentation des Tagesverlaufes der jeweiligen Person erfolgte frei in Textform und in einer zehnminütigen Auflösung, sodass ein sehr detailliertes Bild über das persönliche Verhalten der jeweiligen Person am Tagebuchtage gegeben wurde.

Uhrzeit	Was haben Sie gemacht ? (Hauptaktivität)	Was haben Sie gleichzeitig gemacht ? (Nebenaktivität)	Welches Verkehrsmittel haben Sie genutzt ?	Wer war dabei ?				
				Ich war allein	Partner/ Partnerin	Kinder unter 10 Jahren	Andere Haushaltsmitglieder	Andere bekannte Personen
18.20 – 18.30	Abendbrot gegessen	mit Frau, Kindern unterhalten		☐	☒	☒	☒	☐
18.30 – 18.40	zum Elternabend gefahren		Fahrrad	☒	☐	☐	☐	☐
18.40 – 18.50				☐	☐	☐	☐	☒
18.50 – 19.00				☐	☐	☐	☐	☐
19.00 – 19.10	als Elternvorsitzender am Elternabend			☐	☐	☐	☐	☐
19.10 – 19.20	teilgenommen (ehrenamtlich)			☐	☐	☐	☐	☐
19.20 – 19.30				☐	☐	☐	☐	☐
19.30 – 19.40				☐	☐	☐	☐	☒
19.40 – 19.50	vom Elternabend zurück gefahren		Fahrrad	☒	☐	☐	☐	☐

Bild 20: Muster des Tagebuchs zur Zeitverwendungserhebung (Quelle: [Maier 2014], Schaubild 1)

Die in den Tagebüchern beschriebenen Aktivitäten wurden zur Erstellung der ZVE-Datensätze in Gruppen zusammengefasst und mit Zahlencodes versehen. Der für die Modellerstellung genutzte faktisch anonymisierte Datensatz des Forschungsdatenzentrums (FDZ) enthält insgesamt über 32.000 Tagebuchtage von mehr als 12.000 Personen, die sich auf insgesamt 4.775 Haushalte aufteilen. Da die Befragungen der verschiedenen Haushalte über ein vollständiges Jahr erfolgte und jeder Haushalt lediglich drei Tage einer Woche erfasste, wird ein Nutzerprofil in dem hier beschriebenen Modell über eine Vervielfältigung von Tagebuchtagen eines Haushalts und eine Zusammensetzung aus verschiedenen Haushalten entwickelt. Eine schematische Darstellung der Datenstruktur der ZVE gibt Bild 21. Die Zusammensetzung des Nutzerprofils aus verschiedenen zufällig ausgewählten Haushaltsprofilen von Haushalten gleicher Personenzahl wird in

Bild 22 an einem Beispiel verdeutlicht. Es werden drei Jahresperioden unterschieden: Winter (Dezember bis Februar), Übergangszeit (März bis Mai und September bis November) und Sommer (Juni bis August) Für ein Jahresprofil (24 Stunden an 365 Tagen) werden immer drei Haushalte (einer für jede Jahresperiode) herangezogen. Im Beispiel sind dies die Nr. 1278 für den Winter, die Nr. 2044 für die Übergangszeit und die Nr. 1 für den Sommer. Konkret im Winter wird allen Wochenend- und Feiertagen der Wochenend-Tagebuchtag des Haushalts 1278 zugeordnet. Für die Wochentage (Montag-Freitag) im Winter werden die beiden Tagebuch-Wochentage dieses Haushalts verwendet.

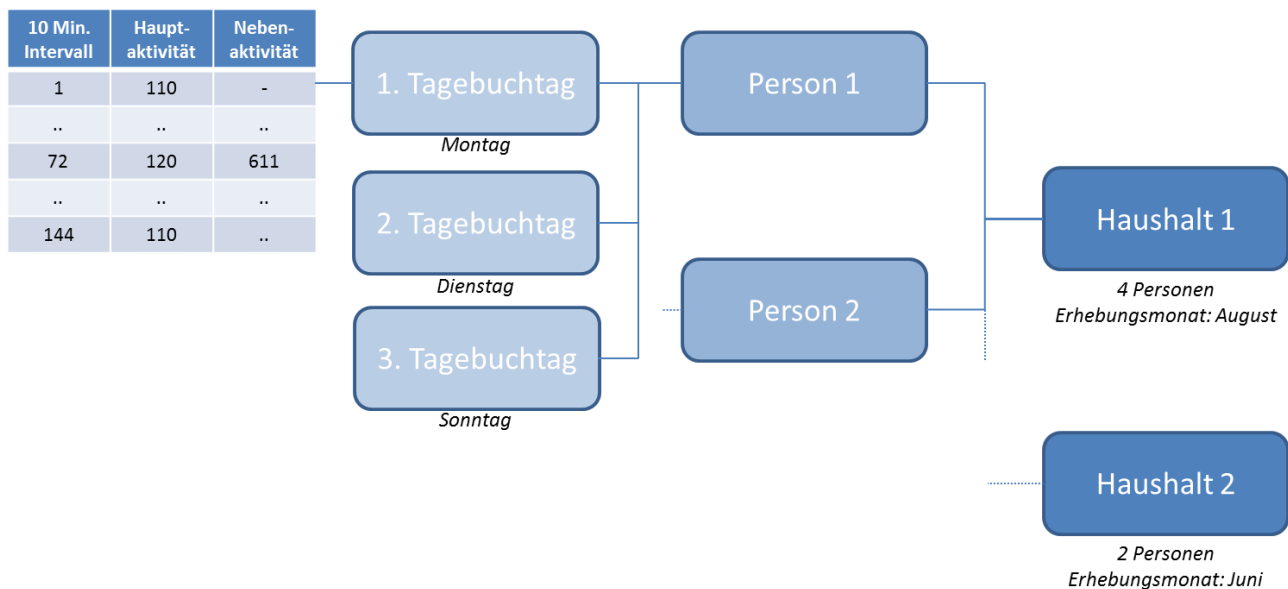


Bild 21: Schematische Darstellung der Zusammensetzung des Datensatzes der Zeitverwendungs-
erhebung

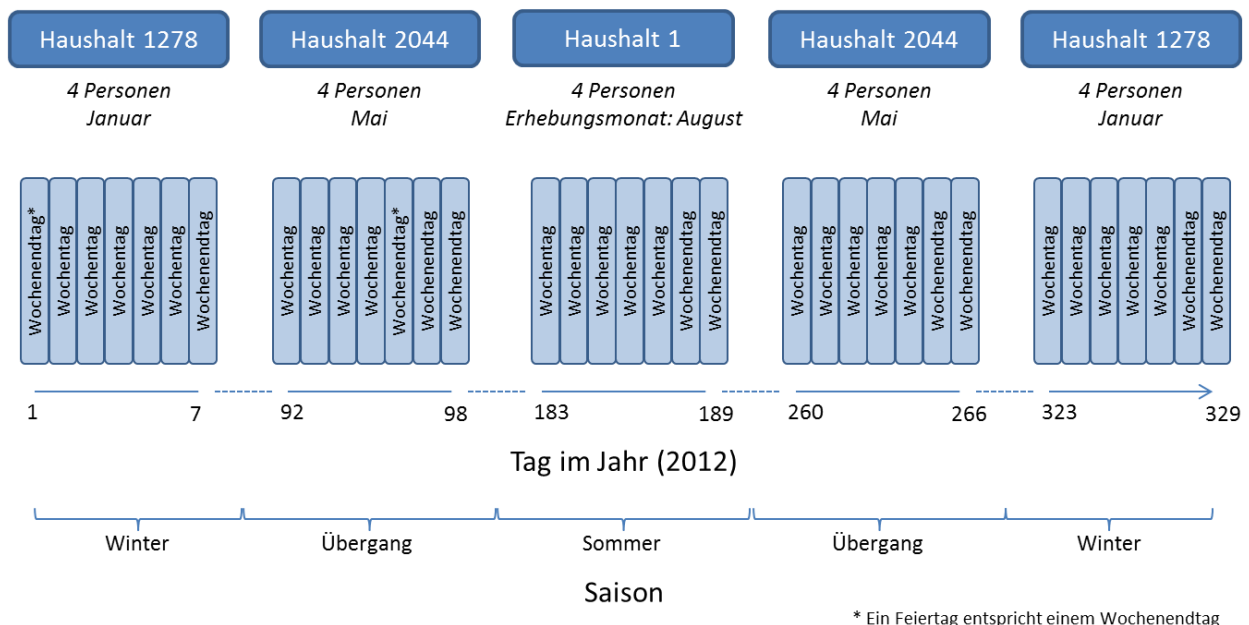


Bild 22: Darstellung der Erzeugung eines Nutzerprofils durch Vervielfältigung einzelner Haushaltstage und Zusammenführung verschiedenen Haushalte

Die Besonderheit bei der Erstellung der Nutzerprofile ist somit, dass die Daten der Zeitverwendungserhebung direkt als Grundlage für die Nutzerprofile verwendet werden und nicht durch Weiterverarbeitung zu vollständig synthetischen Profilen führen. Die dem jeweiligen Nutzerprofil zugrunde liegenden Verläufe der Anwesenheit, des Warmwasserverbrauchs sowie zum Schlafverhalten spiegeln somit direkt das Verhalten der befragten Personen wider.

Datenvorverarbeitung:

Im Rahmen der Datenvorverarbeitung wurde den Personentagen der Zeittaktdaten die Saisonkennung (Sommer, Übergang bzw. Winter) zugeteilt. Im Fall einer Datenerhebung in zwei Zeiträumen (z. B. in einer Woche mit den letzten Sommer- und den ersten Herbsttagen), erfolgte die Zuordnung nur zu dem Zeitraum des ersten Befragungstages (hier also Sommer).

Nach der Saisonzuordnung erfolgte eine Standortbestimmung für jeden der Befragungstakte jedes Personentagebuchtages. Da im Vergleich zu früheren ZVEs in 2012/2013 eine direkte Abfrage des Standorts der Person nicht Teil der Erhebung war, wurde ein Algorithmus zur Standortbestimmung programmiert. Basierend auf den Angaben zur Anwesenheit zu Hause am Beginn bzw. am Ende des Tagebuchtages sowie aus Aktivitäten, die mit einem Standort außer Haus verknüpft sind (z.B. Kinobesuch), konnte für jeden Tagebuchtag ein Anwesenheitsprofil erzeugt werden. Die Profile wurden dabei auch hinsichtlich der Angaben zu Reisetätigkeiten überprüft und spiegeln die Bandbreite unterschiedlicher Tagesverläufe wider. Nach der Erstellung der individuellen Anwesenheitsprofile für jeden der Befragten werden die Daten auf Haushaltsebene aggregiert. Das Ergebnis ist eine Matrix mit dem Anteil anwesender Personen innerhalb einer Stunde bezogen auf die im Haushalt lebende Personenzahl.

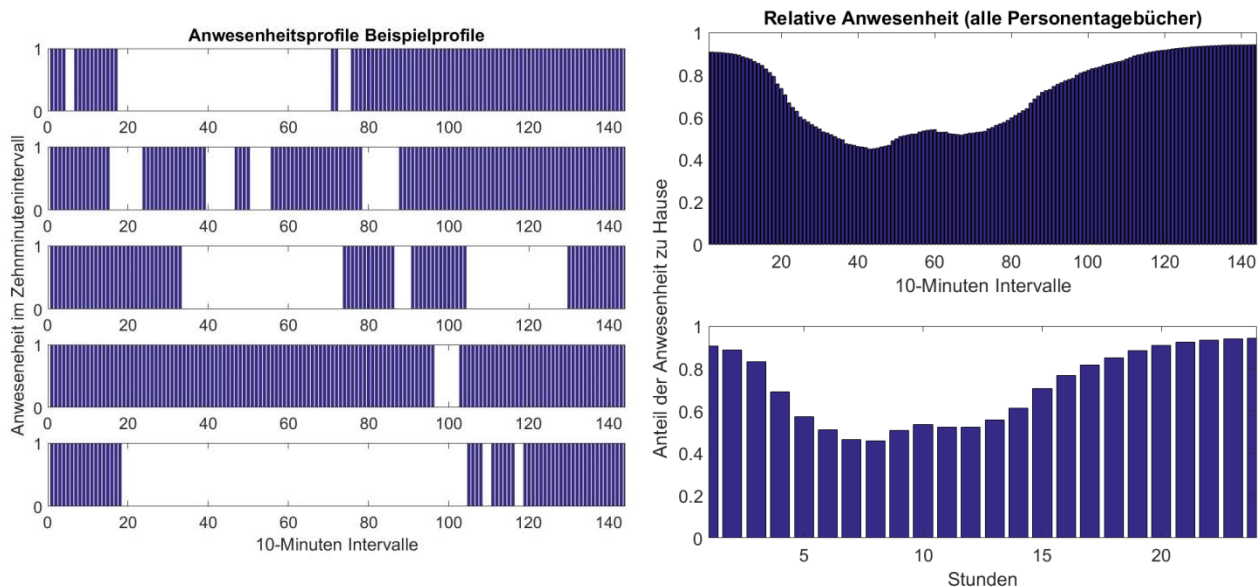


Bild 23: Aus Personentaktdaten erzeugte Anwesenheitsprofile im Tagesverlauf: 140 x 10 Minuten bzw. 24 Stunden (links: Beispielprofile; rechts: mittlere Anwesenheit berechnet aus allen Profilen)

In einem weiteren Schritt der Datenvorverarbeitung erfolgt die Überprüfung der Personenzeittaktdaten auf Aktivitäten, die mit einem Warmwasserverbrauch einhergehen. Diese Aktivitäten sind z.B. „Waschen und Anziehen“, „Mahlzeiten vor- und zubereiten“ sowie „Geschirreinigung, Tisch decken/abräumen“. Ähnlich der Anwesenheitsprofile wird auch für den Warmwasserbedarf eine Matrix erzeugt, die für jeden Perso-

nentag angibt, wann ein potentieller Warmwasserbedarf besteht. Hierbei werden die Standortdaten genutzt um lediglich die Warmwasserverbräuche zu erfassen, die auftreten, wenn eine Person zu Hause ist. Diese Daten werden ebenfalls auf Haushaltsebene zusammengefasst, sodass eine Matrix entsteht, die angibt, welcher Anteil der Haushaltsbewohner in einem Zehnminutentakt Warmwasser verbraucht.

Die Datenvorverarbeitung wird mit der Aufbereitung der Aktivität „Schlafen“ abgeschlossen. Ob eine der Personen in einem der Erhebungstakte schläft kann direkt aus der Codierung der Hauptaktivität im Datensatz der ZVE abgelesen werden. Ergebnis ist eine Matrix, die für jeden der Personentage angibt, in welchem der Zehnminutenintervalle die Person schläft. Das Schlafprofil ist für die nachfolgende Berechnung der Wärmebedarfsprofile von Bedeutung, weil in es einen direkten Einfluss auf die internen Gewinne, die Solltemperaturwerte und die Luftwechselraten haben kann. Diese Größen wiederum beeinflussen den nötigen Heizwärmebedarf im Gebäude.

Nutzerprofilerstellung:

Die Nutzerprofilerstellung erfolgt auf Haushaltsebene und in einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde. Die in der Vorverarbeitung erzeugten Daten in 10-minütiger Auflösung werden deshalb im ersten Schritt zu Stundenwerten zusammengefasst. Ein Jahresnutzerprofil wird, wie oben beschrieben, aus verschiedenen Haushaltsprofilen zusammengesetzt. Für jeden der drei Zeiträume Winter, Übergang und Sommer wird ein Haushaltsprofil zufällig ausgewählt. Dabei werden jeweils Haushalte mit der gleichen Personenzahl aus der Menge verfügbarer Haushalte gezogen. Bei der Erstellung des Jahresnutzerprofils wird jeder Tag des Jahres durch ein Wochentags- oder Wochenendprofil des Haushalts der jeweiligen Saison beschrieben. Eine typische Woche im Winter wird z.B. durch Aneinanderreihung von fünf Wochentags- und zwei Wochenendprofilen erzeugt. (Vgl. Bild 22) Für das Untersuchungsjahr werden dabei alle nationalen Feiertage berücksichtigt und als Wochenendtage behandelt.

Neben der ZVE werden für die Erstellung der Nutzerprofile in einem stochastischen Modell (in der Regel: Ansatz einer Normalverteilung) weitere Eingabeparameter verwendet (Mittelwerte und Standardabweichungen, s. Tabelle 11, Tabelle 12 und Tabelle 13). Mangels belastbarer empirischer Daten handelt es sich hier weitgehend um Ad-hoc-Ansätze oder aus diversen Studien abgeleitete Werte. Für die Berechnung der Energiebedarfe durch Gebäudenutzer entscheidend sind u.a. die Solltemperaturen, das Heizungs- und Lüftungsverhalten sowie der Jahreswarmwasserbedarf und die Höhe von internen Wärmegevinnen. Die Solltemperatur eines Nutzerprofils und dessen Heizungs- und Lüftungsverhalten wird stochastisch aus vorgegebenen Mittelwerten, einer Standardabweichung und Eintrittswahrscheinlichkeiten, z.B. für Nachtlüftung, erzeugt. Tabelle 11 stellt die Parameter zur Erzeugung eines Heizungs- und Lüftungsprofils eines Nutzerprofils dar. Mit den angegebenen Parametern und den zufällig gezogenen Haushaltsprofilen (für Anwesenheit, Warmwasserbedarf und Schlafen) wird somit für jedes Nutzerprofil ein eigenes Temperatur- und Lüftungsprofil erstellt. Für den Luftwechsel eines Haushalts wird die Annahme getroffen, dass dieser sich aus einem Grundanteil und einem Anteil, der durch die Anwesenheit von Personen im Haushalt bestimmt wird, zusammensetzt. Neben der freien Lüftung (über das Öffnen von Fenstern) wird auch der Fall einer kontrollierten Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung berücksichtigt. Hier ist der für den Energieverbrauch relevante effektive Luftwechsel angegeben. Im Fall der freien Lüftung wird teilweise eine nächtliche Reduktion des Luftwechsels angenommen: Dies entspricht einem Näherungsansatz für Personen, die nachts die Fenster geschlossen haben. Untersuchungen eines Modellprojektes zeigten, dass rund 1/3 der untersuchten Haushalte „Nachtlüfter“ sind, die mit geöffnetem Fenster schlafen und bei denen somit keine nächtliche Reduktion des Luftwechsels vorliegt [Flade et al. 2003].

Tabelle 11: Parameter zur Bestimmung der Solltemperatur und des Luftwechsels

Solltemperatur	Mittelwert	Standard-abweichung	Max. Differenz vom Sollwert
Tagsüber	21°C	1,5 K	2,5K
Absenkung nachts (Zeitbereich 1)	3 K	0,5 K	2,5 K
Absenkung tagsüber bei Abwesenheit	2 K	0,5 K	1,5 K
Wahrscheinlichkeit Temperaturabsenkung			
nachts	85%	zusätzlich tagsüber	70%
Luftwechsel	ohne Wärme-rückgewinnung	mit Wärmerückgewinnung ³	
Mittelwert [1/h]	0,4	0,18	
Standardabweichung [1/h]	0,15	0,04	
Anteil Grundluftwechsel	50%	80%	
Standardabweichung Grundluftwechsel	20%	5%	
Reduktion des Luftwechsel nachts	ohne Wärme-rückgewinnung		
Wahrscheinlichkeit der Absenkung nachts	60%		
Reduktion des Luftwechsels um	65%		

Der Energiebedarf der Nutzer für Warmwasser im Untersuchungsjahr wird im Modell ebenfalls über einen Mittelwert und eine Standardabweichung vorgegeben und zufällig für jedes der Nutzerprofile erzeugt. Die zugrunde liegenden Werte sind in Tabelle 12 aufgeführt. Bei der Erstellung des Warmwasserverbrauchsprofils werden, wie auch für die Solltemperaturen und den Luftwechsel, die Wasserprofile von drei Haushalten für Wochen- und Wochenendtage zu einem Gesamtprofil des Untersuchungsjahres in Stundenauflösung zusammengeführt. Der Jahresenergieverbrauch für Warmwasser, der dem Profil zugeteilt wurde, wird abschließend anteilig auf jede Stunde des Jahres mit Warmwasserverbrauch verteilt. Für jedes der zu erzeugenden Nutzerprofile entsteht auf diese Weise ein Warmwasserverbrauchsprofil. Der über die Warmwasserverbrauchsprofile aller Haushaltstage gemittelte Verlauf des Warmwasserverbrauchs ist in Bild 24 dargestellt.

Tabelle 12: Energiebedarf auf Grund des Warmwasserverbrauchs

	Mittelwert	Standardabweichung
Energiebedarf für Warmwasser	15 kWh/m ² a	5 kWh/m ² a

³ energetisch wirksamer Luftwechsel

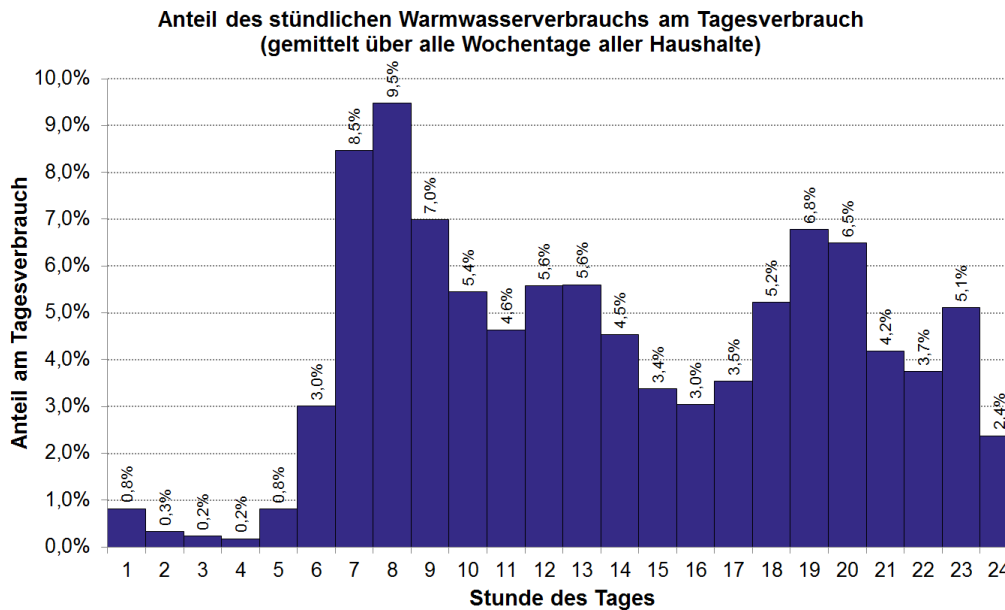


Bild 24: Gemittelter Verlauf des Warmwasserverbrauchs pro Stunde als Anteil am Tagesverbrauch

Der mittlere Verlauf des Warmwasserverbrauchs im Modell scheint im Vergleich zu anderen etablierten Verbrauchsprofilen plausibel. Der Verlauf und der Anteil der jeweiligen Stundenverbräuche am Tagesverbrauch des Nutzerprofilmodells ähneln den Angaben in VDI 6002 Teil 1 (siehe Bild 25) sowie der Untersuchung von [Fischer et al. 2016] (siehe Bild 26).

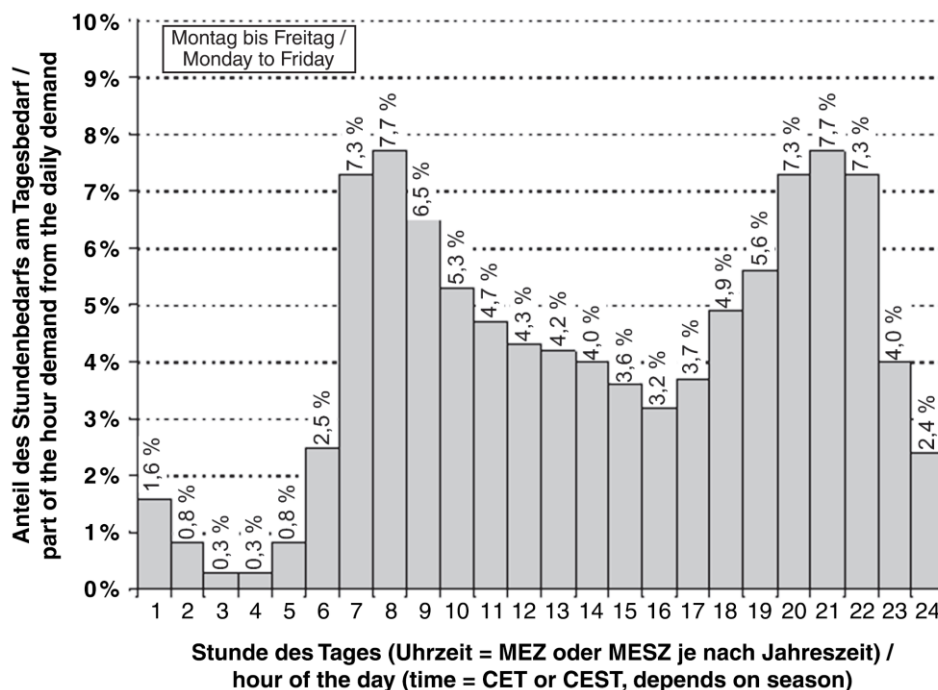


Bild 25: Tagesprofil des Warmwasserbedarfs in großen Wohngebäuden für Wochentage (Quelle: [VDI 6002] Abbildung D3)

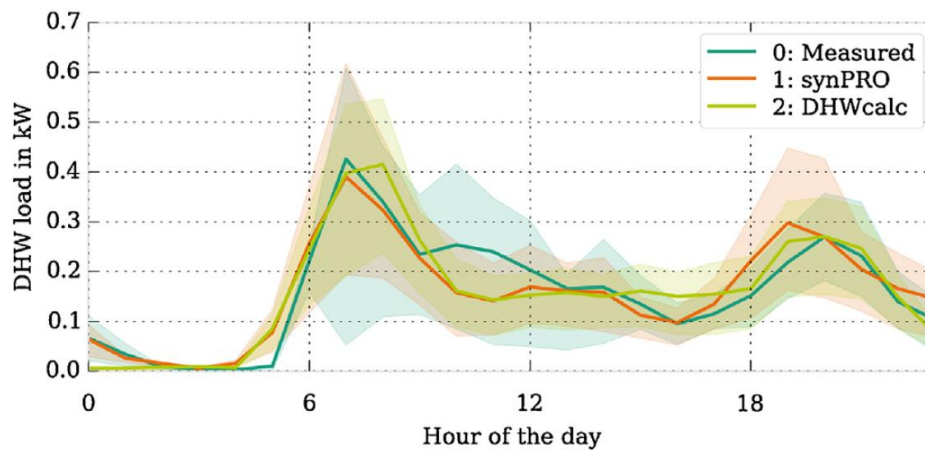


Bild 26: Gemittelte Verbrauchsprofile (aus 6 Einzelprofilen) für den Warmwasserverbrauch. Gegenüberstellung von Messdaten und Profilen der Werkzeuge „synPro“ und „DHWcalc“ (Quelle: [Fischer et al. 2016], Abbildung 6)

Betrachtet man die Wasserverbrauchsverläufe einzelner Haushaltstagesprofile so zeigt sich, dass z.T. in wenigen Stunden ein Großteil des Tagesverbrauchs an Warmwasser stattfindet (siehe Bild 27). Dieses Verbrauchsverhalten spiegelt sich auch in Profilen anderer Forschergruppen wider und kann deshalb ebenfalls als plausibel angenommen werden (Bild 28).

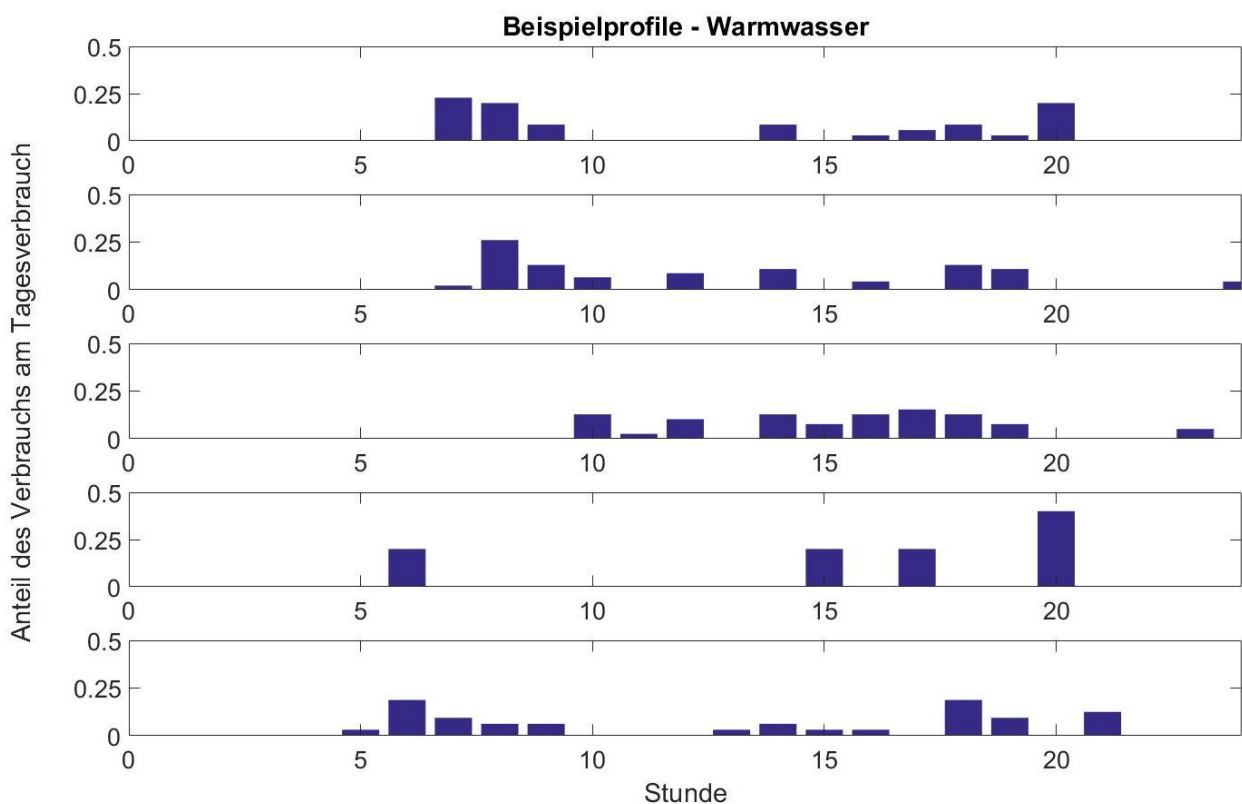


Bild 27: Beispielhafte Haushaltstagesprofile des Warmwasserverbrauchs

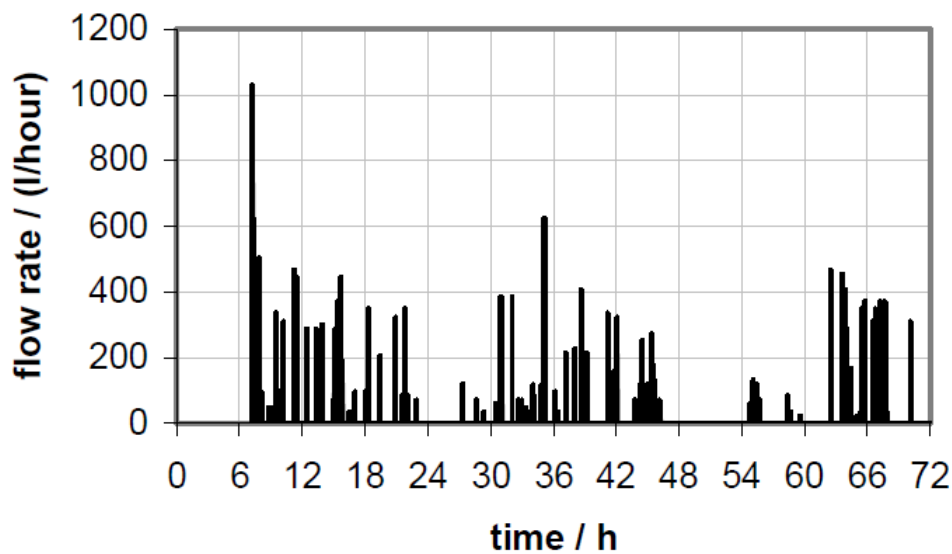


Bild 28: Warmwasserbedarf eines Beispielhaushalts ermittelt durch DHWcalc (Quelle: [Jordan, Vajen 2005], Abbildung 1)

Zur stochastischen Ermittlung der internen Gewinne durch Personen und Geräte werden ebenfalls ein pauschaler Mittelwert sowie eine Standardabweichungen vorgegeben. Neben einem zeitunabhängigen Basiswert wird in einem zweiten Term eine proportionale Abhängigkeit zur Anwesenheit von Nutzern angenommen. Die internen Gewinne variieren daher entsprechend dem Anwesenheitsprofil des Haushalts. Ein Reduktionsfaktor wird verwendet, um die in der Nacht verminderte körperliche Aktivität und Gerätenutzung abzubilden. Die Grundlagen zur Erzeugung des Profils interner Gewinne sind in Tabelle 13 dargestellt. Am Ende der Berechnung steht für jedes Nutzerprofil ein Jahresverlauf der internen Gewinne zur Verfügung.

Tabelle 13: Berechnung interner Gewinne

	Mittelwert	Standardabweichung	Max./Min. Werte
Interne Gewinne	30 kWh/m ² a	5 kWh/m ² a	30 % / 170 %
Grundwert (unabhängig von Anwesenheit)	50%	15%	0% / 100%
Reduktionsfaktor Nacht	75%	10%	50% / 100%

Die bisher beschriebenen Nutzerprofile sind Haushaltsprofile. Im Modell werden sie direkt für die Ein-/Zweifamilienhäuser verwendet (vgl. Kap. 6.2). Zur Generierung der Profile für Mehrfamilienhäuser werden zufällig 4 bis 10 Haushaltsprofile zusammengefasst und die jeweiligen Einzelwerte gemittelt (Tabelle 14). Dabei wurden aufgrund der höheren Personenzahl pro Wohnfläche gegenüber den Einfamilienhäusern leicht veränderte Ansätze für die Jahresmittelwerte von Warmwasserbedarf und internen Gewinnen berücksichtigt. Die Erstellung von Nutzungsprofilen von nah-/fernwärmeversorgten Gebäuden erfolgt in einem vorläufigen Ansatz ebenfalls durch Mittelung einer größeren Anzahl von Einzelgebäuden (in den ersten Modellrechnungen im vorliegenden Bericht: 40 Gebäude).

Tabelle 14: Anpassungen zur Erzeugung von Mehrfamilienhaus- und Fernwärmeprofilen

	Mittelwert	Max./Min. Werte
Anzahl Haushalte pro MFH	7	10 / 4
Mittelwert Endenergiebedarf für Warmwasser im MFH [kWh/m ²]	17	
Mittelwert der interne Gewinne im MFH [kWh/m ²]	34	
Anzahl Gebäudeprofile pro Nah-/Fernwärmeprofil	40	

Im weiteren Verlauf des Projekts soll das Teilmodell zur Erzeugung von individuellen Nutzerprofilen weiter überprüft und gegebenenfalls verfeinert werden. Insbesondere ist geplant, zur Ermittlung der Wärmelastprofile von Nah- bzw. Fernwärmesystemen nicht wie in dem vorläufigen Ansatz mit gemittelten Nutzungsprofilen zu operieren, sondern die Wärmeverbräuche von Einzelgebäuden zu mitteln.

6.2 Wärmebedarf der Gebäude

6.2.1 Nutzwärmebedarf

Im MATLAB-Modul zur Berechnung des Wärmebedarfs der Gebäude wird die vom Wärmeerzeuger abzugebende Wärme berechnet. Die Berechnung erfolgt für jedes Gebäude getrennt nach Heizung und Warmwasser sowie den jeweiligen Verteilverlusten⁴. Im Modul ist zur Berechnung des Wärmebedarfs für Heizung das Verfahren aus [DIN EN ISO 13790] umgesetzt. Dieses Verfahren sieht die Bilanzierung des Energiebedarfs für Heizung und Kühlung in Stundenschritten vor, wobei ausschließlich der Teil für die Heizung umgesetzt wurde. Der Nutzwärmebedarf für Warmwasser ergibt sich direkt aus den Nutzungsprofilen (s. Kapitel 6.1), die Ermittlung der Wärmeverteilverluste ist in Kapitel 6.2.2 beschrieben.

Für jedes Gebäude werden für jede Stunde des betrachteten Zeitraumes vier separate Wärmeleistungen (Wärmebedarfe für Heizung und Warmwasser und die jeweiligen Verteilverluste) zur weiteren Verarbeitung an das Hauptprogramm übergeben. Durch die getrennte Übergabe können auch Konstellationen abgebildet werden, bei denen die Wärme für Heizung und Warmwasser im Gebäude durch verschiedene Wärmeerzeuger bereitgestellt wird, und es können die unterschiedlichen Systemtemperaturen der Heizung und Warmwasserbereitung berücksichtigt werden.

Zur Berechnung des Wärmebedarfes für Heizung sind den Gebäuden zunächst die notwendigen Parameter und Randbedingungen zuzuweisen. Das Modell sieht 16 Typgebäude vor (s. Tabelle 17 am Ende dieses Abschnitts). Jedes Gebäude wird an allen 21 Standorten angelegt und mit den Klimarandbedingungen⁵ nach Kapitel 3 beaufschlagt. Jedem dieser 336 Gebäude wird ein individuelles Nutzungsprofil zugewiesen, das nach dem stochastischen Verfahren aus Kapitel 6.1 erzeugt wird. Derzeit erhalten fernwärmeversorgte Gebäude separate, geglättete Nutzungsprofile, sodass diese Gebäude auch separat berechnet werden. Dadurch verdoppelt sich die Anzahl der berechneten Gebäude auf insgesamt 672. Die Berechnungsreihenfolge im Modul sieht derzeit vor, dass alle Einzelgebäude nacheinander sortiert nach Standort und Gebäu-

⁴ Wärmeübergabeverluste werden im Modell nicht explizit berücksichtigt, sind also quasi in den Pauschalansätzen von Erzeugungsnutzungsgraden und Wärmeverteilverlusten enthalten.

⁵ Für alle Standorte liegen Klimarandbedingungen für 5 Jahre vor.

destandard berechnet werden. Für jedes Gebäude wird der Wärmebedarf für Heizung über den gesamten Betrachtungszeitraum von 5 Jahren für alle 8760 Stunden des Jahres berechnet.

Vor der eigentlichen Bilanzierung erfolgen noch vorbereitende Berechnungen. Dabei werden die Solarstrahlungsdaten umgerechnet und zur Beschleunigung des Programmlaufs einige, über mehrere Zeitschritte gültige Eingangsdaten und Zwischenwerte der Bilanz vorab ermittelt.

Bei der Bilanzierung des Stundenzeitschritts nach DIN EN ISO 13790 wird das Gebäude als Einzonenmodell abgebildet. Das Bilanzmodell der Norm enthält drei Knoten (Luft-, Oberflächen- und Masseknoten). Auf diese drei Knoten werden die Einflüsse der Gewinn- und Verlust-Wärmeströme anteilig verteilt. Die Temperatur des Masseknotens wird nur für den ersten Zeitschritt angenommen. Für jeden weiteren Zeitschritt geht sie aus der Bilanzierung hervor. Die Wärmespeicherfähigkeit des Gebäudes wird also berücksichtigt. Die erforderliche Heizleistung ergibt sich rechnerisch im Standardfall in der Größe, die nötig ist, um die für den Zeitschritt vorgegebene Raumsolltemperatur zu erreichen. Sind hingegen die Wärmegewinne zur Erreichung der Raumsolltemperatur groß genug, ergibt sich eine Heizleistung von null und die Raumsolltemperatur wird überschritten. Wäre – im entgegengesetzten Grenzfall – die erforderliche Heizleistung größer als die vom Wärmeerzeuger maximal verfügbare, kann die Raumsolltemperatur nicht erreicht werden. Dadurch sinkt auch die Temperatur des Masseknotens. In den nachfolgenden Zeitschritten wird also eine entsprechend höhere Heizleistung zur Erreichung der Raumsolltemperatur notwendig. In den bisherigen Analysen wurde dieser Fall mit zu geringer Heizleistung nicht abgebildet.

In den Modellrechnungen für den Zwischenbericht wurden die in Tabelle 15 aufgelisteten 16 Gebäudetypen berücksichtigt. Ausgangspunkt ist der Gebäudebestand 2009 (vgl. [Diefenbach et al. 2010, Diefenbach et al. 2013]), später errichtete Gebäude werden dem Neubau zugeordnet. Im Bestand werden unmodernisierte und vollmodernisierte Gebäude unterschieden. Das teilmodernisierte Gebäude wird zwischen diesen beiden Zuständen gemittelt. In der Regel wurde in den Modellrechnungen ein Modernisierungsfortschritt von 50 % angesetzt.

Tabelle 15: In den Modellrechnungen verwendete Gebäudetypen

EZFH: Ein-/Zweifamilienhaus, MFH: Mehrfamilienhaus, LWRG: Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung, EnEV: Standard ca. EnEV 2009, EH 40 : Standard ca. KfW-Effizienzhaus 40

Nr. 1-8: Gebäudebestand	Nr. 9-16: Neubau
1: EZFH, unmodernisiert	9. EZFH, EnEV 09, ohne LWRG
2: EZFH, teilmodernisiert	10. EZFH, EnEV 09, mit LWRG
3: EZFH, vollmodernisiert ohne LWRG	11. EZFH, EH 40, ohne LWRG
4: EZFH, vollmodernisiert mit LWRG	12. EZFH, EH 40, mit LWRG
5: MFH, unmodernisiert	13. MFH, EnEV 09, ohne LWRG
6: MFH, teilmodernisiert	14. MFH, EnEV 09, mit LWRG
7: MFH, vollmodernisiert ohne LWRG	15. MFH, EH 40, ohne LWRG
8: MFH, vollmodernisiert mit LWRG	16. MFH, EH 40, mit LWRG

Im Hinblick auf die Gebäudegeometrie wurden vier Grundtypen angesetzt, bei denen es sich um hypothetische „gemittelte“ Gebäude in Anlehnung an die Ansätze in Szenarienberechnungen handelt [Diefenbach et al. 2013], siehe hierzu Tabelle 16.

Tabelle 16: Geometrische Daten der vier Gebäudegrundtypen

		EZFH Bestand	MFH Bestand	EZFH Neubau	MFH Neubau
Wohnfläche	m ²	134,9	466,7	136,7	592,6
Bauteilflächen pro Wohnfläche					
Wandfläche/Wfl	m ² /m ²	1,02	0,73	0,89	0,65
Dachfläche/Wfl	m ² /m ²	0,38	0,22	0,33	0,25
Fläche Obergeschossdecken/Wfl	m ² /m ²	0,38	0,22	0,33	0,25
Kellerdeckenfl.(bzw. Fußboden)/Wfl.	m ² /m ²	0,63	0,38	0,51	0,38
Fensterfläche/Wfl.	m ² /m ²	0,20	0,20	0,19	0,21

Auch der Wärmeschutz der Gebäude (Wärmedurchgangskoeffizienten, U-Werte) wurde weitgehend in Anlehnung an die Szenarienannahmen festgelegt bzw. noch einmal vereinfacht (im unsanierten Zustand: Mittelwertbildung über alle Baualtersklassen im Bestand 2009 entsprechend der Wohnungsanzahl in den Altersklassen). Tabelle 17 zeigt die gewählten Kennwerte, d.h. die Wärmedurchgangskoeffizienten (U-Werte) der Gebäudebauteile, den Gesamtenergiedurchlassgrad (g-Werte) der Fenster sowie den angenommenen Wärmebrückenzuschlag (bezogen auf die thermische Gebäudehüllfläche).

Tabelle 17: Wärmetechnische Kenndaten der Gebäudetypen

		EZFH unmodernisiert	MFH unmodernisiert	EZFH/MFH vollmodernisiert	EZFH/MFH EnEV 09	EZFH/MFH EH 40
U Wand	W/m ² K	1,05	1,13	0,22	0,24	0,14
U Dach	W/m ² K	0,78	0,89	0,22	0,19	0,13
U OGD	W/m ² K	0,78	0,89	0,22	0,19	0,13
U Kellerdecke/Fußboden	W/m ² K	0,99	1,21	0,37	0,31	0,18
U Fenster	W/m ² K	2,50	2,57	1,25	1,18	0,85
g-Werte Fenster		0,73	0,74	0,60	0,54	0,45
Wärmebrückenzuschlag	W/m ² K	0,00	0,00	0,05	0,04	0,02

6.2.2 Wärmeverteilungsverluste im Gebäude

Für die Wärmeverteilungsverluste werden vier Stufen unterschieden: 0 („ineffizient“), 1 („mittel“), 2 („gut“), 3 („sehr gut“).

Im Fall der Verluste der Heizungsrohre im Gebäude wird angenommen, dass diese zu jedem Zeitpunkt proportional zum Heizwärmebedarf sind (s. Tabelle 21, die angegebenen Prozentzahlen sind pauschale Annahmen):

$$q_{V,H} = C_0 \cdot q_{H,0}$$

Tabelle 18: Wärmeverluste der Heizwärmeverteilung: Koeffizient C₀ (EZFH: Ein-/Zweifamilienhäuser, MFH: Mehrfamilienhäuser)

Stufe Wärmeverteilung	0	1	2	3
EZFH	15%	10%	5%	3%
MFH	12%	8%	4%	3%

Bei den Wärmeverlusten der Warmwasserverteilung werden eine zeitlich konstante Komponente (typisch für Zirkulationsleitungen) und eine Komponente proportional zum Warmwasserverbrauch (typisch für Stichleitungen) unterschieden:

$$q_{V,W} = C_1 * \delta_1 + C_2 * q_W$$

Darin bezeichnet die Größe δ_1 den Betrieb der Warmwasserzirkulation ($\delta_1 = 1$: Zirkulation in Betrieb, $\delta_2 = 0$: Zirkulation nicht in Betrieb). Im Modell werden sowohl der durchgängige Betrieb (keine Nachtabstaltung) als auch die Nachtabstaltung der Zirkulation in den ersten sechs Stunden des Tages (zwischen 0 Uhr und 6 Uhr) berücksichtigt.

Bei den Mehrfamilienhäusern wurde immer eine Warmwasserzirkulation angenommen. Bei den Einfamilienhäusern wurde dieser Anteil auf Basis von Auswertungen in [Diefenbach et al. 2010]⁶ zu 50 % angesetzt. Auf gleicher Grundlage wurde angenommen, dass bei Vorhandensein einer Warmwasserzirkulation in 75 % der Fälle eine Nachtabstaltung erfolgt (sowohl bei EZFH als auch bei MFH).

Die Zuordnung zu den Stufen und die gewählten Werte der Koeffizienten C_1 und C_2 sind in Tabelle 19 dargestellt. Sie beruhen auf pauschalisierten Auswertungen aus [Loga et al. 2005]⁷.

Tabelle 19: Wärmeverluste der Warmwasserverteilung: Koeffizienten C_1 (in Watt pro m² Wohnfläche) und C_2 (EZFH: Ein-/Zweifamilienhäuser, MFH: Mehrfamilienhäuser)

Stufe Wärmeverteilung	0	1	2	3
EZFH				
C_1 (W/m ²)	1,8	1,3	0,7	0,6
C_2	70%	50%	30%	30%
MFH				
C_1 (W/m ²)	2,1	1,1	0,6	0,5
C_2	70%	50%	30%	30%

In der Heizperiode kommt ein Teil der Verteilverluste der Warmwasserbereitung der Gebäudeheizung zugute, da die Warmwasserleitungen ihre Wärme teilweise im beheizten Bereich abgeben. Für die Wärmeleistung $q_{W,H}$, die als zusätzliche interne Wärmequelle im Heizwärmebedarfsmodell berücksichtigt wird, wird folgender Ansatz gewählt:

$$q_{W,H} = C_3 * q_{V,W}$$

In den Modellrechnungen wurde $C_3 = 50$ % angesetzt. Nach den Auswertungen in [Loga et al. 2005] erscheint dies als grober Pauschalwert sowohl für Ein- als auch Mehrfamilienhäuser gerechtfertigt.

Die vier Stufen der Wärmeverteilung (Heizung und Warmwasser) wurden den betrachteten Gebäudestandards folgendermaßen zugeordnet:

⁶ Auswertungen für Altbauten mit Baujahr bis 1978 mit zentraler Warmwasserbereitung in Kapitel 5.5 dieser Studie.

⁷ Die Pauschalwerte für die Trinkwasserverteilung mit und ohne Zirkulation aus Tabelle 6a auf S. III-12 dieser Untersuchung wurden für 1-2 Vollgeschosse (Zuordnung zu EZFH) bzw. 3-5 Vollgeschosse (MFH) ausgewertet. Stufe 0 wurde aus den Standards „50-70er Jahre unmodernisiert“ (zu zwei Dritteln) und „80-90er Jahre“ (zu einem Drittel) gemittelt. Im Fall von Stufe 1 wurde angenommen, dass je ein Drittel der Fälle den Standard „50er-70er modernisiert“, „80-90er Jahre“ und „EnEV“ erreichen. Stufe 2 wurde mit dem Standard „EnEV“ gleichgesetzt. In Stufe 3 wurde angenommen, dass gegenüber Stufe 2 die Zirkulationsverluste um ca. 20 % reduziert sind.

Tabelle 20: Zuordnung der Wärmeverteilungsstufen zu den untersuchten Gebäudestandards

Gebäude-Standard	Stufe Wärmeverteilung
Gebäudebestand EZFH/MFH	
unmodernisiert	1
teilmodernisiert	(gemittelt)
vollmodernisiert (mit/ohne LWRG)	2
Neubau (EZFH/MFH)	
EnEV (mit/ohne LWRG)	2
EH 40 (mit/ohne LWRG)	3

In den Modellrechnungen im vorliegenden Zwischenbericht wurde davon ausgegangen, dass auch unmodernisierte Gebäude (ohne Verbesserungen beim Wärmeschutz der Gebäudehülle) langfristig einen Mindeststandard bei der Dämmung der Verteilungen erreichen können (Wärmeverteilung Stufe 1). Die Stufe 0 wurde vorläufig nicht verwendet, steht aber für Parametervariationen zur Verfügung.

Bei den teilmodernisierten Gebäuden werden entsprechend dem angenommenen Modernisierungsanteil für die Koeffizienten C_0 bis C_3 die Mittelwerte der Zustände unmodernisiert und vollmodernisiert angenommen.

Im Fall von Nahwärme- bzw. Fernwärmesystemen werden zusätzlich zu den Wärmeverteilungsverlusten im Gebäude vorgelagerte Verluste angesetzt (Pauschalansatz in den ersten Modellanwendungen: $1,7 \text{ W/m}^2\text{K}$ bezogen auf die fernwärmeversorgte Wohnfläche).

6.3 Haushaltsstromverbrauch

Der Stromverbrauch des Gesamtgebäudebestandes wird im Modell aus dem Standardlastprofil H0 des VDEW (heute BDEW) für nicht leistungsgemessene Haushalte abgeleitet. Dieses Profil gibt den Verlauf des elektrischen Energiebedarfs in 15-minütiger Auflösung an und ist auf einen Haushaltsstromverbrauch von 1000 kWh/a normiert. Im ersten Schritt wird das H0 Profil für das Untersuchungsjahr 2012 erzeugt. Hierbei unterscheiden sich die Tagesverläufe für Wochentage, Samstage und Sonntage, wobei besondere Tage und Feiertage einem Lastverlauf von Samstagen bzw. Sonntagen entsprechen. Zudem passt die vorgegebene Dynamisierungsfunktion den Lastverlauf an saisonale Mehr- bzw. Minderverbräuche an [vgl. Meier et al. 1999].

Da die Datengrundlage des Standardlastprofils einer Stromverbrauchsmessung am Stromzähler der gemessenen Haushalte entsprach, wurde bei der Erstellung der Anteil des Stromverbrauchs zur Warmwasserbereitung in Haushalten mit elektrischen Wassererhitzern bei der Messung mit erfasst. Im nachfolgenden Gebäudemodell werden Wärme-, Strom- und Warmwasserbedarfe getrennt voneinander zur Berechnung des Gebäudeenergiebedarfs herangezogen, weshalb hier der warmwasserbedingte Haushaltsstromverbrauch aus dem Standardlastprofil überschlägig herausgerechnet wurde. Hierzu konnte anhand der Profile zum Warmwasserverbrauch aus VDI 6002 Blatt 1, Anhang D ebenfalls ein Jahresprofil für den Warmwasserverbrauch erzeugt werden. Um ungewöhnliche Sprünge des Tageswasserverbrauchs zwischen zwei aufeinanderfolgenden Tagen zweier aufeinanderfolgender Monate zu vermeiden, wurden die monatsweisen Verbrauchsangaben interpoliert und aus diesen Werten Wochen- und Tagesverbrauchsmengen errechnet. Aus diesen Tagesverbrauchswerten konnte wiederum ein stundengenaueres Tagesprofil für jeden Tag des Untersuchungsjahres erstellt werden. Die Bereinigung des Standardlastprofils H0 erfolgte schließlich in drei Schritten. Zuerst wurde aus [BMWi 2016b] der Anteil der Warmwasserbereitung am Jahresstromverbrauch privater Haushalte berechnet. Dieser Anteil lag für das Untersuchungsjahr 2012 bei $13,9 \%$. Aus diesem Anteil und mit dem Jahresstromverbrauch gemäß Standardlastprofil H0 für das Untersuchungsjahr ergibt sich der anteilige Stromverbrauch zur Warmwasserbereitung, der im letzten Schritt entsprechend dem er-

zeugten Warmwasserverbrauchsprofil nach VDI 6002 vom Standardlastprofil abgezogen wird. Damit entsteht ein „bereinigtes“ Stromlastprofil, das bei der Modellierung des Gesamtgebäudebestandes herangezogen wird.

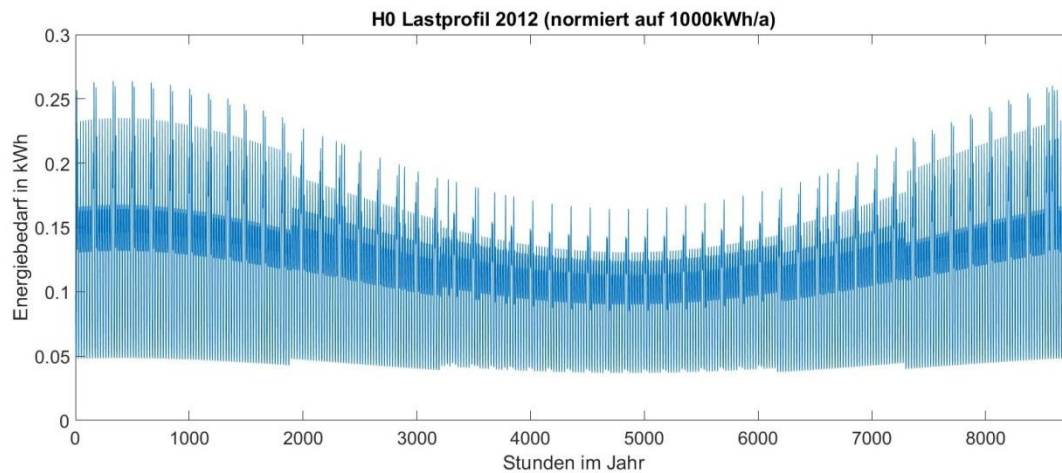


Bild 29: Standardlastprofil H0 für das Jahr 2012

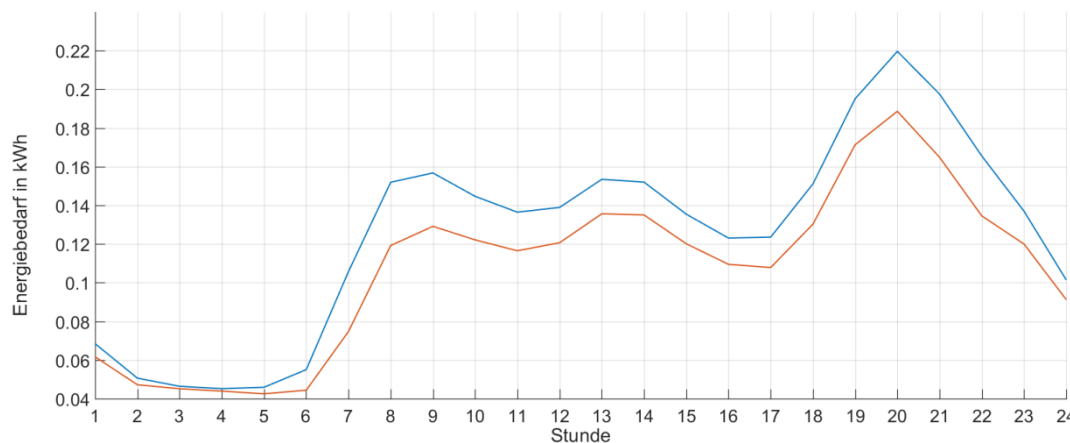


Bild 30: Tagesverlauf des Standardlastprofils H0 (blau) und des um Warmwasser bereinigten Stromprofils (orange)

Im weiteren Projektverlauf soll noch geprüft werden, inwieweit eine Weiterentwicklung des Ansatzes für die Haushaltsstromprofile, insbesondere in Richtung auf individuelle Haushaltsprofile in Anlehnung an [Richardson et al. 2010, Fischer et al 2016] sinnvoll und möglich ist.

7 Systeme zur Wärmeversorgung

Im Berechnungsmodell besteht die Notwendigkeit, zur Abbildung des gesamten deutschen Wohngebäudebestandes eine Parallelberechnung für eine große Anzahl von Systemen (teils mehrere tausend) durchzuführen. Vor diesem Hintergrund ist eine aufwändige dynamische Simulation der Einzelgebäude mit ihren jeweiligen Heizsystemen nicht möglich. Vielmehr mussten vereinfachte Ansätze gefunden werden, die aber dennoch die wesentlichen Eigenschaften der jeweiligen Komponenten und Systeme, insbesondere hinsichtlich des zeitlichen Verlaufs von Energiebedarf und -erzeugung, abbilden sollen.

7.1 Wärmeerzeuger

Im Rahmen der Untersuchungen werden folgende Typen von Wärmeerzeugern betrachtet:

- Heizkessel: Energieträger Erdgas und Holzpellets
- Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen: kleinere Blockheizkraftwerke (BHKW) und große Heizkraftwerke (HKW), Energieträger Erdgas bzw. feste Biomasse (Holzhackschnitzel)
- elektrische Wärmepumpen
- direktelektrische Wärmeerzeuger („Heizstäbe“)
- solarthermische Anlagen zur Warmwassererzeugung und Heizungsunterstützung

Im Fall der Heizkessel sowie der BHKW wird ein konstanter Wirkungsgrad für die Wärmeerzeugung angesetzt (im BHKW außerdem ein konstanter elektrischer Wirkungsgrad).

Bei größeren Heizkraftwerken wird eine variable Wärmeauskopplung von null bis zum maximalen thermischen Wirkungsgrad angenommen⁸. Der elektrische Wirkungsgrad wird im Fall der Wärmeauskopplung gemäß folgender Beziehung reduziert:

$$\eta_{el} = \eta_{el,0} - f_S * \eta_{th}$$

mit:

η_{el} : elektrischer Wirkungsgrad des Heizkraftwerks

$\eta_{el,0}$: elektrischer Wirkungsgrad des Heizkraftwerks bei reiner Stromerzeugung

η_{th} : thermischer Wirkungsgrad des Heizkraftwerks (gemäß aktueller Wärmeauskopplung)

f_S : Stromverlustkennziffer des Heizkraftwerks

Während bei den entsprechenden Kraftwerken (ohne Wärmeauskopplung) verschiedene Vereinfachungen im Hinblick auf eine flexible Fahrweise gemacht wurden (vgl. Kapitel 5.1), ist die Situation bei den Heizkraftwerken eine andere: Im Modell wird nicht der deutschlandweite Anlagenpark als Ganzes, sondern es werden vielmehr einzelne Fernwärme- bzw. Nahwärmesysteme modelliert, die gegebenenfalls nur aus einem einzigen Heizkraftwerk versorgt werden. Aus diesem Grund sind hier die Flexibilitätsparameter zu beachten, und zwar insbesondere die Mindestbetriebs- und Stillstandszeiten sowie die minimale Teillast. Im Modell wird diese Rahmensetzung über „Must-run“-Bedingungen abgebildet (vgl. hierzu Kapitel 7.5). Die Annahme eines konstanten, von der aktuellen (Brennstoff-)Leistung unabhängigen elektrischen Wirkungsgrads im reinen Kraftwerksbetrieb wird auch hier getroffen. Die Laständerungsgeschwindigkeiten, die sich insbesondere bei Neuanlagen bezogen auf die Nennleistung im Bereich von 6-8 % pro Minute bewegen (vgl. Anhänge B und F), können dagegen vor dem Hintergrund des gewählten Berechnungszeitschritts von

⁸ Größere Heizkraftwerke mit konstantem thermischen Wirkungsgrad, z.B. Gasturbinen-HKW im Gegendruckbetrieb, werden hier vorläufig nicht betrachtet, können aber im Modell grundsätzlich wie BHKW behandelt werden.

einer Stunde weiterhin vernachlässigt werden. Am Ende der für ein Jahr durchgeführten Modellberechnungen wird auch die Taktzahl (Häufigkeit des Ein- und Ausschaltens) kontrolliert. Ziel ist es, hier eine Größenordnung von 500 Ein- und Ausschaltvorgängen nicht zu überschreiten.

Im Fall der kleineren Motor-BHKW findet ein Taktbetrieb bei Volllast statt. Die Flexibilitätsparameter sind hier günstiger (Betriebs- und Stillstandszeiten deutlich unter einer Stunde, Ansatz: 0,25 Stunden). Für die jährliche Taktzahl wird eine Zielgröße von 1000 vorgegeben (vgl. Anhang B).

Diese jährlichen Taktzahlen der Heizkraftwerke und BHKW sind nicht als „harte“ Zielvorgaben (die unbedingt eingehalten werden müssen), sondern als grobe „Soll-Werte“ zu verstehen: Es ist zu kontrollieren, dass diese nicht zu häufig und nicht zu stark überschritten werden. Tatsächlich kann eine punktgenaue Einhaltung im Programmablauf nicht erzwungen werden, da sich die Häufigkeit der Taktung erst als Ergebnis der Berechnungen im Jahresverlauf ergibt. Da in der Regel eine größere Anzahl von Systemen untersucht wird, kann der Fall eintreten, dass die Zielwerte für das Gros der Anlagen eingehalten, bei einem gewissen Prozentsatz aber in begrenztem Umfang überschritten werden. Eine solche Situation wird hier in der Regel nicht als kritisch bewertet.

Für die Wärmeauskopplung aus den Heizkraftwerken ist ein Maximalwert $\eta_{th,max}$ zu beachten. Dieser wird einerseits durch die Wärmeerzeugungstechnologie bestimmt (siehe hierzu Anhang F), andererseits ist die vor Ort vorhandene Wärmesenke (die Wärmeleistung des Fernwärmenetzes) zu beachten. Die Modellrechnungen im Zwischenbericht wurden unter Annahme einer Begrenzung durch das Fernwärmenetz mit $\eta_{th,max} = 30\%$ durchgeführt.

Die Leistungszahlen elektrischer Wärmepumpen berücksichtigen die Abhängigkeit von der Wärmequellen-temperatur und dem durch die Wärmepumpe gelieferten Temperaturniveau. Es wird folgende Gleichung angesetzt:

$$\varepsilon = v * \varepsilon_C = v * \frac{T_O}{T_O - T_Q}$$

mit:

- ε : Leistungszahl der Wärmepumpe
- ε_C : ideale Leistungszahl (gemäß Carnotprozess)
- v : Gütegrad
- T_O : von der Wärmepumpe gelieferte Temperatur (in Kelvin)
- T_Q : Temperatur der Wärmequelle

Der Gütegrad ist das Verhältnis von tatsächlicher und idealer Leistungszahl. Er wird für den jeweiligen Wärmepumpentyp als konstant angenommen und ergibt sich durch Vergleich der in einem Prüfpunkt gemessenen Leistungszahl mit der idealen Leistungszahl.

Die Temperatur der Wärmequelle ist im Fall der Luftwärmepumpe die Außenlufttemperatur. Bei der Erdwärmepumpe werden die in Tabelle 21 dargestellten Soletemperaturen angesetzt [Diefenbach 2002].

Tabelle 21: Angenommene Soletemperaturen im Jahresverlauf (Erdreich-Wärmepumpen)

Monat	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Soletemperatur in °C	-2,9	-2,4	-1,0	1,1	4,1	6,6	8,4	9,1	7,8	4,1	0,9	0,0

Die von der Wärmepumpe gelieferte Temperatur T_O wird folgendermaßen festgelegt (Angaben in °C, Umrechnung in Kelvin für die oben angegebene Bestimmungsgleichung von ε):

- Warmwasserbereitung im Gebäude: 60 °C
- Heizung im Gebäude: Gemäß Heizkurve (s.u.)
- Warmwasserbereitung bzw. Heizwärmebereitstellung bei Einbindung der Wärmepumpe in ein Nah-

/Fernwärmenetz: 70 °C (Es werden also für dieses Temperaturniveau geeignete Wärmepumpen angenommen)

- Speicherladung durch die Wärmepumpe: Temperatur der Speicherschicht plus konstanter Temperaturhub (10 K), maximale Erwärmung der Speicherschicht auf 60 °C

Für die Heizkurve der Gebäude wird ein linearer Verlauf in Abhängigkeit von der Außenlufttemperatur angesetzt. Die maximale Vorlauftemperatur der Heizung (bei einer Außentemperatur von -10 °C und weniger) wurde in den Beispielberechnungen zu 55 °C gewählt (Wärmeabgabe durch Heizkörper)⁹. Der zweite Punkt der Heizkurve liegt bei 20 °C Vorlauftemperatur (für 20 °C Außentemperatur).

Die wichtigsten Kennwerte der in den Modellrechnungen für den Zwischenbericht verwendeten Wärmeerzeuger sind in Tabelle 22 eingetragen. Die angegebenen Leistungszahlen von Wärmepumpen beziehen sich auf „Standardbedingungen“ von $T_o = 35\text{ °C}$ und $T_q = 0\text{ °C}$ (Erd-Wärmepumpe) bzw. $T_q = 2\text{ °C}$ (Luft-Wärmepumpe). Der Wirkungsgrad der direktelektrischen Wärmeerzeugung (Heizstäbe, „Elektrokessel“) wird generell zu 100 % angenommen.

Tabelle 22: Kennwerte der Wärmeerzeuger in den Modellrechnungen für den Zwischenbericht

Wirkungsgrade bezogen auf den (unteren) Heizwert

Heizkessel	Erdgas-BWK	Erdgas-NTK	Holz-Kessel
Wirkungsgrad	95%	90%	85%
<i>BWK: Brennwertkessel, NTK: Niedertemperaturkessel</i>			
Wärmepumpen	Erd-WP	Luft-WP	
Leistungszahl (Standardbedingungen)	3,5	2,5	
Blockheizkraftwerke	Erdgas-BHKW		
elektrischer Wirkungsgrad	40%		
thermischer Wirkungsgrad	45%		
Mindestbetriebs- bzw. Stillstandszeit	0,25 h		
maximale jährliche Taktzahl (Zielwert)	1000		
Heizkraftwerke	Erdgas-GuD-HKW	Holz-HKW	
elektrischer Wirkungsgrad $\eta_{el,0}$	57%	27%	
Stromverlustkennziffer f_s	0,18	0,20	
Mindestbetriebs- bzw. Stillstandszeit	4 h	4 h	
Minimale Teillast (bezogen auf die Nennleistung)	30%	50%	
maximale jährliche Taktzahl (Zielwert)	500	500	

Für die Auslegung von Wärmepumpen wurden in den Modellrechnungen zwei Fälle angenommen: „monovalent“ und „bivalent“. Im monovalenten Fall entspricht die Wärmepumpenleistung in etwa der maximalen Gebäudeheizleistung, sehr geringe Deckungsbeiträge durch einen ergänzenden elektrischen Heizstab sind hier gleichwohl in der Regel noch erforderlich. Beim bivalenten Fall werden durch die Wärmepumpe nur ungefähr 40 % der Gebäudeheizleistung abgedeckt, ein ergänzender elektrischer Wärmeerzeuger oder Kessel muss hier also entsprechend höhere Beiträge leisten.

