



Technik
Informatik & Medien

Hochschule Ulm



University of
Applied Sciences



Versorgungssicherheit und Netzstabilität durch
intelligente Regelung dezentraler Anlagen in Ulm

Abschlussbericht VuNdieRd

Eine Datenakquise zum
technischen Potenzial für
ein Virtuelles Kraftwerk in
Ulm

David E. Stakic, M. Sc.
Prof. Dr. Ing. Georg Kleiser
Erstellt: 2015/16





Bildquelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi); Vierter Monitoring-Bericht zur Energiewende; November 2015

Gefördert mit Mitteln der Solarstiftung Ulm/Neu-Ulm



Kontakte

Hochschule Ulm

Campus Böfingen, 89075 Ulm, Eberhard-Finckh-Straße 11
David E. Stacic, 0731/ 50 28 353, stacic@hs-ulm.de
Prof. Dr. Ing. Georg Kleiser, 0731/ 50 28 401, kleiser@hs-ulm.de

SWU Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm GmbH

89073 Ulm, Karlstraße 1-3
Andreas Ring, 0731/ 166 1690, andreas.ring@swu.de
Sebastian Gratzl, 0731/ 166 1680, sebastian.gratzl@swu.de

EvoBus GmbH - Werk Neu-Ulm

89231 Neu-Ulm, Carl-Zeiss-Straße 2
Horst Uhl, 0731/ 181 2404, horst.uhl@daimler.com
Bernd Kügele, 0731/ 181 2106, bernd.kuegele@daimler.com

Julius Gaiser GmbH & Co.KG

89077 Ulm, Blaubeurer Straße 86
Harald Kretschmann, 0731/ 3987 146, harald.kretschmann@gaiser-online.de

cupasol GmbH

88214 Ravensburg, Bahnhofstraße 11
Marco Eckardt, 0751 76962671, eckardt@cupasol.com

unw - Ulmer Initiativkreis nachhaltige Wirtschaftsentwicklung e. V.

89073 Ulm, Olgastraße 82
Magdalena Ulmer, 0731/ 88000 390, m.ulmer@unw-ulm.de

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis.....	4
Zusammenfassung.....	5
1. Einleitung	7
2. Projektorganisation.....	10
2.1. Die Projektpartner.....	10
2.2. Methodik und Arbeitsplan	11
2.2.1. AP 1: Datenakquise für Ulm	12
2.2.2. AP 2: Flexibilisierung von BHKW.....	12
2.2.3. AP 3: Analyse und Bewertung der akquirierten Daten	12
2.2.4. AP 4: Erstellung des Abschlussberichts	12
3. Ökonomisches Handlungsfeld eines VKW.....	13
3.1. Bilanzkreise	15
3.2. Day-Ahead-Handel (Spot-Markt).....	16
3.3. Intraday-Handel	17
3.4. Regelleistung.....	18
3.5. Entwicklung des Regelenergiemarkts	20
3.5.1. Primärregelleistung (PRL)	21
3.5.2. Sekundärregelung (SRL).....	21
3.5.3. Minutenreserveleistung (MRL)	22
3.6. Regionale Direktvermarktung.....	22
4. Spezifikation des technischen Potenzials	23
4.1. Ermittelte Technologien	23
4.1.1. Regelbare Stromerzeugungsanlagen (SEA).....	23
4.1.2. Regelbare Lasten.....	24
4.1.3. Erneuerbare-Energien-Anlagen (EEA)	25
4.2. Parameter.....	25
4.2.1. Allgemeine Daten.....	28
4.2.2. Technische Parameter	28
4.2.3. Ökonomische Parameter.....	28
4.2.4. Verfügbarkeit.....	29
4.2.5. Netzzustandsinformationen	29
4.2.6. Messdaten	29
5. Flexibilisierung durch thermische Speicher.....	30
6. Datenbasis	34
6.1. Überblick über die akquirierten Daten	34
6.1.1. Regelbare SEA	35

6.1.2.	EEA.....	36
6.2.	Kennzahlen und Auswertung	37
6.2.1.	Regelbare SEA	40
6.2.2.	EEA.....	45
7.	Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT)	47
7.1.	IKT in der Smart-Grids-Forschungsgruppe an der HSU	47
8.	Zusammenfassung und Ausblick.....	49
8.1.	Weitergehende Digitalisierung von Anlagendaten.....	49
8.1.1.	Simulation der Verteilnetze.....	49
8.1.2.	Entwicklung von neuen Geschäftsfeldern.....	49
8.2.	Regionale Maßnahmen in der Öffentlichkeit	50
8.2.1.	Workshop zur Digitalisierung der Energiewende und VKW mit verschiedenen Multiplikatoren	50
8.2.2.	Kooperation mit der Stadt Ulm	50
8.3.	VuNdieRd 2	50
	Abbildungsverzeichnis.....	52
	Tabellenverzeichnis.....	53
	References.....	54
	Anhang.....	I
I.	Daten Überblick.....	I
I.1.	Regelbare SEA Parameter	I
I.2.	EEA Parameter.....	V
I.2.1.	Wasserkraftwerke	V

Abkürzungsverzeichnis

AP	=	Arbeitspaket
BHKW	=	Block Heizkraftwerk
BMWi	=	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	=	Bundes Netzagentur
DENA	=	Deutsche Energie-Agentur
EEA	=	Erneuerbare Energien Anlage
EEG	=	Erneuerbare Energien Gesetz
EEX	=	European Energy Exchange
ENTSO-E	=	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EPEX	=	European Power Exchange
FUG	=	Fernwärme Ulm GmbH
HKW	=	Heizkraftwerk
HSU	=	Hochschule Ulm
IEA	=	Institut für Energie- und Antriebstechnik
IHK	=	Handwerkskammer Ulm
IKT	=	Informations- und Kommunikationstechnologie
iMSys	=	intelligenten Messsystem intelligente Regelung dezentraler Anlagen in Ulm
KWK	=	Kraft Wärme Kopplung
KWKG	=	Kraft Wärme Kopplungsgesetz
MRL	=	Minutenreserveleistung
NEV	=	Netzentgeltverordnung
PRL	=	Primärregelleistung
PtG	=	Power-to-Gas
PtH	=	Power-to-Heat
PV	=	Photovoltaik
ResKV	=	Reservekraftwerksverordnung
SEA	=	Strom Erzeugungsanlagen
SLK	=	Spitzenlastkessel
SRL	=	Sekundärregelleistung
StromStG	=	Stromsteuer Gesetz
TRY	=	Test Referenz Jahr (engl. Test-Reference-Year)
ÜNB	=	Übertragungsnetzbetreiber
unw	=	Ulmer Initiativkreis nachhaltige Wirtschaftsentwicklung e. V.
UWS	=	Ulmer Wohnungs- und Siedlungs-Gesellschaft mbH
VBS	=	Volllastbetriebsstunden
VKW	=	Virtuelle Kraftwerk
VNB	=	Verteilnetzbetreiber
VuNdieRd	=	Versorgungssicherheit und Netzstabilität durch
WBZU	=	Weiterbildungszentrum für innovative Energietechnologien Ulm
WKA	=	Windkraftanlage
WKW	=	Wasser Kraftwerk

Zusammenfassung

In einem zunehmend dezentral organisierten Stromerzeugungs- und -verteilungssystem stellen „Virtuelle Kraftwerke“ (VKW) wichtige Bausteine dar. Sie erlauben es, einzelne und teilweise auch sehr kleine Erzeugungsanlagen gezielt nach den Ansprüchen des gesamten Stromverteilungssystems zu regeln. Zu Beginn des Abschlussberichts wird die derzeitige Situation der Stromerzeugung in Deutschland aus Sicht des Kraftwerksparks und die damit verbundenen Stromimporte und -exporte beschrieben. Dabei wird insbesondere auf die Problematik der notwendigen flexiblen Strombereitstellung eingegangen. Diese Flexibilität kann nur durch eine partielle Ablösung des konventionellen Kraftwerksparks durch VKW erreicht werden. Im weiteren Verlauf werden die Herausforderungen für das Verteilnetz bei einer zunehmenden Stromversorgung mit erneuerbaren Energien und die hieraus resultierenden Anforderungen an die Verfügbarkeit von steuerbaren Stromerzeugungsanlagen skizziert. Der Exkurs „Vorteile dezentraler BHKW gegenüber konventioneller Stromversorgung“ zeigt dabei eine Reihe von Chancen einer dezentralen Stromversorgung auf.

Das [Kapitel 2](#) beschreibt den Stand der Technik, die Projektpartner sowie die Organisation, Vorgehensweise und Methodik innerhalb von VuNdieRd. Dabei wird eine Reihe von Informationen dokumentiert, die die Arbeit während der Projektlaufzeit wiedergeben.

Eine der wichtigsten Fragestellungen an ein VKW-Projekt ist die Frage nach der Wirtschaftlichkeit. Diese Frage wird in [Kapitel 3](#) beleuchtet. Hier soll ein Überblick über bestehende Marktstrukturen und potenzielle Handlungsfelder geliefert werden. Zunächst werden einführend die Bilanzkreise erläutert. In einem weiteren Exkurs werden die drohenden Netzausbaukosten dokumentiert, die dann entstehen, wenn die räumliche Verteilung von Stromerzeugungskapazitäten nicht bei der Entwicklung von Marktmechanismen berücksichtigt wird. Im weiteren Verlauf des Kapitels werden die Spotmärkte, der Day-Ahead-Handel und der Intraday-Handel, die drei Regelenergiemärkte sowie die Möglichkeiten einer regionalen Direktvermarktung von Strom beschrieben.

In [Kapitel 4](#) wird die im Rahmen des Projekts verwendete Definition des Begriffs „Technisches Potenzial“ erläutert. Dabei werden zunächst die für Ulm relevanten Technologien vorgestellt. Außerdem werden die Stromerzeugungstechnologien in regelbare Stromerzeugungsanlagen, regelbare Lasten und Erneuerbare-Energien-Anlagen unterschieden und in weitere spezifische Subkategorien unterteilt. Im Stadtgebiet Ulm sind dies: Photovoltaik, Wasserkraft, Biogas und -masse sowie Blockheizkraftwerke. Für negative Regelleistung spielen allgemeine steuerbare Lasten eine wichtige Rolle. Steuerbare Lasten sind insbesondere im Bereich Gewerbe und Industrie zu finden. Dies wurde an einem Beispiel der DENA (deutsche Energie-Agentur), das auch auf wichtige Branchen in Ulm zutreffen könnte, verdeutlicht. Für diese spezifischen Technologien wurden spezielle Parameter festgelegt, die für den Betrieb in einem virtuellen Kraftwerk wichtig sind. Dabei wurden die ermittelten Parameter in verschiedene Kategorien unterteilt, die wiederum für alle Technologien zutreffend sind.

Flexibilität aufzubauen ist ein zentraler Punkt für den Betrieb eines VKW. In [Kapitel 5](#) wird gezeigt, wie die Flexibilität durch die Nutzung von thermischen Speichern bei Bestands-BHKW erhöht werden kann. Dies wurde beispielhaft am BHKW des Projektpartners EvoBus im Rahmen einer Bachelorarbeit analysiert. Dabei wird eine Methode zur Bewertung von Flexibilität beschrieben und anhand der erarbeiteten Ergebnisse visualisiert. Die Methode bewertet die

Flexibilität für jeden Zeitschritt innerhalb des untersuchten Jahres. Als Kennzahl wird die durch den Speicher zusätzlich offerierte Betriebszeit für unplanmäßige Start- bzw. Stopp-Vorgänge ermittelt. Der Jahresmittelwert dieser Zeit wurde für verschiedene Speichergrößen berechnet und kann als vergleichbare Größe für verschiedenen BHKW- und Speicher-Kombinationen verwendet werden.

Die Aufarbeitung der akquirierten Daten wird in [Kapitel 6](#) durchgeführt. Dabei ist das Kapitel in zwei Unterkapitel aufgeteilt. Das erste Unterkapitel fasst die innerhalb des Projekts aufgenommenen Daten zusammen. Im zweiten Unterkapitel werden Kennzahlen herausgearbeitet sowie eine allgemeine Abschätzung zur Verfügbarkeit von regelbaren Stromerzeugungsanlagen im Kraft-Wärme-Kopplungsbetrieb in Ulm vorgestellt. Dabei konnten im Stadtgebiet Ulm bereits eine hohe Summe an installierter und für den Regelenergiemarkt zur Verfügung stehender, elektrischer Leistung ermittelt werden. Diese kann je nach Jahreszeit entweder positive oder negative Regelenergie zur Verfügung stellen. Die Summe der in Ulm installierten Blockheiz-Kraftwerke alleine reicht allerdings mit 2,8 MW noch nicht für die Teilnahme an einem der Regelenergiemärkte aus.

Die Entwicklung einer sicheren und standardisierten Kommunikationstechnologie ist in Deutschland auf einem guten Weg und liefert kurz- bis mittelfristig Lösungen, die für die Umsetzung eines virtuellen Kraftwerks genutzt werden können. Mögliche Ansätze hierzu werden in [Kapitel 7](#) dargestellt.

Um Handlungsempfehlungen bestimmen zu können, werden drei Hauptfelder sondiert, die für die Umsetzung eines VKW Eckpfeiler bilden. Die Entwicklung des Regelenergiemarkts in Deutschland gestaltet sich dabei auch in den kommenden Jahren als schwierig, falls die vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie vorgegebenen Entwicklungen des Angebots unabhängiger Kraftwerkparks wie geplant umgesetzt werden. Abschließend werden von daher in [Kapitel 8](#) weitere Schritte zur Umsetzung eines VKW-Konzepts in Ulm beschrieben. Die große Herausforderung wird es sein, in Zukunft die Wirtschaftlichkeit eines VKW in Abhängigkeit vieler Parameter permanent von Neuem zu hinterfragen, um bei sich ständig ändernden Rahmenbedingungen rechtzeitig am Markt mit einem funktionierenden und wirtschaftlichen System präsent sein zu können. Ein Simulationsmodell soll dabei automatisiert unter Eingabe der äußeren Rahmenbedingungen, die vor allem aktualisierte Daten aus den Energie- und Regelleistungsmärkten beinhalten, die Wirtschaftlichkeit analysieren. Damit wird es Interessenten, die über eine Investition in ein VKW nachdenken, mit wenig Personaleinsatz möglich, die Wirtschaftlichkeit eines solchen Konzeptes permanent zu überprüfen, um den richtigen Einstiegszeitpunkt zu finden.

1. Einleitung

In einem zunehmend dezentral aufgestellten Stromerzeugungssystem mit einer steigenden Anzahl fluktuierender Stromerzeugungsanlagen (SEA) wie Photovoltaik- (PV) und Windkraftanlagen (WKA) müssen zunehmend die Aufgaben des konventionellen, zentral gesteuerten Energiesystems von dezentralen Anlagen übernommen werden. Zum heutigen Zeitpunkt (Anfang 2016) befindet sich Deutschland in einer Transformationsphase des Energiesystems, die noch viele Jahre andauern wird. Es werden relativ träge Großkraftwerke neben hoch fluktuierenden Erneuerbare-Energien-Anlagen (EEA) betrieben. Dies hat erhebliche Auswirkungen auf die weitere Entwicklung der Vielfalt der SEA sowie der bereitgestellten Energie.

Deutschland hat 2015 83,1 Milliarden Kilowattstunden (KWh) Strom exportiert. Gleichzeitig wurden 2015 nur 33 Milliarden KWh Strom importiert, was dem niedrigsten Stand seit 20 Jahren entspricht [1]. Der Lastverlauf für den Sommermonat August im Jahr 2015 zeigt, dass während des nahezu gesamten Monats Stromüberschüsse exportiert wurden. Die exportierte Leistung war in diesem Zeitraum konstant kleiner als die eingespeiste Leistung der konventionellen Großkraftwerke [2]. Insgesamt hätte kein Strom exportiert werden müssen, wenn die Leistung der konventionellen Großkraftwerke weiter reduziert worden wäre. Mit dem Ansatz, dass erneuerbar erzeugter Strom Vorrang gegenüber konventionellen Kraftwerken hat, kann gefolgert werden, dass bisher ausschließlich nicht erneuerbar erzeugter Strom aus Deutschland exportiert wird. Der Anteil von Windkraft und PV an der Gesamtlast lag im Jahr 2014 zusammen bei maximal um die 60%. Es sind also bisher noch keine Überschüsse auf der obersten Netzebene im europäischen Verbundnetz in Deutschland aus Windkraft und Photovoltaik möglich [3]. Im Wintermonat Dezember 2015 wurde ebenfalls während des gesamten Monats Strom exportiert. Es handelt sich dabei also um kein saisonales Phänomen [2]. Im Winter werden viele Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen betrieben, wodurch zusätzlich Leistung dezentral eingespeist wird. Eine Reduktion des Exports von sehr billigem, in Deutschland erzeugtem Kohle- und Atomstrom steigert den Anreiz für Nachbarländer, z.B. Holland, selbst Windkraft- und PV-Anlagen zu installieren.

Wo genau das Maß für die notwendige Flexibilität während der Energiewende liegt oder von welchen Technologien diese am besten bereitgestellt werden soll, ist derzeit noch nicht abschließend geklärt. Die Häufigkeit der Stunden, in denen hohe Leistungen der Residuallast¹ bereitgestellt werden müssen, nimmt mit zunehmender Einspeisung von elektrischer Leistung aus fluktuierenden Stromerzeugern (PV, WKA) ab. Damit sinkt auch die benötigte Energie für Residuallast über das Jahr. Gleichzeitig nimmt der benötigte Residuallastgradient, also die Leistungsrampe (z.B. MW/h) in positiver und negativer Richtung zu [4].

Unter dem Strich ist aber festzuhalten, dass Flexibilität die Antwort auf Volatilität ist und diese daher möglichst kontinuierlich und parallel mit dem Ausbau der EEA angepasst werden muss, um den konventionellen Kraftwerkspark abzulösen und um eine sichere Betriebsweise des Stromversorgungssystems garantieren zu können. Ein Ansatz, dies umzusetzen, ist ein virtuelles Kraftwerk (VKW) zu etablieren. Dabei werden dezentrale SEA zentral gesteuert. Insbesondere SEA, die planbar gesteuert werden können, sind interessant und zu betrachten. Diese

¹ Die Residuallast ist die Leistung in einem Stromsystem, die von regelbaren Stromerzeugungsanlagen und Speichern bereitgestellt werden muss.

Anlagen können z.B. Blockheizkraftwerke (BHKW), Turbinen², aber auch abschaltbare Lasten und auch schaltbare EEA wie Biogas-BHKW sein.

Die Versorgungssicherheit betrifft zunehmend auch die Verteilnetze, da dezentrale SEA und speziell PV-Anlagen in den niederen Netzebenen einspeisen. Verteilnetze haben im konventionell betriebenen Stromversorgungssystem die Aufgabe gehabt, die Leistung von den Kopplungspunkten zu den Übertragungsnetzen, den Hoch- zu Mittelspannungstransformatoren, über weitere Transformatoren in der Niederspannungsebene zu den Endkunden zu verteilen. Da sich dieser Sachverhalt zunehmend ändert, werden die regional betriebenen Verteilnetze zum Teil stark belastet und müssen daher ausgebaut werden. Ein VKW kann dadurch, dass die einzelnen Anlagen dezentral in der Verteilnetzebene installiert sind, gezielt auf solche Anforderungen eingehen.

Durch fluktuierende EEA wie PV und WKA kann nicht garantiert werden, dass die benötigte Leistung, die sogenannte Last, zu jedem Zeitpunkt gedeckt werden kann. Lange trübe und windstille Zeiträume können solche Situationen herbeiführen. Diese Situationen führen gleichermaßen zu Problemen in allen Netzebenen, da die Netzfrequenz zu stark absinken kann. Im aktuellen Energiemarktsystem bestimmen Angebot (Erzeugung) und Nachfrage (Last) den Preis und damit den Anreiz, Leistung in das Netz einzuspeisen bzw. zu entnehmen. Im gesamten Netzverbund soll so sichergestellt werden, dass immer ausreichend SEA die Last decken. Da ein VKW aus vielen kleinen Anlagen besteht und diese in der Regel in relativ kurzer Zeit an- bzw. ausgeschaltet werden können, kann ein VKW sehr flexibel diesen Ansatz erfüllen.

Ein weiterer wichtiger Faktor auf die Verfügbarkeit der einzelnen Anlagen in einem VKW sind die Anforderungen der Anlagenbetreiber. Potenziell an einem VKW partizipierende Anlagen sind nicht speziell für das VKW gebaut worden und haben primär andere Aufgaben. Ein BHKW z.B., das die Heizwärme für ein Gebäude bereitstellen soll, kann in kalten Winterzeiträumen nicht tagelang ausgeschaltet bleiben, weil gerade besonders viel Strom aus WKA zur Verfügung steht. Dies scheint zunächst ein großer Nachteil zu sein. Es ist aber bei genauerer Überlegung ein entscheidender Vorteil. Im genannten Beispiel kann das BHKW, ohne dass die Temperatur in dem Gebäude stark abfällt, einen gewissen Zeitraum im Bereich von Stunden abschalten. Aus Sicht der Wärmeversorgung ist dieser Zeitraum kurz. Exakt der gleiche Zeitraum kann jedoch für die Stromversorgung eine hohe Bedeutung haben. Durch die große Anzahl an Anlagen in einem VKW können so zusätzlich viele solcher Zeiträume pro Tag genutzt werden. Durch die Verwendung von Wärmespeichern wiederum können diese Zeiträume außerdem deutlich gestreckt werden. Es entsteht so ein Doppelnutzen für bestehende Anlagen, was die Chance bietet, deren Wirtschaftlichkeit zu erhöhen und gleichzeitig Investitionen in neue zusätzliche Anlagen einzusparen.

² z.B. Dampf-, Wasser- oder Gasturbinen zur Stromerzeugung

Exkurs: Vorteile dezentraler BHKW gegenüber konventioneller Stromversorgung

Die geringe Größe der dezentralen Anlagen ist ein entscheidender Vorteil gegenüber einer zentralen Versorgung aus Großkraftwerken. Großkraftwerke können prinzipiell ihre Leistung im Bereich von 50-100% der Nennleistung mit einer Rampe von 4-5% pro Minute ändern. Gas-BHKW z.B. können ihre Nennleistung bis 50% oder in manchen Fällen sogar noch weiter herunterfahren. Zusätzlich ist dies mit einer Rampe von ca. 2,5% pro Sekunde möglich [5]. Die dezentrale Anordnung des VKW schafft Möglichkeiten, mit Kraft-Wärme-Kopplung eine um 30% höhere Brennstoffausnutzung zu erreichen, als es bei getrennter Erzeugung der Fall ist. Durch die Regelung der elektrischen Leistung von einer Vielzahl kleiner Anlagen gegenüber einer einzelnen Großanlage kann der Gesamtwirkungsgrad länger auf einem hohen Niveau gehalten werden, da durch das Abschalten einzelner Anlagen der Wirkungsgrad im „Teillastbereich“ des Gesamtsystems des VKW nicht negativ beeinflusst wird [6]. Zusätzlich ist durch die dezentrale Einspeisung auf niederen Spannungsebenen eine unterstützende Funktion in den Verteilnetzen möglich, was wiederum die Netzstabilität verbessert. Dabei können durch die lastnahe Erzeugung der elektrischen Leistung Verluste in den hohen Spannungsebenen der Übertragungsnetze minimiert werden. Viele BHKW bieten die Möglichkeit, mit Gas als Brennstoff zu arbeiten. Gas beinhaltet weniger Kohlenstoff als Öl und Kohle und es entsteht bei dessen Verbrennung weniger CO₂. Dieser Brennstoff ermöglicht ohne große Umbaumaßnahmen der Anlagen eine regenerative Energieversorgung in der Zukunft. Bereits heute gibt es verschiedene Verfahren, nachhaltig und regenerativ Gas zu erzeugen, das in allen Belangen konventionelles Erdgas substituieren kann. Dazu zählen z.B. Biomethan und verschiedene Power-to-Gas-Verfahren wie der Sabatier-Prozess [7]. Klassisch wird unter dem Begriff Kraftwerk eine technische Einrichtung verstanden, die elektrische Leistung bereitstellen kann. Das Aufgabengebiet des virtuellen Kraftwerks kann erweitert werden, so dass es auch in der Lage ist, elektrische Leistung aufzunehmen bzw. in den Wärmebereich zu verschieben. Damit ist es möglich, innovative Netzplanungskonzepte zu entwickeln, die unter anderem Last- und Erzeugungsmanagement mit berücksichtigen und so Kosten für den Netzausbau senken können [8].

2. Projektorganisation

Mit Beginn der Energiewende hat sich auch der Begriff „Virtuelles Kraftwerk“ in der Forschungslandschaft etabliert. In Projekten wie „Kombikraftwerk 1“ und dessen Nachfolger „Kombikraftwerk 2“ wurde grundsätzlich der Einsatz eines virtuellen Kraftwerks für Deutschland bereits untersucht [9]. Aber auch auf Städteebene gibt es in Deutschland bereits zahlreiche Projekte unter Beteiligung der ansässigen Stadtwerke, wie z.B. in Berlin [10] und München [11]. In München ist eine Plattform entstanden, die es Gewerbe und Industrie ermöglicht, potentielle Regelleistung bei den Stadtwerken zu melden und sich so unbürokratisch an einem VKW zu beteiligen. Damit kann in Ulm bereits auf ein gewisses Spektrum von Ansätzen zurückgegriffen werden. Die Hochschule Ulm (HSU) und die Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze GmbH als regionale Akteure arbeiten bereits seit Jahren in mehreren Forschungsprojekten um das Thema „Smart Grid“ als Kooperationspartner eng zusammen. Aus Sicht der SWU Energie GmbH ist in der Region Ulm Anfang 2015 folgender Umsetzungsstatus für VKW festzustellen:

- Zu großen Teilen sind die Erzeugungseinheiten in der Region nicht vernetzt
- Erste Anlagen sind für Regelenergie (Primär- und Sekundärregelung) präqualifiziert und vermarkten die Produkte einzeln
- Die Vermarktung übernehmen überregionale Dienstleister (z.B. Trianel oder MVV)
- Industrieunternehmen und deren Potenziale sind nicht integriert
- Endkundengruppen wurden nicht erschlossen
- Das Lastabsenkungspotential in der Region wurde nicht ermittelt

Damit zeigt sich, dass ein breites Spektrum der Thematik in Ulm noch nicht ausreichend bearbeitet wurde, um ein Virtuelles Kraftwerk zu planen, aufzubauen oder zu betreiben.

In dem Projekt VuNdieRd soll der Grundstein für ein VKW im Stadtgebiet Ulm gelegt werden, indem das technische Potenzial möglichst aller Anlagen vor diesem Hintergrund ermittelt wird. Dabei sollen die Daten nicht nur gesammelt, sondern auch ausgewertet und erste Handlungsempfehlungen abgeleitet werden.

2.1. Die Projektpartner

Federführend in VuNdieRd ist die Hochschule Ulm und dort das Institut für Energie und Antriebstechnik (IEA). Im Mittelpunkt der Arbeit des IEA stehen Methodik und Technologien für den nachhaltigen und bewussten Umgang mit Energieressourcen, die verstärkte Nutzung regenerativer Energien und der rationelle Energieeinsatz. In mehreren Veröffentlichungen auf nationalen aber auch internationalen Konferenzen [12], [13], [14], [15], konnten die Fortschritte einer breiten Öffentlichkeit präsentiert werden.

Folgende Projektpartner waren zusätzlich beteiligt:

Die SWU-Unternehmensgruppe besteht aus der leitenden Holding SWU Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm GmbH mit fünf operativ eigenständigen Tochtergesellschaften, die für die Energie-, Trinkwasser- und Erdgasversorgung sowie für Telekommunikationsdienstleistungen und den Nahverkehr zuständig sind. Somit kann die SWU alle für VuNdieRd relevanten Themenbereiche abdecken. Im Projekt ist die SWU Energie GmbH Ansprech- und Kooperationspartner in Fragen rund um die Betriebsweise von dezentralen SEA. Folgende Fachgebiete der SWU Energie GmbH sind dabei besonders wertvoll für VuNdieRd:

- Erzeugung und Verteilung
- Vertrieb von Strom innerhalb und außerhalb des eigenen Netzgebietes
- Vermarktung des erzeugten Stromes
- Mess- und Abrechnungsdienstleistungen
- Verpachtung der im Eigentum befindlichen Netze
- Energieberatung und Energiedienstleistungen

Die cupasol GmbH entwickelt, projiziert und realisiert Langzeit-Wärmespeicher für Industrie, Energieversorger, Kommunen oder Landwirtschaft sowie solarthermische Anlagen von der kleinen Anlage für das private Einfamilienhaus bis hin zur Versorgung ganzer Siedlungen. Dabei ist besonders das Knowhow im Bereich großer thermischer Speicher für die Flexibilisierung von BHKW wertvoll.

Die EvoBus GmbH ist das größte europäische Tochter-Unternehmen der Daimler AG und verantwortlich für die europäischen Busaktivitäten des Daimler-Konzerns. Als Technologie- und Innovations-Führer setzt EvoBus Maßstäbe in Sicherheit, Komfort, Design und Umweltschutz. EvoBus ist Betreiber mehrerer BHKW und damit als gewerblicher Partner für das Projekt von großem Interesse.

Aufgrund der einzigartigen Verknüpfung der Kompetenzen der Firma Gaiser auf den Gebieten Engineering, Handwerk, Anlagenbau und -betrieb kann sie sich zu den führenden Unternehmen der technischen Gebäudeausrüstung in der Region zählen. Gaiser ist ein Ingenieursdienstleister aus Ulm, der Contracting-Konzepte im Bereich BHKW durchführt, und konnte damit sowohl bei Fragen zur Betriebsweise von BHKW als auch bei der wirtschaftlichen Betrachtung das Projekt sehr gut unterstützen.

2.2. Methodik und Arbeitsplan

Das Projekt war in vier Arbeitspakete (AP) aufgeteilt, die im folgenden Kapitel im Detail dargestellt werden. Das Projekt war auf eine Laufzeit von einem Jahr angelegt. **Tabelle 1** zeigt die Monate, in denen die einzelnen AP bearbeitet wurden. An AP 1 wurde nahezu die gesamte Projektlaufzeit gearbeitet, während die anderen drei AP in der zweiten Hälfte bearbeitet wurden. Zum einen liegt dies an der komplexen Verteilung der notwendigen Daten, es gibt z.B. keine zentrale Stelle, von der diese abgerufen werden konnten. Dies zeigt aber auch deutlich, wie hilfreich diese Akquise für weiterführende Arbeiten sein kann, da diese Hürde bereits in VuNdieRd genommen wurde. Zum anderen liefert AP 1 die Grundlage für die weiteren AP 2-3, weshalb deren Bearbeitung mit einer Verzögerung gegenüber AP1 begonnen wurde.

Tabelle 1: Zeitplan der AP während der Projektlaufzeit

Monat	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
AP 1	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
AP 2							■	■	■	■	■	■	■
AP 3					■	■	■	■	■	■	■	■	
AP 4							■	■	■	■	■	■	■

2.2.1. AP 1: Datenakquise für Ulm

Zu Beginn und über weite Teile der Projektlaufzeit wurde die Datengrundlage für ein virtuelles Kraftwerk in Ulm erhoben. Dieses Arbeitspaket umfasst das Hauptaufgabengebiet von VuNdieRd. Dabei wurden zunächst entscheidende technische und ökonomische sowie Netzzustands- und Verfügbarkeitsparameter für die Datenerfassung sondiert und definiert (Details dazu siehe [Kapitel 4](#)). Zu Beginn wurden diese bei den Projektpartnern SWU Energie GmbH und EvoBus, die auch Anlagenbetreiber sind, zusammengetragen. Zusätzlich wurde in Monat zwei bereits begonnen, eine Datenakquise zu BHKW in Ulm über den Verteilnetzbetreiber zu organisieren. Durch die Meldepflicht aller nach KWK-Gesetz und Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geförderten Anlagen beim Netzbetreiber konnte so eine große Anzahl von Anlagen analysiert werden. Da die Daten in Papierform vorlagen, ist die Akquise mit einem nicht unerheblichen Zeitaufwand verbunden. Für diese Aufgabe konnte eine studentische Hilfskraft angeworben werden. Parallel konnten auch Anlagendaten über direkte Kontaktaufnahme gewonnen werden. Dazu wurde die Stadt Ulm, Handwerkskammer (IHK), Ulmer Wohnungs- und Siedlungs-Gesellschaft (UWS), Schwäbische Härtetechnik Ulm (SHU), Senertec, Wieland sowie die Heimstätte Ulm kontaktiert. Außerdem wurde VuNdieRd auf folgenden regionalen und überregionalen Plattformen rund um das Thema Energiewende vorgestellt:

- Veröffentlichung und Vortrag auf der Smart Grids Week in Wien (internationale Konferenz)
- Aktive Teilnahme bei der Ideenwerkstatt zu regionalen Energiewende
- Vortrag bei den unw Mittwochsgesprächen
- Veröffentlichung auf der HSU Webseite [16]
- Veröffentlichung auf der SWU-Netze Webseite, Projekt Smart Grids [17]

2.2.2. AP 2: Flexibilisierung von BHKW

Die Verfügbarkeit der potentiellen Regelleistung von BHKW in gewerblichem Umfeld wurde mit Hilfe von Messdaten bei dem Projektpartner EvoBus analysiert. Dies wurde im Rahmen einer Bachelorarbeit (Abschlussarbeit) vertieft. Dabei wurde eine Bewertung der Flexibilisierung durch die Ergänzung der Bestandsanlagen mit thermischen Pufferspeichern durch ein Simulationsmodell untersucht. In [Kapitel 5](#) werden die Ergebnisse und Details dargestellt.

2.2.3. AP 3: Analyse und Bewertung der akquirierten Daten

In diesem Arbeitspaket wurde eine Methodik entwickelt, die akquirierten Daten zu strukturieren, aufzubereiten, zu visualisieren und Kennzahlen zu ermitteln. Mit diesen Ergebnissen wurde die in der Datenbasis vorhandene zeitliche Verfügbarkeit der Regelleistung charakterisiert. Außerdem wurden die in den vorangegangenen Arbeitspaketen ermittelten ökonomischen Daten (aus [Kapitel 2.2.1](#)) und Ergebnisse (aus [Kapitel 2.2.2](#)) ausgewertet.

2.2.4. AP 4: Erstellung des Abschlussberichts

Die Struktur des Abschlussberichts orientiert sich an der Vorgehensweise im Projektverlauf. Da die Realisierung technischer Potenziale nur unter Berücksichtigung des ökonomischen Umfeldes eines VKW möglich ist, wurden diese in [Kapitel 3](#) betrachtet. Dieses soll einen Einblick in die Strukturen der vorherrschenden Märkte liefern, sodass die ermittelten Potenziale auch hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit eingeschätzt werden können. Einen Beitrag zu dieser Thematik lieferte auch eine Studienarbeit, die ebenfalls im Rahmen von VuNdieRd betreut

werden konnte. Im Folgenden werden die technische Spezifikation der vorhandenen Technologien festgelegt sowie die notwendigen Parameter vor dem Hintergrund eines VKW ermittelt. Die Ergebnisse aus AP 3 und 2 wurden in [Kapitel 6.2](#) anschaulich und kompakt aufbereitet. Dabei wurde darauf geachtet, eine fundierte Grundlage für Entscheidungsträger und zukünftige Projekte zu liefern.

3. Ökonomisches Handlungsfeld eines VKW

Bevor eine SEA an einem VKW partizipieren kann, sind einige Fragen zu klären, z.B.:

1. Welche Vermarktungsmodelle kommen für den Anlagenbetreiber in Frage?
2. Für welche Art des Stromverkaufs ist die Anlage am besten geeignet?
3. Welche Möglichkeiten bieten sich in der Direktvermarktung?
4. Welche technischen Voraussetzungen bringt die Anlage mit?
5. Wieviel Leistung bringt die Anlage mit?
6. Sind die technischen und strukturellen Grundvoraussetzungen für einen Eintritt in den Regelenergiemarkt gegeben?
7. Wieviel von der installierten Leistung lässt sich als Regelenergie vermarkten?

Viele dieser Fragen beziehen sich mehr oder weniger direkt auf technische Rahmenbedingungen, die eine SEA mitbringt. Da diese technischen Rahmenbedingungen mit dem ökonomischen Handlungsfeld interagieren, ist in diesem Kapitel ein allgemeiner Einblick in dieses Themenfeld dargestellt. Die oben genannten Fragen müssen bei der praktischen Umsetzung individuell beantwortet werden. [Abbildung 1](#) liefert einen allgemeinen Überblick zum bestehenden Strommarktdesign in Deutschland. Dieser Überblick kann für die verwendenden Begrifflichkeiten in diesem Kapitel als Orientierungshilfe verwendet werden. Nicht alle abgebildeten Elemente spielen eine wichtige Rolle hinsichtlich der notwendigen Flexibilisierung des Energiemarktes. Die wichtigsten Elemente sind in der Abbildung grün hervorgehoben. Dabei müssen beim weiteren Voranschreiten der Dezentralisierung der Stromversorgung zunehmend auch die anderen Gebiete in der Sparte Systemdienstleitungen von einem VKW übernommen werden. So wird z.B. durch PV-Anlagen schon heute Blindleistung gezielt bereitgestellt und Notstromaggregate könnten, wenn die Voraussetzungen stimmen, zur Schwarzstartfähigkeit beitragen [18].

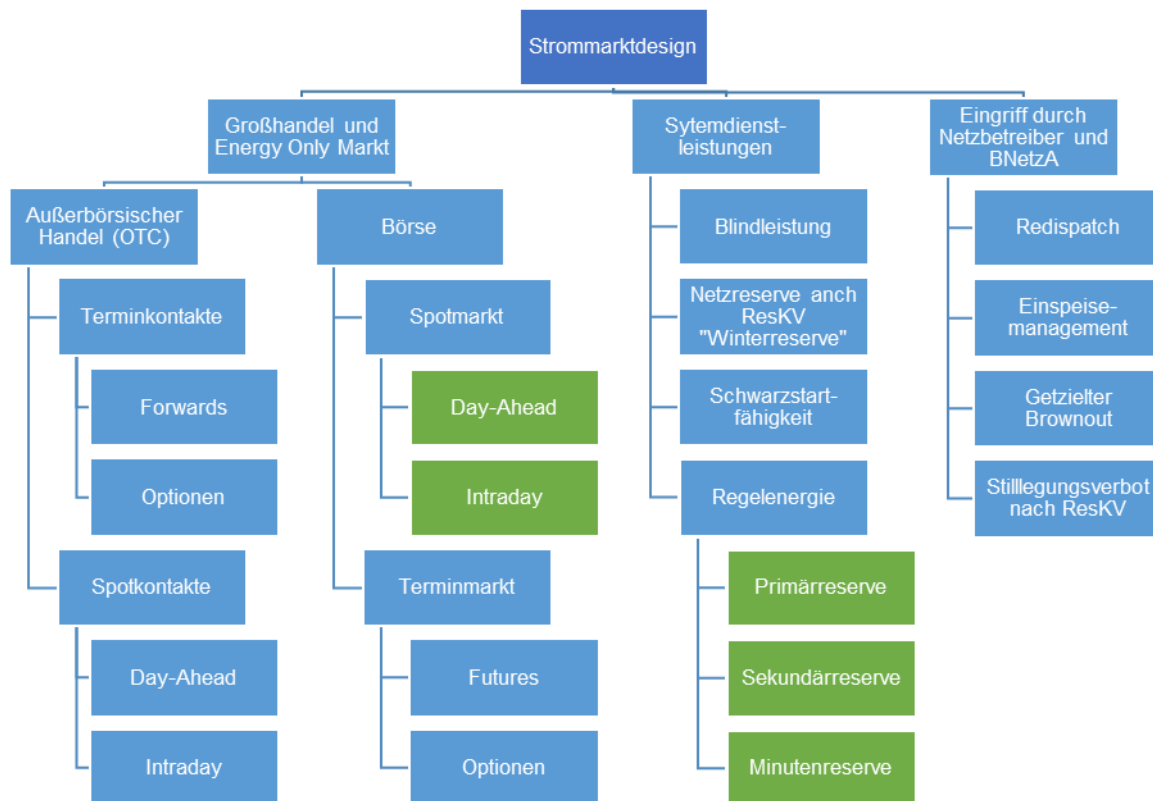


Abbildung 1: Schematische Darstellung des Strommarktdesigns, eigene Darstellung angelehnt an [18]

Dezentrale SEA sind auf dem Vormarsch und ersetzen die alten atomaren oder fossilen Großkraftwerke nach und nach. Dies hat zur Folge, dass die Anzahl der Marktteilnehmer stark gestiegen ist und damit die oligopolen³ Strukturen der Vergangenheit abgebaut werden. In dem von der Bundesnetzagentur (BNetzA) veröffentlichten Evaluierungsbericht von 2012 [19] wurde festgestellt, dass die Spotmärkte dafür geeignet sind, Strom von EEA zu handeln. Durch den Handel wurde der Preistrend weder stark gesenkt noch kam es zu starken Schwankungen. Es wurde allerdings festgestellt, dass eine Steigerung des Marktvolumens und der Transparenz gegeben ist. Gegenüber 2009 konnte keine Zunahme von sowohl negativen als auch positiven Preisspitzen festgestellt werden. Diese waren sogar rückläufig [20]. Damit ist die Möglichkeit, EEA in den Spotmarkt zu integrieren, gegeben. Die Entwicklung der letzten Jahre seit dem Evaluierungsbericht von 2012 ist auch den vielen EEG-Anlagen geschuldet, die dem Markt als Direktvermarkter beigetreten sind. Dadurch wurde weiteres Geld für die Märkte verfügbar und zusätzlicher Wettbewerb in vielen Teilgebieten generiert. Für EEG-Anlagen bietet innerhalb der Direktvermarktung das Marktprämienmodell die Möglichkeit, ihren Strom direkt an der Böse zu handeln, ohne jedoch das Risiko eingehen zu müssen, einen geringeren Preis zu erzielen als durch die eigentliche EEG-Förderung. Falls höhere Preise als die EEG-Umlage erzielt werden können, kommt das dem Anlagenbetreiber zugute. Durch die Direktvermarktung des Stroms kann auch das Doppelvermarktungsverbot umgangen werden. Damit bietet sich

³ Als Oligopol wird ein Markt bezeichnet, bei dem viele Nachfrager wenigen Anbietern gegenüberstehen.

dem Anlagenbetreiber die Möglichkeit an, am Regelenenergiemarkt teilzunehmen und zusätzliche Gewinne zu erwirtschaften [18].

Allgemein möchte der Gesetzgeber Anlagenbetreiber dazu motivieren, ihren Strom direkt zu vermarkten. Dies ist auch im EEG 2014 geregelt, das ab 1. Januar 2016 für alle Neuanlagen ab einer Leistung von 100 kW die Direktvermarktung vorschreibt. Auch wird durch die Zubaukorridore der Ausbau der Biomassekapazitäten stark eingeschränkt und damit die einzige erneuerbare Energiequelle limitiert, die steuerbare Leistung bereitstellen könnte [21].

Bei den KWK-Anlagen wurde ebenfalls im neuen KWK-Gesetz 2015 festgelegt, dass neue Anlagen ab 100 kW elektrischer Nennleistung ihren erzeugten Strom direktvermarkten oder selbst verbrauchen müssen. Zusätzlich wird Strom, der selbst verbraucht wird, nicht mehr durch das KWK-Gesetz gefördert. Um zu hohe zeitgleiche Erzeugungsleistungen zu vermeiden, wird bei negativen Strompreisen an der Börse keine Förderung für die KWK-Anlagen gezahlt. Dadurch wird weiter Druck auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagen aufgebaut, sodass die vorhandenen Marktmechanismen stärker genutzt werden sollten [22].

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass der Gesetzgeber sowohl wünscht, die SEA zu flexibleren, als auch hierzu Möglichkeiten und Anreize setzt. Bürokratische Hürden, Unwissenheit und attraktive ökonomische Rahmenbedingungen verursachen bei vielen Bestandsanlagen allerdings wenig Anlass, die Stromproduktion bedarfsgerecht zu flexibilisieren. Im weiteren Verlauf dieses Kapitels wird über die in **Abbildung 1** grün gefärbten Boxen und bereits angesprochenen Märkte detailliert berichtet.

3.1. Bilanzkreise

Bilanzkreise sind virtuelle Räume, in denen Energiemengen gehandelt werden. Verwaltet werden die Bilanzkreise durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Als weitere Unterteilung gibt es Bilanzkreisverantwortliche. Diese können z.B. Stadtwerke und Energieversorgungsunternehmen sein, die Endkunden beliefern und auch die Anlagen in einem VKW vermarkten. Die Fahrpläne für die Bilanzkreise werden vom Bilanzkreisverantwortlichen beim ÜNB einen Tag im Voraus in Viertelstundenintervallen gemeldet. Um eine Aussage zu dem technischen Potenzial für ein bestimmtes Netzgebiet, z.B. Ulm, zu erarbeiten, ist es notwendig, die Regelleistung sowohl dem Gebiet als auch dem Bilanzkreisverantwortlichen zuzuordnen.

Exkurs: Sinn eines regionalen Strommarkts

Der Ansatz der Bilanzkreise impliziert, dass es räumlich durch die Übertragungsnetze im gesamten Bilanzkreis eine automatische Verteilung der erzeugten Strommengen gibt. Dies funktioniert sehr gut, solange der Strom, wie im konventionellen Energieversorgungssystem, in den Übertragungsnetzen direkt eingespeist wird. Zusätzlich sind die Übertragungsnetze jahrzehntelang zusammen mit den Standorten der Großkraftwerke geplant und entwickelt worden. Durch die dezentrale Erzeugung des Stroms werden physikalisch zuerst die räumlich benach-

barten Lasten bedient, bevor er über das Übertragungsnetz „abtransportiert“ wird. Zudem weichen die neu entstehenden Erzeugungszentren⁴ von den alten Standorten der Großkraftwerke⁵ stark ab. Dies kann regional zu starken Ungleichgewichten zwischen Last und Erzeugung führen, die mit dem Marktmechanismus des Bilanzkreises noch nicht abgebildet werden können. Falls der räumliche Zusammenhang zwischen Erzeugung und Last beim Strommarktdesign der Zukunft nicht angemessen berücksichtigt wird, können regional hohe Kosten für den Netzausbau anfallen.

3.2. Day-Ahead-Handel (Spot-Markt)

Der Spotmarkt, an dem der Day-Ahead-Handel aber auch der Intraday-Handel stattfindet, befindet sich in Paris und wird European Power Exchange (EPEX) genannt. Dieser ist Teil der Leipziger Energiebörse (European Energy Exchange - EEX). Am Spotmarkt wird Strom für kurze Zeiträume von 1 bis 2 Tagen gehandelt. Daher ist diese Börse für die flexible SEA besonders interessant [18]. [Tabelle 2](#) zeigt einen Vergleich der beiden Spot-Märkte. Im Wesentlichen wird deutlich, dass die Preise am Day-Ahead-Markt deutlich konstanter sind gegenüber dem Intraday-Markt. Die gehandelten Beträge bewegen sich in einem engeren Band, während die maximale Leistung limitiert ist. Trotz dieser Limitierungen war das Handelsvolumen des Day-Ahead-Handels 2014 ca. 11-mal höher als im Intraday-Handel. Um im Day-Ahead-Handel ein möglichst präzises Gebot abgeben zu können, ist es wichtig, alle Einflussparameter auf Erzeugung und Last zu kennen. Dabei müssen Börsendaten, historische Lastgänge sowie Wetterdaten berücksichtigt werden. In einem VKW, in dem die Anlagen primär zur Wärmebereitstellung installiert sind, sind das thermische Verhalten von Gebäuden sowie die zu erwartende Wärmelast ebenfalls wichtig, um die Fahrpläne zu bestimmen.

⁴ z.B. die starke Präsenz von WKA im Norden Deutschlands, die zeitweise sehr hohe Leistungen liefert, Nord-Süd-Verteilung.