⁹ Die im Programm vorgesehene Option, auch andere Vorlauftemperaturen zu betrachten (z. B. 35 °C für Fußbodenheizung), wurde in den Beispielberechnungen noch nicht berücksichtigt.

7.2 Wärmespeicher

Bei dem hier verwendeten Modell für einen Warmwasser-Wärmespeicher handelt es sich um einen vereinfachten Ansatz mit 3 Schichten, der auf plausible Ergebnisse für die Gesamt-Energiebilanz und die sich am Ende einstellende Temperaturschichtung abzielt. Es geht nicht darum, Wärmespeicher für einen konkreten Anwendungsfall präzise auszulegen, sondern den generellen Einfluss von Speichern auf das zeitliche Zusammenwirken von Energienachfrage und -erzeugung im Grundsatz plausibel abzubilden.

Das Speichermodell unterteilt das vorhandene Volumen in drei gleich große übereinander liegende Schichten. Als Umgebungstemperatur der Speicher werden generell 15 °C angesetzt. Dies entspricht annähernd einer typischen Aufstellung im Keller von Gebäuden. Die spezifischen Wärmeverluste (in Watt pro Kelvin Temperaturdifferenz zwischen Speicher und Umgebung) werden für alle drei Speicherschichten als gleich groß angenommen.

Zu Beginn des Programmlaufs liegen alle drei Schichten bei 15 °C, der Energieinhalt des Speichers ist damit gleich Null. Die Aufladung des Speichers erfolgt in den weiteren Programmzeitschritten (und soweit die Systeme im jeweiligen Gebäude installiert sind) durch KWK-Anlagen und Wärmepumpen, die „Must-Run-Bedingungen“ unterliegen, durch solarthermische Anlagen (Näheres s. Kapitel 7.3) und am Ende des jeweiligen Zeitschritts (zur Aufnahme von noch bestehenden Wind- und Solarstromüberschüssen) durch elektrische Wärmepumpen und schließlich elektrische Heizstäbe.

Bei der Speicherbeladung durch Wärmepumpe und Heizstab wird neben der verfügbaren Restmenge an Wind- und Solarstrom auch die maximal verfügbare Leistung der Wärmeerzeuger berücksichtigt (Letzteres ebenso bei der Beladung durch KWK-Anlagen). Die Leistungszahl der Wärmepumpe wird auf Basis der mittleren Speichertemperatur (plus Temperaturzuschlagswert 10 K) sowie der aktuellen Wärmequellentemperaturen ermittelt (siehe Kapitel 7.1). Außerdem werden als Grenzen eine maximale Beladeleistung des Speichers und die maximale Gesamt-Speicherbeladung berücksichtigt. Im Fall der Wärmepumpe wird dabei eine maximal erreichbare Temperatur von 60 °C angesetzt. Ansonsten (bei Beladung durch Heizstab, KWK bzw. Solarthermie, s.u.) wird die gesamte Speicherkapazität unter Annahme einer Maximaltemperatur von in der Regel 90 °C berücksichtigt. Die Aufnahmekapazität wird dabei schichtweise betrachtet, d.h. die maximale zusätzliche Beladung für jede Schicht separat festgestellt. Die tatsächliche Beladung erfolgt dann auf Basis der durch Wärmepumpe und Heizstab gelieferten Wärmemenge in allen drei Schichten proportional zur Aufnahmekapazität der jeweiligen Schicht.

Bei der Entladung des Speichers wird zunächst das Brauchwarmwasser und anschließend (falls vorgesehen) die Heizungsunterstützung berücksichtigt. Es wird zunächst die unterste Schicht (mit dem niedrigsten Temperaturniveau) anschließend die mittlere und schließlich die obere entladen. Dabei wird jeweils geprüft, ob die Speichertemperatur der Schicht ausreicht, um das notwendige Temperaturniveau zur Verfügung zu stellen: Angesetzt werden hier eine Kaltwassertemperatur von 15 °C und die aktuelle Rücklauftemperatur der Heizung, jeweils erhöht um den mit der vorherigen Schicht schon erreichten Temperaturhub. Die maximale Entladung entspricht dem jeweiligen Rest-Bedarf an Warmwasser und Heizwärme (inklusive Verteilverlusten im Gebäude). Außerdem wird eine maximale Entladeleistung des Speichers berücksichtigt.

Einzelne Speichertypen sind für eine Vorrangladung z. B. durch Wärmepumpen oder KWK-Anlagen vorgesehen (Näheres hierzu siehe Kapitel 7.5.2).

In den Modellrechnungen im vorliegenden Zwischenbericht wurde die Gesamt-Speicherkapazität (bei 90 °C Temperatur) im Ein-/Zweifamilienhaus zu 30 kWh und im Mehrfamilienhaus zu 50 kWh angesetzt. Die Wärmeverlustleistung bei Vollbeladung wurde zu 0,7 kW (EZFH) bzw. 0,9 kW (MFH), die maximale Be- und Entladeleistung zu 50 % der Gesamtkapazität pro Stunde angenommen.

7.3 Solarthermie

Für den Wirkungsgrad der Solarkollektoren (bzw. Kollektorfelder) wird der folgende Modellansatz verwendet (vgl. z. B. [Schüle 1997] oder [Quaschnig 2015]):

$$\eta_K = \eta_0 - k_1 \frac{\Delta T_K}{I_S} - k_2 \frac{\Delta T_K^2}{I_S}$$

mit:

- η_K : Wirkungsgrad des Solarkollektors (gelieferte Wärmemenge dividiert durch eingestrahlte Sonnenenergie)
- η_0 : optischer Wirkungsgrad des Solarkollektors (abhängig vom Kollektortyp)
- I_S : Intensität der auf den Kollektor treffenden Solarstrahlung (Solarenergie pro m² Kollektorfläche)
- ΔT_K : Temperaturdifferenz Kollektor-Außenluft: $\Delta T_K = T_K - T_A$
- T_A : Temperatur der Außenluft
- T_K : mittlere Kollektortemperatur (vereinfachter Ansatz): $T_K = \frac{T_U + T_O}{2}$
- T_U : untere Kollektortemperatur (Eintritt in den Kollektor).
- T_O : obere Kollektortemperatur (Austritt aus dem Kollektor)
- k_1, k_2 : Konstante Wärmeverlustkoeffizienten abhängig vom Kollektortyp

Für die Modellrechnungen wurden die folgenden Werte für einen Flachkollektor verwendet:

$\eta_0 = 0,8$; $k_1 = 3,7 \text{ W/m}^2\text{K}$; $k_2 = 0,01 \text{ W/m}^2\text{K}^2$.

Für T_U wird die Temperatur des Wärmespeichers bzw. der jeweiligen Speicherschicht angesetzt (Speicherzustand vor Beladung durch Solarthermie).

Der spezifische Kollektorsertrag (pro m² Kollektorfläche) lässt sich wie folgt berechnen:

$$q_K = \eta_K I_S = \eta_0 I_S - k_1 \Delta T_K - k_2 \Delta T_K^2$$

Außerdem gilt:

$$q_K = \frac{\dot{m}}{A} C_W (T_O - T_U) = 2 \frac{\dot{m}}{A} C_W (\Delta T_K + T_A - T_U)$$

mit:

- q_K : spezifischer Ertrag des Solarkollektors (gelieferte Wärmemenge pro m² Kollektorfläche)
- $\frac{\dot{m}}{A}$: Massenstrom des Wärmeträgermediums dividiert durch die Kollektorfläche. Im Modell wird hier ein konstanter Wert angenommen (in der Regel: 30 kg/(m²h))
- C_W : Wärmekapazität des Wärmeträgermediums (näherungsweise Wasser: 4,2 kJ/(kgK))

Durch Gleichsetzen der beiden Ausdrücke für q_K ergibt sich eine quadratische Gleichung, die sich nach ΔT_K auflösen lässt. Als Randbedingungen werden dabei im Programm eine maximale Kollektortemperatur (90 °C) und ein Mindestwert für den erreichten Temperaturhub $T_O - T_U \geq 5 \text{ K}$ (bei Unterschreitung: kein Solarertrag) berücksichtigt. Insgesamt lassen sich nun q_K und T_O in Abhängigkeit von I_S , T_A und T_U bestimmen.

Die Beladung des Wärmespeichers durch die Solarwärmanlage erfolgt schichtweise, beginnend mit der obersten (wärmsten) Schicht. Anhand der vom Kollektor gelieferten Temperatur T_O und der vorhandenen Temperatur der jeweiligen Speicherschicht wird die mögliche Wärmeabgabe der Solaranlage in die jeweilige Schicht ermittelt. Falls sich anschließend im Speicher sehr hohe Temperaturdifferenzen zwischen zwei

Schichten ergeben, werden diese durch Ausgleich zwischen den Schichten auf einen Maximalwert (Ansatz: 30 K) reduziert.

In den Modellrechnungen in Kapitel 8 wurden Flachkollektoren mit einer Fläche von 0,1 m² pro m² Wohnfläche bei Ein-/Zweifamilienhäusern und 0,05 m² pro m² Wohnfläche bei Mehrfamilienhäusern angenommen.

7.4 Kennlinien der Wärmeerzeugungssysteme

In Kapitel 2.2 ist die Optimierung des Anlagenbetriebs im Rahmen der „2. Strombilanz“ beschrieben. Als Grundlage dienen dabei E-y-Kennlinien für die jeweiligen Wärmeerzeugungssysteme, die in jedem Zeitschritt neu berechnet werden. Im vorliegenden Kapitel wird die Vorgehensweise bei der Ermittlung der Kennlinien näher erläutert.

Betrachtet wird ein Wärmeversorgungssystem, das aus einer Kombination mehrerer Wärmeerzeuger besteht und das im gegebenen Zeitschritt einen vorgegebenen Wärmebedarf Q decken muss. Im kompliziertesten Fall ist die Kombination von vier Wärmeerzeugern (Heizkessel K , elektrische Wärmepumpe WP , KWK-Anlage KWK und elektrischer Heizstab HS) möglich. Zur Vereinfachung des Modells wurde angenommen, dass bei den brennstoffbetriebenen Anlagen eines Einzelsystems (also Kessel und KWK-Anlage) jeweils der gleiche Brennstoff verwendet wird.

Ausgangspunkt der Kennlinie ist, wie bereits erläutert, der Punkt mit dem minimalen Wert von E ($E < 0$ bei Stromverbrauch, $E > 0$ bei Stromerzeugung). Wenn also beispielsweise alle vier Wärmeerzeuger gleichzeitig installiert sind und zum gegebenen Zeitpunkt die Leistung der Wärmepumpe nicht allein für die Deckung des Wärmebedarfs ausreicht, sind in diesem Ausgangspunkt die Wärmepumpe (mit voller verfügbarer Leistung) und der elektrische Heizstab (mit der notwendigen Zusatzleistung zur Deckung von Q) im Einsatz.

Um den Kennlinienverlauf nach rechts (zu höheren Werten von E hin) zu ergänzen, werden am Ende des schon definierten Kennlinienabschnitts die verfügbaren Optionen geprüft. Um weiterhin den gleichen Wärmebedarf Q zu erzeugen, müssen bereits laufende Systeme heruntergefahren und neue Systeme hochgefahren werden. Im vorliegenden Beispiel besteht vom Ausgangspunkt mit minimalem E -Wert die Option, die Wärmepumpe bzw. den Heizstab herunterzufahren und den Kessel bzw. die KWK-Anlage in der Wärmeproduktion hochzufahren.

Die günstigste Variante wird dadurch ermittelt, dass in der Berechnung zunächst die vorhandenen Optionen analysiert werden: Alle installierten Wärmeerzeuger werden paarweise kombiniert. Nun wird der Zuwachs an elektrischer Energie dE und gleichzeitig der Zuwachs der Optimierungsgröße dy ermittelt, der sich ergibt, wenn jeweils der eine Wärmeerzeuger herunter- und der andere hochgefahren wird. Da die Kennlinie nach rechts fortgeschrieben werden soll, werden nur diejenigen Fälle betrachtet, in denen $dE > 0$ ist. Unter den so betrachteten Optionen wird nun diejenige ausgewählt, die den niedrigsten Wert von dy/dE , im E-y-Diagramm also die geringste Steigung aufweist. Auf diese Weise ergibt sich jeweils der nächste Abschnitt der Kennlinie.

Grundsätzlich bestehen, wie im Folgenden aufgelistet, fünf sinnvolle Systemkombinationen für das Hochfahren ($\uparrow$) bzw. Herunterfahren ($\downarrow$) der Einzelanlagen mit $dE > 0$. Dabei wird zunächst die Annahme getroffen, dass es sich bei der KWK-Anlage um ein im Taktbetrieb gefahrenes BHKW handelt, das einen konstanten elektrischen und thermischen Wirkungsgrad aufweist. Da BHKW und Kessel innerhalb eines Einzelsystems annahmegemäß den gleichen Brennstoff verwenden, kann hier als Zielgröße y stellvertretend der Brennstoffverbrauch betrachtet werden: Das Optimierungsergebnis für das Einzelsystem ist bis auf eine geänderte Skalierung von y identisch, wenn stattdessen eine andere vom Brennstoffverbrauch abhängige Zielgröße wie die Brennstoffkosten, der Primärenergieverbrauch oder die Treibhausgasemissionen betrachtet wird.

Als Abkürzungen werden verwendet Q und E für die Wärme- und Stromproduktion, η_K für den Kesselwirkungsgrad, ε für die Leistungszahl der Wärmepumpe sowie $\eta_{el,KWK}$ und $\eta_{th,KWK}$ für den elektrischen bzw. thermischen Wirkungsgrad der KWK-Anlage. Änderungen des Wärme-, Strom- und Brennstoffverbrauchs

(dQ, dE, dy) der Einzelanlagen können positiv oder negativ sein, je nachdem ob ein Mehr- oder Minderverbrauch auftritt. Da die Gesamt-Wärmeproduktion vorgegeben ist, gilt in allen Varianten die Bedingung $dQ = 0$ für die Gesamtwärmebilanz (Summe über alle Wärmeerzeuger). Nach Auflösung des Gleichungssystems ergibt sich jeweils das gesuchte Ergebnis für dy/dE . Die Ergebnisse für die Wärmepumpe lassen sich direkt auf den Heizstab übertragen, indem die Leistungszahl ϵ durch den Wert 1 ersetzt wird (Wirkungsgrad der direktelektrischen Wärmeerzeugung = 100 %).

Fall 1: KWK $\uparrow$ K $\downarrow$

$$\begin{aligned} dQ &= dQ_{\text{BHKW}} + dQ_K = 0 \\ dy &= dy_{\text{KWK}} + dy_K = dQ_{\text{KWK}} / \eta_{\text{th,KWK}} + dQ_K / \eta_K \\ dE &= dE_{\text{KWK}} = \eta_{\text{el,KWK}} dy_{\text{KWK}} = \eta_{\text{el,KWK}} / \eta_{\text{th,KWK}} dQ_{\text{KWK}} \\ \Rightarrow dy/dE &= (\eta_K - \eta_{\text{th,KWK}}) / (\eta_K \eta_{\text{el,KWK}}) \end{aligned}$$

Fall 2: KWK $\uparrow$ WP $\downarrow$

$$\begin{aligned} dQ &= dQ_{\text{KWK}} + dQ_{\text{WP}} = 0 \\ dy &= dy_{\text{KWK}} = dQ_{\text{KWK}} / \eta_{\text{th,KWK}} \\ dE &= dE_{\text{KWK}} + dE_{\text{WP}} = \eta_{\text{el,KWK}} / \eta_{\text{th,KWK}} dQ_{\text{KWK}} - dQ_{\text{WP}} / \epsilon \\ &\quad \text{(negatives Vorzeichen vor } dQ_{\text{WP}}, \text{ da } dQ_{\text{WP}} < 0, \text{ aber } dE_{\text{WP}} > 0 : \text{Stromverbrauch der WP (negativ) nimmt ab)} \\ \Rightarrow dy/dE &= \epsilon / (\epsilon \eta_{\text{el,KWK}} + \eta_{\text{th,KWK}}) \end{aligned}$$

Fall 3: KWK $\uparrow$ HS $\downarrow$

$$\begin{aligned} \text{Setze in 2.: } \epsilon &= 1 \\ \Rightarrow dy/dE &= 1 / (\eta_{\text{el,KWK}} + \eta_{\text{th,KWK}}) \end{aligned}$$

Fall 4: K $\uparrow$ WP $\downarrow$

$$\begin{aligned} dQ &= dQ_K + dQ_{\text{WP}} = 0 \\ dy &= dy_K = dQ_K / \eta_K \\ dE &= dE_{\text{WP}} = -dQ_{\text{WP}} / \epsilon \\ \Rightarrow dy/dE &= \epsilon / \eta_K \end{aligned}$$

Fall 5: K $\uparrow$ HS $\downarrow$

$$\Rightarrow dy/dE = 1 / \eta_K$$

Natürlich können für die Konstruktion des jeweils folgenden Abschnitts der E-y-Kennlinie immer nur diejenigen Optionen ausgewählt werden, die auch tatsächlich zur Verfügung stehen. Das heißt, ein System kann nur dann hochgefahren, wenn es noch nicht ausgelastet ist und nur dann heruntergefahren werden, wenn es am Ende des letzten Abschnitts aktiv ist.

Mit den Annahmen aus dem Beispiel von Bild 7 auf Seite 17 ($\eta_K = 0,9$, $\epsilon = 3,0$, $\eta_{\text{el,KWK}} = 0,3$ und $\eta_{\text{th,KWK}} = 0,5$) ergeben sich folgende Werte:

1. KWK $\uparrow$ K $\downarrow$: $dy/dE = 1,4815$
2. KWK $\uparrow$ WP $\downarrow$: $dy/dE = 2,1429$
3. KWK $\uparrow$ HS $\downarrow$: $dy/dE = 1,25$
4. K $\uparrow$ WP $\downarrow$: $dy/dE = 3,333$
5. K $\uparrow$ HS $\downarrow$: $dy/dE = 1,111$

Mit diesen Werten kann der Kurvenverlauf in Bild 7 auf Seite 17 nachvollzogen werden. Anders als in dieser und der folgenden Abbildung (Bild 31), die das Konzept im Grundsatz veranschaulichen sollen, wird im Modell zusätzlich noch berücksichtigt, dass Stromverteilungsverluste auftreten, wenn das einzelne Gebäude bzw. Wärmeversorgungssystem elektrische Energie ins allgemeine Netz liefert ($E > 0$). Daher werden alle Werte $E > 0$ noch mit dem Verteilungswirkungsgrad des Stromnetzes ($\eta_{V,el} = 94\%$) multipliziert. Die Punkte rechts von der y-Achse verschieben sich also im E-y-Diagramm etwas nach links (bei gleichem y-Wert), und es erhöht sich in diesem Bereich die jeweilige Kurvensteigung dy/dE . Insbesondere liegt nun links und rechts vom Nulldurchgang ($E = 0$) nicht mehr die gleiche Kurvensteigung vor, und es entsteht rechts vom Nulldurchgang ein zusätzlicher „Block“ im dy/dE -Diagramm.

Bild 31 zeigt die selbe Anlagekonfiguration wie Bild 7, allerdings nun mit einem geringeren Wärmebedarf ($Q = 4\text{ kW}$ statt 10 kW).

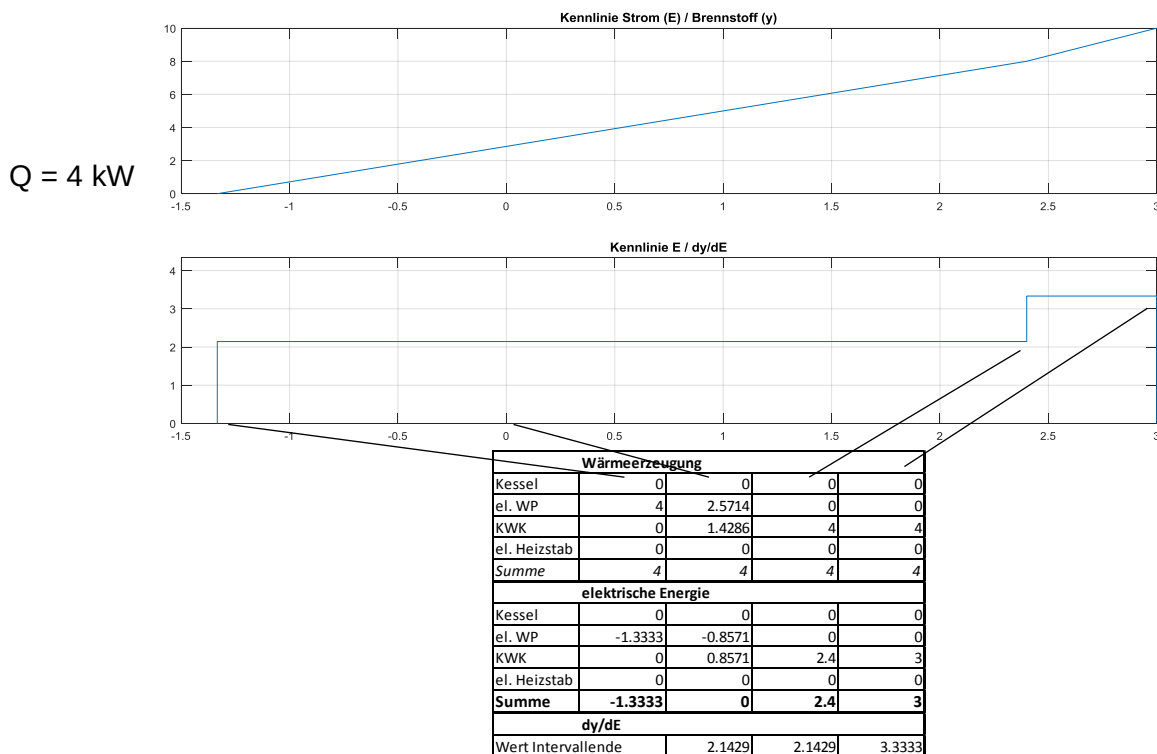


Bild 31: E-y-Kennlinie und dy/dE -Kennlinie: Beispiel aus Bild 7 bei reduziertem Wärmebedarf ($Q = 4\text{ kW}$ statt 10 kW)

Nun ist sowohl die Leistung der Wärmepumpe als auch des BHKW ausreichend, um den Wärmebedarf zu decken. Entsprechend kommen nur die Wärmepumpe und das BHKW zum Einsatz, auf den Heizstab und auch den Kessel kann verzichtet werden. Dies entspricht zunächst einmal der in Bild 6 auf Seite 16 dargestellten Situation. Allerdings ist in Bild 31 ein weiterer Fall ergänzt, der bisher noch nicht diskutiert wurde: Das BHKW ist am Punkt $E = 2,4\text{ kW}$, an dem es – von links nach rechts betrachtet – die Wärmepumpe vollständig abgelöst hat, noch nicht vollständig ausgelastet. Daher wird rechts noch der Punkt $E = 3,0\text{ kW}$ ergänzt, in dem das BHKW mit voller Leistung (also durchgängig über den Zeitschritt) betrieben wird und seine Stromproduktion entsprechend noch einmal erhöht hat. Die zusätzlich erzeugte Wärme kann nicht mehr direkt genutzt werden (und ist daher in der Tabelle nicht angegeben). Allerdings wird diese überschüssige Wärme in einem späteren Rechenschritt vor der dritten Strombilanz in den Wärmespeicher eingespeist, soweit ein solcher vorhanden und noch nicht vollständig geladen ist. Auf diese Weise kann das BHKW auch dann zur Stromerzeugung genutzt werden, wenn aktuell kein Wärmebedarf besteht. Die Kurvensteigung des letzten Abschnitts der Kennlinie wird allein vom elektrischen Wirkungsgrad der KWK-Anlage bestimmt:

Fall 6: BHKW ↑

$$dy = dy_{\text{BHKW}}$$

$$dE = \eta_{\text{el,BHKW}} dy$$

$$\boxed{dy/dE = 1 / \eta_{\text{el,BHKW}}}$$

Im vorliegenden Beispiel ergibt sich also $dy/dE = 1/0,3 = 3,333$.

Wenn statt eines Blockheizkraftwerks mit konstantem Verhältnis von Wärme- und Stromproduktion ein Heizkraftwerk mit variabler Wärmeauskopplung (HKW) eingesetzt wird, ist die Situation komplizierter, da nun neben der (Brennstoff-)Leistung der Anlage auch der Umfang der Wärmeauskopplung zwischen Null und einem Maximalwert $\eta_{\text{th,HKW,max}}$ verändert werden kann. In den oben genannten Fällen 1 bis 3 (KWK ↑ und K ↓ / WP ↓ / HS ↓), in denen die Konstruktion der E-y-Kennlinie in Richtung auf wachsende Werte von E betrachtet wurde, sind also der thermische und der elektrische Wirkungsgrad der KWK-Anlage als variable Größen zu betrachten. Dabei gilt die Beziehung $\eta_{\text{el,HKW}} = \eta_{\text{el,0,HKW}} - fs \eta_{\text{th,HKW}}$ (vgl. Kapitel 7.1), so dass die Betrachtung einer Variablen (hier: $\eta_{\text{th,HKW}}$) ausreicht.

Vor diesem Hintergrund werden im Folgenden die Fälle 1 bis 3 für das Heizkraftwerk diskutiert. Die Zielgröße dy/dE wird hier zur besseren Übersicht als z , die Variable $\eta_{\text{th,HKW}}$ als x bezeichnet. In den Ausgangsgleichungen der Fälle 1 bis 3 wird x zunächst noch als konstant angenommen. Mit Hilfe der Ableitung dz/dx wird dann die Sensitivität von z bezüglich x (bzw. $\eta_{\text{th,HKW}}$) untersucht.

Dabei gilt: Bei unterschiedlichen Optionen für die Konstruktion der Systemkennlinie in Richtung auf steigende E ist immer diejenige zu bevorzugen, die die geringste Steigung $z = dy/dE$ aufweist. Solange $dz/dx < 0$ erfüllt ist, also die Kurvensteigung $z = dy/dE$ mit wachsendem x (bzw. $\eta_{\text{th,HKW}}$) abnimmt, ist es immer am günstigsten, ein möglichst großes $\eta_{\text{th,HKW}}$, also den Maximalwert $\eta_{\text{th,max,HKW}}$, zu erreichen.

Fall 1: HKW ↑ K ↓

$$z = dy/dE = (\eta_K - \eta_{\text{th,HKW}}) / (\eta_K \eta_{\text{el,HKW}}) = (\eta_K - \eta_{\text{th,HKW}}) / [\eta_K (\eta_{\text{el,0,HKW}} - fs \eta_{\text{th,HKW}})] = 1 / \eta_K (\eta_K - x) / (\eta_{\text{el,0,HKW}} - fs x)$$

$$dz/dx = (fs \eta_K - \eta_{\text{el,0,HKW}}) / [\eta_K (\eta_{\text{el,HKW}})^2]$$

Es gilt hier: $dz/dx < 0$ wenn: $\eta_{\text{el,0,HKW}} / fs > \eta_K$

Fall 2: HKW ↑ WP ↓

$$z = dy/dE = \varepsilon / (\varepsilon \eta_{\text{el,HKW}} + \eta_{\text{th,HKW}}) = \varepsilon / [\varepsilon (\eta_{\text{el,0,HKW}} - fs \eta_{\text{th,HKW}}) + \eta_{\text{th,KWK}}] = \varepsilon / [\varepsilon (\eta_{\text{el,0,HKW}} - fs x) + x]$$

$$= \varepsilon / (\varepsilon \eta_{\text{el,0,HKW}} + (1 - \varepsilon fs) x)$$

$$dz/dx = - (1 - \varepsilon fs) z^2 / \varepsilon$$

Es gilt hier: $dz/dx < 0$ wenn: $\varepsilon < 1 / fs$

Mit $\varepsilon = 1$ gilt diese Relation auch für den Fall 3: HKW ↑ HS ↓.

In der Regel wird die Bedingung $dz/dx < 0$ erfüllt sein: Dies gilt insbesondere für die hier im Fall 1 betrachteten Kombinationen von Erdgas-GuD-Heizkraftwerk/Niedertemperatur-Erdgas-Kessel ($\eta_{\text{el,0,HKW}} = 0,57$, $fs = 0,18$, $\eta_K = 0,9$) und Holz-Heizkraftwerk/Holzkessel ($\eta_{\text{el,0,HKW}} = 0,27$, $fs = 0,2$, $\eta_K = 0,85$, vgl. Tabelle 22). Mit Blick auf die Fälle 2 und 3 ergibt sich hier $1/fs = 5$ bzw. $5,55$. Im Fall 3 ist die Bedingung also immer erfüllt, im Fall 2 ist sie erst dann verletzt, wenn die Jahresarbeitszahl der elektrischen Wärmepumpe einen Wert von circa 5 übersteigt. Dies kann mit den getroffenen Ansätzen nur ausnahmsweise auftreten ($\varepsilon = 2,5$ bzw. $3,5$ für die Luft- bzw. Erd-Wärmepumpe unter Standardbedingungen).

Vor diesem Hintergrund wird im Modell davon ausgegangen, dass das Heizkraftwerk vorrangig im Betriebszustand mit maximaler Wärmeauskopplung gefahren wird, in diesem Zustand also wie ein BHKW behandelt werden kann. Wie bei diesem kann auch beim HKW der Fall eintreten, dass am rechten Rand der E-y-Kennlinie das HKW den Wärmebedarf Q vollständig deckt, aber noch nicht mit voller Leistung läuft (vgl. Bild

31). In diesem Fall wird auch beim HKW die Brennstoffleistung bis zur Volllast weiter erhöht (und damit auch die Stromerzeugung). Anders als beim BHKW wird nun aber die Möglichkeit der flexiblen Fahrweise genutzt: Der thermische Wirkungsgrad $\eta_{th,HKW}$ wird ausgehend vom Maximalwert jeweils soweit reduziert, dass der vorliegende Wärmebedarf Q exakt gedeckt wird, Wärmeerzeugungsüberschüsse also vermieden werden. Für diese Betriebsweise gilt:

Fall 7: HKW $\uparrow$

$$Q = \eta_{th,HKW} \gamma = \text{const.}$$

$$E = \eta_{el,HKW} \gamma = (\eta_{el,0,HKW} - f_s \eta_{th,HKW}) \gamma = (\eta_{el,0,HKW} - f_s Q/\gamma) \gamma$$

$$\Rightarrow \gamma = E / \eta_{el,0,HKW} + Q f_s / \eta_{el,0,HKW}$$

$$\Rightarrow \boxed{dy/dE = 1 / \eta_{el,0,HKW}}$$

Anders als beim BHKW besteht mit dem Erreichen der Volllast beim HKW noch eine weitere Option, und zwar unabhängig davon, ob das HKW den Wärmebedarf ganz oder teilweise (in Zusammenspiel mit dem Spitzenlastkessel) deckt: Die Stromproduktion kann weiter gesteigert werden, indem der thermische Wirkungsgrad bis auf Null abgesenkt wird. Die entstehende Lücke bei der Wärmeproduktion muss dann durch den Spitzenlastkessel gefüllt werden.

Fall 8: $K \uparrow, \eta_{th,HKW} \downarrow$

$$dQ = dQ_K + dQ_{HKW} = 0$$

$$dy = dy_K = dQ_K / \eta_K = - dQ_{HKW} / \eta_K$$

$$dE = - f_s dQ_{HKW} \text{ (negatives Vorzeichen, da } dQ_{HKW} < 0, \text{ aber } dE > 0)$$

$$\Rightarrow \boxed{dy/dE = 1 / (f_s \eta_K)}$$

Nach Abarbeiten von Fall 8 ist bei Vorliegen eines Heizkraftwerks der äußerste rechte Rand der E-y-Kennlinie (der Punkt der maximal möglichen Stromproduktion) erreicht: Das HKW würde in diesem Punkt mit voller Leistung im reinen Stromerzeugungsbetrieb arbeiten und der Wärmebedarf würde ausschließlich über den Heizkessel gedeckt.

7.5 „Must-Run“-Bedingungen und Vorrangbetrieb

Die zweite Strombilanz, die mit Hilfe der jeweiligen E-y-Kennlinien das Zusammenspiel von Wärme- und Stromerzeugungssystemen optimiert, berücksichtigt ausschließlich die Situation im aktuellen Zeitschritt. Äußere Rahmenbedingungen und Regelstrategien, die über den Zeitschritt hinausgehen, werden im Programmablauf in der Regel bereits vorher abgearbeitet (siehe Bild 3 auf Seite 11). Im Modell sind „Must-Run-Bedingungen“ (insbesondere für Heizkraftwerke) und der Vorrangbetrieb von KWK-Anlagen und Wärmepumpen berücksichtigt. Darüber hinaus gibt es auch einen „Nachrangbetrieb“ von elektrischen Heizstäben, bei dem diese von der zweiten Strombilanz ausgenommen werden.

7.5.1 „Must-Run“- und „Must-Stop“-Bedingungen

Bei Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sind Mindestbetriebs- und -stillstandszeiten zu beachten (siehe Tabelle 22 auf Seite 55). Im Modell werden diese in folgender Weise berücksichtigt:

Wenn die KWK-Anlage am Ende des vorherigen Zeitschritts nicht in Betrieb war und die Mindest-Stillstandszeit noch nicht erreicht wurde, wird sie im aktuellen Zeitschritt nicht in Betrieb genommen. Falls die Mindest-Stillstandszeit dagegen erreicht wurde, kann sie in Betrieb gehen. Die Laufzeit in diesem Stun-

denzeitschritt richtet sich nach der Energieproduktion der Anlage und ihrer Leistung (konstante Leistung von BHKW bzw. Mindestleistung von HKW), liegt also gegebenenfalls unter einer Stunde. In diesem Fall wird angenommen, dass die Anlage erst noch steht und dann so in Betrieb genommen wird, dass sie bis zum Ende des Zeitschritts läuft.

Wenn andererseits die KWK-Anlage am Ende des vorherigen Zeitschritts in Betrieb war und die Mindest-Laufzeit noch nicht erreicht wurde, wird angenommen, dass die Anlage auch im aktuellen Zeitschritt durchgängig läuft. Bei Heizkraftwerken (HKW) wird zunächst der Betrieb bei Mindestleistung angesetzt. Die Anlage koppelt in diesem Zustand so viel Wärme aus, wie aktuell im Fernwärmesystem benötigt wird, bzw. sie wird – falls die Mindestleistung für die vollständige Abdeckung des Wärmebedarfs nicht ausreicht – mit maximaler Wärmeauskopplung gefahren. Der Wärmebedarf des Systems wird für die nächsten Rechenschritte im Zeitschritt entsprechend reduziert. Auch das HKW steht für die Strom- und Wärmeerzeugung in den nächsten Rechenschritten – insbesondere die zweite Strombilanz – weiterhin zur Verfügung – nun allerdings mit reduzierter Leistung (Differenz zwischen Nennleistung und Mindestleistung).

7.5.2 Vorrangbetrieb von Wärmepumpen und KWK-Anlagen

Ein Ziel der Anlagensteuerung kann darin bestehen, möglichst hohe (oder wenigstens „ausreichend hohe“) Laufzeiten von Wärmepumpen und KWK-Anlagen zu erreichen. Dies gilt insbesondere dann, wenn die Systeme nur auf einen kleinen Leistungsanteil ausgelegt sind (gemessen an der Gesamt-Wärmeleistung des Gebäudes oder Wohngebiets). Ein häufiges Ausschalten aufgrund der Optimierungsbetrachtungen der zweiten Strombilanz könnte dann dazu führen, dass solche Systeme nur noch kleine Beiträge zur Wärmebilanz liefern. Ein Beispiel hierfür ist beispielsweise ein System mit Abluftwärmepumpe: Die Wärmerückgewinnung aus der Abluft kann nur in denjenigen Zeiten stattfinden, in denen die Abluftwärmepumpe auch im Betrieb ist.

Für Fälle dieser Art ist im Modell vorgesehen, dass bei gleichzeitigem Einsatz eines Wärmespeichers ein Teil von dessen Kapazität (wahlweise zwischen null und 100 % der Gesamtkapazität) für die Vorrangladung der betroffenen Wärmepumpe bzw. KWK-Anlage reserviert werden kann. Wenn dann am Beginn des Zeitschritts (noch vor Analyse der Must-Run-Bedingungen) festgestellt wird, dass die reservierte Speicherkapazität noch nicht ausgeschöpft ist, wird die Wärmepumpe bzw. KWK-Anlage in Betrieb genommen und speist ihre Wärme in den Speicher ein (im Fall von HKW: Betrieb bei Mindestleistung mit voller Wärmeauskopplung, so lange des Speicherziel noch nicht erreicht ist).

7.5.3 „Nachrangbetrieb“ von elektrischen Heizstäben

Systeme zur direktelektrischen Wärmeerzeugung werden hier vereinfachend als elektrische „Heizstäbe“ bezeichnet. Dabei werden zwei Typen unterschieden: Typ 1 dient sowohl zur direkten Wärmeerzeugung (vgl. Bild 7 auf Seite 17) als auch zur Ladung eines Wärmespeichers. Typ 2 wird dagegen nur für die Speicherladung (also erst nachrangig nach Abschluss der zweiten Strombilanz) eingesetzt. Zur Ergänzung einer Wärmepumpe mit begrenzter Leistung wird in der Regel Typ 1 verwendet. Typ 2 findet dagegen in den anderen Fällen Anwendung, wenn die Spitzenleistung durch ein anderes System (z. B. einen Heizkessel) abgedeckt wird. Hier kann man sich einen Heizstab vorstellen, der direkt in den Speicher eingebaut ist. Ein möglicher Vorteil dieses nachrangigen Systems kann dann zu Tage treten, wenn gleichzeitig Stromspeicher verwendet werden: In diesem Fall wird überschüssiger Solar- und Windstrom nicht für die direkte Wärmeerzeugung, sondern zunächst einmal zur Ladung der Stromspeicher verwendet (die dann gegebenenfalls im nächsten Zeitschritt auch für die Deckung des Allgemeinstrombedarfs zur Verfügung stehen). Nur darüber hinausgehende Überschüsse werden vom Heizstab Typ 2 verbraucht.

8 Erste Modellanwendungen

Die folgenden Beispielanalysen dienen zur Illustration der Funktionsweise des verwendeten Modells. Es werden jeweils Zeitperioden von wenigen Stunden innerhalb eines Jahres betrachtet. Auf die Diskussion der Jahresbilanzen für den Energieverbrauch und die Treibhausgasemissionen wird hier verzichtet: Diese sind Gegenstand der im weiteren Projektverlauf durchgeführten Vergleichsanalysen zu verschiedenen Energieeinspar- und Energieversorgungsstrategien im Wohngebäudebestand.

Die Beispielberechnungen wurden mit Wetterdaten des Jahres 2012 durchgeführt. Der deutsche Wohngebäudebestand wurde in grober Anlehnung an die Ansätze in [Diefenbach et al. 2015] für das Jahr 2050 abgebildet. Die Gesamtwohnfläche wurde zu 3,84 Mrd. m² angenommen, davon 3,19 Mrd. m² als „Bestandsgebäude“ (mit Baujahren bis 2009, repräsentiert durch die acht Bestandstypen nach Kapitel 6.2.1) und 0,65 Mrd. m² im „Neubau“ (mit Baujahren ab 2010, repräsentiert durch die acht Neubautypen). Die Bestandswohnflächen teilen sich in 1,91 Mrd. m² bei den Ein-Zweifamilienhäusern (EZFH) und 1,28 Mrd. m² bei den Mehrfamilienhäusern (MFH) auf. Für den Neubau ab 2010 wurde im vorliegenden Projekt pauschal die gleiche prozentuale Verteilung der Wohnflächen zwischen EZFH und MFH wie im Bestand angenommen. Die Wohnfläche wurde zunächst den Modellzonen 1 bis 6 aus Kapitel 3 entsprechend folgendem Schlüssel zugeteilt¹⁰ (Tabelle 23).

Tabelle 23: Aufteilung der Wohnfläche auf die Modellzonen

Zone	1	2	3	4	5	6
Anteil	16 %	35 %	12 %	15 %	9 %	13 %

Innerhalb der jeweiligen Modellzone wurde die Wohnfläche gleichmäßig auf die Gebäudestandorte verteilt (insgesamt 21 Gebäudestandorte mit verfügbaren Wetterdaten laut Kapitel 3.2).

Da die Analysen im Projekt in erster Linie auf einen zukünftigen Wohngebäudebestand und die Einhaltung der Klimaschutzvorgaben abzielen, wurden auch in den Beispielrechnungen relativ weitgehende Fortschritte beim Gebäude-Wärmeschutz angenommen. Für die Wärmeschutzstandards wurde die in Tabelle 24 gezeigte Aufteilung gewählt, und zwar gleichermaßen für EZFH und MFH.

Tabelle 24: Zuordnung der Wärmeschutzstandards in den Beispielberechnungen

	Wohnfläche	Aufteilung nach Energiestandards			
	Mrd. m ²	unmodernisiert	teilmodernisiert	vollmodernisiert	vollmod. + LWRG
Bestand bis 2009	3,19	10%	15%	50%	25%
		EnEV	EnEV+LWRG	EH 40	EH 40 + LWRG
Neubau ab 2010	0,65	20%	20%	30%	30%

LWRG: Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung, EnEV: ca. EnEV 2009, EH 40: ca. Effizienzhaus 40

Die Erzeugung von Solar- und Windstrom (für den Wohngebäudesektor) wird in den Beispielanalysen auf einen Jahreswert von 90 TWh normiert (30 TWh Photovoltaik- und 60 TWh Windstrom). Dies entspricht rechnerisch einer durchschnittlichen Leistung von $90000 \text{ GWh} / 8760 \text{ h} = 10,3 \text{ GW}$.

Als Zielgröße y für den in Kapitel 2.2.2 beschriebenen Algorithmus der „zweiten Strombilanz“ wurde hier der Primärenergieverbrauch angesetzt. Die angenommenen Primärenergiefaktoren sind 1,1 für Erdgas und 0,2 für Biomasse (Holz).

¹⁰ Der Aufteilungsschlüssel entspricht dem Anteil der Wohnungen der Regionen an der Gesamtzahl der Wohnungen in Deutschland. Die Analyse erfolgte mit IWU-Datenbanken, die insbesondere auf den Ergebnissen der Gebäude- und Wohnungszählung 2011 beruhen.

Die prozentuale Aufteilung der untersuchten Wärmeversorgungssysteme kann im Programm für die einzelnen Gebäudetypen vorgegeben werden. In den Beispielanalysen wurde aber zur Vereinfachung eine einheitliche Wärmeversorgungsstruktur für alle Gebäudetypen angenommen.

Im Fall des Einsatzes von KWK-Anlagen bzw. bivalenten Wärmepumpen wurde angenommen, dass diese Systeme maximal 30 % bzw. 40 % des maximalen Jahres-Wärmebedarfs abdecken können.

8.1 Beispielanalyse Winter

Die folgenden Diagramme stellen jeweils die Zeitperiode von Stunde 550 bis 650 für das Untersuchungsjahr dar (Gesamtstundenzahl des Jahres: 8760). Es handelt sich hier ungefähr um den Zeitraum vom Beginn des 23. Januar bis zum Ende des 26. Januar.

Bild 32 zeigt die Erzeugung von Solarstrom (untere Kurve) sowie die Summe von Solar- und Windstrom (obere Kurve) in dieser Periode. Der Summenwert liegt zu Beginn zumeist deutlich unter dem Jahresmittelwert von rund 10 GW (s.o.), steigt aber zum dritten Tag hin merklich an und erreicht dort mittags mit 18 GW eine deutliche Spitze, bevor er zum vierten Tag hin wieder abnimmt. Die Auswertungen zur Solar- und Windstromproduktion basieren auf insgesamt 21 bzw. 30 Wetterstandorten und der Annahme der heutigen regionalen Verteilung der Photovoltaik- und Windkraftanlagen (s. Kapitel 3.3).

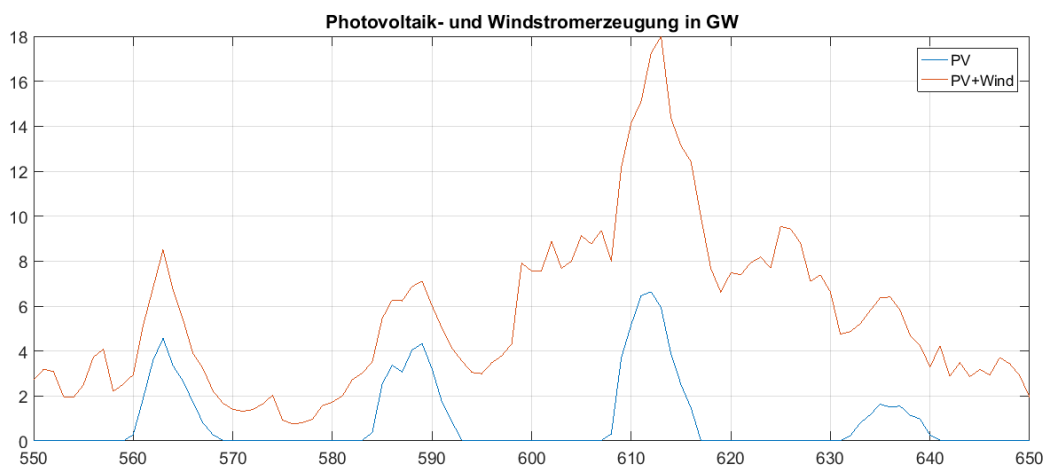


Bild 32: Vier Tage im Januar: Erzeugung von Solar- und Windstrom für den Wohngebäudesektor in der Untersuchungsperiode (Jahresstunde 550 bis 650)

Für die weitere Stromerzeugung wurde der folgende Kraftwerkspark angesetzt:

- KW 1: Erdgas-GuD-Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von 8 GW
- KW 2: Erdgas-Gasturbinen-Kraftwerke zur Abdeckung von Spitzenlasten (Leistung nach Bedarf, d.h. nicht begrenzt)
- KW 3: Biomasse-(Holz-)Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von 2,5 GW

In Bild 33 sind für die 21 Gebäudestandorte die Temperatur- und Solarstrahlungsdaten angegeben. Es zeigt sich insgesamt eine breite Verteilung unterschiedlicher Temperatur- und Strahlungswerte. Die Temperaturen liegen weitgehend in einem Bereich von +5 bis -5 °C liegen, es handelt sich also um eine für den Januar typische kalte aber nicht extrem kalte Periode.

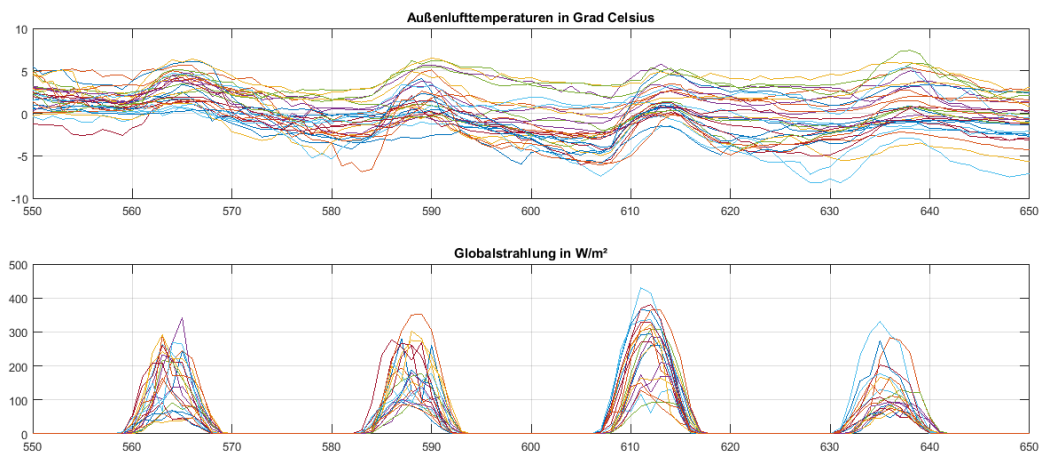


Bild 33: Vier Tage im Januar: Außenlufttemperaturen und Globalstrahlungsdaten für alle 21 Gebäudestandorte

In den folgenden Beispielanalysen wurden allerdings nur ausnahmsweise alle 21 Gebäudestandorte berücksichtigt, in den entsprechenden Fällen ist dies jeweils explizit vermerkt. Da hier lediglich die prinzipielle Funktionsweise des Analysemodells demonstriert werden soll, wurde mit dem Ziel einer reduzierten Programmrechenzeit und zur besseren Darstellbarkeit die Anzahl der Standorte in der Regel auf drei beschränkt (Hamburg, Dresden und Stuttgart). Die Wohnfläche des deutschen Gebäudebestandes wurde zu je einem Drittel auf diese Standorte verteilt. In Bild 34 sind die Wetterdaten der drei ausgewählten Stationen dargestellt.

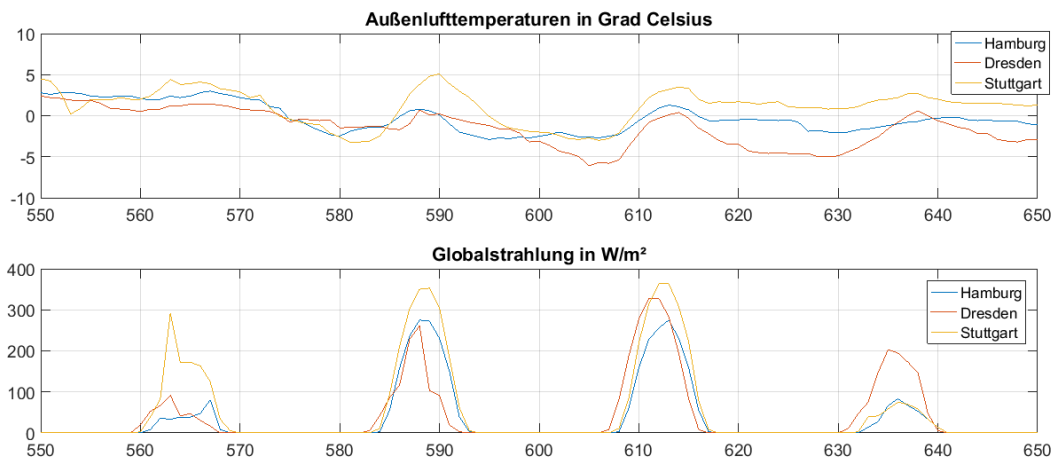


Bild 34: Vier Tage im Januar: Außenlufttemperaturen und Globalstrahlungsdaten für die 3 Beispielstandorte

Für die Wärmeversorgungssysteme wurden unterschiedliche Varianten betrachtet. Die erste Wärmeversorgungsvariante (WV 1) geht davon aus, dass alle Gebäude ausschließlich mit Brennwertkesseln beheizt werden. Wärmespeicher (auch allein für Warmwasser) werden in dieser vereinfachten Betrachtung nicht berücksichtigt. Bild 35 zeigt in vier Diagrammen die Energiebilanz für diesen Fall.

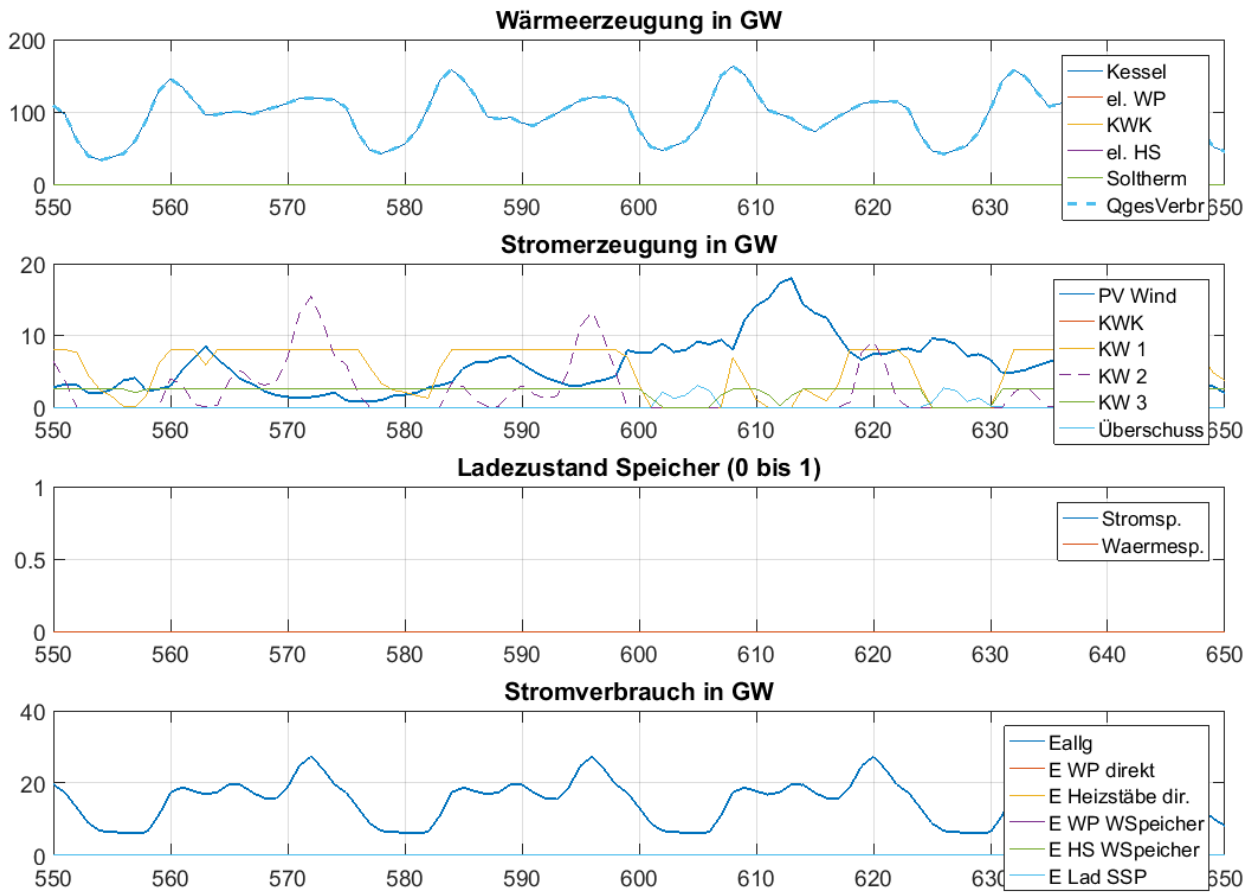


Bild 35: Vier Tage im Januar / drei Standorte: Wärmeversorgungsvariante 1 (WV 1)

Modellierung des Wohngebäudebestandes mit drei Standorten

Wärmeversorgungssystem System 1 für 100 % der Gebäude:

Sys1, 100 % der Gebäude: Erdgas-Brennwertkessel (BWK)

Im ersten (oberen) Diagramm ist nur eine Linie zu erkennen: Die Wärmeerzeugung durch Kessel und der Gesamt-Wärmeverbrauch der Gebäude (QgesVerbr) laufen hier vollständig parallel.

Das zweite Diagramm gibt die Stromerzeugung der verschiedenen Systeme an. Die dunkelblaue etwas dickere Linie entspricht der bereits in Bild 32 gezeigten Summenkurve von Photovoltaik- und Windstromerzeugung. KWK-Anlagen sind nicht installiert. Die gelbe, lila-gestrichelte und grüne Linie zeigen die Erzeugung in den Kraftwerkstypen KW 1 (Erdgas-GuD), KW 2 (Erdgasturbinen-KW) und KW 3 (Holz-KW). Da als Optimierungsgröße γ der Primärenergieverbrauch verwendet wurde, laufen von diesen vorrangig die mit Biomasse betriebenen KW 3. Deren Stromproduktion sinkt nur dann ab, wenn die Leistung von Solar- und Windstrom hierfür ausreicht. Nach den KW 3 werden vorrangig die KW 1 (Erdgas-GuD) betrieben, die höhere Wirkungsgrade als die nachrangig zugeschalteten Erdgasturbinen-Kraftwerke KW 2, die hier der Spitzenlastabdeckung dienen. An wenigen Stunden tritt ein Stromüberschuss auf, der nicht in den Wohngebäuden genutzt werden kann (hellblaue Linie, Stundenzahlen um 605 bzw. 625 bis 630). Hier ist die Erzeugung von Solar- und Windstrom größer als der Stromverbrauch.

Das dritte Diagramm stellt den Ladezustand der Wärme- und Stromspeicher zwischen 0 (alle Speicher leer) und 1 (alle Speicher voll) dar. Da in der betrachteten Variante WV 1 keine Speicher eingesetzt sind, werden keine Ladezustände angezeigt.

Im vierten Diagramm ist der Stromverbrauch dargestellt. In WV 1 handelt es sich dabei nur um den Allgemein- bzw. Haushaltsstrom „Eallg“, für die Wärmeerzeugung wird kein Strom eingesetzt.

In Bild 36 werden die entsprechenden Kurven für die zweite Wärmeversorgungsvariante WV 2 dokumentiert. Es wird davon ausgegangen, dass nun 50 % der Gebäude zusätzlich eine Solarthermieanlage zur Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung sowie einen Pufferspeicher aufweisen.

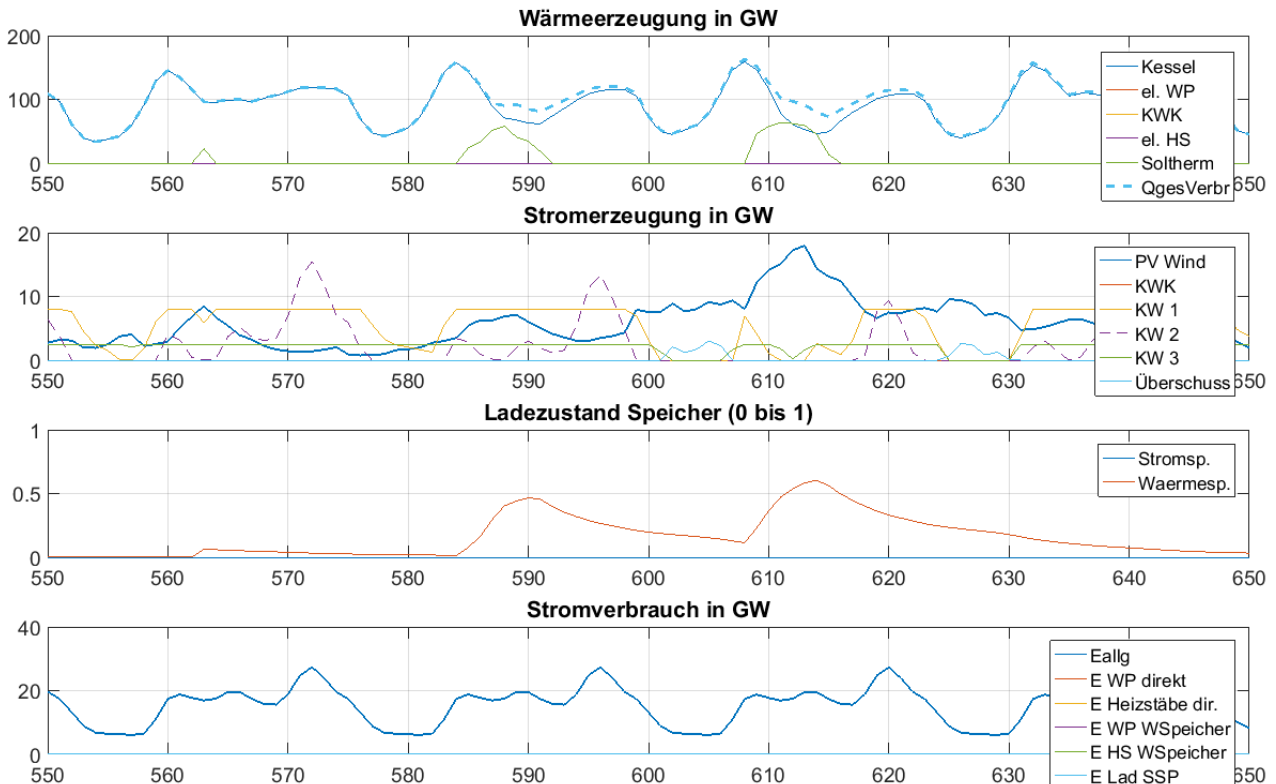


Bild 36: Vier Tage im Januar / drei Standorte: Wärmeversorgungsvariante 2 (WV 2)

zwei Teilsysteme(Sys 1, Sys 2):

Sys 1, 50 % der Gebäude: Brennwertkessel (BWK)

Sys 2, 50 % der Gebäude: BWK + Solarthermie + Speicher

Eine Wärmeerzeugung durch die Solaranlagen erfolgt an drei Tagen (s. grüne Kurve „Soltherm“ im ersten Diagramm). Die Solarwärme wird direkt in die Wärmespeicher eingespeist (Anstieg des Ladezustands der Wärmespeicher im dritten Diagramm). Die Speicher werden anschließend allmählich entladen, so dass im ersten Diagramm die Kurve der Wärmeerzeugung durch die Heizkessel (dunkelblaue Linie) unter den Wärmeverbrauch der Gebäude (hellblaue dicke Linie) absinkt. Am Ende des vierten Tages sind die Speicher fast vollständig wieder entleert. In den Diagrammen 2 und 4 gibt es keine Änderung gegenüber WV 1, da Strom und Wärme auch in WV 2 noch vollständig entkoppelt sind.

Bei der Interpretation der Abbildungen ist grundsätzlich zu beachten, dass es sich hier nicht um ein einzelnes (mittleres) Gebäude mit einer einzelnen Wärmeversorgungs-Systemkombination handelt. Vielmehr werden auch bereits in der sehr einfachen Variante WV 2 insgesamt 96 Gebäude-/Systemkombinationen parallel betrachtet und in der Abbildung zusammengefasst (16 Gebäudetypen x 3 Standorte x 2 Wärmeversorgungssysteme).

In der Wärmeversorgungsvariante 3 werden die Speicher der Solarthermieanlagen noch zusätzlich mit einem elektrischen Heizstab (Typ 2) ausgestattet. Der Effekt dieser Maßnahme ist in Bild 37 zu sehen. Die y-Achsen der Diagramme 2 und 4 sind darin (auch im Vorgriff auf Bild 38) anders skaliert, um kleinere Veränderungen besser sichtbar zu machen.

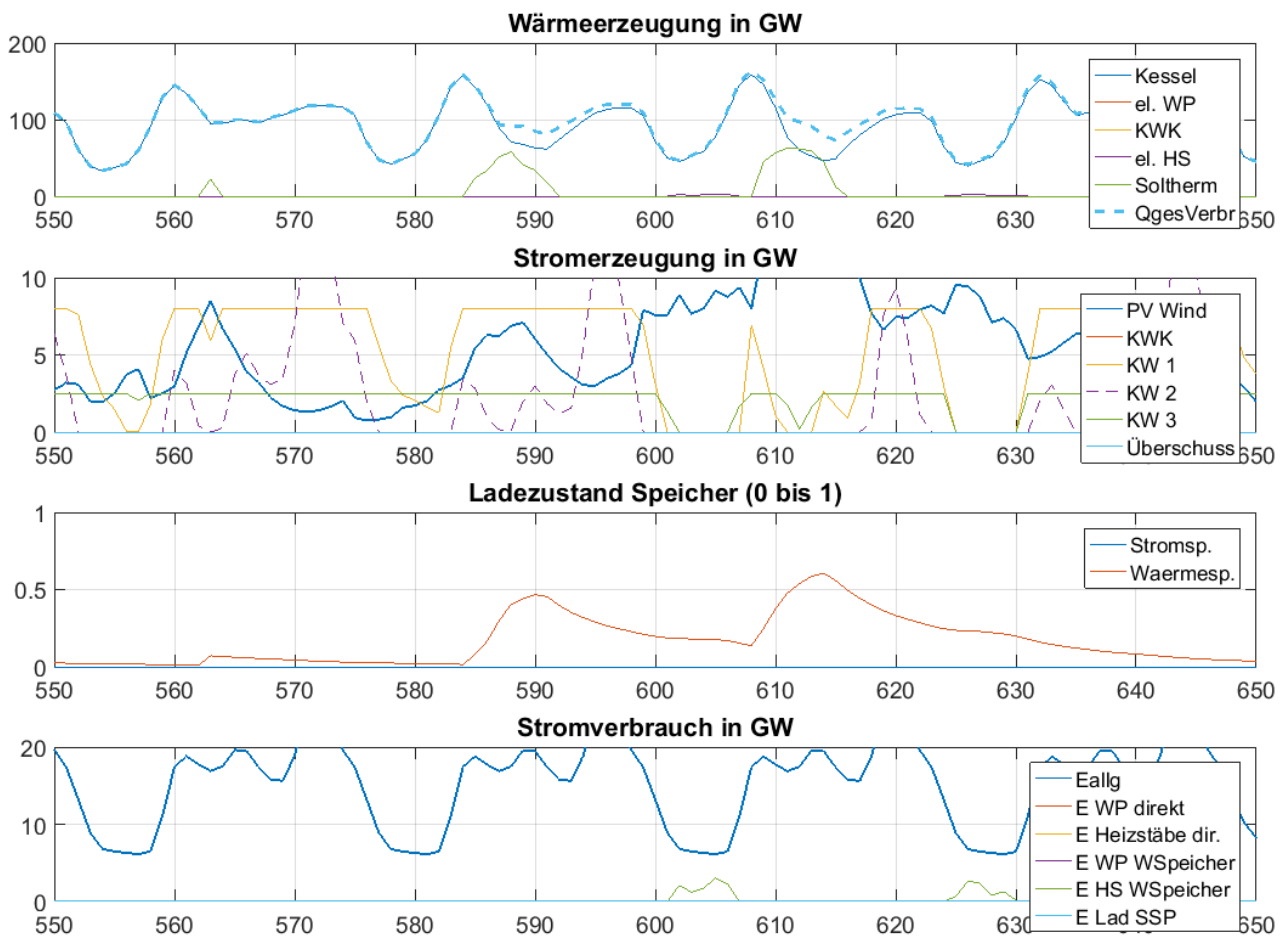


Bild 37: Vier Tage im Januar / drei Standorte: Wärmeversorgungsvariante 3 (WV 3)

Sys 1, 50 %: Brennwertkessel (BWK)

Sys 2, 50 %: BWK + Solarthermie+ Speicher + elektr. Heizstab (HS Typ 2)

Im zweiten Diagramm sind die Stromerzeugungsüberschüsse aus WV 1 u. 2 nicht mehr vorhanden, diese werden für die Ladung der Wärmespeicher durch die elektrischen Heizstäbe eingesetzt (viertes Diagramm, grüne Linie E HS WSpeicher). Der Beitrag ist insgesamt sehr gering, so dass der (durchaus vorhandene) Effekt auf den Ladezustand der Wärmespeicher im Diagramm 2 kaum erkennbar ist.