⁵ In Nordrhein-Westfalen, entlang des Rheins, sind viele große Kohlekraftwerke gebaut worden, da der Rhein als Transportstraße für Kohle sehr gut geeignet ist, West-Ost-Verteilung.

Tabelle 2: Kennzahlen der Spotmärkte Day-Ahead und Intraday [18]

Kennzahlen	Day-Ahead-Handel EPEX Spot	Intraday-Handel EPEX Spot
Handelbare Produkte	Einzelstunden; standardisierte und benutzerdefinierte Blöcke	Einzelstunden; standardisierte und benutzerdefinierte Blöcke; Viertelstunden
Preisrahmen	-500 €/MWh bis +3.000 €/MWh	-9.999 €/MWh bis +9.999 €/MWh
Mindestvolumen pro Gebot	-	0,1 MW
Maximalvolumen pro Block	400 MW	-
Gehandelte Strommenge	351 TWh (2014 in D, A, F und CH)	31 TWh (2014 in D, A, F und CH)
Spätester Zuschlag	12:00 Uhr des Vortags	30 Minuten vor Lieferbeginn

3.3. Intraday-Handel

Wie der Name schon vermuten lässt, werden beim Intraday-Handel kurzfristige Energie-Mängel und -Überschüsse während des laufenden Tages gehandelt. Dies wird gemacht, um Abweichungen von den Prognosen der Bilanzkreisverantwortlichen auszugleichen und damit Ausgleichsenergiekosten zu senken. Dies kann besonders dann auftreten, wenn große Erzeugungsanlagen unerwartete Störungen haben oder meteorologische Prognosefehler zu verändertem Stromeinspeiseverhalten von EEA führen. Für die „kleinen“ flexiblen SEA in einem VKW kann dieser kurzfristige Handelsplatz damit genutzt werden, um gezielt Strom bei Bedarfsspitzen zu erzeugen und damit bessere Preise zu erzielen. Gleichzeitig hilft dies bei der Frequenzhaltung der Stromnetze und trägt damit zur Systemstabilität bei. In [Abbildung 2](#) kann der positive Einfluss auf die erzielten Handelspreise an den Preisspitzen entnommen werden. Gerade an den Bedarfsspitzen am Morgen und Abend können im Intraday-Handel besonders hohe Preise erzielt werden, die zum Teil weit über den Day-Ahead-Preisen liegen.

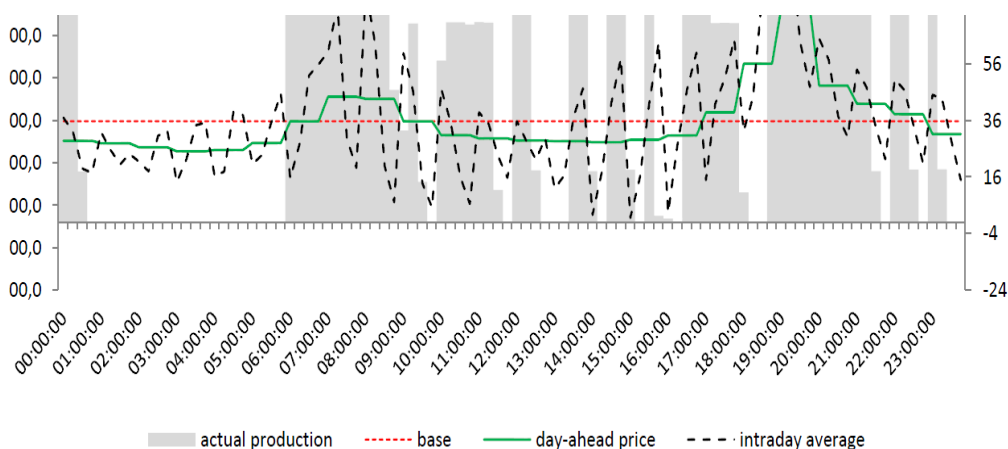


Abbildung 2: Beispiel des Lastverlaufs eines VKW (grau), das strompreisorientiert betrieben wird, und die im gleichen Zeitraum auftretenden Börsenhandelspreise [23]

3.4. Regelleistung

Wie bereits in den vorherigen Kapiteln erwähnt, sind mit einer Zunahme von wetterabhängigen fluktuierenden Stromerzeugern in der Verteilnetzebene die gemeldeten Fahrpläne mit einer steigenden Unsicherheit behaftet. Zusätzlich lässt sich speziell in den Mittagsstunden eine Änderung des Bedarfs von Haushalten beobachten. Die Mittagsspitzen, die in den Standard-Lastprofilen charakterisiert werden, fallen durch die dezentrale PV-Einspeisung weniger ausgeprägt aus. Abweichungen der Leistung vom angegebenen Fahrplan der Bilanzkreisverantwortlichen sind mit der Zahlung von Ausgleichsenergie an den ÜNB behaftet. Erst wenn die Bilanzierung der Bilanzkreise der vier ÜNB ein Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Last aufweist, wird physikalisch Regelenergie benötigt. Es wird davon ausgegangen, dass ein Ungleichgewicht innerhalb eines Bilanzkreises eines ÜNB durch das Stromnetz ausgeglichen werden kann. Um am Regelenergiemarkt teilnehmen zu können, muss eine Mindestleistung bereitgestellt werden können. Diese variiert je nach Regelenergiemarkt und bewegt sich im Megawatt-Bereich. Kleine Anlagen könnten teilnehmen, wenn sie im Verbund die Leistungsanforderungen erfüllen. Die Regelleistungsmärkte unterscheiden sich zusätzlich durch die Zeit, in der die Leistung bei Abruf zur Verfügung stehen muss. In *Abbildung 3* sind die unterschiedlichen zeitlichen Anforderungen für verschiedene Regelleistungsarten aufgetragen. In den folgenden Kapiteln werden die verschiedenen Regelenergiemärkte weiter vertieft. Die Kurven in *Abbildung 3* gelten auch für den negativen Leistungsbereich. Dieser wird benötigt, wenn zu viel Strom eingespeist wird. Dem kann entgegengewirkt werden, indem entweder Last hochgefahren wird oder Erzeugungsanlagen abgeschaltet werden. Andersherum kann positive Regelleistung abgerufen werden, wenn entweder Last herunter- oder Erzeugungsleistung hochgefahren wird.

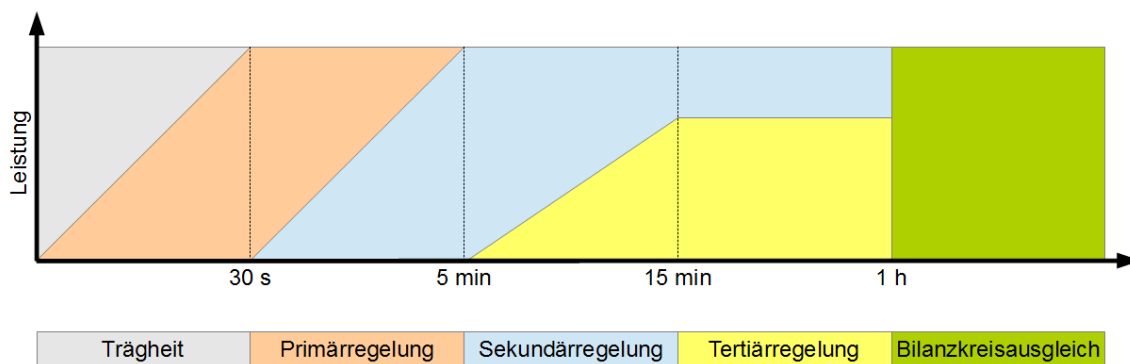


Abbildung 3: Schema des zeitlichen Einsatzes unterschiedlicher Regelleistung [24]

Zusätzlich zu den bereits angesprochenen Anforderungen an die Zeit und die Höhe der Leistung existieren weitere Hürden zur Teilnahme am Regelleistungsmarkt. So muss der Strom direkt vermarktet werden. Da dies eine komplexe Aufgabe ist, kann es einfacher sein, dies durch die Beauftragung eines Direktvermarkters zu lösen. Besonders wenn sich verschiedene Anlagenbetreiber dazu entschließen, sich in einem VKW zu organisieren, ist sehr wahrscheinlich kein qualifizierter und auch zugelassener Direktvermarkter unter den Anlagenbetreibern. Ein weiterer Schritt ist die Kommunikationsanbindung der verschiedenen Anlagen, üblicherweise wird dies über ein Mobilfunkmodem in Verbindung mit einer Fernwirktechnik realisiert. Zuletzt müssen die Anlagen des VKW noch beim ÜNB präqualifiziert werden. Dies dient zur Erbringung des Nachweises, dass die Anlage die geforderte Regelleistung im Ernstfall liefern

kann. Dabei werde relevante Parameter wie z.B. die Nennleistung, Maximal- und Minimalleistung und Spannungsebene erfasst⁶. In einem Praxistest im Rahmen der Präqualifikation muss die Anlage geprüft werden. Dabei wird in einem Zeitabschnitt, der abhängig von der Art der Regelleistung ist, die Anlage zweimal gestartet und wieder heruntergefahren. Erst wenn auch dieser Beweis erbracht wurde, ist die Anlage freigegeben [18].

In Tabelle 3 ist ein Überblick zu den wesentlichen Merkmalen der Regelleistungsmärkte aufgelistet. In den folgenden Kapiteln werden die Unterpunkte innerhalb der Regelleistungsmärkte weiter vertieft.

Tabelle 3: Wesentliche Merkmale der drei Regelleistungsmärkte in Deutschland [25].

	Primärregelleistung	Sekundärregelleistung	Minutenreserveleistung
Ausschreibungszeitraum	wöchentlich	wöchentlich	täglich
Ausschreibungszeitpunkt	i.d.R. dienstags (Woche im Voraus)	i.d.R. mittwochs (Woche im Voraus)	i. d. R. Mo-Fr, 10 Uhr
Produktzeitscheiben	keine (gesamte Woche)	HT*: Mo-Fr, 8-20 h, ohne Feiertag NT*: restlicher Zeitraum	6 mal 4-Stundenblöcke
Produktdifferenzierung	keine (symmetrisches Produkt)	positive / negative SRL	positive / negative MRL
Mindestgebotsgröße	1 MW	5 MW	5 MW (Abgabe von Blockgebot bis max. 25 MW möglich)
Angebotsinkrement	1 MW	1 MW	1 MW
Vergabe	Leistungspreis-Merit-Order**	Leistungspreis-Merit-Order**	Leistungspreis-Merit-Order**
Vergütung	Pay-as-bid*** (Leistungspreis)	Pay-as-bid*** (Leistungspreis und Arbeitspreis)	Pay-as-bid*** (Leistungspreis und Arbeitspreis)

*HT = Hochtarif, NT = Niedertarif.

**Die Merit-Order beschreibt, dass die Menge der billigsten Gebote, die zur Verfügung stehen, um die Nachfrage zu decken, zum Zug kommen.

*** Pay-as-bid beschreibt, dass der Preis bezahlt wird, der vorher angeboten wurde.

Um eine stabile Frequenz im Stromnetz aufrechterhalten zu können, sind in Deutschland zurzeit ca. 4.500 bis 6.000 MW positive sowie negative Regelleistung nötig. Viele kleine Anlagen können die zeitlichen Vorgaben für die Bereitstellung von Regelleistung gut erfüllen. Im Bereich der Sekundär- (SRL) und Tertiärregelleistung, auch Minutenreserveleistung (MRL) genannt, ist das möglich, wenn eine Kommunikationsschnittstelle ergänzt wird [18]. Insgesamt sind am Regelleistungsmarkt 62 Unternehmen vertreten: 22 bieten Primärregelleistung (PRL) an, 33 SRL und 45 MRL. Insgesamt sind fünf Stadtwerke vertreten: Düsseldorf, Hannover, München, Rosenheim und Tübingen. Zwei Stadtwerke bieten PRL, drei SRL und vier MRL an [26]. Im Regelleistungsmarkt bekommt der Anlagenbetreiber den sogenannten Leistungspreis oder auch die „Bereitschaftsvergütung“. Hierbei wird rein die Bereitschaft vergütet, bei Abruf

⁶ Details zu den in VuNdieRd erfassten Parametern sind in [Kapitel 4.2](#) beschrieben

eine gewisse Menge an Leistung zur Verfügung zu stellen. Zusätzlich wird bei Abruf der Arbeitspreis gezahlt. Beide Preise sind Gebotspreise und variieren damit je nach Angebot und Nachfrage. Die Preise liegen üblicherweise über den Normalstrompreisen an der regulären Strombörse. Durch eine zunehmende Vernetzung der Regelleistungsmärkte in Deutschland mit den Nachbarstaaten, zuletzt mit der Schweiz und den Niederlande, nimmt das gehandelte Marktvolumen der SRL und MRL zu. Bei der PRL kam es nur zu einem leichten Zuwachs [27].

3.5. Entwicklung des Regelenergiemarkts

Der Regelenergiemarkt bildete neben den Spotmärkten den wichtigsten energiewirtschaftlichen Marktplatz. Da sich dieser Markt an der gesamtdeutschen Situation, inklusive einiger Nachbarländern, orientiert, kann anhand der Entwicklung des deutschen Kraftwerkspark eine erste Einschätzung zu der Entwicklung des Regelenergiemarkts in den kommenden Jahren gegeben werden.

Die Bilanz von Zubau und Stilllegung von Kraftwerken, auch als „dargebots-unabhängigen Kraftwerke“⁷ bezeichnet, bis zum Jahr 2019 ergibt für das Gebiet südlich von Frankfurt am Main einen Rückgang von 2,322 GW. Den größten Anteil am Rückbau mit 2,686 GW haben AKW. Beim Zubau haben mit 0,565 GW Pumpspeicher-Kraftwerke den größten Anteil [28]. Mit diesem Rückgang von SEA in Süddeutschland wird der Unterschied von Nord nach Süd noch stärker, was über Netzausbaumaßnahmen auf der Hoch- und Höchstspannungsebene aufgefangen werden muss.

Mit Blick auf Gesamt-Deutschland ergibt sich ein Rückgang der „dargebots-unabhängigen Kraftwerke“ bis 2019 von 0,792 GW [28]. D.h. nördlich von Frankfurt am Main müssen die in Süddeutschland wegfallenden Kapazitäten zum großen Teil aufgefangen werden. Der größte Anteil an der zugebauten Leistung fällt in den Bereich Steinkohle mit 2,591 GW während nur 0,572 GW Steinkohle-Kraftwerke stillgelegt werden sollen [28]. Damit würde das Nord-Süd-Gefälle von SEA in Deutschland nicht nur durch WKA in der Küstenregion, sondern auch zunehmend durch konventionelle Großkraftwerke verstärkt. Diese Problematik ist sehr kritisch hinsichtlich der Klimaziele der Bundesregierung, insbesondere wenn man bedenkt, dass diese in naher Zukunft in Betrieb gehenden Kohlekraftwerke mindestens 30 Jahre laufen werden.

Mit einem Rückgang von Erzeugungskapazitäten wird der Regelenergiemarkt wieder etwas attraktiver werden. Ein Rückgang von 0,792 GW reicht in Anbetracht der vorherrschenden Überkapazitäten nicht aus, um nennenswerte Veränderungen für die Leistungspreise zu bewirken. Die voraussichtlichen Überkapazitäten belaufen sich 2015 auf 9,6 GW [29], [30]. Erschwerend kommt hinzu, dass sich Deutschland zunehmend mit den Energiemärkten der Nachbarländer vernetzt, was zur Folge hat, dass der stark CO₂-behaftete Strom aus Kohlekraftwerken in die Nachbarländer drückt. Dies spiegelt sich heute bereits an den im- und exportierten Strommengen wieder (siehe [Kapitel 1](#)).

Es muss aus heutiger Sicht sehr kritisch hinterfragt werden, ob Marktanreize alleine ausreichen, um die Treibhausgasemissionen in den kommenden Jahren (kurz- und mittelfristig)

⁷ Dargebots unabhängigen Kraftwerke sind Kraftwerke die unabhängig von meteorologischen oder anderen Einflussfaktoren zur Stromproduktion eingesetzt werden können. Die Brennstoffversorgung wird dabei nicht Berücksichtigt.

deutlich zu reduzieren und die Kosten der Energiewende volkswirtschaftlich gering zu halten. Fakt ist, dass bereits eine steigende Anzahl von Akteuren, darunter viele Stadtwerke, mit der Vernetzung dezentraler SEA begonnen haben und sich bereits seit Jahren auch gegen große Konzerne am Energiemarkt behaupten. Die in [Kapitel 5](#) und [6.2.1](#) aufgezeigte Flexibilität könnten genutzt werden, ohne dass die primären Aufgaben der BHKW, die Wärmeversorgung des Gebäudes, beeinflusst wären. Daher kann nur empfohlen werden, solche Synergien zunehmend zu nutzen.

3.5.1. Primärregelleistung (PRL)

Die am schnellsten, nämlich innerhalb von 30s, zur Verfügung stehende und als erstes abgerufenen Regelleistung ist die PRL. Diese dient in erster Linie dazu, die Netzfrequenz stabil zu halten. Der Abruf dieser Regelleistung wird nicht vom ÜNB ausgelöst sondern erfolgt automatisiert in Abhängigkeit von der Netzfrequenz. Dabei erfolgt die Höhe der PRL (0-100% der Anlagenleistung) proportional zur Netzfrequenz und bewegt sich in einem Band von 49,8 und 50,2 Hz. Zusätzlich muss die Anlage diese Leistung 15 min aufrechterhalten können. Die minimale Leistung für den PRL-Markt ist seitens der BNetzA mit 1 MW vorgegeben [25]. Bei der PRL wird ausschließlich ein Leistungspreis vergütet, da die positiven und negativen Energiemengen (Arbeitsmengen) sich im Mittel aufheben und zudem nicht unerhebliche Transaktionskosten für die sehr häufig auftretenden kurzen Abrufe anfallen würden. Der Bedarf an PRL wird im Verbund der zentraleuropäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E ("European Network of Transmission System Operators for Electricity") betrachtet. Als Szenario wird für die Bemessung der benötigten PRL im ENTSO-E die Leistung der beiden größten Kraftwerksblöcke herangezogen, diese beläuft sich zurzeit auf 3 GW. Der Anteil der einzelnen Länder wird nach einem Solidaritätsprinzip ermittelt und zwar anteilig nach der eingespeisten elektrischen Energie des Vorjahres. Für Deutschland macht das im Juli 2014 623 MW aus [18].

PRL wurde, und wird, üblicherweise von thermischen Großkraftwerken, wie z.B. Kohle- und Atomkraftwerken, bereitgestellt, da diese kurzfristig den heißen Wasserdampf in den Kesselanlagen zwischenspeichern können, anstatt ihn in der Turbine zu Strom zu wandeln. Da dies nur zeitlich begrenzt möglich ist, muss die PRL möglichst schnell durch die SRL ersetzt werden [25]. Die Aufgabe der Bereitstellung von PRL können zunehmend auch kleinere Anlagen wie z.B. Batteriespeicher übernehmen. Hier ist zurzeit die Wirtschaftlichkeit und die erst im Aufbau befindliche installierte Leistung die stärkste Hemmnis. Bei der Wirtschaftlichkeit ist allerdings eine interessante Entwicklung absehbar. Heute können am PRL-Markt jährlich Erlöse von rund 130.000 bis 150.000 €/MW erzielt werden. Batteriespeicher sind schon für ca. 800.000 €/MW erhältlich. Damit kann ein angemessener Abschreibungszeitraum absehbar erreicht werden und so Stück für Stück, mit dem Ausbau solcher Kapazitäten, dem konventionellen Kraftwerkspark diese Dienstleistung abgenommen werden. Zusätzlich können so auch Batterien, z.B. von PV-Anlagen oder auch E-Autos, in einem VKW organisiert werden, die primär für die Maximierung des Eigenbedarfs der Stromproduktion vorgesehen sind. Trotzdem muss auch beachtet werden, dass der PRL-Markt in Deutschland mit seinen ca. 600 MW sehr begrenzt ist und es schnell zu einem Preisverfall bei einem Überangebot von PRL kommen kann [31].

3.5.2. Sekundärregelung (SRL)

Bei der SRL muss die Leistung innerhalb von 5 min am Netz sein. Dabei wird der Abruf nicht wie bei der PRL über die Netzfrequenz geregelt sondern verursachungsgerecht von den ÜNB in deren Gebiet durch Ablösung der abgerufenen PRL [25]. Dabei sind die ÜNB dazu verpflichtet, sich abzusprechen und so ein koordiniertes Zusammenwirken gegen Netzschwankungen

zu ermöglichen [18]. Damit ist SRL nicht nur für die Frequenzhaltung am Netz, sondern zusätzlich auch zur Einhaltung der vereinbarten Übergabeleistungen vorhanden. Der Umfang der ausgeschriebenen SRL belief sich im ersten Quartal 2014 auf 2.042 MW positive und 1.969 MW negative SRL. SRL können z. B. schnellstartbare Gasturbinen im Stillstand, nachfrage-seitige Flexibilität, VKW oder direktvermarktete EEG-Anlagen (insbesondere Biomasse) zur Verfügung stellen [25].

3.5.3. Minutenreserveleistung (MRL)

Die MRL ist, mit 15 min, die trügste Regelleistung. Sie wird heute über den Merit-Order-List-Server online abgerufen. Vor 2012 erfolgte der Abruf noch telefonisch. Die MRL dient dazu, die SRL abzulösen und für kurzfristige Eingriffe wieder frei zu geben. Dies ist insbesondere der Fall, wenn ein längerer Bedarf absehbar ist. Dabei erfolgt bei der MRL keine wirtschaftliche Abwägung zwischen dem Einsatz von SRL und MRL. Der Marktumfang der ausgeschriebenen MRL war im ersten Quartal 2014 2.472 MW positive und 2.838 MW negative MRL [25].

3.6. Regionale Direktvermarktung

Wie im Exkurs in [Kapitel 3.1](#) bereits angedeutet, ist in einem dezentral versorgten Stromsystem der regionale Zusammenhang von Last und Erzeugung ein wichtiger Punkt. Der Gesetzgeber hat dazu einen gesetzlichen Rahmen geschaffen, der unter bestimmten Voraussetzungen einen steuerlichen Vorteil bietet und so eine Vermarktung von Strom an Abnehmer in einem räumlichen Zusammenhang attraktiv macht. Dies ist im Stromsteuer-Gesetz (StromStG) in § 9 Abs. 1 Nr. 3b geregelt. Der Begriff regionale Direktvermarktung ist dabei derzeit nicht eindeutig geklärt. Es gibt jedoch Gerichtsurteile, die eine Grenze bei 4,5 km ziehen. Zusätzlich ist die Anlagenleistung auf 2 MW limitiert und es muss ein Nachweis erbracht werden, dass der Strom zeitgleich mit der Erzeugung genutzt wurde [18]. Weitere Steuererleichterungen können in Anspruch genommen werden, wenn der Strom über die eigene Leitung ohne das öffentliche Stromnetz verteilt werden kann. Die gesetzliche Grundlage liefert hier § 37 Abs. 3 EEG (2012), § 9 Abs. 1 StromStG und § 17 Strom Netzentgeltverordnung (NEV). Dies ist besonders für Anlagen in Mietshäusern und bei benachbarten Gewerbebetrieben ein interessanter Ansatz. Die Netzentgelte, Konzessionsabgabe und Stromsteuer fallen in diesem Fall komplett weg. Teilweise gilt dies auch für die EEG-Umlage. So kann der Strompreis um etwa 10 ct/kWh reduziert werden. Allerdings wird der Anlagenbetreiber damit auch zum Stromlieferanten, womit erhebliche Pflichten verbunden sind. Hier kann die Hilfe eines Stromhändlers in Anspruch genommen werden [32].

4. Spezifikation des technischen Potenzials

Um die Flexibilität der Anlagen in einem VKW für das Netz bewerten zu können, sind aus Sicht des Verteilnetzbetreibers (VNB) Daten und Parameter wichtig, die am Netzanschlusspunkt auf der Netz-Seite liegen. Für den Anlagenbetreiber sind Parameter von Interesse, die vor der Übergabe der elektrischen Leistung an das Netz liegen. Insgesamt müssen jeweils die Anforderungen beider Akteure erfüllt sein. Eine technische Verfügbarkeit ergibt sich damit aus der zeitlichen Schnittmenge der Leistungsanforderungen aus dem Netz (Verteil- oder Übertragungsnetz) und der Leistung, die der Anlagenbetreiber unter Gewährleistung seiner Bedürfnisse zu Verfügung stellen kann.