Nimmt man an, dass zusätzlich elektrische Energiespeicher im Stromnetz zur Verfügung stehen (Ansatz: 10 GWh Gesamtkapazität), so erhält man die Kurven in Bild 38 (WV 4).

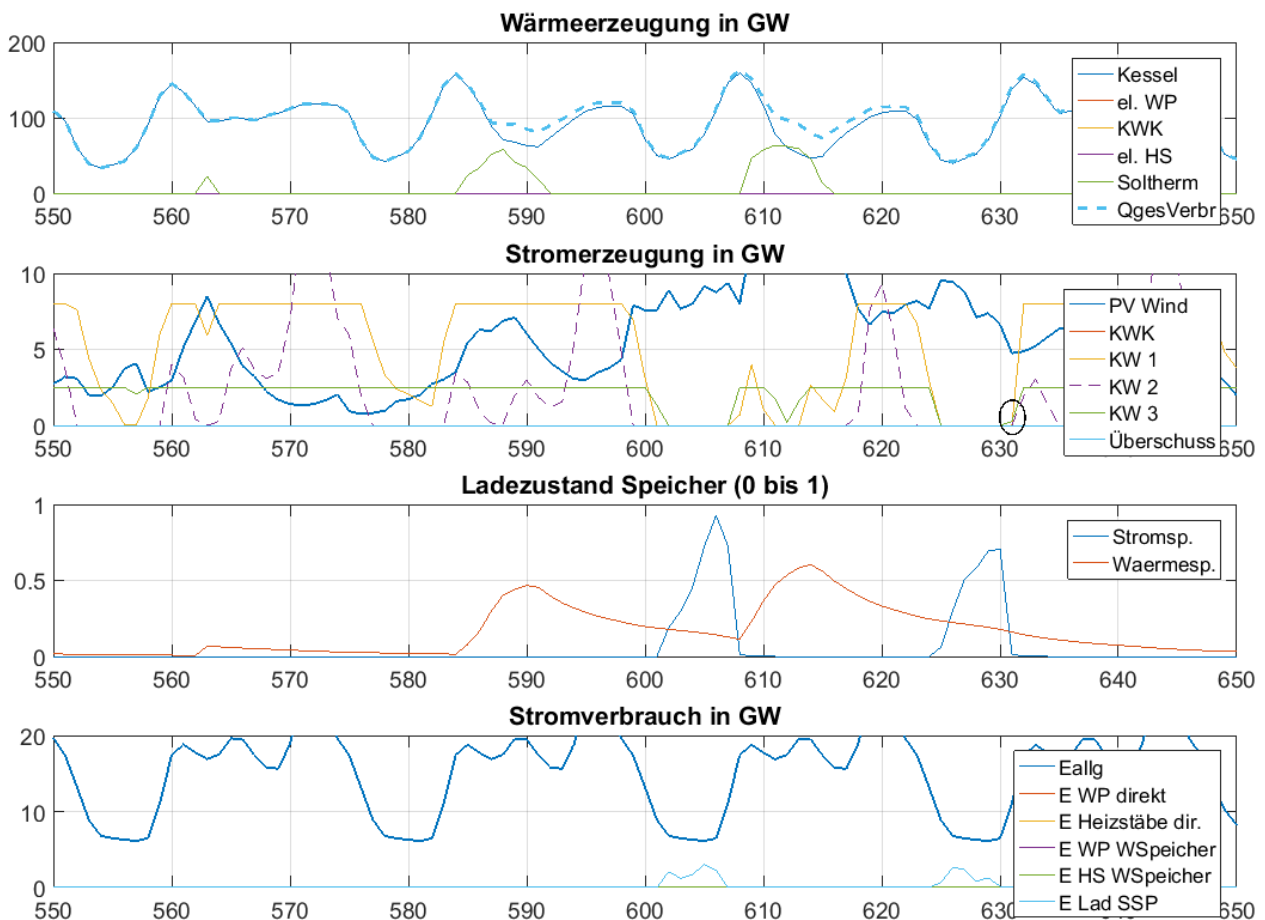


Bild 38: Vier Tage im Januar / drei Standorte: Wärmeversorgungsvariante 4 (WV 4)

Sys 1, 50 %: Brennwertkessel (BWK)

Sys 2, 50 %: BWK + Solarthermie + Speicher + elektr. Heizstab (HS Typ 2)

elektr. Energiespeicher: Gesamtkapazität 10 GWh

Die überschüssige Wind- und Solarstromproduktion wird nun nicht mehr durch die elektrischen Heizstäbe verwendet, sondern in die elektrischen Energiespeicher eingespeist (Stunden ca. 605 bzw. 625: hellblaue Kurve „E Lad SSP“ in Diagramm 4). Aufgrund der – verglichen mit den Wärmespeichern – geringen Gesamtkapazität der elektrischen Energiespeicher ist dieser in Diagramm 4 sehr kleine Effekt beim Ladezustand in Diagramm 3 deutlich ablesbar. In der vergrößerten Darstellung des Diagramms 2 ist die Auswirkung der Entladung der Stromspeicher für die Stromerzeugung in der Stunde 631 sichtbar (s. Kreis): Hier wird die Stromerzeugung in den brennstoffbetriebenen Kraftwerken weitgehend verdrängt, die in Bild 37 für KW 1 und KW 3 in dieser Stunde noch erkennbar ist.

In Wärmeversorgungsvariante 5 werden die Erdgas-Brennwertkessel zur Hälfte durch elektrische Luftwärmepumpen ersetzt. Diese sind annähernd monovalent ausgelegt (vgl. Kapitel 7.1), zeitweise müssen sie allerdings in geringem Umfang durch elektrische Heizstäbe vom Typ 1 ergänzt werden¹¹, die sowohl zur direkten Wärmeezeugung als auch zur Speicherladung beitragen können. Die elektrischen Energiespeicher aus WV 4 sind hier wieder weggelassen.

¹¹ Die Jahresberechnung zeigt, dass beim System 3 (Sys 3) mit Wärmepumpe (LWP mono) und Heizstab ohne Speicher ca. 99 % der Wärme durch die Wärmepumpe und nur 1 % durch die Heizstäbe erzeugt wird.

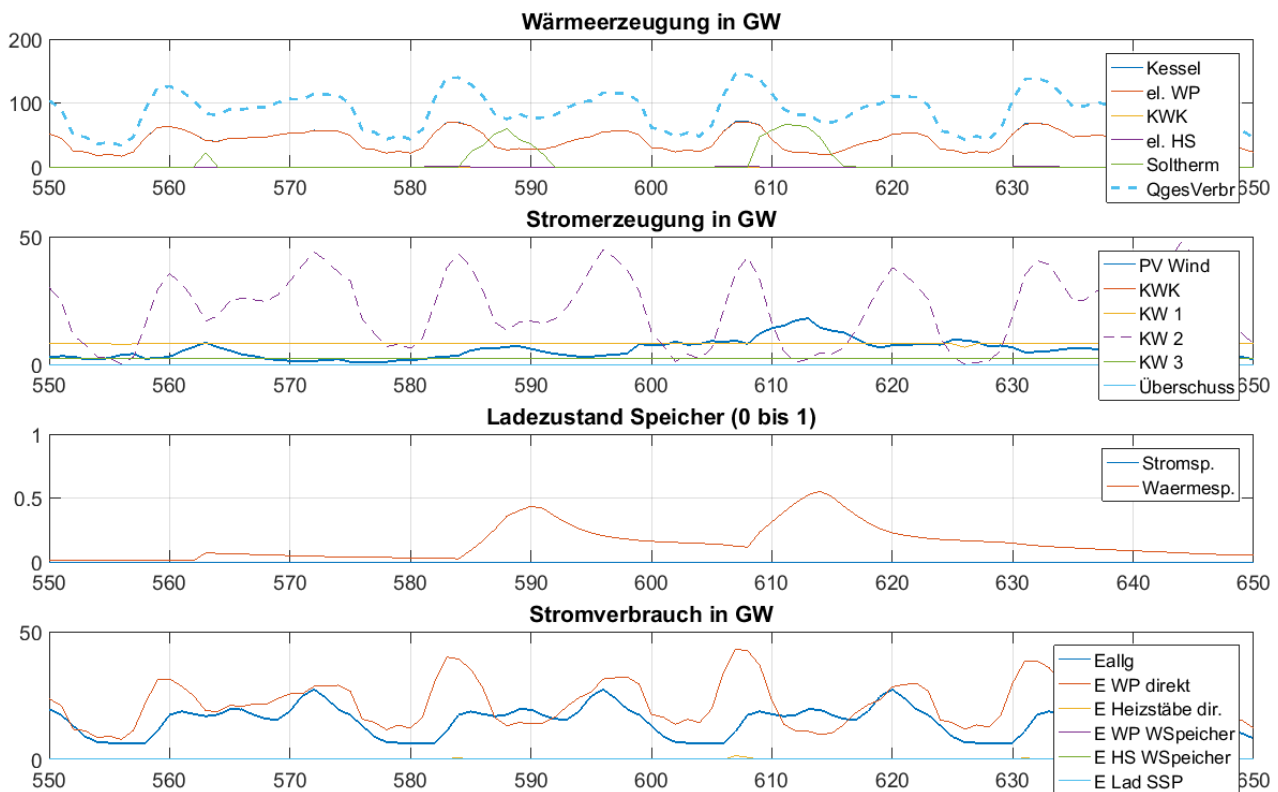


Bild 39: Vier Tage im Januar / drei Standorte: Wärmeversorgungsvariante 5 (WV 5)

Sys 1, 25 %: Brennwertkessel (BWK)

Sys 2, 25 %: BWK + Solarthermie + Speicher + elektr. Heizstab (HS Typ 2)

Sys 3, 25 %: Außenluft-Wärmepumpe „monovalent“ (LWPmono) + el. Heizstab (HS Typ 1)

Sys 4, 25 %: Außenluft-Wärmepumpe (LWPmono) + HS Typ 1 + Solarthermie + Speicher

Diagramm 1 zeigt, dass die Wärmeerzeugung zumeist je zur Hälfte durch die Wärmepumpen und die Heizkessel erfolgt: Die Kurven liegen weitgehend exakt übereinander (nur die rote Kurve ist dann sichtbar). An einigen Stellen reicht die Leistung der Wärmepumpe nicht aus, so dass hier der ergänzende Heizstab mit einem sehr geringen Beitrag einspringt („el. HS“, violette Kurve, in der Skalierung praktisch nicht sichtbar). In Diagramm 4 ist die Skalierung verändert, und es ist zu erkennen, dass nun der meiste Strombedarf der Gebäude durch die Wärmepumpen verursacht wird. Die Heizstäbe dienen nur zur direkten Wärmeerzeugung (gelbe Kurve „E Heizstäbe dir.“, kaum sichtbar, z. B. in Stunde 608). Eine deutliche Veränderung zeigt auch Diagramm 2, das ebenfalls neu skaliert ist: Der durch die Wärmepumpen deutlich erhöhte Stromverbrauch wird hier vor allem durch die Spitzenlastkraftwerke KW 2 gedeckt, bei diesen treten Leistungsspitzen von fast 50 GW auf. Die primärenergetisch effizienteren Kraftwerke KW 2 und KW 3 mit ihrer begrenzten Leistung von 8 bzw. 2,5 GW laufen im betrachteten Zeitraum durchgängig.

In der Variante WV 6 ist die elektrische Leistung der Wärmepumpen reduziert (Auslegung „bivalent“). Als ergänzende Wärmeerzeuger werden Erdgas-Niedertemperaturkessel eingesetzt.

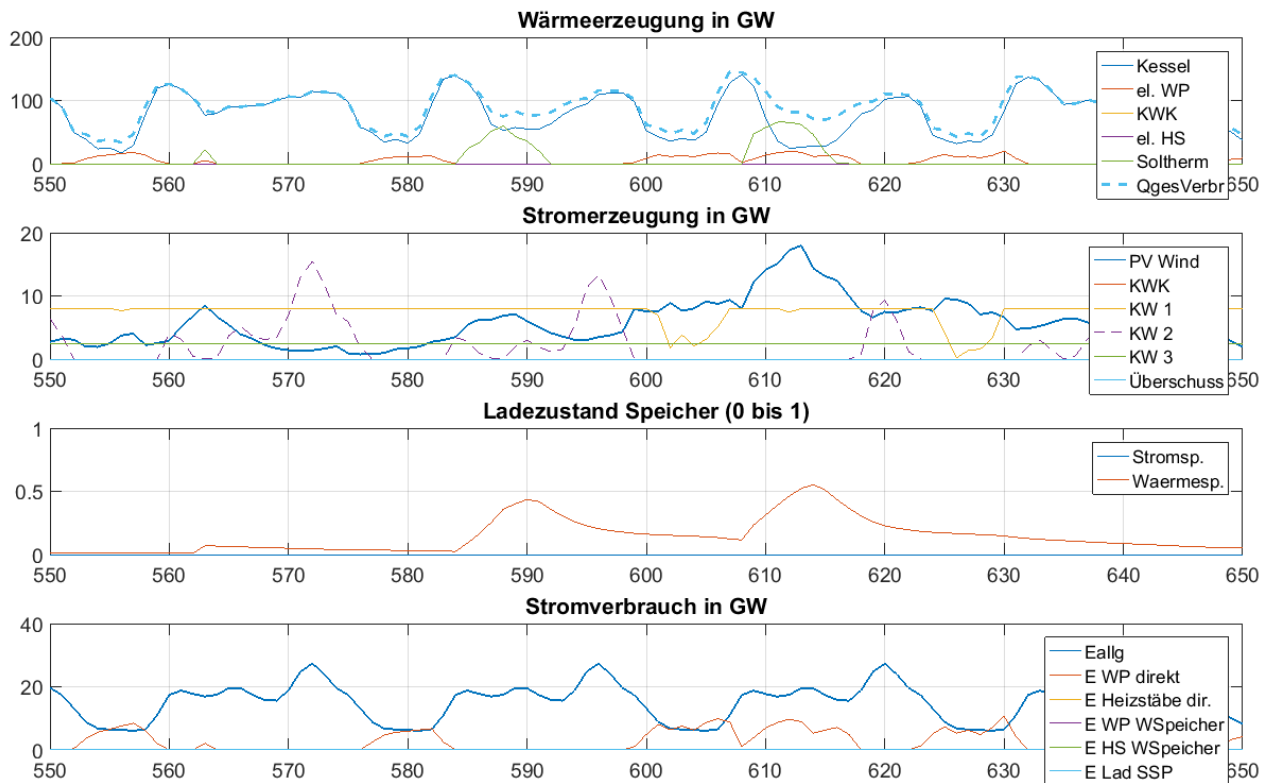


Bild 40: Vier Tage im Januar / drei Standorte: Wärmeversorgungsvariante 6 (WV 6)

Sys 1, 25 %: Brennwertkessel (BWK)

Sys 2, 25 %: BWK + Solarthermie + Speicher + elektr. Heizstab (HS Typ 2)

Sys 5, 25 %: LWPbiv „bivalent“ + Niedertemperaturkessel (NTK)

Sys 6, 25 %: LWPbiv „bivalent“ + NTK + Solarthermie + Speicher

Diagramm 1 und Diagramm 4 zeigen, dass in dieser Variante die elektrischen Wärmepumpen in der untersuchten 4-Tages-Periode kaum zum Zuge kommen. Die Wärme wird fast ausschließlich von den Heizkesseln erzeugt. Offenbar sind diese aus Sicht der Minimierung der Zielgröße y (also des Primärenergieverbrauchs) im betrachteten Zeitraum günstiger¹². Dementsprechend sind auch die großen Leistungsspitzen aus Bild 39 in der Stromerzeugung nicht mehr vorhanden.

Um die Wärmepumpen stärker zum Einsatz zu bringen, wird in der Variante WV 7 der Vorrangbetrieb gewählt. Die Wärmepumpen laden also ihre Wärmespeicher auf, bis diese zu einem gewählten Anteil des maximalen Energiebetrags (hier: 50 %) gefüllt sind. Zu diesem Zweck werden auch in den Systemen ohne Solarthermie (Sys 5a) Wärmespeicher installiert.

¹² Allerdings zeigt sich in der Analyse über alle 8760 Stunden des Jahres, dass die Luftwärmepumpen beispielsweise im System 5 mit mehr als 40 % zur Wärmeproduktion beitragen.

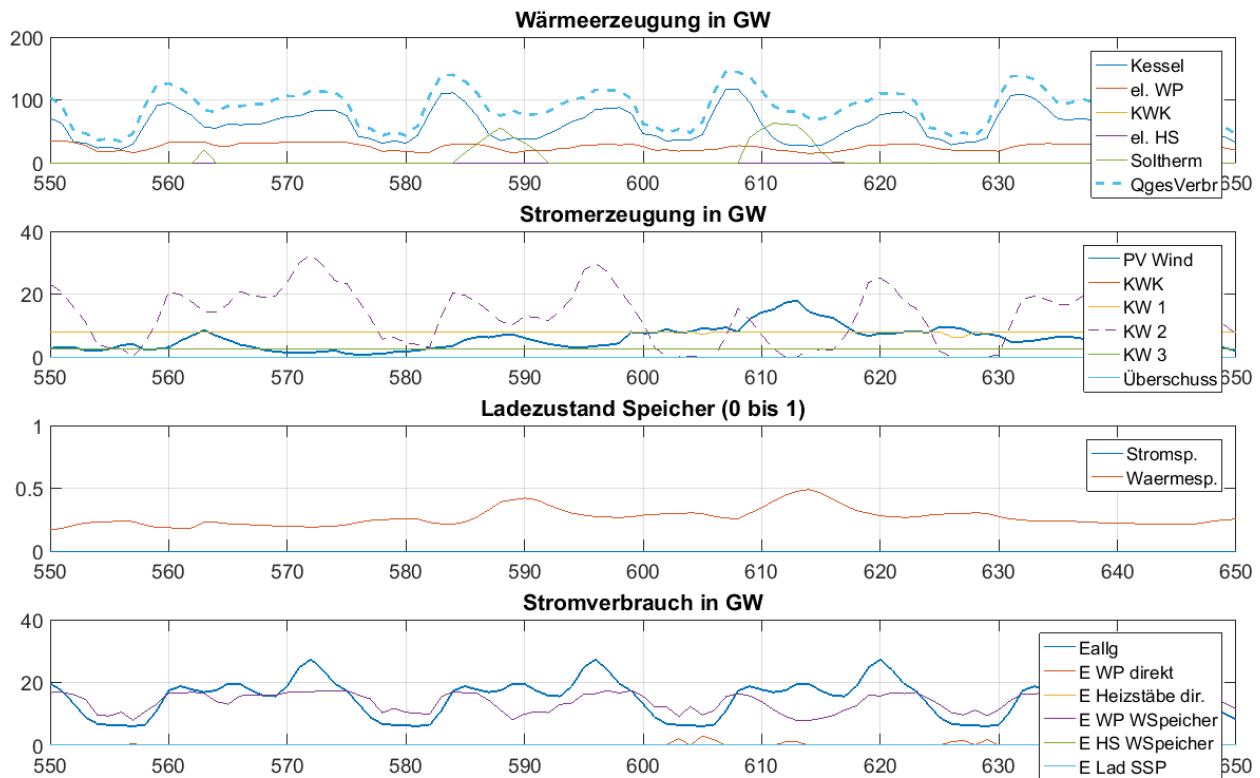


Bild 41: Vier Tage im Januar / drei Standorte: Wärmeversorgungsvariante 7 (WV 7)

Sys 1, 25 %: Brennwertkessel (BWK)

Sys 2, 25 %: BWK + Solarthermie + Speicher + elektr. Heizstab (HS Typ 2)

Sys 5a, 25 %: LWPbiv + NTK + Speicher (WP-Vorrang 50 %)

Sys 6a, 25 %: LWPbiv + NTK + Solarthermie + Speicher (WP-Vorrang 50 %)

Die Diagramme 1 und 4 zeigen anhand der Wärmeerzeugung und des Stromverbrauchs, dass die Wärmepumpen nun durchgängig betrieben werden, und zwar vorrangig zur Ladung der Wärmespeicher (lila Kurve „E WP WSpeicher“ in Diagramm 4). Entsprechend ist der elektrische Energie- und Leistungsbedarf gegenüber Variante 6 wieder deutlich angestiegen (Diagramm 2). Die Gasturbinen-Kraftwerke werden bis zu einer Leistung von mehr als 20 GW benötigt. In den Wärmespeichern ist immer Energie enthalten. Dabei ist zu beachten, dass hier immer der mittlere Ladezustand aller Wärmespeicher angezeigt wird. Es sind hier also auch die Speicher des Systems 2 enthalten, die teilweise leer sind. Gegenüber der vorherigen Variante WV 6 ist zu beachten, dass die Speicherkapazität insgesamt zugenommen hat, so dass sich die Einspeisung der Solarthermieranlagen in Form kleinerer Spitzen abzeichnet. Eine genauere Analyse zeigt, dass auch der Absolutbetrag der Solarthermieranlagen in System 6a gegenüber Variante 6 leicht gesunken ist, und zwar um rund 17 % im betrachteten 4-Tages-Zeitraum. Die Speichernutzung durch die Wärmepumpe verdrängt also zum Teil Solarwärme¹³.

In der folgenden Wärmeversorgungsvariante 8 wird angenommen, dass in den Systemen 1 und 2 die Brennwertkessel zur Hälfte durch Kombinationen aus Blockheizkraftwerk und Niedertemperatur-Spitzenlastkessel ersetzt werden. Für diese neuen Systeme 7 und 8 wird Nah-/Fernwärmeversorgung angenommen, während bisher generell Zentralheizungen (also Einzelgebäudeheizungen) betrachtet wurden.

¹³ Im Jahresverlauf wird der Ertrag der Solarwärme von System 6b in WV 7 gegenüber WV 6 um ca. 8 % vermindert.

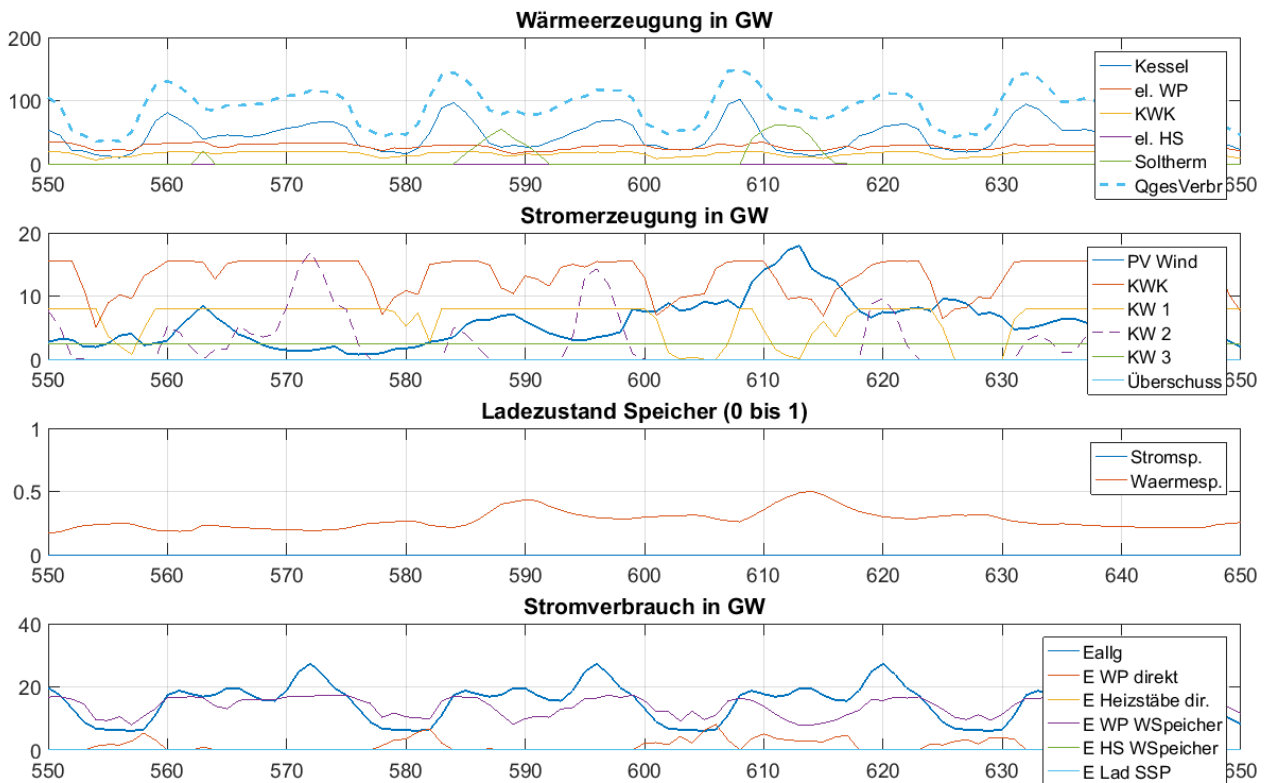


Bild 42: Vier Tage im Januar / drei Standorte: Wärmeversorgungsvariante 8 (WV 8)

Sys 1, 12,5 %: Brennwertkessel (BWK)

Sys 2, 12,5 %: BWK + Solarthermie + Speicher + HS Typ 2

Sys 5a, 25 %: LWPbiv + NTK + Speicher (WP-Vorrang 50 %)

Sys 6a, 25 %: LWPbiv + NTK + Solarthermie + Speicher (WP-Vorrang 50 %)

Sys 7, 12,5 %: Blockheizkraftwerk (BHKW) + NTK

Sys 8, 12,5 %: BHKW + NTK + Solarthermie + Speicher + HS Typ 2

Der Gesamt-Wärmeverbrauch steigt aufgrund der zusätzlichen Fernwärme-Netzverluste, von denen nun 25 % des Wohngebäudebestandes betroffen sind, leicht an (im Mittel um etwa 4 %, im Diagramm 1 kaum zu erkennen). Obwohl der Beitrag der BHKW zur Wärmeerzeugung im gesamten Wohngebäudebestand gemäß Diagramm 1 insgesamt relativ gering ist (s. gelbe Linie „KWK“ in Diagramm 1), dominieren diese Systeme nun bei der Stromerzeugung (rote Linie in Diagramm 2). Der Beitrag mit Erdgas betriebener Kraftwerke, insbesondere der Gasturbinen-Spitzenlastkraftwerke KW 2, wird stark reduziert. Die Leistungsspitze der KW 2 im Betrachtungszeitraum wird auf deutlich unter 20 GW gesenkt. Gleichzeitig nimmt der Stromverbrauch in den elektrischen Wärmepumpen zu: Diese werden nicht mehr fast ausschließlich zu Vorrang-Speicherladung, sondern viel häufiger auch zur direkten Wärmeerzeugung eingesetzt („E WP direkt“, rote Linie in Diagramm 4). Verglichen mit dem Zusammenwirken von Gasturbinen-Kraftwerken und Wärmepumpen in WV 7 ist offensichtlich die Kombination von BHKW und Wärmepumpen aus Sicht der Zielgröße Primärenergieverbrauch effizienter und daher in der Lage, in den Systemkombinationen Wärmepumpe/Heizkessel die Kessel häufiger zu verdrängen.

In der Wärmeversorgungsvariante WV 9 wird dieser Effekt noch einmal verstärkt: Die Blockheizkraftwerke sind hier durch Erdgas-GuD-Heizkraftwerke mit gleicher Wärmeerzeugungs-Leistung ersetzt. Diese tragen noch stärker zur Stromproduktion bei und führen auch zu einer weiter erhöhten Nutzung der elektrischen Wärmepumpen.

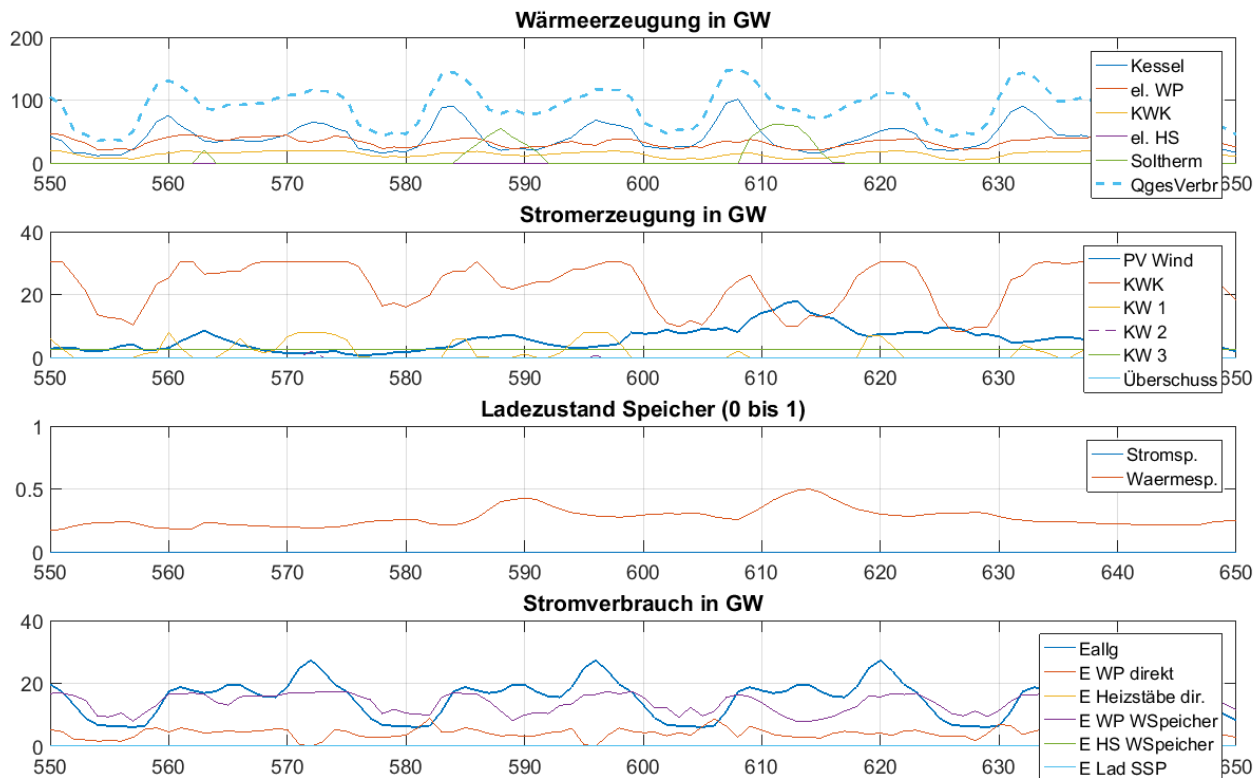


Bild 43: Vier Tage im Januar / drei Standorte: Wärmeversorgungsvariante 9 (WV 9)

Sys 1, 12,5 %: Brennwertkessel (BWK)

Sys 2, 12,5 %: BWK + Solarthermie + Speicher + HS Typ 2

Sys 5a, 25 %: LWPbiv + NTK + Speicher (WP-Vorrang 50 %)

Sys 6a, 25 %: LWPbiv + NTK + Solarthermie + Speicher (WP-Vorrang 50 %)

Sys 7, 12,5 %: Erdgas-GuD-Heizkraftwerk (GuD-HKW) + NTK

Sys 8, 12,5 %: GuD-HKW + NTK + Solarthermie + Speicher + HS Typ 2

Die Stromerzeugung wird stark durch die GuD-Heizkraftwerke dominiert, deren Leistungsbeitrag bei rund 30 GW liegt. Der Kraftwerkstyp 2 (Gasturbinen-Kraftwerke) wird vollständig verdrängt, und dem Kraftwerkstyp 1 (GuD-Kraftwerke ohne Wärmeauskopplung) kommen nur noch geringe Beiträge zu. Grund hierfür ist offensichtlich der höhere elektrische Wirkungsgrad und die höhere primärenergetische Gesamteffizienz der Kombination GuD-HKW/Wärmepumpe gegenüber der Paarungen BHKW/Wärmepumpe aus WV 8. Ebenfalls ist zu beachten, dass – bei angenommener gleicher Leistung für die Wärmeauskopplung – die verfügbare elektrische Leistung der Heizkraftwerke deutlich größer ist als bei den BHKW. Dies beruht auf der Annahme, dass die Heizkraftwerke nur maximal 30 % ihrer Brennstoffleistung für die Wärmeauskopplung nutzen können (bedingt durch die thermische Leistung des Fernwärmesystems vor Ort, vgl. Kapitel 7.1), während bei den BHKW der thermische Wirkungsgrad 45 % beträgt.

In den bisher betrachteten Varianten verteilen sich die verschiedenen Wärmeerzeugungstechnologien auf unterschiedliche Gebäude. In WV 10 wird dagegen der (sehr hypothetische) Fall betrachtet, dass alle Gebäude über Wärmenetze versorgt werden, in denen alle möglichen Wärmeerzeugertypen (Kessel, Wärmepumpe, KWK-Anlage und Heizstab) zur Verfügung stehen (zur besseren Vergleichbarkeit mit den vorherigen Varianten wiederum zur Hälfte mit und ohne ergänzende Solarthermieranlagen). Für das KWK-System wird hier das BHKW aus WV 8 angesetzt.

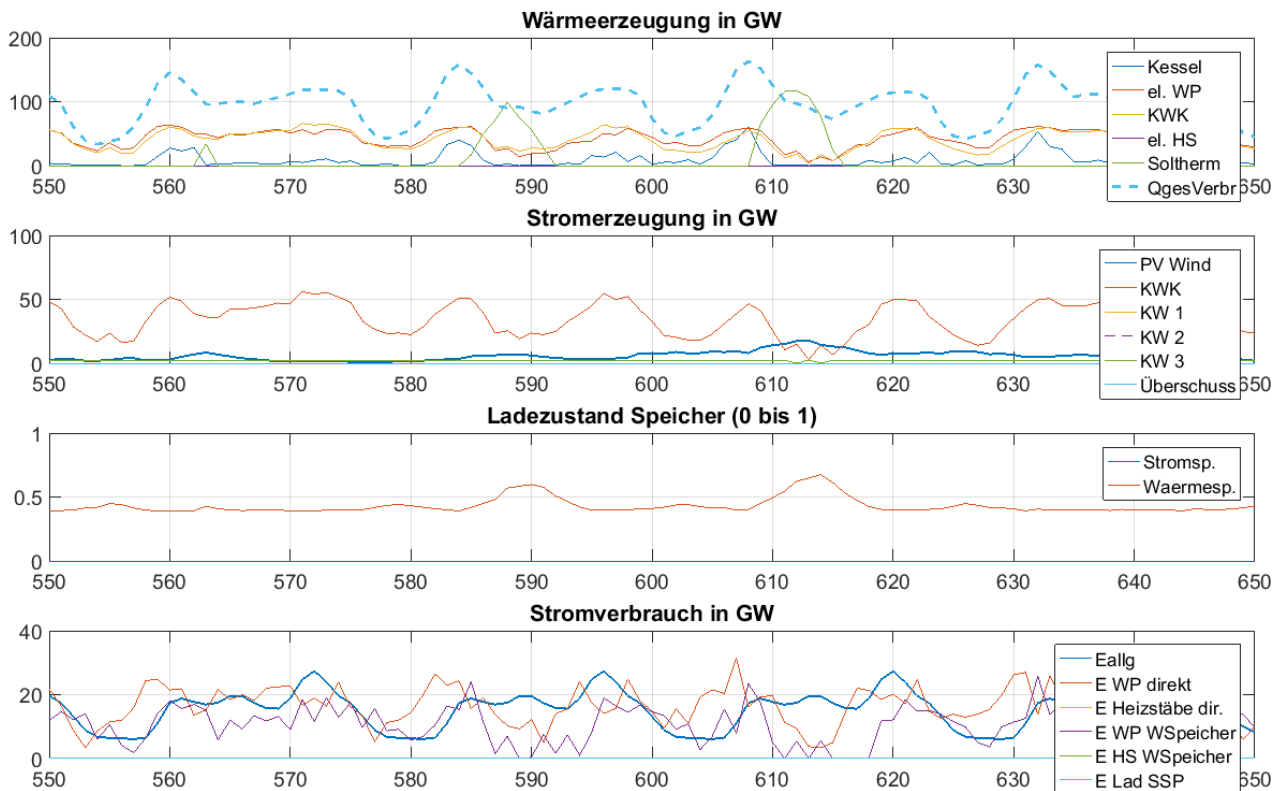


Bild 44: Vier Tage im Januar / drei Standorte: Wärmeversorgungsvariante 10 (WV 10)
 Sys 9, 50 %: Erdgas-BHKW + LWPbiv + NTK + Speicher (WP-Vorrang 50 %) + HS Typ 2
 Sys 10, 50 %: wie Sys 9 + Solarthermie

Der Kurvenverlauf in Variante WV 10 unterscheidet sich merklich von der Variante WV 8 in Bild 42, in der die gleichen Systeme auf unterschiedliche Gebäude verteilt sind. BHKW und Wärmepumpen, die nun allen Gebäuden zur Verfügung stehen, nehmen einen weitaus größeren Raum ein und können die Wärmeerzeugung in den Heizkesseln stark zurückdrängen. Hier zeigt sich erstens, dass redundante Wärmeversorgungssysteme mit mehreren Typen von Wärmezeugern grundsätzlich erweiterte Spielräume für eine effiziente Brennstoffnutzung eröffnen können – die in der Praxis jedoch mit dem Nachteil eines erhöhten Aufwands und erhöhter Kosten verbunden sind. Diese Frage soll im weiteren Projektverlauf noch intensiver untersucht werden. Und zweitens wird noch einmal deutlich, dass bei der Interpretation der Kurven immer zu beachten ist, dass der Wohngebäudebestand eben nicht durch ein mittleres Gebäude repräsentiert wird, das (ähnlich wie WV 10 und Bild 44) durch einen redundanten bzw. austauschbaren Mix von Wärmeversorgungssystemen versorgt wird, sondern dass hier (wie WV 8 und Bild 42) zumeist eine Vielzahl von Einzelgebäuden und Systemen nebeneinander analysiert und in der Abbildung zusammenfassend dargestellt wird. In der Wärmeversorgungsvariante WV 8 sind dies 16 Gebäudetypen x 3 Standorte x 6 Systeme = 234 Einzelgebäude und Systeme.

Erhöht man für WV 8 die Anzahl der Standorte auf die aktuell zur Verfügung stehenden 21, so kommt man zu der Variante WV 8B, die in Bild 45 dargestellt ist. Die Anzahl der untersuchten Fälle beträgt nun $16 \times 21 \times 6 = 2016$. Die Rechenzeit für die Jahressimulation erhöhte sich dadurch auf dem eingesetzten Computer (Standard-PC) von ca. 80 Sekunden bzw. knapp 1,5 Minuten in WV 8 auf rund 7,5 Minuten in WV 8B.

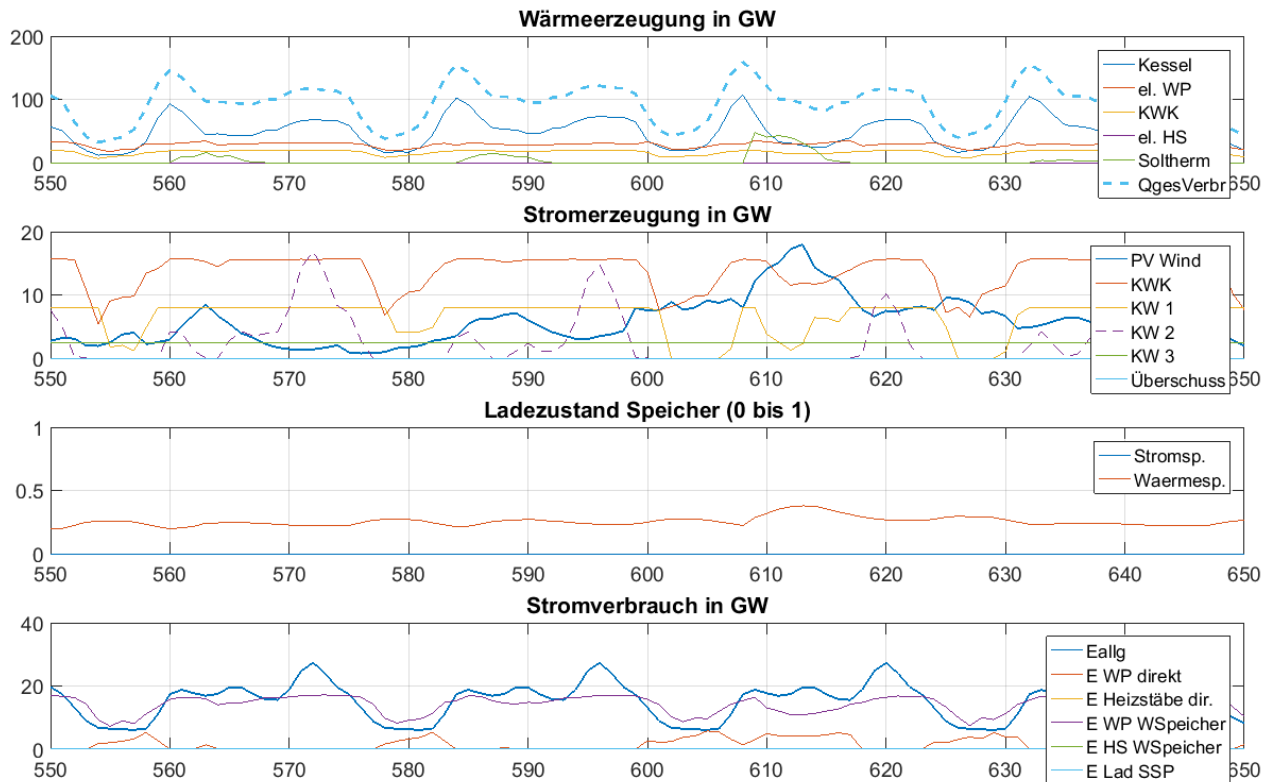


Bild 45: Vier Tage im Januar / 21 Standorte: Wärmeversorgungsvariante 8B (WV 8B)

Sys 1, 12,5 %: Brennwertkessel (BWK)

Sys 2, 12,5 %: BWK + Solarthermie + Speicher + HS Typ 2

Sys 5a, 25 %: LWPbiv + NTK + Speicher (WP-Vorrang 50 %)

Sys 6b, 25 %: LWPbiv + NTK + Solarthermie + Speicher (WP-Vorrang 50 %)

Sys 7, 12,5 %: Blockheizkraftwerk (BHKW) + NTK

Sys 8, 12,5 %: BHKW + NTK + Solarthermie + Speicher + HS Typ 2

Der Vergleich mit der ursprünglichen Variante WV 8 in Bild 42 zeigt Unterschiede vor allem bei den Erträgen der Solarthermieanlagen und entsprechend beim Ladezustand der Speicher. Offenbar lagen an den drei Einzelstandorten an den betrachteten Tagen im Mittel höhere Einstrahlwerte vor als bei der Summe der verfügbaren 21 Standorte. Davon abgesehen zeigen die Kurven von Bild 45 und Bild 42 aber insgesamt einen sehr ähnlichen Verlauf, und zwar auch solcher mit charakteristischem Verlauf wie beispielsweise der Einsatz der Gasturbinen-Spitzenlastkraftwerke in Diagramm 2 (gestrichelte Linie) oder der direkten Wärmepumpeneinsatz in Diagramm 4 (rote Linie).

Zum Abschluss der Beispielbetrachtungen für den Winter wird in der Variante WV 11 ein noch deutlich stärker ausdifferenzierter „Mix“ von Wärmeversorgungssystemen betrachtet. Die angesetzten Systeme sind in Tabelle 25 dokumentiert. Ausgehend von WV 8 bzw. 8B werden die bisher einheitlichen Typen von Kesseln, Wärmepumpen und KWK-Anlagen in verschiedene Teilsysteme ausdifferenziert. Neben dem Energieträger Gas wird nun auch Biomasse (Holz bzw. Holzpellets) für die Wärmeversorgung betrachtet. Die Grundstruktur der Haupt-Wärmeerzeuger aus WV 8 wird beibehalten (25 % Heizkessel, 50 Wärmepumpen, 25 % KWK-Anlagen). Allerdings wird ein Anteil der KWK-Anlagen nun auch noch mit (bivalenten) Wärmepumpen ergänzt. Die Gesamtzahl der betrachteten Gebäude/Systeme beträgt hier $16 \times 21 \times 22 = 7392$. Die Rechenzeit für die Jahressimulation betrug ca. 44 Minuten. Bild 46 zeigt die Ergebnisse für die Vier-Tages-Periode im Januar.

Tabelle 25: Wärmeversorgungsvariante 11 (WV 11): Struktur der 22 verwendeten Wärmeversorgungssysteme und prozentualer Anteil am Gesamtbestand

Heizkessel als Haupt-Wärmeerzeuger										
Anteil am Bestand	6,25%	6,25%	6,25%	6,25%						
Kessel	Gas-BWK	Gas-BWK	Pellet-K	Pellet-K						
Wärmepumpe										
KWK-Anlage										
direktelekt. Wärme		HS Typ 2		HS Typ 2						
Solarthermie		SolH+W_FK		SolH+W_FK						
Wärmespeicher		Puffer-Sp		Puffer-Sp						
Zentralisierung	zentral	zentral	zentral	zentral						
Wärmepumpe als Haupt-Wärmeerzeuger										
Anteil am Bestand	6,25%	6,25%	6,25%	6,25%	6,25%	6,25%	6,25%	6,25%	6,25%	
Kessel					Gas-NTK	Gas-NTK	Pellet-K	Pellet-K		
Wärmepumpe	Erd-WP mon	Erd-WP mon	Luft-WP mon	Luft-WP mon	Erd-WP biv	Erd-WP biv	Luft-WP biv	Luft-WP biv		
KWK-Anlage										
direktelekt. Wärme	Heizstab voll	Heizstab voll	Heizstab voll	Heizstab voll	HS Typ 2	HS Typ 2	HS Typ 2	HS Typ 2		
Solarthermie		SolH+W_FK		SolH+W_FK		SolH+W_FK		SolH+W_FK		
Wärmespeicher		Puffer-Sp		Puffer-Sp	WP-PufferSp	WP-PufferSp	WP-PufferSp	WP-PufferSp		
Zentralisierung	zentral	zentral	zentral	zentral	zentral	zentral	zentral	zentral		
KWK-Anlage (ggf. + Wärmepumpe) als Haupt-Wärmeerzeuger										
Anteil am Bestand	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%
Kessel	Gas-NTK	Gas-NTK	Gas-NTK	Gas-NTK	Holz-K	Holz-K	Gas-NTK	Gas-NTK	Gas-NTK	Gas-NTK
Wärmepumpe							Luft-WP biv	Luft-WP biv	Erd-WP biv	Erd-WP biv
KWK-Anlage	G-BHKW	G-BHKW	G-GuD-HKW	G-GuD-HKW	Holz-HKW	Holz-HKW	G-BHKW	G-BHKW	G-GuD-HKW	G-GuD-HKW
direktelekt. Wärme		HS Typ 2		HS Typ 2		HS Typ 2		HS Typ 2		HS Typ 2
Solarthermie		SolH+W_FK		SolH+W_FK		SolH+W_FK		SolH+W_FK		SolH+W_FK
Wärmespeicher		Puffer-Sp		Puffer-Sp		Puffer-Sp		Puffer-Sp		Puffer-Sp
Zentralisierung	FW	FW	FW	FW	FW	FW	FW	FW	FW	FW

Legende zu Tabelle 25:

BWK/NTK	Brennwert-/Niedertemperaturkessel	Pellet-K	Holzpelletkessel
Holz-K	Holzessel	Erd-/Luft-WP	Erd-/Luft-Wärmepumpe
mon/biv	monovalent/bivalent	G-BHKW	Erdgas-BHKW
G-GuD-HKW	Erdgas-GuD-Heizkraftwerk	Holz-HKW	Holz-Heizkraftwerk
HS Typ 2	Heizstab Typ 2	Sol H+W_FK	Solarthermie für Heizungsunterstützung und Warmwasser mit Flachkollektoren
Puffer-SP	Puffer-Speicher	WP-PufferSP	Pufferspeicher für Wärmepumpen Vorrang (50 % der Kapazität)
zentral	Zentralheizung	FW	Nah-/Fernwärme-Versorgung

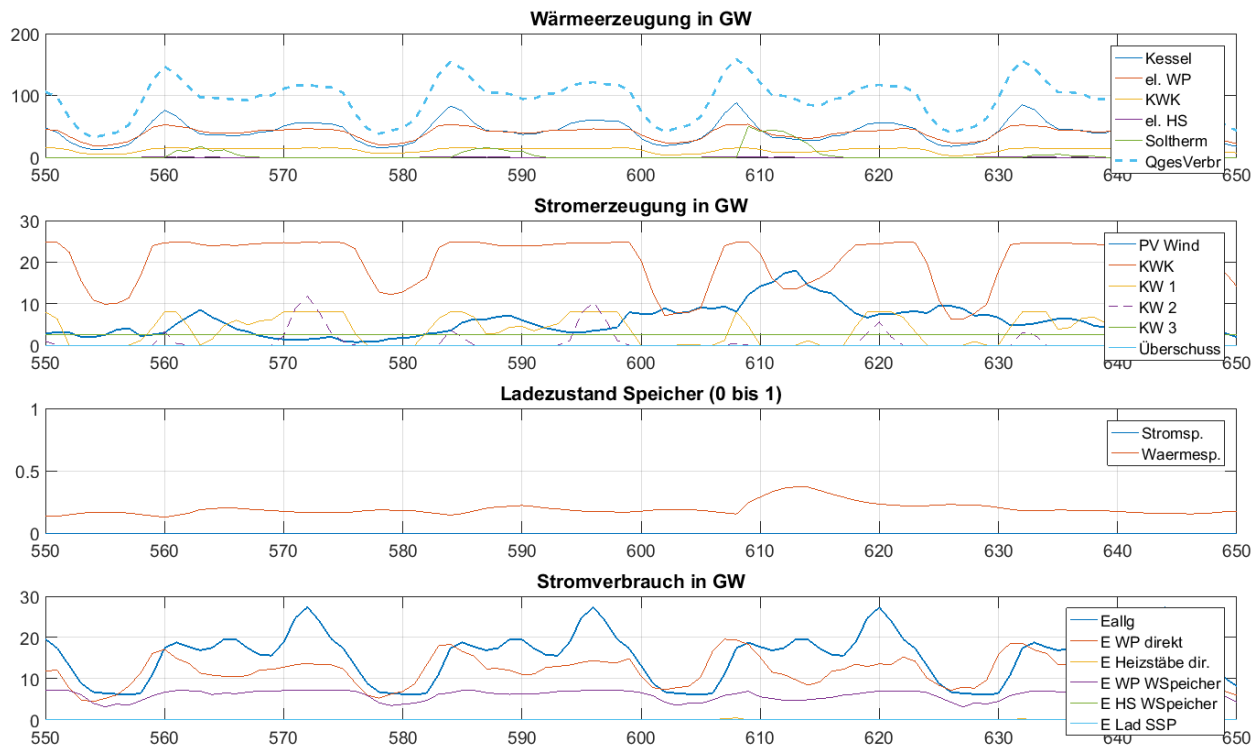


Bild 46: Vier Tage im Januar / 21 Standorte: Wärmeversorgungsvariante 11 (WV 11)
Ansatz von 22 Wärmeversorgungssystemen nach Tabelle 25

Die Kurvenverläufe zeigen Ähnlichkeiten mit den Wärmeversorgungsvarianten WV 8 und 9, in denen ebenfalls KWK-Anlagen gemeinsam mit Wärmepumpen und Kesseln eingesetzt wurden. Auf weitergehende Interpretationen wird hier verzichtet: Die Variante WV 11 soll in erster Linie zeigen, dass auch komplexere Ansätze für den Wohngebäudebestand in der Modellsoftware abgebildet werden können.

8.2 Beispielanalyse Sommer

In diesem Kapitel werden vier Tage im Frühsommer betrachtet (Jahresstunden 3650 bis 3750: Anfang Juni). Bild 47 zeigt die Photovoltaik- und Windstromproduktion in diesem Zeitraum. Insbesondere aufgrund starker Spitzen der Photovoltaik erreicht der Gesamt-Stromerzeugung aus Sonne und Wind in der Mitte des ersten und letzten Tages ungefähr 30 GW.

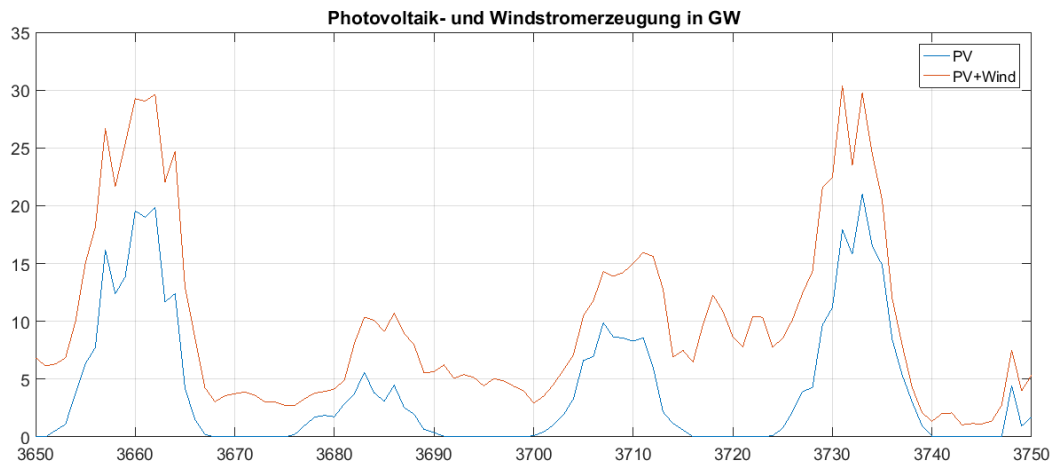


Bild 47: Erzeugung von Solar- und Windstrom für den Wohngebäudesektor in der Untersuchungsperiode (Jahresstunde 550 bis 650: vier Tage im Januar)

Der Verlauf der Außentemperatur der drei Beispielstandorte, auf die die Betrachtungen hier beschränkt sind, ist in Bild 48 eingetragen. Sommerliche Werte um die 20 °C werden nur in den ersten beiden Tagen an einem Standort erreicht, ansonsten liegen die Temperaturen eher im Bereich von 10 °C.

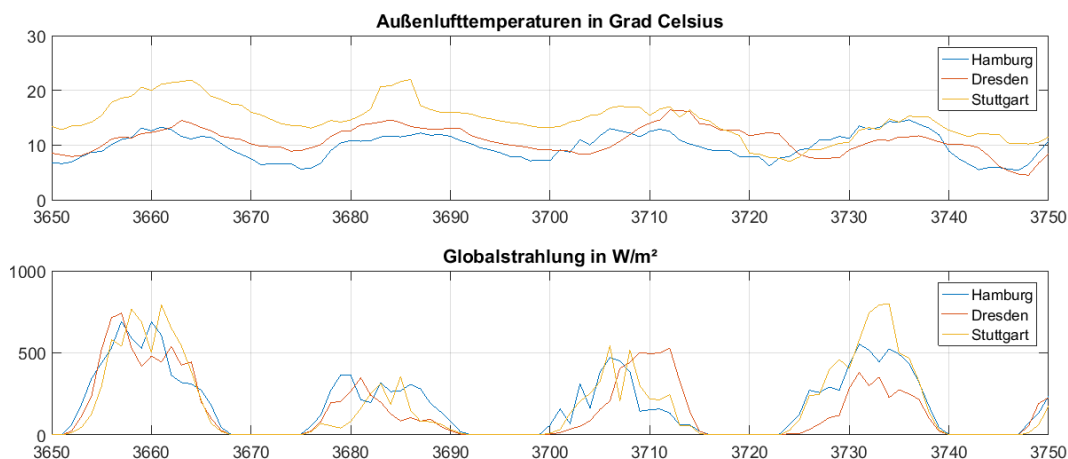


Bild 48: Vier Tage im Juni: Außenlufttemperaturen und Globalstrahlungsdaten für die 3 Beispielstandorte

Bild 49 zeigt die Ergebnisse für die Wärmeversorgungsvariante 2 (WV 2). Haupt-Wärmeerzeuger sind im gesamten Gebäudebestand Brennwertkessel, bei der Hälfte der Gebäude werden diese durch Solaranlagen zur Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung ergänzt.

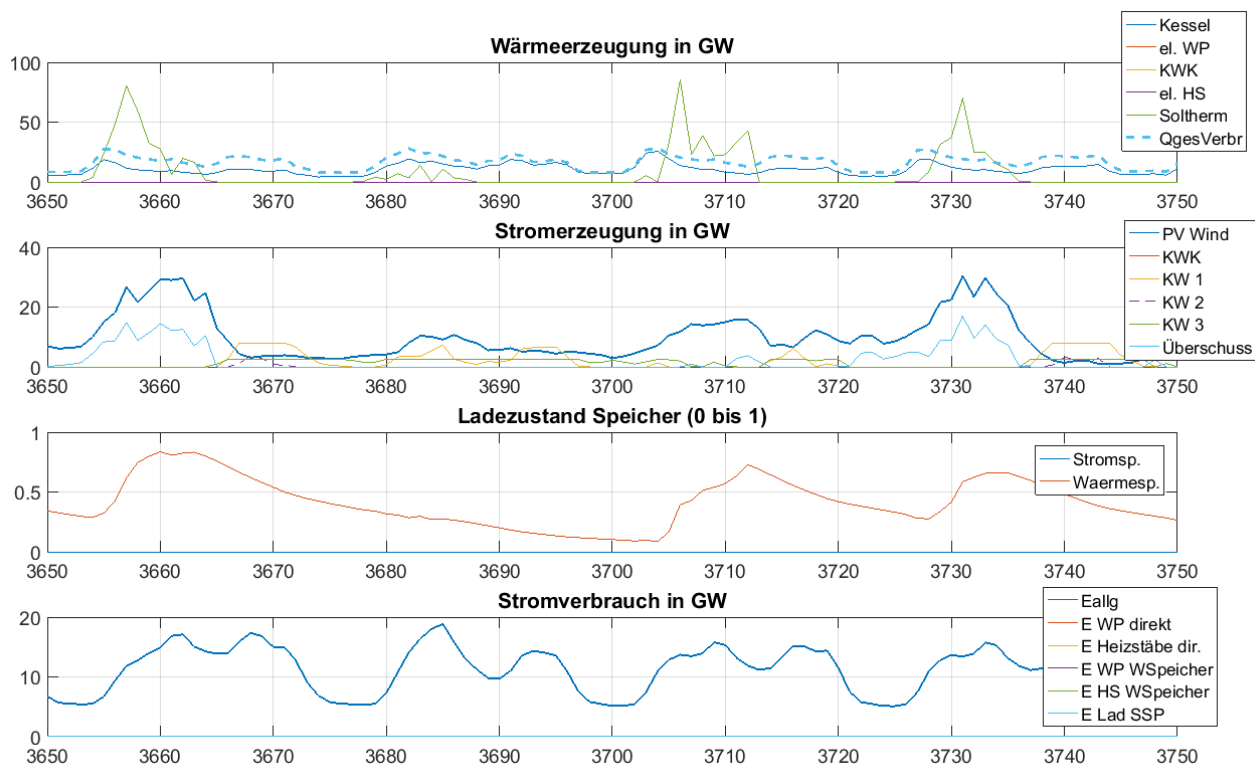


Bild 49: Vier Tage im Juni / drei Standorte: Wärmeversorgungsvariante 2 (WV 2)

Sys 1, 50 % der Gebäude: Brennwertkessel (BWK)

Sys 2, 50 % der Gebäude: BWK + Solarthermie + Speicher

Diagramm 1 zeigt im Vergleich zu Bild 36, dass der Wärmebedarf nun deutlich gesunken ist und nur noch maximal etwa 30 GW erreicht. Der Anteil der Solarthermie ist erheblich. Entsprechend sind auch die vorhandenen Wärmespeicher am Mittag des ersten sehr sonnigen Tages fast ganz gefüllt¹⁴, werden dann bis zum Ende des zweiten strahlungsarmen Tages entleert und am dritten Tage wieder gefüllt (s. Diagramm 3). Da aber nur die Hälfte der Gebäude über Solarwärmeanlagen verfügt, ist auch der Beitrag der Heizkessel zur Wärmeerzeugung noch sehr erheblich.

Die Stromerzeugung wird laut Diagramm 2 deutlich vom Solar- und Windstrom dominiert. Insbesondere am ersten und letzten Tag treten nicht nutzbare Überschüsse auf (hellblaue Linie).

Die im folgenden Bild 50 gezeigte Wärmeversorgungsvariante 4 B orientiert sich an der Variante WV 4 aus Bild 38 auf Seite 70. Allerdings ist hier der Einsatz des zusätzlichen elektrischen Heizstabs (Typ 2) nicht auf die Fälle mit Solarthermieanlagen beschränkt, sondern auch die Brennwertkessel des Systems Sys 1 sind mit Speicher und Heizstab ergänzt. Ergänzend sind auch hier elektrische Energiespeicher mit einer Gesamtkapazität von 10 GWh vorgesehen.

¹⁴ Wärmespeicher sind in den Simulationsrechnungen nie ganz gefüllt, da am Ende des Zeitschritts die Wärmeverluste vom Energieinhalt des Speichers subtrahiert werden. Dies gilt grundsätzlich auch für Stromspeicher, bei diesen sind aber die Stillstandsverluste (anders als die Verluste beim Be- und Entladen) so gering, dass sie kaum ins Gewicht fallen.

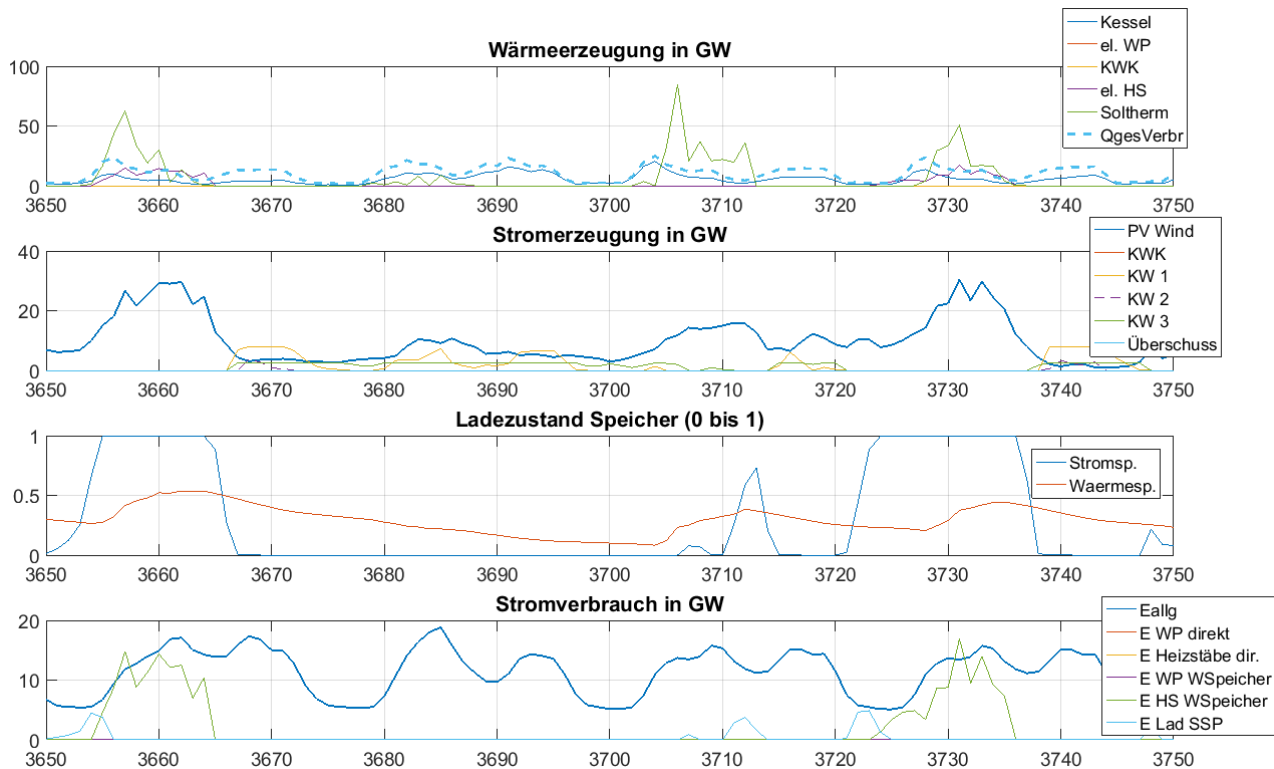


Bild 50: Vier Tage im Juni / drei Standorte: Wärmeversorgungsvariante 4 B (WV 4 B)

Sys 1, 50 %: Brennwertkessel (BWK) + Speicher + elektr. Heizstab (HS Typ 2)

Sys 2, 50 %: BWK + Solarthermie + Speicher + elektr. Heizstab (HS Typ 2)

elektr. Energiespeicher: Gesamtkapazität 10 GWh

In Diagramm 2 zeigt sich, dass die PV- und Windstromüberschüsse durch die Stromspeicher und die elektrische Beladung der Wärmespeicher vollständig abgebaut werden können. Aus Diagramm 4 wird deutlich, dass hier vorrangig (vor den Heizstäben) die Stromspeicher eingesetzt werden (hellblaue Linie „E Lad SSP“). Deren Kapazität ist aber bald erschöpft (s. auch Diagramm 3, die blaue Linie erreicht den Ladezustand 1), so dass anschließend der Hauptanteil des Überschussstroms durch die elektrischen Heizstäbe abgebaut wird (grüne Linie „E HS WSpeicher“ in Diagramm 4).

Abschließend zeigt Bild 51 noch einmal die komplexere Situation der Wärmeversorgungsvariante WV 8, die auch bereits in Bild 42 auf Seite 74 für den Winter betrachtet wurde: 25 % der Wärmeversorgung erfolgt weiterhin hauptsächlich über Brennwertkessel, 50 % durch Außenluft-Wärmepumpen und 25 % durch BHKW. Jeweils die Hälfte der Systeme wird durch Solarthermieranlagen ergänzt. Elektrische Energiespeicher sind hier nicht eingesetzt.