Im Sinne einer nachhaltigen Betriebsweise sollten primär Verbrauchslasten reduziert oder im gegenteiligen Fall emissionsbehaftete Stromerzeuger zurückgefahren werden. In den meisten Fällen sollte dieser Ansatz durch einen ökonomischen Anreiz bei der jeweiligen Anlagenart vorgegeben sein. Allgemein kann Leistung immer durch das Zuschalten einer Stromerzeugungsanlage bzw. Abschalten eines Verbrauchers bereitgestellt werden. Dabei werden sowohl Erzeugungsanlagen als auch Lasten allgemein als Anlagen bezeichnet. So kann ein BHKW, das im Winter überwiegend läuft, in dieser Zeit durch Abschalten negative Regelleistung bereitstellen. Im gleichen Zeitraum kann z.B. ein elektrischer Boiler positive Regelleistung durch Abschalten der elektrischen Last bereitstellen. [Tabelle 4](#) verdeutlicht zum Verständnis diesen Zusammenhang visuell. Da zur Bewertung des Potenzials der Anlagen in einem VKW unterschiedliche Technologien in Ulm einen Beitrag liefern könnten, ist es notwendig, diese zu spezifizieren und die charakteristischen Eigenschaften zu ermitteln.

Tabelle 4: Geforderte Anlagenreaktion auf verschiedene Netzzustände

Abruf	Erzeugungsanlagen	Verbraucher
Positive Regelleistung (Zu viel Last oder zu wenig Erzeugung)	An	Aus
Negative Regelleistung (Zu wenig Last oder zu viel Erzeugung)	Aus	An

4.1. Ermittelte Technologien

In Ulm wurden drei wesentliche Anlagen-Kategorien unterschieden, die potenziell an einem VKW partizipieren können. Diese unterscheiden sich voneinander in den folgenden Punkten: Art der verfügbaren Leistung, zeitliche Verfügbarkeit und zu berücksichtigende Nutzeranforderungen der Anlagenbetreiber. Eine Priorisierung und Bewertung der Anlagen-Kategorien wird in [Kapitel 6.2](#) erläutert.

4.1.1. Regelbare Stromerzeugungsanlagen (SEA)

KWK-Anlagen sind ein zentraler Baustein eines VKW. Sie können im Rahmen der technischen Möglichkeiten unabhängig von meteorologischen Einflüssen an- bzw. abgeschaltet werden und können damit in einem dezentralen Energieversorgungssystem Erzeugungslücken gezielt schließen oder bei einem Überangebot aus fluktuierenden EEA abgeschaltet werden. KWK-Anlagen sind alle Anlagen, die thermische als auch elektrische Leistung zeitgleich bereitstellen. Dazu zählen allgemein: BHKW, Gasturbinen, Brennstoffzellen sowie Dampfturbinen und

Dampfmaschinen. Die beiden letzteren müssen allerdings mit einer externen Wärmequelle, z.B. Dampfkessel und einer Wärmeauskopplung ausgestattet sein, um als KWK-Anlage zu zählen. Für Ulm wurden in VuNdieRd bisher Anlagen aus dem Bereich BHKW und Dampfturbinen sondiert. Dabei stellen die BHKW rein nach der Anzahl bewertet den größten Anteil dar. Dampfturbinen werden in großen Leistungsklassen im MW-Bereich verwendet. Dampfturbinen sind in Ulm in der Magirusstraße beim Biomasse-Heizkraftwerk (HKW) sowie im Donautal bei der Müllverbrennungsanlage installiert und werden von der Fernwärme Ulm (FUG) an beiden Standorten betrieben, um über das Fernwärmenetz Kunden mit Wärme zu beliefern. Wie die Dampfturbinen der FUG werden auch die meisten anderen KWK-Anlagen primär dazu eingesetzt, für Gebäude Heizwärme bereit zu stellen. Um die Verfügbarkeit abschätzen zu können, sind daher Außenlufttemperaturen sowie die thermischen Gebäudeeigenschaften relevant. Damit können solche BHKW im Winter überwiegend negative Regelleistung bereitstellen und im Sommer positive.

Eine weitere potenzielle Kategorie von regelbaren SEA im Stadtgebiet sind Notstromaggregate. Diese können nahezu ganzjährig positive Regelleistung bereitstellen. Dabei muss beachtet werden, dass diese Anlagen oft mit Diesel und meist ohne KWK betrieben werden. Damit verursachen sie weit höhere Emissionen als (Bio-) Gas betriebene BHKW. Eine Besonderheit dieser Anlagen ist, dass sie schwarzstartfähig sind und somit auch beim Anfahren des Netzes im Falle eines Stromausfalls einen Beitrag leisten können.

4.1.2. Regelbare Lasten

Power-to-Heat (PtH)-Anlagen können elektrische Leistung aufnehmen und diese in Wärme umwandeln. Dabei handelt es sich um einfache Nachtspeicheröfen, Boiler, Durchlauferhitzer und Wärmepumpen. Wie bei den KWK-Anlagen, die Gebäude mit Wärme versorgen, haben auch die PtH-Anlagen den Vorteil, dass Gebäude aus Sicht des Stromnetzes sehr träge reagieren. Damit kann in entscheidenden Momenten Last vom Netz genommen oder zugeschaltet werden, ohne dass dadurch ein Nachteil, wie z.B. eine Verschlechterung der Behaglichkeit in dem Gebäude, entsteht. Elektrische Leistung aus erneuerbaren SEA, die zu einem Zeitpunkt weder von Lasten noch vom Stromnetz aufgenommen werden kann, ist wie Primärenergie⁸ anzusehen und kann daher auch zur Vermeidung fossiler Primärenergieträger in anderen Bereichen (z.B. Heizöl) verwendet werden, ohne dass die elektrische Leistung „unter ihrem Wert“ verwendet wird.

Weitere und nicht unerhebliche regelbare elektrische Lasten sind bei den gewerblichen und industriellen Unternehmen vorhanden. Ein Beispiel aus der Branche der metallverarbeitenden Industrie verdeutlicht diese Aussage⁹. Beim Salzbadhärten wird das Metall in einem ca. 250°C heißem Salzbad abgeschreckt. Dieses Salzbad wird elektrisch während der wöchentlichen Produktion auf dieser Temperatur gehalten. Dabei könnte in Zeiträumen von Viertelstunden 400 kW Leistung gezielt aufgenommen werden. Wegen der Produktionsprozesse ist diese Flexibilität allerdings nur in einem sehr knappen Temperaturband möglich. An Wochenenden und Feiertagen müssen die Salzbadhärten ohne zur Produktion beizutragen auf Temperatur gehalten werden, um ein Aushärten zu verhindern. In dieser Zeit steht allerdings ein breiteres

⁸ Als Primärenergie bezeichnet man die ursprünglich Form eines Energieträgers bevor dieser aufbereitet, verteilt und in die finale Energieform umgewandelt und beim Endverbraucher genutzt wird.

⁹ Da diese Branche ebenfalls in Ulm vertreten ist, bietet sich dieses Beispiel besonders an.

Temperaturband zu Verfügung, so dass bis zu 500 kW elektrische Leistung für das Lastmanagement aufgenommen werden kann [33]. Dies ist besonders in Gebieten interessant, in denen im Verhältnis zur Last ein hoher Anteil PV-Leistung installiert ist. So könnten auch an Feiertagen, bei niedriger Last im Vergleich zu den Werktagen, regional die Mittagsspitzen der PV-Einspeisung genutzt werden und gleichzeitig das Verteilnetz entlastet werden.

4.1.3. Erneuerbare-Energien-Anlagen (EEA)

Die im Ulmer Stadtgebiet am häufigsten vorhandenen EEA sind WKW (Wasserkraftwerk), PV und Biomasse. Diese charakterisieren sich dadurch, dass sie durch ihre nachhaltige Stromerzeugung gegenüber allen anderen SEA Vorrang haben müssen. Zudem sind sie durch die starke Abhängigkeit von meteorologischen Einflüssen aus verschiedenen Gründen schlecht steuerbar. Dies ist im Besonderen bei der PV gegeben. Es besteht lediglich die Möglichkeit, das Leistungspotenzial zu nutzen oder nicht. Selbst diese Option steht nur tagsüber und stark variierend zu Verfügung. Allerdings kann sie, wenn ein starker Bedarf ist, sehr schnell abgerufen werden. Eine Systemdienstleistung, die die PV sehr gut erbringen kann, ist die Bereitstellung von Blindleistung. Diese kann dazu beitragen, regionale Spannungserhöhungen durch starke Einspeisung zu dämpfen. Diese Anwendung wird von neuen Anlagen schon heute gefordert und Bestandsanlagen werden entsprechen nachgerüstet. PV-Anlagen wurden daher wegen ihrer geringen Relevanz in einem VKW in VuNdieRd nur am Rande bewertet und betrachtet.

Bei den WKW ist, wenn es die Rahmenbedingungen erlauben, ein sogenannter Schwellbetrieb möglich. Dabei kann Wasser aufgestaut werden, um die elektrische Leistung der hydraulischen Turbinen zu reduzieren und zu einem späteren Zeitpunkt mit dem gestauten Wasser wieder hochzufahren. Wenn der Schwellbetrieb nicht möglich ist, kann ähnlich wie bei der PV lediglich die Leistung reduziert werden, wenn das Wasser ungenutzt über das Wehr gelassen wird. Das Wasserangebot, das ein Fluss wie z.B. die Donau über das Jahr liefert, unterliegt Schwankungen. So ist nach der Schneeschmelze im Frühjahr ein größeres Wasserangebot vorhanden. Auch längere Regenfälle können das Wasserangebot kurzfristig im Bereich von Tagen erhöhen. Durch die großen Synchrongeneratoren in WKW sind diese zur Frequenzhaltung am Netz und für die Bereitstellung von Blindleistung sehr gut geeignet.

Die dritte verfügbare erneuerbare Energiequelle in Ulm ist die Stromerzeugung aus Biomasse. Dazu zählt neben den in [Kapitel 4.1.1](#) bereits erwähnten Biomasse-HKW auch Biogas-Anlagen, die das Gas weiter in Strom wandeln und in das Netz einspeisen. Diese Anlagen sind gut regelbare SEA und gehören von ihrer Charakteristik aus Sicht eines VKW in die Kategorie von [Kapitel 4.1.1](#). Die Nachhaltigkeit der Energiequelle hebt diese Anlagen allerdings auf eine gesonderte Position, sodass sie gegenüber den fossil (meist Erdgas) betriebenen BHKW bevorzugt behandelt werden sollten, um möglichst viel erneuerbar erzeugten Strom gezielt in das Netz einzuspeisen.

4.2. Parameter

Um die für ein VKW relevanten Parameter zu ermitteln, wurde zu Beginn ein Parameterkatalog erstellt, der sich an den Vorgaben der Energiewirtschaft, den Interessen der VNB als auch der Interessen der Anlagenbetreiber orientiert. Dieser Ansatz wurde für alle Kategorien der in Ulm verfügbaren Technologien angewendet. Dabei wurden die Parameter in Vorgabenbereiche

einsortiert, die sich wie folgt unterscheiden: Technische und ökonomische Parameter, Verfügbarkeit sowie Netzinformationen. Die akquirierten Daten zu den Parametern beziehen sich auf die Situation der Anlage zum Zeitpunkt der Abfrage während der Projektlaufzeit. Allgemeine Parameter wie Adresse, GPS¹⁰-Koordinaten und Anlagenbetreiber sowie Messdaten-Informationen wurden nicht zu den eben aufgezählten Parametern gezählt. Viele der im Parameterkatalog gelisteten Parameter können bei Abfrage relativ leicht in Erfahrung gebracht werden, z.B. die elektrische Nennleistung der Anlagen. Andere Daten sind sehr viel schwerer zu akquirieren, da sie für die Hauptaufgabe der Anlage nicht relevant sind und auch nicht in Unterlagen dokumentiert werden, so z.B. die Zeit vom Startbefehl bis zum Erreichen der Nennleistung. Einige dieser Lücken konnten durch direkte Kontaktaufnahme mit dem Hersteller der Anlage gefüllt werden. **Tabelle 5** liefert eine kompakte Übersicht zu den Parametern. In den folgenden Kapiteln werden die einzelnen Parameter der Vorgabenbereiche detailliert beschrieben und erklärt.

¹⁰ Global Positioning System (GPS)

Tabelle 5: Summarische Übersicht über die ausgewerteten Parameter

	Technische Parameter	Ökonomische Parameter	Verfügbarkeit	Netzinformatio- nen
Regelbare SEA	Brennstoff: Art und Volumenstrom, Massenstrom oder Kraftstoffverbrauch Generatortyp Schwarzstartfähigkeit Elektrischer Teillastbereich: Min., Max. Wartungsparameter: VBS, Start/Stop-Verhältnis Elektr., therm. und Brennstoff-Leistung: Min., Max und Nenn.-Phasenverschiebung: Induktiv und kapazitiv elektrischer und Gesamt-Wirkungsgrad: Min. und Nenn.	Förderinstrument/Markt: Art, Inbetriebnahme Jahr, Förderhöhe Wartungskosten Brennstoffkosten	Betriebsart: Führungsgröße, Anwendungsbe- reich Laständerungszeit: Kaltstart, Warmstart und Teillastbereich Mindestlaufzeit	Netzimpedanz Netzfrequenz Strom AC (eff.) Spannung AC (eff.) Scheinleistung Blindleistung Wirkleistung Netzkopplungsebene
Regelbare Lasten	Elektrische Leistung: Max., Min. Blindleistung: induktiv, kapazitiv Erzeugte Energieform Vermiedene Energieform Anlagentyp	Investitionskosten für Stromwandler Wartungskostenparameter Kosten der vermiedenen Energiequelle Branche	Betriebsart: Führungsgröße, Anwendungsbe- reich Zeit für Laständerung: Start, Stopp, Teillast Laufzeit: Max., Min	Netzimpedanz Netzfrequenz Strom AC (eff.) Spannung AC (eff.) Scheinleistung Blindleistung Wirkleistung Netzkopplungsebene
EEA WKW	Generatortyp Schwarzstartfähig Elektrischer Teillastbereich: Min., Max. Wartungsparameter: VBS, Start/Stop-Verhältnis El., Leistung: Min., Max und Nenn. Phasenverschiebung: Induktiv und kapazitiv Turbinendaten: Nennaufnahme Volumenstrom, Fallhöhe, Wasserleistung El. Wirkungsgrad: Min. und Nenn.	Förderinstrument/Markt: Art, Inbetriebnahme Jahr, Förderhöhe Wartungskosten	Betriebsart Laständerungszeit: Start, Teillastbereich Schwellbetrieb Mindeststandzeit	Netzimpedanz Netzfrequenz Strom AC (eff.) Spannung AC (eff.) Scheinleistung Blindleistung Wirkleistung Netzkopplungsebene
EEA PV	Modul Daten Module Nennleistung Anlagen Modul-Nennleistung Modul-Wirkungsgrad Modul-Technologie Temperaturkoeffizient Leistung Anzahl Gesamt Wechselrichter (WR) Nennleistung Max-Leistung WR-Wirkungsgrad: Max, EU Modul-Nennleistung pro WR Modul-Verschaltung: Seriell, Parallel Einphasig Phase: L1- L3 Phasenverschiebung: Induktiv, Kapazitiv	Anlagenabregelung Eigenverbrauch Netzebene Antrags-Datum EEG Förderhöhe Inbetriebnahme	Keine Parameter definiert, da die Verfügbarkeit abhängig ist vom, solaren Strahlungsangebot und Parametern, die in anderen Kategorien abgedeckt sind.	Netzimpedanz Netzfrequenz Strom AC (eff.) Spannung AC (eff.) Scheinleistung Blindleistung Wirkleistung Netzkopplungsebene

4.2.1. Allgemeine Daten

Zu den allgemeinen Daten gehören in erster Linie die Adressen, GPS-Koordinaten und Zusatzinformationen wie Hersteller und Typenbezeichnung der Anlagen. Bei den PV-Anlagen wurden weiter Standortdaten wie Ausrichtung und Neigung sowie Gebäudetyp ergänzt. Diese sind für die Einspeisecharakteristik der Anlage wichtig.

4.2.2. Technische Parameter

Die technischen Parameter, die in den meisten Datenblättern geführt werden, bilden die Grundlage für die Bewertung einer Anlage und deren Möglichkeiten für ein VKW. Dazu zählen alle Angaben, die zum Nennbetriebspunkt vom Hersteller gemacht werden, wie z.B. die elektrische, thermische und Brennstoff-Nennleistung, alle Wirkungsgrade und bei steuerbaren SEA der Brennstoffverbrauch und Brennstofftyp. Für den Nennbetriebspunkt werden Anlagen von den Herstellern konzipiert. Von daher werden an diesem Betriebspunkt meist die höchsten Wirkungsgrade oder auch die besten Abgaswerte erreicht. Für steuerbare Lasten kommen noch Angaben dazu, die sich aus der Anwendung der Last ergeben. So würde z.B. eine Pumpe elektrische Leistung in einer Zeit x in Lageenergie umwandeln, während elektrische Heizungen unter Umständen auch andere Brennstoffe, z.B. Erdgas, Erdöl oder Holz vermeiden können. Diese Angaben können für eine Priorisierung in einem VKW ebenfalls interessant sein. Für VKW sind für den Betrieb Daten interessant, die die Wasseraufnahmekapazität (oder den Nennvolumenstrom) und die Fallhöhe betreffen. Daraus kann die zur Verfügung stehende Nennleistung des Wassers und mit der elektrischen Nennleistung der Wirkungsgrad der Anlagen berechnet werden. Die technischen Parameter sind aber auch wichtig, um Anlagen innerhalb eines VKW nachhaltig und ökonomisch steuern zu können. Anlagen mit hohen elektrischen Wirkungsgraden z.B. können bei der Priorisierung höher eingestuft werden. Das müsste zur Folge haben, dass sie zuerst zugeschaltet und als letztes abgeschaltet werden. Für eine flexible Betriebsweise von Anlagen sind gerade die technischen Parameter interessant, die nicht am Nennbetriebspunkt erreicht werden. Dazu zählen hauptsächlich die Wirkungsgrade an den Grenzen des Teillastbereichs sowie die notwendigen Übergangszeiten bis zum Erreichen eines neuen Betriebspunkts. Neben den für die Fahrweise relevanten Parametern sind auch technische Parameter interessant, die weitere Netzdienstleistungen betreffen, die heutzutage meist noch von den fossil und atomar betriebenen Großkraftwerken übernommen werden. Dazu zählen Blindleistung¹¹, Primärregelleistung und Schwarzstartfähigkeit.

4.2.3. Ökonomische Parameter

Das Vorhandensein bestimmter technischer Voraussetzungen ist essenziell für eine Teilnahme an den Regelleistungsmärkten. Die hier aufgeführten ökonomischen Parameter spiegeln die zum Zeitpunkt der Datenerhebung geltenden wirtschaftlichen Rahmenbedingungen wieder. Für viele Anlagenbetreiber ist die Teilnahme an einem VKW zunächst mit erhöhtem Aufwand und unbekanntem wirtschaftlichen Konsequenzen verbunden. Daher muss, um eine Teilnahme zu rechtfertigen, für jeden Anlagenbetreiber individuell der Nachweis erbracht werden, welche wirtschaftlichen Vorteile sich daraus entwickeln könnten und wie diese erreicht werden können. Dazu sind die Förderinstrumente wie EEG und KWKG in Betracht zu ziehen unter spezieller Berücksichtigung der Laufzeit, über die diese Förderinstrumente noch für die

¹¹ Blindleistung ist nötig um die Wirkleistung in einem Wechselstromsystem (AC-System) zu übertragen.

jeweilige Anlage zur Verfügung stehen. Darüber hinaus sind aber auch Kosten für Wartung und die Brennstoffe eine wichtige Einflussgröße für die Wirtschaftlichkeit. Generell ist hierbei zu beachten, dass diese Förderungen und Kosten auf Grund von gesetzlichen Änderungen bzw. Änderungen am Energiemarkt sich in der Zukunft deutlich verändern können.

4.2.4. Verfügbarkeit

In der Kategorie Verfügbarkeits-Parameter sind die Parameter gelistet, die dem VKW-Betreiber einen Eindruck vermitteln sollen, welche Bedingungen für den Anlagenbetreiber relevant sind. Diese Anforderungen haben Priorität gegenüber den zusätzlichen Anforderungen, die von dem VKW ausgehen. Sie zeigen sowohl saisonal als auch im Tagesverlauf auf, welchen Betriebszustand eine Anlage gerade haben könnte. Ein BHKW kann beispielsweise eingesetzt werden, um Heizwärme für ein Wohngebäude bereitzustellen. Damit wäre die Führungsgröße die Außentemperatur. Im Detail ist die Verfügbarkeit des BHKW in diesem Beispiel auch von weiteren individuellen Parametern abhängig, die die Gebäudephysik betreffen. Je nach Anwendungsbereich können im Detail sehr viele zusätzliche Parameter wichtig sein, sodass diese erst bei einer genaueren individuellen Betrachtung einer Anlage erfasst werden.

Für die verschiedenen Märkte ist die Zeit, in der Laständerungen durch die Anlagen bereitgestellt werden können, ebenfalls ein wichtiger Punkt. Daher wurden die Zeiten, die die Anlage für das Starten bzw. Stoppen benötigt, sowie Zeiten für Laständerungen im Teillastbereich mit aufgenommen. Für viele technische Anlagen kann es Vorgaben für minimale Standzeiten geben, bevor der nächste Start der Anlage erfolgen kann.

4.2.5. Netzzustandsinformationen

In den Verteilnetzen des Stromsystems sind aktuell noch sehr wenige Messinstrumente installiert, die den Netzzustand überwachen. Ein Bedarf hierfür kam erst mit der dezentralen Erzeugung von Strom auf. Viele Anlagen messen Parameter, wie z.B. Netzfrequenz und Spannung, die auch für den VNB interessant sind. Diese zusätzlichen Netzinformationen können genutzt werden, um Investitionen in Messtechnik für einen sicheren Netzbetrieb zu reduzieren und somit Netzausbaukosten zu senken. Daher wurden diese Parameter mit abgefragt. Spannungsinformationen können helfen, Spannungserhöhungen durch starke dezentrale Einspeisung, z.B. aus PV Anlagen, zu ermitteln. Messungen der Schein-, Bind- und Wirkleistung helfen bei der Netzplanung. Während die Netzfrequenz im Verbund der Übertragungsnetze das Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung und Last widerspiegelt. Die Netzimpedanz kann helfen, Störungen im Stromnetz zu ermitteln.

4.2.6. Messdaten

Diese Daten können bei der Planung der individuellen Anlagen sehr hilfreich sein. Daraus kann Planungssicherheit sowohl für den Anlagenbetreiber als auch für den VKW-Betreiber generiert werden. Die Messdaten selber wurden in VuNdieRd nicht erhoben. Es wurde nur abgefragt, ob die Messdaten vorhanden sind und in welcher Qualität.

5. Flexibilisierung durch thermische Speicher

In diesem Kapitel soll der Einfluss von thermischen Speichern auf die Flexibilität von KWK-Anlagen untersucht werden. Idealerweise kann durch eine Erweiterung der thermischen Speicherkapazität in Bestandsanlagen mit geringem Aufwand zusätzliche Flexibilität für eine gezielte Stromerzeugung geschaffen werden. Dieser Ansatz wurde exemplarisch auf Basis der Daten des Projektpartners EvoBus untersucht. Er sollte insbesondere den Projektpartnern EvoBus und Cupasol Erkenntnisse darüber liefern, welches Flexibilisierungspotenzial durch entsprechende Speichererweiterungen sowohl in den eigenen Anlagen wie auch im Gesamtmarkt tatsächlich erschlossen werden kann.