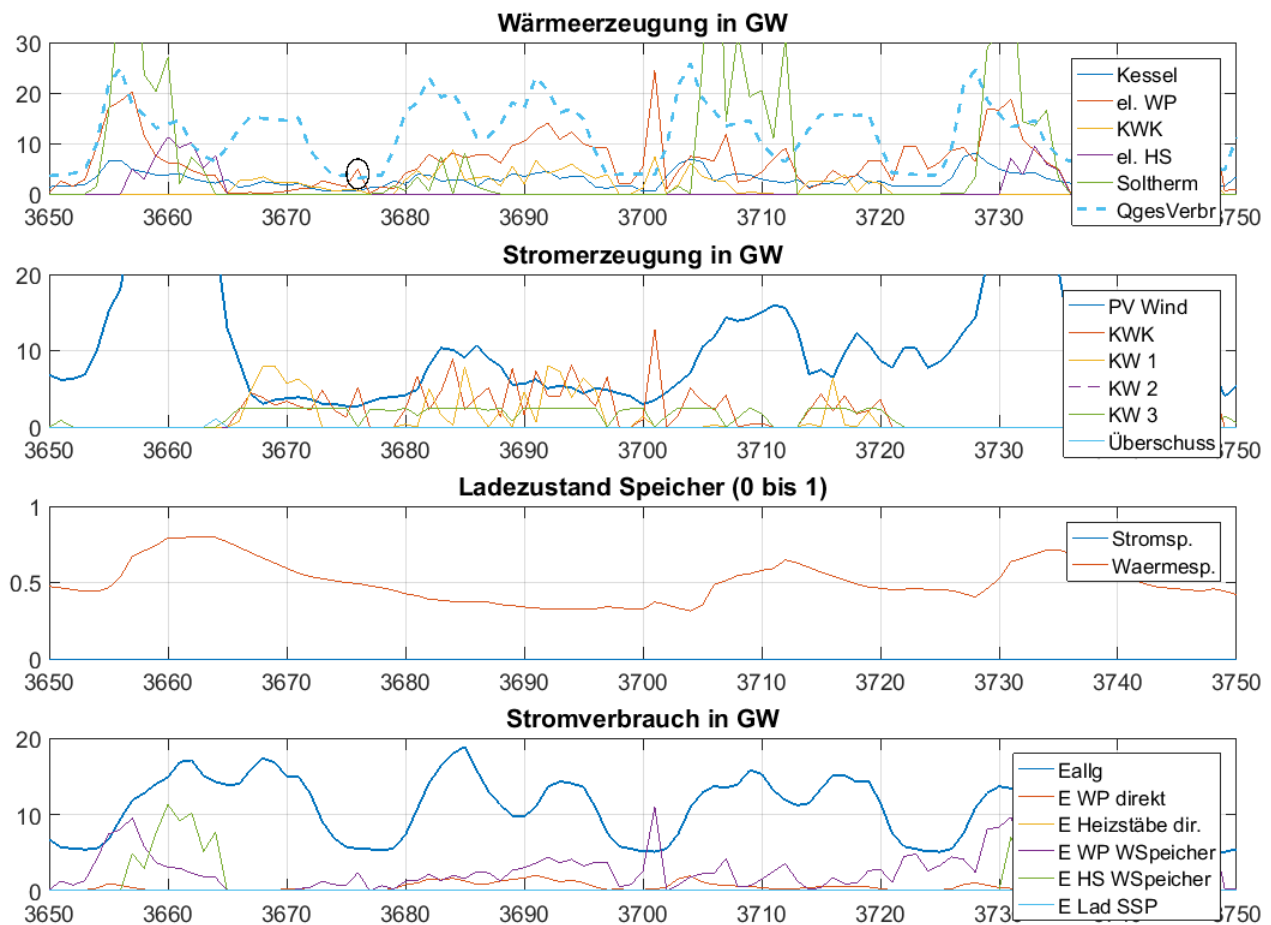


Bild 51: Vier Tage im Juni / drei Standorte: Wärmeversorgungsvariante 8 (WV 8)

Sys 1, 12,5 %: Brennwertkessel (BWK)

Sys 2, 12,5 %: BWK + Solarthermie + Speicher + HS Typ 2

Sys 5a, 25 %: LWPbiv + NTK + Speicher (WP-Vorrang 50 %)

Sys 6b, 25 %: LWPbiv + NTK + Solarthermie + Speicher (WP-Vorrang 50 %)

Sys 7, 12,5 %: Blockheizkraftwerk (BHKW) + NTK

Sys 8, 12,5 %: BHKW + NTK + Solarthermie + Speicher + HS Typ 2

Zur besseren Erkennbarkeit ist hier die Skalierung der y-Achsen in den Diagrammen 1, 2 und 4 angepasst. Diagramm 2 zeigt, dass unter den brennstoffbetriebenen Systemen wiederum die BHKW den größten Beitrag zur Stromerzeugung liefern. Die Überschüsse an PV- und Windstrom sind auch hier vollständig abgebaut, und zwar laut Diagramm 4 durch Ladung der Wärmespeicher vorrangig über Wärmepumpen (violette Linie „E WP WSpeicher“), die pro eingesetzter Kilowattstunde Strom mehr Wärme erzeugen als die nachrangig eingesetzten Heizstäbe.

Auffällig ist der etwas „gezackte“ Kurvenverlauf der Linien von Wärmepumpen und BHKW. Insbesondere soll hierzu der in Diagramm 1 eingekreiste Punkt zur Stunde 3676 bzw. die noch deutlich auffälligere Spitze zur Stunde 3701 betrachtet werden: Die Wärmeerzeugung der Wärmepumpen (die nur einen Teil der Gebäude versorgen) liegt hier über dem Gesamtwärmebedarf aller Gebäude. Es findet eine Speicherladung statt (s. Anstieg der violetten Kurve in Diagramm 4 zum gleichen Zeitpunkt), obwohl zu dieser Stunde offenbar gar keine abzubauenen Spitze bei der PV- und Windstromerzeugung vorliegt (vergleiche blaue Kurve in Diagramm 2). Vielmehr macht der Verlauf der KWK-Stromerzeugung (rote Kurve in Diagramm 2) deutlich, dass die Ursache für den Einsatz der Wärmepumpen in einer durch die BHKW erzeugten Leistungsspitze zu sehen ist.

Eine genauere Analyse zeigt, dass hier die Must-Run-Bedingung zum Tragen kommt: Bei den BHKW wurde eine Mindestlauf- und -stillstandszeit von 15 Minuten angenommen. Viele BHKW waren in der Stunde 3699 oder am Ende dieser Stunde abgeschaltet. In der Stunde 3700 wurden sie (wenn eine ausreichende Stillstandszeit von mindestens einer Stunde vorlag) wieder zugeschaltet, aber nur mit geringer Leistung, so dass sie – da bei BHKW keine Leistungsregelung sondern Taktbetrieb erfolgt – nur in einem kleinen Zeitraum von deutlich weniger als 15 Minuten innerhalb dieser Stunde zum Einsatz kamen. Im Programm wird in solchen Fällen angenommen, dass die BHKW gegen Ende des Zeitschritts eingeschaltet werden, so dass sie dann im folgenden Zeitschritt (hier also in der Stunde 3701) weiterlaufen müssen. Das Programm ist aktuell so eingestellt, dass die Anlage im „Must-run-Fall“ die ganze Stunde über läuft, um sehr kurze Anschaltzeiten in diesen Fällen zu vermeiden.

Für die zuletzt dargestellte Wärmeversorgungsvariante WV 8 soll hier auch die jährliche Taktzahl der Blockheizkraftwerke untersucht werden: Es zeigt sich, dass im Jahresverlauf bei 64 % der Anlagen (61 von 96 berechneten Systemen) das angestrebte Ziel einer maximalen Taktzahl von 1000 verfehlt wird. 39 % (37 von 96) liegen über einem Wert von 1500, das Maximum beträgt 1980.

Um hier gegenzusteuern, wird die Erhöhung der Mindestlauf- und Stillstandszeit der BHKW von ursprünglich 15 Minuten (also 0,25 Stunden) betrachtet. Um eventuelle Wärmeüberschüsse aufzunehmen, wird nun auch in System 7 ein Pufferspeicher eingesetzt. Setzt man als Mindestlauf- und Stillstandszeit zwei Stunden an, so ergibt sich eine Reduktion der Fälle mit Überschreitung der Ziel-Taktzahl 1000 von 61 auf 44 Fälle (also von 64 % auf 46 % der Fälle). Die maximal auftretende Taktzahl beträgt hier 1604 statt vorher 1980. Erhöht man die Mindestzeiten auf vier Stunden, so überschreiten nur noch 22 von 96 Fällen (23 %) den Zielwert. Die maximal auftretende Taktzahl beträgt 1138.

Eine andere Möglichkeit zur Reduzierung der jährlichen Taktzahl liegt in der Kombination aller BHKW mit Solarthermieranlagen. Wird in der Variante WV 8 das System 7 komplett durch das System 8 (mit Solarthermie) ersetzt und die Mindestlauf- und Stillstandszeit zu einer Stunde angenommen, so tritt eine Überschreitung des Zielwerts nur noch in 10 von 48 Fällen (21 %) auf. Das Maximum der jährlichen Taktzahl beträgt 1120.

Diese Beispielbetrachtungen zeigen, dass die Einhaltung und gegebenenfalls Reduzierung der Taktzahl von KWK-Anlagen in den weiteren Untersuchungen im Projekt explizit zu berücksichtigen ist, auch wenn es sich dabei eher um einen Richtwert als um eine „harte“ Zielvorgabe handelt. Die Verdrängung von KWK-Anlagen im Sommer durch erneuerbare Energien könnte in diesem Zusammenhang eine interessante Option sein, da hier nicht nur die Taktzahl, sondern in erster Linie natürlich der Verbrauch von Brennstoffen und die Emission von Treibhausgasen reduziert werden.

9 Zusammenfassung und Ausblick

Der vorliegende Zwischenbericht dokumentiert die Entwicklung eines computergestützten Modells zur Untersuchung des zeitlichen Zusammenspiels von Energieverbrauch und Energieversorgung im Wohngebäudebestand. Insbesondere wird der Ausgleich der zeitlich variablen Bereitstellung von Solar- und Windenergie berücksichtigt. Das Analysemodell liegt in einer ersten lauffähigen Basisversion vor. Erste Spielanalysen wurden durchgeführt.

Ausgangspunkt jeder Berechnung ist die Definition eines Wohngebäudebestandes über Typgebäude mit unterschiedlichen Wärmeschutzstandards für Neubau und Bestand, die Zuordnung der Gebäude zu deutschlandweit verteilten Standorten mit den entsprechenden Wetterdaten sowie die Definition der Wärmeversorgungsstruktur der Gebäude. Entsprechend wird für die Stromerzeugung der Beitrag der Photovoltaik und Windkraftanlagen (ebenfalls verteilt über verschiedene Standorte) sowie ein ergänzender Kraftwerkspark mit brennstoffbetriebenen Stromerzeugungsanlagen festgelegt.

Nach Auswahl des Untersuchungsjahrs (mit den entsprechenden Wetterdaten) findet im Modell eine Jahresberechnung in Stundenschritten statt. Die Systeme, die zur Deckung des Wärme- und Strombedarfs beitragen, werden in jedem Zeitschritt in Anlehnung an einen aus der Stromwirtschaft bekannten Modellansatz zur Einsatzreihenfolge von Kraftwerken („Merit-Order“) bestimmt. Dieser Ansatz wurde hier wesentlich erweitert: Neben der eigentlichen Stromerzeugung werden auch Maßnahmen zur Reduzierung des Stromverbrauchs, d.h. „Einsparkraftwerke“ berücksichtigt (z. B. Verschiebung der Wärmeerzeugung von einer Wärmepumpe zu einem ergänzenden Heizkessel). Die zugrunde liegenden Kennlinien der Systeme werden in jedem Zeitschritt auf Basis der aktuellen Systemparameter neu berechnet (z. B. aktuelle Leistungszahlen der Wärmepumpen). Auch komplexe Systeme mit gleichzeitiger Verwendung mehrerer Wärmeerzeuger (Heizkessel, Wärmepumpe, KWK-Anlage, elektrischer Heizstab, Solarthermie und Wärmespeicher) können betrachtet werden. Vor der Festlegung der Einsatzreihenfolge der Systeme im Zeitschritt werden in der Berechnung übergeordnete Effekte (z. B. „Must-Run“-Bedingungen für brennstoffbetriebene KWK-Anlagen und Vorrangschaltungen für KWK-Anlagen bzw. Wärmepumpen) berücksichtigt.

Im weiteren Projektverlauf soll das Modell dazu dienen, die gestellten Forschungsfragen zu beantworten. Im Mittelpunkt steht die Frage, welche Kombinationen aus Gebäude-Wärmeschutz, neuen Wärmeversorgungssystemen und Maßnahmen zur effizienten und erneuerbaren Stromerzeugung zur Einhaltung der langfristigen Vorgaben für den Klimaschutz führen. Der Schwerpunkt der Analysen liegt dabei auf dem zeitlichen Zusammenspiel der verschiedenen Energieverbraucher und -erzeuger, z. B. im Hinblick auf die „Arbeitsteilung“ von Wärmeschutz und Wärmeversorgung, die Kombination von elektrischen Wärmepumpen mit Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen bzw. fluktuierender Solar- und Windstromerzeugung, die Frage der Abdeckung von Spitzenlasten beim Wärmeverbrauch (durch zusätzliche zentrale Kraftwerke oder ergänzende Heizkessel vor Ort?) und die Erhöhung der Flexibilität durch redundante Systeme (z. B.: Wärmepumpe und KWK-Anlagen gemeinsam für die Wärmeversorgung einsetzen?). Die Untersuchungen betreffen in erster Linie den deutschen Wohngebäudebestand insgesamt, werden exemplarisch aber auch auf regionaler Ebene erfolgen (am Beispiel Hessen bzw. Darmstadt). Die Ergebnisse sollen auf die Diskussion über Einzelgebäude-Standards (z. B. „Null-Energie“- , „Null-Emissions“-Häuser) übertragen werden.

Parallel zu diesen Untersuchungen wird auch eine kontinuierliche Weiterentwicklung des Analysemodells stattfinden. Zum einen sind entsprechende Erweiterungen bereits konkret geplant (z. B. Vergrößerung der Basis bei Wetterdaten und Standorten, Weiterentwicklung der Nutzungsprofile), zum anderen bedeuten die anstehenden Modellrechnungen einen notwendigen Praxistest, der weitere Hinweise auf erforderliche Verbesserungen der Analysesoftware geben wird.

10 Literaturverzeichnis

- [alpha ventus 2016] Betriebsdaten des Windparks alpha ventus im Zeitraum 2011 bis 2015. <https://www.alpha-ventus.de/ueberblick/>, abgerufen am 01.03.2017
- [Beyer et al. 1996] Beyer, H.G.; Lange, B.; Waldl, H.-P.: Detaillierte Modellierung der Leistungsabgabe einzelner Windkraftanlagen in Windparks - Vergleich der Abschattungseffekte bei höhengestaffelter Onshore- und Offshore-Aufstellung. DEWEK96, Wilhelmshaven, 1996
- [Binnenland 2016] Internetseite Windenergie im Binnenland, <http://www.windenergie-im-binnenland.de/siteassessment.php>, abgerufen: 17.10.2016
- [BMWi 2015] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Offshore-Windenergie. Berlin 2015. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/offshore-windenergie.html>, abgerufen 01.03.2017
- [BMWi 2016a] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html, abgerufen am 03.03.2017
- [BMWi 2016b] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Gesamtausgabe der Energiedaten – Datensammlung des BMWi. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Energiedaten/energiedaten-gesamt.xls>, Stand: 05.04.2016, abgerufen am 07.10.2016
- [Bundesregierung 2010] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, 28. September 2010
- [Diefenbach 2002] Diefenbach, N.: Ansätze und Kennwerte zur rationellen Energienutzung im Gebäudebestand. Dissertation, Darmstadt, 2002
- [Diefenbach et al. 2010] Diefenbach, N.; Cischinsky, H.; Rodenfels, M. (IWU); Clausnitzer, K.-D. (BEI): Datenbasis Gebäudebestand. Institut Wohnen und Umwelt, Darmstadt, 9.12.2010
- [Diefenbach et al. 2013] Diefenbach, N.; v. Malottki, C.; Enseling, A.; Loga, T.; Cischinsky, H.; Stein, B.; Hörner, M.; Grafe, M.: Maßnahmen zur Umsetzung der Ziele des Energiekonzepts im Gebäudebereich – Zielerreichungsszenario. BMVBS-Online-Publikation Nr. 03/2013
- [Diefenbach et al. 2015] Diefenbach, N.; Loga, T.; Stein, B.: Szenarienanalysen und Monitoringkonzepte im Hinblick auf die langfristigen Klimaschutzziele im deutschen Wohngebäudebestand. Institut Wohnen und Umwelt, Darmstadt, September 2015
- [Diefenbach et al. 2016] Diefenbach, N.; Loga, T.; Stein, B.: Reaching the climate protection targets for the heat supply of the German residential building stock: How and how fast?. Energy and Buildings 132 (2016) 53-73
- [DIN 5034] DIN 5034-2:1985-02: Tageslicht in Innenräumen; Grundlagen. Beuth Verlag, Berlin, 1985
- [DIN EN ISO 13790] DIN EN ISO 13790: Energieeffizienz von Gebäuden – Berechnung des Energiebedarfs für Heizung und Kühlung (ISO 13790:2008); Deutsche Fassung EN ISO 13790:2008. Beuth Verlag, Berlin 2008
- [Drews et al. 2007] Drews, A.; de Keizer, A.C.; Beyer, H.G.; Lorenz, E.; Betcke, J.; van Sark, W.G.J.H.M.; Heydenreich, W.; Wiemken, E.; Stettler, S.; Toggenweiler, P.; Bofinger, S.; Schneider, M.; Heilscher, G.; Heinemann, D: Monitoring and remote failure detection of grid-connected PV systems based on satellite observations. In: Solar Energy 81 (2007) 548-

564

- [DWD 2017] Deutscher Wetterdienst: Climate Data Center (CDC) des Deutschen Wetterdienstes, zuletzt abgerufen: 15.02.2017
- [FDZ 2013] Forschungsdatenzentrum der Statistischen Ämter des Bundes und der Länder: Zeitverwendungserhebung 2012/2013, Scientific-Use File
- [Förderal Erneuerbar 2016] Agentur für erneuerbare Energien: förderal erneuerbar.
https://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/bundesland/BW/kategorie/solar/auswahl/813-durchschnittliche_ja/versatz/0/#goto_813, abgerufen am 01.03.2017
- [FINO 2017] Messdaten der Forschungsplattformen FINO1, FINO2 und FINO3. <http://www.fino-offshore.de/de/>, abgerufen September 2016
- [Fischer et al. 2016] Fischer, D.; Wolf, T.; Scherer, J.; Wille-Haussmann, B.: A stochastic bottom-up model for space heating and domestic hot water load profiles for German, In: Energy and Buildings, 124 (2016) pp.120–128
- [Hau 2014] Hau, Erich: Windkraftanlagen – Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit; 5. neu bearbeitete Auflage. Springer Vieweg Verlag, Berlin/Heidelberg 2014
- [Huld et al. 2010] Huld, T.; Gottschlag, R.; Beyer, H.G.; Topic, M.: Mapping the performance of PV modules, effects of module type and data averaging. In: Solar Energy 84 (2010) 324-338
- [IWR 2016] IWR-Windindex. <http://www.iwr.de/windindex>, abgerufen: 17.10.2016
- [IWES 2015] Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik: Windenergie Report Deutschland 2014. Fraunhofer IRB Verlag, Stuttgart, 2015.
<http://publica.fraunhofer.de/dokumente/N-339666.html>, abgerufen 01.03.2017
- [Jordan, Vajen 2005] Jordan, Ulrike; Vajen, Klaus: DHWcalc: Program to generate domestic hot water profiles with statistical means for user defined conditions, In: Proceedings of the Solar World Congress 2005, Orlando (US), 8. - 12.8.2005
- [Loga et al. 2005] Loga, T.; Diefenbach, N.; Knissel, J.; Born, R.: Kurzverfahren Energieprofil. Fraunhofer IRB Verlag, Stuttgart, 2005
- [Maier 2014] Maier, L.: Methodik und Durchführung der Zeitverwendungserhebung 2012/2013, In: Statistisches Bundesamt (Hrsg), Wirtschaft und Statistik, Wiesbaden, 2014
- [Meier et al. 1999] Meier, H.; Fünfgeld, C.; Adam, T.; Schieferdecker, B.: Repräsentative VDEW-Lastprofile, VDEW, BTU Cottbus: Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Frankfurt am Main, Bericht M-32, 1999
- [Marion et al. 2005] Marion, B.; Adelstein, J.; Hayden, H.; Hammond, B.; Fletcher, T.; Canada, B.; Narang, D.; Shugar, D.; Wenger, H.; Kimber, A.; Mitchell, L.; Rich, G.; Townsend, T.: Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems. In: 31st IEEE Photovoltaics Specialists Conference and Exhibition Lake Buena Vista, Florida January 3-7, 2005
- [MATLAB 2016] Matlab Version 2016b. The MathWorks GmbH, Aachen, 2016
- [Offshore WMEP 2016] Pfaffel, S.; Faulstich, S.; Hahn, B.; Hirsch, J.; Berkhout, V.; Jung, H.: Offshore~WMEP - Durchführungsphase - Abschlussbericht 2012-2016. Fraunhofer IWES, Kassel, 2016
- [Photon/BNetzA 2016] Photon: Installierte Leistung in Megawatt pro Bundesland bis Ende Dezember 2015. Heft 3/2016. Photon International, Berlin.
- [Quaschnig 2015] Quaschnig, V.: Regenerative Energien; 9. Auflage. Carl Hanser Verlag, München, 2015
- [Richardson et al. 2010] Richardson I.; Thomson M.; Infield D.; Clifford C.: Domestic electricity use: A high-resolution energy demand model, In: Energy and Buildings, 42 (2010), pp.1878-1887
- [Schubert 2011] Schubert, G.: Modellierung der stündlichen regionalen Photovoltaik- und Windstromeinspeisung in Europa auf Basis meteorologischer Daten. Diplomarbeit am Stu-

- diengang Energie- und Umweltmanagement der FH Flensburg, Flensburg, 2011
- [Schüle 1997] Schüle, R.; Ufheil, M.; Neumann, C.: Thermische Solaranlagen. Öko-Institut, Freiburg, 1997
- [Statistisches Bundesamt 2013] Statistisches Bundesamt: Gemeindeverzeichnis-Sonderveröffentlichung, Gebietsstand 31.12.2011.
https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/LaenderRegionen/Regionales/Gemeindeverzeichnis/Administrativ/Aktuell/Zensus_Gemeinden.html, abgerufen Mai 2016
- [Statistisches Bundesamt 2016] Statistisches Bundesamt: Monatsbericht über die Energieversorgung zum 2. und 3. Quartal 2016:
<https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/Energie/Erzeugung/Tabellen/BilanzElektrizitaetsversorgung.html>, aufgerufen am 7.2.2016
- [v. Roon/Huck 2010] von Roon, S.; Huck, M.: Merit Order des Kraftwerksparks. Forschungsstelle für Energiewirtschaft, Juni 2010
- [VDI 6002] Verein Deutscher Ingenieure (VDI): VDI 6002, Blatt 1. Solare Trinkwassererwärmung. Allgemeine Grundlagen. Systemtechnik und Anwendung im Wohnungsbau, März 2014
- [Zapf 2017] Zapf, M.: Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem, Wiesbaden 2017

Anhang A: Kurzstudie Photovoltaik und Windkraft

KURZSTUDIE PHOTOVOLTAIK UND WINDKRAFT

Im Rahmen des Forschungsvorhabens „Energieeffizienz und zukünftige Energieversorgung im Wohngebäudesektor: Analyse des zeitlichen Ausgleichs von Energieangebot und –nachfrage“ des Instituts Wohnen und Umwelt (IWU)(*)

Hann Ruppert¹, Prof. Dr. Klaus-Martin Graf²

¹Hochschule Darmstadt, Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik, Birkenweg 8, 64295 Darmstadt/Germany, +49 6151 16-37792, hann.ruppert@h-da.de

²Hochschule Darmstadt, Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik, Birkenweg 8, 64295 Darmstadt/Germany, +49 6151 16-38243, klaus-martin.graf@h-da.de

(*) Institut Wohnen und Umwelt GmbH, Rheinstraße 65, 64295 Darmstadt, <http://www.iwu.de/>

INHALTSVERZEICHNIS

1. Einleitung	2
1.1. Aufgabenstellung.....	2
2. Solarenergie in Deutschland	3
2.1. Anlagenpark Deutschland	3
2.2. Kennzahlen	6
2.3. Ausblick auf zukünftige Entwicklungen.....	11
3. Windenergie in Deutschland	12
3.1. Anlagenpark Deutschland	12
3.2. Kennzahlen	14
3.3. Ausblick auf zukünftige Entwicklungen	17
4. Datengrundlage und Simulation.....	18
4.1. Wetterdaten.....	18
4.2. EEG-Daten	22
4.3. Simulationsmethoden	24
5. Abschlussarbeiten.....	24
6. Referenzen.....	25
7. Begriffe, Abkürzungen und Einheiten	27

1. Einleitung

Das Institut Wohnen und Umwelt (IWU) führt ein beim Projektträger Jülich (PTJ) beantragtes Forschungsvorhaben mit dem Titel „Energieeffizienz und zukünftige Energieversorgung im Wohngebäudesektor“ durch. Im Mittelpunkt steht dabei die Frage, wie für große Gebäudeensembles bis hin zum gesamten deutschen Gebäudebestand ein zukünftiger „Energieversorgungsmix“ für Wärme und Strom in Abhängigkeit unterschiedlicher energetischer Standards der Gebäude und dem verstärkten Einsatz fluktuierender regenerativer Energiequellen (insbesondere Solar- und Windstrom) aussehen muss, um einen weitgehenden zeitlichen Ausgleich von Angebot und Verbrauch zu erreichen. Dabei wird insbesondere die zunehmende Verknüpfung von Wärme- und Stromsektor, die aus der Anwendung von elektrischen Wärmepumpen und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen resultiert, betrachtet.

Die Hochschule Darmstadt (h_da), Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik (EIT), unterstützt das IWU bei der Durchführung des Forschungsvorhabens. Die Beiträge der h_da betreffen dabei die Unterstützung bei der Entwicklung des Analysemodells sowie die allgemeine Projektbegleitung.

Bezüglich der Entwicklung des Analyseinstruments sind von der h_da verschiedene Überblickstexte („Kurzstudien“) zu verschiedenen Themenbereichen aus dem Gebiet der elektrischen Energietechnik, die für die Entwicklung des Analyse- und Simulationsmodells relevant sind, zu erstellen. Die Kurzstudien werden auf Basis des bei der h_da vorhandenen Expertenwissens und ergänzender Recherchen und Auswertungen erstellt. Dabei sollen auch wesentliche Kenngrößen der untersuchten Systeme dokumentiert werden.

1.1. Aufgabenstellung

Diese Kurzstudie betrachtet Photovoltaiksysteme (Hausdachanlagen bis Freiflächenanlagen) und Windkraftanlagen (Onshore/Offshore). Es soll vor allem das Spektrum heute üblicher Anlagen dargestellt werden. Im Mittelpunkt stehen dabei die Kennwerte heute installierter Neuanlagen. Wichtige Charakteristika des vorhandenen Anlagenbestandes werden aber berücksichtigt. Darüber hinaus soll ein Ausblick auf absehbare bzw. wahrscheinliche Weiterentwicklungen der betrachteten Technologien gegeben werden.

Die dokumentierten Systemkennwerte werden die für die Modellbildung relevanten Parameter berücksichtigen. Insbesondere sollen für verschiedene Anlagentypen von Photovoltaik- und Windkraftanlagen die elektrische Leistung und Energieerzeugung in Abhängigkeit der relevanten Einflussfaktoren (insbesondere Wetterdaten) benannt werden.

Weiterhin sollen Kenndaten für die zeitliche Regelbarkeit der elektrischen Leistung der verschiedenen Systeme (und damit für ihre Fähigkeit zur Deckung des Lastausgleichs zwischen Strombedarf und fluktuierender Erzeugung in Photovoltaik- und Windkraftanlagen auf verschiedenen Zeitskalen) angegeben werden.

2. Solarenergie in Deutschland

Im Folgenden sind spezifische Eigenschaften der Solarenergie, insbesondere im Hinblick auf den Anlagenpark in Deutschland, beschrieben. Die Grundlagen zur Stromerzeugung mit Photovoltaik (PV) sind bereits hinreichend von Volker Quaschnig [1] beschrieben, insbesondere in den folgenden Abschnitten:

- Kapitel 2.6: „Bestrahlungsstärke auf der geneigten Ebene“
- Kapitel 2.7: „Berechnung von Abschattungsverlusten“
- Kapitel 3.8: „Solarstrahlungsmesstechnik und Sonnensimulatoren“
- Kapitel 5: „Photovoltaik“

2.1. Anlagenpark Deutschland

Die 4 Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW stellen auf ihrer gemeinsamen Internetseite NETZ-TRANSPARENZ.DE [5] veröffentlichungspflichtige Informationen im Rahmen des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) bis Ende 2014 zur Verfügung. Darunter fallen auch EEG-Anlagenstammdaten und EEG-Bewegungsdaten bzw. Daten zur Jahresabrechnung (siehe Kapitel 4.2). Seit 2015 hat sich die Datenlage leider auch aufgrund der Anlagenregisterverordnung deutlich verschlechtert, weshalb sich 2014 als Basisjahr für die weitere Untersuchung anbietet.

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) erstellt regelmäßig eine Analyse der EEG-Daten unter dem Namen „EEG in Zahlen“, letztmals für das Berichtsjahr 2014 [23].

Auf Basis der o.g. Daten für das Basisjahr 2014 (Inbetriebnahmen bis 31.12.2014) wurde eine Auswertung des Anlagenparks Deutschland erstellt. Deutschlandweit waren am 31.12.2014 PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von 38,24 GW an die deutschen Stromnetze angeschlossen und haben mit rund 33 TWh Stromerzeugung zu ca. 6% der Bruttostromerzeugung beigetragen. Die durchschnittliche Vollaststundenzahl der Anlagen betrug 863 Stunden [5][20][23].

Installierte PV-Leistung nach ÜNB

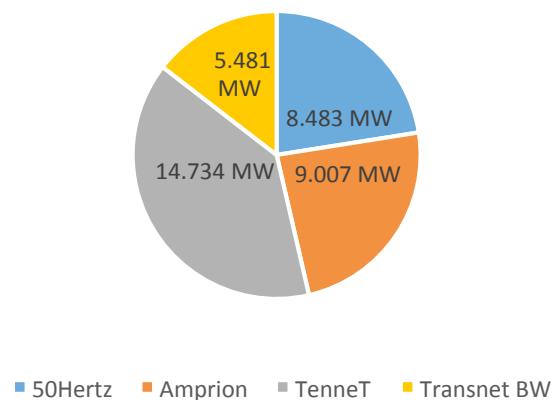


Abbildung 2-1: Installierte PV-Leistung je ÜNB [5]

Wie in Abbildung 2-1 zu sehen, ist der Großteil (39%) der PV-Anlagen im Übertragungsnetz TenneT angeschlossen. Im flächenmäßig kleinsten Netzgebiet der TransnetBW im Südwesten Deutschlands ist der kleinste Anteil (15%) der PV-Anlagen angeschlossen. Stromerzeugung mittels Photovoltaikanlagen ist eine relativ neue Technologie, wie auch die Entwicklung der installierten Leistung in Abbildung 2-2 zeigt. Die Zubau-Raten von Neuanlagen sind seit 2009 deutlich gestiegen, ab 2012 allerdings wieder deutlich gesunken, da die Förderung von Neuanlagen zum 01.01.2012 deutlich beschnitten wurde [20].

Historische Entwicklung Solare Strahlungsenergie

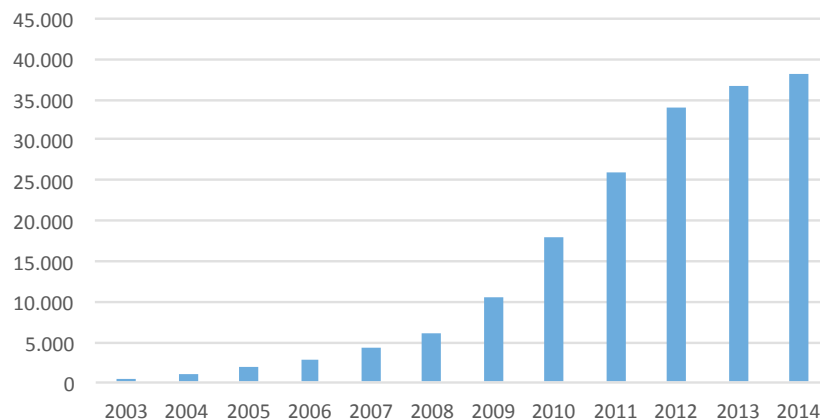


Abbildung 2-2: Entwicklung der installierten PV-Leistung seit 2004 [23]

Interessant hinsichtlich der Simulation und Einschätzung vorhandener Anlagentechnologien ist die Betrachtung verschiedener Anlagengrößen. Abbildung 2-3 zeigt die Verteilung verschiedener Anlagengrößen.

Installierte Leistung je Anlagengröße

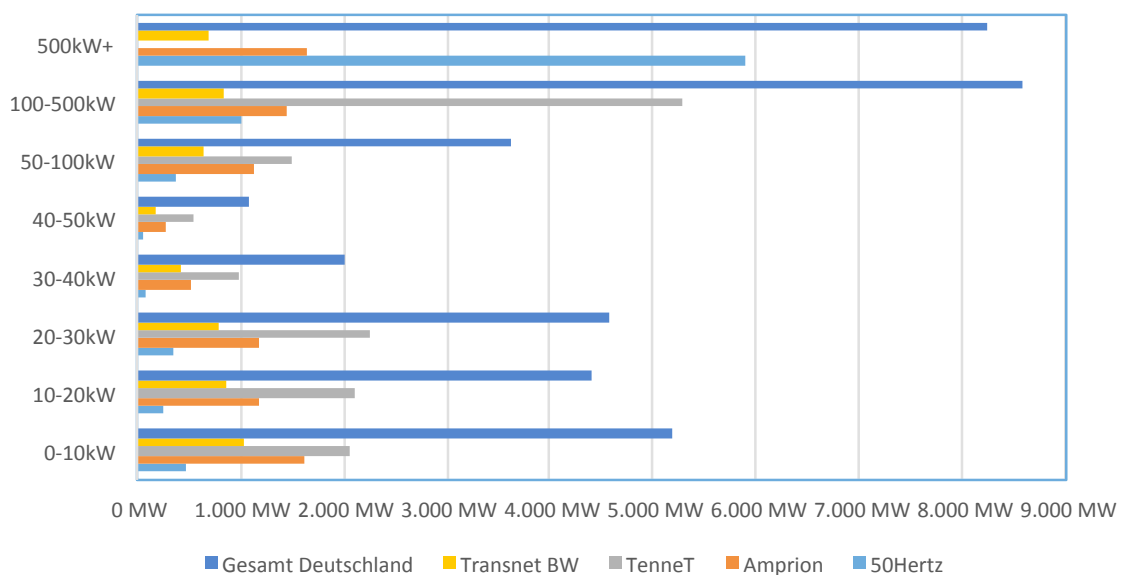


Abbildung 2-3: Installierte Leistung je Anlagengröße und ÜNB [5]

Die prozentuale Verteilung der installierten Leistung je Anlagengröße ist in Tabelle 2-1 dargestellt.

Installierte Leistung nach Anlagengröße	0-10kW	10-20kW	20-30kW	30-40kW	40-50kW	50-100kW	100-500kW	500kW+
50Hertz	1,3%	0,7%	0,9%	0,2%	0,2%	1,0%	2,7%	15,6%
Amprion	4,3%	3,2%	3,2%	1,4%	0,8%	3,0%	3,8%	4,3%
TenneT	5,5%	5,6%	6,0%	2,6%	1,5%	4,0%	14,0%	0,0%
Transnet BW	2,8%	2,3%	2,1%	1,1%	0,5%	1,7%	2,2%	1,9%
Gesamt Deutschland	13,8%	11,7%	12,1%	5,4%	2,9%	9,6%	22,7%	21,8%

Tabelle 2-1: Prozentuale Verteilung der installierten Leistung nach Anlagengröße [5]

Es wird deutlich, dass ein relativ großer Anteil der installierten Leistung (ca. 38%) auf Klein-Anlagen mit einer Leistung bis 30kW fällt. Dabei dürfte es sich fast ausschließlich um Dachanlagen auf Wohngebäuden, Bürogebäuden, Scheunendächern und Carports handeln.

Größere Anlagen bis 100kW beinhalten vermutlich auch einige wenige kleinere Freiflächenanlagen und Dachanlage auf Industriehallen.

Anlagen mit einer installierten Leistung > 500kW beinhalten fast ausschließlich Freiflächenanlagen.

Diese Einschätzungen deckt sich auch weitestgehend mit den genannten Marktanteilen von Dachanlagen in verschiedenen Leistungsklassen des BMWi [20].

Die Regelbarkeit von Stromerzeugern wird mit steigenden Anteilen fluktuierender Erzeuger zunehmend wichtig. Abbildung 2-4 zeigt, dass ca. ein Drittel (32%) der Anlagen (leistungsbezogen) nicht steuerbar sind und nur ein sehr geringer Teil (4%) eine 70%-Begrenzung aufweisen. Der Großteil der Anlagen (ca. 63%) ist nach § 9 EEG regelbar. Der VNB hat in diesem Fall die Möglichkeit die Einspeisung der Anlagen bei (drohenden) Netzengpässen in verschiedenen Stufen zu drosseln oder ganz vom Netz zu nehmen (100% / 60% / 30% / 0%).

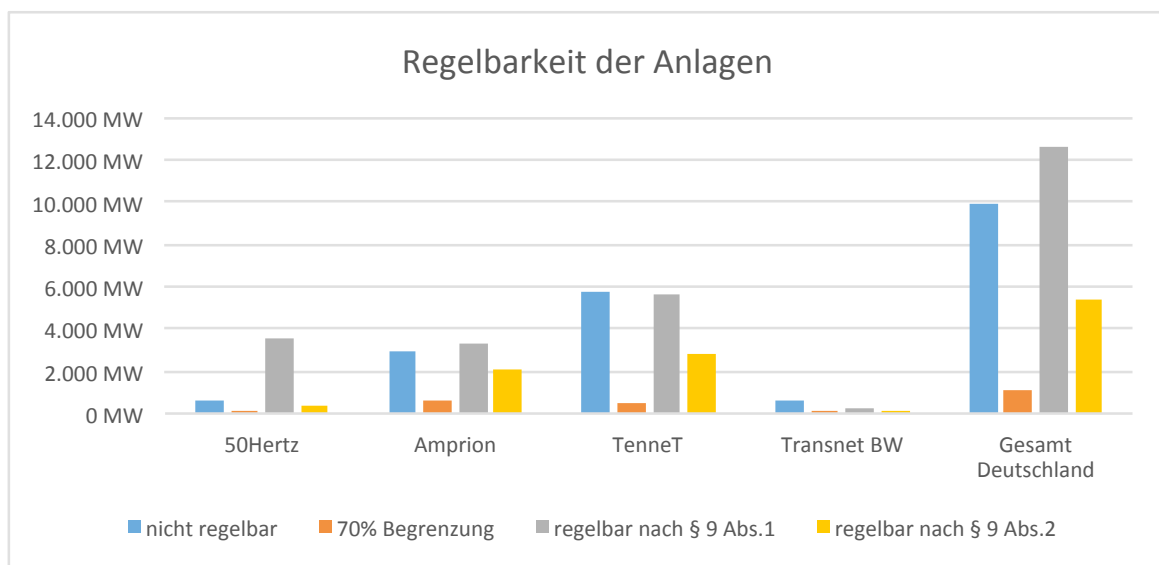


Abbildung 2-4: Regelbarkeit/Fernsteuerbarkeit der Anlagen durch den VNB [5]

Bezüglich der Spannungsebene ist der Großteil der Anlagen an ein Niederspannungsnetz (58%) angeschlossen, wie aus Abbildung 2-5 ersichtlich. Viele, vornehmlich größere, Anlagen (32%) sind an die Mittelspannungsnetze angeschlossen.

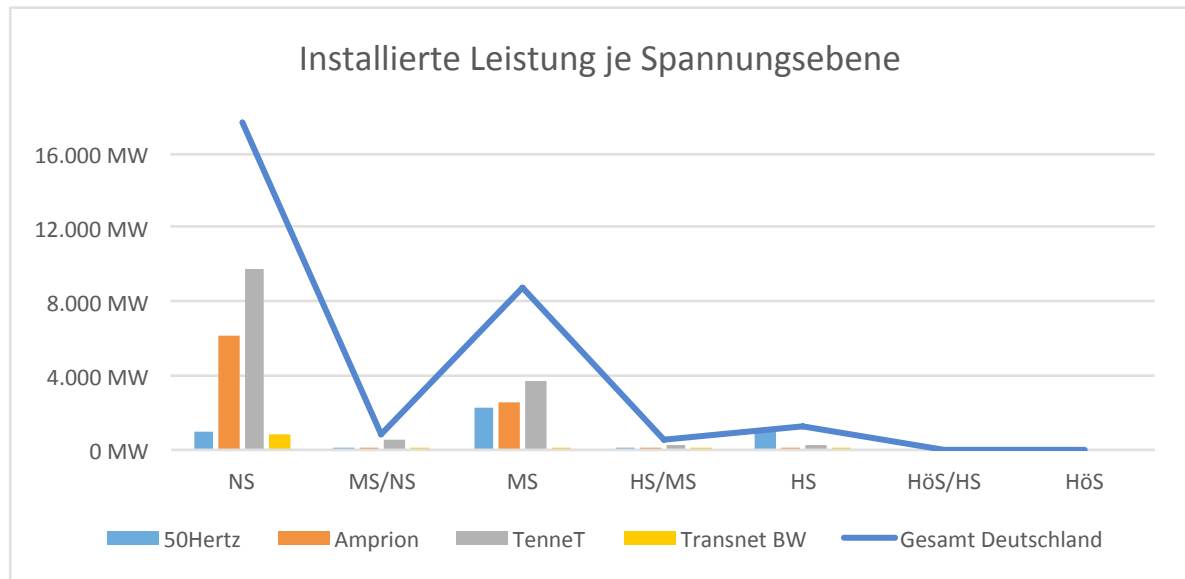


Abbildung 2-5: Installierte Leistung je Spannungsebene am Netzanschlusspunkt [5]

2.2. Kennzahlen

Im Folgenden werden Kennzahlen zur Simulation der PV-Einspeisung ermittelt und vereinfachte aber plausible Annahmen getroffen, deren Verwendung zur Simulation empfohlen wird.

Klassifizierung in Dach- und Freiflächenanlagen

Basierend auf den Erkenntnissen aus Tabelle 2-1 und der Marktanalyse des BMWi [20], schlagen wir zum Zwecke der Simulation eine vereinfachte aber plausible Klassifizierung der Anlagen je Anlagengröße vor, die in Tabelle 2-2 dargestellt ist. Der daraus resultierende Anteil der Freiflächenanlagen an der Gesamtleistung liegt mit ca. 22% zwischen den genannten Zahlen des BMWi (ca. 28% Marktanteil zwischen 2010 und 2014 [20]) und des Landes Bayern (ca. 20% Marktanteil von Freiflächenanlagen [21][22]).

Anlagengröße	Klassifizierung	Anteil an der Gesamtleistung
0-30kW	Dachanlagen (Gebäudeeigentümer)	37,6%
30-500kW	Dachanlagen inkl. Industriedächer und gewerblich genutzte Dächer	40,6%
> 500kW	Freiflächenanlagen	21,8%

Tabelle 2-2: Vorschlag zur Klassifizierung der PV-Anlagen nach Anlagengröße

Verwendete Anlagentechnologie und weitere Annahmen

Elementar zur Ermittlung der Einspeisung einer PV-Anlage sind der Neigungswinkel sowie der Azimutwinkel der Module. Beide sind bei Freiflächenanlagen frei wählbar, weshalb davon ausgegangen wird, dass diese Parameter bei Freiflächenanlagen dem Optimum entsprechen (bezogen auf die jährliche Energieausbeute). Bei Dachanlagen richten sich die Parameter häufig nach der Dachneigung und -ausrichtung. Entsprechende Annahmen können daher basierend auf Häufigkeitsverteilungen von Dachneigung und -ausrichtung getroffen werden. Alternativ kann der Ansatz von G. Schubert [16] verwendet werden.

Während in Dachanlagen häufig monokristalline Module (c-Si) zum Einsatz kommen, finden sich in Freiflächenanlagen überwiegend Dünnschichtmodule (meist CdTe) aufgrund des geringeren Preises durch einfachere Produktion [21].

Die Verwendung von Nachverfolgungseinrichtungen (untertägige Anpassung des Neigungs- und Azimutwinkels nach Sonnenstand) ist bis heute eher untypisch.

Durchschnittswerte für die Bodenreflektivität und Beschattung liegen uns derzeit nicht vor, jedoch hat G. Schubert [16] in Ihrer Arbeit plausible Annahmen getroffen und ihre Ergebnisse evaluiert. Wir empfehlen daher die Verwendung dieser Annahmen.

Die Regelbarkeit bestehender Anlagen wurde anhand von Anlagenstammdaten der ÜNB ausgewertet [5]. Neuanlagen müssen nach EEG ab einer Leistung von 30kW mit einer Rundsteuerempfangseinrichtung ausgestattet sein.

Unsere Empfehlungen sind in Tabelle 2-3 zusammengefasst.

Annahmen	Dachanlagen	Freiflächenanlagen
Modultyp	kristalline Module (c-Si)	Dünnschichtmodule (CdTe)
Modulwirkungsgrad	16,5% (15-18%)	10% (9-11%)
Nachverfolgung	Nein	Nein
Durchschnittliche Volllaststunden	875h/a	
Durchschnittlicher Eigenverbrauchsanteil (geschätzt) [20]	35%	0%
Ausrichtung	20% -> Südost (135°) 60% -> Süd (180°) 20% -> Südwest (225°)	Süd (180°)
Neigung (Höhenwinkel γ_E)	5% -> 20° 20% -> 25° 50% -> optimal (30°) 20% -> 35° 5% -> 40°	optimal (30°)
Reflektivität (Albedowert)	0,2	0,2
Beschattung	0-30% i.A.v. Sonneneinfallswinkel θ_{gen} : Lineare Abhängigkeit für Einfallswinkel < 17°	
Regelbarkeit Bestandsanlagen	50% nicht regelbar 50% gem. EEG § 9 (100/60/30/0)	100% gem. EEG § 9 (100/60/30/0)
Regelbarkeit Neuanlagen (> 2014)	P < 30kW: Nicht regelbar P >= 30kW: steuerbar gem. EEG § 9 (100/60/30/0)	

Tabelle 2-3: Annahmen für Dachanlagen und Freiflächenanlagen [5][16][20][21]

Wirkungsgrade

Typische Wirkungsgrade von PV-Modulen zur Energieerzeugung liegen heute zwischen 9 und 15% bei Standardtestbedingungen (STC), wobei durch neue Produktionsverfahren in den vergangenen Jahren neue Spitzenwerte erreicht wurden. Der Modulwirkungsgrad bei Standardtestbedingungen (STC) ist jedoch nur eine theoretische Kennzahl. Wichtiger ist der Systemwirkungsgrad der PV-Anlage unter Realbedingungen – und dieser variiert von Anlage zu Anlage. Neben dem Modultyp spielen dabei vor allem die Neigung und die Ausrichtung der Anlage sowie die Modultemperatur eine große Rolle. Ebenfalls sollten bei der Ermittlung des Systemwirkungsgrades weitere Verluste sonstiger Komponenten mit berücksichtigt werden, die üblicherweise in einer Leistungskennzahl (Performance Ratio, PR) festgehalten werden.

Modulwirkungsgrad

Der relative Modulwirkungsgrad kann je Zelltechnologie für verschiedene Strahlungs- und Temperaturbedingungen auf Basis empirischer Parameter ermittelt werden [16]. Die Parameter für die gängigsten Zelltechnologien sind in Tabelle 2-4 aufgeführt.

Technologie	k_1	k_2	k_3 [1/k]	k_4 [1/k]	k_5 [1/k]	k_6 [1/k]
c-Si	-0,017162	-0,040289	-0,004681	0,000148	0,000169	0,000005
CIS	-0,005521	-0,038492	-0,003701	-0,000899	-0,001248	0,000001
CdTe	-0,103251	-0,040446	-0,001667	-0,002075	-0,001445	-0,000023

Tabelle 2-4: Koeffizienten zur Ermittlung des relativen Wirkungsgrades [16]

Der relative Wirkungsgrad kann somit wie folgt ermittelt werden (vgl. [1]):

$$\eta_{rel} = 1 + k_1 \ln\left(\frac{I_{mod}}{I_{STC}}\right) + k_2 \left[\ln\left(\frac{I_{mod}}{I_{STC}}\right)\right]^2 + \left[k_3 + k_4 \ln\left(\frac{I_{mod}}{I_{STC}}\right) + k_5 \left\{ \ln\left(\frac{I_{mod}}{I_{STC}}\right) \right\}^2 \right] \cdot (T_{mod} - T_{STC}) + k_6 (T_{mod} - T_{STC}) \quad (23)$$

mit:

I_{mod} = Strahlungsstärke auf Modul (W/m^2)

I_{STC} = Strahlungsstärke bei Standardtestbedingungen, üblicherweise $1.000 W/m^2$

T_{mod} = Modultemperatur ($^{\circ}C$)

T_{STC} = Modultemperatur bei Standardtestbedingungen, üblicherweise $25^{\circ}C$

k_1 bis k_6 = empirische Parameter, konstant, siehe Tabelle 2-4

Die Modultemperatur kann wie folgt ermittelt werden (vgl. [1]):

$$T_{mod} = T_{amb} + \frac{NOCT - 20}{800} \cdot I \quad (24)$$

mit:

T_{amb} = Umgebungstemperatur ($^{\circ}C$)

NOCT = Normal Operating Cell Temperature, typischerweise $45^{\circ}C$

I = Strahlungsstärke auf Modul (W/m^2)

Sonstige Verlustfaktoren

Weitere Verlustfaktoren sind auf leicht unterschiedliche Leistungen und Wirkungsgrade der verwendeten Module einer Anlage (Mismatching), Reflexionen und Verschmutzungen an der Moduloberfläche sowie auf Verluste in den Gleichstromkabeln und dem Wechselrichter zurückzuführen. Typische Annahmen für diese Faktoren sind in Tabelle 2-5 dargestellt.

Verlustfaktor	Höhe des Verlusts
Mismatching	5%
Reflexionen an der Moduloberfläche	2,5%
Verschattung	2,5%
Verschmutzungen	2%
Anlagenverkabelung	3%
Wechselrichter	5%

Tabelle 2-5: Sonstige Verlustfaktoren [16]

Aus der Summe der sonstigen Verlustfaktoren ergibt sich das sogenannte ‚Performance Ratio‘ (PR) [vgl. [1]]:

$$PR = (100 - V_1) * (100 - V_2) * ... * (100 - V_n)(\%)$$

mit:

$V_1...V_n$ = die einzelnen Verlustfaktoren wie in Tabelle 2-5 dargestellt

Es ergibt sich typischerweise ein PR von $\approx 80\%$ [0,8].

Systemwirkungsgrad

Der Systemwirkungsgrad der Anlage setzt sich aus den o.g. Wirkungsgraden und Verlustfaktoren zusammen. Der relative Wirkungsgrad des PV-Moduls sollte wie oben beschrieben stündlich ermittelt werden, um den Einfluss der Solarstrahlung und Temperatur mit zu berücksichtigen. Die restlichen Faktoren können als konstant betrachtet werden.

Im Anschluss kann die tatsächliche Stromerzeugung des PV-Systems wie folgt ermittelt werden (vgl. [1]):

$$P_{(I,T_{mod})} = P_{STC} * \left(\frac{I_{mod}}{I_{STC}} \right) * \eta_{rel} * PR$$

mit:

$P(I,T_{mod})$ = Erzeugungsleistung bei bestimmter Einstrahlung und Modultemperatur (W)

P_{STC} = Stromerzeugung bei Standardtestbedingungen (W), typischerweise die installierte Leistung

I_{mod} = Strahlungsstärke auf Modul (W/m^2)

I_{STC} = Strahlungsstärke bei Standardtestbedingungen, üblicherweise $1.000 W/m^2$

η_{rel} = relativer Modulwirkungsgrad

PR = Performance Ratio

2.3. Ausblick auf zukünftige Entwicklungen

Bis 2050 könnte die installierte PV-Leistung in Deutschland auf ca. 120GW anwachsen¹. Bezüglich der zur Anwendung kommenden PV-Technologien sind in Zukunft weitere Entwicklungen und Innovationen zu erwarten. Die folgenden Entwicklungen sind derzeit absehbar [28][29]:

1. Entwicklung von Silizium-Alternativen

Bereits marktreif sind Dünnschichtmodule, z.B. aus Cadmiumtellurid (CdTe) oder Kupfer-Indium-Diselenid (CIS). Darüber hinaus werden organische und Perowskit-Solarzellen entwickelt, die zwar vielversprechend sind, deren Marktreife aber derzeit noch nicht gänzlich absehbar ist.

2. Weitere Photovoltaik-Technologien

Neue Technologien wie Farbstoffsolarzellen und thermische Photovoltaikzellen (die Strom aus Wärme erzeugen) befinden sich noch in der Entwicklungsphase. Das Erreichen einer Marktreife ist derzeit noch nicht absehbar.

3. Weiterentwicklung bestehender Technologien

Bestehende Produktionsverfahren für cSi-, CdTe- und CIS-Solarzellen werden künftig weiter verbessert werden, dabei werden die Kosten für die Module weiter fallen und leicht steigende Wirkungsgrade erreicht. Kosten für Inverter werden ebenfalls weiter fallen.

4. Integration in Stromnetze

Neben der Entwicklung der eigentlichen Stromerzeugungstechnologie nimmt in Zukunft die Integration des PV-Stroms in die Stromnetze eine immer wichtigere Rolle ein. Neue Systemlösungen, die PV-Dachanlagen mit Heim-Batteriespeichern kombinieren oder Anbindung der PV-Anlagen an Smart-Grids, sowie Nutzung der Elektromobilität für einen erhöhten zeitlichen Ausgleich der PV-Einspeisung und des Stromverbrauchs werden in der Zukunft eine wichtige Rolle spielen.

¹ Siehe <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/162540/umfrage/prognose-zum-stromix-in-deutschland-im-jahr-2050/>

3. Windenergie in Deutschland

Im Folgenden sind spezifische Eigenschaften der Windenergie, insbesondere im Hinblick auf den Anlagenpark in Deutschland, beschrieben. Die Grundlagen zur Stromerzeugung mit Windkraftanlagen (WKA) sind bereits hinreichend von Volker Quaschnig [1] beschrieben, insbesondere im Kapitel 6 „Windkraft“.

3.1. Anlagenpark Deutschland

Auf Basis der EEG-Daten der ÜNB [5] und den Auswertungen der BNetzA [23] wurde eine Auswertung der Windenergie in 2014 erstellt. Am 31.12.2014 waren Windanlagen mit einer Gesamtleistung von 37.341MW (Onshore) bzw. 993,6MW (Offshore) an die deutschen Stromnetze angeschlossen und haben eine Jahresarbeit von 55.907GWh (Onshore) bzw. 1.449GWh (Offshore) eingespeist. Die durchschnittliche Vollaststundenzahl betrug 1.497h/a (Onshore) bzw. ≈ 4.000 h/a (Offshore) [32]. Abbildung 3-1 zeigt die installierte Windleistung je ÜNB, Abbildung 3-2 weit zusätzlich die On- und Offshore-Anteile aus.

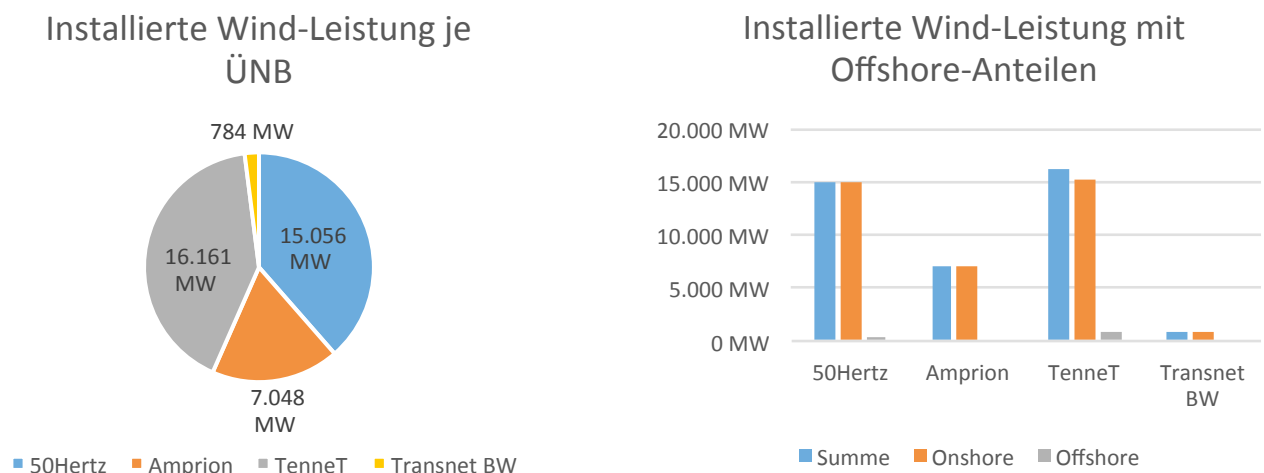


Abbildung 3-1: Installierte Wind-Leistung je ÜNB [5] Abbildung 3-2: Installierte Wind-Leistung mit Offshore-Anteilen [5]

In obigen Abbildungen ist erkennbar, dass der Großteil der installierten Windleistung in den Netzen der TenneT und 50Hertz liegt. Offshore-Wind-Anlagen beschränken sich aufgrund des Zugangs zur Nord- bzw. Ostsee ausschließlich auf die Netze 50Hertz und TenneT. Offshore-Wind ist eine relativ neue Technologie und daher zurzeit noch in relativ kleinen Mengen vorhanden. Die Entwicklung der Windkraft in den letzten Jahren ist in Abbildung 3-3 und Abbildung 3-4 dargestellt.

Historische Entwicklung der Windkraft Onshore

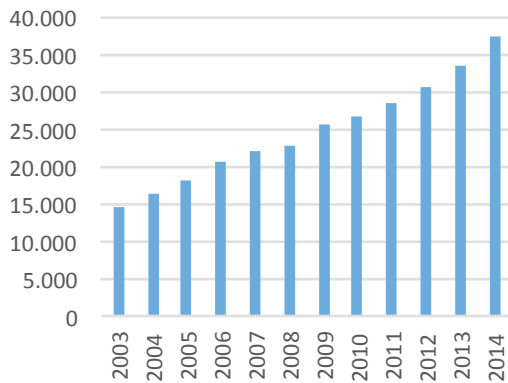


Abbildung 3-3: Entwicklung der Onshore-Windkraft [23]

Historische Entwicklung der Windkraft Offshore

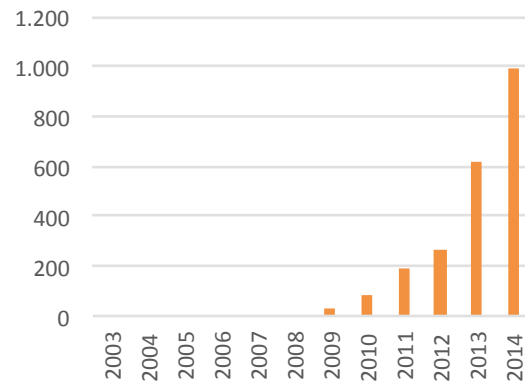


Abbildung 3-4: Entwicklung der Offshore-Windkraft [23]

Abbildung 3-5 zeigt die Verteilung verschiedener Anlagengrößen.

Installierte Leistung je Anlagengröße

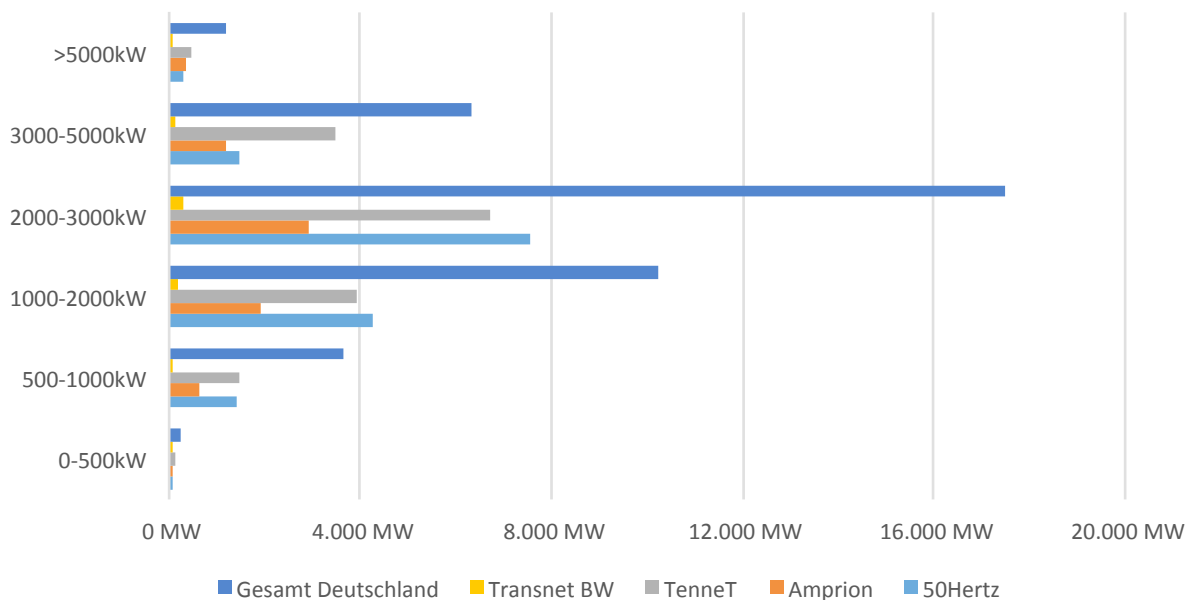


Abbildung 3-5: Installierte Leistung je Anlagengröße und ÜNB [5]

Die Abbildung zeigt, dass der Großteil der Windanlagen eine Nennleistung zwischen 1.000 und 3.000kW besitzt. Aus dem Energieatlas Bayern [21] geht hervor, dass Windanlagen mit einer Leistung < 2MW ab 2008 praktisch nicht mehr gebaut werden und seit 2010 Anlagen mit einer Leistung > 3MW eingeführt wurden. Bei Anlagen der Leistungsklassen > 2-3MW handelt es sich demnach um, moderne Windanlagen, die erst seit wenigen Jahren bei Neuanlagen und zum Repowering eingesetzt werden. Windanlagen mit einer Leistung < 2MW sind somit meist älteren Datums mit Inbetriebnahme vor 2008 [5][21].

Derzeit existierende Offshore-Anlagen besitzen zum überwiegenden Teil eine Nennleistung von 5MW [5].

Da es sich bei Windanlagen fast ausschließlich um Anlagen > 100kW handelt, sind quasi alle Anlagen regelbar nach § 9 EEG (99% der Onshore und 100% der Offshore-Anlagen) [5].

Während Offshore-Anlagen allesamt an das Hochspannungs- bzw. Höchstspannungsnetz angeschlossen sind, sind Onshore-Anlagen an verschiedene Spannungsebenen angeschlossen. Abbildung 3-6 zeigt die Verteilung der Anlagen (leistungsbezogen) auf die verschiedenen Spannungsebenen. Der Anschluss von Windanlagen im Niederspannungsnetz bleibt die Ausnahme, die größten Anteile finden sich im Mittel- und Hochspannungsnetz [5].

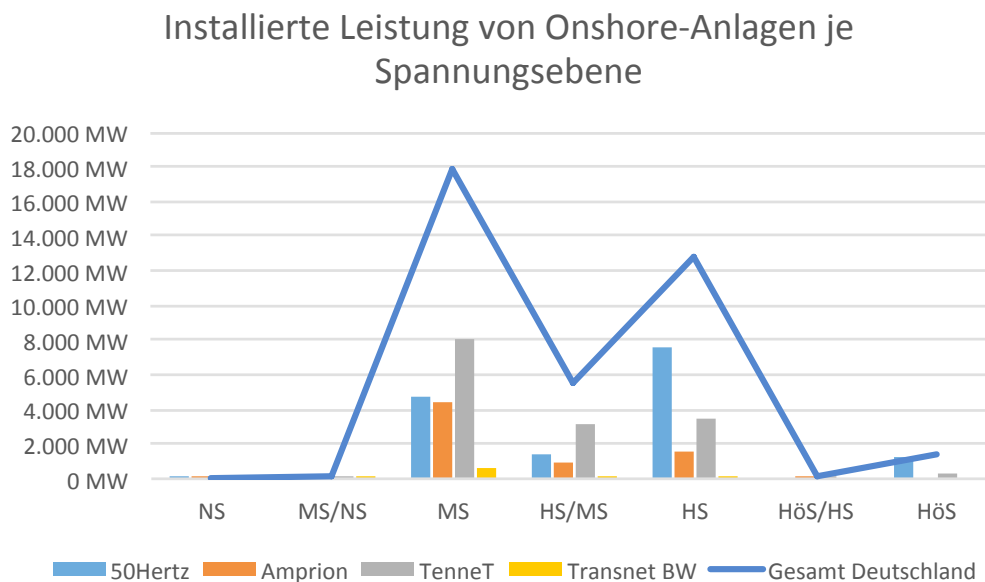


Abbildung 3-6: Installierte Leistung von Onshore-Wind-Anlagen je Spannungsebene [5]

3.2. Kennzahlen

Im Folgenden werden Kennzahlen zur Simulation der Windeinspeisung ermittelt und vereinfachte aber plausible Annahmen getroffen, deren Verwendung im Rahmen der Simulation empfohlen wird.

Die Anlagentechnik von Windenergieanlagen wurde in den zurückliegenden Jahren stark weiterentwickelt. Aufgrund steigender Betriebserfahrung und steigendem Absatz sind die Anlagenhersteller in der Lage, immer größere und Leistungsstärkere Windanlagen zu bauen. Wie oben beschrieben, wurden bis 2005 überwiegend Anlagen mit einer Nennleistung < 2MW gebaut, seit 2008 werden praktisch nur noch Anlagen > 2MW gebaut. Der Trend geht zu noch

größeren Leistungsklassen bis > 5MW im Offshore-Bereich und alte, kleinere Bestandsanlagen an windreichen Standorten werden zunehmend durch größere Anlagen ersetzt (Repowering). Zum Zwecke der Simulation schlagen wir die Einteilung in 3 Anlagenklassen vor, wie in Tabelle 3-1 dargestellt.

Anlagentyp	Anlagengröße	Klassifizierung
Onshore	< 3MW	Onshore, Bestandsanlage
Onshore	> 3MW	Onshore, Modern
Offshore	Alle	Offshore-Anlage

Tabelle 3-1: Klassifizierung von Windenergieanlagen

Zu jeder der o.g. Anlagenklasse schlagen wir weiterhin die Verwendung von Parametern basierend auf typischen bzw. durchschnittlichen Anlagen dieser Leistungsklasse vor. Tabelle 3-2 enthält unsere Annahmen für typische Windenergieanlagen und deren wichtigste Parameter. Die Leistungskennlinien können entweder aus den Datenblättern der jeweiligen Anlage entnommen werden oder linear aus den genannten Werten für Windgeschwindigkeit bei Anlauf, Nennleistung und Abschaltung interpoliert werden [25][26][27].

Annahmen (Typische Werte)	Onshore Bestandsanlage	Onshore, Modern	Offshore
Leistungsgröße	1.500 kW	3.000 kW	5.000 kW
Nabenhöhe	65m	80m	90m
Rotordurchmesser	77m	90m	116m
Windgeschwindigkeit Anlauf (Cut-in wind speed)	3,5m/s	3,5m/s	4m/s
Windgeschwindigkeit Nennleistung (Rated wind speed)	11,5m/s	15m/s	12,5m/s
Windgeschwindigkeit Abschaltung (Cut-out wind speed)	20m/s	25m/s	25m/s
Windgeschwindigkeit Wiedereinschaltung (Re cut-in wind speed)	17,5m/s	20m/s	20m/s
Anlagentyp (Leistungskurve)	GE 1.5xle	Vestas V90-3.0 MW	Areva M5000-116
Durchschnittliche Volllaststunden	1.600 h/a		4.000 h/a
Anschluss an Spannungsebene	MS	HS	HS/HöS
Regelbarkeit	100% gem. EEG § 9 (100/60/30/0)		

Tabelle 3-2: Annahmen für typische Windanlagen verschiedener Leistungsklassen zur Simulation [25][26][27][32]

Abbildung 3-7 zeigt beispielhaft den annähernd linearen Verlauf einer Leistungskurve, in diesem Beispiel der Windkraftanlage Vestas V90-3.0MW [25].

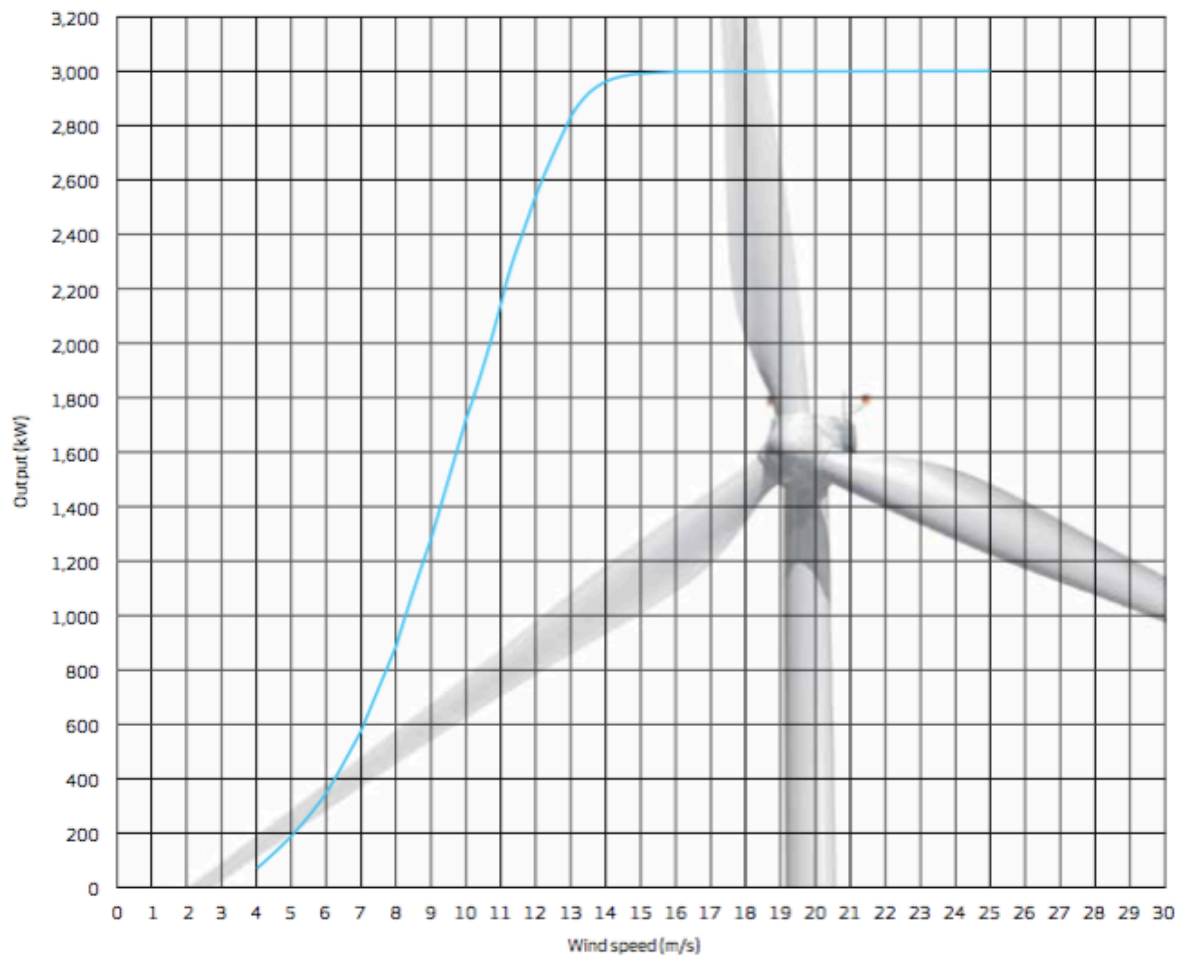


Abbildung 3-7: Leistungskennlinie der Windanlage Vestas V90-3.0 MW [25]

3.3. Ausblick auf zukünftige Entwicklungen

Im Jahre 2050 ist eine installierte Windleistung an Land (Onshore) von ca. 60GW sowie auf See (Offshore) von ca. 45GW zu erwarten [28].

Windanlagen werden in Zukunft weiter entwickelt werden, folgende Entwicklungen sind dabei absehbar [30]:

1. Stetige Weiterentwicklung der Windenergieanlagentechnik

Es sind weitere, mit steigenden Nennleistungen einhergehende, Entwicklungen hinsichtlich der Anlagentechnik zu erwarten, insbesondere betrifft dies Rotordurchmesser und Nabenhöhe von künftiger Windkraftanlagen.

2. Stärkere Differenzierung von Stark- und Schwachwindanlagen

Der Entwicklungstrend geht derzeit zu einem standort-angepassten Verhältnis von Rotorfläche zu Nennleistung sowie Nabenhöhe. Bisher dominierende „Allzweckanlagen“ werden künftig die Ausnahme sein. Stattdessen werden Anlagen stärker auf den Standort zugeschnitten, um sowohl an windschwachen, als auch an windstarken Standorten die Stromausbeute zu erhöhen.

3. Neue Anlagentechnik

Neben der bestehenden Anlagentechnik befinden sich weitere Technologien in der Entwicklung. Zu nennen sind hier vor allem die Flugwindkraftanlagen von Enerkite². Eine realistische Einschätzung über die Marktreife dieser Technologie ist jedoch zu dem jetzigen Zeitpunkt sehr schwierig.

4. Integration in Stromnetze

Neben der Entwicklung der eigentlichen Stromerzeugungstechnologie nimmt in Zukunft die Integration des Windstroms in die Stromnetze eine immer wichtigere Rolle ein. Neue Systemlösungen, die auf eine erhöhte Glättung der Windeinspeisung abzielen, werden künftig eine Rolle spielen. Zu nennen sind hier Druckluftspeichersysteme, die in lokaler Nähe zu dem Windpark installiert werden, sowie zu einem späteren Zeitpunkt die Power-2-Gas-Technologie, die überschüssigen Windstrom in Erdgas umwandelt und im Erdgasnetz für eine spätere Verwendung in Gaskraftwerken zwischenspeichert.

² <http://www.enerkite.de/>

4. Datengrundlage und Simulation

4.1. Wetterdaten

Im Folgenden sind verschiedene Wetterdaten und Datenquellen beschrieben. Dabei wurde sich auf zeitlich und räumlich hochauflösende Wetterdaten für Deutschland beschränkt, die als Eingangsdaten zur Simulation der Einspeisung aus PV- und Windanlagen in Frage kommen.

4.1.1. Solarstrahlungsdaten

Für die Berechnung der Stromerzeugung aus PV-Anlagen auf Basis historischer Wetterdaten muss der direkte und diffuse Anteil der Globalstrahlung auf der horizontalen Ebene je Standort bekannt sein. Viele Wetterdaten enthalten die Globalstrahlung und den diffusen Anteil, woraus der direkte Anteil rechnerisch ermittelt werden kann.

Die Qualität der Wetterdaten unterscheidet sich in der zeitlichen und regionalen Auflösung. Einige Datensets liefern Informationen zu der mittleren monatlichen Tagessumme je Monat im 1km²-Raster, zum Beispiel erhältlich im ‚Climate Data Center‘³ (CDC) des Deutschen Wetterdienstes (DWD). Diese Daten werden häufig für die Ermittlung der Jahreseinspeisung und Bewertung eines potentiellen Anlagenstandorts herangezogen. Andere Datensets enthalten zeitlich höher auflösende Daten, z.B. sind Stundenmittelwerte von minütlichen Messwerten aus ca. 30 Bodenmessstationen in Deutschland frei im CDC des DWD erhältlich. Die Eignung für eine deutschlandweite Simulation ist in weiteren Untersuchungen festzustellen, da lokale Unterschiede, beispielsweise durch häufig auftretende Cumulus-Bewölkung im Sommer, durch eine solch kleine Anzahl an Messpunkten möglicherweise nicht ausreichend abgedeckt sind.

Eine Alternative sind möglicherweise Stundenmittelwerte aus 3 Satellitenmessungen je Stunde im 1km²- bis 15km²-Raster, erhältlich in CM SAF⁴ für eine jährliche Bereitstellungspauschale. Auf der S@tel-Light-Webseite⁵ stehen freie 30-Minutenmesswerte basierend auf Satellitendaten zur Verfügung, jedoch nur für 5 Jahre (1996-2000).

Tabelle 4-1 stellt verschiedene Wetterdaten gegenüber und enthält eine erste Bewertung hinsichtlich deren Eignung zur zeitlich hochauflösenden Simulation der Einspeisung aus PV-Anlagen.

³ DWD Climate Data Center: http://www.dwd.de/DE/klimaumwelt/cdc/cdc_node.html

⁴ CM SAF The Satellite Application Facility on Climate Monitoring: <http://www.cmsaf.eu/>

⁵ S@tel-Light Webseite: <http://satel-light.com/>

Kurzstudie Photovoltaik und Windkraft, 06.12.2016

Quelle	Anbieter	DWD			SolarGIS	S@tel-Light
	Dienst	Climate Data Center (CDC)		CM SAF	Webseite	Webseite
	Produktpaket	monthly grid data	hourly radiation	Strahlungsdaten	climData -> Solar and PV data	Solarstrahlung
	Kosten	Frei zugänglich	Frei zugänglich	(ca. 250€)	1200€/Standort lt. Preisliste	Frei zugänglich
Herkunft	Messverfahren	Globalstrahlungswerte von METEOSAT, Abgleich mit Bodenmessungen (DWD)	Pyranometer-messung	Satellitendaten EUMETSAT	Daten von 5 Satelliten	Satellitenbilder (Meteosat)
	Messintervall	1 Minute (Boden)/ 30 Minuten (Satellit)	1 Minute	30 Minuten	Mehrjahresdurchschnitt bis 15min Messwert	1 Messwert alle 30 Minuten
	Modellierung	mittlere monatliche Tagessumme je Monat	Mittelwert je Stunde	Mittelwert je Stunde aus je 3 Messwerten	Globalstrahlung und diffuser Anteil berechnet	Globalstrahlung und diffuser Anteil basieren auf Berechnungen
Verfügbarkeit	Messwert	Globalstrahlung	Globalstrahlung und diffuser Anteil auf horizontaler Ebene	Globalstrahlung und diffuser Anteil gegenüber der Sonne	Globalstrahlung, direkter und diffuser Anteil auf horizontaler Ebene & mehr	Globalstrahlung und diffuser Anteil auf horizontaler Ebene
	Zeitliche Auflösung	Monat	Stündlich (1-Minutenwerte kostenpflichtig)	1 Stunde (30 Minutenwerte wären möglich)	15 (MSG Satellit) - 30 Minuten (other)	30 Minuten
	Räumliche Auflösung	1km x 1km	30 Stationen in Deutschland	1x1 bis 15x15km möglich	250m x 250m	ca. 5km (Länge) * 11km (Breite)
	Verfügbarer Zeitraum	1997-Heute (je nach Station)	1997-Heute (je nach Station)	19XX-Heute	Für Europa: ab 1994	1996-2000
	Messfehler	+/- 5% im Sommer, +/-15% im Winter	< 3% Messfehler	k.A.	4-15% abh. Von Standort und Auflösung	Auf Jahresbasis: MBD:-1 bis 3%; RMS: 20% (Südeuropa) bis 40% (Nordeuropa)
	Datenformat	GIS	Text	Ein GIS-File je Stunde	GIS	.tsv (text file)
Bewertung	Pro	+ feines Raster	+ hohe Genauigkeit für den Standort + Minutenwerte auf Anfrage erhältlich	+ ausreichend genaues Raster + ausreichende zeitliche Auflösung	+ Hochauflösend zeitl. & räuml. + bewertet als genaueste Datenquelle [5]	+ 30 Minutenwerte + Genauigkeit auf jährlicher Basis gut + hoch auflösendes Raster
	Kontra	- nicht geeignet kleinere Zeitintervalle	- Eignung für Deutschlandmodell ist zu evaluieren	- ungenauer als Bodenmessung - Datenverarbeitung	- ungenauer als Bodenmessung - Datenverarbeitung	- Nur Daten von 1996-2000

Tabelle 4-1: Vergleich zeitlich hochauflösender Wetterdaten für die Solarstrahlung [eigene Darstellung]

4.1.2. Winddaten

Die Bewertung eines potentiellen Anlagenstandortes wird häufig auf Basis der Weibull-Verteilung vorgenommen. Die Weibull-Verteilung enthält Informationen über die Vorkommenshäufigkeiten verschiedener.

Zur Berechnung der Windeinspeisung in zeitlich hochauflösenden Intervallen (z.B. je Stunde) auf Basis historischer Wetterdaten werden zeitlich hochauflösende Zeitreihen der Windgeschwindigkeit und –richtung in bestimmter Höhe je Standort benötigt.

Der DWD betreibt in Deutschland über 400 Bodenmessstationen mit Messung der Windgeschwindigkeit und –richtung (meist in 10m Höhe) und ist somit eine offensichtliche Quelle für Winddaten. Im CDC des DWD sind sowohl Weibull-Parameter als auch Stundenwerte frei erhältlich. Die Stundenwerte basieren auf 10-minütlichen Messungen, deren Messwerte kostenpflichtig erhältlich sind.

Eine weitere Alternative sind Stundenwerte, die basierend auf Satellitendaten erstellt werden und für verschiedene Höhen verfügbar sind. Die rechnerisch ermittelten Werte werden alle 8 Stunden mit Messungen abgeglichen und verfügen laut DWD über eine hohe Genauigkeit [3]. Diese Daten werden üblicherweise von Wetterdiensten für deren Windprognosen verwendet. Die Daten sind im Pamore-System des DWD erhältlich⁶, ein Jahreszugang ist für eine Bereitstellungspauschale von 200€ Netto erhältlich.

Im CDC des DWD sind unter ‚multi-annual wind parameters‘ Weibull-Parameter je Messstation erhältlich, unter ‚hourly wind observations‘ sind die stündliche Messwerte je Bodenstation zu finden.

Weitere Datenanbieter beinhalten das National Renewable Energy Laboratory⁷ (nrel.gov) sowie den kostenpflichtigen Wetterservice der MeteoGroup⁸.

Tabelle 4-2 zeigt einen Vergleich verschiedener Wetterdatenquellen für Windgeschwindigkeit und –richtung und enthält eine erste Bewertung der Eignung für die Simulation der Einspeisung aus Windkraftanlagen.

⁶ Weitere Informationen siehe:

http://www.dwd.de/DE/klimaumwelt/cdc/kinfo_systeme/kinfo_systeme_node.html

⁷ National Renewable Energy Laboratory Webseite: <http://www.nrel.gov/gis/data.html>

⁸ MeteoGroup Deutschland: <http://www.meteogroup.com/de/de/home.html>

Kurzstudie Photovoltaik und Windkraft, 06.12.2016

Quelle	Anbieter	DWD				nrel.gov
	Dienst	Climate Data Center (CDC)			Pamore	Webseite
	Produktpaket	multi-annual wind parameters	hourly wind observations	10-Minutenwerte	COSMO-DE (früher LMK)	Wind Data
	Kosten	Frei zugänglich	Frei zugänglich	Daten für 1 Jahr: 260 Stationen: 1.214,21 € 20 Stationen: 154,60 € [4]	200€ netto p.a.	Frei zugänglich
Herkunft	Messverfahren	Stationsmessnetz des DWD	Stationsmessnetz des DWD	Stationsmessnetz des DWD	Basis: Satellitendaten, zus. Messung alle 8 Stunden	
	Messintervall	10 Minuten	10 Minuten	10 Minuten		
	Modellierung	Weibull-Parameter aus dem vieljährigen Mittel	Mittelwert aus 10-Minutenwerten	Mittelwert	Berechnung stündlich, Abgleich mit Messung alle 8 Stunden	
Verfügbarkeit	Zeitliche Auflösung	Weibull-Parameter (Jahresmenge)	Stündlich	10 Minuten	Stündlich	Tag
	Räumliche Auflösung	1km x 1km	ca. 420 Stationen in Deutschland	ca. 420 Stationen in Deutschland	ca. 6km x 6km	1x1km
	Verfügbarer Zeitraum	Vieljähriges Mittel	199X-Heute	199X-Heute	199X-Heute	
	Messhöhe	meistens 10m	meistens 10m	meistens 10m	verschiedene Höhen, z.B. 80 und 101m	50m Nabenhöhe
	Datenformat	Text	Text	Text	GIS je Stunde	
Bewertung	Pro	+ feines Raster	+ am Standort genau	+ am Standort genau + hohe zeitl. Auflösung	+ feines Raster + Ermittlung z_0 mgl. + Höhenwind	+ feines Raster
	Kontra	- zeitliche Auflösung	- viele Datenlücken - Eignung je Region?	- viele Datenlücken - Eignung je Region?	- Rechenwerte, Genauigkeit? - Datenverarbeitung	- eingeschränkte Standorte - zeitliche Auflösung

Tabelle 4-2: Vergleich zeitlich hochauflösender Winddaten [eigene Darstellung]

4.2. EEG-Daten

Die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) Amprion GmbH, 50Hertz Transmission GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH sind im Rahmen des Erneuerbaren Energie Gesetzes (EEG) zu bestimmten Veröffentlichungen verpflichtet. Darunter fallen nach §6 EEG die sogenannten EEG-Anlagenstammdaten, die vor allem Informationen zu dem Anlagenschlüssel, Anschlussort (ÜNB, VNB, PLZ), Datum der Inbetriebnahme sowie der Nennleistung enthalten. Ebenfalls werden Bewegungsdaten in der EEG-Jahresendabrechnung veröffentlicht, darunter die Jahreseinspeisung je Anlage.

Anlagenstammdaten und -bewegungsdaten zu Anlagen, die bis 31.12.2014 an das öffentliche Netz angeschlossen wurden, sind auf der gemeinsamen Informationsplattform der deutschen ÜNB's ‚netztransparenz.de‘ erhältlich [5].

Abbildung 4-1 zeigt die Netzgebiete der vier Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland.

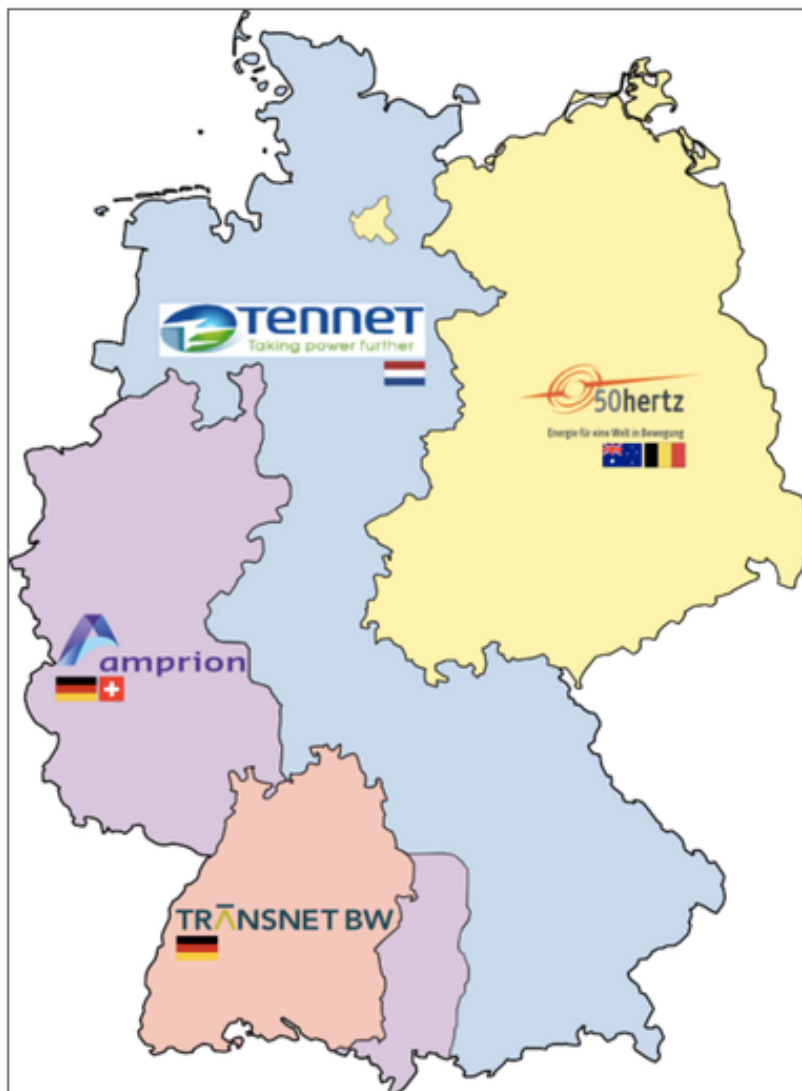


Abbildung 4-1: Netzgebiete der Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland (Francis McLloyd)

Seit 2015 werden EEG-Anlagenstammdaten mit Ausnahme von PV-Dachanlagen aufgrund der Anlagenregisterverordnung von den ÜNB's an die Bundesnetzagentur übermittelt und dort im

Anlagenregister veröffentlicht. Stammdaten zu PV-Dachanlagen sind ebenfalls bei der Bundesnetzagentur im PV-Meldeportal erhältlich [6].

Leider hat mit der Anlagenregisterverordnung auch die Qualität und Transparenz der Datenlieferung abgenommen, so sind beispielsweise keine Bewegungsdaten mehr erhältlich. Aus diesem Grunde bietet sich das Jahr 2014 auch als Basisjahr für die Simulation und weitere Untersuchungen an.

4.2.1. Aufbereitete EEG-Daten

Die EEG-Datensätze der ÜNB's sind teilweise sehr groß und schlecht sortiert, eine elektronische Weiterverarbeitung ist somit aufwendig. Die BNetzA sowie das Portal energymap.info bieten bereits aufbereitete Datensätze zum Download, die sich –je nach Anwendungszweck- zur Verarbeitung anbieten.

Die BNetzA liefert mit dem „EEG in Zahlen“ eine Auswertung der Stamm- und Bewegungsdaten [23], die zu Analyse Zwecken sehr hilfreich sind.

Das Portal energymap.info bietet einen csv-Datensatz mit Anlagenstammdaten, ergänzt um Jahresenergiemengen und Volllaststunden, der sich als Simulationsgrundlage zur Verarbeitung in MATLAB anbietet [24].

4.2.2. Zeitlich hochauflösende Hochrechnungs-Ist-Daten

Ebenfalls von den ÜNB's werden sogenannte ‚Hochrechnungs-Ist-Daten‘ für die Einspeisung aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen je Übertragungsnetzgebiet zur Verfügung gestellt (auf den Webseiten der ÜNB's im Bereich „Netzkennzahlen“) [7][8][9][10]. Die verfügbaren Zeitreihen enthalten 1/4-Stunden-Werte der Einspeisung aus Solarenergie und Windkraft auf Übertragungsnetzebene. Die Daten basieren auf Hochrechnungen auf Grundlage einer repräsentativen Anzahl gemessener Referenzanlagen.

4.3. Simulationsmethoden

Zur Simulation der Einspeisung aus PV- und Windkraftanlagen stehen bereits mehrere Modelle zur Verfügung, denen meist ein Bottom-Up-Ansatz zu Grunde liegt. Mit dem ‚Photovoltaic Geographical Information System‘ [PVGIS] [11][12] und ‚WAsP‘ [13] stehen zwei Modelle zur Bewertung potentieller Standorte auf Basis der mittleren Monatseinspeisung zur Verfügung. Mit ‚Erneuerbar Komm!‘ der FH Frankfurt [14] steht ein Modell zur Verfügung das Potential verschiedener Erneuerbarer Energien je Region auf Jahresbasis abzuschätzen. Das Modell der BET Aachen [15] sowie das Modell der Fraunhofer ISI [16] ermittelt die stündliche Einspeisung aus PV- und Windkraftanlagen je Übertragungsnetzgebiet basierend auf historischen Wetterdaten. Ein ähnlicher Ansatz für die Simulation der Einspeisung aus Windkraftanlagen wurde an der Hochschule Darmstadt evaluiert [17]. Das ‚Enercast-Modell‘ der Enercast GmbH [18][19] basiert auf neuronalen Netzen und Live-Messungen an einer Vielzahl an Anlagen und wird derzeit vor allem von den Übertragungsnetzbetreibern zur Erstellung von Prognosen und IST-Hochrechnungen der Einspeisung aus PV- und Windkraftanlagen verwendet.

Tabelle 4-3 stellt die verschiedenen Simulationsmodelle und deren wichtigste Eigenschaften gegenüber.

Modell Eigenschaften	PVGIS [11][12]	WAsP [13]	Erneuerbar Komm! [14]	BET [15]	ISI [16]	ENERCAST [18][19]
PV/Wind	Nur PV	Nur PV	Wind & PV	Wind & PV	Wind & PV	Wind & PV
Zeitliche Auflösung	Monat	Monat	Jahr	Stunde	Stunde	¼-Stunde
Geographische Auflösung	Spezifischer Standort	Spezifischer Standort	Spezifische Region	Übertragungs- netzgebiet	Übertragungs- netzgebiet	Variabel
Verfügbarkeit	Frei nutzbar	Frei nutzbar	Offenes Web- Modell, frei nutzbar	Nicht verfügbar	Kommerziell, Methodik gut beschrieben	Kommerziell

Tabelle 4-3: Übersicht über existierende Simulationsmodelle für die Einspeisung aus PV- und Windkraftanlagen [eigene Darstellung]

5. Abschlussarbeiten

Im Rahmen dieser Studie fanden an der Hochschule Darmstadt zwei Abschlussarbeiten zu dem Thema statt:

Eduardo H. Sánchez schrieb seine Masterarbeit zu dem Thema „Synthetic Model for wind energy generation in Germany: approximation on wind turbine model and wind speed profile based on geographic location“ [17].

Atiq M. Rasel schrieb seine Masterarbeit zu dem Thema „MATLAB model for the simulation of photovoltaic generation based on weather data“ [31].

6. Referenzen

- [1] V. Quaschnig: „Regenerative Energiesysteme“, 9. Auflage, Carl Hanser Verlag, München, 2015.
- [2] Kurt E. Thomsen: " Offshore Wind: A Comprehensive Guide to Successfull Offshore Wind Farm Installation", Second edition, Elsevier, 2014.
- [3] M. Baldauf et. al.: "Kurze Beschreibung des Lokal-Modells Kürzestfrist COSMO-DE (LMK) und seiner Datenbanken auf dem Datenserver des DWD", DWD, 2011.
- [4] E-Mail-Verkehr zwischen H. Ruppert (h_da) und E. Walter (DWD): "Preisindikation", E-Mail vom 28.01.2016.
- [5] NETZ-TRANSPARENZ.DE: "Gemeinsame Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber", Online, 2016, <http://netztransparenz.de/> (Letzter Zugriff: 04.04.2016).
- [6] Bundesnetzagentur, "Erneuerbare Energien", Online, 2016, http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1432/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/erneuerbareenergien-node.html (Letzter Zugriff: 04.04.2016).
- [7] 50Hertz Transmission GmbH: "Kennzahlen", Online, 2016, <http://www.50hertz.com/de/Kennzahlen> (Letzter Zugriff: 27.01.2016).
- [8] TransnetBW GmbH, "Kennzahlen", Online, 2016, <https://www.transnetbw.de/de/kennzahlen> (Letzter Zugriff: 27.01.2016).
- [9] TenneT TSO GmbH, "Netzkennzahlen", Online, 2016, <http://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/netzkennzahlen> (Letzter Zugriff: 27.01.2016).
- [10] Amprion GmbH, "Netzkennzahlen", Online, 2016, <http://amprion.de/netzkennzahlen> (Letzter Zugriff: 27.01.2016).
- [11] Joint Research Center der Europäischen Union: „Photovoltaik Geographical Information System (PVGIS)“, Online, 2016, <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/> (Letzter Zugriff: 18.04.2016).
- [12] T. Huld et al.: „Mapping the performance of PV modules, effects of module type and data averaging“, Solar Energy 84(2): 324-338, 2010.
- [13] DTU Wind Energy, Risø Campus: „WASP - Wind Resource and Energy Yield Assessment“, Online, 2016, <http://www.wasp.dk/> (Letzter Zugriff: 16.02.2016).
- [14] M. Klärle, U. Langendörfer: „Erneuerbar Komm!“, Frankfurt University of Applied Sciences, Online, 2011, <http://www.erneuerbarkomm.de/> (Letzter Zugriff: 21.01.2016).
- [15] N. Krzikalla et al.: „Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien, Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie“, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Aachen, 2013.
- [16] G. Schubert: „Modellierung der stündlichen regionalen Photovoltaik- und Windstromeinspeisung in Europa auf Basis meteorologischer Daten“, Diplomarbeit, Fachhochschule Flensburg, Karlsruhe, 12.01.2011.

- [17] E. H. Sánchez: „Synthetic Model for wind energy generation in Germany: approximation on wind turbine model and wind speed profile based on geographic location“, Master Thesis, Hochschule Darmstadt (h_da), Darmstadt, 31.03.2016.
- [18] Y.-M. Saint-Drenan et al.: „Regional Nowcasting of the Solar Power Production with PV-Plant Measurements and Satellite Images“, Proc. ISES Solar World Congress, 2011.
- [19] Enercast GmbH: „Power Forecasts for Grid operators and Energy Suppliers“, Online, 2016, <http://www.enercast.de/> (Letzter Zugriff: 10.02.2016).
- [20] BMWi Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: „Marktanalyse Photovoltaik-Dachanlagen“, Online, 2016, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/M-O/marktanalyse-photovoltaik-dachanlagen> (Letzter Zugriff: 23.06.2016).
- [21] StMWi Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie: „Energie-Atlas Bayern“ Online, 2016, <https://www.energieatlas.bayern.de/> (Letzter Zugriff: 23.06.2016).
- [22] Bayerisches Landesamt für Umwelt: „UmweltWissen – Klima & Energie: Sonnenenergie“, Augsburg, Oktober 2015.
- [23] BNetzA Bundesnetzagentur: „EEG in Zahlen für das Berichtsjahr 2014“, Online, 2015, http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1431/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/zahlenunddaten-node.html (Letzter Zugriff: 29.06.2016).
- [24] Energymap.info: „Daten Download“, Online, 2016, <http://www.energymap.info/download.html> (Letzter Zugriff: 29.06.2016).
- [25] Vestas Wind Systems A/S: „Homepage“, Online, 2016, <https://www.vestas.com/> (Letzter Zugriff: 04.07.2016).
- [26] General Electric Company, GE Energy: „1.5MW Wind Turbine“, Online, 2016, <http://geosci.uchicago.edu/~moyer/GEOS24705/Readings/GEA14954C15-MW-Broch.pdf> (Letzter Zugriff: 04.07.2016).
- [27] AREVA: „M5000 Technical data“, Online, 2016, <http://india.areva.com/home/liblocal/docs/India%20Offer/Renewable/Wind/AREVA%20M5000%20Technical%20Data.pdf> (Letzter Zugriff: 04.07.2016).
- [28] Statista GmbH: „Szenario zur Entwicklung des Strommixes in Deutschland im Jahr 2050 (in Gigawatt)“, Online, 2016, <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/162540/umfrage/prognose-zum-strommix-in-deutschland-im-jahr-2050/> (Letzter Zugriff: 13.10.2016).
- [29] Dr. Hartmut Nussbaumer: „Photovoltaik – Produktionstechnik und Technologie im Wandel der Zeit“, Züricher Fachhochschule, Energie- und Umweltpäro 03.03.2015.
- [30] Agora Kurzstudie: „Entwicklung der Windenergie in Deutschland“, Berlin, Juni 2013.
- [31] Atiq M. Rasel: „MATLAB model for the stimulation of photovoltaic generation based on weather data“, Master Thesis, Hochschule Darmstadt (h_da), Darmstadt, 19.10.2016.
- [32] Öko-Institut e.V.: „Erstellung generischer EE-Strom-Einspeisezeitreihen mit unterschiedlichem Grad an fluktuierendem Stromangebot“, Freiburg, 15.11.2016.

7. Begriffe, Abkürzungen und Einheiten

Begriffe und Abkürzungen

PV	Photovoltaik
c-Si	Kristallines Silizium
CdTe	Cadmiumtellurid
CIS	Kupfer-Indium-Diselenid
CIGS	Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid
WKA	Windkraftanlage
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber (HS-Netze (400kV), teilweise 110kV)
VNB	Verteilnetzbetreiber (NS- und MS-Netze bis 20kV, teilweise 110kV)

Einheiten

W	Watt
m ²	Quadratmeter
W/m ²	Watt pro Quadratmeter
kW	Kilowatt (1 x 10 ³ Watt)
MW	Megawatt (1 x 10 ⁶ Watt)
GW	Gigawatt (1 x 10 ⁹ Watt)
Wh	Wattstunde
kWh	Kilowattstunde
MWh	Megawattstunde
GWh	Gigawattstunde
TWh	Terrawattstunde
s	Sekunde
min	Minute
h	Stunde
D	Tag
M	Monat
Y	Jahr

Anhang B: Kurzstudie Kraftwerke und KWK-Systeme

KURZSTUDIE KRAFTWERKE UND KWK-SYSTEME

Im Rahmen des Forschungsvorhabens „Energieeffizienz und zukünftige Energieversorgung im Wohngebäudesektor: Analyse des zeitlichen Ausgleichs von Energieangebot und –nachfrage“
des Instituts Wohnen und Umwelt (IWU)(*)

Hann Ruppert¹, Prof. Dr. Klaus-Martin Graf²

¹Hochschule Darmstadt, Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik, Birkenweg 8,
64295 Darmstadt/Germany, +49 6151 16-37792, hann.ruppert@h-da.de

²Hochschule Darmstadt, Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik, Birkenweg 8,
64295 Darmstadt/Germany, +49 6151 16-38243, klaus-martin.graf@h-da.de

(*) Institut Wohnen und Umwelt GmbH, Rheinstraße 65, 64295 Darmstadt, <http://www.iwu.de/>

INHALTSVERZEICHNIS

1. Einleitung.....	2
1.1. Aufgabenstellung	2
2. Konventionelle Kraftwerkstechnologien	3
2.1. Kohlekraftwerke	3
2.1.1. Braunkohle.....	3
2.1.2. Steinkohle	3
2.2. Gaskraftwerke	5
2.2.1. GuD-Anlage	5
2.2.2. Gasturbinenkraftwerk	6
2.3. Abwärmenutzung (KWK) in Kraftwerken	7
2.3.1. GuD-Anlagen, Holz-Heizkraftwerke und alle Anlagen mit Dampfturbinen	7
2.3.2. Gasturbine.....	7
3. KWK-Technologien.....	8
3.1. Gasturbine.....	9
3.2. Biomasse(heiz)kraftwerk.....	10
3.3. Erdgas-BHKW	12
3.4. Biogas-BHKW.....	13
3.4.1. Biomethan-Aufbereitung	14
3.5. Brennstoffzelle	15
3.5.1. Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle (MCFC).....	15
3.5.2. Festoxid-Brennstoffzelle (SOFC)	16
4. Vereinfachungen im Rahmen der Modellbildung	17
4.1. Flexibilitätsparameter.....	17
4.2. Wirkungsgradverschlechterung bei Teillast	17
5. Zusammenfassung	18
6. Referenzen.....	20
7. Begriffe, Abkürzungen und Einheiten.....	22

1. Einleitung

Das Institut Wohnen und Umwelt (IWU) führt ein beim Projektträger Jülich (PTJ) beantragtes Forschungsvorhaben mit dem Titel „Energieeffizienz und zukünftige Energieversorgung im Wohngebäudesektor“ (nachfolgend Projekt genannt) durch. Im Mittelpunkt steht dabei die Frage, wie für große Gebäudeensembles bis hin zum gesamten deutschen Gebäudebestand ein zukünftiger „Energieversorgungsmix“ für Wärme und Strom in Abhängigkeit unterschiedlicher energetischer Standards der Gebäude und dem verstärkten Einsatz fluktuierender regenerativer Energiequellen (insbesondere Solar- und Windstrom) aussehen muss, um einen weitgehenden zeitlichen Ausgleich von Angebot und Verbrauch zu erreichen. Dabei wird insbesondere die zunehmende Verknüpfung von Wärme- und Stromsektor, die aus der Anwendung von elektrischen Wärmepumpen und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen resultiert, betrachtet.

Die Hochschule Darmstadt (h_da), Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik (EIT), unterstützt das IWU bei der Durchführung des Forschungsvorhabens. Die Beiträge der h_da betreffen dabei die Unterstützung bei der Entwicklung des Analysemodells sowie die allgemeine Projektbegleitung.

Bezüglich der Entwicklung des Analyseinstruments sind von der h_da verschiedene Überblickstexte („Kurzstudien“) zu verschiedenen Themenbereichen aus dem Gebiet der elektrischen Energietechnik, die für die Entwicklung des Analyse- und Simulationsmodells relevant sind, zu erstellen. Die Kurzstudien werden auf Basis des bei der h_da vorhandenen Expertenwissens und ergänzender Recherchen und Auswertungen erstellt. Dabei sollen auch wesentliche Kenngrößen der untersuchten Systeme dokumentiert werden.

1.1. Aufgabenstellung

In dieser Kurzstudie sollen wesentliche Informationen und Kennzahlen brennstoffbetriebener Kraftwerke (insbesondere zur Restlastabdeckung) und Kraftwärmekopplungsanlagen (KWK) (Einsatz fossiler Brennstoffe bzw. Biomasse) zusammengetragen werden. Im Mittelpunkt stehen dabei Kennwerte heute installierte Neuanlagen, wichtige Charakteristika des vorhandenen Anlagenbestandes werden aber insbesondere im Fall der brennstoffbetriebenen Kraftwerke mit berücksichtigt. Darüber hinaus soll ein Ausblick auf absehbare bzw. wahrscheinliche Weiterentwicklungen der betrachteten Technologien gegeben werden.

Die dokumentierten Systemkennwerte sollen die für die Modellbildung relevanten Parameter (in Abstimmung mit dem IWU) berücksichtigen. Bei den brennstoffbetriebenen Kraftwerken und KWK-Anlagen werden der elektrische und ggfs. der thermische Wirkungsgrad für die verschiedenen Anlagentypen in Abhängigkeit von verschiedenen Betriebszuständen (Volllast / Teillast / Anteil der ausgekoppelten Wärme) dargestellt. Weiterhin werden Kenndaten für die zeitliche Regelbarkeit der elektrischen Leistung der verschiedenen Systeme angegeben (und damit für ihre Fähigkeit zur Deckung des Lastausgleichs zwischen Strombedarf und fluktuierender Erzeugung in PV- und Windkraftanlagen auf verschiedenen Zeitskalen).

2. Konventionelle Kraftwerkstechnologien

Im Folgenden sind die wesentlichen zentralen/konventionellen (thermischen) Stromerzeugungstechnologien aufgeführt. Auf die Beschreibung nuklearer Stromerzeugung wird verzichtet, da der Zeithorizont des Projekts über das geplante Auslaufen dieser Technologie hinausgeht.

2.1. Kohlekraftwerke

Kohlekraftwerke werden nach der Einsatzkohle unterschieden (Braunkohle, Steinkohle), aber auch nach eingesetzter Anlagentechnologie. In Deutschland am weitesten verbreitet sind Verbrennungsanlagen (v.a. ‚Staubfeuerung‘) mit nachgeschaltetem Wasser/Dampfkreislauf. Dabei wird die Hitze der Verbrennung genutzt, um Wasser in einem Dampfkessel zu erhitzen/verdampfen. In einem nachgeschalteten Überhitzer wird der Dampf weiter verdichtet/erhitzt und treibt schließlich eine Dampfturbine an, welche die resultierende mechanische Energie über einen Generator in elektrische Energie umwandelt. Hinter der Turbine wird der entspannte/abgekühlte Dampf im Kondensator mittels Wärmeübertragung an die Umgebung (Wärmesenke) kondensiert/abgekühlt und anschließend dem Prozess wieder zugeführt. Anlagengrößen reichen von einigen hundert MW bis 1.100 MW je Block. Typische Wirkungsgrade liegen zwischen 30 und 46%, was bedeutet, dass im Prozess mehr thermische als elektrische Energie anfällt [5].

Für den Betrieb des Kraftwerks ist eine Wärmesenke nötig, die die anfallende Abwärme im Wasser/Dampfkreislauf bei Nennlast lokal abführen/nutzen kann. **Für konventionelle Großkraftwerke sind Wärmesenken in der erforderlichen Größenordnung üblicherweise nicht vorhanden, weshalb das Kühlsystem (z.B. Kühltürme mit Wasserkühlung) bei Großkraftwerken eine entscheidende Voraussetzung für den (stromgeführten) Betrieb der Anlagen ist.**

2.1.1. Braunkohle

Die Braunkohle war 2015, mit einem Anteil von 24% an der Stromerzeugung in Deutschland, der erzeugungsstärkste konventionelle Energieträger [1]. Eine Studie des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin) kommt jedoch zu dem nachvollziehbaren Schluss, dass die Braunkohletechnologie in Deutschland mittelfristig keine Rolle mehr spielt. Aufgrund der hohen CO₂-Intensität, mangelnder Flexibilität und damit einhergehenden künftig geringen Volllaststunden von Braunkohlekraftwerken wird von Investitionen in diese Technologie abgeraten. Dieser Energieträger steht demnach vor einem absehbaren Auslaufprozess, der vermutlich bis 2040/45 vollendet sein wird [2].

Im Hinblick auf die Modellentwicklung und der Untersuchung verschiedener Szenarien in 2050 **spielt die Braunkohletechnologie im Projekt daher keine Rolle** und kann in der Modellentwicklung unberücksichtigt bleiben.

2.1.2. Steinkohle

Steinkohlekraftwerke hatten 2015 einen Anteil von 18% an der Stromerzeugung [1]. Steinkohleverstromung spielt heute und in naher Zukunft eine wichtige Rolle in unserem Stromsystem, da sie nach dem Ausstieg aus der Atomkraft und dem absehbaren Ende der Braunkohle (vgl. oben) die einzig verbleibende klassische Grundlasttechnologie ist. Nicht selten wird grundlastfähigen Steinkohlekraftwerken heute eine Systemrelevanz zugeschrieben, da notwendige Systemdienstleistungen wie Frequenzstabilisierung, Momentanreserve,

Regelleistung und Versorgungssicherung in Zeiten wenig Wind- und PV-Aufkommens heute größtenteils von konventionellen Kraftwerken erbracht werden [3]. Dennoch ist absehbar, dass über 2030 hinaus verschiedene alternative Technologien marktreife erlangen werden, die die notwendigen Systemdienstleistungen anstelle der Kohlekraftwerke erbringen können [4]. Es ist daher **wahrscheinlich, dass sich die Nutzung von Kohlekraftwerken in 2050 größtenteils auf die Erbringung von Reservekapazität in Zeiten niedriger Wind- und PV-Einspeisung beschränkt** und Kohlekraftwerke demnach nur noch wenige Vollaststunden erbringen.

Technische Parameter

Es kann davon ausgegangen werden, dass bis 2050 keine neuen Steinkohlekraftwerke mehr gebaut werden [8]. Die Kraftwerke, die zur Erbringung von Reservekapazität weiter betrieben werden, werden jedoch bis 2050 höchstwahrscheinlich modernisiert und erreichen demnach z.B. hinsichtlich der Mindestleistung bessere Werte als heutige Bestandsanlagen. Technische Parameter für Kohlekraftwerke in 2050 sind in Tabelle 1 aufgeführt.

Anmerkung: Die Angaben für die maximale Wärmeauskopplung sind theoretische Angaben. Die Notwendigkeit einer entsprechenden Wärmesenke vor Ort ist zu berücksichtigen (und in der Regel nicht in der genannten Höhe vorhanden). Die tatsächlich mögliche Auskopplung von Nutzwärme ist demnach durch die lokal mögliche (saisonabhängige) Wärmeabnahme begrenzt.

Kenndaten bei Volllast	Steinkohlekraftwerk
Elektr. Leistung bei reiner Stromerzeugung ($P_{el,max}$)	800 MW
Elektr. Wirkungsgrad bei reiner Stromerzeugung (η_{max})	46 %
Maximale Wärmeauskopplung	739 MW (theoretisch)
Stromverlustkennzahl	0,2
Kenndaten bei minimaler Teillast	Steinkohlekraftwerk
Elektr. Leistung bei reiner Stromerzeugung ($P_{el,min}$)	240 MW (30% von $P_{el,max}$ – modernisiert)
Elektr. Wirkungsgrad bei reiner Stromerzeugung (η_{min})	41 %
Maximale Wärmeauskopplung bei minimaler Teillast	243 MW (theoretisch)
Stromverlustkennzahl	0,2

Tabelle 1: Technische Parameter für (modernisierte) Steinkohlekraftwerke in 2050 [5][11]

Die Flexibilität von Kohlekraftwerken hängt stark von der verwendeten Anlagentechnologie ab. Während heutige Bestandsanlagen meist auf einen hohen Wirkungsgrad im Nennlastbereich hin optimiert wurden, bestehen neue Konzepte für kleinere Blöcke mit höherer Flexibilität, jedoch niedrigerem Wirkungsgrad, die den neuen Anforderungen an den Betrieb von Steinkohlekraftwerken mit weniger Vollbenutzungsstunden gerecht wird [6]. Es kann davon ausgegangen werden, dass in 2050 nach wie vor heutige Bestandsanlagen betrieben werden (keine Neubauten), die jedoch modernisiert wurden. Demnach empfehlen wir für das Projekt die Verwendung der Parameter „modernisiert“, wie sie in Tabelle 2 aufgeführt sind.

Daten zur Regelbarkeit / Flexibilität	Steinkohlekraftwerk
Laständerungsgeschwindigkeit [% von P_N / min]	2 / 3 / 6 %/min
Technisch mögliche minimale Teillast $P_{el,min}$	50 / 30 / 20 % von P_N
Startzeit Heißstart [$<8h$]	3 / 2,5 / 2 h
Startzeit Kaltstart [$>48h$]	10 / 5 / 4 h
Minimale Betriebszeit	5 h
Minimale Auszeit	5 h
Wirkungsgradverlust bei minimaler Teillast	-5 %
Maximal zulässige Anzahl Starts pro Jahr	500

Tabelle 2: Flexibilitätsparameter von Steinkohlekraftwerken (Bestandsanlage / modernisiert / Neubau) [6][7]

2.2. Gaskraftwerke

Gasgefeuerte Kraftwerke tragen heute mit ca. 14% zur Stromerzeugung in Deutschland bei. Die Verstromung von Erdgas erfolgt dabei direkt in Gasturbinen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) (siehe Kapitel 3.1) und in größerem Maßstab in Gas-und-Dampf-Kombikraftwerken (GuD-Anlagen). GuD-Anlagen nutzen dabei die Abwärme der Gasturbinen um einen nachgeschalteten Wasser/Dampfkreislauf mit Dampfturbine zu betreiben [5].

2.2.1. GuD-Anlage

Das erdgasbetriebene Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk (GuD-Anlage) ist eine moderne Anlagentechnologie, die sich durch höhere Wirkungsgrade, höhere Flexibilität, geringe CO_2 -Emissionen und geringere Investitionskosten (bei geringerer Lebensdauer) gegenüber der Kohlekraft auszeichnet. Die spezifischen Stromgestehungskosten liegen jedoch, bei heutigen Rohstoffpreisen, deutlich über den von Kohlekraftwerken, weshalb GuD-Anlagen heute hauptsächlich zur Deckung der Spitzenlast eingesetzt werden [7]. **Aufgrund der niedrigeren CO_2 -Emissionen, sowie der höheren Flexibilität wird die Technologie jedoch in der Zukunft eine bedeutendere Rolle spielen und nach den Erneuerbaren Energien die erste einzusetzende Stromerzeugungstechnologie.** Eine GuD-Anlage besteht aus einem Gasturbinenmodul (vgl. Kapitel 3.1), sowie einem thermischen Erzeugungsmodell und kann die klassischen Systemdienstleistungen wie Steinkohlekraftwerke (vgl. Kapitel 2.1.2) erbringen [5][8].

Im Hinblick auf einen stromgeführten Betrieb ist für GuD-Anlagen aufgrund des Wasser/Dampfkreislaufs ein Kühlsystem Voraussetzung. Es sei denn, es kann eine lokale Wärmesenke in der benötigten Größenordnung genutzt werden, die in der Regel jedoch nicht vorhanden sind (vgl. Kapitel 2.1).

Technische Parameter

Aufgrund der geringeren Lebensdauer einer GuD-Anlage, ist wahrscheinlich, dass bis 2050 eine neue Generation GuD-Anlagen am Netz angeschlossen sein wird, der Großteil des Leistungszubaus wird nach 2035 aufgrund der Stilllegungen von Braun- und Steinkohlekraftwerken erwartet [8]. Die technischen Parameter für GuD-Anlagen in 2050 in Tabelle 3 und Tabelle 4 berücksichtigen den heute möglichen Stand der Technik. Die Tabellen enthalten unterschiedliche Werte für Großkraftwerke (i.d.R. für die reine Stromerzeugung) und kleinere Heizkraftwerke wie sie zum Beispiel in Industrieparks Anwendung finden.

Kenndaten bei Volllast	Erdgas-GuD-Anlage Großkraftwerk	Erdgas-GuD-Anlage Heizkraftwerk
Elektr. Leistung bei reiner Stromerzeugung ($P_{el,max}$)	500 MW	100 MW
Elektr. Wirkungsgrad bei reiner Stromerzeugung (η_{max})	60 %	60 %
Maximale Wärmeauskopplung	203 MW	41 MW
Stromverlustkennzahl	0,18	0,18
Kenndaten bei minimaler Teillast	Erdgas-GuD-Anlage Großkraftwerk	Erdgas-GuD-Anlage Heizkraftwerk
Elektr. Leistung bei reiner Stromerzeugung ($P_{el,min}$)	150 MW (30% von $P_{el,max}$ – Neubau)	60 MW
Elektr. Wirkungsgrad bei reiner Stromerzeugung (η_{min})	54 %	54 %
Maximale Wärmeauskopplung bei minimaler Teillast	71 MW	28 MW
Stromverlustkennzahl	0,18	0,18

Tabelle 3: Technische Parameter für GuD-Anlagen in 2050 [3][5][11]

Daten zur Regelbarkeit / Flexibilität	Erdgas-GuD-Anlage Großkraftwerk	Erdgas-GuD-Anlage Heizkraftwerk
Laständerungsgeschwindigkeit [% von P_N / min]	2 / 4 / 8 %/min	2 / 4 / 8 %/min
Technisch mögliche minimale Teillast $P_{el,min}$	50 / 40 / 30 % von $P_{el,max}$	60 % von $P_{el,max}$
Startzeit Heißstart [<8h]	1,5 / 1 / 0,5 h	1,5 / 1 / 0,5 h
Startzeit Kaltstart [>48h]	4 / 3 / 2 h	4 / 3 / 2 h
Minimale Betriebszeit	1 h	1 h
Minimale Auszeit	1 h	1 h
Wirkungsgradverlust bei minimaler Teillast	-6 %	-6 %
Maximal zulässige Anzahl Starts pro Jahr	500	500

Tabelle 4: Flexibilitätsparameter von GuD-Anlagen (Bestandsanlage / modernisiert / Neubau) [3][5]

2.2.2. Gasturbinenkraftwerk

Gasturbinen werden häufig zur gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme bzw. Prozessdampf eingesetzt und sind in Kapitel 3.1 näher beschrieben. Darüber hinaus ist es möglich, Gasturbinenkraftwerke als Spitzenlasttechnologie einzusetzen. In Deutschland haben Gasturbinenkraftwerke zur Spitzenlastdeckung derzeit typischerweise Nennleistungen bis ca. 270 MW_{el} und Vollastbenutzungsstunden von < 1.250h/a. Gasturbinenkraftwerke eignen sich aufgrund ihrer Kaltstartfähigkeit (Nennlast kann innerhalb weniger Minuten erreicht werden) hervorragend zur Spitzenlastdeckung. Aufgrund des Wirkungsgradrückgangs einer Gasturbine in Teillast, bestehen Gasturbinenkraftwerke häufig aus mehreren Einzelmodulen, was bezogen auf die Nennleistung auch einen flexiblen Teillastbetrieb ermöglicht. Technische Parameter für typische Gasturbinenkraftwerke können aus Tabelle 5 und Tabelle 6 entnommen werden [11].

2.3. Abwärmenutzung (KWK) in Kraftwerken

Konventionelle Großkraftwerke nutzen überwiegend Dampfturbinen zur Stromerzeugung und wandeln die Primärenergie zu großen Teilen in Wärme um. Für einen stromgeführten Betrieb ist die (lokale) Abführung der Abwärme Voraussetzung. Da üblicherweise keine ausreichend große, lokal und ganzjährig verfügbare Wärmesenke vorhanden ist, ist ein Kühlsystem Voraussetzung für den stromgeführten Betrieb. Darüber hinaus ist es möglich, den Betrieb des Kraftwerks entsprechend anzupassen (z.B. durch Turbinenbetrieb mit Gegendruck oder Turbinenanzapfung) um Dampf in einem für Nah- und Fernwärme geeigneten Bereich auszukoppeln (z.B. bei 100°C und 1bar). Vorhandene Wärmesenken können also von thermischen Großkraftwerken bedient werden. In dem Falle ist über die Stromverlustkennzahl jedoch der Rückgang des elektrischen Wirkungsgrades zu berücksichtigen [5].

2.3.1. GuD-Anlagen, Holz-Heizkraftwerke und alle Anlagen mit Dampfturbinen

Für die Abwärmenutzung in den genannten Anlagentypen bieten sich grundsätzlich zwei verschiedene Technologien [10][11]:

- Entnahme-Kondensationsturbine

Entnahme-Kondensationsturbinen sind Dampfturbinen, bei denen der Dampf zumindest zum Teil bei unterschiedlichen Drücken entnommen werden kann, wodurch für verschiedene Prozesse (z.B. Fernwärme oder industrielle Prozesse) Dampf oder Heißwasser bedarfsgerecht entnommen werden kann. Gegenüber einem rein stromgeführten Betrieb sind eine Anzapfung der Dampfturbine sowie ein zusätzlicher Heizkondensator nötig. Eine reine Stromerzeugung bleibt weiterhin möglich, sofern das Kraftwerk ohnehin für den stromgeführten Betrieb gebaut wurde und über eine ausreichend dimensionierte Kühleinrichtung verfügt.

- Gegendruckturbine

Die Gegendruckturbine entnimmt den Abdampf im Überdruck-Bereich und überhitzt und erzeugt immer Strom und Wärme in konstantem Verhältnis. Gegendruckturbinen werden daher immer den Wärmebedarf ausgelegt und i.d.R. in Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt.

2.3.2. Gasturbine

Die Gasturbine kann als reine Stromerzeugungsanlage mit Kühlturm ausgelegt werden, oder mit einer zusätzlichen Abhitzekeesselanlage ausgestattet werden. Ist die Kühleinrichtung ausreichend dimensioniert, ist durch Bypass der Abhitzekeesselanlage auch ein stromgeführter Betrieb möglich. Eine Abhitzekeesselanlage erlaubt mittels Wärmetauscher die Auskopplung von Warmwasser/Heißwasser oder Prozessdampf. Für die Installation einer Abhitzekeesselanlage sind Zusatzkosten zu berücksichtigen [5].

3. KWK-Technologien

Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) erzeugen gleichzeitig Strom und Wärme. Der Wirkungsgrad für die reine Stromerzeugung ist meist deutlich geringer als bei Anlagen, die für einen reinen Stromerzeugungsbetrieb optimiert wurden, jedoch ist der Gesamtwirkungsgrad einer KWK-Anlage wiederum deutlich höher. Aufgrund dieser Eigenschaften werden KWK-Anlagen fast ausschließlich dort eingesetzt, wo ein hoher Wärmebedarf besteht (Industrie, Nah- und Fernwärmenetze, große Wohngebäude oder Hotels). Aktuell beträgt der KWK-Strom-Anteil an der Gesamtstromerzeugung in Deutschland ca. 15%. Dieser Anteil soll bis 2020 auf ca. 25% ansteigen, der Zubau soll im gesamten Leistungsbereich erfolgen [10].

Die Dimensionierung des Stromerzeugungsaggregats von KWK-Anlagen wird üblicherweise auf Basis der vorhandenen Wärmesenke vorgenommen, der Betrieb erfolgt in dem Fall wärmegeführt. Die Verwendung eines separaten Kühlsystems ist unüblich. **Daher ist ein stromgeführter Betrieb von KWK-Anlagen nicht ohne weiteres möglich. Die inhärente Wärmekapazität (Wärmespeicher) der Wärmesenke kann jedoch dazu genutzt werden, die Flexibilität der Anlage zu erhöhen (z.B. für die Erbringung primärer und sekundärer Regelleistung). Diese „Speicherbewirtschaftung“ sollte im Projekt modelliert werden, wofür das Stundenraster ausreichend ist. Durch Verwendung größerer Wärmespeicher (z.B. für 1 Tag) oder separater Kühlsysteme könnte die Einschränkung des wärmegeführten Betriebs abgemildert bzw. ganz aufgehoben werden.**

Voraussetzung für den stromgeführten Betrieb einer KWK-Anlage (als reines Stromerzeugungssystem) ist in jedem Fall ein Kühlsystem, das die im Nennbetrieb entstehende Abwärme an die Umgebung abgeben kann, wofür unterschiedliche vorhandene Technologien genutzt werden könnten. Beispielhaft können hier wasserdurchflossene Kühler genannt werden, die richtig dimensioniert und hydraulisch sowie regelungstechnisch an die Anlage angeschlossen werden. Allerdings ist in dem Fall zu beachten, dass der Wirkungsgrad für reine Stromerzeugung bei KWK-Anlagen niedriger ist als bei reinen Stromerzeugungsanlagen und dies einer ökologischen und ökonomischen Betriebsweise widerspricht. Ebenfalls bestehen ggfs. Auswirkungen auf Fördermodelle/Fördersätze, die jedoch in zukünftigen Rahmenbedingungen angepasst werden könnten. Mit zunehmender Anlagengröße (ab ca. 10MW_{el.} kann von einer individuell geplanten Anlage ausgegangen werden) steigt das Potential, die Anlage auf einen Mischbetrieb/stromgeführten Betrieb hin zu optimieren und die Wirkungsgradverluste (gegenüber reinen Stromerzeugungsanlagen) zu minimieren.

Aus o.g. Gründen (v.a. wärmegeführter Betrieb) sind KWK-Anlagen nur bedingt für den Einsatz von Systemdienstleistungen geeignet. Vor allem kurzfristige Leistungsbereitstellung kann aber über einen Verbund an Anlagen (Virtuelle Kraftwerke) erbracht werden. Die wärmegeführte Betriebsweise führt jedoch zu Einschränkungen bei der Verfügbarkeit und erfordert einen höheren Prognoseaufwand [8].

Die meisten KWK-Technologien besitzen eine hohe Flexibilität, können ihre Leistung schnell hoch- und runterregeln, es bestehen theoretisch keine technischen Mindest- und Maximallaufzeiten. Zu beachten ist jedoch, dass die thermische Beanspruchung bei kürzeren Betriebszeiten relativ gesehen steigt und Wartungsintervalle häufig auf der Anzahl an Starts basieren, weshalb ein gewisses Augenmaß bei der Betriebsführung nötig ist. Eine häufige Anzahl an Starts/Stopps widerspricht einer sinnvollen Betriebsweise und ist in der Praxis zu vermeiden. Wir empfehlen eine Obergrenze von 1.000 Starts pro Jahr im Modell für KWK-

Anlagen zu berücksichtigen (Ausnahmen sind größere Anlagen, die nicht häufiger als 500 Starts pro Jahr haben sollten. Die Parameter sind entsprechend ausgewiesen) [8].

Neben den bereits etablierten Technologien erd- und biogasbetriebener Blockheizkraftwerke (BHKW) zählen je nach Einsatzart auch Gasturbinen sowie neue Technologien wie Brennstoffzellen zur KWK. Bei der Betrachtung der Biogas-BHKW's soll hier auch der Sonderfall der Biomethanaufbereitung mit Einspeisung ins Erdgasnetz betrachtet werden.

3.1. Gasturbine

Gasturbinen besitzen ein hohes Wärmeangebot in Bezug auf die elektrische Leistung und werden daher -neben der Verwendung in GuD-Anlagen (dort meist zur reinen Stromerzeugung)- vor allem in der Industrie (v.a. chemische Industrie) eingesetzt, wo ein Wärme- oder Dampfbedarf vorhanden ist. Gasturbinen sind sehr flexibel und auf dem Markt erhältliche Gasturbinen besitzen einen Leistungsbereich von ca. 500kW bis ca. 100MW. Hier beleuchtet werden sollen große industrielle Gasturbinen mit einer Leistung um die 50MW [5].

Die technischen Parameter typischer Gasturbinen sind in Tabelle 5 und Tabelle 6 dargestellt.

Kenndaten bei Volllast	Gasturbine
Elektr. Leistung bei reiner Stromerzeugung ($P_{el,max}$)	50 MW
Elektr. Wirkungsgrad bei reiner Stromerzeugung (η_{max})	40 %
Maximale Wärmeauskopplung	50 MW
Stromverlustkennzahl	-
Kenndaten bei minimaler Teillast	Gasturbine
Elektr. Leistung bei reiner Stromerzeugung ($P_{el,min}$)	10 MW (20% von $P_{el,max}$ – Neubau)
Elektr. Wirkungsgrad bei reiner Stromerzeugung (η_{min})	36 %
Maximale Wärmeauskopplung bei minimaler Teillast	12 MW
Stromverlustkennzahl	-

Tabelle 5: Technische Parameter für Gasturbinen in 2050 [3][5][11]

Daten zur Regelbarkeit / Flexibilität	Gasturbine
Laständerungsgeschwindigkeit [% von P_N / min]	8 / 12 / 15 %/min
Technisch mögliche minimale Teillast $P_{el,min}$	50 / 40 / 20 % von $P_{el,max}$
Startzeit Heißstart [<8h]	<1h (ca. 0,3h)
Startzeit Kaltstart [>48h]	<1h (ca. 0,3h)
Minimale Betriebszeit	<1h (keine Einschränkung)
Minimale Auszeit	<1h (keine Einschränkung)
Wirkungsgradverlust bei minimaler Teillast	-4 %
Maximal zulässige Anzahl Starts pro Jahr	500

Tabelle 6: Flexibilitätsparameter von Gasturbinen (Bestandsanlage / modernisiert / Neubau) [3][5]

3.2. Biomasse(heiz)kraftwerk

Hier werden Anlagen betrachtet, die Strom und Wärme aus fester Biomasse erzeugen. Aufgrund der besonderen Bedeutung im EEG werden Biogasanlagen separat behandelt (vgl. 3.4). Die Biomasseverwertung in konventionellen Kraftwerken (sog. ‚Biomassemitverbrennung‘) wird in dieser Studie nicht betrachtet.

Die Entwicklung der Biomassenutzung zur Strom- und Wärmeerzeugung war in der jüngeren Vergangenheit stark vom EEG getrieben, so wurde der Großteil der installierten Leistung nach der Einführung des EEG im Jahr 2000 in Betrieb genommen (mehrere hundert installierte Anlagen in 2014 ggü. ca. 20 vor 2000). Zu unterscheiden sind heute, neben Biogasanlagen, im Wesentlichen drei unterschiedliche Anlagentechnologien (zusammenfassend als Biomasse(heiz)kraftwerke bezeichnet) [12]:

1. Anlagen mit Holzverbrennung und Dampfturbine („Holzheizkraftwerk“)

Anlagen dieses Typs nutzen vorwiegend Altholz und weisen üblicherweise Leistungsgrößen zwischen 2,8 und 12,8 MW_{el.} auf, wobei einzelne Anlagen mit reiner Stromerzeugung bis 20 MW_{el.} in Betrieb sind (Anlagen >20 MW_{el.} sind von einer Förderung nach EEG ausgeschlossen). Die durchschnittliche Leistung beträgt ca. 8,4 MW_{el.}.

2. Holzvergasungsanlagen („Holzvergaser“)

Die Holzvergasungstechnologie verbreitete sich erstmals in größerem Maßstab ab 2009, vor allem zwischen 2011 und 2013 stieg die Zahl der Neubauten deutlich an. Die meisten in Betrieb befindlichen Vergasungsanlagen nutzen den Brennstoff Holz in Form von Hackschnitzeln oder Pellets, also in einer stark standardisierten Form. Das Gas betreibt ein BHKW, das Strom und Wärme generiert. Typische Anlagengrößen beinhalten el. Nennleistungen zwischen 40 und 180 kW_{el.}, die durchschnittliche Leistung beträgt rund 110 kW_{el.}.

3. Anlagen mit ORC-Turbinen („ORC-Anlage“)

ORC-Anlagen spielen heute keine besondere Rolle bei der Strom- und Wärmeerzeugung. Die relativ junge Technologie wurde vor allem getrieben durch den Technologiebonus für ORC-Anlagen im Bereich von Biogasanlagen, jedoch findet seit Inkrafttreten des EEG 2012 (Wegfall des Technologie-Bonus) praktisch kein Neubau mehr statt. Wir gehen daher von keinem weiteren Ausbau dieser Technologie aus.

Installierte Leistung nach Anlagentyp

Ein Überblick über die installierte Leistung (Datenstand Ende 2014) je Anlagentechnologie ist in Tabelle 7 dargestellt [12].

Technologie	Holzheizkraftwerk	Holzvergaser
Summe der installierten Leistung in 2014 (MW _{el.})	ca. 1.300 MW _{el.}	ca. 103 MW _{el.}

Tabelle 7: Summe der installierten Leistung an Biomasse(heiz)kraftwerken, getrennt nach Anlagentechnologie [12]

Technische Parameter

Technische Parameter der unterschiedlichen Technologien sind in Tabelle 8 und Tabelle 9 dargestellt. Die Kenndaten bei Voll- und Teillast für Holzheizkraftwerke basieren auf Daten der Holzheizkraftwerke ‚Niedersachsenpark‘, ‚Oerlinghausen‘ und ‚Melsungen‘ [14], die Annahmen zur Regelbarkeit basieren auf Annahmen bzgl. optimierter kleiner Steinkohlekraftwerke.

Angaben zu Holzvergasungsanlagen basieren auf einem Marktübersicht des FNR und Informationen zu Erdgas-BHKW's [11][13].

Kenndaten bei Volllast	Holzheizkraftwerk	Holzvergaser
Elektr. Leistung bei reiner Stromerzeugung ($P_{el,max}$)	8,4 MW _{el}	110 kW _{el}
Elektr. Wirkungsgrad bei reiner Stromerzeugung (η_{max})	30 %	30 %
Maximale Wärmeauskopplung	13 MW	50 kW
Stromverlustkennzahl	0,2	-
Kenndaten bei minimaler Teillast	Holzheizkraftwerk	Holzvergaser
Elektr. Leistung bei reiner Stromerzeugung ($P_{el,min}$)	4,2 MW	Entfällt, da Taktung im Volllastbetrieb
Elektr. Wirkungsgrad bei reiner Stromerzeugung (η_{min})	25 %	
Maximale Wärmeauskopplung bei minimaler Teillast	6,5 MW	
Stromverlustkennzahl	0,2	

Tabelle 8: Technische Parameter für Holz-Kraftwerke in 2050 (eigene Herleitung nach [11][13][14])

Daten zur Regelbarkeit / Flexibilität	Holzheizkraftwerk	Holzvergaser
Laständerungsgeschwindigkeit [% von P_N / min]	6 %/min	30 %/min
Technisch mögliche minimale Teillast $P_{el,min}$	50 % von $P_{el,max}$	50 % von $P_{el,max}$
Startzeit Heißstart [<8h]	1 h	<1 h (ca. 3 Minuten)
Startzeit Kaltstart [>48h]	4 h	<1 h (ca. 3 Minuten)
Minimale Betriebszeit	4 h	Ca. 1 Minute
Minimale Auszeit	4 h	Ca. 1 Minute
Wirkungsgradverlust bei minimaler Teillast	-5 %	-
Maximal zulässige Anzahl Starts pro Jahr	500	1.000

Tabelle 9: Flexibilitätsparameter von Holz-Kraftwerken in 2050 (eigene Herleitung nach [11][14])

Die Parameter können für Holzheizkraftwerke in dem oben genannten Leistungsspektrum (ca. 2,8 bis zu 20 MW_{el}) herangezogen werden, jedoch muss davon ausgegangen werden, dass bei Anlagen mit höherer Nennleistung ein besserer elektrischer Wirkungsgrad erzielt werden kann. Wir schlagen daher vereinfachend vor, mit verschiedenen Wirkungsgraden für verschiedene Anlagengrößen zu arbeiten, wie in Tabelle 10 aufgeführt.