Für die Analyse wurden Daten aus dem Jahr 2014 mit einer zeitlichen Auflösung von 15 min verwendet. Aufgrund von Ausbaumaßnahmen und dem Zusammenspiel verschiedener Anlagen in der Heizzentrale bei EvoBus konnten keine gemessenen Wärmelastverläufe verwendet werden. Die Charakteristik des Wärmelastverlaufs wurde durch die sogenannte Sigmoid-Funktion abgebildet. Dieser Ansatz wird auch von der SWU verwendet, um Lastverläufe des Gasverbrauchs zum Heizen von Wohnhäusern zu berechnen [34]. Als Eingangsgröße wurden gemessene Temperaturwerte der Wetterstation an der Hochschule Ulm am Campus Eberhard-Finckh-Straße verwendet. Als weitere Annahme wurden nach Rücksprache mit EvoBus 6.000 Volllastbetriebsstunden (VBS) festgelegt. Damit wurde iterativ der Lastverlauf berechnet, der für die spätere Auswertung die Grundlage liefert. Es wurde für diese Analyse kein physikalisches Modell entwickelt, das thermodynamische Effekte berücksichtigt. Speicherverluste wurden mit 1,5 % der Tagesenergiemenge im Speicher angenommen. Dieses bilanzielle Modell ermöglicht mit überschaubarem Aufwand eine Bewertung der Fragestellung. Die Regelung der BHKW berücksichtigt den Speicherzustand und startet das BHKW, wenn der Speicher leer wird, und stoppt das BHKW, wenn der Speicher seine Obergrenze erreicht. Damit werden maximale Laufzeiten pro Startvorgang generiert und Taktzahlen möglichst gering gehalten.

Die Vergrößerung der Speicher hat zunächst Einfluss auf zwei für den wirtschaftlichen BHKW-Betrieb wichtige Parameter: die durchschnittliche Laufzeit pro Takt und die VBS. In [Abbildung 4](#) ist die Entwicklung der beiden Parameter über dem Speichervolumen visualisiert. Dabei ist bei der durchschnittlichen Laufzeit pro Takt ein linearer Zusammenhang (blaue Kurve) mit dem Speichervolumen ersichtlich. Höhere Laufzeiten pro Takt sind für die Lebensdauer der BHKW besser, da die Start-Vorgänge die Anlagen belasten. Viele BHKW-Hersteller schreiben entweder Mindestlaufzeiten oder Zeitvorgaben, in denen kein zweiter Startvorgang durchgeführt werden soll, vor.

Bei den VBS ergibt sich eine logarithmische Charakteristik (graue Kurve). Daraus kann man schließen, dass eine Änderung der Speichergröße bei geringen Speichervolumen einen großen Einfluss auf die VBS hat, während mit zunehmender Größe der Einfluss geringer wird. Für die hier ausgewerteten Speichergrößen ergibt sich eine Steigerung der VBS um 2,3 % vom kleinsten bis zum größten Speichervolumen. Eine Steigerung der VBS kann durch den thermischen Speicher erreicht werden, da in Frühling, Sommer und Herbst mehr thermische Energie aus dem BHKW im Speicher zur Verfügung steht und damit zu späteren Zeitpunkten die BHKW-Leistung abgerufen werden kann.

Die VBS sind für die Wirtschaftlichkeit von BHKW, die nach dem KWKG gefördert werden, einer der wichtigsten Faktoren. Je mehr VBS erreicht werden, desto höher werden die bereitgestellte thermische Energie und die erzeugte Strommenge. Die Wirtschaftlichkeit hängt aber bei KWK-Förderung ausschließlich von der bereitgestellten Energiemenge ab.

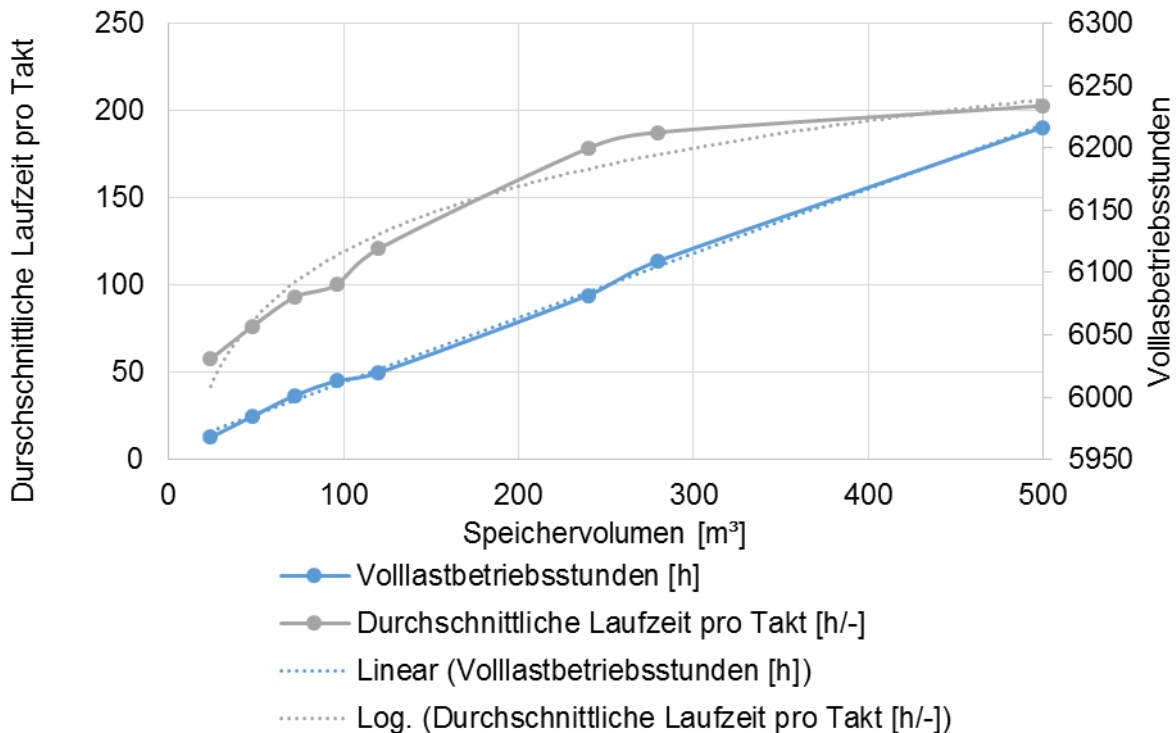


Abbildung 4: Durchschnittliche Laufzeit pro BHKW-Takt und Entwicklung der Volllastbetriebsstunden in Abhängigkeit der Speichergröße.

Beim Betrieb einer KWK-Anlage in einem VKW spielt bei der ökonomischen Betrachtung neben der Energiemenge auch der Zeitpunkt der bereitgestellten Leistung eine entscheidende Rolle. Die Betriebszeiten wiederum können mittels eines größeren Speichers flexibler gewählt werden. Daher ist es wichtig, die gewonnene Flexibilität durch den thermischen Speicher zu bewerten. Dabei ist Flexibilität von mehreren Rahmenbedingungen abhängig. Diese spiegeln sich auch in den Vorgaben der Regelleistungsmärkte wieder. Folgende Größen wurden zur Bewertung der Flexibilität ermittelt:

- Dauer der verfügbaren Leistung (Speicher abhängige Größe)
- Zeiträume für die Verfügbarkeit (Speicher abhängige Größe)
- Zeit bis zur Verfügbarkeit der Leistung (Speicher unabhängige Größe)
- Höhe der verfügbaren Leistung (Speicher unabhängige Größe)

Da sich für jeden Zeitpunkt des Jahres der Speicherzustand in Abhängigkeit von der Last und der Erzeugung ändern kann, muss die verfügbare Flexibilität für positive und negative Leistung laufend neu bewertet werden.

Dazu wurde folgende Logik verwendet:

- Positive Regelleistung: Positive Regelleistung kann nur in Stillstandszeiten des BHKW bereitgestellt werden. Als Maß für die Flexibilität wurde die noch freie Kapazität (Energie) im thermischen Speicher verwendet. Diese gibt zusammen mit der Leistung des BHKW vor, wie lange das BHKW laufen könnte und die Speicherung der Wärme sichergestellt ist.
- Negative Regelleistung: Negative Regelleistung kann nur im Betrieb des BHKW zur Verfügung gestellt werden. Hier wurde der gleiche Ansatz wie bei der positiven Regelleistung verwendet mit dem Unterschied, dass die im Speicher vorhandene Energiemenge als Maß verwendet wurde.

Dieser Ansatz lässt sich sehr gut auf andere Rahmenbedingungen übertragen und ergibt somit vergleichbare Kennzahlen. Die so berechneten Zeiten zur Bewertung der Flexibilität ergeben einen Jahresverlauf wie er in **Abbildung 5** beispielhaft für die Variante mit 500 m³ Speichervolumen dargestellt ist. In den Übergangszeiten ist vornehmlich Zeit für negative Regelleistung zur Verfügung, während in den warmen Sommermonaten positive Regelleistung bessere Voraussetzungen erreicht.

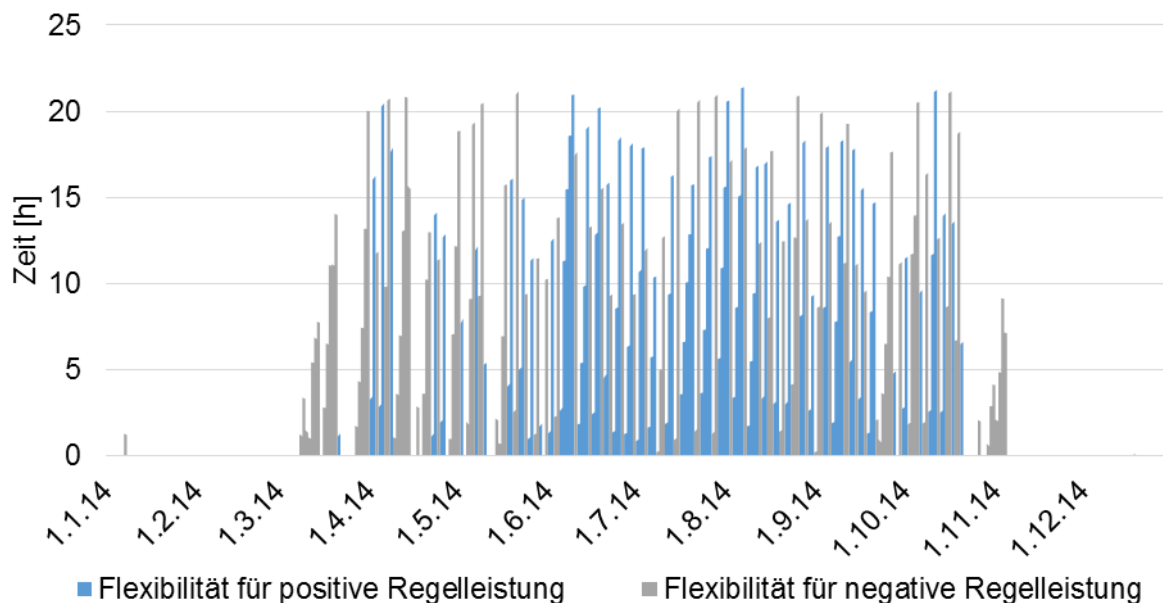


Abbildung 5: Jahresverlauf der verfügbaren Flexibilität für negative und positive Regelleistung bei einem 500 m³ Speichervolumen

Dies zeigt auch, dass ein thermischer Speicher in den kalten Monaten des Jahres keinen direkten Einfluss auf die Flexibilität hat. Während dieser Zeit könnte theoretisch das BHKW abgeschaltet und damit negative Regelleistung bereitgestellt werden. Dazu müsste allerdings der Spitzenlastkessel die fehlende thermische Leistung übernehmen, um die Wärmeversorgung sicherzustellen. Falls das nicht möglich ist, weil der Spitzenlastkessel z.B. zu klein dimensioniert wurde, könnte der Spitzenlastkessel zusammen mit dem BHKW an milderer Tagen den Speicher beladen. Damit könnte der Speicher die fehlende BHKW -Leistung bei Bedarf ersetzen. Ein sensibler¹² thermischer Speicher, wie er üblicherweise verwendet wird, kann die Tem-

¹² Als sensible Wärme wird Energie bezeichnet, die bei Zu- oder Abfuhr direkt eine Temperaturänderung verursacht. Latente Wärme wird bei Phasenwechsel eines Materials frei oder aufgenommen.

peratur nur über eine gewisse Zeit im Rahmen von Tagen speichern. Falls die negative Regelleistung nicht während dieses Zeitrahmens abgerufen wird, ist die zur Speicherung eingesetzte Energie ungenutzt verloren. Den Mittelwert der Zeiten für Flexibilität aus den berechneten Jahresverläufen (siehe Beispiel [Abbildung 5](#)), aufgetragen über den verschiedenen Speichergrößen, ergibt die in [Abbildung 6](#) gezeigte lineare Charakteristik. Dabei ergibt sich für negative Regelleistung eine geringfügig geringere Flexibilität.

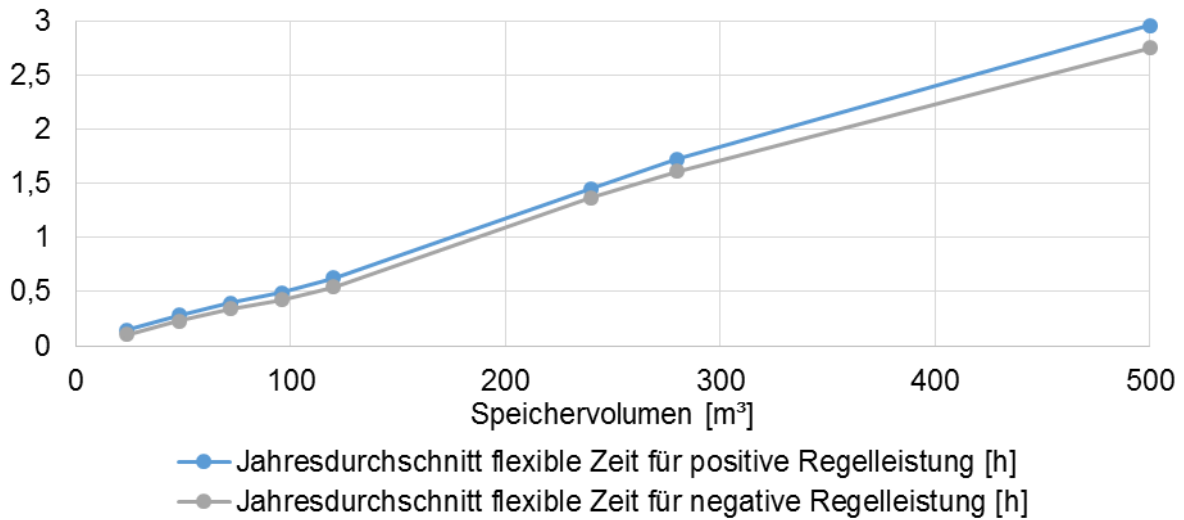


Abbildung 6: Jahresdurchschnitt der flexiblen Zeiten für positive und negative Regelleistung für verschiedene Speichergrößen.

6. Datenbasis

Für die in Kapitel 4 beschriebenen Technologien und Parameter wurden eine Tabellenstruktur angelegt, um die Daten auswerten zu können. Dieses Kapitel soll mit Hilfe von Kennzahlen und Diagrammen einen Überblick über die bestehende Datenvielfalt und Qualität liefern. Die Rohdaten aus dem Projekt liegen separat vor.

6.1. Überblick über die akquirierten Daten

Bei der Anzahl der Anlagen im Ulmer Stadtgebiet sind PV-Anlagen mit weitem Abstand am häufigsten vorhanden. In Summe sind bereits 4.750 dezentrale Anlagenbetreiber in Ulm vorhanden. Die Anzahl würde 3,9 % der Bevölkerung der Stadt Ulm im Jahr 2014 entsprechen. Wie stark der Einfluss der einzelnen Technologien auf die Erzeugungsleistung sowie deren Beitrag zur dezentralen Energiebereitstellung ist, wird in den folgenden Kapiteln erläutert.

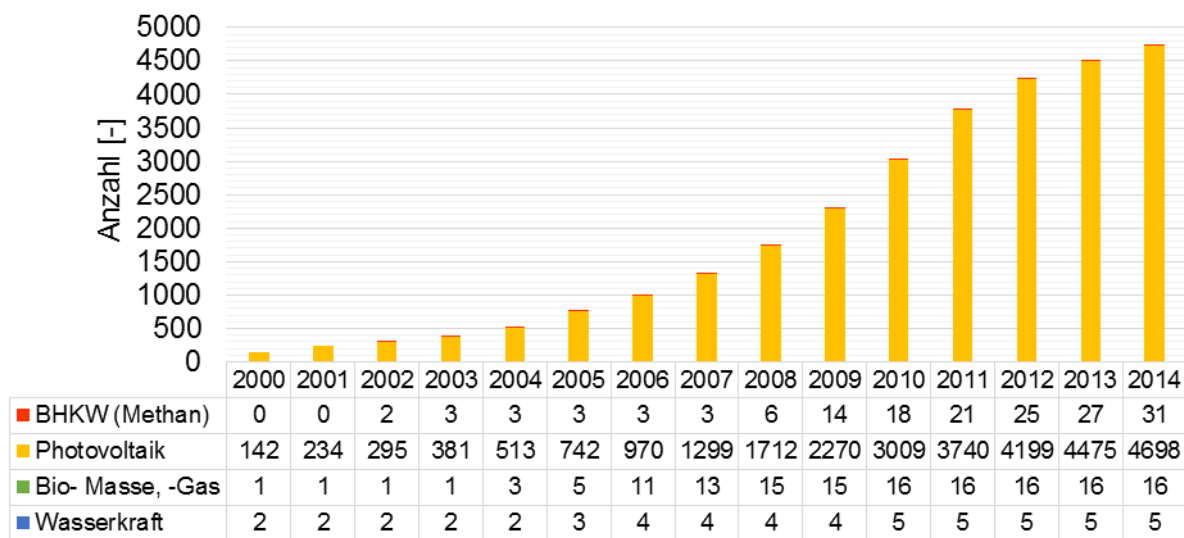


Abbildung 7: Zugebaute Anzahl von stromerzeugenden Anlagen im Stadtgebiet Ulm seit 2000.

Der prozentuale Anteil der kumulierten Anlagenanzahl (bezogen auf das Jahr 2014) für die einzelnen Technologien und Jahre im Stadtgebiet Ulm zeigt die historische Entwicklung auf. Wasserkraft war im Jahr 2000 schon mit 40 % der Anlagenanzahl, die bis 2014 erreicht wurde, auf einem hohen Niveau. Neue Anlagen verursachen wegen der geringen Anzahl (siehe [Abbildung 7](#)) große Sprünge. Dies ist ähnlich aber weniger ausgeprägt bei „Bio-Masse, -Gas“ und „BHKW (Methan)“ der Fall. Seit 2010 wurden im Bereich „Bio-Masse, -Gas“ und „Wasserkraft“ keine neuen Anlagen in Betrieb genommen. Seit dem Jahr 2012 schwächt sich der Zubau neuer PV-Anlagen etwas ab, bleibt aber auf einem relativ hohen Niveau von zuletzt 4,7 % pro Jahr.

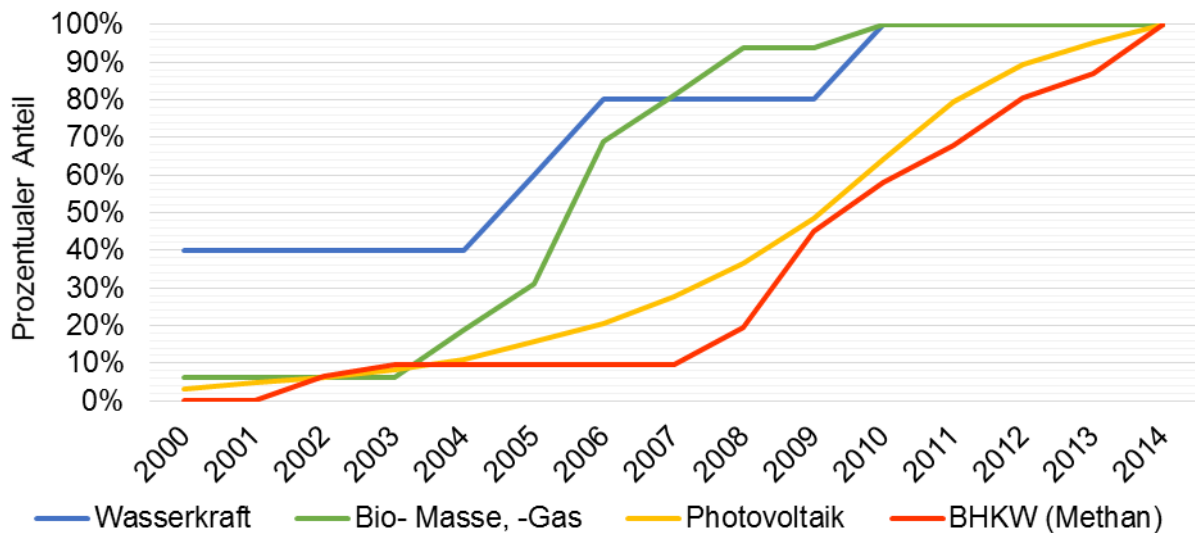


Abbildung 8: Prozentualer Anteil der kumulierten Anlagenanzahl der einzelnen Technologien und Jahre, bezogen auf das Jahr 2014.

6.1.1. Regelbare SEA

Abbildung 9 zeigt eine Übersicht zur Vollständigkeit aller akquirierten Daten der regelbaren SEA. Diese sind bei den Anlagen hauptsächlich BHKW und werden ausschließlich in KWK betrieben. Da alle SEA-Anlagen beim Netzbetreiber gemeldet werden müssen und alle dort vorhandenen Anlagen ausgelesen wurden, kann davon ausgegangen werden, dass in dem in VuNdieRd akquirierten Datensatz alle KWK-Anlagen im Stadtgebiet Ulm geführt werden. Teilweise konnten auch schon Anlagen, die außerhalb des Stadtgebiets Ulm, aber innerhalb des Netzgebiets der SWU liegen, mit einbezogen werden. Es zeigte, dass allgemeine Daten nahezu vollständig vorhanden sind. In der Kategorie „Technische Daten“ sind auf Grund der nicht in den Datenblättern geführten Parameter, die allerdings für den Betrieb in einem VKW wichtig sind, noch einige Lücken vorhanden. Die gängigen Parameter, innerhalb der technischen Daten, wie z.B. die Nennleistungen und Nennwirkungsgrade sind nahezu vollständig vorhanden, siehe dazu auch I.1. Durch Filterung (1 bis 4) kann man bereits verschiedene Anlagen nach ihrer geographischen Zuordnung und nach der Brennstoffart unterscheiden. Neben den Anlagen, die nicht mit Methan (Erdgas) befeuert werden, sind auch Anlagen den EEA zuzuordnen, da sie z.B. mit Biogas, Biomasse oder Rapsöl befeuert werden. Diese werden aber wegen ihrer Eigenschaften den regelbaren SEA zugeordnet.