Nennleistung P_N [MW _{el}]	Wirkungsgrad elektrisch
1	20,0%
5	28,0%
10	30,0%
15	30,5%
20	31,0%

Tabelle 10: Elektrische Wirkungsgrade für Biomasseheizkraftwerke verschiedener Leistungsklassen [eigene Abschätzung]

3.3. Erdgas-BHKW

BHKW's sind Anlagen zur Erzeugung von Wärme und Strom auf der Basis von Otto- oder Dieselmotoren oder Gasturbinen. Das Erdgas-BHKW ist eine dezentrale Anlagentechnologie und erzeugt durchgehend Strom und Wärme in konstantem Verhältnis. BHKW's werden deshalb dort eingesetzt, wo Wärmesenken vorhanden sind. Ein stromgeführter Betrieb ist durch Notkühler oder Abgas-Bypass kurzfristig möglich, aber in größerem Umfang nicht wirtschaftlich. Technische Anlagengrößen reichen von einigen kW_{el.} sogenannter Nano-/Mikro-BHKW's ab 2,5kW_{el.} über 50kW_{el.} - 500kW_{el.} in kleineren Wohngebieten bzw. bis zu 10MW_{el.} in Nah- und Fernwärmenetzen. In großen Industrieparks finden sich größere Anlagen mit Leistungen >100 MW_{el.}. Typische Leistungsklassen für einsatzfertige Standard-Module reichen derzeit von 500kW_{el.} bis 10MW_{el.}, darüber werden typischerweise individuelle Anlagendesigns realisiert [10][11].

Die technischen Parameter, sowie Flexibilitätsparemeter von BHKW's ausgewählter, typischer Leistungsklassen (vgl. [11]) sind in Tabelle 11 und Tabelle 12 aufgeführt.

Kenndaten bei Volllast	Erdgas BHKW 50kW _{el.}	Erdgas BHKW 500kW _{el.}	Erdgas BHKW 10MW _{el.}
Elektr. Leistung (P _{el,max})	50 kW	500 kW	10 MW
Elektr. Wirkungsgrad (η _{el,max})	35 %	42 %	46 %
Thermischer Wirkungsgrad (η _{th,max})	50 %	43 %	39 %
Kenndaten bei minimaler Teillast	Entfällt, da Taktbetrieb in Volllast		

Tabelle 11: Technische Parameter für Erdgas-BHKW's in 2050 [10][11]

Daten zur Regelbarkeit / Flexibilität	Erdgas BHKW 50kW _{el.}	Erdgas BHKW 500kW _{el.}	Erdgas BHKW 10MW _{el.}
Laständerungsgeschwindigkeit ¹ [% von P _N / min]	30 %/min	30 %/min	20 %/min
Technisch mögliche minimale Teillast P _{el,min}	50 % von P _{el,max}	30 % von P _{el,max}	20 % von P _{el,max}
Startzeit Heißstart [<8h]	<1 h (ca. 3 Minuten)	<1 h (ca. 3 Minuten)	<1 h (ca. 5 Minuten)
Startzeit Kaltstart [>48h]	<1 h (ca. 3 Minuten)	<1 h (ca. 3 Minuten)	<1 h (ca. 5 Minuten)
Minimale Betriebszeit	Ca. 1 Minute	Ca. 1 Minute	Ca. 1 Minute
Minimale Auszeit	Ca. 1 Minute	Ca. 1 Minute	Ca. 1 Minute
Maximal zulässige Anzahl Starts pro Jahr	1.000		500

Tabelle 12: Flexibilitätsparemeter von Erdgas-BHKW's in 2050 [10][11]

¹ BHKW werden in der Regel im Taktbetrieb gefahren („Dreipunktregelung“). Der technisch mögliche Teillastbetrieb und entsprechende Laständerungen treten also in der Praxis kaum auf. Die Angaben zur Laständerungsgeschwindigkeit geben darüber hinaus Aufschluss über die Zeit, die zum Hochfahren der Systeme benötigt wird.

3.4. Biogas-BHKW

Eine Biogasanlage (BGA) besteht im Wesentlichen aus einem Modul zur lokalen Gaserzeugung aus Gülle oder organischen Feststoffen, sowie einem BHKW zur Umwandlung des Gases zu Strom und Wärme. Einen Spezialfall nimmt die Aufbereitung zu Biomethan (Erdgas-Qualität) mit Einspeisung ins Erdgasnetz ein, die gesondert behandelt wird (vgl. Kapitel 3.4.1). Anlagen mit Gasspeicher entstanden vor allem durch Anreize im EEG und können durch die untertägige Speicherung von Biogas und einer angepassten Betriebsweise einen Teil der Stromeinspeisung in Zeiten hoher Stromnachfrage verlagern und somit zu einem stabileren Netzbetrieb beitragen. Die technischen Eigenschaften eines Biogas-BHKW sind ansonsten den Eigenschaften eines Erdgas-BHKW sehr ähnlich. Technische Parameter sind in Tabelle 13 und Tabelle 14 aufgeführt.

Kenndaten bei Volllast	Biogas BHKW 500kW _{el.}	Biogas BHKW + Gasspeicher 1.000kW _{el.}
Elektr. Leistung ($P_{el,max}$)	500 kW	1.000 kW
Elektr. Wirkungsgrad ($\eta_{el,max}$)	38%	38%
Thermischer Wirkungsgrad ($\eta_{th,max}$)	44 %	44 %
Vollbenutzungsstunden (ca. pro Jahr)	7.000 h/a	3.500 h/a
Kenndaten bei minimaler Teillast	<i>Entfällt, da Taktbetrieb in Volllast</i>	

Tabelle 13: Technische Parameter für Biogas-BHKW's in 2050 [11][15][16]

Daten zur Regelbarkeit / Flexibilität	Biogas BHKW 500kW _{el.}	Biogas BHKW + Gasspeicher 1.000kW _{el.}
Laständerungsgeschwindigkeit [% von P_N / min]	30 %/min	15 %/min
Technisch mögliche minimale Teillast $P_{el,min}$	30 % von $P_{el,max}$	15 % von $P_{el,max}$
Startzeit Heißstart [<8h]	<1 h (ca. 3 Minuten)	<1 h (ca. 3 Minuten)
Startzeit Kaltstart [>48h]	<1 h (ca. 3 Minuten)	<1 h (ca. 3 Minuten)
Minimale Betriebszeit	Ca. 1 Minute	Ca. 1 Minute
Minimale Auszeit	Ca. 1 Minute	Ca. 1 Minute
Maximal zulässige Anzahl Starts pro Jahr	1.000	

Tabelle 14: Flexibilitätsparameter von Biogas-BHKW's in 2050 [10][11]

3.4.1. Biomethan-Aufbereitung

Bei der Biomethan-Aufbereitung handelt es sich um die Aufbereitung von Biogas aus Biogasanlagen (ca. 45-75% Methangehalt mit einem Energiegehalt von ca. 6 kWh/m³) auf Erdgasqualität (>80% Methangehalt mit einem Energiegehalt von ca. 9,97 kWh/m³), einem Prozess bestehend aus mehreren Arbeitsschritten: Entschwefelung, Trocknung, Separation. Das resultierende Biomethan kann in das Erdgasnetz eingespeist werden und an anderer Stelle entnommen werden, somit kann das Biomethan erzeugernah in ländlicher Gegend erzeugt und getrennt von der Erzeugung an Orten mit großer Wärmesenke in einem BHKW verwertet werden. Der Vorteil ist eine Nutzung an Standorten mit höherem Wärmebedarf und somit eine effizientere Nutzung des Energiegehalts [15][17].

Verbreitete Verfahren zur Biomethan-Aufbereitung sind vor allem die Druckwechseladsorption (PSA, Pressure Swing Adsorption) und die Druckwasserwäsche (DWW). Typische Eigenstrombedarfe je m³ Rohgas/Biogas (m_{3BG}) liegen bei 0,2-0,25 kWh/m_{3BG} (PSA) bzw. 0,2-0,3 kWh/m_{3BG} (DWW). Die Methanverluste liegen bei 1-5% (PSA) bzw. 0,5-2% (DWW). Heutige Aufbereitungsanlagen in Deutschland besitzen überwiegend Rohgaskapazitäten bis 150 m_{3BG}/h [15][17].

Basierend auf diesen Werten sind in Tabelle 15 die wichtigsten Kennwerte einer typischen Biomethanaufbereitungsanlage dargestellt, die zweite Anlagengröße repräsentiert eine Anlage mit einer Rohgaskapazität äquivalent zu einer Biogasanlage mit Vor-Ort-Verstromung mittels einem BHKW mit 500kW_{el} (220 m_{3BG}/h) [17].

Kenndaten bei Volllast	Biomethan-Aufbereitung und Einspeisung ins Erdgasnetz	
Aufbereitungskapazität (Rohgas/Biogas)	150 m ³ /h	220 m ³ /h
Wirkungsgrad Biomethan-Aufbereitung	97,5%	97,5%
Einspeiseleistung Biomethan ins Erdgasnetz	88 m ³ /h	129 m ³ /h
Relativer Eigenstrombedarf der Anlage	0,25 kWh/m _{3BG}	0,25 kWh/m _{3BG}
Eigenstrombedarf der Anlage	38 kW _{el} . (=Strombezug)	55 kW _{el} . (=Strombezug)

Tabelle 15: Technische Parameter einer Biomethan-Aufbereitungsanlage (eigene Herleitung nach [15][17])

Einschätzung der zukünftigen Entwicklung von Biogas- und Biomethanaufbereitungsanlagen

Die Entwicklung der Biogas-Technologie bis 2050 ist schwer vorhersehbar, da die Erzeugung von Biogas wirtschaftlich stark von der Förderung durch das EEG abhängig ist. Die Nutzung von nachwachsenden Rohstoffen führt zusätzlich zu Monokultur, genutzte Agrarflächen stehen in Konkurrenz zur Nutzung für den Anbau von Lebensmitteln. **Wir rechnen daher mit einer rückläufigen Nutzung von Biogas, insbesondere bei der Nutzung nachwachsender Rohstoffe. Bei Anlagen zur Verwertung von Gülle oder organischen Abfällen (z.B. Grünschnitt, Kompost) rechnen wir mit zunehmender Biomethanaufbereitung und verstärkter Nutzung an Orten mit hoher Wärmesenke.**

3.5. Brennstoffzelle

Brennstoffzellen sind eine relativ junge Technologie zur elektrochemischen Herstellung von Strom aus Wasserstoff, die Zukunft der Technologie ist jedoch schwer absehbar. Die vielversprechendsten Anlagentechnologien für den Einsatz im Gebäudesektor beinhalten die Bereitstellung von Strom und Wärme und arbeiten bei hohen Prozesstemperaturen, was die interne Umwandlung von Erdgas zu Wasserstoff ermöglicht. Die hohe Prozesstemperatur ermöglicht gleichzeitig die Auskopplung und Nutzung von Wärme.

Über die Flexibilität der Brennstoffzellen liegen uns derzeit keine Daten vor, wir halten aber einen ähnlich flexiblen Betrieb wie mit Erdgas-BHKW's für möglich (vgl. Kapitel 3.3).

3.5.1. Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle (MCFC)

Die Datenlage zu dieser jungen Technologie ist knapp, als Beispiel soll im Folgenden deshalb die Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle („Hot Module“) der MTU² dienen. Die Technologie ist grundsätzlich sehr gut skalierbar, d.h. größere Anlagen, z.B. mit einer elektrischen Leistung von mehreren MW_{el.} sind durch parallele Nutzung mehrerer Anlagen des unten genannten Typs realisierbar [18][19].

Technische Kennzahlen des „Hot Modules“ von MTU sind in Tabelle 16 dargestellt.

Kenndaten bei Volllast	Brennstoffzelle („Hot Module“) 245 kW _{el.}
Elektr. Leistung ($P_{el,max}$)	245 kW
Elektr. Wirkungsgrad ($\eta_{el,max}$)	50 %
Thermische Leistung	180 kW
Thermischer Wirkungsgrad ($\eta_{th,max}$)	35 %
Prozesstemperatur	ca. 650 °C
Abwärme Temperatur	ca. 400 °C
Maximal zulässige Anzahl Starts pro Jahr	1.000
Kenndaten bei minimaler Teillast	Entfällt, da Taktbetrieb in Volllast

Tabelle 16: Technische Parameter für eine MCFC-Brennstoffzelle (Typ „Hot Module“) [18][19]

² MTU CFC Solutions GmbH

3.5.2. Festoxid-Brennstoffzelle (SOFC)

Die SOFC-Brennstoffzelle ist eine oxidkeramische Brennstoffzelle, die bei sehr hohen Temperaturen von bis zu 1.000°C betrieben wird. Die SOFC-Technologie hat ein hohes elektrisches Wirkungsgrad-Potential (Zellenwirkungsgrade bis 65%) und erlaubt prinzipiell den Einsatz CO-haltiger Brennstoffe, z.B. Erdgas, Kohlegas, Biogas oder Diesel-Reformate. Die Technologie eignet sich zur reinen Stromerzeugung in Kraftwerken, jedoch erlaubt die hohe Betriebstemperatur auch den Betrieb zur kombinierten Strom- und Wärmeerzeugung als KWK-Anlage. Der elektrische Wirkungsgrad liegt hierbei bei bis zu 55%. Durch Nachschalten eines Dampfprozesses kann die Abwärme auch industriell, z.B. als Prozessdampf, genutzt werden [21][22].

Die SOFC-Technologie ist derzeit noch Gegenstand der Forschung & Entwicklung wobei die Entwicklung verglichen mit anderen Brennstoffzellen-Technologien noch nicht weit fortgeschritten ist. Die Datenlage ist dementsprechend beschränkt. Es werden jedoch Anlagen für verschiedene Anwendungsfälle angestrebt. Erwartungswerte für die Wirkungsgrade und andere Parameter für verschiedene Anlagentypen sind in Tabelle 17 dargestellt [21][22].

Kenndaten bei Volllast	SOFC ‚Hausenergieversorgung‘ 1-10 kW _{el.}	SOFC ‚Dezentrale KWK‘ 250 kW _{el.}	SOFC ‚Stromerzeugung‘ 1.000 kW _{el.}
Elektr. Leistung P _{el,max}	10 kW	250 kW	1.000 kW
Elektr. Wirkungsgrad (η _{el, max})	35-40 %	45 %	55 %
Thermische Leistung	9 kW	195 kW	-
Thermischer Wirkungsgrad (η _{th, max})	35 %	35 %	-
Prozesstemperatur	ca. 600-800 °C	ca. 800-1.000°C	ca. 800-1.000°C
Maximal zulässige Anzahl Starts pro Jahr	1.000	1.000	500
Kenndaten bei minimaler Teillast	Entfällt, da Taktbetrieb in Volllast		

Tabelle 17: Technische Parameter für SOFC-Brennstoffzellen (auf Basis von [21] und [22] sowie eigenen Abschätzungen)

4. Vereinfachungen im Rahmen der Modellbildung

Für die Modellerstellung (deutschlandweiter Kraftwerkspark im Stundenraster) können folgende Vereinfachungen getroffen werden.

4.1. Flexibilitätsparameter

Die **Laständerungsgeschwindigkeit** künftiger thermischer Kraftwerke (kaum noch Braunkohle, wenn überhaupt sind neben GuD-Kraftwerken in 2050 noch Steinkohlekraftwerke vorhanden) liegt bei 6%/min oder höher. Somit **spielt die Laständerungsgeschwindigkeit keine Rolle**, es kann davon ausgegangen werden, dass die Last innerhalb des Zeitrasters von einer Stunde vollständig nach Belieben verändert werden kann. In der Kurzstudie zu Elektrischen Netzen & Smart-Grid-Technologien [20] wurde darüber hinaus herausgestellt, dass der Frequenz-Ausgleich zur Stabilisierung des Netzes innerhalb einer Stunde von einer Summe verschiedener Technologien erbracht werden kann.

Die **minimale Teillast** ist ggfs. im deutschlandweiten Kraftwerkspark zu berücksichtigen, **sofern eine Must-Run-Leistung benötigt wird**. Zur Erbringung bestimmter Systemdienstleistungen (vor allem Momentanreserve, primäre und sekundäre Regelleistung) wird möglicherweise in 2050 eine ‚Must-Run‘-Leistung thermischer Kraftwerke an verschiedenen Stellen im Netz benötigt. Um sowohl positive als auch negative Regelleistung erbringen zu können, müssen die Kraftwerke oberhalb ihrer minimalen Teillast betrieben werden. Zur Zeit sind dies i.d.R. ca. 10% oberhalb der Mindestlast (Annahme: Sekundärregelleistung ist im 5-Minutenfenster zu erbringen; bei einer durchschnittlichen Lastrampe von derzeit 2%/min können 10% der Leistung in 5 Minuten erbracht werden (in 2050 bei 6%/min dann 30%). Durch die vermehrte Nutzung fluktuierender Stromerzeugung aus PV und Wind erwarten wir künftig einen Anstieg an Regelleistungsbedarf aufgrund steigender Prognosefehler. Auf der anderen Seite erwarten wir zukünftig bessere Prognosesysteme (bessere Verfügbarkeit von Wetterdaten, künstliche neuronale Netze,...) sowie die vermehrte Nutzung von Smart-Grid-Technologien, wodurch Systemdienstleistungen vermehrt dezentral erbracht werden. Eine ausführliche Argumentation bzgl. der Must-Run-Leistung im Modell findet sich in der Kurzstudie zu Elektrischen Netzen & Smart-Grid-Technologien [20].

Die **Zeiten für Warmstart und Kaltstart, sowie die minimale Betriebszeit und Abschaltzeit, können** aufgrund der Betrachtung als deutschlandweiter Kraftwerkspark **vernachlässigt werden**. Es wird davon ausgegangen, dass die Probleme des An- und Abfahrens innerhalb des Kraftwerksparks gelöst werden.

4.2. Wirkungsgradverschlechterung bei Teillast

Die **Wirkungsgradverschlechterung kann als Konstante berücksichtigt werden**. Unter der Annahme o.g. Argumentation laufen die Kraftwerke die meiste Zeit bei ca. 50% der Nennleistung. Dies hat eine Wirkungsgradverschlechterung bei Kohlekraftwerken von ca. 3% zur Folge. Es ist jedoch zu erwarten, dass zukünftige Kraftwerke eher auf einen Teillastbetrieb hin optimiert werden und die Wirkungsgradverschlechterung nicht so stark ausfällt. Da die heutigen Wirkungsgrade jedoch nur in großen Blöcken nahe Volllast erreicht werden können wird der Wirkungsgrad in Zukunft leicht fallen. Wir schlagen daher vor, den zukünftig vermehrten Teillastbetrieb mittels Wirkungsgradverschlechterung von 3% zu berücksichtigen.

5. Zusammenfassung

Hinsichtlich der konventionellen Kraftwerkstechnologien ist festzuhalten, dass **der Ausstieg aus der Braunkohle voraussichtlich vor 2050 beendet sein wird. Im Projekt sind daher lediglich Steinkohlekraftwerke und GuD-Anlagen als konventionelle Technologien zu berücksichtigen.**

Darüber hinaus ist derzeit **kein weiterer Ausbau der Steinkohle absehbar**, so dass wir in 2050 mit dem heutigen Bestand an Kohlekraftwerken rechnen. Die Anlagen- und Flexibilitätsparameter richten sich entsprechend nach dem heutigen Stand der Anlagentechnik für modernisierte Anlagen.

Bis 2050 ist der Lebenszyklus des heutigen Bestandes an GuD-Anlagen überschritten, es ist daher mit einer neuen Generation GuD-Anlagen zu rechnen. **Dementsprechend können für GuD-Anlagen Anlagen- und Flexibilitätsparameter der neuesten Generation für 2050 angenommen werden.**

Konventionelle Kraftwerke sind hinsichtlich ihrer Flexibilität eingeschränkt. **Im Modell reicht jedoch eine Modellierung als ein Kraftwerksblock je Technologie (Steinkohle, GUD) unter Berücksichtigung der Merit-Order. Flexibilitätsparameter wie Mindestleistung und Laständerungsgeschwindigkeit müssen in dem Rahmen nicht beachtet werden**, da selbst die Flexibilität heutiger „träger“ Kohlekraftwerke ausreicht, um 100% Laständerung innerhalb des Simulationszeitrasters von einer Stunde zu gewährleisten. **Der Wirkungsgradverlust im Teillastbetrieb kann im Modell mit einem konstanten Abschlag von -3% berücksichtigt werden.**

Konventionelle Kraftwerke wandeln einen Großteil der Primärenergie in Wärme um, die lokal abgeführt werden muss, um den Dampf nach der Dampfturbine zu kühlen und dem Prozess zurückzuführen. Für einen stromgeführten Betrieb ist in der Regel ein Kühlsystem nötig, da Wärmesenken in der benötigten Größenordnung lokal und ganzjährig üblicherweise nicht zur Verfügung stehen. **Werte für die mögliche Wärmeauskopplung aus Großkraftwerken (Dampfkraftwerken) beziehen sich auf das technische Maximum. Die tatsächlich auskoppelbare/nutzbare Wärmeleistung ist durch den lokal vorhandenen, saisonal abhängigen Wärmebedarf begrenzt.**

KWK-Technologien weisen im Vergleich mit konventionellen Großkraftwerken häufig höhere Flexibilität auf, sind jedoch aufgrund der Einschränkung der wärmegeführten Betriebsweise für den Einsatz von Systemdienstleistungen nur eingeschränkt geeignet. Die hier angegebenen Größenordnungen sind typische Anlagengrößen, jedoch kommen vereinzelt weitaus größere und kleinere Anlagen zum Einsatz.

KWK-Technologien weisen insgesamt einen niedrigeren elektrischen Wirkungsgrad auf, als Anlagen zur reinen Stromerzeugung. Auch deshalb machen KWK-Anlagen nur dort Sinn, wo eine Wärmesenke besteht – die Anlagenleistung wird typischerweise auf die maximal benötigte Wärmeleistung ausgelegt. **Ein stromgeführter Betrieb von KWK-Anlagen ist nicht ohne weiteres möglich, da üblicherweise kein eigenes Kühlsystem vorhanden ist. Die Anlagen können eingeschränkt flexibel gesteuert werden, unter Nutzung vorhandener Wärmespeicher/Wärmekapazitäten. Die Einschränkung des wärmegeführten Betriebs kann**

durch größere Wärmespeicher oder separate Kühltürme vermindert bzw. abgeschafft werden.

Eine Ausnahme stellen hier die Biogasanlagen (Biogas-BHKW's) dar, die aufgrund der hohen Fördersätze im EEG teilweise auch ohne Wärmesenken wirtschaftlich betrieben werden. Jedoch wurden die Fördersätze in der Vergangenheit angepasst, was den Zubau derzeit stark eingeschränkt hat. **In Zukunft ist mit einer rückläufigen Biogasnutzung zu rechnen, insbesondere bei der Nutzung nachwachsender Rohstoffe. Vermehrt wird an Standorten ohne Wärmesenke eine Biogasaufbereitung mit Einspeisung ins Erdgasnetz zu finden sein.**

Die Brennstoffzelle ist eine neue Anlagentechnologie deren Entwicklung derzeit nur schwer voraussehbar ist. Zum Einen, da Realisierungen zur Zeit nicht über den Status von Pilot-Anlagen herauskommen, zum Anderen weil die Datenlagen bzgl. verschiedener Produkte sehr knapp ist. **Genaue Aussagen zur zukünftigen Nutzung dieser Technologie sind derzeit daher nicht möglich.**

6. Referenzen

- [1] Statistisches Bundesamt: „Wirtschaftsbereiche Energie - Erzeugung“, Online, <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/Energie/Erzeugung/Erzeugung.html> (Letzter Zugriff: 07.11.2016).
- [2] DIW Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, C. Gerbaulet et al.: „Die Zukunft der Braunkohle in Deutschland im Rahmen der Energiewende“, DIW Berlin, 2012.
- [3] BDEW, M. Hille: „Technische und wirtschaftliche Situation konventioneller Kraftwerke in Deutschland“, Dialogforum dena, Berlin, 10. Oktober 2012.
- [4] dena: „dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse der Studie ‚Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien‘ durch die Projektsteuergruppe.“, Berlin, 11.02.2014.
- [5] M. Wietschel et al.: „Energietechnologien der Zukunft – Erzeugung, Speicherung, Effizienz und Netze“, Springer Verlag, Wiesbaden, 2015.
- [6] H. Ruppert: „Barriers to Increased Flexibility of Thermal Power Plants“, Master Thesis, Loughborough University, 04.11.2015.
- [7] C. Ziems, S. Meinke et al.: „Kraftwerksbetrieb bei Einspeisung von Windparks und Photovoltaikanlagen“, Uni Rostock, 14. Mai 2012.
- [8] N. Krzikalla et al.: „Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien – Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie“, BET, Aachen, 2013.
- [9] EEG Erneuerbare Energien Gesetz 2014, Online, http://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/index.html (Letzter Zugriff: 07.11.2016).
- [10] M. Wietschel et al.: „Energietechnologien der Zukunft – Erzeugung, Speicherung, Effizienz und Netze“, Springer Verlag, Wiesbaden, 2015.
- [11] P. Konstantin: „Praxisbuch Energiewirtschaft – Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt“, 2. Auflage, Springer Verlag, Berlin, 2009.
- [12] DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum: „Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben Ila Biomasse)“, Zwischenbericht Mai 2015, Leipzig, 31.05.2015.
- [13] FNR: „Marktübersicht Scheitholzvergaser-/Kombikessel“, Gülzow, 2012.
- [14] BET: „Jahreseinspeisung Strom und Wärme und Informationen zur Nennleistung und Gesamtwirkungsgrad der Holz-heizkraftwerke ‚Niedersachsenpark‘, ‚Oerlinghausen‘ und ‚Melsungen‘“, Aachen, 2016.
- [15] FNR Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe: „Daten und Fakten - Faustzahlen“, Online, <http://biogas.fnr.de/daten-und-fakten/faustzahlen/> (Letzter Zugriff: 14.11.2016).
- [16] LfL Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft: „Verlauf des elektrischen Wirkungsgrades Biogas betriebener BHKW über die Betriebsdauer – Abschlussbericht“, Freising-Weihenstephan, Januar 2012.
- [17] FNR Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe: „Biomethan“, Gülzow, 2012.
- [18] Energie-Chronik: „RWE beteiligt sich an Hot-Module-Brennstoffzelle von MTU“, Online, <http://www.energie-chronik.de/030717.htm> (Letzter Zugriff: 09.11.2016).
- [19] Energieportal24.de: „Das HotModule von MTU“, Online, http://www.energieportal24.de/fachberichte_artikel_35.htm (Letzter Zugriff: 09.11.2016).

- [20] H. Ruppert, K.-M. Graf: „Überblicksdarstellung Elektrische Netze und Smart-Grid-Technologien – Erster Teil: Restriktionen in der Modellentwicklung“, Hochschule Darmstadt, Fachbereich Elektro- und Informationstechnik (EIT), 27.01.2017.
- [21] Netzwerk Brennstoffzelle und Wasserstoff NRW: „Oxidkeramische Brennstoffzelle (SOFC)“, Online, <http://www.brennstoffzelle-nrw.de/brennstoffzellen/typen/sofc/> (Letzter Zugriff: 23.01.2017).
- [22] Forschungszentrum Jülich: „Festoxid-Brennstoffzellen – SOFC“, Online, http://www.fz-juelich.de/portal/DE/Forschung/EnergieUmwelt/Brennstoffzellen/SOFC/_node.html (Letzter Zugriff: 23.01.2017).

7. Begriffe, Abkürzungen und Einheiten

Begriffe und Abkürzungen

PV	Photovoltaik
WKA	Windkraftanlage
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
GuD-Anlage	Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk
BGA	Biogasanlage
MCFC	Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle (engl. Molten Carbonat Fuel Cell)
SOFC	Festoxid-Brennstoffzelle (engl. Solid Oxide Fuel Cell)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber (HS-Netze (400kV), teilweise 110kV)
VNB	Verteilnetzbetreiber (NS- und MS-Netze bis 20kV, teilweise 110kV)
EEG	Gesetz für den Ausbau Erneuerbarer Energien („Erneuerbare Energien Gesetz“)
IWU	Institut Wohnen und Umwelt GmbH
BET	BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH
h_da	Hochschule Darmstadt
FNR	Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe

Einheiten

W	Watt
m ²	Quadratmeter
W/m ²	Watt pro Quadratmeter
kW	Kilowatt (1 x 10 ³ Watt)
MW	Megawatt (1 x 10 ⁶ Watt)
GW	Gigawatt (1 x 10 ⁹ Watt)
Wh	Wattstunde
kWh	Kilowattstunde
MWh	Megawattstunde
GWh	Gigawattstunde
s, min, h	Sekunde, Minute, Stunde
D, M, Y, a	Tag, Monat, Jahr, annum

Anhang C: Kurzstudie Energiespeicher und Lastmanagementsystem

KURZSTUDIE ENERGIESPEICHER UND LASTMANAGEMENTSYSTEME

Im Rahmen des Forschungsvorhabens „Energieeffizienz und zukünftige Energieversorgung im Wohngebäudesektor: Analyse des zeitlichen Ausgleichs von Energieangebot und –nachfrage“ des Instituts Wohnen und Umwelt (IWU)(*)

Hann Ruppert¹, Prof. Dr. Klaus-Martin Graf²

¹Hochschule Darmstadt, Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik, Birkenweg 8, 64295 Darmstadt/Germany, +49 6151 16-37792, hann.ruppert@h-da.de

²Hochschule Darmstadt, Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik, Birkenweg 8, 64295 Darmstadt/Germany, +49 6151 16-38243, klaus-martin.graf@h-da.de

(*) Institut Wohnen und Umwelt GmbH, Rheinstraße 65, 64295 Darmstadt, <http://www.iwu.de/>

INHALTSVERZEICHNIS

1. Einleitung	2
1.1. Aufgabenstellung	2
2. Entwicklung der Stromversorgung und Speicheranwendung	3
2.1. Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch	3
2.2. Frequenzhaltung	4
2.3. Lokale Spannungshaltung	4
2.4. Lokales Engpassmanagement	4
3. Energiespeichersysteme	5
3.1. Überblick über Energiespeichersysteme	5
3.2. Lithium-Ionen-Batteriespeicher	6
3.3. Redox-Flow-Batteriespeicher	8
3.4. Pumpspeicherkraftwerke	10
3.5. Schwungmassenspeicher	12
3.6. Power2Gas	13
4. Lastmanagementsysteme	14
4.1. Elektrische Speicherheizungen	15
4.2. Elektrische Warmwasserbereitung: Geräte mit integriertem Speicher	16
4.3. Heizungsumwälzpumpen	17
4.4. Elektrische Kälteerzeugung	17
4.5. Lüftungsanlagen	17
4.6. Industrieprozesse	18
4.7. Bereitstellungsdauer	19
4.8. Kritische Abschätzung des Gesamtpotentials	19
4.9. Hemmnisse bei der Einführung	20
5. Zusammenfassung	21
6. Abschlussarbeiten	22
7. Referenzen	23
8. Begriffe, Abkürzungen und Einheiten	24

1. Einleitung

Das Institut Wohnen und Umwelt (IWU) führt ein beim Projektträger Jülich (PTJ) beantragtes Forschungsvorhaben mit dem Titel „Energieeffizienz und zukünftige Energieversorgung im Wohngebäudesektor“ (nachfolgend Projekt genannt) durch. Im Mittelpunkt steht dabei die Frage, wie für große Gebäudeensembles bis hin zum gesamten deutschen Gebäudebestand ein zukünftiger „Energieversorgungsmix“ für Wärme und Strom in Abhängigkeit unterschiedlicher energetischer Standards der Gebäude und dem verstärkten Einsatz fluktuierender regenerativer Energiequellen (insbesondere Solar- und Windstrom) aussehen muss, um einen weitgehenden zeitlichen Ausgleich von Angebot und Verbrauch zu erreichen. Dabei wird insbesondere die zunehmende Verknüpfung von Wärme- und Stromsektor, die aus der Anwendung von elektrischen Wärmepumpen und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen resultiert, betrachtet.

Die Hochschule Darmstadt (h_da), Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik (EIT), unterstützt das IWU bei der Durchführung des Forschungsvorhabens. Die Beiträge der h_da betreffen dabei die Unterstützung bei der Entwicklung des Analysemodells sowie die allgemeine Projektbegleitung.

Bezüglich der Entwicklung des Analyseinstruments sind von der h_da verschiedene Überblickstexte („Kurzstudien“) zu verschiedenen Themenbereichen aus dem Gebiet der elektrischen Energietechnik, die für die Entwicklung des Analyse- und Simulationsmodells relevant sind, zu erstellen. Die Kurzstudien werden auf Basis des bei der h_da vorhandenen Expertenwissens und ergänzender Recherchen und Auswertungen erstellt. Dabei sollen auch wesentliche Kenngrößen der untersuchten Systeme dokumentiert werden.

1.1. Aufgabenstellung

In dieser Kurzstudie sollen wesentliche Informationen und Kennzahlen zu elektrischen Energiespeichertechnologien und Lastmanagementsystemen zusammengetragen werden. Im Mittelpunkt stehen dabei Kennwerte heute installierter Neuanlagen, die für den Einsatz in Wohngebäuden sowie zur (Strom-)Netzstabilisierung geeignet sind. Darüber hinaus soll ein Ausblick auf absehbare bzw. wahrscheinliche Weiterentwicklungen der betrachteten Technologien gegeben.

Die dokumentierten Systemkennwerte sollen die für die Modellbildung relevanten Parameter (in Abstimmung mit dem IWU) berücksichtigen. Neben gängigen Systemdaten wie Gesamtkapazität und den Energieverlusten werden Kenndaten zur zeitlichen Beeinflussbarkeit des Leistungsverlaufs bei der Be- und Entladung dargestellt.

2. Entwicklung der Stromversorgung und Speichieranwendung

Das konventionelle Stromversorgungssystem steuerte die Versorgung mittels zentraler, großer Erzeugungseinheiten und passte die Erzeugung jederzeit an den aktuellen Verbrauch an, wodurch Frequenzstabilität gewährleistet werden konnte. Eine dahingehende Evolution des Systems stellten elektrische Nachtspeicherheizungen mit Wärmespeicher (NSH) dar, die von den Netzbetreibern seit den 50er/60er-Jahren propagiert wurden, um eine stetigere Ausnutzung der Grundlastkraftwerke (zunächst Kohle-, später auch Atomkraftwerke) zu ermöglichen. Günstige Schwachlasttarife und verschiedene Förderprogramme führten zu einer weit verbreiteten Verwendung zentral gesteuerter Nachtspeicherheizungen, seinerzeit die ersten Lastmanagementsysteme für den Ausgleich von Stromerzeugung und -nachfrage [1].

Heutige Stromversorgungssysteme stellen die Netzbetreiber vor neue Herausforderungen. Stetig wachsende Anteile fluktuierender Erneuerbarer Energiequellen wie Wind und Solarenergie bedeuten zunehmende Schwankungen in der Stromerzeugung mit langen Windflauten, die vor allem im Winter eine hohe Residuallast (Gesamtlast abzgl. Erzeugung aus Erneuerbarer Energien) zur Folge haben - sowie hohen Erzeugungsspitzen, die vor allem lokal zu Netzengpässen führen können [1].

Die systemweite Residuallast wird heute größtenteils durch konventionelle Kraftwerke ausgeglichen, deren Vorhaltung mit steigenden Anteilen Erneuerbarer Energien -und weniger Einsatzzeiten für konventionelle Kraftwerke- relativ gesehen immer teurer wird. Ebenfalls stellen lokale Engpässe aufgrund von Erzeugungsspitzen nach wie vor ein Problem dar, für dessen Mitigation auch der Einsatz von Nachtspeicherheizungen eher ungeeignet ist [1][2].

Energiespeicher- und Lastmanagementsysteme bieten die Möglichkeit die Stromeinspeisung bis zu einem gewissen Grad von dem Stromverbrauch zu entkoppeln. Sie stellen somit eine neue Qualität für den Betrieb von Stromversorgungssystemen und -netzen bereit, da sie eine Vielzahl an Anwendungen bzw. Systemdienstleistungen bereit stellen können, die im Folgenden kurz beschrieben werden sollen.

2.1. Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch

Kurzfristiger Ausgleich

Im üblichen Handelsverlauf werden Erneuerbare Stromerzeugung und der Strombedarf im Vorfeld von Erzeugern, Direktvermarktern, Netzbetreibern und Stromversorgern prognostiziert, die Residuallast wird an verschiedenen Handelsplätzen nachgefragt. Es werden entsprechend weitere Erzeugungskapazitäten eingeplant, so dass der Strombedarf in jeder ¼-Stunde gedeckt ist. Geraten während der Lieferung Stromerzeugung und -verbrauch ins Ungleichgewicht (z.B. durch Prognoseabweichungen oder ungeplanten Störungen), ändert sich zunächst die Frequenz innerhalb des Stromnetzes und kurzfristige Maßnahmen zur Frequenzhaltung halten die Frequenz in engen Grenzen (vgl. oben). Die zur Frequenzhaltung verfügbare Momentanreserve und Regelleistung ist jedoch begrenzt, so dass im Falle erheblicher Änderungen (z.B. Kraftwerksausfall mit dauerhaftem Verlust einer großen Leistung) nachgelagerte Maßnahmen nötig sind, um Momentanreserve und Regelleistung wiederherzustellen. **Nachgelagerten Maßnahmen beinhalten die globale Bereitstellung positiver oder negativer Wirkleistung (im Folgenden ‚Leistungsbereitstellung‘ genannt), die auch durch Energiespeicher- oder Lastmanagementsysteme erfolgen kann.**

Lokaler Ausgleich

Auf lokaler Ebene beinhalten Maßnahmen zum Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch weitere Anwendungen, z.B. **die Leistungsbereitstellung zur Reduktion lokaler Last- oder Erzeugungsspitzen:**

- Energiespeicher in Wohngebäuden könnten zur Erhöhung des Autarkiegrades beitragen: Der selbst erzeugte PV-Strom wird für den späteren Eigenverbrauch zwischengespeichert.
- Derzeit viel diskutierte Quartierspeicher könnten in Wohngebieten mit viel PV-Einspeisung tagsüber Einspeisespitzen zwischenspeichern und abends zur Glättung der Verbrauchsspitze ausgespeichert werden.
- Industriestandorte könnten mit Lastmanagementsystemen oder Energiespeichern ihre Lastspitzen verringern.
- Durch den Einsatz von Energiespeichern oder Lastmanagementsystemen können möglicherweise lokale Engpässe aufgrund von Windstromeinspeisung reduziert werden.

Langzeitspeicherung

Bei Systemen mit hohen Anteilen an PV- und Windstrom besteht das Problem wind- und sonnenschwacher Wetterperioden. In Deutschland treten beispielsweise wind- und sonnenarme Perioden im Winter auf, bei denen ein hoher Strombedarf besteht. **Langzeitspeicher könnten dazu beitragen, überschüssigen Strom aus Erneuerbaren Energien zwischenzuspeichern und in Zeiten niedrigen Stromangebots zur Deckung des Strombedarfs heranzuziehen [4].**

2.2. Frequenzhaltung

In Europa gilt eine Netzfrequenz von 50Hz. Da die Frequenz die Bilanz zwischen Erzeugung und Verbrauch widerspiegelt, dient diese als Regelgröße zur Betriebsführung der Netze und wird von Netzbetreibern innerhalb Europas in engen Grenzen gehalten. Die Systemdienstleistung „Frequenzhaltung“ beinhaltet alle Maßnahmen, die die Frequenz im Falle einer Veränderung der Einspeisung oder des Verbrauchs aktiv stabilisieren. Man unterscheidet zwischen der **spontanen Momentanreserve** und kurz- bis mittelfristiger Leistungsbereitstellung in Form von **primärer, sekundärer und tertiärer Regelleistung [3].**

2.3. Lokale Spannungshaltung

In zukünftigen Wohngebieten mit hoher Anzahl an PV-Anlagen, Elektroautos und ggfs. vermehrter Nutzung elektrifizierter Wärmetechnologien ändert sich die Stromnutzung. Zeiten mit hoher Stromnachfrage wechseln sich ab mit Zeiten hoher Stromeinspeisung, was ohne die Verwendung intelligenter Ortsnetztransformatoren (iONT) (mit dynamischer Anpassung der sekundärseitigen Ausgangsspannung) zu unzulässigen Spannungsschwankungen führen kann. **Energiespeicher und Lastmanagementsysteme, die lokal eingesetzt werden, können mit einer angepassten Betriebsweise zur Spannungsstabilisierung beitragen [5].**

2.4. Lokales Engpassmanagement

Durch lokale Erzeugungsspitzen kann es in Verteilnetzen zu Engpässen kommen, die zu Abregelung Erneuerbarer Erzeugungsanlagen (Einspeisemanagement gem. EEG 2014) führen. Wie oben beschrieben **können lokale Energiespeicher- oder Lastmanagementsysteme zur Vermeidung bzw. Reduktion lokaler Engpässe beitragen.**

3. Energiespeichersysteme

Im Folgenden sollen für das Projekt relevante Energiespeichertechnologien zur Erbringung von Anwendungen im Stromnetz beschrieben werden. Dabei werden für die Modellbildung relevante Parameter dargestellt.

3.1. Überblick über Energiespeichersysteme

Michael Sterner gibt einen guten Überblick über existierende Energiespeichertechnologien. Die wichtigsten Technologien aus Sicht des Strom- und Wärmesektors und eine grundsätzliche Kategorisierung sind in Tabelle 1 dargestellt [6].

Speicherklasse		Speichertechnologie	Funktion Stromsektor	Funktion Wärmesektor
Sektoral, Sektorenintegriert	Elektrisch	Kondensatoren	Stromspeicher, Kurzzeit	-
		Spulen	Stromspeicher, Kurzzeit	-
	Elektrochemisch	Alle Batterien	Stromspeicher, Kurz- und Langzeit	-
	Chemisch	Primärenergiespeicher	Primärenergiespeicher	Brennstoffspeicher
	Mechanisch	Pumpspeicher	Stromspeicher, Kurz- und Langzeit	-
		Druckluftspeicher	Stromspeicher, Kurzzeit	-
		Lageenergiespeicher	Stromspeicher, Kurz- und Langzeit	-
		Schwungmassen-speicher	Stromspeicher, Kurzzeit	-
		Federenergiespeicher	Stromspeicher, Kurzzeit	-
	Thermisch	Warmwasserspeicher	-	Wärmespeicher
		Latentwärmespeicher	-	Wärmespeicher
		Thermochemische Speicher	-	Wärmespeicher
Sektorenübergreifend, Intersektoral	Elektrochemisch	Batterien E-Mobilität	Lastmanagement	-
	Chemisch	Power2Gas	Stromspeicher, Langzeit	Wärmelieferant
		Kohlenwasserstoffe	Stromspeicher	Wärmelieferant
	Thermisch	Power2Heat	Lastmanagement	Wärmelieferant
		Sorptionswärme-speicher	Lastmanagement	Wärmelieferant
	Mechanisch	Zugantrieb	Lastmanagement	-
		Bremsenergieerück-gewinnung	Lastmanagement	-

Tabelle 1: Überblick über verschiedene Speichertechnologien nach M. Sterner [6]

Die folgenden Darstellungen beschränken sich auf diejenigen Technologien, die für das vorliegende Projekt besonders relevant erscheinen.

3.2. Lithium-Ionen-Batteriespeicher

Lithium-Ionen-Batterien sind Systeme mit unterschiedlichen, festen positiven und negativen Elektroden, in die Lithium-Ionen eingelagert werden können. Ein Elektrolyt verbindet Anode und Kathode und dient als Medium für den Transport der Lithium-Ionen bzw. Elektronen. Im Vergleich mit anderen Batteriesystemen, z.B. Bleisäure-Systemen, ist die mögliche Materialvielfalt hinsichtlich Elektroden und Elektrolyten hervorzuheben. Ein schematischer Aufbau und die grundsätzliche Funktionsweise sind in Abbildung 1 dargestellt [6].

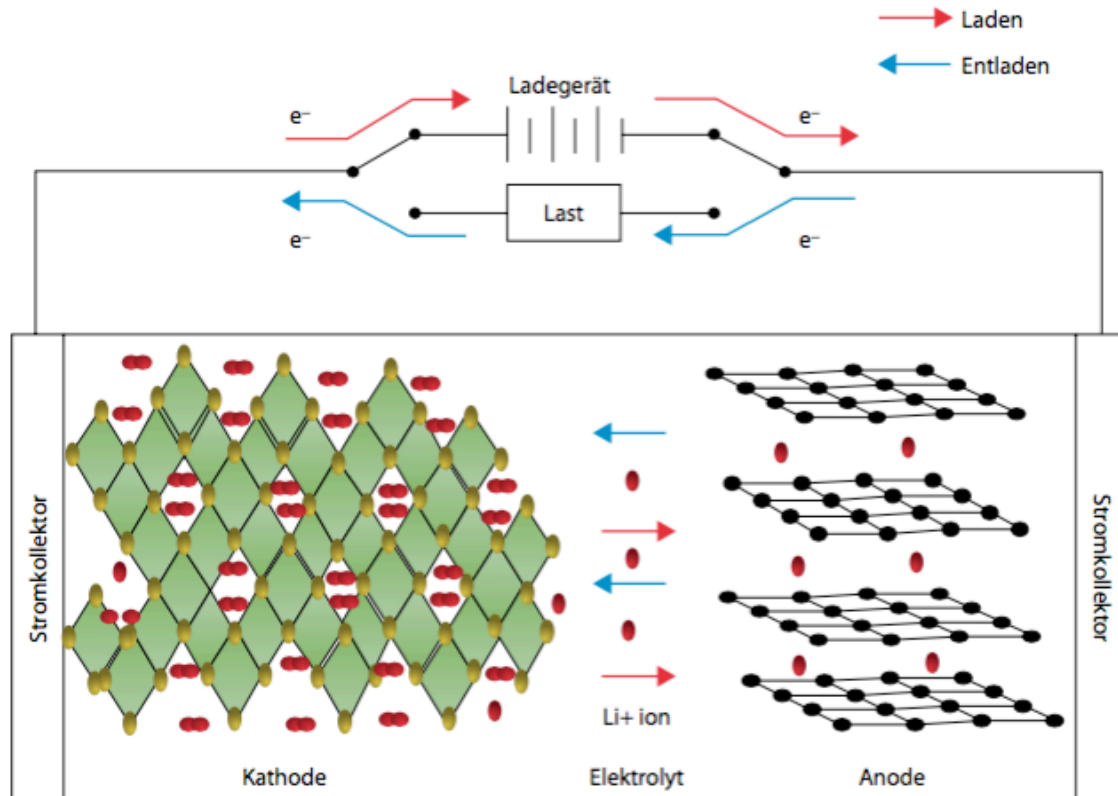


Abbildung 1: Schematischer Aufbau und Funktionsprinzip eines Lithium-Ionen-Batteriespeichers [6]

Verbreitung, Einsatzbereiche und Systemgrößen

Lithium-Ionen-Batteriespeicher sind heute vielseitig einsetzbar und in den unterschiedlichsten Anwendungen zu finden. Kleinste Speichergrößen sind in verschiedenen Haushalts- und Mobilfunkgeräten zu finden, in den letzten Jahren drängen vermehrt Speicher für leistungsintensivere Anwendungen auf den Markt. Lithium-Ionen-Speicher treiben Elektrofahrzeuge mit Reichweiten bis zu mehreren 100km an, finden sich in Heimspeicherlösungen für einen erhöhten Autarkiegrad¹ und werden im Rahmen verschiedener Forschungsprojekte in Stromnetzanwendungen² eingesetzt [6][7].

¹ Z.B. Speichersysteme der Firmen Kreisel Electric (<http://www.kreiselectric.com>) oder Tesla (https://www.tesla.com/de_DE/powerwall)

² Z.B. im Rahmen von Flex4Energy: <https://www.flex4energy.de>

Technische Parameter für ausgewählte Systemgrößen für den Einsatz im Gebäude- und Stromsektor sind in Tabelle 2 aufgeführt [7].

Technische Parameter	Ausgewählte Systemgrößen		
	Dezentral, Einfamilienhaus	Dezentral, Mehrfamilienhaus	Dezentral, Quartierspeicher
Brutto Speicherkapazität	10 kWh	50 kWh	8.000 kWh
Max. Entladetiefe (DoD)	80 %	80 %	80 %
Netto Speicherkapazität	8 kWh	40 kWh	6.400 kWh
Max. Beladeleistung ³	1kW/kWh _{brutto}		
Max. Entladeleistung	1kW/kWh _{brutto}		
Entladedauer der Nettospeicherkapazität bei max. Entladeleistung	1 h		
Gesamtwirkungsgrad η (Gesamtsystem, für Be- und Entladung)	82,5 %		
Kontinuierliche Verlustleistung (Speicherverluste und Eigenverbrauch)	0,003kW/kWh _{Brutto}		
Kalendarische Lebensdauer	5-15 Jahre		
Zykluslebensdauer	1.000-10.000	10.000	10.000

Tabelle 2: Technische Parameter verschiedener Lithium-Ionen-Batteriespeicher [7]

Einschätzung der zukünftigen Entwicklung

Im Bereich der Konsumanwendungen haben sich Lithium-Ionen-Speicher bereits durchgesetzt und sind nach heutigem Stande nicht mehr wegzudenken. Im Bereich größerer Leistungen, wie z.B. der E-Mobilität und Anwendungen in Stromnetzen ist die Technologie bereits kurz vor der endgültigen Marktreife, wobei sich die Wissenschaft immer noch am Anfang der Erforschung der Zellchemie befindet. Untersuchungen und Entwicklungen verschiedener Materialien für Elektrolyte und Elektroden befinden sich weiterhin im Forschungsstadium, so dass wir hier von weiteren Innovationen in Zukunft ausgehen. Darüber hinaus fördern die Wandlung des Stromsystems und die Verpflichtung zur Umsetzung der Energiewende eine erhöhte Nachfrage nach dezentralen Systemdienstleistungen, für die sich Batteriespeicher hervorragend eignen. **All das deutet auf eine zukünftig ausgedehntere Nutzung der Lithium-Ionen-Speicher hin [6][9].**

³ Der Zusammenhang zwischen Leistung und Kapazität besteht bei Lithium-Ionen-Batterien (i) aufgrund der physikalischen Kapazität der Batterie (abh. von der Zellenanzahl) und der Maximalleistung einer Zelle („C-Rate“) sowie (ii) der Dimensionierung des Wechselrichters, der für Batteriespeicher für Netzanwendungen typischerweise weit unter dem physikalischen Limit der Zellen bleibt. Die hier angegebenen Kennzahlen beschreiben bei ausgeführten Anlagen häufig verwendete Werte.

3.3. Redox-Flow-Batteriespeicher

Im Gegensatz zu anderen Batteriespeichern, wie z.B. der Lithium-Ionen-Technologie, ist bei der Redox-Flow-Batterie die Lade- und Entladeeinheit (bestimmt die Leistung des Systems) von der Speichereinheit getrennt. Damit kann die Leistung (kW_{el}) unabhängig von der Kapazität (kWh_{el}) des Systems dimensioniert werden [6].

Der Aufbau der Redox-Flow-Batterie ist durch zwei voneinander getrennte Elektrolytkreisläufe gekennzeichnet, dessen Elektrolyte (z.B. Vanadium-oxid oder Natriumbromid) die Energie speichern. Theoretisch können die Elektrolytkreisläufe –und damit die Kapazität des Gesamtsystems– beliebig vergrößert werden. Die Elektrolytkreisläufe pumpen das Elektrolyt durch eine Membran mit Elektroden (meist aus Graphit), welche die Kreisläufe miteinander verbindet sind. Über die Membran findet der Ionenaustausch statt. Die Größe der Graphit-Elektroden bestimmt die Leistung des Systems. Redox-Flow-Batterien besitzen außerdem einen einfachen, modularen Zellaufbau, eine hohe Lebensdauer, gute Vermeidbarkeit von Selbstentladung, geringen Wartungsaufwand und gute Umweltverträglichkeit. Nachteile der Technologie liegen vor allem in der geringen Energie- und Leistungsdichte (hoher Platzbedarf), dem relativ hohen Eigenstrombedarf, Schwierigkeiten mit Undichtigkeiten (Leckagen) und mögliche Wirkungsgraddegradation [6].

Der technische Aufbau ist in Abbildung 2 abgebildet.

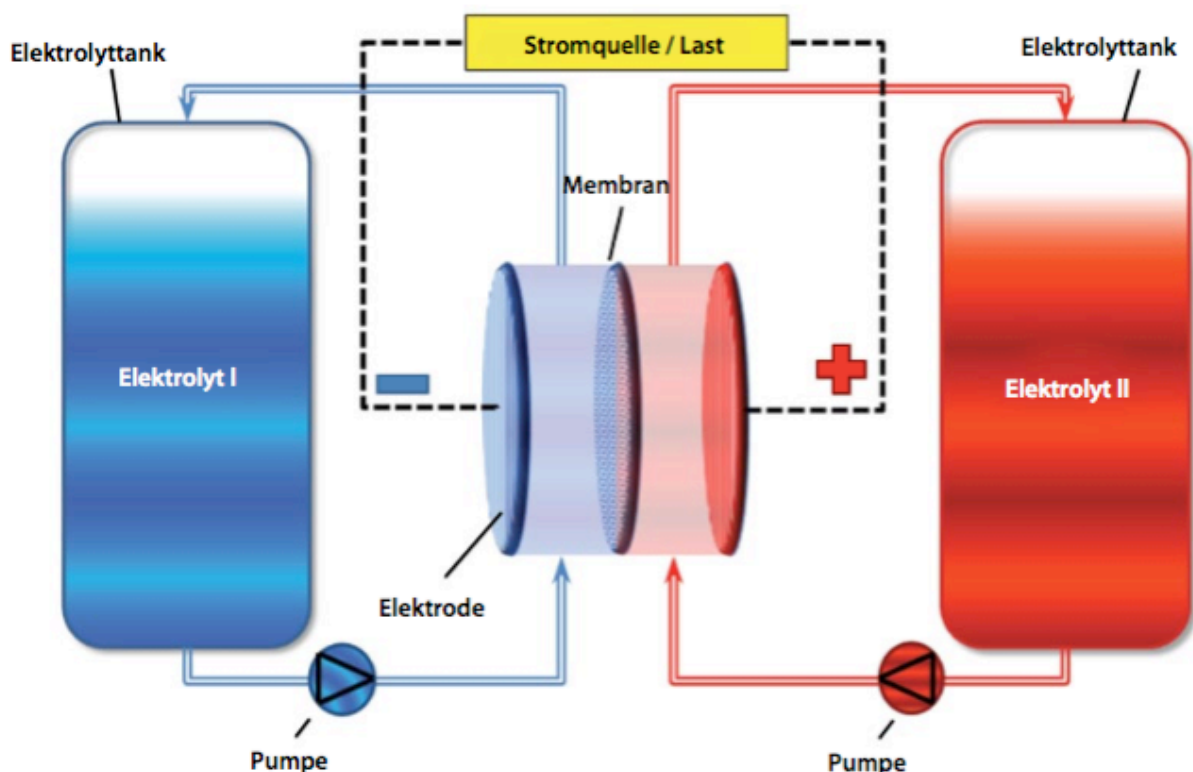


Abbildung 2: Technischer Aufbau einer Redox-Flow-Batterie [6]

Verbreitung, Einsatzbereiche und Systemgrößen

Durch die oben erwähnte separate Speichereinheit und die dadurch unabhängig von der Leistung skalierbare Kapazität des Speichersystems ist die Technologie hochinteressant für

verschiedene Anwendungen im Stromnetz, beispielsweise als Energiespeicher für PV- und Windkraftanlagen, aber auch zur Vergleichmäßigung der Stromnachfrage bzw. Spitzenlastverlagerung, zur Erbringung von Regelleistung und als Backup-/Notstromversorgung. Bisher beschränkt sich der kommerzielle Einsatz von Redox-Flow-Batteriespeichern jedoch auf einige wenige Anwendungen, vor allem zur Spitzenlastkappung [6]. Technische Parameter für ausgewählte Systemgrößen für den Einsatz im Stromsektor sind in Tabelle 3 aufgeführt [7].

Technischer Parameter	Ausgewählte Systemgrößen	
	Spitzenlastkappung ⁴	Zwischenspeicherung EE-Einspeisung ⁵
Brutto Speicherkapazität	2 MWh	12 MWh
Max. Entladetiefe (DoD)	90-95 %	
Netto Speicherkapazität	1,8-1,9 MWh	10,8-11,4 MWh
Max. Beladeleistung	1,5 MW	2 MW
Max. Entladeleistung	1,5 MW	2 MW
Entladedauer der Nettospeicherkapazität bei max. Entladeleistung	1,2 h	5,5 h
Gesamtwirkungsgrad η (Gesamtsystem, für Be- und Entladung)	85-90 %	
Kontinuierliche Verlustleistung (Speicherverluste und Eigenverbrauch)	Speicherverluste vernachlässigbar gering. Eigenbedarf der Peripherie ca. 10-20 % der Be- oder Entladeleistung.	
Kalendarische Lebensdauer	10+ Jahre	
Zykluslebensdauer	12.000+	

Tabelle 3: Technische Parameter der Redox-Flow-Technologie [6][7]

Einschätzung der zukünftigen Entwicklung

Zukünftig dürfte die Nutzung der Redox-Flow-Technologie auch aufgrund der Anforderungen eines vermehrt dezentral organisierten Stromversorgungssystems zunehmen. Um den Platzbedarf der Technologie zu verringern ist auch die Nutzung alternativer Elektrolyte, z.B. Vanadium-Bromid mit einer doppelt so hohen Energiedichte, denkbar. Vor der Marktreife sind noch einige Probleme zu beseitigen, die insbesondere Maßnahmen zur Steigerung des Wirkungsgrades und Kostenreduktion des Gesamtsystems beinhalten [6].

Ein Einsatz in der Elektromobilität und dem Gebäudebereich ist aufgrund der geringeren Energiedichte sowie des höheren Betriebsaufwandes (Peripheriegeräte, Überprüfung der Dichtigkeit, Nachfüllen des Elektrolyts) eher unwahrscheinlich [6][7].

⁴ Basierend auf Anlagen der ZBB Energy Corporation und der California Energy Commission [6]

⁵ Basierend auf dem Redox-Flow-Batteriespeichersystem zur Zwischenspeicherung von Windstrom aus einem Windpark in der irischen Grafschaft Donegal [6]

3.4. Pumpspeicherkraftwerke

Pumpspeicherkraftwerke nutzen potentielle Lageenergie um Energie zwischenspeichern. Im Wesentlichen bestehen Pumpspeicherkraftwerke aus zwei Wasserspeichern, einem Oberbecken und einem Unterbecken, zwischen denen ein Höhenunterschied zur Nutzung der potentiellen Energie dient. Der Wasserinhalt der beiden Becken ist durch ein Fallrohr miteinander verbunden, dass das Wasser aus dem Oberbecken durch ein Maschinenhaus ins Unterbecken leiten kann. In diesem Falle treibt eine wasserdurchströmte Turbine (meist Francis-Turbine) einen Generator an und erzeugt Strom („Generatorbetrieb“). Im Pumpbetrieb werden die Turbinen dazu genutzt, Wasser aus dem Unterbecken in das Oberbecken zu pumpen und so Energie zu speichern („Pumpbetrieb“). Pumpspeicherkraftwerke sind eine erprobte, bewährte Stromspeichertechnologie, die die derzeit größte Leistung und das größte Speichervermögen in Deutschland bereitstellt [6].

Das Funktionsprinzip eines Pumpspeicherkraftwerks ist schematisch in Abbildung 3 illustriert.

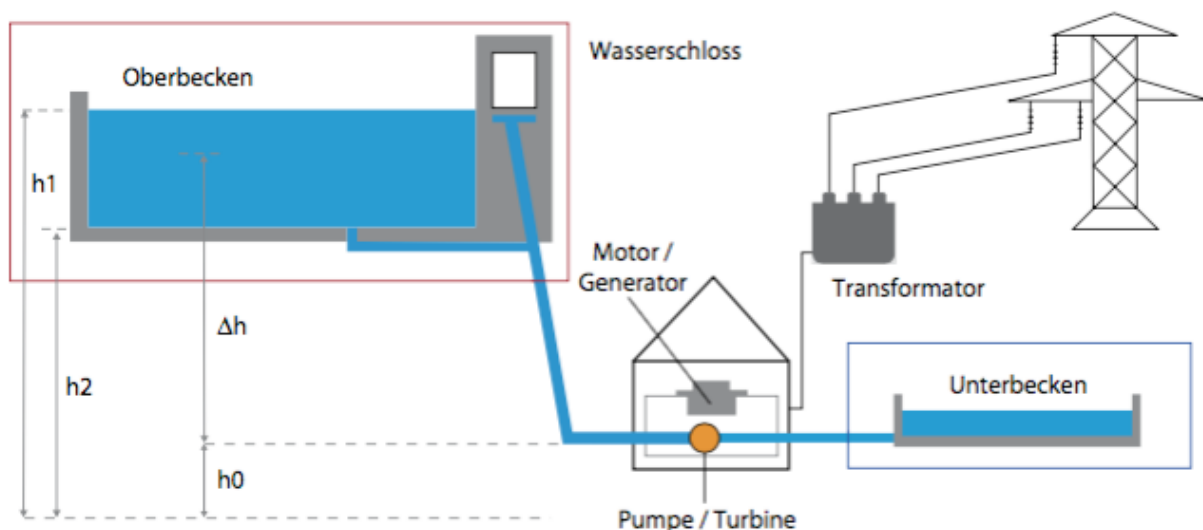


Abbildung 3: Illustration eines Pumpspeicherkraftwerks und seiner wesentlichen Bestandteile [6]

Verbreitung, Einsatzbereiche und Systemgrößen

In Deutschland sind derzeit ca. 40 „große“ Pumpspeicherkraftwerke mit Leistungen $> 120 \text{ MW}_{\text{el}}$ in Betrieb, mit einer Gesamt-Speicherkapazitäten (netto) von ca. 40 GWh. Zusätzlich sind mehrere „kleine“ Pumpspeicherkraftwerke mit 0,5 und $120 \text{ MW}_{\text{el}}$. Die Hauptaufgabe der Pumpspeicherkraftwerke ist derzeit das Einspeichern von Strom in Schwachlastzeiten und das Ausspeichern von Strom in Starklastzeiten, um die Stromnachfrage zu vergleichmäßigen. In Zukunft könnte die Technik auch vermehrt dazu genutzt werden das Stromangebot aus Erneuerbaren Energien zu vergleichmäßigen. Des Weiteren werden Pumpspeicherkraftwerke für Systemdienstleistungen wie Frequenzhaltung, Blindleistungskompensation und zum Schwarzstart genutzt [6].

Technische Parameter einer beispielhaften Einzelanlage sowie des Anlagenparks in Deutschland sind in Tabelle 4 dargestellt. Die Werte für die Planung 2020 beinhalten 10 Pumpspeicherkraftwerksprojekte im Planungsstadium mit einer Gesamtleistung von ca. 4,2 GW [9].

Technischer Parameter	Ausgewählte Systemgrößen		
	Beispiel Einzelanlage ⁶	Gesamt Deutschland (Stand: 2015)	Gesamt Deutschland (Planung: 2020)
Brutto Speicherkapazität	9.420 MWh	52.000 MWh	ca. 93.300 MWh
Max. Entladetiefe (DoD)	90 %		
Netto Speicherkapazität	8.480 MWh	46.800 MWh	ca. 84.000 MWh
Max. Beladeleistung	0,111 MW/MWh (ca. 940 MW)	0,111 MW/MWh (ca. 5,2 GW)	0,111 MW/MWh (ca. 9,4 GW)
Max. Entladeleistung	0,125 MW (ca. 1.060 MW)	0,125 MW/MW (ca. 5,85 GW)	0,125 MW/MW (ca. 10,6 GW)
Entladedauer der Nettospeicherkapazität bei max. Entladeleistung	8 h		
Gesamtwirkungsgrad η (Gesamtsystem, für Be- und Entladung)	85-90 %		
Kontinuierliche Verlustleistung (Speicherverluste und Eigenverbrauch)	Vernachlässigbar gering		
Kalendarische Lebensdauer	80-100 Jahre (mit Wartungsmaßnahmen theoretisch unendlich)		
Zyklenlebensdauer	10.000-30.000 (mit Wartungsmaßnahmen theoretisch unendlich)		

Tabelle 4: Technische Parameter typischer Pumpspeicherkraftwerke [6][7]

Einschätzung der zukünftigen Entwicklung

Die Wichtigkeit der Pumpspeicherkraftwerke als Speichertechnologie wird in Zukunft aufgrund der vermehrten Nutzung Erneuerbarer Energien weiter zunehmen. Neben der Nutzung vorhandener Potentiale mit der oben beschriebenen Technologie werden innovative Konzepte entstehen, die ebenfalls potentielle Lageenergie zur Stromspeicherung nutzbar machen. Dazu zählen Konzepte wie Ringwallspeicher⁷, aber auch Offshore-Ringwallspeicher, die natürliche Höhenunterschiede, beispielsweise im Tagebau nutzbar machen [6].

⁶ Am Beispiel Pumpspeicherkraftwerk Atdorf [6]

⁷ Mehr Informationen unter <http://www.ringwallspeicher.de/>

3.5. Schwungmassenspeicher

Der Schwungmassenspeicher ist ein mechanischer Speicher, der Energie in Form rotierender Masse speichert. Zur Nutzung des Schwungmassenspeichers als Stromspeicher wird eine elektrische Maschine mit Umrichter zur Be- und Entladung benötigt. Beim Laden wandelt die elektrische Maschine elektrische Energie in mechanische Energie um (Motorbetrieb), beim Entladen mechanische in elektrische Energie (Generatorbetrieb) [6].

Etablierte Schwungmassenspeicher-Systeme werden zur kurzfristigen Speicherung von Strom eingesetzt, z.B. um eine unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) kritischer Systeme zu gewährleisten. Dabei wird die Zeit nach einem Versorgungsausfall überbrückt, bis andere Stand-Alone-Systeme (z.B. Dieselgeneratoren) die Versorgung übernehmen (typische Kenndaten: Leistung: einige kW bis einige MW, Bereitstellungszeitraum: 10 Sekunden bis einige Minuten). Der Schwungmassenspeicher ist sehr gut für den modularen Aufbau geeignet. Durch Zusammenschalten mehrerer Einzelsysteme kann die Leistung oder Kapazität der Anlage nahezu beliebig erweitert werden und wird lediglich vom verfügbaren Platz und der Netzanschlusskapazität beschränkt [6].

Einschätzung der zukünftigen Entwicklung

Zukünftig könnten neue Schwungmassenspeicher-Systeme in größeren Leistungsklassen dazu verwendet werden, Systemdienstleistungen für das Stromnetz zu erbringen und die Trägheit aus den rotierenden Massen thermischer Turbinen konventioneller Großkraftwerke zu ersetzen. Somit könnten Schwungmassenspeicher künftig Momentanreserve und primäre Regelleistung anbieten. Ein Beispiel für ein solches System ist das ORKESS Flywheel, das in Abbildung 4 dargestellt ist. Das Beispiel bezieht sich auf eine Anlage mit relativ kleiner Leistung (250kW und 5-7kWh). Leistungsklassen von 100kW (ca. 2kWh) bis 10MW (ca. 250kWh) mit Entladezeiten von 1-15 Minuten können ebenfalls realisiert werden [6][8].



Abbildung 4: ORKESS Flywheel der Adaptive Balancing Power GmbH [8]

3.6. Power2Gas

Der Power2Gas-Technologie (P2G) wird eine besondere Rolle in Stromversorgungssystemen mit sehr hohen Anteilen Erneuerbarer Energien (> 80%) zugeschrieben, weshalb die Technologie für das deutsche Stromversorgungssystem ab 2050 relevant werden könnte und deshalb hier kurz erwähnt werden soll [6].

Das Speichersystem Power2Gas besteht aus verschiedenen Teilsystemen und beinhaltet verschiedene Einspeichertechnologien, Speichertechnologien und Ausspeichertechnologien. In Zeiten des Überangebots an Strom aus Erneuerbaren Energien wird Strom zu Gas umgewandelt und gespeichert. In Zeiten der Stromknappheit (z.B. Windflaute im Winter) kann das gespeicherte Gas wieder verstromt werden. Aufgrund hoher Wirkungsgradverluste bei der Ein- und Ausspeicherung ist P2G erst in Zeiten sinnvoll, in denen in vielen Stunden des Jahres hohe Überschüsse aus Erneuerbaren Energien entstehen, die andernfalls ungenutzt „abgeregelt“ werden müssten [6].

Einspeichertechnologien beinhalten die Umwandlung von Strom zu Gas, z.B. Wasserstoff (H_2) oder Methan (CH_4), mittels verschiedener Elektrolyseverfahren (H_2) und einer optionalen Methanisierung (CH_4). Darüber hinaus ist ein Anschluss an einen Gasspeicher nötig. CH_4 hat gegenüber H_2 den Vorteil, dass das Erdgasnetz als Speichersystem genutzt werden kann.

Speichertechnologien beinhalten die Nutzung verschiedener Gasspeichersysteme. Diese können sowohl zentral als auch dezentral ausgestaltet werden. Ein großer Vorteil von P2G ist die Nutzbarkeit vorhandener Energieinfrastruktur, insbesondere des Erdgasnetzes, was eine langfristige, saisonübergreifende Speicherung und die Verknüpfung der Sektoren Strom, Verkehr und Wärme ermöglicht.

Ausspeichertechnologien beinhalten im Stromsektor bestehende Technologien zur Verstromung von Erdgas, z.B. Gas- und Dampf-Kombikraftwerke (GuD-Anlagen), Erdgas-BHKW's, Gasturbinen oder Brennstoffzellen. Im Wärme- und Verkehrssektor kann die gespeicherte Energie in Nah- und Fernwärmanlagen mittels Erdgas-BHKW's, Gasturbinen oder Brennstoffzellen bzw. mit erdgasbetriebenen Fahrzeugen nutzbar gemacht werden.

Das Grundkonzept der Power2Gas-Technologie mit Methanisierung ist in Abbildung 5 dargestellt [6].

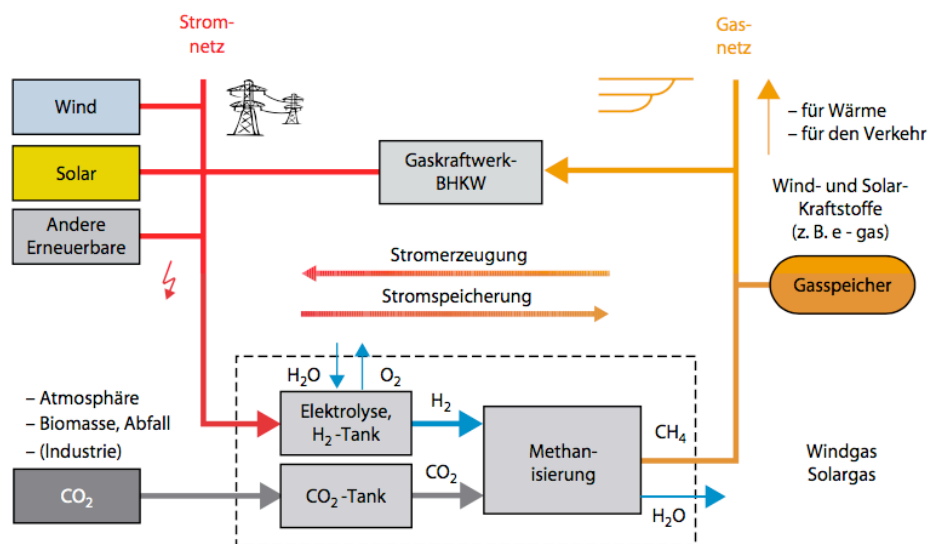


Abbildung 5: Grundkonzept der Power2Gas-Technologie mit Methanisierung [6]

4. Lastmanagementsysteme

Als Lastmanagementsysteme werden Systeme bezeichnet, die den Stromverbrauch (die Last) gezielt so beeinflussen können, dass der Verbrauch verringert oder zeitlich verlagert wird. Häufig werden dabei inhärente Energiespeicher der zugrundeliegenden Endenergieform (z.B. Raumwärme bei einer Stromheizung) genutzt, um den Einsatz der Primärenergie (Strom) zu verlagern. Lastmanagementsysteme sind in dem Sinne keine Stromspeicher, sie weisen dennoch einen ähnlichen Nutzen für das Stromnetz auf [6][9][10]:

- Lastmanagementsysteme können dafür genutzt werden, Lastspitzen zu reduzieren bzw. den Verbrauch in lastschwächere Zeiten zu verschieben („Peak-Shaving“)
- Lastmanagementsysteme können sowohl zur Erbringung von Regelleistung sowie lokaler Systemdienstleistungen (Engpassmanagement, Spannungshaltung, Peak-Shaving) eingesetzt werden.

Lastmanagementsysteme sind demnach gut dafür geeignet, Stromerzeugung und Stromverbrauch zeitlich besser einander anzupassen und sind somit die logische Konsequenz zukünftiger Stromsysteme mit hohen Anteilen Erneuerbarer Energien.

Bei den zugrundeliegenden Stromverbrauchern (Lasten) können zwei geeignete Technologieformen/Lastgruppen unterschieden werden: [6]

- Zeitlich flexible Industrieprozesse (der Zeitpunkt des Verbrauchs kann gesteuert werden)
- Prozesse, bei denen elektrische Energie in eine andere Form der Energie umgewandelt wird (v.a. thermische Energie)

(Haushaltslasten, die in diesem Zusammenhang häufig diskutiert werden, z.B. Waschmaschinen, sind hingegen mit Vorsicht zu betrachten, da deren Nutzung mit spürbaren Einschränkungen für den Endbenutzer verbunden wäre. Bei Heizung, Kühltürmen oder Klimaanlage wird hingegen der inhärente Energiespeicher des Systems (z.B. Luft in der Gebäudehülle) dafür genutzt den elektrischen Strombezug zu verlagern, ohne dass eine spürbare Einschränkung für den Endkunden resultiert. [6])

M. Sterner drückt das Lastmanagement (LM) wie folgt aus [6]:

„Die meisten Prozesse einer Lastverschiebung speichern Endenergie, die nicht wieder in Elektrizität zurückgewandelt wird, sondern in derselben Form zeitversetzt Verwendung findet.“

Besonderheiten

Lastmanagementsysteme haben den Vorteil, dass sie mit **relativ geringem Invest** (verglichen mit Speichern) nutzbar gemacht werden können. Da die Investitionen in die zugrundeliegenden Speicher (z.B. Gebäudehülle, Wärmespeicher) unabhängig der Nutzung als Lastmanagementsystem getätigt werden, sind lediglich Kosten für die nötige Automatisierungstechnik und kommunikationstechnische Integration zu berücksichtigen. Im Fall von Lastmanagementsystemen in Haushalten könnte dies zukünftig über die Einführung von Smart Metern größtenteils mit abgedeckt werden [6].

Wenig erforscht sind jedoch **Probleme bei der Betriebsführung, zum Beispiel Rückholeffekte nach zeitlicher Verlagerung und auftretender Synchronisierungseffekte**. Wird beispielsweise eine Stromheizung eine gewisse Zeitspanne ausgesetzt um eine Lastspitze zu vermeiden, wird zu einem späteren Zeitpunkt ein höherer Strombedarf benötigt (höhere Leistung oder längere Heizperiode), um die abgekühlte Luft wieder auf die gewünschte Temperatur aufzuwärmen. Bei gleichzeitiger Verlagerung vieler einzelner Lasten (z.B. Stromheizungen), die im „normalen“ Betrieb einer zufälligen, zeitlich voneinander unabhängigen Einschaltreihenfolge unterliegen, kann es nach dem Abruf zu höheren Gleichzeitigkeitsfaktoren kommen, da in alle zugrundeliegenden Räumen niedrige Temperaturen hergestellt wurden, die ein sofortiges Heizen erforderlich machen. **Diese Probleme sind in zukünftigen Systemen zu bedenken, was ggfs. dazu führt, dass das tatsächlich nutzbare Potential geringer ist als das maximale Potential, das im Folgenden dargestellt wird** [Basis: Eigene Untersuchungen an der Hochschule Darmstadt].

4.1. Elektrische Speicherheizungen

Stromheizungen sind aufgrund des hohen Primärenergieeinsatzes aus ökologischer Sicht nur dann sinnvoll, wenn sie größtenteils mit überschüssigem Strom aus Erneuerbaren Energien („EE-Überschussstrom“) betrieben werden. Dennoch sind Elektrische Speicherheizungen aus Sicht des Netzbetriebs interessant, da es sich im Falle elektrischer Speicherheizungen um große Lasten mit hohem Verlagerungspotential handelt (Direktheizungen sind hingegen für das Lastmanagement eher ungeeignet) [6].

Nachtspeicherheizungen sind daher seit den 1960ern in Lastmanagementsystemen vieler Netzbetreiber im Einsatz, primär zur Steigerung der Auslastung von Grundlastkraftwerken in Schwachlastzeiten (nachts). Künftig könnten die Systeme weniger zur „Nachtladung“ als vielmehr zur Ladung in Zeiten von „EE-Überschuss“ eingesetzt werden. Die Potentiale der Technologie sind in Tabelle 5 aufgeführt. Wo Werte in der Literatur verfügbar sind wurde der Anteil, der potentiell für den Einsatz von Regelleistung in Frage kommt ist als P_{Pos} (positive Regelleistung, Last wird verringert) und P_{Neg} (negative Regelleistung, Last wird erhöht) gekennzeichnet [6].

Technologie	Potential (Basis: 1996)				
	Anzahl	Jahresenergieverbrauch	Anschlussleistung	P_{Pos}	P_{Neg}
Elektrische Speicherheizungen	2,5 Mio	27 TWh	40 GW	5,8GW [11] bis 14 GW [6]	0 GW [6] bis 25,7 GW [11]

Tabelle 5: Potentiale elektrischer Speicherheizungen für LM [6][11]

Die Ermittlung des Anteils der Regelleistung ist näher in Abbildung 6 dargestellt.

Zu beachten ist, dass die Nennleistung der Heizung auf den zu erwartenden kältesten Tag im Jahr ausgelegt wird („Auslegungstemperatur“). Die Nennleistung wird dementsprechend nur an den kältesten Tagen im Jahr dauerhaft benötigt, an weniger kalten Tagen wird die Heizung in Teillast betrieben – es besteht ein Verlagerungspotential. An sehr kalten Tagen hingegen besteht unter Umständen kein, oder nur sehr geringes, Verlagerungspotential.

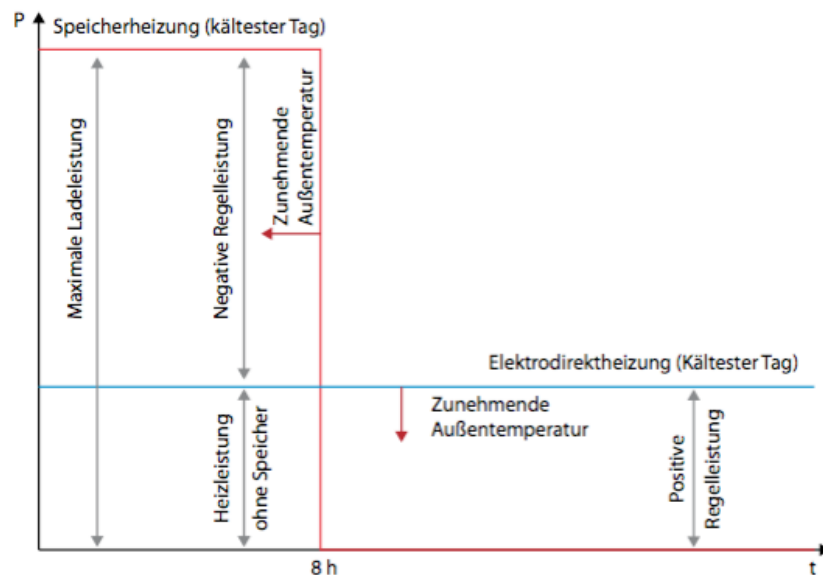


Abbildung 6: Ermittlung des Potentials zur Bereitstellung positiver und negativer Regelleistung durch Speicherheizungen [6]

Der Wirkungsgrad der Leistungsverchiebung kann bei richtigem Management (Nutzung der Verlustleistung aus Selbstentladung für Raumwärme) als 100% angenommen werden [6].

4.2. Elektrische Warmwasserbereitung: Geräte mit integriertem Speicher

Bezüglich der elektrischen Warmwasserbereitung sind eine hohe Anzahl unterschiedlicher Verfahren verbreitet, von denen sich nicht alle für den Einsatz in Lastmanagementsystemen eignen. Geeignet sind vor allem Systeme mit festem Wasseranschluss und integriertem Speicher [6]:

- Kleinspeicher (Boiler): bedingt geeignet
- Durchlauferhitzer: nicht geeignet
- Warmwasserspeicher mit gedämmtem Behälter: nur große Systeme für LM interessant

Das Potential für LM wurde 1997 in einem SAVE-Projekt der Europäischen Kommission für Deutschland bestimmt und ist in Tabelle 6 aufgeführt.

Technologie	Potential (Basis: 1997)			
	Anzahl	Jahresenergieverbrauch	P _{Pos}	P _{Neg}
Haushalte mit elektrischer Warmwasserbereitung	43,9%	15 TWh (aktualisiert 2003)	-	-
Warmwasserbereitung in Gewerbe, Handel und Dienstleistung	-	13 TWh	-	-
Nutzbarer Anteil für LM (SUMME)	-	7 TWh (Annahme: ca. ¼ der Anlagen mit zentraler el. Warmwasserbereitung)	669MW [11] bis 800 MW [6]	2 GW [11] bis 5 GW [6]

Tabelle 6: Potentiale elektrischer Warmwasserbereitung für LM [6][11]

4.3. Heizungsumwälzpumpen

Die (elektrische) Hilfsenergie von Heizungsumwälzpumpen in Warmwasserheizungen mit Primärenergieträgern wie Öl oder Gas können für das Lastmanagement eingesetzt werden. Der Einsatz der Umwälzpumpen kann dabei um bis zu ca. 2 Stunden verlagert werden, ohne dass die Räume $> 1^{\circ}\text{C}$ abkühlen. Der Raum mit der erwärmten Luft dient dabei als Energiespeicher. Der jährliche Strombedarf der Umwälzpumpen liegt in Deutschland ca. bei 15 TWh, was ca. 3,5% des Gesamtstrombedarfs entspricht. Der Verbrauch schließt allerdings größtenteils ältere, unregelmäßige Pumpen mit ein, so dass der Stromverbrauch in Zukunft durch verschiedene Energieeffizienzmaßnahmen, z.B. Austausch gegen geregelte Umwälzpumpen, abnehmen wird. **Das Potential für Lastmanagementmaßnahmen wird heute (Tendenz abnehmend) auf ca. 2,3 GW positive Regelleistung (Lasten werden abgeschaltet) geschätzt, das für ca. 2 Stunden bereitgestellt werden kann. Negative Regelleistung kann nicht bereitgestellt werden.** [6]

4.4. Elektrische Kälteerzeugung

Elektrische Kälteerzeugungssysteme finden sich in vielen Bereichen: In Haushalten, in der Nahrungsmittelkette und in der Industrie. In fast allen Bereichen kann die inhärente Wärmekapazität, z.B. der gefrorenen/gekühlten Güter, als Kältespeicher genutzt werden, weshalb die Technologie sehr gut für die Integration in Lastmanagementsysteme geeignet ist. Darüber hinaus nimmt der Anteil der elektrischen Kühlenergie am Gesamtstrombedarf einen sehr großen Anteil ein (ca. 14%). Die Potentiale der Regelleistung wurden konservativ abgeschätzt unter der Annahme, dass die Leistung für Kühlung, Gefrierschränke und der Kühl- und Gefriergeräte im Einzelhandel nutzbar gemacht werden kann. Die Potentiale sind in Tabelle 7 festgehalten [6].

Technologie	Potential (Basis: 1999)		
	Jahresenergieverbrauch	P _{Pos}	P _{Neg}
Elektrische Kälteerzeugung	77 TWh, 66 TWh davon elektrisch (ca. 18,6 TWh davon in Haushalten)	-	-
- Anteil Kühlung		554 MW [11] bis 1,5 GW [6]	1,37 GW [11] bis 4,3 GW [6]
- Anteil Gefrierschränke		570 MW [11] bis 1,4 GW [6]	530 MW [11]
- Anteil Kühl und Gefriergeräte im Einzelhandel		1,1 GW [6]	2,8 GW [6]

Tabelle 7: Potentiale der Elektrischen Kälteerzeugung für LM [6][11]

4.5. Lüftungsanlagen

Lüftungsanlagen erfüllen mehrere Anwendungszwecke: Bereitstellung von Frischluft/Sauerstoff, Beseitigung von Schadstoffen, Reinigung der Zuluft, Herstellung behaglicher Temperaturen und Luftfeuchte, Abfuhr von Wärme, Druckhaltung und Einhaltung von Schallpegeln. Als Energiespeicher dient der luftgefüllte Raum, die Lüftungsanlage kann daher wie ein elektrischer Speicher betrieben werden [6].

Es erfolgte eine Potentialabschätzung für Lastmanagementmaßnahmen im Rahmen eines SAVE-Projekts der Europäischen Kommission, das in Tabelle 8 dargestellt ist:

Technologie	Potential (Basis: 1997)		
	Jahresenergieverbrauch	P _{Pos}	P _{Neg}
Lüftungsanlagen	43 GWh	6 GW	16 GW

Tabelle 8: Potentiale für Lüftungsanlagen für LM [6]

Das durchschnittliche realisierbare Einsparpotential durch Energieeffizienzmaßnahmen wird auf ca. 6% geschätzt, was das Potential künftig leicht verringern wird [6].

4.6. Industrieprozesse

Verschiedene Industrieprozesse bieten große Lastmanagement-Potentiale. Dies betrifft vor allem Prozesse energieintensiver Branchen, beispielsweise Zement, Chlor, Chemie, Aluminium, Stahl, Papier [9].

Vermutlich werden zuerst die Potentiale erschlossen, die mit geringen Kosten nutzbar gemacht werden können. Vielfach sind diese „einfach erschließbaren“ Potentiale bereits an Regelleistungspools, Virtuelle Kraftwerke oder Energiemanagementsysteme angeschlossen, so dass diese bereits genutzt werden. Darüber hinaus sind die Leistungen häufig nur in sehr begrenzter Zeit verfügbar, da üblicherweise eine hohe zeitliche Auslastung der zugrundeliegenden Anlage/Prozesse angestrebt wird [6].

Die dena Netzstudie II [11] und die VDE Studie „Demand Side Integration“ [10] haben dabei folgende Potentiale ermittelt, wie in Tabelle 9 aufgeführt.

Technologie	Potential lt. dena		Potential lt. VDE		Stand Heute (2013)	
	P _{Pos}	P _{Neg}	P _{Pos}	P _{Neg}	P _{Pos}	P _{Neg}
Industrieprozesse	2 GW	0,7 GW	0,5 GW	4,4 GW	0,5 GW	0,125 GW

Tabelle 9: Potential von Industrieprozessen für LM [9][10][11]

Die zeitliche Verfügbarkeit wird geschätzt auf 5-15 Minuten, bzw. in geringerem Umfang bis 1 Stunde bei sofortigem Abruf. Bei 15 Minuten Vorlaufzeit ist oft ein Abruf über 4 Stunden möglich, aber meist nicht länger als 1 Stunde am Stück [9].

Auch M. Sterner [6] geht von einer ähnlich (geringen) verlagerbaren Leistung von ca. 400 MW aus, beziffert darüber hinaus auch jährlich verlagerbare Energiemengen, wie in Abbildung 7 dargestellt.

Sektor	Anwendung	Strombedarf [TWh]	Aktivierung pro Jahr [Anzahl]	Max. Dauer [h]	Verlagerbare Energie [GWh]	Max. Leistungs Shift [MWh]
Grundstoff-chemie	Chlor-Elektrolyse (Membran & Hg)	8,8	40	4	117	730
	Luftzerlegung	5	40	4	27	170
NE-Metalle	Aluminium-Elektrolyse	10,5	40	4	48	300
	Kupfer-/Zinkelektrolyse	1,1	40	4	5	30
Papier	Holzstoffherstellung	3,5	365	2	292	400
Metall-erzeugung	E-Stahl (Lichtbogenöfen)	6,8	40	4	30	400
Steine & Erden	Zement- und Rohmühlen	3,2	365	3	394	180
Summe		38,9			913	2.210

Abbildung 7: Potentiale (Jahresenergiemengen) in der Industrie für LM [6]

4.7. Bereitstellungsdauer

Sofern oben nicht anders beschrieben, ist die Bereitstellungsdauer typischerweise auf einen engen Zeitbereich von Minuten bis einigen wenigen Stunden, in Ausnahmen (z.B. bei großen Wärmespeichern) bis 1 Tag beschränkt. Für längere Überbrückungen sind Energiespeicher vorzuziehen. In Haushalten kann die Leistung innerhalb von Sekunden zu- und abgeschaltet werden [6].

Genauere Aussagen bezüglich der Bereitstellungsdauer können aufgrund fehlender Erfahrungswerte und wissenschaftlicher Erkenntnisse derzeit nicht gemacht werden. Für kurzfristige Reaktionen auf selten auftretende, kurz andauernde Störungen (max. 3-5 Abrufe pro Jahr) scheinen Lastmanagementsysteme gut geeignet. Bezüglich einer geplanten Nutzung für längere Überbrückungen besteht jedoch noch enormer Forschungsbedarf um mehr als einen sehr kleinen Teil des vorhandenen Potentials (überwiegend aus dem industriellen Sektor) nutzbar machen zu können.

Wir schlagen daher vor zwischen seltenen Eingriffen bei Störungen (max. 3-5 Abrufe pro Jahr) und regelmäßigen Eingriffen (z.B. häufiger als wöchentlich) zu unterscheiden. Bei regelmäßigen Eingriffen muss sichergestellt werden, dass kein spürbarer Komfortverlust für den Endbenutzer auftritt. Bei Störungen ist ein kurzfristiger Komfortverlust jedoch akzeptabel, da der Eingriff schlimmere Versorgungsunterbrechungen verhindert.

4.8. Kritische Abschätzung des Gesamtpotentials

Die oben aufgeführten Potentiale je Technologie stammen basieren überwiegend auf Schätzungen von Sterner und Adler [6], der dena [11] sowie Studien der Europäischen Kommission, die besonders für die verfügbaren Potentiale in Haushalten teils sehr hohe Werte ermitteln. Die BEE-Studie „Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien“ [9] vergleicht Potentiale verschiedener Studien, die teilweise eklatant unterschiedliche Werte ermitteln. Für das LM-Potential in Haushalten nennt die dena

beispielsweise lediglich ein Potential von $P_{Pos} = 6,7 \text{ GW}$, für P_{Neg} hingegen ein umso höheres Potential von $35,3 \text{ GW}$ [10]. Diese Zahlen beinhalten jedoch weder saisonale Schwankungen in der Verfügbarkeit (beispielsweise bei Heizungen), zukünftige Effizienzsteigerungen (z.B. bei Umwälzpumpen) oder einen absehbaren Rückbau der Nachtspeicherheizungen.

Eine realistische Abschätzung fällt daher schwer. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass die genannten Potentiale nicht jederzeit verfügbar sind. Flexible Industrieprozesse stehen beispielsweise nur während Produktionszeiten zur Verfügung, Flexibilisierungspotential in Haushalten ist sehr unterschiedlich verfügbar und abhängig vom primären Einsatzzweck. Eine konservative Abschätzung liefert das BMU in der aktuellen Leitstudie, in dem ein mittleres Verlagerungspotential von ca. 1 GW für Haushalte genannt wird [9].

Eine konservative Annahme für das Projekt könnte daher sein, dass außerhalb der Heizperioden insgesamt ein Verlagerungspotential ($P_{Pos} = P_{Neg}$) von ca. $1,5 \text{ GW}$ zur Verfügung steht (Industrie und Haushalte). Wir schlagen außerdem vor, während Heizperioden vereinfachend von einer Verdopplung des Potentials auszugehen – mit Ausnahme von sehr kalten Tagen im Bereich der Auslegungstemperatur der Heizanlagen: Dort besteht kein zusätzliches Verlagerungspotential. Konservativ abgeschätzt könnte weiterhin von einer durchschnittlichen Bereitstellungsdauer von $\frac{1}{2}$ Stunde bis 1 Stunde ausgegangen werden, jedoch fehlen hier belastbare Erkenntnisse und weitere Forschungsergebnisse bleiben daher abzuwarten.

4.9. Hemmnisse bei der Einführung

Während vor allem günstig erschließbare Flexibilitätspotentiale in Industrieprozessen bereits genutzt werden (kleine Anzahl an Einheiten mit relativ großer Leistung), ist die Nutzbarmachung von Flexibilitätspotentialen in Haushalten eine Herausforderung. Zum einen bestehen relativ gesehen höhere Kosten für die kommunikationstechnische Anbindung der Einzelaggregate sowie die Aufgabe viele kleine Einzelaggregate in virtuellen Kraftwerken oder ähnlichen virtuellen Gebilden technisch und organisatorisch zusammenzufassen. **Die kommunikationstechnische Anbindung könnte künftig im Rahmen der Einführung von Smart Metern erfolgen, dafür ist jedoch ein neuer regulatorischer, gesetzgeberischer Rahmen notwendig, der die flächendeckende Einführung einer bidirektionalen Kommunikationsstruktur zum Ziel hat. Bedenken bestehen auch mit Blick auf die steigenden Zählerkosten und dem Datenschutz [9].**

Des Weiteren besteht das Problem der Endkundenakzeptanz gegenüber Lastmanagement-Maßnahmen. Die Loughborough University hat dahingehend Erfahrungswerte verschiedener Lastmanagementprojekte (u.a. mehrere Pilotprojekte in verschiedenen Ländern) mit Haushaltskunden ausgewertet. Die Studie kommt zu dem Schluss, dass der bisherige Ansatz, Endverbraucher verhielten sich nach rationalen, ökonomisch sinnvollen Kriterien, möglicherweise zu kurz greift. Die Erfahrung mehrerer Projekte zeigte, dass Endkunden bereits weit vor dem erwarteten Zeitpunkt eingriffen und die Funktion des Lastmanagements zum Teil dauerhaft deaktivierten. Gingen die Netzbetreiber von einer spürbaren Einschränkung des Kunden (z.B. durch Temperaturveränderung) erst zu einem deutlich späteren Zeitpunkt aus, reagierten Kunden bereits sehr viel früher auf Lastmanagement-Maßnahmen [12].

Das Problem der Endverbraucherakzeptanz muss daher gerade im Haushaltsbereich künftig bei der Umsetzung entsprechender Maßnahmen adressiert werden, beispielsweise im Rahmen neuer regulatorischen Rahmenbedingungen zur flächendeckenden Einführung neuer Smart-Meter-Technologien. Die tatsächlich realisierbaren Leistungen im Haushaltsbereich liegen außerdem womöglich weit unter den bisher ermittelten Potentialen.

5. Zusammenfassung

Sowohl Energiespeicher als auch Lastmanagementsysteme können künftig verschiedene Systemdienstleistungen erbringen und zum Ausgleich von Stromeinspeisung und -verbrauch beitragen. **Sie sind daher unverzichtbare Bestandteile zukünftiger Stromversorgungssysteme mit hohen Anteilen (fluktuierender) Erneuerbarer Energien.**

Für die Studie zu berücksichtigen sind vor allem Energiespeichertechnologien, die bis 2050 eingesetzt werden. **Dazu gehören neue Technologien wie Batteriespeicher (Lithium-Ionen und Redox-Flow), die in verschiedenen Größen eingesetzt werden - in Haushalten und als Netzbetriebsmittel.** Ein wesentlicher Bestandteil sind **ebenfalls bereits etablierte Pumpspeicherkraftwerke, deren Nutzung in Zukunft weiter zunehmen wird.** Auch neue Entwicklungen, wie z.B. innovative Pumpspeicherkraftwerke (z.B. Ringwallspeicher) führen dabei zu einem Ausbau der vorhandenen Kapazitäten.

Das „realisierbare“ Potential von Batteriespeichern ist zumindest theoretisch unbegrenzt, jedoch derzeit schwer abschätzbar, da noch weitere Entwicklungen der Technologien erwartet werden. Ähnlich verhält es sich mit klassischen Pumpspeicherkraftwerken, für die zwar theoretisch ein sehr hohes Potential in Deutschland ermittelt wurde, deren Realisierung aber von vielen unterschiedlichen Faktoren abhängt, was eine Einzelfallbetrachtung notwendig macht und gegen einen nennenswerten Ausbau spricht.

Für die Entwicklung eines Stromsystems mit sehr hohen Anteilen Erneuerbarer Energien sind perspektivisch verschiedene Energiespeichersysteme mit großer mechanischer Trägheit als auch hoher Kapazität notwendig. In diesem Zusammenhang sind vor allem Schwungmassenspeicher und Power2Gas-Systeme relevant.

Lastmanagementsysteme nutzen vorhandene Potentiale zur Lastverlagerung verschiedener Einzelanwendungen die größtenteils einen inhärenten Energiespeicher besitzen. **Lastmanagementsysteme sind somit eine logische Konsequenz in Stromversorgungssystemen mit hohen Anteilen Erneuerbarer Energien und besitzen zumindest theoretisch ein sehr hohes Potential.** Die verschiedenen Potentiale sind jedoch nicht zu jedem Zeitpunkt verfügbar und größtenteils wetter-, saison- oder tageszeitenabhängig. **Eine Abschätzung des tatsächlich verfügbaren Potentials ist schwierig, weshalb wir für das Projekt konservative Annahmen empfehlen.**

Lastmanagementsysteme machen Verschiebungspotentiale vor allem im Zeitbereich einiger Minuten bis weniger Stunden nutzbar. Für längere Zeiträume sind Energiespeicher notwendig.

Bezüglich der Nutzbarmachung der vorhandenen Lastmanagementpotentiale bestehen vor allem im Haushalt Herausforderungen bzw. zu überwältigende Hemmnisse, die zukünftig vor allem im Rahmen der flächendeckenden Einführung von Smart Metern adressiert werden sollten. Die Erschließung von Lastmanagementpotentialen in der Industrie sind hingegen mit relativ gesehen geringeren Kosten machbar, weshalb diese größtenteils bereits heute genutzt werden.

Herauszuheben ist abschließend der bedeutende Unterschied zwischen dezidierten Energiespeichersystemen und Lastmanagementsystemen: **Dezidierte Energiespeichersysteme sind frei steuerbar**, der Einsatz ist 100% frei wählbar, **verfügbare Leistung und Kapazität sind bekannt**. Lastmanagementsysteme hingegen sind **stark abhängig von der zugrundeliegenden Primäranwendung und dem Zeitpunkt des Abrufs**. Nachholeffekte, Beeinflussung von Gleichzeitigkeitsfaktoren und höhere Lastspitzen in Zeiten nach einer Aktivierung **können Probleme hervorrufen**. Ebenfalls **ist die Akzeptanz der Endverbraucher zu berücksichtigen**, die aufgrund parasitärer Beeinflussung der Primäranwendung möglicherweise sinkt. Dies ist aktuell noch Gegenstand der Forschung und es liegen bisher nur ungenügend Erkenntnisse vor, vor allem im Bereich kleinerer Systeme in Haushalten. **Ein weiteres Problem ist die tatsächlich zur Verfügung stehende Leistung und die zeitliche Dauer, über die diese abgerufen werden kann** (derzeit kann meistens nur die Leistung angegeben werden, die Arbeit ist hingegen noch nicht hinreichend bekannt). Die hier genannten Zahlen für Lastmanagement-Potentiale sind daher vorsichtige Schätzungen, für genauere Abschätzungen ist tiefergehende Forschung nötig.

Zu beachten ist außerdem die **saisonal unterschiedliche Verfügbarkeit von Verlagerungspotential**, vor allem durch **zusätzliche Potentiale von Heizungsanlagen in den Heizperioden**. Dieses **zusätzliche Potential wird jedoch an den kältesten Tagen in der Nähe der Auslegungstemperatur der Heizanlagen reduziert**.

6. Abschlussarbeiten

Im Rahmen dieser Studie fand an der Hochschule Darmstadt eine Abschlussarbeit statt:

Shifat Mahmud schrieb seine Masterarbeit zu dem Thema „Modelling Aspects of Energy Storage Technologies in Power System Applications“ [7].

7. Referenzen

- [1] F. Merten: „Renaissance der Nachtspeicherheizung als Beitrag zur Energiewende?“, 3. Kongress der Deutschen Umwelthilfe e.V. zum ökologischen und regional akzeptierten Umbau der Stromnetze, Berlin, Heinrich-Böll-Stiftung, 20. Februar, 2013.
- [2] V. Grimm et al.: „Zur Reduktion des Netzausbaubedarfs durch Redispatch und effizientes Einspeisemanagement: Eine modellbasierte Abschätzung“, DOI 10.1007/s41025-016-0027-5, 18. Mai 2016.
- [3] dena Deutsche Energie-Agentur: „dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse der Studie ‚Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien‘ durch die Projektsteuergruppe.“, Berlin, 11.02.2014.
- [4] M. Wietschel et al.: „Energietechnologien der Zukunft – Erzeugung, Speicherung, Effizienz und Netze“, Springer Verlag, Wiesbaden, 2015.
- [5] Forschungsprojekt „Solver – Speicheroptimierung in lokalen Verteilnetzen“, Online, <http://www.solver-hessen.de/> (Letzter Zugriff: 28.11.2016).
- [6] M. Sterner, I. Stadler: „Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration“, Springer Verlag, Berlin Heidelberg, 2014.
- [7] S. Mahmud: „Modelling Aspects of Energy Storage Technologies in Power System Applications“, Master Thesis, University of Applied Sciences Darmstadt, 31. Mai 2016.
- [8] Adaptive Balancing Power GmbH: „Enabling renewables. Adaptive entwickelt, fertigt und vertreibt einen neuartigen Energiespeicher zur dynamischen Netzstabilisierung“, Produktpräsentation beim BET-Energieforum, Aachen, 06.10.2016.
- [9] N. Krzikalla et al.: „Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien – Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie“, BET Aachen, 2013.
- [10] VDE: „Demand Side Integration – Lastverschiebungspotentiale in Deutschland“, Frankfurt a.M., Juni 2012.
- [11] dena Deutsche Energie-Agentur: „dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2025“, Berlin, 2010.
- [12] E. McKenna, K. Ghosh and M. Thomson: „Demand Response in low-carbon power systems: a review of residential electrical demand response projects“, 2nd International Conference on Microgeneration and Related Technologies, Glasgow, UK, 4th-6th April 2011.

8. Begriffe, Abkürzungen und Einheiten

Begriffe und Abkürzungen

PV	Photovoltaik
WKA	Windkraftanlage
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber (HS-Netze (400kV), teilweise 110kV)
VNB	Verteilnetzbetreiber (NS- und MS-Netze bis 20kV, teilweise 110kV)
EEG	Gesetz für den Ausbau Erneuerbarer Energien („Erneuerbare Energien Gesetz“)
IWU	Institut Wohnen und Umwelt GmbH
BET	BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH
h_da	Hochschule Darmstadt
NSH	elektrische Nachtspeicherheizung mit Wärmespeicher
P2G	Power2Gas
DoD	Depth of Discharge (Maximale Entladetiefe)
LM	Lastmanagement („Demand Response“)

Einheiten

W	Watt
m ²	Quadratmeter
W/m ²	Watt pro Quadratmeter
kW	Kilowatt (1 x 10 ³ Watt)
MW	Megawatt (1 x 10 ⁶ Watt)
GW	Gigawatt (1 x 10 ⁹ Watt)
Wh	Wattstunde
kWh	Kilowattstunde
MWh	Megawattstunde
GWh	Gigawattstunde
s, min, h	Sekunde, Minute, Stunde
D, M, Y, a	Tag, Monat, Jahr, annum

Anhang D: Überblicksdarstellung elektrischen Netze und Smart-Grid-Technologien – Erster Teil: „Restriktionen in der Modellentwicklung“

ÜBERBLICKSDARSTELLUNG ELEKTRISCHE NETZE UND SMART-GRID- TECHNOLOGIEN – ERSTER TEIL: „RESTRIKTIONEN IN DER MODELLENTWICKLUNG“

Im Rahmen des Forschungsvorhabens „Energieeffizienz und zukünftige Energieversorgung im Wohngebäudesektor: Analyse des zeitlichen Ausgleichs von Energieangebot und –nachfrage“ des Instituts Wohnen und Umwelt (IWU)(*)

Hann Ruppert¹, Prof. Dr. Klaus-Martin Graf²

¹Hochschule Darmstadt, Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik, Birkenweg 8, 64295 Darmstadt/Germany, +49 6151 16-37792, hann.ruppert@h-da.de

²Hochschule Darmstadt, Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik, Birkenweg 8, 64295 Darmstadt/Germany, +49 6151 16-38243, klaus-martin.graf@h-da.de

(*) Institut Wohnen und Umwelt GmbH, Rheinstraße 65, 64295 Darmstadt, <http://www.iwu.de/>

INHALTSVERZEICHNIS

1. Einleitung	2
1.1. Aufgabenstellung.....	2
2. Elektrische Netze: Wandlung bis 2050.....	3
2.1. Prinzipien heutiger Stromnetze	3
2.2. Anforderungen an die Stromnetze der Zukunft	5
2.3. Fluktuation Erneuerbarer Energien in 2050	6
2.4. Zukünftiger Bedarf an Systemdienstleistung	8
2.5. Alternative Smart-Grid-Technologien zur Erbringung von Systemdienstleistung	10
3. Umsetzbarkeit, Engpässe und Leistungsgrenzen einer praktischen Betriebsweise in 2050 ..	14
3.1. Anforderungen an die Kommunikationstechnik.....	14
3.2. Erbringung der Systemdienstleistung und Must-Run-Leistungen.....	18
3.3. Ausgleich innerhalb des Simulationsschrittes von 1 Stunde.....	19
3.4. Engpässe und Leistungsgrenzen im Stromnetz	20
3.5. Weitere Herausforderungen und abschließende Beurteilung	21
4. Zusammenfassung.....	22
5. Quellenangaben.....	23
6. Begriffe, Abkürzungen und Einheiten	24

1. Einleitung

Das Institut Wohnen und Umwelt (IWU) führt ein beim Projektträger Jülich (PTJ) beantragtes Forschungsvorhaben mit dem Titel „Energieeffizienz und zukünftige Energieversorgung im Wohngebäudesektor“ (Projekt) durch. Im Mittelpunkt steht dabei die Frage, wie für große Gebäudeensembles bis hin zum gesamten deutschen Gebäudebestand ein zukünftiger „Energieversorgungsmix“ für Wärme und Strom in Abhängigkeit unterschiedlicher energetischer Standards der Gebäude und dem verstärkten Einsatz fluktuierender regenerativer Energiequellen (insbesondere Solar- und Windstrom) aussehen muss, um einen weitgehenden zeitlichen Ausgleich von Angebot und Verbrauch zu erreichen. Dabei wird insbesondere die zunehmende Verknüpfung von Wärme- und Stromsektor, die aus der Anwendung von elektrischen Wärmepumpen und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen resultiert, betrachtet.

Die Hochschule Darmstadt (h_da), Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik (EIT), unterstützt das IWU bei der Durchführung des Forschungsvorhabens. Die Beiträge der h_da betreffen dabei die Unterstützung bei der Entwicklung des Analysemodells sowie die allgemeine Projektbegleitung.

Im Rahmen der Projektbegleitung sind von der h_da Überblicksdarstellungen zu dem Themenbereich „Elektrische Netze und Smart-Grid-Technologien“ zu erarbeiten.

1.1. Aufgabenstellung

Im Rahmen dieser Überblicksdarstellungen sollen insbesondere Restriktionen und Konsequenzen auf dem Gebiet der elektrischen Übertragungs- und Verteilnetze herausgearbeitet werden. Außerdem sollen Perspektiven einer praktischen Realisierung der untersuchten Energieversorgungskonzepte im Projekt hinsichtlich notwendiger Informationsverarbeitung und Systemsteuerung mit verfügbaren/absehbaren „Smart-Grid“-Technologien aufgezeigt werden.

Die Überblicksdarstellung gliedert sich dabei in zwei Teile:

Dieser erste Teil wird begleitend zur Entwicklung des Analyseinstruments durch das IWU erstellt und erarbeitet relevante Restriktionen, die aus dem Ansatz der vermehrten Stromnutzung, z.B. durch vermehrte Nutzung elektrifizierter Wärmetechnologien, heraus resultieren. Ziel ist es, im Hinblick auf Kapazität und Stabilität von Stromnetzen, Einschränkungen zu nennen, die in der Modellentwicklung berücksichtigt werden müssen, beispielsweise maximale Leistungsaufnahmen von Gebäuden, Wohngebieten oder ähnlichem. Ebenfalls sollen Möglichkeiten zum Ausgleich kurzfristiger Leistungsschwankungen, die als äußere Rahmenbedingungen zu berücksichtigen sind, aufgezeigt werden.

Der zweite Teil dieser Überblicksdarstellung wird gegen Ende des Projekts vor dem Hintergrund der Untersuchungsergebnisse erstellt. Dabei werden die vorgeschlagenen Energieversorgungsszenarien aktuellen Kenntnissen gegenübergestellt und daraus resultierende Konsequenzen abgeleitet. Es steht die Frage im Mittelpunkt, inwieweit die im Projekt vorgeschlagenen Konzepte angesichts existierender Konzepte für ein „intelligentes Stromnetz“ realisierbar erscheinen, welche Restriktionen möglicherweise bestehen und wie diese überwunden werden können.

2. Elektrische Netze: Wandlung bis 2050

Mit den Beschlüssen zur Energiewende legt sich Deutschland auf einen intensiven Ausbau der Erneuerbaren Energien fest: Bis 2050 soll der Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch in Deutschland von ca. 31% in 2015 auf über 80% ansteigen [6].

Dies hat zur Folge, dass sich die Erzeugungsstruktur von einem zentral orientierten System mit einer überschaubaren Anzahl an Großkraftwerken vor allem in der Hoch- und Höchstspannung hin zu einer dezentralen Struktur mit einer Vielzahl kleinerer Erzeugersysteme in allen Spannungsebenen wandelt. Den Hauptteil der Stromeinspeisung übernehmen wetterabhängige Wind- und PV-Anlagen, was ein insgesamt stärker fluktuierendes Stromangebot zur Folge hat.

Das Stromangebot wird demnach künftig nicht mehr dem Strombedarf angepasst – vielmehr müssen Stromangebot und Stromnachfrage einander angepasst werden.

Smart Grids, ein intelligent geregelter kommunikations- und regeltechnischer Verbund einer Vielzahl flexibler Erzeuger, Verbraucher, Stromspeicher und Netzbetriebsmitteln, sind eine mögliche Lösung, um auch in Zukunft bei hohen Anteilen Erneuerbarer Energien eine gleichbleibend hohe Versorgungssicherheit zu erreichen [2].

Im Folgenden werden für das Projekt relevante Grundsätze elektrischer Netze sowie zu erwartende Änderungen beleuchtet und mögliche Engpässe bzw. Leistungsgrenzen aufgezeigt.

2.1. Prinzipien heutiger Stromnetze

Das heutige europäische Stromnetz ist gekennzeichnet durch folgende wesentliche Grundsätze:

- **Durchgängiger Einsatz von Wechselspannung** [4]
- **Netzfrequenz von 50Hz:** Die Netzfrequenz dient als Regelgröße zur Betriebsführung der Netze und wird somit von den Netzbetreibern in ganz Europa in sehr engen Grenzen um 50Hz gehalten. Die Frequenzregelung wird derzeit in Form von Regelleistung größtenteils von fossilen Kraftwerken bereitgestellt (primäre, sekundäre und tertiäre Regelleistung). Vor allem die sekundäre und tertiäre Regelleistung wird jedoch immer häufiger auch von Regelleistungspools, also Verbünden von einer Vielzahl kleinerer Einheiten, erbracht. [4]
- **Momentanreserve:** Die Momentanreserve wird in den heutigen Netzen überwiegend durch die Trägheit großer an das Netz angeschlossener Generator-Turbinen-Einheiten fossiler und nuklearer Kraftwerke erbracht. Diese großen drehenden Massen tragen demnach in einem Maße zur Netzstabilität bei, das neue Erzeugungseinrichtungen, die über Leistungselektronik an das Netz angeschlossen sind, nicht erbringen können (z.B. PV- oder Windkraftanlagen). [4]
- **Zusammengeschaltete Netze:** Zusammenschaltbare Verbund- und Verteilnetze sind zusammen mit einer ausreichenden Anzahl an Kraftwerken die Eckpfeiler der heutigen Versorgungssicherheit mit n-1 Planungs- und Betriebskriterium. [4]
- **Spannungshaltung:** Im gesamten Netz (Hochspannung bis Niederspannung) wird die Spannung in engen Größen der Nennspannung gehalten. [4]
- **Spannungsqualität:** Dies betrifft neben Spannungshöhe und Frequenz auch die Kurvenform (Oberschwingungen) und mögliche Störungen (z.B. Ausfälle). [4]

Eine wesentliche Rolle bei der Gewährleistung der Versorgungssicherheit nimmt die Erbringung von Systemdienstleistungen ein: Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau und Betriebsführung. Die verschiedenen Systemdienstleistungen und Produkte/Maßnahmen sind im Folgenden in Abbildung 1 zusammengefasst:

Systemdienstleistung (SDL)	Frequenzhaltung	Spannungshaltung	Versorgungswiederaufbau	Betriebsführung
Ziel	Halten der Frequenz im zulässigen Bereich	- Halten der Spannung im zulässigen Bereich - Begrenzung des Spannungseinbruchs bei einem Kurzschluss	Wiederherstellung der Versorgung nach Störungen	Koordination des Netz- und Systembetriebes
Produkte/Maßnahmen	- Momentanreserve - Regelleistung - Zu-/Abschaltbare Lasten - Frequenzabhängiger Lastabwurf - Wirkleistungsreduktion bei Über-/Unterfrequenz (EE- und KWK-Anlagen)	- Bereitstellung von Blindleistung - Spannungsbedingter Redispatch - Spannungsbedingter Lastabwurf - Bereitstellung von Kurzschlussleistung - Spannungsregelung	- Schaltmaßnahmen zur Störungseingrenzung - Koordinierte Inbetriebnahme von Einspeisern und Teilnetzen mit Last - Schwarzstartfähigkeit von Erzeugern	- Netzanalyse, Monitoring - Engpassmanagement - Einspeisemanagement - Koordination der Erbringung von SDL Netzebenen übergreifend
Heutige Erbringer (Auswahl)	- Konventionelle Kraftwerke - Flexible steuerbare Lasten - Regelleistungspools (u.a. mit EE-Anlagen und Großbatterien)	- Konventionelle Kraftwerke - Netzbetriebsmittel (z.B. Kompensationsanlagen) - EE-Anlagen	- Netzelektrolyse - Schwarzstartfähige, konventionelle Kraftwerke - Pumpspeicherwerke	Netzelektrolyse in Zusammenspiel mit Netzbetriebsmitteln und konventionellen Kraftwerken

Abbildung 1: Einordnung heutiger Systemdienstleistungsprodukte [6]

Besonderes Augenmerk gilt dem sehr kurzfristigen Ausgleich von Frequenzschwankungen, um beispielsweise bei einem spontanen Ausfall eines Kraftwerks Frequenzstabilität und einen sicheren Betrieb der Netze zu gewährleisten. Im heutigen System wird die Momentanreserve (erforderlich sind ca. 2% der momentanen Erzeugung je Regelzone) ohne Aktivierungszeit durch die Trägheit der rotierenden Massen von Generatoren konventioneller Kraftwerke erreicht, die Frequenzänderungen im oben beschriebenen Fall durch Abgabe kinetischer Energie dämpfen bzw. entgegenwirken. Diese Form der Systemdienstleistung kann durch mittels Leistungselektronik an das Netz angeschlossene Systeme (z.B. Wind- oder PV-Anlagen) nicht ohne technische Erweiterungen erbracht werden. [6]

Erst nach Einsatz der Momentanreserve wird primäre, sekundäre und tertiäre Regelleistung eingesetzt um das Netz und seine Frequenz zu stabilisieren und verbrauchte Momentanreserve (bzw. letztlich auch primäre und sekundäre Regelleistung) wieder herzustellen. Der zeitliche Ablauf der Systemdienstleistungsprodukte zur Frequenzhaltung ist in Tabelle 1 dargestellt.

Zeit	0-30 Sekunden	0-5 Minuten	5-15 Minuten	15 Minuten – 4 Stunden
Systemdienstleistungsprodukt	Momentanreserve	Primärregelleistung	Sekundärregelleistung	Tertiäre Regelleistung (Minutenreserve)

Tabelle 1: Zeitlicher Ablauf der Systemdienstleistungsprodukte zur Frequenzhaltung [eigene Darstellung]

2.2. Anforderungen an die Stromnetze der Zukunft

Künftige Anforderungen erwachsen aus der veränderten Erzeugerstruktur. Dies führt zu (i) in der Tendenz steigenden Entfernungen zwischen Erzeugung und Verbrauch, (ii) geringeren Einsatzzeiten konventioneller Kraftwerke und (iii) häufig wechselnden Lastflusssituationen, auch durch den vermehrten Einsatz Erneuerbarer Energien [6].

Um auch zukünftig eine hohe Versorgungssicherheit zu gewährleisten werden neben oben genannten Grundsätzen weitere neue Prinzipien bzgl. zukünftiger Netzplanung und Netzbetrieb diskutiert:

- **Ausbau der Übertragungsnetze und Transitzpunkte:** Das Übertragungsnetz und Übergabepunkte im Europäischen Verbundnetz entso-e (European network of transmission system operators for electricity) sowie zwischen Verteil- und Übertragungsnetzen müssen an die neue Erzeugungsstruktur angepasst werden. Der Transport großer Mengen Strom aus den Erzeugungsschwerpunkten (z.B. Windstrom aus der Nordsee) zu den Lastschwerpunkten (z.B. in Mittel- und Süddeutschland), ein wachsender Austausch innerhalb Europas und zunehmende Einspeisung von PV- und Windstrom aus den Verteilnetzen in die Übertragungsnetze resultieren in einem deutlichen Ausbau- und Innovationsbedarf, um Überlastungen der Betriebsmittel sowie Einhaltung der Versorgungssicherheit weiterhin zu gewährleisten. [6]
- **Automatisierungstechnik als Vorbild:** Künftig wird die elektrische Energieversorgung insgesamt dezentraler und aus einer größeren Anzahl kleinerer Erzeuger bestehen. Ein Vorbild für die Konzeption künftiger Netze könnte dabei die Automatisierungstechnik sein. Dabei sind viele kleine Einheiten (Erzeuger und Verbraucher) über Kommunikationsnetze miteinander verbunden und deren Verhalten wird über intelligente Regelungs- und Steuerungskonzepte aneinander angepasst. Um eine möglichst gute Verarbeitbarkeit zu erreichen gilt dabei der Grundsatz „Erzeugung und Verbrauch von Energie auf der niedrigsten möglichen Ebene auszubalancieren“. [4]
- **Zukunftsfähige Lösungen zur Erbringung von Systemdienstleistung:** Stark wechselnde Lastflusssituationen aufgrund fluktuierender Einspeisung aus PV- und Windanlagen und immer weniger Einsatzzeiten konventioneller Kraftwerke stellen neue Anforderungen an die Betriebsführung der Netze sowie neue Technologien zur Erbringung erforderlicher Systemdienstleistungen. Alternativ wäre es möglich durch eine „Must-Run“-Leistung konventioneller Kraftwerke (dena-Schätzung 6.000 bis 25.000 MW_{el} in 2030) die Erbringung der notwendigen Systemdienstleistungen (Momentanreserve/primäre Regelleistung, Frequenzhaltung) weiterhin auf herkömmliche Art und Weise zu gewährleisten. Dies widerspricht jedoch der Integration hoher Anteile Erneuerbarer Energien und damit den Zielen der Energiewende, so dass diese Maßnahme nur als Notlösung angesehen wird (dennoch ermittelt die dena -zumindest für 2030- die Notwendigkeit einer konventionellen Must-Run-Leistung). [6]

2.3. Fluktuation Erneuerbarer Energien in 2050

Die Fluktuation der Einspeisung aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen wie Photovoltaik und Windkraft resultiert aus deren Wetterabhängigkeit. Hinsichtlich des Stromsystems in 2050, mit 80% Erneuerbaren Energien, bedeutet das wachsende Herausforderungen.

Im Folgenden wurde ein vereinfachtes Einspeiseszenario für 2050 basierend auf existierenden Veröffentlichungen der EEG-Einspeisung aus dem Jahr 2014 erstellt und hinsichtlich der zu erwartenden Fluktuation ausgewertet.

Dafür wurden zunächst ¼-Stunden-scharfe Hochrechnungen der PV- und Windeinspeisung der vier ÜNB's [12] um die dort abgezogenen Direktvermarktungsmengen korrigiert. Dafür wurden die von der BNetzA veröffentlichten Jahresmengen [13] herangezogen und die Zeitreihen der ÜNB's entsprechend linear skaliert.

Im Anschluss wurde für die Erstellung des Szenario 2050 zunächst vereinfachend angenommen, dass die Stromerzeugung aus PV- und Windkraft an den gleichen Standorten wie in 2014 erzeugt wird. Anschließend wurden die Summenzeitreihen (Summe aus PV- und Windstrom) linear skaliert, um 80% des heutigen Stromverbrauchs zu erreichen. Es wird dementsprechend eine installierte Leistung von 118,4GW Wind und 118,1GW PV berücksichtigt.

Die resultierende Einspeisezeitreihe ist in Abbildung 2 dargestellt.

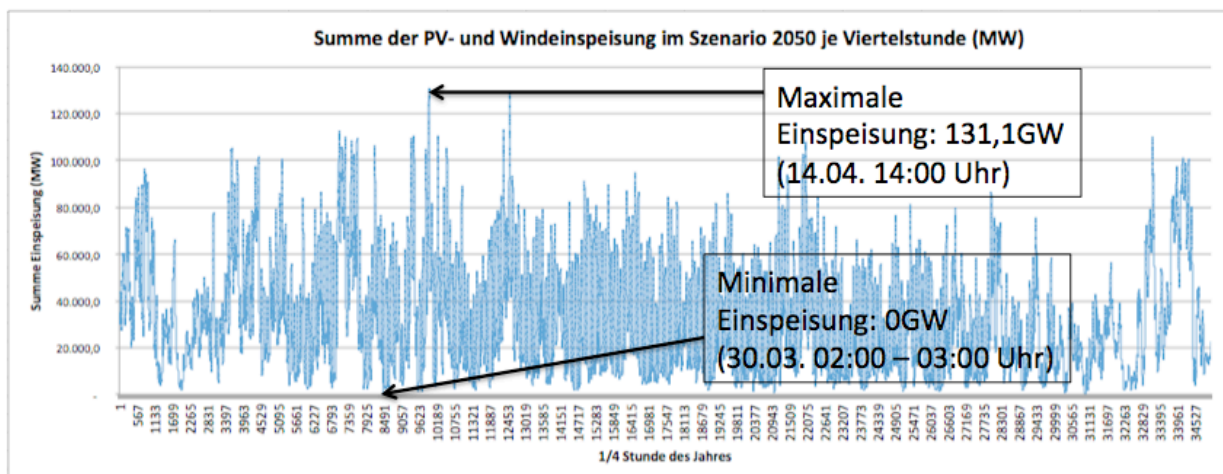


Abbildung 2: Summen-Zeitreihe Einspeisung PV- und Windkraft für das Szenario 2050 [12][13]

In diesem vereinfachten Szenario ergibt sich eine maximale Einspeisung aus PV- und Windkraft von 131,1 GW und ein Minimum von 0GW (1 Stunde im Jahr). Daraus wird der große Bedarf an konventioneller Reserveleistung ersichtlich.

Des Weiteren ergeben sich Schwankungen der Einspeisung innerhalb einer Viertelstunde von -10,9 GW pro ¼-Stunde bis +14,7 GW pro ¼-Stunde, was einen hohen Bedarf an flexibler Leistung (primäre und sekundäre Regelleistung) widerspiegelt. Die Zeiten mit der größten negativen sowie positiven Fluktuation sind in Abbildung 3 und Abbildung 4 ersichtlich.

Eine separate Auswertung auf Stundenbasis zeigt Schwankungen der Einspeisung innerhalb einer Stunde von -22 GW bis +20,8 GW, was einen Aufschluss über künftig benötigte tertiäre Regelleistung gibt.

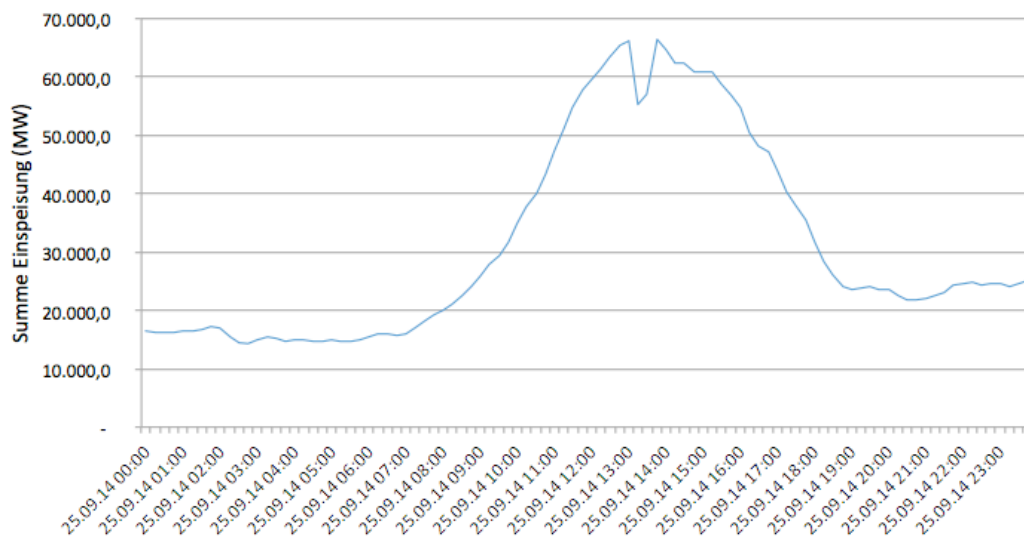


Abbildung 3: Maximaler Leistungsrückgang der PV- und Windeinspeisung im Szenario 2050 [12][13]

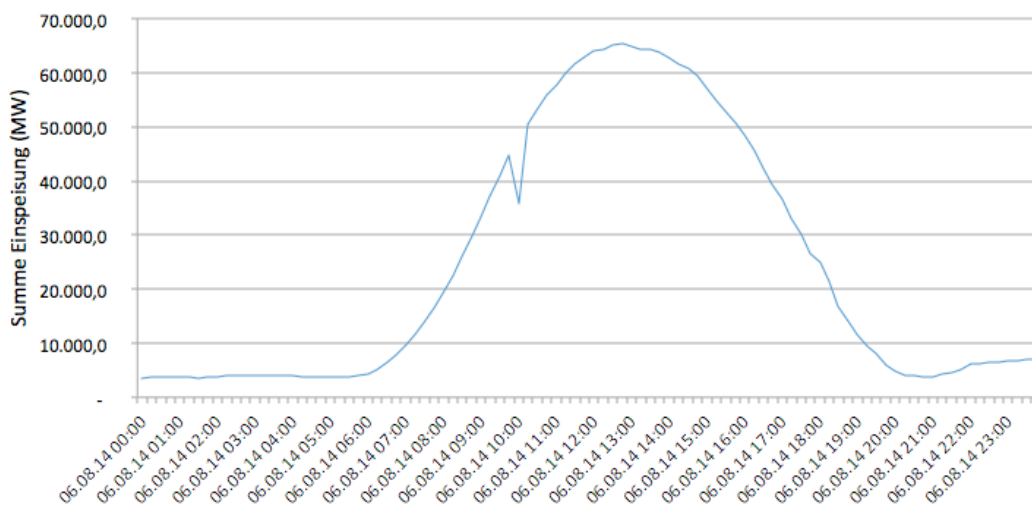


Abbildung 4: Maximaler Leistungszuwachs der PV- und Windeinspeisung im Szenario 2050 [12][13]

Die oben dargestellte einfache Form der Auswertung der zu erwartenden Fluktuation durch den Ausbau Erneuerbarer Energien ist mit Schwächen behaftet: Der reale Ausbau der Erneuerbaren enthält einen signifikanten Anteil steuerbarer Biomasse, wird sich nicht auf die heute erschlossenen Standorte beschränken, neue Technologien berücksichtigen und beispielsweise Wind in größeren Höhen und in der Nord- und Ostsee verwerten, insgesamt alles Faktoren, die zu einer künftigen ‚Vergleichmäßigung‘ der EE-Einspeisung beitragen werden. **Die oben dargestellte Betrachtung tendiert also dazu, die zu erwartende Fluktuation zu überschätzen und ist daher für eine ‚Worst-Case‘-Betrachtung bzw. eine Abschätzung der Grenzen im Projekt geeignet.**

Zusammengefasst entsteht durch die Fluktuation der Einspeisung aus PV- und Windkraft in Zukunft ein erhöhter Bedarf an Systemdienstleistungen. Um die Energiewende umzusetzen sind innovative Lösungen erforderlich, die im folgenden Kapitel diskutiert werden sollen (vgl. Kapitel 3).

2.4. Zukünftiger Bedarf an Systemdienstleistung

Verschiedene Studien haben den Bedarf an Systemdienstleistungen und alternative Möglichkeiten zu deren Erbringung in 2030 ermittelt [3][6]. Wesentliche Erkenntnisse sollen im Folgenden festgehalten werden.

Frequenzhaltung - Momentanreserve

Die dena geht davon aus, dass es auch 2030 weiterhin ausreicht, genügend Momentanreserve bereitzustellen, um den Ausfall eines Doppelblocks mit insgesamt ca. 3.000MW abzusichern (benötigt wird eine Bremsleistung von 372MW und einer kinetischen Energie von 0,95MWh). Nach ihrer Einschätzung werden davon in 2030 weiterhin 118MW (0,28MWh) konventionell –also durch thermische Großkraftwerke– erbracht, 254MW (0,68MWh) hingegen können von alternativen Technologien erbracht werden [6]. **Wir gehen dementsprechend davon aus, dass unter Verwendung neuer Technologien (z.B. Schwungmassenspeicher, vgl. Kapitel 2.5) der konventionell zu erbringende Teil an Momentanreserve bis 2050 weiter abgesenkt werden kann – und in 2050 keine konventionelle ‚Must-Run‘-Leistung mehr notwendig ist.**

Frequenzhaltung - Regelleistung

Unter der Annahme einer gleichbleibenden Prognosegenauigkeit bzgl. der EE-Erzeugung (konservative Annahme) schätzt die dena den Regelleistungsbedarf in 2030 (bezogen auf 2011) wie folgt ein [6]:

- Positive sekundäre Regelleistung: Bedarf steigt um ca. 40% (vermehrte Aktivierung durch vermehrtes Auftreten großer Windflanken)
- Negative sekundäre Regelleistung: Bedarf steigt um ca. 10% (vermehrte Aktivierung durch vermehrtes Auftreten großer Windflanken)
- Positive Minutenreserve (tertiäre Regelleistung): Bedarf steigt um ca. 90%
- Negative Minutenreserve (tertiäre Regelleistung): Bedarf steigt um ca. 70%

Anmerkung: Der durchschnittliche Regelleistungsbedarf kann durch die Verwendung des adaptiven Verfahrens gesenkt werden – dabei wird der Regelleistungsbedarf kurzfristiger, anhand der tatsächlichen Wittersituation, bestimmt [6].

Die dena geht weiterhin davon aus, dass mittelfristig eine ‚Must-Run‘-Leistung konventioneller Kraftwerke zur Erbringung der Regelleistung notwendig sein wird, in Zukunft aber alternative technische Lösungen zur Verfügung stehen werden, um Regelleistung vollständig ohne konventionelle Kraftwerke erbringen zu können (und das sogar wirtschaftlicher als mittels einer konventionellen Must-Run-Leistung) [6].

Spannungshaltung - Blindleistungsbereitstellung zur statischen Spannungshaltung

Der Blindleistungsbedarf wird aufgrund zunehmender Transportentfernungen im Übertragungsnetz, sowie im Verteilnetz aufgrund zunehmender fluktuierender Einspeisung aus Erneuerbaren Energien bis 2030 deutlich zunehmen. Um eine Stromversorgung unter Einhaltung zulässiger Spannungsbänder zu gewährleisten ist die alternative Bereitstellung von Blindleistung gefordert. Da Technologien existieren, mittels denen Erneuerbare-Energien-Anlagen Blindleistung im Netz bereitstellen bzw. einen blindleistungsneutralen Betrieb gewährleisten können, **geht die dena davon aus, dass der Blindleistungsbedarf in 2030 mit neuen alternativen Technologien gedeckt werden kann [6].**

Spannungshaltung - Bereitstellung von Kurzschlussleistung zur dynamischen Spannungshaltung

Die dena geht davon aus, dass sich die Bandbreite zwischen minimaler und maximaler Kurzschlussleistung in Zukunft kaum verändert. **Hier gilt, dass die Kurzschlussleistung von Umrichtern Erneuerbarer-Energien-Anlagen –regional vergleichmäßig- auch ohne Wirkleistungseinspeisung (also unabhängig von der Wettersituation) erbracht werden kann [6].**

Versorgungswiederaufbau

Notwendig für den Versorgungswiederaufbau im Schwarzfall sind vor allem schwarzstartfähige Kraftwerke, z.B. Pumpspeicherkraftwerke und Gasturbinen. **Da diese Kraftwerke in allen Zukunftsszenarios auch in ausreichender Form zur Verfügung stehen, lässt sich das heutige Konzept des Versorgungswiederaufbaus auch in Zukunft realisieren.** Darüber hinaus sollten Wetterprognosen und die Verteilung dezentraler Erzeuger und Verbraucher in die Wiederaufbaukonzepte eingearbeitet werden, um die zukünftige dezentralere und wetterabhängigere Struktur zu berücksichtigen. Auch kommunikations- und steuertechnische Lösungen werden ggfs. benötigt um die in Zukunft schwerer absehbare Erzeugungs- und Lastsituation kontrollieren zu können [6].