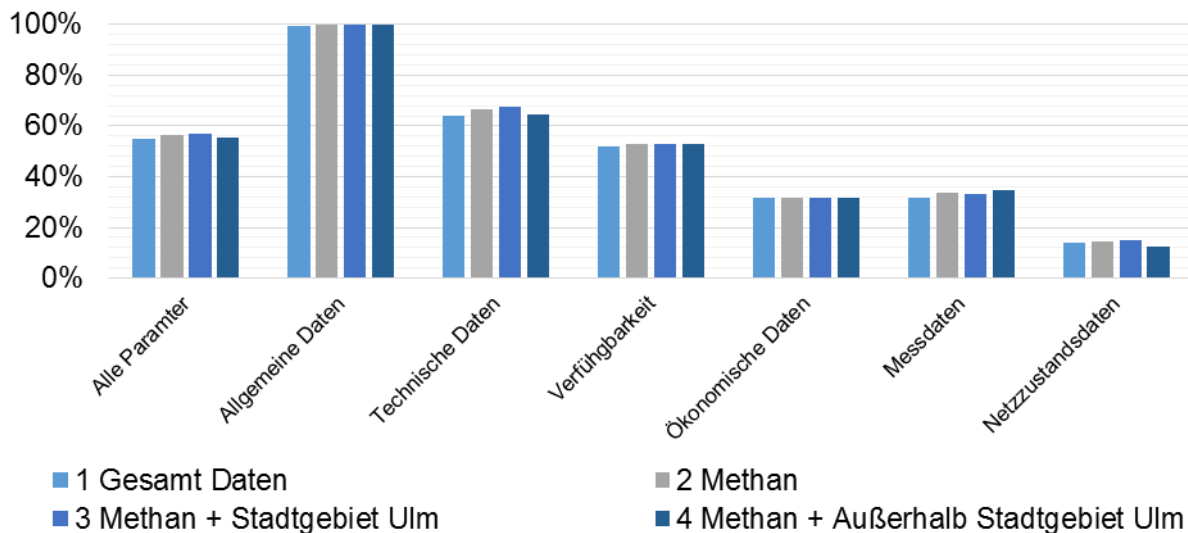


Abbildung 9: Prozentuale Anteile der vorhandenen regelbaren SEA-Parameterdaten, bezogen auf die Gesamtanzahl für verschiedene Filter (1 bis 4) sowie Kategorien der Parameter. Die Einzelwerte werden im Anhang I.1 gelistet.

Als weitere potenzielle regelbare SEA können, wie bereits beschrieben, Notstromaggregate angesehen werden.

6.1.2. EEA

Bei den EEA können im Wesentlichen zwei Arten unterschieden werden: PV und Wasserkraft. Beide haben, wie bereits beschrieben, für ein VKW nicht höchste Priorität (Kapitel 4.1.3). Für Wasserkraft und PV konnten alle in Ulm und zum Teil im Umfeld vorhandenen Anlagen sortiert werden.

Bei der Wasserkraft konnten Parameter, wenn sie vorhanden waren, nahezu vollständig sortiert werden. Nicht verfügbare Parameter waren meist bei allen Anlagen gleichermaßen unvollständig. Details zu den einzelnen Parameter und deren Vollständigkeit werden im Anhang I.2.1 gelistet. Abbildung 10 gibt einen ersten Überblick zu der Vollständigkeit der akquirierten Anlagenparameter. Messdaten werden in der Regel bei WKW aufgezeichnet. Hier fehlt lediglich die Information, ob und in welchem Umfang die Daten archiviert werden.

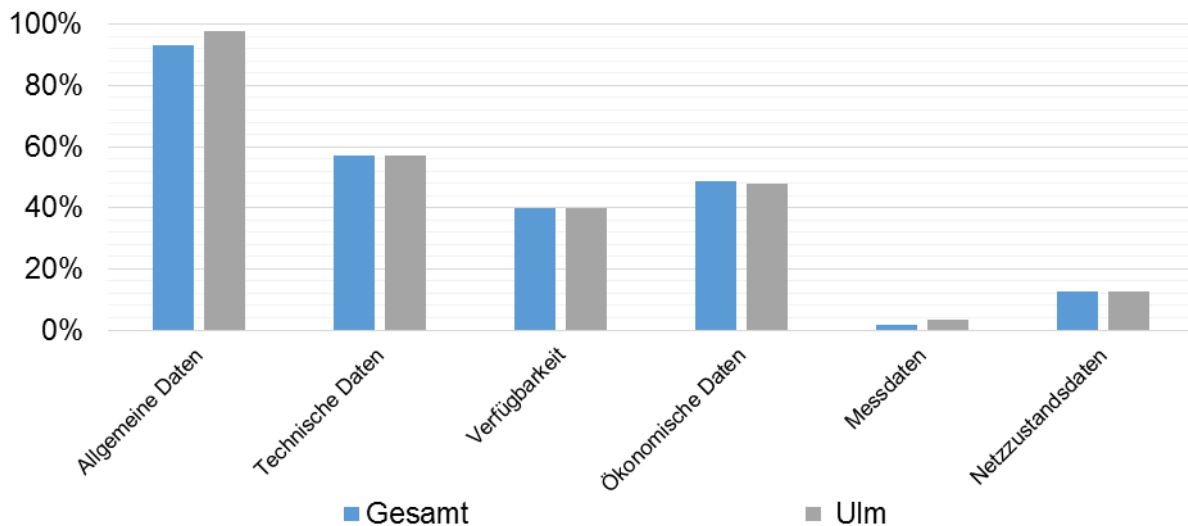


Abbildung 10: Prozentualer Anteile der vorhandenen WKW-Parameterdaten, bezogen auf die Gesamtanzahl. Die Einzelwerte werden im Anhang I.1 gelistet.

Da die detaillierten Daten der PV-Anlagen in schriftlicher Form auf Papier archiviert werden und zusätzlich eine sehr große Anzahl von Anlagen in Ulm installiert ist (Ende 2014, 4689 Anlagen), ist die Beschaffung mit erheblichem Zeitaufwand verbunden. In VuNdieRd wurden in Kooperation mit anderen Projekten an der HSU die notwendigen Parameter definiert. Die Akquise ist zum Ende des Projekts VuNdieRd noch nicht abgeschlossen und dauert noch an. Verfügbar ist bisher für alle PV-Anlagen die Adresse, Modulnennleistung und Inbetriebnahme-Datum.

6.2. Kennzahlen und Auswertung

Eine der wichtigsten Kennzahlen ist die installierte elektrische Leistung. [Abbildung 11](#) zeigt, wie sich seit dem Jahr 2000 die jährlich zugebaute Leistung von Stromerzeugungsanlagen im Stadtgebiet entwickelt hat. 2014 könnte theoretisch bereits nahezu 100 % der anliegenden Schwachlast durch dezentrale Stromerzeuger gedeckt werden. Dazu müssten allerdings alle Anlagen gleichzeitig mit Nennleistung einspeisen. Dies ist aufgrund unterschiedlicher Anforderungen sowie meteorologischer Einflüsse sehr unwahrscheinlich. Da die Schwachlast noch nicht überschritten wird, kann die gesamte bereitgestellte Energie der dezentralen SEA direkt im Stadtgebiet genutzt werden.

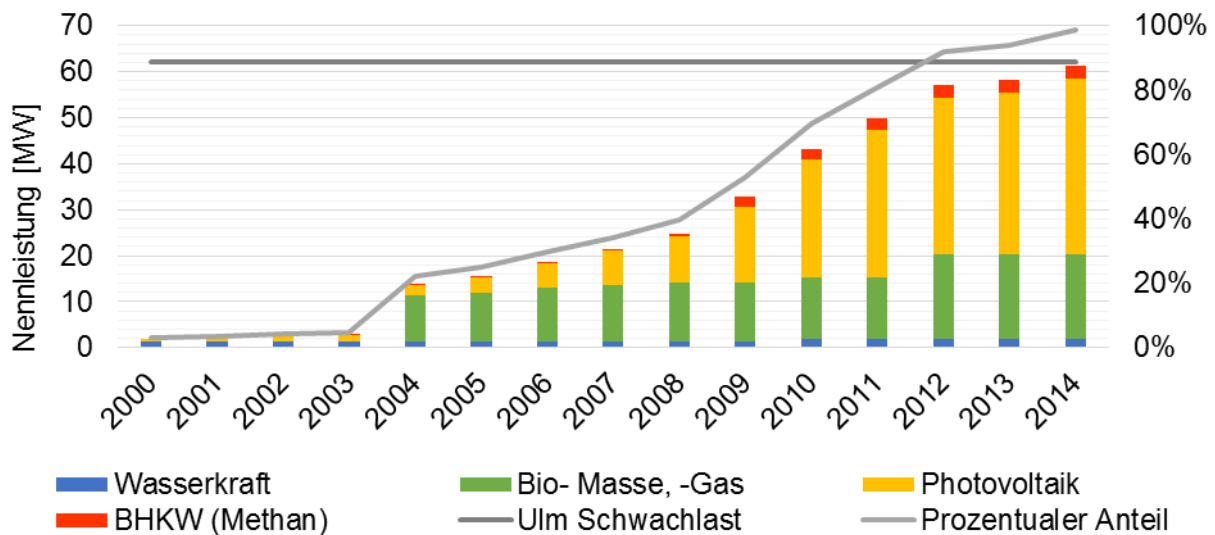


Abbildung 11: Zugebaute Leistung von stromerzeugenden Anlagen seit dem Jahr 2000, im Verhältnis zur Schwachlast aus dem Jahr 2014, im Stadtgebiet Ulm.

Abbildung 12 zeigt die Entwicklung der installierten Leistung auf. Rund 64 % der 2014 installierten Leistung aus Wasserkraft war schon im Jahr 2000 vorhanden. Dies legt nahe, dass bereits das gesamte Potenzial dieser Technologie in Ulm ausgeschöpft ist. Bei „Bio-Masse, -Gas“ erfolgte der Kapazitätswachstum in zwei großen Sprüngen. Diese wurden durch die Inbetriebnahme des Biomasse-HKW 1 im Jahr 2004 und des Biomasse-HKW 2 im Jahr 2012 verursacht. Beide Anlagen werden von der Fernwärme Ulm GmbH (FUG) betrieben. In der Kategorie „BHKW (Methan)“ ist ein sehr großer Sprung in Jahr 2009 zu sehen. Dabei handelt es sich hauptsächlich um zwei große Anlagen, die direkt im Stadtzentrum in Betrieb genommen wurden. In den Jahren davor bis 2003 wurden nur sehr geringe BHKW-Leistungen installiert. In den Jahren nach 2009 ist jedoch ein stetiger Zubau vorhanden. Die installierte Leistung bei den PV-Anlagen nimmt nach den starken Jahren auch auf Bundesebene seit ca. 2010/2011 weniger stark zu. Im Jahr 2014 wurde wieder etwas mehr Leistung installiert als im Jahr zuvor.

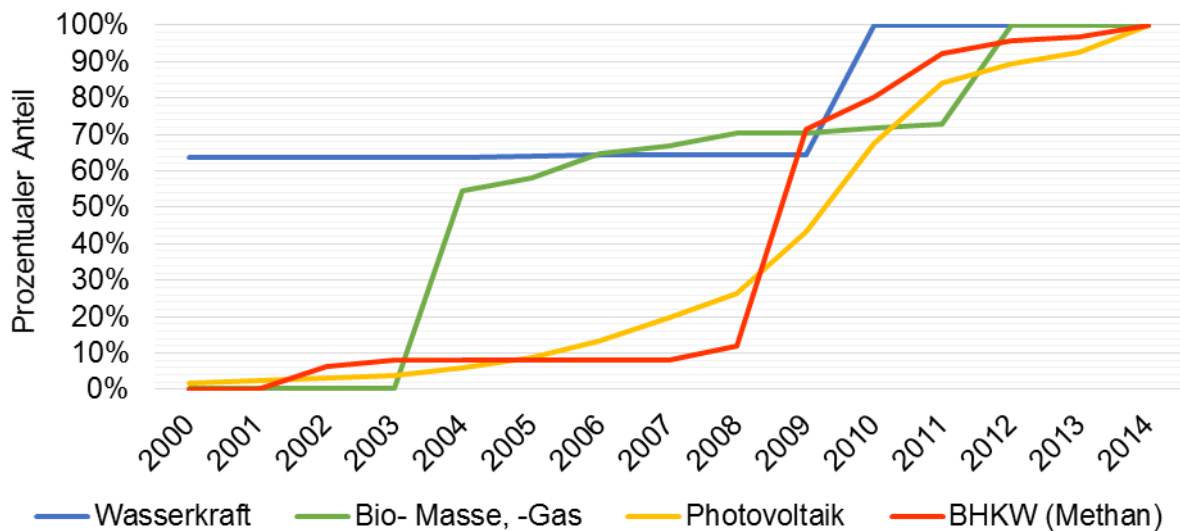


Abbildung 12: Prozentualer Anteil der kumulierten zugebauten Anlagenleistung der einzelnen Technologien und Jahre bezogen auf das Jahr 2014.

Um den Anteil an der jährlich bereitgestellten Energie der dezentralen SEA in Ulm abschätzen zu können, wurden Annahmen für die VBS getroffen, die die durchschnittliche Charakteristik der Anlagen wiedergeben soll.

- Bio- Masse, -Gas: 7500 h/a
- Wasserkraft: 8000 h/a
- BHKW (Methan): 6500 h/a
- Photovoltaik: 950 kWh/kWp/a
- Ulm Schwachlast: 8760 h/a

Daraus ergaben sich die in [Abbildung 13](#) dargestellten Werte für die Jahre seit 2000. Dabei wird im Vergleich zu [Abbildung 11](#) deutlich, dass der prozentuale Anteil noch relativ gering ist. Noch deutlicher wird der Anteil, wenn er gegen den im Statistischen Jahrbuch der Stadt Ulm veröffentlichten Energiewert verglichen wird. Der Anteil würde sich im Jahr 2014 auf lediglich 14,5 % belaufen [35].

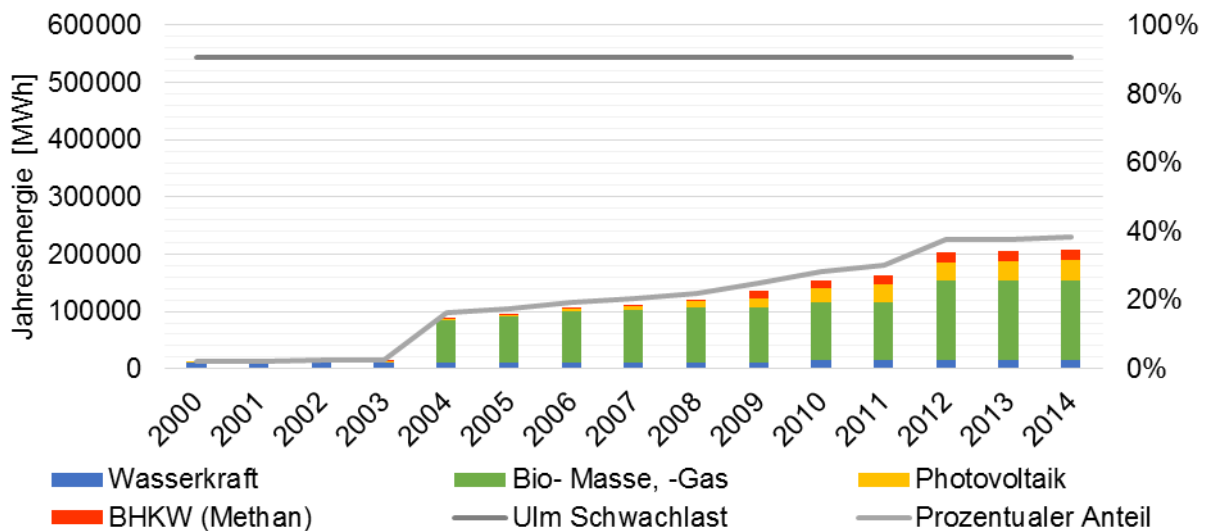


Abbildung 13: Geschätzte bereitgestellte Jahresenergie der zugebauten Leistung von stromerzeugenden Anlagen seit dem Jahr 2000 im Stadtgebiet Ulm.

Eine Priorisierung der Anlagen innerhalb des Betriebs in einem VKW sollte gemäß folgender Reihung erfolgen:

1. Primär Last vom Netznehmen, statt Erzeugung zuschalten.
2. Primär Anlagen, die Brennstoff benötigen, abschalten und brennstofflose Stromerzeugung, z.B. PV, WKA und WKW angeschaltet lassen.
3. Primär fossil befeuerte Anlagen abschalten, dann Bioenergie befeuerte.
4. Primär effiziente Anlagen zuschalten und zuletzt abschalten (Gesamtwirkungsgrad).

Innerhalb der Bezeichnungen „Last“, „Bioenergie“ und „Fossil“ sind weitere Priorisierungen durchzuführen. Für Brennstoffe sind die fossilen CO₂-Emissionen pro Energieinhalt (kg/kWh) eine ökologische Bewertungsgröße. Eine ökonomische Bewertung der Anlagenbetriebskosten ist letztendlich die entscheidende Größe, um eine Anlage in einem VKW wirtschaftlich zu betreiben. Dabei spielen weitere Einflussfaktoren mit herein, die nicht immer eine Priorisierung wie oben beschrieben zulassen. Politische Vorgaben, Produktionskapazitäten und Rohstoffengpässe haben z.B. zusätzliche Einflüsse.

6.2.1. Regelbare SEA

Wie in Tabelle 6 aufgelistet sind die meisten dieser Anlagen mit Methan (Erdgas) betrieben. Es handelt sich um insgesamt 49 Anlagen. Unter anderem durch das Biomasseheizkraftwerk ist die Leistung der mit Bioenergie betriebenen regelbaren SEA relativ hoch in Ulm.

Tabelle 6: Die wichtigsten Anlagendaten der regelbaren SEA

Filter	Elektrische Nennleistung [kW]	Thermische Nennleistung [kW]	Brennstoff Nennleistung [kW]	Elektrischer Wirkungsgrad	Gesamt Wirkungsgrad	Kaltstart [s]	Warmstart [s]	Anlagen
	Summe	Summe	Summe	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	Anzahl
1 Gesamt Daten	21594	36963	25290	31%	90%	90	186	56
2 Methan	11718	11922	24714	31%	90%	94	195	49
3 Methan + Stadtgebiet Ulm	2800	1894	2784	30%	90%	107	78	32
4 Methan + Außerhalb Stadtgebiet Ulm	8918	10029	21930	32%	89%	27	409	17

Mit rund 90 % Gesamtwirkungsgrad kann bei den regelbaren SEA eine sehr hohe Brennstoffausnutzung erzielt werden. Der elektrische Wirkungsgrad ist im Mittel mit rund 32 % niedriger als in modernen Großkraftwerken. Jedoch kann durch die kombinierte Wärmenutzung, die erst durch die geringe Größe der Anlagen möglich wird, bis zu 36 % Primärenergie [36] eingespart werden. Das Diagramm in [Abbildung 14](#) zeigt den Gesamtwirkungsgrad und den elektrischen Wirkungsgrad über der elektrischen Nennleistung der Anlagen. Mit einer Startzeit von unter 15 min (900 s) sind alle Anlagen, von denen Daten verfügbar waren (17), theoretisch im Bereich der MRL. 12 Anlagen könnten auch SRL (300 s) und 10 Anlagen sogar PRL (30 s) zur Verfügung stellen.

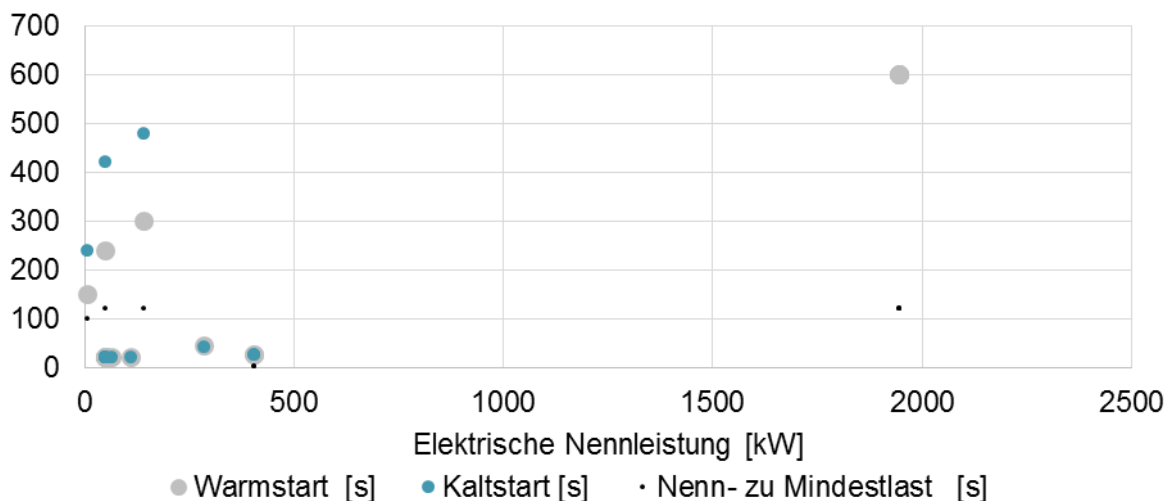


Abbildung 14: Teillastbereich, Warm- und Kaltstartzeiten in Abhängigkeit der elektrischen Nennleistung der regelbaren SEA.

In [Abbildung 15](#) ist die Verteilung der Wirkungsgrade zusammen mit der elektrischen Nennleistung der Anlagen dargestellt. Es zeigt sich, dass der elektrische Wirkungsgrad bei den kleinen Anlagen schlechter ist als bei größeren. Der Gesamtwirkungsgrad ist jedoch für alle Leistungsklassen auf einem hohen Niveau (>90 %). Bis auf eine Anlage waren hier nur Daten

bei Anlagen kleiner 500 kW_{el} vorhanden. Bei 20 Anlagen konnte die Option der Betriebsweise im Teillastbereich festgestellt werden. Die minimale Leistung für den Teillastbereich liegt im Mittel bei diesen Anlagen bei 59,78 % der elektrischen Nennleistung.

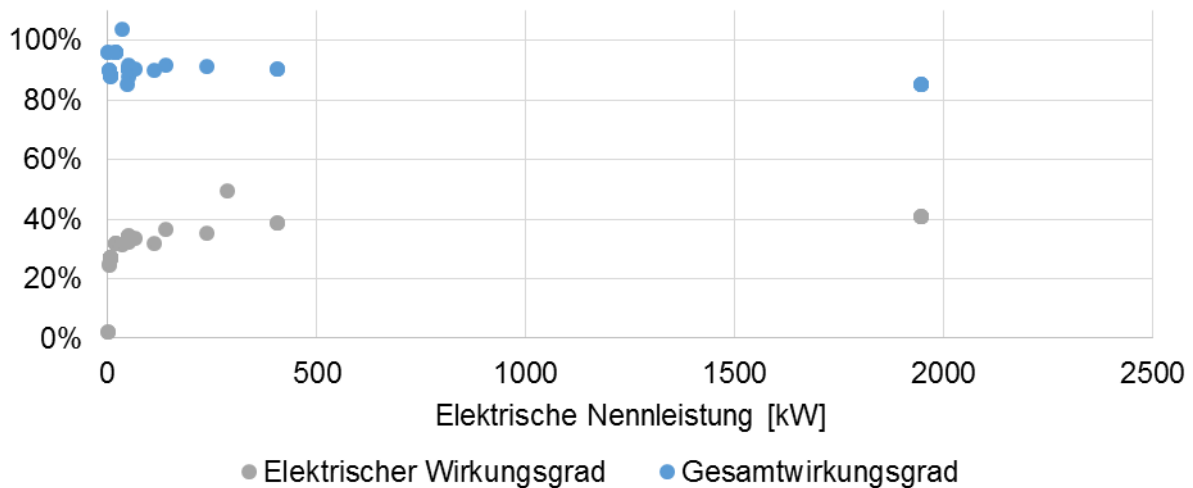


Abbildung 15: Elektrische und Gesamtwirkungsgrade in Abhängigkeit der elektrischen Nennleistung der regelbaren SEA.

Um die saisonale Verfügbarkeit von KWK-Anlagen über das Jahr abschätzen zu können, muss eine Charakterisierung des zu bedienenden Wärmelastverlaufs durchgeführt werden. Dazu wurde ein Ansatz herangezogen, der auch bei der Berechnung von Standardlastprofilen für den Gasverbrauch von Wohnhäusern verwendet wird [34]. Dieser wurde bereits in Kapitel 5 verwendet. Gas wird an erster Stelle in Wohnhäusern zum Heizen verwendet. Daher ist der maßgebliche Parameter für diesen Ansatz die Außentemperatur. In dieser Berechnung wurde der Datensatz des Test-Referenz-Jahres (TRY) verwendet [37]. Dieser beinhaltet langjährige Jahresmittelwerte und ermöglicht damit, extreme Wetterstationen einzelner Jahre weitestgehend zu glätten und ein allgemeingültiges Ergebnis zu erzielen.