Betriebsführung

Mittels Nutzung existierender und geplanter Betriebsmittel, sowie der Nutzbarmachung großer erneuerbarer Erzeuger, Großbatterien und großen flexiblen Industrielasten kann die Netzstabilität durch Systemdienstleistungen laut dena auch im Jahre 2030 erbracht werden [6]. Die Annahmen der dena für 2030 berücksichtigen lediglich eine ‚Must-Run‘-Leistung konventioneller Kraftwerke zur Erbringung eines Bruchteils der Momentanreserve, wobei wir hier davon ausgehen, dass durch Nutzung neuer Technologien wie dem Schwunghmassespeicher bis 2050 vollständig auf konventionelle Kraftwerke verzichtet werden kann.

Zusammenfassend gehen wir davon aus, dass in 2050 eine Betriebsführung unter Gewährleistung der Netzstabilität mittels alternativer Systemdienstleistungen ohne Nutzung konventioneller Kraftwerke möglich ist. Dafür notwendige alternative Technologien (vgl. Kapitel 2.5) sind bereits vorhanden, müssen aber in den kommenden Jahrzehnten eingeführt und etabliert werden, was neue regulatorische Rahmenbedingungen erfordert. Dies wird jedoch bereits heute an entsprechenden Stellen diskutiert und daher als machbar angesehen (vgl. [6]).

2.5. Alternative Smart-Grid-Technologien zur Erbringung von Systemdienstleistung

In diesem Kapitel werden Technologien beschrieben, die in den Stromnetzen der Zukunft die oben beschriebenen benötigten Systemdienstleistungen (vgl. Kapitel 2.4) erbringen können und damit die Abhängigkeit zu konventionellen Maßnahmen wie z.B. herkömmlichen Netzausbau und Nutzung brennstoffbetriebener, thermischer Großkraftwerke verringern (eine Komponente Netzausbau und ggfs. eine konventionelle ‚Backup-Leistung‘ für länger andauernde Windflauten wird in nahezu allen Szenarien für 2050 benötigt). Diese alternativen Technologien sind demnach unverzichtbarer Bestandteil einer erfolgreichen Energiewende und deren Nutzung Voraussetzung für zahlreiche im Projekt getroffene Annahmen.

2.5.1. Technologien zur Reduktion des klassischen Netzausbaus

An gewissen Punkten im Netz macht es keinen Sinn, den Netzausbau soweit voranzutreiben, dass zu jeder Stunde des Jahres (in jeder Lastflusssituation) der gesamte EE-Strom vom Netz aufgenommen werden kann. Es kann volkswirtschaftlich sinnvoller sein, beim investitionsintensiven Netzausbau Kosten zu sparen und stattdessen in einer begrenzten Anzahl Stunden EE-Erzeugungsanlagen „abzuregeln“ („Erzeugungsmanagement“). In Diskussion ist deshalb ein ‚intelligentes Netzeinspeisemanagement‘ (Abregelung einzelner EE-Anlagen bis zu einem bestimmten %-satz der Einspeisung pro Jahr) um die Netzausbaukosten zu reduzieren [3].

Ein Einspeisemanagement mit EE-Anlagen kann außerdem zur Erbringung von Regelleistung und unter bestimmten Voraussetzungen zur Erbringung von Momentanreserve beitragen.

2.5.2. Technologien zur Erbringung von Momentanreserve und primärer Regelleistung

Momentanreserve mittels EE-Anlagen

PV- und Windkraftanlagen werden größtenteils über Leistungselektronik bzw. Umrichter an das Netz angeschlossen und leisten derzeit keinen Beitrag zur Momentanreserve. Es gibt jedoch grundsätzlich die folgenden technischen Lösungen, die es EE-Anlagen ermöglichen künftig ebenfalls Momentanreserve zu erbringen. Für die Erschließung dieser Potentiale sind künftig neue regulatorische Rahmenbedingungen notwendig [6]:

- Drosselung von WKA's und PV-Anlagen (Nachteil: Dauerhafte Reduktion der Wirkleistung)
- Einsatz zusätzlicher Batteriespeicher (zusätzlicher Invest, ggfs. Hausbatteriespeicher von PV-Anlagen in Zukunft nutzbar)
- Nutzung der inhärenten Trägheit von WKA's (vielversprechendste Lösung mit viel Potential)

Momentanreserve mittels Schwungmassespeicher

Schwungmassespeicher¹ sind in verschiedenen Leistungsgrößen verfügbar und können in Zukunft die fehlende Trägheit aus rotierenden Massen konventioneller Kraftwerke ersetzen und somit CO₂-neutral Momentanreserve erbringen [11]. Die Technologie steht theoretisch in unbegrenztem Umfang zur Verfügung und ist geeignet um den gesamten Bedarf an Momentanreserve zu erbringen.

2.5.3. Technologien zur Erbringung von Regelleistung

Verbesserte Wind- und PV-Prognosen

Der erhöhte Regelleistungsbedarf in Netzen mit hohen Anteilen Erneuerbarer Energien resultiert aus den Abweichungen zwischen Prognose und Ist-Leistung. Verbesserte adaptive Prognoseverfahren können zu einer Verringerung des Prognosefehlers beitragen [6].

Virtuelle Kraftwerke

Virtuelle Kraftwerke sind Verbünde dezentraler Erzeugungssysteme (häufig in Verbindung mit Energiespeichern und Lastmanagementsystemen), die in einer zentralen Plattform kommunikationstechnisch sowie buchhalterisch miteinander gekoppelt sind. Steuerungstechnisch lassen sich die einzelnen Anlagen im virtuellen Kraftwerk wie eine große Einheit steuern, wodurch es möglich ist, die erforderliche Mindestmenge an Regelleistung auch mit kleineren Einheiten anzubieten und zu erbringen. Virtuelle Kraftwerke erbringen bereits heute einen nicht unerheblichen Anteil an Regelleistung und stehen theoretisch in ausreichender Menge zur Verfügung um künftig den gesamten Bedarf zu decken [1].

Energiespeicher und Lastmanagementsysteme

Energiespeicher (Stromspeicher) und Lastmanagementsysteme spielen im mittelfristigen Zeitbereich (bis 2050) eine wichtige Rolle bei der Umsetzung der Energiewende. Relevante Lastmanagementsysteme sind beispielsweise Technologien zur Kälte- oder Wärmebereitstellung (u.a. Wärmepumpen), insbesondere wo inhärente Energiespeicher wie z.B. Gebäudehüllen, Wärmespeicher oder Kältespeicher ausgenutzt werden können, sowie industrielle Prozesse. Zusammen mit einem Ausbau der Kommunikationstechnik im Stromnetz (vgl. Kapitel 2.5.6) ermöglichen Energiespeicher und Lastmanagementsysteme eine angepasste Betriebsweise mit dem Ziel Einspeisung und Verbrauch besser aufeinander abzustimmen. Außerdem eignen sich verschiedene Technologien zur Erbringung von Systemdienstleistungen, unter anderem Regelleistung, Spannungshaltung oder Blindleistungsbereitstellung, aber auch Unterstützung beim Versorgungswiederaufbau [3][6].

Verschiedene Technologien zur Energiespeicherung und für das Lastmanagement werden in einer separat zu erstellenden Kurzstudie „Energiespeicher und Lastmanagementsysteme“ aufgeführt.

¹ Z.B. der Firma ADAPTIVE Balancing Power GmbH – Produktinformationen: <http://www.adaptive-balancing.de/>

2.5.4. Technologien zur Spannungshaltung bzw. Blindleistungsbereitstellung

Um die im Netz benötigte Blindleistung zur Spannungsstabilisierung und Verlustoptimierung künftig bereitzustellen stehen verschiedene Lösungen zur Verfügung [6]:

- Die „Nutzung der Konverterstationen der geplanten HGÜ-Leitungen“
- Redispatch an Netzknoten auf Basis des ermittelten verbleibenden Blindleistungsbedarfs einzelner Stunden (spannungsbedingt)
- Errichten von Blindleistungskompensationsanlagen bzw. Prüfung der Bereitstellung durch dezentrale Anlagen in Verteilnetzen
- Blindleistungseinspeisung über Wechselrichter von Batteriespeichern

2.5.5. Technologien zum Versorgungswiederaufbau

Der Versorgungswiederaufbau kann mittels der vorhandenen Pumpspeicherkraftwerke und Gasturbinen, bzw. kommunikationstechnisch angebundenen Industrieverbrauchern und EE-Anlagen erfolgen (vgl. Kapitel 2.4).

2.5.6. Technologien für den intelligenten Netzbetrieb (Betriebsführung)

Kommunikationstechnik

Die Einführung einer systemweiten IT-Infrastruktur im Stromnetz für den Austausch von Informationen zwischen allen Akteuren im Stromnetz sowie der Zugriff darüber auf im Stromnetz vorhandene Daten, Dienste oder Geräte, ist ein Schlüsselfaktor zur Umsetzung von Smart Grids. Die Einführung und Nutzung einer flächendeckenden Kommunikationsstruktur mit Elementen aus der Automatisierungstechnik ist Voraussetzung für die Integration neuer Funktionalitäten mittels zentraler Bündelung und Nutzung dezentral vorhandener Flexibilität (Einspeiser und Verbraucher). Neue Anwendungen erstrecken sich über angepasste Einspeisung und Verbrauchsweisen, Wandlung zu einer multidirektionalen Versorgungsstruktur, dynamische Preisgestaltung, Verwirklichung neuer Services und Produkte (z.B. Elektromobilität) sowie die Erbringung verschiedener Systemdienstleistungen [4][7].

Intelligente (regelbare) Ortsnetztransformatoren

Regelbare Ortsnetztransformatoren können in ländlichen Gebieten mit viel PV-Einspeisung (z.B. Wohngebieten) einen entscheidenden Beitrag zur Spannungsstabilisierung leisten, in dem das Übersetzungsverhältnis zwischen primärer und sekundärer Spannung dynamisch an die Einspeisesituation angepasst wird. Diese Technologie kann auch zur Spannungsstabilisierung bei Spannungseinbrüchen aufgrund zu großer Last (z.B. durch vermehrten Einsatz von Wärmepumpen oder Elektroheizungen) angewandt werden [3].

Smart Meter

Smart Meter befinden sich in der ersten Phase der Markteinführung und werden heute vereinzelt getestet. In Zukunft können die Funktionalität von Smart Metern mit den richtigen regulatorischen Rahmenbedingungen erweitert werden und steuer- und regelungstechnische Funktionen implementiert werden. Denkbar wäre beispielsweise eine Standardschnittstelle zwischen Leitstellen bei Verteilnetzbetreibern und flexiblen Anlagentechnologien in Gebäuden (z.B. Wärme- und Kältesysteme mit inhärentem Speicher) in Smart Meter zu integrieren. Da eichpflichtige Stromzähler i.d.R. in regelmäßigen Abständen (z.B. alle 5-10 Jahre) ausgetauscht werden, wird in 2050 bereits die 2. oder 3. Generation flächendeckend eingesetzt werden, was

eine solche Technologieeinführung flächendeckend möglich macht. Herausforderungen liegen in der Anpassung der Betriebsführung, allerdings besitzen Verteilnetzbetreiber, durch die Verwendung von Nachtspeicherheizungen, bereits Erfahrung mit ähnlichen Technologien.

Hochtemperaturleiterseile und Dynamic Line Rating

Hochtemperaturleiterseile und Dynamic Line Rating könnten zukünftig einen Beitrag zur Vermeidung des Netzausbaus leisten bzw. EE-Einspeisemanagement begrenzen, besonders in vorhandenen 110kV-Trassen auf der Verteilnetzebene. Die Technologie berücksichtigt beispielsweise die dynamische Ermittlung der Leitungstemperaturen und z.B. bei Freileitungen die Kühlung durch starken Wind, wodurch inhärente Kapazitätsreserven einfach erschlossen werden können [3].

3. Umsetzbarkeit, Engpässe und Leistungsgrenzen einer praktischen Betriebsweise in 2050

In diesem Kapitel wird die Umsetzbarkeit der Annahmen im Projekt sowie mögliche Ursachen für Engpässe dargestellt und daraus resultierende Leistungsgrenzen sowie technisch umsetzbare Verteilungsgrade einer praktischen Betriebsweise der angedachten Szenarien in 2050 abgeleitet.

3.1. Anforderungen an die Kommunikationstechnik

Das Stromnetz der Zukunft wird mit einer Kommunikationsstruktur erweitert und zu einem ‚Smart Grid‘ zusammenwachsen, das über standardisierte Schnittstellen und Prozesse zunehmend automatisiert betrieben wird und das Zusammenspiel zwischen Erzeugern, Verbrauchern, Stromspeichern und Netzbetriebsmitteln intelligent regelt. Für die Kommunikation zwischen Netzleitstelle und Betriebsmitteln, Erzeugern oder Verbrauchern werden industrielle Standards benötigt, die auch den Anschluss kleinerer Teilnehmer (z.B. Wärmetechnologien in kleineren Gebäuden) ohne großen Aufwand, insbesondere bei der Präqualifikation neuer Teilnehmer, ermöglichen. Eine Möglichkeit ist die Einbindung von Standard-Schnittstellen in Smart-Meter, die bis 2050 in einer Großzahl von Gebäuden in bereits zweiter oder dritter Generation vorhanden sein werden. Der Roll-out dieser Geräte ermöglicht somit die notwendige Funktionsveränderung in Geräte neuerer Generation zu implementieren und flächendeckend auszurollen. Künftige Smart Meter ermöglichen somit die Einbindung verschiedener Technologien (Erzeuger, Verbraucher und Speicher) beim Endverbraucher in virtuelle Heizkraftwerke (VHKW) der Netzbetreiber, wodurch die Flexibilität vieler Technologien für einen stabilen Netzbetrieb zugänglich gemacht wird.

Im Projekt sollen verschiedene Regelstrategien implementiert werden, um verschiedene Ziele optimal zu erreichen, z.B. niedrigste CO₂-Emission, optimale Netzintegration etc. Im Folgenden wird geprüft, ob die genannten Regelstrategien mit heutigen technischen Mitteln umsetzbar – und somit realitätsgetreu – sind, oder ob weitere Innovationen erforderlich sind und ob diese machbar erscheinen.

Um die Machbarkeit bewerten zu können wurden die Anforderungen mit aktuellen vielversprechenden Industriestandards verglichen sowie notwendige Innovationen festgehalten. Als Referenz für aktuelle Industriestandards wurde VHPready² ausgewählt, da dieser Standard von Vattenfall bereits heute großflächig eingesetzt wird und bei der Weiterentwicklung Unternehmen verschiedener Geschäftsfelder aus dem Energiesektor beteiligt sind. Außerdem werden andere etablierte Standards, wie z.B. IEC 60870-5-104 oder IEC 61850-7-420 ebenfalls unterstützt. Einige marktreife Wärmepumpen³ unterstützen bereits heute VHPready.

² Industrieforum VHPready e.V.: www.vhpready.de

³ Z.B. STIEBEL-ELTRON-Wärmepumpen: <https://www.ptext.de/nachrichten/stiebel-eltron-waermepumpen-vhp-ready-281106>

Der Standard VHPReady dient bereits heute dazu, kleine dezentrale Verbraucher und Erzeuger bei Letztverbrauchern (z.B. Haushaltskunden) an zentrale Leitsysteme (virtuelle Heizkraftwerke) von Verteilnetzbetreibern oder Stromhändler anzuschließen, um mit der den Anlagen zugrundeliegenden Flexibilität Systemdienstleistungen für das Stromnetz anzubieten. Die heute unterstützte Funktionalität beschränkt sich allerdings auf die Anforderungen existierender Märkte/Produkte (v.a. sekundäre und tertiäre Regelleistung). **Ob der Standard (und somit heute existierende industriell eingesetzte Kommunikationsstandards) aus technischer Sicht zukünftig vielfältigere Anwendungen erlaubt, soll im Folgenden näher untersucht werden.**

Allgemeine Anforderungen, die sich aus den genannten Regelstrategien ergeben, sind in Tabelle 2 aufgeführt.

Allgemeine Merkmale	Mögliche Relevanz für das Projekt	Unterstützung VHPReady	Notwendige Innovationen
Selbstständige Aufrechterhaltung & Wertespeicherung bei Verbindungsausfall	Voraussetzung für Umsetzung ‚idealer‘ Simulationsergebnisse	Ja	-
Steuerung einer vorgegebenen Leistung (Fahrplan) der E-Heizung	Voraussetzung für Umsetzung ‚idealer‘ Simulationsergebnisse	Ja	-
Ermittlung Energiegehalt & Wärmespeicher	Voraussetzung für Umsetzung ‚idealer‘ Simulationsergebnisse	Ja	-
Anschluss E-Heizung und Kessel	Da im Simulationsmodell von mehreren Heiztechnologien pro Gebäude ausgegangen wird	Ja	-

Tabelle 2: Allgemeine Anforderungen an die Anlagensteuerung, Stand der Technik und benötigte Innovationen [10]

Aus obiger Darstellung wird ersichtlich, dass sich heutige Kommunikationstechnik grundsätzlich eignet, die Anforderungen aus dem Projekt zu erfüllen.

Hinsichtlich der Kommunikation zwischen Netzleitstelle und Anlage ist ein spezifischer Datenaustausch notwendig um die Annahmen im Projekt umzusetzen. Die kommunikationstechnischen Anforderungen und der Vergleich mit heutiger Technik sind in Tabelle 3 aufgeführt.

Kommunikations- richtung	Signal	Mögliche Relevanz für das Projekt	Unterstützung VHPready	Notwendige Innovationen
Leitstelle -> Anlage	Minimaler Stromverbrauch (<i>Speicher entladen oder Einsatz Spitzenlastkessel</i>)	Für extreme Netzzustände, z.B. wenig PV- und Windstrom	Über Leistungsfahrplan möglich	-
Leitstelle -> Anlage	Maximaler Stromverbrauch (<i>Speicher aufladen</i>)	Für extreme Netzzustände, z.B. viel überschüssiger PV- und Windstrom	Über Leistungsfahrplan möglich	-
Leitstelle -> Anlage	Priorität Wärmepumpe/E- Heizung (<i>Stromverbrauch</i>)	Zentrale Steuerung des Heiztechnologieeinsatz (z.B. für Optimierung CO2-Emission)	Bedingt möglich, z.B. bei Verwendung separater Geräte je Anlage	Berücksichtigung neuer Regelkonzepte
Leitstelle -> Anlage	Priorität BHKW (<i>Stromeinspeisung</i>)	Zentrale Steuerung des Heiztechnologieeinsatz (z.B. für Optimierung CO2-Emission)	Bedingt möglich, z.B. bei Verwendung separater Geräte je Anlage	Berücksichtigung neuer Regelkonzepte
Leitstelle -> Anlage	Priorität Gaskessel (<i>Netzneutral</i>)	Zentrale Steuerung des Heiztechnologieeinsatz (z.B. für Optimierung CO2-Emission)	Bedingt möglich, z.B. bei Verwendung separater Geräte je Anlage	Berücksichtigung neuer Regelkonzepte
Anlage -> Leitstelle	Rückmeldung Status (BOOLEAN): Verwendete Heiztechnologie	Voraussetzung für Umsetzung ‚idealer‘ Simulationsergebnisse	Bedingt möglich, z.B. bei Verwendung separater Geräte je Anlage	Berücksichtigung neuer Regelkonzepte
Anlage -> Leitstelle	Rückmeldung Status (BOOLEAN): Heizen Ein/Aus	Voraussetzung für Umsetzung ‚idealer‘ Simulationsergebnisse	Ja, zumindest Summen	Berücksichtigung mehrerer Anlagen
Anlage -> Leitstelle	Temperatur + Zustand Pufferspeicher	Voraussetzung für Umsetzung ‚idealer‘ Simulationsergebnisse	Ja, zumindest Summen	Berücksichtigung mehrerer Anlagen
Anlage -> Leitstelle	Zählerstände	Voraussetzung für Umsetzung ‚idealer‘ Simulationsergebnisse	Ja, zumindest Summen	Berücksichtigung mehrerer Anlagen

Tabelle 3: Kommunikationstechnische Anforderungen, Stand der Technik und notwendige Innovationen
[10]

Voraussetzungen an die Anlage („VHPready konforme Maschinen“) im Standard VHPready 4.0 sind in Tabelle 4 dargestellt [10].

Parameter	Anforderungen an VHPready konforme Maschine	Konform mit Annahmen im Projekt
Anfahrsgeschwindigkeit	Konformität mit Sekundärregelleistung: Reaktion nach 30 Sekunden Volllast nach 5 Minuten	Ja, alle untersuchten Technologien (Elektroheizung, Wärmepumpe, Gaskessel, BHKW) erfüllen diese Anforderung
Starthäufigkeit	Eine steuerungs- und maschinenseitige Beschränkung der Starthäufigkeit darf nicht vorhanden sein	Sollte in Zukunft mit berücksichtigt werden, da z.B. Wartungshäufigkeit i.A. der Starts
Mindestlaufzeit pro Start	Eine steuerungs- und maschinenseitige Beschränkung darf nicht vorhanden sein	Sollte in Zukunft mit berücksichtigt werden, um 'unsinnige' Betriebszustände zu verhindern
Mindeststillstandszeit pro Stopp	Eine steuerungs- und maschinenseitige Beschränkung sollte (wenn möglich) nicht vorhanden sein	Sollte in Zukunft mit berücksichtigt werden, um 'unsinnige' Betriebszustände zu verhindern
Leistungsmodulation	Muss innerhalb von 5 Minuten Volllast erreichen können	Ja (siehe Anfahrsgeschwindigkeit)

Tabelle 4: Anforderungen an VHPready konforme Maschinen und Konformität mit dem Projekt [10]

Aus Tabelle 3 und Tabelle 4 wird ersichtlich, dass in Zukunft weitere Entwicklungen nötig sind, um die Annahmen und Simulationsergebnisse im Projekt in der Realität umzusetzen. Die Definitionen aus VHPready resultieren aus dem primären Entwicklungsziel sekundäre und tertiäre Regelleistung, also heute existierende spezifische Produkte, zu ermöglichen. Die Regel- und Steuerkonzepte im Projekt gehen jedoch darüber hinaus, z.B. bei Optimierung auf CO₂-Emissionen. Für die Umsetzung sind dementsprechend Anpassungen/Erweiterungen an heutigen Kommunikationsstandards nötig.

Beurteilung der Umsetzbarkeit

Im Projekt wird davon ausgegangen, dass Gebäude mit verschiedenen Wärmetechnologien (elektrifiziert/stromunabhängig) beheizt werden. Mit verschiedenen Regelkonzepten soll der Einsatz dieser Technologien optimiert werden um verschiedene Ziele zu erreichen. Heutige Standards berücksichtigen heute existierende Produkte, im Falle von VHPready vor allem sekundäre und tertiäre Regelleistung. **Dementsprechend erfordern die Regelkonzepte im Projekt einen umfassenderen Datenaustausch als er von heutigen Kommunikationsstandards berücksichtigt wird** (vgl. Tabelle 3 und Tabelle 4).

Grundsätzlich ist jedoch der heutige Stand der Technik sehr gut geeignet, um dezentrale Anlagen kommunikationstechnisch an zentrale Leitsysteme anzubinden (vgl. Tabelle 2). Für die Regelkonzepte im Projekt sind Erweiterungen notwendig, die vor allem eine größere Anzahl an Technologien/Anlagen zulassen (weniger Einschränkung der Starthäufigkeit, Mindestlaufzeit und Mindeststillstandszeit), als auch eine feinere Ansteuerung der Einzelanlagen ermöglichen (z.B. Betrieb Wärmepumpe, Betrieb Gaskessel, Speicher beladen/Speicher entladen). **Diese Erweiterungen lassen sich unserer Einschätzung nach innerhalb kurzer Zeit (wenige Jahre) in bestehende Standards implementieren. Somit kann ein solcher intelligenter**

Kommunikationsstandard, flächendeckend in Smart Metern implementiert einen wichtigen Eckpfeiler künftiger Smart Grids darstellen.

In einem Szenario 2050, in dem bereits Smart Meter der 2. Oder 3. Generation in vielen Gebäuden existieren, die problemlos um die erforderlichen kommunikations- und steuerungstechnischen Funktionalitäten erweitert werden können, sind die Annahmen aus dem Projekt dementsprechend aus technischer Sicht problemlos realisierbar.

Hemmnisse bei der Implementierung neuer Funktionalitäten in Smart Meter und der flächendeckenden Einführung der Geräte **sind demnach regulatorisch und wirtschaftlich bedingt**. Regulatorische Rahmenbedingungen entsprechend anzupassen, sollte aufgrund des grundsätzlichen Willens die Energiewende voranzutreiben möglich sein.

Der entscheidende Punkt ist aus unserer Sicht, ob der systemweit erzielbare Effekt eine flächendeckende Einführung wirtschaftlich rechtfertigt. Um diese Antwort zu beantworten sind weitere wissenschaftliche Erkenntnisse erforderlich.

3.2. Erbringung der Systemdienstleistung und Must-Run-Leistungen

Die größte Herausforderung bei der Entwicklung zu einem Stromsystem mit sehr hohen Anteilen Erneuerbarer Energien liegt in der Erbringung der notwendigen Systemdienstleistungen ohne konventionelle Kraftwerke. In Kapitel 2.4 und 2.5 sind zukünftige Bedarfe an Systemdienstleistungen sowie neue, alternative Technologien zur Erbringung dieser beschrieben.

Sekundäre und tertiäre Regelleistung, Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung, der Versorgungswiederaufbau und die Betriebsführung können perspektivisch bis 2030 vollständig mit neuen Technologien, ohne die Verwendung konventioneller Kraftwerke erbracht werden. Die zur Frequenzhaltung benötigte Momentanreserve und primäre Regelleistung wird zumindest in 2030 noch teilweise durch konventionelle Kraftwerke erbracht werden müssen. Dafür ist eine ‚Must-Run‘-Leistung konventioneller Kraftwerke nötig.

Perspektivisch gehen wir jedoch davon aus, dass bis 2050 auch die Momentanreserve und primäre Regelleistung durch neue Technologien erbracht werden können und bis dahin keine ‚Must-Run‘-Leistung konventioneller Kraftwerke mehr nötig sein wird. Für die Deckung der Stromnachfrage in Zeiten mit längerer Windflaute ist jedoch nach wie vor eine konventionelle ‚Reserveleistung‘ vorzuhalten.

Im Folgenden wird in Abbildung 5 als „pessimistische Vergleichsvariante“ der hypothetische Fall betrachtet, dass die Momentanreserve doch noch teilweise über konventionelle Kraftwerke gedeckt werden muss. Diese Variante stellt einen möglichen Vergleichsfall für die im Projekt durchzuführenden Modellrechnungen dar, in denen auch konventionelle Kraftwerke mitbetrachtet werden. Mit dieser Vergleichsvariante kann also beispielsweise ein pessimistisches Szenario durchgerechnet werden, in dem aufgrund mangelnden Ausbaus alternativer Technologien weiterhin ein konventioneller Erzeugungsanteil zur Erbringung von Systemdienstleistung notwendig ist.

Rechenbeispiele (pessimistische Vergleichsvariante):

1. Konventionelle ‚Must-Run‘-Leistung 2030 bis 2040/2050 („Deutschland“):

Die konventionelle ‚Must-Run‘-Leistung, die bis 2040/2050 an das deutsche Stromnetz angeschlossen sein muss, um die notwendige Momentanreserve zu erbringen, kann wie folgt abgeschätzt werden:

Die dena schätzt, dass von der in 2030 benötigten Momentanreserve von 372MW (0,95MWh) ca. 118MW (0,28MWh) weiterhin von konventionellen Kraftwerken erbracht werden müssen [6].

Bis 2050 rechnen wir mit der nächsten Generation flexibler GuD-Kraftwerke, mit einer Leistungsänderungsgeschwindigkeit von ca. 7%/min und einer technischen Mindestleistung von ca. 20%. Da die Momentanreserve innerhalb von 30 Sekunden zu erbringen ist, können 3,5% der Nennleistung erbracht werden, dafür ist ein Betrieb bei 23,5% der Nennleistung erforderlich. Daraus folgt:

$$\text{‚Must-Run‘-Leistung (Deutschland): } 118\text{MW} / 3,5\%P_N * 23,5\%P_N = 795\text{MW.}$$

*(Anmerkung: Die ‚Must-Run‘-Leistung in 2030 wird voraussichtlich noch überwiegend von Kohlekraftwerken heutigen technischen Standards erbracht. Bei einer technischen Mindestleistung von 50% und einer kurzfristig realisierbaren Leistungsänderungsgeschwindigkeit von ca. 4% ergibt sich eine ‚Must-Run‘-Leistung für 2030 von ca.: $118\text{MW} / 2\%P_N * 52\%P_N = 3.068\text{MW.}$)*

2. Konventionelle ‚Must-Run‘-Leistung bis 2040/2050 („Anteil der Wohngebäude“)

Unter der Annahme, dass die Berechnung der dena aus 2013 auf dem Stromverbrauch von 2012 basiert, bezieht sich oben ermittelte Must-Run-Leistung von 795MW auf eine maximale vertikale Netzlast (Summe aller Leistungsflüsse zu den Endverbrauchern) von ca. 54,5 GW [16]. Eine anteilig notwendige konventionelle Must-Run-Leistung für den Stromverbrauch in Wohngebäuden kann vereinfachend (Netzverluste vernachlässigt) über den Anteil der jährlichen maximalen Bezugsleistung der Wohngebäude an der o.g. maximalen vertikalen Netzlast ermittelt werden. Für einen maximalen Strombezug von 15 GW (Jahreshöchstleistung) im Wohngebäudesektor ergibt sich demnach folgende Must-Run-Leistung:

$$\text{‚Must-Run‘-Leistung (Anteil Wohngebäude)} = 15\text{GW}/54,5\text{GW} * 795\text{MW} \approx 220\text{MW.}$$

Abbildung 5: Rechenbeispiel zur Ermittlung der konventionellen ‚Must-Run‘-Leistung zwischen 2030 und 2040/2050 [eigene Herleitung]

3.3. Ausgleich innerhalb des Simulationsschrittes von 1 Stunde

Mittels einer Auswertung der ¼-stündigen Einspeisezeitreihen wurde in Kapitel 2.3 die Fluktuation Erneuerbarer Energien in 2050 mit einem konventionellen Ansatz abgeschätzt. Abgeleitet wurde eine maximale Fluktuation innerhalb einer Viertelstunde von ca. +/- 15GW, die vom künftigen Stromnetz ausgeglichen werden muss.

In Kapitel 2.5 sind alternative Technologien zur Erbringung von Systemdienstleistungen aufgeführt, die größtenteils bereits 2030 heutige konventionelle Kraftwerke ersetzen können (die Einschätzung wird von der dena geteilt [6]). Bis 2050 werden, vermehrte Nutzung dieser neuen Technologien vorausgesetzt, alle benötigten Systemdienstleistungen durch alternative Technologien erbracht werden können. Daraus resultiert unter anderem der Bedarf an ca. +/- 2.500MW sekundärer und +/- 4.000MW tertiärer Regelleistung, die zum Ausgleich der Fluktuation herangezogen werden können. In Extremfällen können bei positiver Fluktuation

(kurzfristig mehr Einspeisung im Netz vorhanden) das intelligente Einspeisemanagement, bei negativer Fluktuation (weniger Einspeisung) Virtuelle Kraftwerke, Lastmanagement bis hin zu Lastabwurf genutzt werden um das System stabil zu halten.

Demnach stehen unserer Einschätzung nach, auch für den konventionell abgeschätzten Fluktuationsbedarf in 2050, ausreichend Technologien zur Verfügung um alle Schwankungen bzgl. Stromangebot und Stromnachfrage innerhalb einer Stunde auszugleichen. Wir halten demnach den Simulationsschritt von 1 Stunde im Projekt für ausreichend.

3.4. Engpässe und Leistungsgrenzen im Stromnetz

Im Projekt sollen verschiedene Szenarien durchgerechnet werden, die eine unterschiedliche Verbreitungen verschiedener Wärmetechnologien (z.B. Mikro-BHKW, BHKW, Wärmepumpen, Stromheizung, Spitzenlastkessel) in Wohngebäuden beinhalten. Um unrealistische Annahmen zu vermeiden, sollen im Rahmen dieser Darstellung Grenzwerte ermittelt werden, die die technisch maximal umsetzbaren Verteilungsgrade aus Sicht der Stromnetze beschreiben.

Zu dem heutigen Zeitpunkt kann dahingehend keine klare Aussage getroffen werden, da sich verschiedene Elemente gegenüberstehen, die in Tabelle 5 dargestellt sind.

Maßnahme/Technologie	Beschreibung/Spezifikation	Bedeutung für vermehrte Nutzung elektrifizierter Wärmetechnologien
Dimensionierung bestehender Ortsnetzstationen, Leitungen und Hausanschlüsse	Auf Basis normierter Annahmen zu Gleichzeitigkeitsfaktoren verschiedener Technologien: ohne „großzügige Reserven“	Mögliche (elektrische) Engpässe an Ortsnetzstationen, Leitungen und Hausanschlüssen
Standardgrößen bei Ortsnetzstationen und Leitungen	Häufig Installation der „nächst größeren“ Nennleistung	Nutzung vorhandener Reserven möglich
Sanierung des Gebäudebestands	Zukünftig weniger Wärmebedarf in Gebäuden	Ausschöpfung neu entstehender Reserven
Nutzung neuer Technologien	Nutzung von Lastmanagementsystemen	Verringerung der Gleichzeitigkeitsfaktoren möglich

Tabelle 5: Maßnahmen/Technologien und deren Bedeutung für die vermehrte Nutzung elektrifizierter Wärmetechnologien [eigene Darstellung]

Aus Tabelle 5 wird ersichtlich, dass eine nähere Untersuchung der verschiedenen Einflüsse nötig ist, um mögliche Engpässe quantifizieren zu können. Zu dem jetzigen Zeitpunkt gehen wir davon aus, dass aufgrund vorhandener Reserven und dem abnehmenden Wärmebedarf signifikante Potentiale vorhanden sind, künftig vermehrt elektrifizierte Wärmetechnologien in Wohngebäuden zu nutzen. Jedoch sind Engpässe, zumindest in den kältesten Tagen im Jahr, nicht auszuschließen, weshalb Aussagen zu möglichen Leistungsgrenzen erst nach eingehender Untersuchung möglich sind. Wir gehen aber davon aus, dass Spitzenlastkessel auf Basis von Öl- oder Gas, zumindest in gewissen Maße, weiterhin nötig sein werden.

Anfang 2017 eine Abschlussarbeit zu dem Thema an der Hochschule Darmstadt beginnen, mit dem Ziel, mögliche Engpässe und Leistungsgrenzen zu identifizieren und zu quantifizieren.

3.5. Weitere Herausforderungen und abschließende Beurteilung

Weitere Herausforderungen bei der Wandlung hin zu Smart Grids betreffen nicht-technische Faktoren. So zeigte beispielsweise eine Auswertung vergleichbarer Pilotprojekte, dass die Adaption zentraler Heizungs- und Klimasteuerungen in Wohngebäuden bei den Bewohnern weitere Untersuchungen und neue Maßnahmen erfordert [9]. Der ‚Faktor Mensch‘ ist also bei zukünftigen Entwicklungen mit zu berücksichtigen.

Neue regulatorische Rahmenbedingungen sind für die Einführung neuer Technologien unumgänglich. Dies betrifft quasi sämtliche Bereiche, z.B. die Kommunikationsstruktur, Erneuerbare-Energien-Anlagen, Smart Meter, Datenschutzrichtlinien, Netzbetriebsrichtlinien und viele mehr [3][4][7].

Zusammenfassend gehen wir -auch da mit den Erlassen zur Energiewende bis 2050 ein politisch weitreichend akzeptierter Rahmen existiert- davon aus, dass die genannten Herausforderungen gemeistert werden und die Umsetzung der im Projekt untersuchten Maßnahmen realisierbar ist.

4. Zusammenfassung

Die Untersuchung zeigte die grundsätzliche Realisierbarkeit der geplanten Simulationsszenarien im Projekt. Aus Sicht der elektrischen Netze in 2050 können die Simulationsergebnisse realisiert werden, ohne dass ein Rückgang der Versorgungssicherheit zu erwarten ist. **Bezüglich der Verwendung elektrifizierter Wärmetechnologien bestehen jedoch möglicherweise Einschränkungen, die in einer weiteren Untersuchung näher zu bestimmen sind.** Gegebenenfalls sind Spitzenlastkessel auf der Basis von Öl oder Gas für die kältesten Tage im Jahr zu berücksichtigen. Folgende wesentliche Punkte wurden festgehalten:

Systemdienstleistungen für einen sicheren Netzbetrieb in 2050 können höchstwahrscheinlich vollständig von alternativen Technologien erbracht werden – ein sicherer Netzbetrieb ist auch bei hohen Anteilen Erneuerbarer Energien möglich, **es wird voraussichtlich keine konventionelle Kraftwerksleistung („Must-Run“-Leistung) benötigt.**

Die zeitliche Auflösung der Simulation von einer Stunde ist ausreichend, ein unterstündiger Ausgleich kann von neuen Technologien übernommen werden.

Für die Umsetzung der im Projekt simulierten Zusammenspiele zwischen Wärmetechnologien werden weitere Innovationen benötigt. **Die heute vorhandenen Technologien und Kommunikationsstandards ermöglichen jedoch bereits grundlegende Funktionen. Eine Weiterentwicklung und Implementierung notwendiger Zusatzfunktionen bis 2050 ist aus technischer Sicht kein Problem.** Die flächendeckende Einführung der notwendigen IT-Infrastruktur kann im Rahmen der Entwicklung von Smart Grids und den „Smart Meter Rollout“ erfolgen. **Der entscheidende Punkt für eine solche Umsetzung ist, ob die erzielbaren Effekte den wirtschaftlichen Aufwand rechtfertigen.** Diesbezüglich sind noch weitere Untersuchungen notwendig.

Bei der vermehrten Nutzung elektrifizierter Wärmetechnologien im Gebäudebestand bestehen bei zeitgleicher Inanspruchnahme in Kälteperioden möglicherweise Einschränkungen aus Sicht des Stromnetzes. Gegebenenfalls **können elektrifizierte Wärmetechnologien wie Wärmepumpen, Stromheizungen oder BHKW's/Mikro-KWK-Anlagen nicht für alle Wohngebäude vorgesehen werden, da elektrotechnische Restriktionen in Ortsnetztransformatoren, Stromleitungen oder Hausanschlüssen bestehen.** Eine mögliche Lösung für das Problem wäre einen variablen Anteil an Gebäuden mit Öl-/Gas-/Holzheizung, sowie einen Anteil an Gebäuden mit zusätzlichem Spitzenlastkessel auf Öl-/Gas-basis **vorzusehen.** Die Problematik wird im ersten Halbjahr 2017 in einer Masterarbeit näher untersucht.

Grundsätzlich erwarten wir in Zukunft die vermehrte Verbreitung intelligenter Kommunikations- und Steuertechnik im Stromnetz, die in Summe die Wärmewende und die damit verbundene vermehrte Nutzung elektrifizierter Wärmetechnologien begünstigt. Ebenfalls wurden mit den Beschlüssen des Bundestages zur Energiewende weitreichend akzeptierte politische Beschlüsse gefasst, die den Wandel zu einer effizienteren Nutzung der Ressourcen zum Ziel hat. Wir erwarten daher, dass sowohl der politische Wille als auch die politische Unterstützung notwendige künftige Änderungen an regulatorischen Rahmenbedingungen ermöglicht.

5. Quellenangaben

- [1] N. Krzikalla et al.: „Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien – Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie“, BET Aachen, 2013.
- [2] L. Bird et al.: „Integrating Variable Renewable Energy: Challenges and Solutions“ NREL National Renewable Energy Laboratory, NREL/TP-6A20-60451, September 2013.
- [3] Energynautics GmbH, Öko-Institut e.V., Bird & Bird LLP: „Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz 2030 - Endbericht“, Darmstadt Freiburg München, 22. Januar 2014.
- [4] VDE-Studie: „Der zelluläre Ansatz – Grundlage einer erfolgreichen, regionenübergreifenden Energiewende“, Frankfurt a.M., Juni 2015.
- [5] VDE-Studie: „Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene – Anwendungen und Wirtschaftlichkeit sowie Auswirkungen auf die elektrischen Netze“, Frankfurt a.M., 2015.
- [6] dena-Studie: „Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien - Endbericht“, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, 11.02.2014.
- [7] acatech Studie: „Future Energy Grid – Migrationspfade ins Internet der Energie“, acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, Berlin, 2012.
- [8] A.-Cl. Agricola, H. Seidl: „Sicherheit und Zuverlässigkeit der Stromversorgung von morgen“, et-energie, Juni 2014 [Online: <http://www.et-energie-online.de/AktuellesHeft/Topthema/tabid/70/NewsId/988/Sicherheit-und-Zuverlässigkeit-der-Stromversorgung-von-morgen.aspx>] (Letzter Zugriff: 27.10.2016).
- [9] E. McKenna, E. Ghosh, M. Thomson: „Demand response in low-carbon power systems: a review of residential electrical demand response projects“, 2nd International Conference on Microgeneration and Related Technologies, Glasgow, UK, 4.-6. April 2011.
- [10] VHPready: „Technische Anforderungsspezifikationen (TAF)“, Informationen des Industrieforums VHPready e.V., 01.03.2016 [Online: <https://www.vhpready.de/dokumente/>] (Letzter Zugriff: 28.10.2016).
- [11] Adaptive Balancing Power GmbH: „Enabling renewables. Adaptive entwickelt, fertigt und vertreibt einen neuartigen Energiespeicher zur dynamischen Stromnetzstabilisierung“, Produktpräsentation beim BET-Energieforum, Aachen, 06.10.2016.
- [12] NETZ-TRANSPARENZ.DE: „Solarenergie Hochrechnung und Windenergie Hochrechnung“, Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Online: <http://www.netztransparenz.de/> (Letzter Zugriff: 31.10.2016).
- [13] BNetzA: „Zahlen, Daten und Informationen zum EEG“, Online: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/zahlenunddaten-node.html (Letzter Zugriff: 31.10.2016).
- [14] F. Frontzek: „Rechnergestützte Anlagenplanung (RAP) – Vorlesungsskript“, Hochschule Darmstadt, Griesheim, 02.03.2012.
- [15] DIN Deutsches Institut für Normung e.V.: „DIN 18015-1 Elektrische Anlagen in Wohngebäuden – Teil 1: Planungsgrundlagen“, Berlin, September 2013.
- [16] RP-Energie-Lexikon: „Vertikale Netzlast“, Online: https://www.energie-lexikon.info/vertikale_netzlast.html (Letzter Zugriff: 27.01.2017)

6. Begriffe, Abkürzungen und Einheiten

Begriffe

Kurzschlussleistung Der Begriff Kurzschlussleistung S_K wird in der elektrischen Energietechnik verwendet und wird aus Kurzschlussstrom I_K und Nennspannung U_N über folgenden Zusammenhang ermittelt: $S_K = I_K * U_N * \sqrt{3}$. Die Kurzschlussleistung wird als Scheinleistung ausgedrückt und ist ein theoretisches Konstrukt (Kurzschlussstrom und Nennspannung treten nie gemeinsam auf), das den Innenwiderstand an einem Knoten beschreibt. Die Größe dient unter anderem dazu, elektrische Anlagen zu dimensionieren und das Schaltvermögen von Leistungsschaltern zu quantifizieren. Im Zusammenhang mit Stromnetzen beschreibt die Kurzschlussleistung die Netzimpedanz an einem Knoten und drückt damit auch die Spannungsstabilität eines Netzes aus:

- Hohe Kurzschlussleistung → Niedrige Netzimpedanz → „Starre“ Spannung (geringe Sensitivität auf Laständerungen)
- Niedrige Kurzschlussleistung → Hohe Netzimpedanz → Hohe Spannungssensitivität auf Laständerungen

Spannungshaltung Der Begriff Spannungshaltung beschreibt in der Energietechnik aktive technische Maßnahmen auf allen Spannungsebenen, die die Spannung an einem Knoten in vorgegebenen Grenzen halten. In der Netztechnik übernehmen diese Aufgaben beispielsweise Generatoren (durch Anpassung der Wirk- oder Blindleistung) oder regelbare Transformatoren (durch Anpassung des Übersetzungsverhältnisses der eingangs- zur ausgangsseitigen Spannung). In Europa ist die Netzspannung in der IEC 60038 festgelegt, die tatsächliche Spannung darf um ± 10 V von der Nennspannung abweichen. Maßnahmen zur Spannungshaltung in der Niederspannung beeinflussen die Netzspannung daher typischerweise um einige Volt, maximal im niedrigen zweistelligen Bereich.

Frequenzhaltung Unter Frequenzhaltung in Wechselspannungs- und Drehstromnetzen versteht man verschiedene Maßnahmen, die Netzfrequenz in engen Grenzen zu halten. Im Europäischen Stromnetz wird diese Aufgabe kurzfristig größtenteils von Synchrongeneratoren in großen thermischen Kraftwerken übernommen, die aufgrund einer direkten Relation zwischen Netzfrequenz und Drehzahl zu der Trägheit des Netzes (verzögerte Beeinflussung der Frequenz bei Leistungsänderungen) beitragen („Momentanreserve“). Darüber hinaus wird Regelleistung dazu verwendet kurzfristig auf Leistungsänderungen zu reagieren und so die erforderliche Momentanreserve wiederherzustellen.

Dispatch	Unter Dispatch versteht man in der Energiewirtschaft die Einsatzplanung von Kraftwerken („Kraftwerkseinsatzplanung“) unter betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten.
Redispatch	Unter Redispatch versteht man in der Energiewirtschaft die kurzfristige Änderung der Kraftwerkseinsatzplanung auf Anordnung der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) hin. Redispatch-Maßnahmen werden beispielsweise notwendig, wenn die mittelbar bevorstehende Einspeisung aus fluktuierenden Energiequellen wie PV- und Windkraft aufgrund aktualisierter Wetterprognosen von der geplanten Einspeisung abweicht.
n-1-Kriterium	Die n-1-Sicherheit beschreibt in der Netztechnik einen Zustand, bei dem die Versorgungssicherheit auch dann gewährleistet ist, wenn ein Betriebsmittel, z.B. ein Kabel, ein Transformator oder ein Generator ausfällt oder abgeschaltet wird. Im Falle eines Ausfalls/einer Abschaltung kommt es dabei zu keiner Versorgungsunterbrechung oder einer Ausweitung der Störung. Frequenz und Spannung bleiben in zulässigen Grenzen, verbleibende Betriebsmittel werden nicht überlastet.
Stromausfall	Unter einem Stromausfall (engl. Blackout) versteht man einen Stromausfall bzw. eine unbeabsichtigte, unvorhergesehene Unterbrechung der Stromversorgung. Ein Stromausfall kann grundsätzlich auf allen Netzebenen auftreten.
Schwarzfall	Unter einem Schwarzfall versteht man einen großflächigen, im gesamten Netz auftretenden Stromausfall, bei dem auch die Stromversorgung der Kraftwerke zusammengebrochen ist.
Versorgungswiederaufbau	Der Versorgungswiederaufbau ist ein definierter Prozess, der technische und organisatorische Maßnahmen beinhaltet, um eine Stromversorgung wiederherzustellen. Für den Versorgungswiederaufbau nach einem Schwarzfall werden ‚schwarzstartfähige‘ Kraftwerke benötigt, die in der Lage sind, ihre Stromproduktion auch ohne externe Stromversorgung wiederherzustellen (z.B. Pumpspeicherkraftwerke).
Smart Meter	‚Smart Meter‘ ist ein ungeschützter Begriff, der in der Energietechnik grundsätzlich die neue Generation von Energiezählern umfasst, die zusätzlich zu der (lokalen) Erfassung von Energieverbräuchen eine kommunikationstechnische Anbindung an zentrale IT-Systeme der Netzbetreiber beinhalten. In dieser Studie nehmen wir daher an, dass künftige Smart Meter ein Kommunikations-Gateway zwischen dezentraler Anlage und Netzbetreiber bereitstellen und neben der Übermittlung von Messwerten auch steuerungstechnische Befehle des Netzbetreibers verarbeiten und an die dezentrale Anlage weitergeben können.

Abkürzungen

PV	Photovoltaik
WKA	Windkraftanlage
EE	Erneuerbare Energien
EE-Einspeisung	(Strom-)Einspeisung aus Erneuerbaren Energien
entso-e	European network of transmission system operators for electricity
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber (HS-Netze (400kV), teilweise 110kV)
VNB	Verteilnetzbetreiber (NS- und MS-Netze bis 20kV, teilweise 110kV)
dena	Deutsche Energie Agentur GmbH
VHP	Virtual Heat and Power Plant (Virtuelles Heizkraftwerk)
VHKW	Virtuelle Heizkraftwerke
BHKW	Blockheizkraftwerk
WoE	Wohneinheiten
ONT	Ortsnetztransformator
iONT	intelligenter Ortsnetztransformator (mit Regelung der Ausgangsspannung)
ON-Zuleitung	Ortsnetz-Zuleitung

Einheiten

W	Watt
m ²	Quadratmeter
W/m ²	Watt pro Quadratmeter
kW	Kilowatt (1 x 10 ³ Watt)
MW	Megawatt (1 x 10 ⁶ Watt)
GW	Gigawatt (1 x 10 ⁹ Watt)
Wh	Wattstunde
kWh	Kilowattstunde
MWh	Megawattstunde
GWh	Gigawattstunde
s, min, h	Sekunde, Minute, Stunde
D, M, Y, a	Tag, Monat, Jahr, annum

Anhang E: Erläuterungen zu den technischen Parametern und Kosten von Kraftwerken, KWK-Anlagen und Strom- speichern

MEMO

TECHNISCHE PARAMETER UND KOSTEN VON
KRAFTWERKEN, KWK-ANLAGEN UND STROM-
SPEICHERN

Datum:	Aachen, 30.03.2017
An:	IWU, Nikolaus Diefenbach
Von:	Norbert Krzikalla

1 AUSLEGUNGSVARIANTEN VON GAS- UND DAMPFTURBINEN-
ANLAGEN UND BHKW

Gasturbine:

- Ohne Abhitzekeessel (reine Stromerzeugung)
- Mit Abhitzekeessel (Wärmenutzung); durch einen Bypass lässt sich auch nur Strom erzeugen; Investitionskosten Abhitzekeessel (Zusatzkosten Wärmenutzung) ca. 125 €/kW_{th}

GuD-Kraftwerk, Holz-HKW, alle Anlagen mit Dampfturbinen:

- Kondensationsturbine
 - o Ohne Wärmenutzung
 - o Mit Wärmenutzung („Entnahme-Kondensationsturbine“): Hierbei sind eine Anzapfung an der Dampfturbine bei den benötigten Druck- und Temperaturwerten und ein zusätzlicher Heizkondensator erforderlich. Ausschließliche Stromerzeugung ist möglich, wenn kein Wärmebedarf vorhanden ist; dann wird lediglich an der Anzapfung kein Dampf entnommen und damit automatisch mehr Strom erzeugt wie in einer reinen Kondensationsturbine; zusätzliche Investitionskosten für die Wärmeauskopplung: ca. 13 €/kW_{th}; dies gilt unter der Annahme, dass das Kraftwerk zum Zweck der Stromerzeugung ohnehin gebaut wurde, also alle Investitionskosten der Stromerzeugung zugerechnet werden und nur die Zusatzkosten für die Wärmeauskopplung der Wärme zugerechnet werden.
- Gegendruckturbine
 - o Erzeugt immer Strom und Wärme in konstantem Verhältnis; die Anlage wird i. d. R. auf den Wärmebedarf ausgelegt und in erster Linie zum Zweck der Wärmeerzeugung gebaut. Insofern wären hier die gesamten Investitionskosten der Wärme zuzurechnen (kommt für Raumwärmeversorgung eigentlich nicht in Betracht, eher für Prozesswärme mit höheren Temperaturen und Drücken)

BHKW:

- Erzeugt immer Strom und Wärme in konstantem Verhältnis
- Durch Notkühler und/ oder Abgas-Bypass ist kurzfristig auch reine Stromerzeugung möglich, aber in größerem Umfang nicht wirtschaftlich. Mehrkosten für Notkühler und Bypass sind vernachlässigbar.

Theoretisch könnte man ein Motoren-Kraftwerk ohne Wärmenutzung bauen. Dann könnte man auf Kühlwasser-Wärmetauscher und Abgas-Wärmetauscher verzichten. Das ist aber nicht sinnvoll und nicht wirtschaftlich. Dann baut man lieber eine Gasturbine (billiger) oder ein GuD (höherer Wirkungsgrad)

2 DATENQUELLEN

Von BET wurden insbesondere Daten zu technischen Parametern und Kosten von konventionellen Kraftwerken, KWK-Anlagen (GuD, Gasturbinen und BHKW) und Stromspeichern geliefert. Die Daten wurden in Form einer Excel-Tabelle zur Verfügung gestellt.

Alle im Projekt zur Verfügung gestellten Daten zu konventionellen Kraftwerken und KWK-Anlagen (GuD, Gasturbinen und BHKW) basieren auf Projekterfahrungen von BET. Die konkreten Zahlen je BET-Projekt unterliegen i. d. R. der Geheimhaltung, so dass sie im Einzelnen nicht belegt werden können.

Es handelt sich somit um BET-interne Schätzwerte für die jeweiligen Anlagentypen, basierend auf einer mehr oder weniger großen Zahl bekannter Projekte. Die exakten Werte sind immer von den speziellen Gegebenheiten des jeweiligen Projektes abhängig, z. B. Vorhandensein von Grundstücken und Gebäuden, Anbindungsmöglichkeiten an das Gas-, Strom- und Wärmenetz, besondere Schallschutz- oder Emissionsanforderungen, Beschaffenheit des Grundstücks etc., so dass es zu erheblichen Streubreiten kommen kann.

Für einige Sonderfragestellungen, bei denen keine Projekterfahrungen von BET vorliegen, wurde zusätzlich das Planungsbüro „Beratende Ingenieure Rejek“, Düsseldorf, eingebunden. Auch bei den Daten der Firma Rejek handelt es sich um Schätzungen auf Basis von Projekterfahrungswerten. Diese betrafen die Kosten für einen 50 MW Abhitzekeessel sowie die zusätzlichen Investitionskosten für die Wärmeauskoppelung aus einem Kondensationskraftwerk.

Für die Kosten von Stromspeichern liegen bei BET keine Erfahrungswerte vor, so dass hier auf Daten aus Studien zurückgegriffen wurde. Im Wesentlichen wurden die Daten den folgenden drei Studien entnommen:

- Die BET-Studie „Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien“ im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie, 2013
- Die Metastudie „Energiespeicher“ des Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT im Auftrag des BMWi, 2014
- Elsner, Peter; Sauer, Dirk Uwe: Energiespeicher – Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“, Nov. 2015

Bei allen drei Studien handelt es sich um Metastudien, in denen die Ergebnisse aus diversen anderen Studien zusammengetragen und ausgewertet wurden. Letztgenannte Studie enthält sowohl eine Größendifferenzierung bei Li-Ion-Batterien als auch eine Prognose der Kostendegression bis 2050. Es wird erwartet, dass die Kosten auf ca. 30% der heutigen Werte sinken. Diese Prognose findet sich auch in anderen Studien wieder.

Anhang F: Anlagenkenndaten von brennstoffbetriebenen Kraftwerken/ Heizkraftwerken und Stromspeichern

Tabelle F-1: Kenndaten von Kraftwerken und Heizkraftwerken

große Kraftwerke / Heizkraftwerke (mit Dampf- bzw. Gasturbinen)								
		Erdgas-GuD Großkraftwerk	Erdgas-GuD Heizkraftwerk	Gasturbine Kraftwerk/HKW	Holz-Kraftwerk Heizkraftwerk	Holz-HKW Heizkraftwerk	Steinkohle- Großkraftwerk	Braunkohle- Großkraftwerk
eingesetzter Brennstoff		Erdgas	Erdgas	Erdgas	Altholz	Holzackschnitzel	Steinkohle	Braunkohle
Kenndaten bei Vollast								
elektr. Leistung $P_{el,max}$ bei reiner Stromerzeugung.	$MW_{el,max}$	500	100	50	8,4	0,11	800	1000
elektr. Wirkungsgrad bei reiner Stromerzeugung	%	60%	60%	40%	30%	30%	46%	44%
maximale Wärmeauskopplung	$MW_{th,max}$	203	41	50	13	0,05	739	1023
Stromverlustkennzahl	-	0,18	0,18	-	0,2	-	0,2	0,2
Kenndaten bei minimaler Teillast								
elektr. Leistung P_{el} bei reiner Stromerzeugung.	MW_{el}	150	60	10	4,2	Entfällt, da Taktung im Vollastbetrieb	240	500
elektr. Wirkungsgrad bei reiner Stromerzeugung		54%	54%	36%	25%		41%	41,5%
maximale Wärmeauskopplung bei min. Teillast	MW_{th}	71	28	12	6,5		243	505
Stromverlustkennzahl	-	0,18	0,18	-	0,2		0,2	0,2
Kostendaten								
Investitionskosten (Kraftwerk ohne Wärmeauskopplung)	€/kW $_{el,max}$	900	1000	500			1600	1800
Zusatz-Investitionskosten für Wärmeauskopplung (falls relevant)	€/kW $_{th,max}$	100	-	-			100	100
wirtsch. Nutzungsdauer	a	25	25	25			40	40
jährl. Kosten für Wartg., Instandh., Versicherung, Personal	€/(kW $_{el,max}$ x a)	25	30	15			50	120
Sonst. Betriebskosten o. Brennstoffkosten, Entsorgung Reststoffe (bezogen auf Brennstoffverbrauch)	€/MWh $_{Br}$	0,42	0,42	0,08			1,15	1,1
Daten zur Regelbarkeit / Flexibilität								
Laständerungsgeschwindigkeit	%/min von $P_{el,max}$	8%	8%	15%	6%	30%	3%	3%
Minimale Teillast	% von $P_{el,max}$	30%	60%	20%	50%	50%	30%	50%
Zeit für Warmstart (nach < 8 h Abschaltung)	h	0,5	0,5	0,3	1	0,1	2,5	4
Zeit für Kaltstart (nach > 48 h Abschaltung)	h	2	2	0,3	4	0,1	5	8
Minimale Betriebszeit	h	1	1	0	4		5	8
Minimale Abschaltzeit	h	1	1	0	4		5	8
Maximal zulässige Anzahl Starts pro Jahr	Starts/Jahr	500	500	500	500	1000	500	500

el: elektrisch, Br: Brennstoff, Kostendaten auf elektrische Leistung bei Vollast bezogen. Brennstoffbezogene Angaben bezogen auf den (unteren) Heizwert

Kostenangaben: Gesamtkosten inklusive Nebenanlagen / Einbindung ins Netz, bezogen auf die maximale elektr. Leistung bei Vollast

Alle Wirkungsgradangaben: Nettowerte nach Abzug Eigenverbrauch

Tabelle F-2: Kenndaten von Blockheizkraftwerken (BHKW)

BHKW (ohne Biogas)				
		Erdgas	Erdgas	Erdgas
		50 kW _{el}	500 kW _{el}	10 MW _{el}
eingesetzter Brennstoff		Erdgas	Erdgas	Erdgas
elektr. Leistung P _{el}	kW _{el,max}	50	500	10.000
elektr. Wirkungsgrad	%	35%	42%	46%
thermischer Wirkungsgrad	%	50%	43%	39%
(Kenndaten bei minimaler Teillast => entfällt, da Taktbetrieb in Vollast)				
Kostendaten				
Investitionskosten BHKW (Gesamtsystem)	€/kW _{el}	3.200	1.300	1.100
wirtsch. Nutzungsdauer	a	15	20	20
jährl. Kosten für Wartg., Instandhaltung, Personal	€/MWh _{el}	25	12	6
Daten zur Regelbarkeit / Flexibilität				
Laständerungsgeschwindigkeit	%/min von P _{el}	30%	30%	20%
Zeit für Warmstart (nach < 8 h Abschaltung)	Minuten	3	3	5
Zeit für Kaltstart (nach > 48 h Abschaltung)	Minuten	3	3	5
Minimale Betriebszeit	Minuten	1	1	1
Minimale Abschaltzeit	Minuten	1	1	1
Maximal zulässige Anzahl Starts pro Jahr	Starts/Jahr	1000	1000	500

el: elektrisch, Br: Brennstoff, Kostendaten auf elektrische Leistung bei Vollast bezogen. Brennstoffbezogene Angaben bezogen auf den (unteren) Heizwert

Kostenangaben: Gesamtkosten inklusive Nebenanlagen / Installation / Einbindung ins Netz

Tabelle F-3: Kenndaten von Biogasanlagen

Biogas-Anlagen					
		BHKW	BHKW+Gasspeicher	nur Erdgas-Netzeinspeisung	nur Erdgas-Netzeinspeisung
		500 kW _{el}	1.000 kW _{el}	Anlagengröße passend zu Biogasanlage mit BHKW: Einspeiseleistung Biomethan ins Erdgasnetz: 220m ³ /h (Rohgas)	Typische Anlagengröße: Biogasaufbereitungsmenge: 150m ³ /h (Rohgas)
eingesetzter Brennstoff		Biogas	Biogas	Biomethan	Biomethan
Leistung*	kW _{el} / kW _{Br}	500	1000	55	38
Rohgaskapazität (Biogas aus Fermenter der BGA)	m ³ /h	219	219	220	150
Biomethan Aufbereitungs- und Einspeisekapazität	m ³ /h	entfällt	entfällt	129	88
elektr. Wirkungsgrad	%	38%	38%	entfällt	entfällt
thermischer Wirkungsgrad	%	44%	44%	entfällt	entfällt
Vollbenutzungsstunden	h/a	7000	3500	entfällt	entfällt
Wirkungsgrad Erdgas-Aufbereitung		entfällt	entfällt	97,5%	97,5%
<i>(Kenndaten bei minimaler Teillast => entfällt, da Taktbetrieb in Vollast)</i>					
Daten zur Regelbarkeit / Flexibilität					
Laständerungsgeschwindigkeit	%/min von P _{el}	30%	15%	entfällt	entfällt
Zeit für Warmstart (nach < 8 h Abschaltung)	Minuten	3	3	entfällt	entfällt
Zeit für Kaltstart (nach > 48 h Abschaltung)	Minuten	3	3	entfällt	entfällt
Minimale Betriebszeit	Minuten	1	1	entfällt	entfällt
Minimale Abschaltzeit	Minuten	1	1	entfällt	entfällt
Maximal zulässige Anzahl Starts pro Jahr	Starts/Jahr	1000	1000	500	500

*bei BHKW bezogen auf kW_{el}, bei Erdgas-Einspeisung bezogen auf kW_{Br}

el: elektrisch, Br: Brennstoff, Kostendaten auf elektrische Leistung bei Vollast bezogen. Brennstoffbezogene Angaben bezogen auf den (unteren) Heizwert

Alle Wirkungsgradangaben: Nettowerte nach Abzug Eigenverbrauch

Tabelle F-4: Kenndaten von Brennstoffzellen

Brennstoffzellen					
		Schmelzkarbonat (MCFC)	Festoxid (SOFC)		
		245kWel.	10kWel.	250kWel.	1000kWel.
eingesetzter Brennstoff		Wasserstoff, Erdgas	Wasserstoff, Erdgas	Wasserstoff, Erdgas	Wasserstoff, Erdgas
elektr. Leistung P_{el}	$kW_{el,max}$	245	10	250	1000
elektr. Wirkungsgrad	%	50%	35-40%	45%	55%
thermischer Wirkungsgrad	%	35%	35%	35%	entfällt
<i>(Kenndaten bei minimaler Teillast => entfällt, da Taktbetrieb in Vollast)</i>					
Daten zur Regelbarkeit / Flexibilität					
Laständerungsgeschwindigkeit	%/min von P_{el}	Keine Literaturangaben vorhanden. Annahme: Ähnlich Flexibel wie Erdgas-BHKW	Keine Literaturangaben vorhanden. Annahme: Ähnlich Flexibel wie Erdgas-BHKW	Keine Literaturangaben vorhanden. Annahme: Ähnlich Flexibel wie Erdgas-BHKW	Keine Literaturangaben vorhanden. Annahme: Ähnlich Flexibel wie Erdgas-BHKW
Zeit für Warmstart (nach < 8 h Abschaltung)	Minuten				
Zeit für Kaltstart (nach > 48 h Abschaltung)	Minuten				
Minimale Betriebszeit	Minuten				
Minimale Abschaltzeit	Minuten				
Maximal zulässige Anzahl Starts pro Jahr	Starts/Jahr	1000	1000	1000	1000

el: elektrisch, Br: Brennstoff, Kostendaten auf elektrische Leistung bei Vollast bezogen. Brennstoffbezogene Angaben bezogen auf den (unteren) Heizwert

Kostenangaben: Gesamtkosten inklusive Nebenanlagen / Installation / Einbindung ins Netz

Tabelle F-5: Kenndaten von elektrischen Energiespeichern

Stromspeicher							
		Dezentral kl. Gebäude	Dezentral großes Gebäude	Stromnetz	Stromnetz	Stromnetz Spitzenlastkappung	Stromnetz Zwischenspeicherung EE-Einspeisung
		Li-Ionen-Batterie (AC)	Li-Ionen-Batterie (AC)	Li-Ionen Batterie (groß)	Pumpspeicher (Stand Deutschland 2015)	Redox-Flow Batterie (groß)	Redox-Flow Batterie (groß)
Brutto-Speicherkapazität ($E_{SP,brutto}$)	kWh _{brutto}	10	50	8.000	52.000.000	2.000	12.000
max. Entladetiefe (DoD)	% von kWh _{brutto}	80%	80%	80%	90%	90%	90%
Netto-Speicherkapazität ($E_{SP,netto} = E_{SP,brutto} \cdot (1 - DoD)$)	kWh _{netto}	8	40	6.400	46.800.000	1.800	10.800
max. Beladeleistung	kW/kWh _{netto}	1,25 kW/kWh	1,25 kW/kWh	1,25 kW/kWh	0,111 kW/kWh	0,83 kW/kWh	0,19 kW/kWh
max. Entladeleistung	kW/kWh _{netto}	1,25 kW/kWh	1,25 kW/kWh	1,25 kW/kWh	0,125 kW/kWh	0,83 kW/kWh	0,19 kW/kWh
Gesamtwirkungsgrad η (Gesamtsystem aus Speicher und Regelung inkl. Gleich-/Wechselrichter bei der Be- und Entladung)	% bezogen auf Be-/Entladeleistung	82,5%	82,5%	82,5%	80,0%	80,0%	80,0%
zusätzliche kontinuierliche Verlustleistung (Speicherverluste und Eigenverbrauch): $p_{V,0}$	kW/kWh _{netto}	0,004 kW/kWh	0,004 kW/kWh	0,004 kW/kWh	0,000 kW/kWh	Speicherverluste vernachlässigbar gering. Eigenstrombedarf der Peripherie ca. 10-20% der Be- oder Entladeleistung.	
Investitionskosten Gesamtsystem	€/kWh _{netto}	350	300	165	150	830	265
kalendarische Lebensdauer	a	5-15 Jahre	5-15 Jahre	5-15 Jahre	80-100 Jahre	10+ Jahre	10+ Jahre
Zykluslebensdauer (max. Anzahl Zyklen)	-	1.000 - 10.000	10.000	10.000	10.000 - 30.000	12.000+	12.000+
jährliche Betriebskosten	€/(kWh _{netto} x a)	3,5	3	1,65	2,5	12,5	4,0