Auf der Seite der KWK-Anlagen wurde die Summe der thermischen Nennleistung in einem virtuellen Pool zusammengeführt, als ob es eine einzelne große Anlage wäre. Der thermische Leistungswert hierzu ist in Tabelle 6 geführt. Für die Volllastbetriebsstunden des KWK-Pools wurden 6.480 Stunden angesetzt, was 270 Tagen entspricht. Aus der Charakteristik, der HKW-Leistung und den Volllastbetriebsstunden wurde iterativ der Faktor zur Berechnung der Energiewerte ermittelt.

Da die KWK-Anlagen nicht direkt den Lastverlauf bereitstellen, sondern nur an- bzw. abgeschaltet werden, musste ein Pufferspeicher definiert werden. Dieser wurde so ausgelegt, dass er die thermische Leistung des KWK-Pools von einem Tag aufnehmen kann. Außerdem wurde die Regelung der KWK-Anlagen so gestaltet, dass der Pool startet, wenn die Energiemenge im Pufferspeicher nicht reicht, um die Last zu decken. Gestoppt wird der Pool erst wieder, wenn der Pufferspeicher seine Obergrenze erreicht. Damit werden Takte, also Start- und Stoppvorgänge, auf ein Minimum reduziert. Die Last-Leistung, die nicht durch den KWK-Pool gedeckt werden kann, wird durch einen angenommenen Pool von Spitzenlastkesseln (SLK) gedeckt. Dies ist hauptsächlich in den Wintermonaten notwendig. In Abbildung 16 sind die

Verläufe der Tagesenergie für die thermische Last (orange Kurve), des Spitzenlastkessels (SLK, graue Kurve), des Pufferspeichers (grüne Kurve) und des KWK-Pools (blaue Kurve) über ein Jahr visualisiert.

In den Wintermonaten läuft der KWK-Pool kontinuierlich und wird durch den SLK unterstützt, um den Wärmebedarf decken zu können. Der Pufferspeicher wird in den kalten Monaten nicht genutzt.

An den wärmeren Tagen im Frühling, Sommer und Herbst wird der SLK nicht mehr benötigt. Der Wärmebedarf kann allein durch den KWK-Pool in Verbindung mit dem Pufferspeicher gedeckt werden. Der Pufferspeicher entkoppelt zwischen der fluktuierenden Wärmenachfrage und der starren Wärmeerzeugung. In diesem einfachen Ansatz kennt der KWK-Pool nur zwei Zustände: An und Aus. In einer detaillierteren Analyse könnte ein Kaskadenbetrieb sowie der Teillastbereich der einzelnen Anlagen mit berücksichtigt werden.

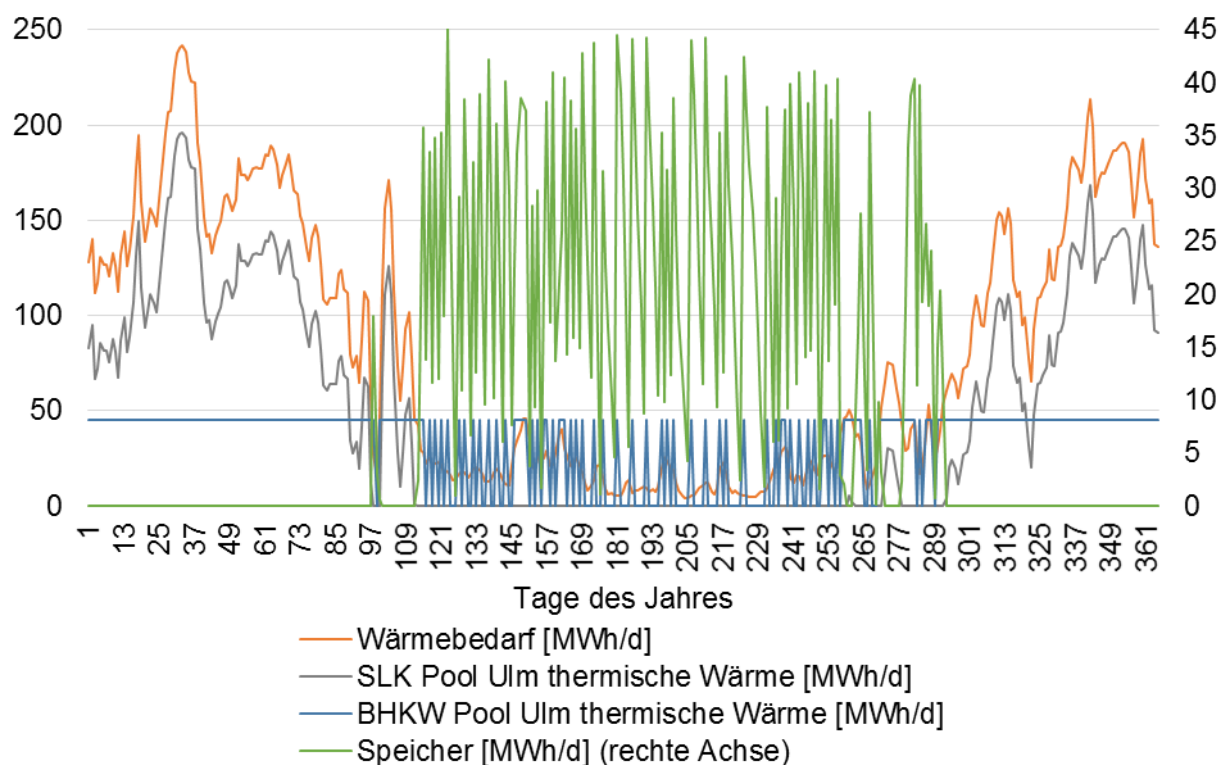


Abbildung 16: Berechnete Verläufe der Tagesenergie für die thermische Last, des SLK, des Pufferspeichers und des KWK-Pools über ein Jahr.

Aus den berechneten Daten konnte ermittelt werden, wie viele Tage pro Quartal der KWK-Pool Laufzeiten bzw. Standzeiten hatte. Die Ergebnisse sind in [Abbildung 17](#) dargestellt. Über diese Information kann analog auch abgeschätzt werden, an wie vielen Tagen positive bzw. negative Regelleitung bereitgestellt werden könnte. In den kalten Tagen kann überwiegend negative Regelleitung bereitgestellt werden, während an vielen wärmeren Tagen auch positive Regelleistung gezielt eingespeist werden könnte.

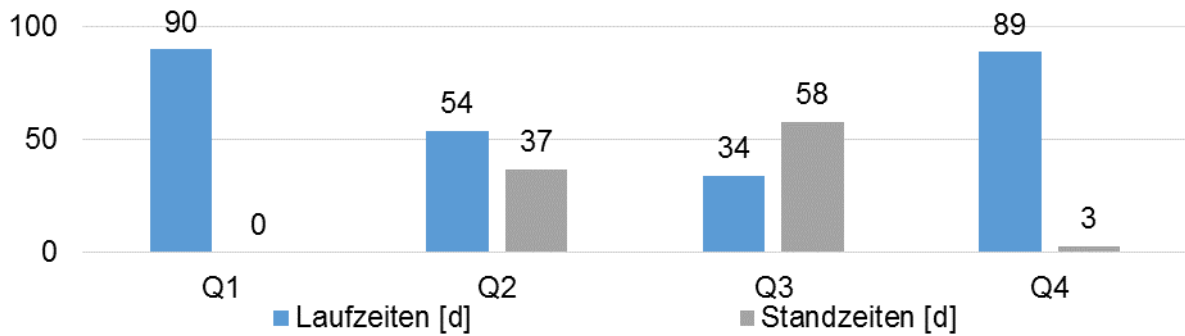


Abbildung 17: Lauf- und Standzeiten des KWK-Pools in den Quartalen des Jahres.

Die Verteilung der Anlagen im Gebiet sowie die Netzanschlussebene sind wichtige Informationen, um die Interaktion der Anlagen mit dem Stromnetz bewerten zu können. Insgesamt sind alle regelbaren SEA im Verteilnetz installiert: 72 % im Niederspannungsnetz und 28 % im Mittelspannungsnetz. Damit könnten durch eine intelligente Steuerung direkt im Verteilnetz Lastflüsse optimiert werden. Aus [Abbildung 18](#) können die Positionen sowie qualitativ die Anlagenleistungen abgelesen werden. Die Farbskala der Leistung dient der Visualisierung und zeigt für eine erste Abschätzung, wo sich Schwerpunkte der Erzeugungsleistung im Stadtgebiet befinden. Durch die rote Fläche im Stadtteil „Mitte“ wird ersichtlich, dass dort die höchste Leistung pro Fläche installiert ist. Weitere Anlagen mit geringerer Leistung befinden sich im Vorstadt-Bereich und in den ländlichen Dörfern rund um das direkte Stadtgebiet.

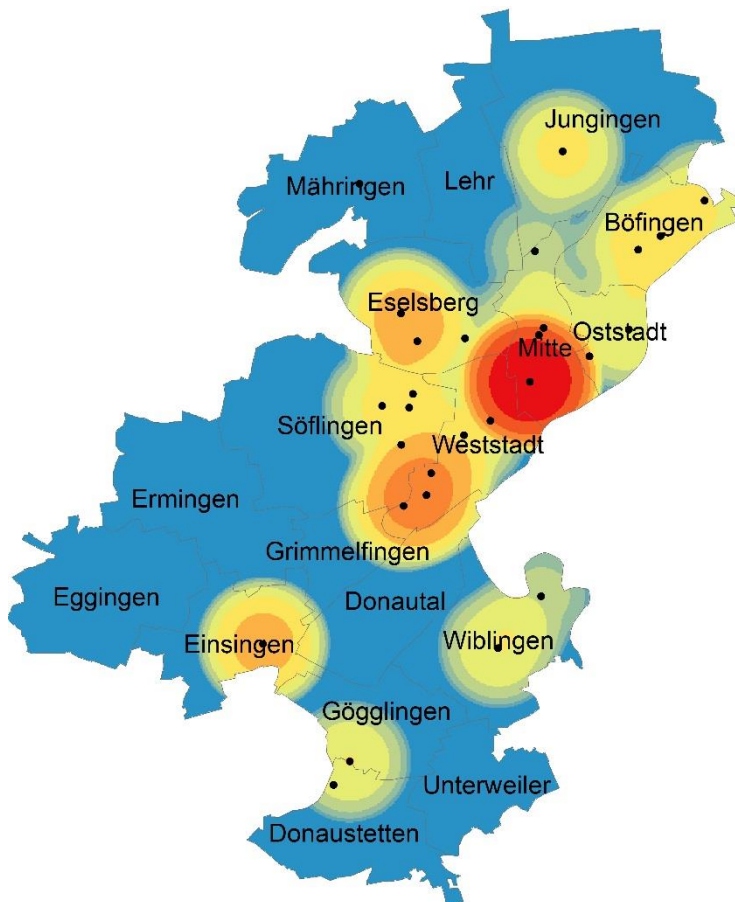


Abbildung 18: Visualisierung der Standorte und elektrischen Leistungen der mit Methan (Erdgas) betriebenen KWK Anlagen im Stadtgebiet Ulm.

6.2.2. EEA

Kennzahlen für die WKW sind in [Tabelle 7](#) gelistet. Dabei wurde nach allen vorhandenen Anlagen gefiltert sowie nach denen, die sich im Stadtgebiet Ulm befinden. Viele der WKW sind schon relativ alt, wurden aber nach ihrer Erstinbetriebnahme erneuert. Insgesamt ist unter den akquirierten WKW nur eines, das schwarzstartfähig ist. WKW sind gut geeignet, diese Aufgabe in Zukunft im Stromversorgungssystem stärker zu übernehmen. WKW sind stark vom Wasserangebot abhängig. Wie sich das Wasserangebot entwickelt, kann aus verschiedenen Online-Quellen bezogen werden [35], [36].

Tabelle 7: Die wichtigsten Anlagen Parameter der WKW

Filter	Elektrische Nenn Last [MW]	Schwarzstartfähigkeit	Nenn-Wirkungsgrad [%]	Inbetriebnahme Jahr	Erneuerung Jahr
	Summe	Anzahl	Mittel	Mittel	Mittel
Gesamt	18,8	1	73,5	1965	1983
Ulm	14,6	1	68,9	1952	1990

Die WKW in Ulm sind in [Abbildung 19](#) als blaue Punkte eingetragen. Die Größe des Punktes gibt einen qualitativen Eindruck der Leistungsgröße. WKW sind in der Netzstruktur seit vielen Jahren eingebettet, zudem ist mit keinem starken Zubau dieser Technologie zu rechnen. Drei WKW sind im Niederspannungsnetz und sechs sind im Mittelspannungsnetz angeschlossen.

Bei PV-Anlagen ist die Verfügbarkeit stark von Witterungseinflüssen abhängig, zudem spielen jahres- und tageszeitliche Einflüsse auf die solare Strahlungsstärke eine große Rolle. Eine grobe Abschätzung kann das solare Strahlungsangebot aus dem langjährigen Mittel des TRY [37] liefern. Dabei werden allerdings Spitzen geglättet, sodass dies nicht für die Planung von Stromnetzen oder gar Stromerzeugungsfahrplänen geeignet ist.

Die Verteilung der PV-Anlagen im Stadtgebiet ist aufgrund der großen Anzahl der Anlagen in [Abbildung 19](#) nur durch den Farbverlauf angedeutet. PV-Anlagen sind durch die Abhängigkeit von der solaren Einstrahlung relativ gleichgerichtet. Unterschiede beim zeitlichen Verlauf der Einspeisung entstehen durch unterschiedliche Ausrichtung und Neigung sowie lokale Verschattung durch z.B. Bäume und nahestehende Gebäude. Für die Bewertung des Einflusses auf das Stromnetz ist es daher wichtig, die Positionen der Anlagen genau zu kennen. In [Abbildung 19](#) können Einspeise-Schwerpunkte im Stadtgebiet Ulm entnommen werden. Im Norden des Stadtteils „Jungingen“ ist eine besonders hohe Leistung pro Stadtfläche installiert, was hier durch einen gewerblichen Bereich mit großen Dachflächen verursacht wird. Ähnlich hohe Werte sind in „Grimmelfingen“, „Einsingen“ und „Lehr“ vorhanden. Besonders robust ist das Verteilnetz in den Lastzentren ausgebaut. Die Last in solchen Stadtregionen ist sehr hoch, sodass deutlich mehr PV Leistung eingespeist werden kann bevor es zu Netzengpässen kommt. Solche Regionen sind in Ulm z.B.: „Donautal“, „Mitte“ und „Jungingen“. In solchen Gebieten kann PV besonders gut in die bestehende Netzinfrastruktur integriert werden. Bis zu einer gewissen Grenze kann PV in den Verteilnetzen sogar zu einer Entlastung von Netzbetriebsmitteln führen. Im Stadtgebiet Ulm sind rund 96 % im Niederspannungsnetz und 4 % im Mittelspannungsnetz installiert.

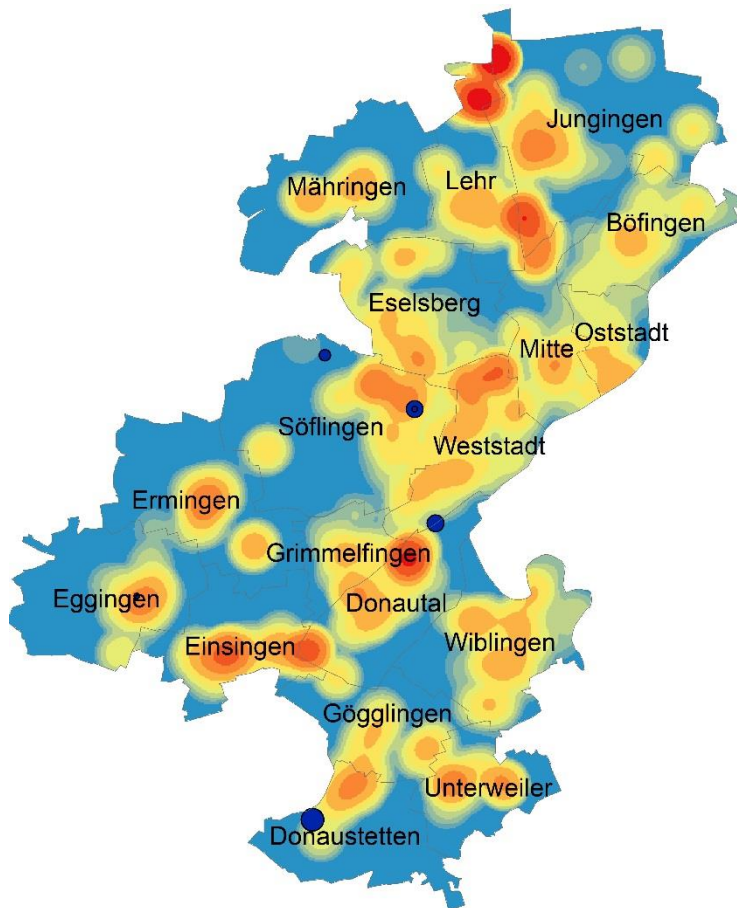


Abbildung 19: Visualisierung der Standorte und der elektrischen Leistung der PV-Anlagen (Farbeverlauf von Rot zu Gelb) und WKW (blaue Punkte) im Stadtgebiet Ulm.

7. Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT)

Der Betrieb eines VKWs bedarf einer effizienten und sicheren IKT-Lösung. Um ein dezentral aufgestelltes Kraftwerk zentral zu steuern, müssen sichere und standardisierte Lösungen verfügbar sein, um Zustandsdaten und Steuerbefehle zu übertragen. Die Energiewende hat auch in diesem Bereich Anforderungen generiert, die so zuvor nicht notwendig waren. Ohne Kommunikation ist die Idee eines VKW nicht zu realisieren, daher wird im Folgenden die Thematik vorgestellt und in den Kontext der Region Ulm gesetzt.

Derzeit entwickelt das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende. Der Rolloutplan sieht ab Anfang 2017 vor, Verbraucher mit einem Jahresverbrauch größer 20.000 kWh und EE- und KWK-Anlagen mit einer Leistung größer 7 kW mit intelligenten Messsystemen¹³ (iMSys) auszustatten. Damit soll eine einheitliche Infrastruktur geschaffen werden, mit der Netzbetreiber und Direktvermarkter SEA so steuern können, wie es für die Systemsicherheit, aber auch für die effiziente Vermarktung des Stroms, erforderlich ist. Um Vertrauen und Sicherheit der iMSys gewährleisten zu können, werden Datenschutz und Datensicherheit vom Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) festgeschrieben [38].

Kurzfristig sind heute schon Lösungen verfügbar. Das IndustrieForum VHPready e.V. entwickelt zusammen mit 44 Partnern standardisierte Vernetzungen dezentraler Energieanlagen. Unter den Partnern befinden sich namhafte Akteure wie z.B. NEXTKraftwerke, Schneider Electric und Lichtblick. Ende 2015 lag damit erstmals ein herstellerübergreifender Standard vor, der die Interoperabilität und Steuerbarkeit von Systemkomponenten in VKW gewährleistet [39]. Dabei werden bei der Kommunikation die Protokolle IEC 60870 und IEC 61850 verwendet. Diese sind heute Stand der Technik bei Fernwirktechnik.

7.1. IKT in der Smart-Grids-Forschungsgruppe an der HSU

IKT oder auch Energieinformatik ist neben Energieinfrastrukturplan und Energiemeteorologie eine der drei Hauptsäulen in der Smart-Grids-Forschungsgruppe an der HSU. In mehreren Forschungsprojekten auf nationaler und internationaler Ebene wird die Thematik erforscht und der aktuelle Prozess in Deutschland mitgestaltet.

Im Projekt ESOSEG wird mit Hilfe einer Domänenanalyse der VNB in der Praxis analysiert, daraus abgeleitete Anforderungen zusammengefasst und letztendlich eine technische Lösung angeboten. Dazu werden in Workshops die VNB mit Anwendungsszenarien konfrontiert, um anhand der exemplarischen Lösung der vorgegebenen Problemstellungen die Anforderungen an ihre Systeminfrastruktur aufzuzeigen. ESOSEG liefert eine flexible und modular erweiterbare Software-Plattform für Verteilnetzbetreiber, welche die Möglichkeit bietet, bestehende Netzstrukturen zu analysieren, mögliche Schwachstellen zu identifizieren und Ausbaumöglichkeiten auf ihre Wirtschaftlichkeit zu überprüfen. Durch Standardisierung der Schnittstellen wer-

¹³ iMSys werden durch die zwei Bestandteile intelligenter Zähler und Smart Meter Gateway definiert. Der Smart Meter Gateway stellt die Datensicherheit bei der Kommunikation und Auslesung der Kundendaten sicher.

den die Kosten der VNB für die notwendige Nutzung der im Unternehmen vorhandenen Informationen gesenkt. Darauf aufbauend kann diese Software-Plattform belastbare Antworten auf die durch die Transformation des Energiesystems anstehenden Fragen finden. [40]

Im Projekt „CLS-Applikationen – Digitalisierung Energiewende – Made in BW“ soll am Ende belegt werden, dass sich iMSys in Kombination mit CLS¹⁴-Steuerboxen für den Betrieb des Smart Grids auf Basis von internationalen Standards eignen. Bestehende Komponenten der Prosumer werden dabei in das Netz integriert, um ein verbessertes Einspeisemanagement, eine Anpassung und Kontrolle von Systemdienstleistungen und eine sichere Marktintegration zu erreichen. Hierzu gehören zum Beispiel PV-Anlagen, Heizstäbe und Kühlanlagen sowie Ladesäulen für Elektroautos und Batteriespeicher. Im Rahmen des Projekts werden 11 CLS Applikationen in eine CLS-Steuerbox integriert, im Smart-Grid-Labor der Hochschule Ulm auf Kommunikations- und Funktionseigenschaften getestet und im Rahmen eines Feldtests erprobt.

An der Hochschule Ulm soll außerdem Anfang 2017 eine experimentelle Verteilnetzleitwarte aufgebaut und in Betrieb genommen werden. Die Leitwarte bietet die Möglichkeit, das gesamte Netzgebiet eines VNB abzubilden, zu simulieren sowie mit den Anlagen im Labor gezielt experimentelle Netzbetriebszustände zu erproben. Somit kann ein realer Netzbetrieb nachgebildet werden.

Damit kann aus heutiger Sicht mittelfristig für die Kommunikationstechnologie auf standardisierte Lösungen zurückgegriffen werden. Die Smart-Grids-Forschungsgruppe arbeitet in enger Kooperation mit den Stadtwerken in Ulm aktiv an den IKT-Themen der Energiewende mit. Für ein VKW in Ulm würde das bedeuten, dass auf innovatives Knowhow sowohl an der HSU als auch bei der SWU in der Region zurückgegriffen werden kann. Regelungskonzepte für VKW können im Labor untersucht werden und Auswirkungen auf das elektrische Netz simuliert werden, genauso wie ökonomische Parameter der Anlagen.

¹⁴ Controlable Local Systems (CLS) sind steuerbare Lasten und Einspeiser

8. Zusammenfassung und Ausblick

Durch die Datenerfassung konnten wichtige Erkenntnisse über die in Ulm bereits installierten Anlagen gewonnen werden. Diese liegen den Projektpartnern nun auch in digitaler Form für weitere, automatisierte Auswertungen vor. Gleichzeitig konnten durch die dynamische Analyse und Simulation der Lastgänge von Referenzanlagen die wesentlichen Grundlagen ermittelt werden, welche Größen für thermischen Speicher angestrebt werden müssen, um BHKW optimal in VKW zu integrieren und maximale Flexibilität zu erreichen. Dies war insbesondere für die Projektpartner, die sich aktiv mit der Planung und Dimensionierung von BHKW beschäftigen (Evobus, Cupasol, Gaiser), von großer Bedeutung.

Dennoch sind weitere, entscheidende Schritte notwendig, um die Idee eines VKW in Ulm unter Beteiligung von regionalen Partner realisieren zu können. Diese werden im Folgenden beschrieben.

8.1. Weitergehende Digitalisierung von Anlagendaten

8.1.1. Simulation der Verteilnetze

Für die Netzplanung werden in Zukunft zeitabhängige Ansätze zunehmend an Bedeutung gewinnen. Eine statische „Worst-Case“-Betrachtung liefert im komplexen Zusammenspiel von dezentraler Last und Stromerzeugung in den Verteilnetzen keine ausreichenden Erkenntnisse für die Netzplanung und den Netzbetrieb. Neben den Infrastrukturdaten, wie z.B. Kabel- und Transformatoraten, füllen Lastverläufe und Einspeisedaten das Netzmodell mit „Leben“. Diese Leistungsdaten sind oft von weiteren Parametern, wie z.B. Temperatur oder solarer Einstrahlung, aber vor allem auch von den technischen Anlagendaten der Stromerzeuger abhängig. Diese Daten sind damit auch für die Netzsimulation eine essenzielle Größe. Die in diesem Projekt erhobenen Daten liefern hierzu einen wichtigen Beitrag. Insgesamt sollte jedoch angestrebt werden, die Verteilnetze im Raum Ulm komplett simulieren zu können. Hierfür wäre eine weitere Datenaufnahme von SEA in der gesamten Region Ulm notwendig. Damit könnten die Auswirkungen von Investitionen in EEA bzw. in neue Geschäftskonzepte, wie z.B. VKW vor der praktischen Umsetzung erprobt werden.

Des Weiteren ermöglicht eine präzise Zuordnung der dezentralen SEA zu Betriebsmitteln wie z.B. Transformatoren frühzeitige Reaktionen auf eine drohende Überlastung der Systeme und kann damit die Lebensdauer der Einrichtungen erhöhen und Kosten sparen.

8.1.2. Entwicklung von neuen Geschäftsfeldern

Die durch die Digitalisierung gewonnenen Daten können verwendet werden, um Dienstleistungen für Anlagenbetreiber zu entwickeln. Der Netzbetreiber kann beispielsweise frühzeitig auf Anlagenbetreiber zugehen, deren Anlagen aus der Förderung nach EEG oder Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) laufen. Bei solchen Anlagen besteht grundsätzlich die Gefahr, dass sie auf Grund einer aus Anlagenbetreibersicht fehlenden Wirtschaftlichkeit stillgelegt werden. Die Integration in ein VKW kann hier Alternativen bieten. Durch die Digitalisierung können die entsprechenden Anlagen sofort ermittelt werden.

8.2. Regionale Maßnahmen in der Öffentlichkeit

8.2.1. Workshop zur Digitalisierung der Energiewende und VKW mit verschiedenen Multiplikatoren

Während auf der einen Seite die mit der Energiewende verbundenen Energieerzeugungstechnologien (Photovoltaik, Wind- und Wasserkraft) in der Bevölkerung bekannt sind und inzwischen keiner weiteren Erklärung bzw. Bewerbung mehr bedürfen, sind auf der anderen Seite die notwendigen Produkte für die nächsten Schritte der Energiewende (Automatisierung, Digitalisierung, Smart Grids, virtuelle Kraftwerke) komplex und der breiten Bevölkerung unbekannt.

Es bedarf in diesem Bereich von daher größerer Anstrengungen, um ebenso wie für die erste Stufe der Energiewende die Bevölkerung einzubinden und für entsprechende Konzepte zu gewinnen. In einem ersten Schritt gilt dies insbesondere für Multiplikatoren mit energietechnischem Know-How wie z.B. Handwerker und Energieberater.

Ein entsprechender Wissenstransfer könnte über Workshops mit Multiplikatoren erreicht werden. Dazu könnten über das Weiterbildungszentrum für innovative Energietechnologien Ulm (WBZU) sowie die Handwerkskammer Ulm größere Anlagenbetreiber und Handwerker, die Installation und Wartung solcher Anlagen vornehmen, informiert und geschult werden.

8.2.2. Kooperation mit der Stadt Ulm

Die Erkenntnisse aus VuNDieRd können hinsichtlich der Erarbeitung eines Förderprogramms zur Verbreitung von dezentralen KWK- Anlagen in der Stadt Ulm weiterentwickelt werden [41]. Dabei kann in enger Kooperation mit der Stadt Ulm zur regionalen Entwicklung von dezentralen KWK-Anlagen eine Community etabliert werden. Begleitet von öffentlichen Informationsabenden auf etablierten Veranstaltungen, wie z.B. Energieberater der SWU oder die Mittwochsgespräche des unW, könnten parallel Bürger für eine dezentrale Stromerzeugung in virtuellen Verbänden sensibilisiert werden.

8.3. VuNDieRd 2

Eine Weiterführung des Themas in einem Projekt würde helfen, die Idee weiter voranzutreiben, ein eigenständiges VKW in Ulm bzw. der Region Ulm zu etablieren. Eine wissenschaftliche Begleitung des Themas ist hierbei notwendig, da die zum weiteren Ausbau des Konzepts notwendigen Arbeiten im Alltagsgeschäft von Energieversorgern oder -dienstleistern nicht erbracht werden können. Zusätzlich ist es durch eine Kooperation mit einer Hochschule möglich, Studierenden und Nachwuchsforschern in den Ingenieurwissenschaften einen praxisnahen Einblick in diese Technologien zu ermöglichen und dadurch auch eine Multiplikation in der Öffentlichkeit zu erreichen.

Der erfolgreiche Betrieb eines VKW ist von vielen Parametern abhängig, die in Abbildung 20 nochmals übersichtlich dargestellt sind. Einzelne Punkte wurden im Projekt VuNDieRd abgehandelt. Zur Weiterverfolgung des VKW-Konzepts in Ulm müssten jedoch folgende weitere Punkte in einem neuen Projekt analysiert werden.

1. **Ausdehnung der Anlagendaten-Digitalisierung auf die Region Ulm:** Bislang wurden vornehmlich die Daten der Erzeugungsanlagen im Stadtgebiet erhoben. Die Auswertung zeigt jedoch, dass die erforderlichen Leistungsgrenzen zur Teilnahme an den

entsprechenden Regelenenergiemärkten nur schwer erreicht würden, speziell wenn man berücksichtigt, dass wahrscheinlich nur ein gewisser Anteil an Anlagenbetreiber sich dem VKW anschließen würde. Eine Ausdehnung der Datenerhebung auf die Region ist von daher unumgänglich. Damit könnten auch die im Umfeld von Ulm installierten Anlagen digitalisiert werden. Hierdurch wiederum wäre es möglich, Anlagenbetreiber frühzeitig bspw. vor Auslaufen von Förderungen anzusprechen und zu motivieren, sich an einem VKW-Modell zu beteiligen.

2. **Entwicklung eines Wirtschaftlichkeitsmodells für das VKW:** Im derzeitigen Marktumfeld ist die Wirtschaftlichkeit eines VKWs nur bedingt gegeben. Dies kann sich jedoch mit den Vorgaben für den bundesdeutschen Kraftwerkspark sehr schnell ändern. Für potenzielle Betreiber eines VKW (SWU, Energiegenossenschaften, private Akteure) wäre es von daher wichtig, unter Berücksichtigung der jeweils aktuellen Marktdaten und der zur Verfügung stehenden Anlagen in Ulm eine schnelle Einschätzung zu bekommen, ob eine Investition in ein VKW lohnenswert wäre. Diese Überprüfung wird jedoch keiner der Akteure permanent und immer wieder von neuem von Hand vornehmen können. In der Projektweiterführung sollte von daher ein Modell entwickelt werden, das die Wirtschaftlichkeit eines VKW automatisiert berechnet unter Berücksichtigung von aktuellen Marktdaten und den bereits digitalisierten Anlagendaten. In diesem Fall könnten alle an dem Thema interessierten Gruppen zeitnah eine Einschätzung zur Wirtschaftlichkeit bekommen und entsprechend frühzeitig am Markt präsent sein.

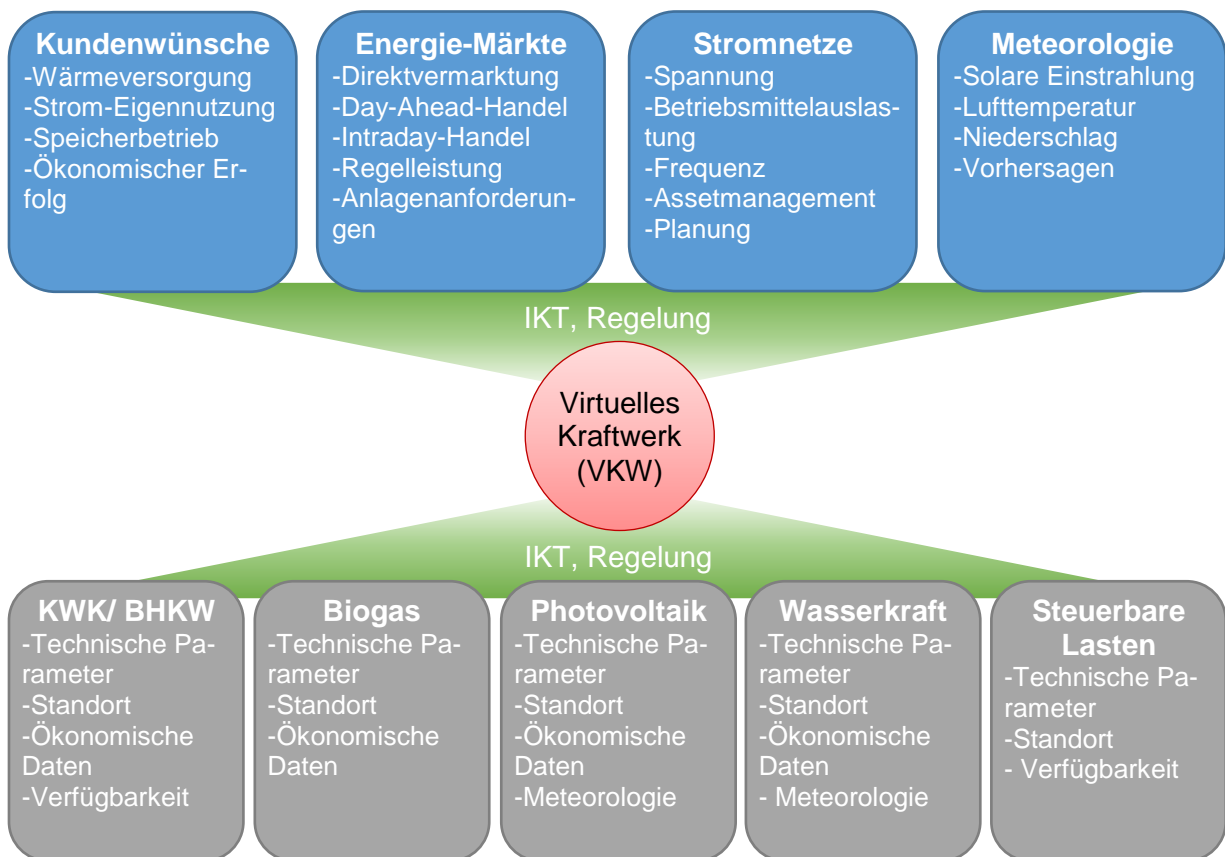


Abbildung 20: Schematische Darstellung der Struktur eines VKW

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Schematische Darstellung des Strommarktdesigns, eigene Darstellung angelehnt an [18].....	14
Abbildung 2: Beispiel des Lastverlaufs eines VKW (grau), das strompreisorientiert betrieben wird, und die im gleichen Zeitraum auftretenden Börsenhandelspreise [23]	17
Abbildung 3: Schema des zeitlichen Einsatzes unterschiedlicher Regelleistung [24].....	18
Abbildung 4: Durchschnittliche Laufzeit pro BHKW-Takt und Entwicklung der Volllastbetriebsstunden in Abhängigkeit der Speichergröße.	31
Abbildung 5: Jahresverlauf der verfügbaren Flexibilität für negative und positive Regelleistung bei einem 500 m ³ Speichervolumen	32
Abbildung 6: Jahresdurchschnitt der flexiblen Zeiten für positive und negative Regelleistung für verschiedene Speichergrößen.....	33
Abbildung 7: Zugebaute Anzahl von stromerzeugenden Anlagen im Stadtgebiet Ulm seit 2000.	34
Abbildung 8: Prozentualer Anteil der kumulierten Anlagenanzahl der einzelnen Technologien und Jahre, bezogen auf das Jahr 2014.	35
Abbildung 9: Prozentualer Anteile der vorhandenen regelbaren SEA Parameterdaten, bezogen auf die Gesamtanlagenzahl, für verschiedene Filter (1 bis 4), sowie Kategorien der Parameter. Die Einzelwerte werden im Anhang I.1 gelistet.....	36
Abbildung 10: Prozentualer Anteile der vorhandenen WKW- Parameterdaten, bezogen auf die Gesamtanlagenzahl. Die Einzelwerte werden im Anhang I.1 gelistet.	37
Abbildung 11: Zugebaute Leistung von stromerzeugenden Anlagen seit dem Jahr 2000, im Verhältnis zur Schwachlast aus dem Jahr 2014, im Stadtgebiet Ulm.....	38
Abbildung 12: Prozentualer Anteil der kumulierten zugebauten Anlagenleistung der einzelnen Technologien und Jahre bezogen auf das Jahr 2014.	39
Abbildung 13: Geschätzte bereitgestellte Jahresenergie der zugebauten Leistung von stromerzeugenden Anlagen seit dem Jahr 2000 im Stadtgebiet Ulm.....	40
Abbildung 14: Teillastbereich, Warm- und Kaltstartzeiten in Abhängigkeit der elektrischen Nennleistung der regelbaren SEA.	41
Abbildung 15: Elektrische und Gesamtwirkungsgrade in Abhängigkeit der elektrischen Nennleistung der regelbaren SEA.	42
Abbildung 16: Berechnete Verläufe der Tagesenergie für die thermische Last, des SLK, des Pufferspeichers und des KWK-Pools über ein Jahr.	43
Abbildung 17: Lauf- und Standzeiten des KWK-Pools in den Quartalen des Jahres.....	44
Abbildung 18: Visualisierung der Standorte und elektrischen Leistungen der mit Methan (Erdgas) betriebenen KWK Anlagen im Stadtgebiet Ulm.	44
Abbildung 19: Visualisierung der Standorte und der elektrischen Leistung der PV-Anlagen (Farbeverlauf von Rot zu Gelb) und WKW (blaue Punkte) im Stadtgebiet Ulm.....	46
Abbildung 20: Schematische Darstellung der Struktur eines VKW	51

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Zeitplan der AP während der Projektlaufzeit	11
Tabelle 2: Kennzahlen der Spotmärkte Day-Ahead und Intraday [18].....	17
Tabelle 3: Wesentliche Merkmale der drei Regelleistungsmärkte in Deutschland [25].....	19
Tabelle 4: Geforderte Anlagenreaktion auf verschiedene Netzzustände.....	23
Tabelle 5: Summarische Übersicht über die ausgewerteten Parameter.....	27
Tabelle 6: Die wichtigsten Anlagendaten der regelbaren SEA	41
Tabelle 7: Die wichtigsten Anlagen Parameter der WKW	45
Tabelle 8: Vollständigkeit der Parameter aus der Kategorie „Allgemeine Daten“, regelbare SEA.....	I
Tabelle 9: Vollständigkeit der Parameter aus der Kategorie „Technische Daten“, 1. Teil, regelbare SEA.....	II
Tabelle 10: Vollständigkeit der Parameter aus der Kategorie „Technische Daten“, 2. Teil, regelbare SEA.....	III
Tabelle 11: Vollständigkeit der Parameter aus der Kategorie „Verfügbarkeit“ , regelbare SEA	III
Tabelle 12: Vollständigkeit der Parameter aus der Kategorie „Ökonomische Daten“ , regelbare SEA.....	IV
Tabelle 13: Vollständigkeit der Parameter aus der Kategorie „Messdaten“ , regelbare SEA. IV	
Tabelle 14: Vollständigkeit der Parameter aus der Kategorie „Netzzustandsdaten“ , regelbare SEA.....	IV
Tabelle 15: Vollständigkeit der Parameter aus der Kategorie „Allgemeine Daten“, WKW	V
Tabelle 16: Vollständigkeit der Parameter aus der Kategorie „Technische Daten“, WKW.....	V
Tabelle 17: Vollständigkeit der Parameter aus der Kategorie „Verfügbarkeit“ , WKW	V
Tabelle 18: Vollständigkeit der Parameter aus der Kategorie „Ökonomische Daten“ , WKW VI	
Tabelle 19: Vollständigkeit der Parameter aus der Kategorie „Messdaten“, WKW	VI
Tabelle 20: Vollständigkeit der Parameter aus der Kategorie „Netzzustandsdaten“; WKW ...	VI

References

- [1] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, *Exportschlager Strom*. [Online] Available: <http://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2016/02/Meldung/infografik-exportschlager-strom.html%20Export>. Accessed on: Mar. 30 2016.
- [2] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, *Stromproduktion in Deutschland | Energy Charts*. [Online] Available: https://www.energy-charts.de/power_de.htm. Accessed on: Mar. 30 2016.
- [3] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie and Referat Öffentlichkeitsarbeit, *Systemintegration erneuerbarer Energien*. [Online] Available: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Strommarkt-der-Zukunft/systemintegration,did=649070.html>. Accessed on: Mar. 30 2016.
- [4] Nicolas Kronthaler, Theresa Müller, ARITHNEA GmbH, *Optionen zur Deckung des steigenden Flexibilitätsbedarfs*. [Online] Available: <http://www.ingenieur.de/BWK/2016/Ausgabe-3/Erneuerbare-Energien/Optionen-zur-Deckung-des-Steigenden-Flexibilitaetsbedarfs>. Accessed on: Mar. 31 2016.
- [5] ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V., "Virtuelle Kraftwerke," Berlin, 2010. [Online] Available: http://www.asue.de/blockheizkraftwerke/broschueren/05_12_10_virtuelle_kraftwerke_-_2011. Accessed on: Dec. 01 2015.
- [6] Wärtilä, *Gas and Multi-Fuel Power Plants*. [Online] Available: <http://www.wart-sila.com/docs/default-source/Power-Plants-documents/reference-documents/broschures/gas-and-multi-fuel-power-plants-2014.pdf?sfvrsn=2>. Accessed on: Dec. 04 2015.
- [7] Chemie.de, *Sabatier-Prozess*. [Online] Available: <http://www.chemie.de/lexikon/Sabatier-Prozess.html>. Accessed on: Dec. 04 2015.
- [8] Dr.-Ing. Jens Büchner, Dr.-Ing. Jörg Katzfey, Ole Flörcken, Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser, Dr.-Ing. Henning Schuster, Sebastian Dierkes, Tobias van Leeuwen, Lukas Verheggen, Dr.-Ing. Mathias Uslar, Marie van Amelsvoort, "Moderne Verteilernetze für Deutschland: Verteilernetzstudie," Forschungsprojekt Nr. 44/12, Sep. 2014. [Online] Available: <http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=654018.html>. Accessed on: Dec. 04 2015.
- [9] *Kombikraftwerk 2: Sichere Stromversorgung mit 100 % Erneuerbaren Energien ist möglich*. [Online] Available: <http://www.kombikraftwerk.de/start.html>. Accessed on: Dec. 04 2015.
- [10] Vattenfall Europe Wärme AG, *Virtuelles Kraftwerk Berliner Informationsstelle Klimaschutz*. [Online] Available: <http://www.berlin-klimaschutz.de/projekte/virtuelles-kraftwerk>. Accessed on: Dec. 04 2015.
- [11] SWM Stadtwerke München, *Das virtuelle Kraftwerk der SWM: Virtuelles Kraftwerk: M/Partnerkraft*. [Online] Available: <https://www.swm.de/geschaeftskunden/dienstleistungen/virtuelles-kraftwerk.html>. Accessed on: Dec. 04 2015.
- [12] VDE, *Zukunft der Netze 2014: 13. Fachtagung des ITG Fachausschusses 5.2 Kommunikationsnetze und -systeme*. 25.-26. September 2014, Braunschweig. [Online] Available: <http://www.vde-itg-kommunikationsnetze.de/veranstaltungen/zukunft-der-netze-2014.html>. Accessed on: Dec. 04 2015.
- [13] EU PVSEC, *EU PVSEC: The Innovation Platform for the Global PV Solar Sector*. [Online] Available: <https://www.photovoltic-conference.com/>. Accessed on: Dec. 04 2015.

- [14] OTTI e.V, Bereich Erneuerbare Energien, Ed, 29. *Symposium Photovoltaische Solar-energie: 12. bis 14. März 2014 Kloster Banz, Bad Staffelstein.*
- [15] NACHHALTIGWIRTSCHAFTEN, *Conference: Smart Grids Week - Graz 2014.* [Online] Available: <http://www.nachhaltigwirtschaften.at/results.html/id7475>. Accessed on: Dec. 04 2015.
- [16] *Hochschule Ulm: Forschungsprojekte.* [Online] Available: <http://www.hs-ulm.de/ForschungTransfer/IAF/Forschungsprojekte/>. Accessed on: Mar. 29 2016.
- [17] Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze GmbH, *Projekt Smart Grids.* [Online] Available: <https://www.ulm-netze.de/unternehmen/projekt-smart-grids/smart-grids.html>. Accessed on: Mar. 30 2016.
- [18] Next Kraftwerke, *Direktvermarktung & Regelenergie für Biogas, Solar & Wind.* [Online] Available: <https://www.next-kraftwerke.de/>. Accessed on: Dec. 04 2015.
- [19] Bundesnetzagentur, "Evaluierungsbericht zur Ausgleichsmechanismusverordnung," Bonn, 2012. [Online] Available: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EvaluierungsberichtAusglMechV.pdf?__blob=publication-File&v=2. Accessed on: Dec. 01 2015.
- [20] EPEX SPOT, *Erneuerbare Energien: Gekoppelte Day-Ahead-Märkte: Treibende Kraft.* [Online] Available: http://www.epexspot.com/de/erneuerbare_energien/gekoppelte_dayahead_märkte. Accessed on: Dec. 04 2015.
- [21] Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), *Die wichtigsten EEG-Neuerungen auf einen Blick.* [Online] Available: <https://www.bmwi-energie.wende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2014/20/Meldung/die-wichtigsten-neuerungen-auf-einen-blick.html>. Accessed on: Dec. 04 2015.
- [22] Gesetzentwurf der Bundesregierung, *Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Kraft-Wärme- Kopplungsgesetzes.*
- [23] J. Aengenvoort, "Virtual Power Plants -from Concept to Reality: Präsentation auf dem ETG Congress 2015," Accessed on: Dec. 04 2015.
- [24] Wikipedia, *Regelleistung (Stromnetz).* [Online] Available: <https://de.wikipedia.org/w/index.php?oldid=146864463>. Accessed on: Dec. 07 2015.
- [25] Consentec GmbH, "Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt: Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (Auftraggeber: 50Hertz Transmission GmbH)Transmission GmbH)," Feb. 2014. [Online] Available: http://www.consentec.de/wp-content/uploads/2014/08/Consentec_50Hertz_Regelleistungsmarkt_de_201402271.pdf. Accessed on: Dec. 08 2015.
- [26] Bauer Hartmut (50HzT MC), *Präqualifizierte Anbieter je Regelenergieart.* [Online] Available: <https://www.regelleistung.net/ext/download/anbieterliste>. Accessed on: Mar. 15 2016.
- [27] Bundesnetzagentur and Bundeskartellamt, Eds, "Monitoringbericht 2014," Bonn, Nov. 2014. [Online] Available: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=4. Accessed on: Dec. 08 2015.
- [28] Bundesnetzagentur, *Kraftwerksliste Bundesnetzagentur zum erwarteten Zu- und Rückbau 2015 bis 2019.* [Online] Available: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html. Accessed on: Mar. 24 2016.

- [29] M. Thiele, "Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2014 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5," Sep. 2014. [Online] Available: <http://m.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/J-L/leistungsbilanzbericht-2014,property=pdf,bereich=bmwimobile2012,sprache=de,rwb=true.pdf>. Accessed on: Mar. 24 2016.
- [30] FÖS - Rupert Wronski, "Entwicklung von Stein- und Braunkohlekapazitäten im deutschen Kraftwerkspark," 13357 Berlin, Mar. 2015. [Online] Available: <http://foes.de/pdf/2015-03-Factsheet-Entwicklung-Kohlekraft-Kapazitaeten.pdf>. Accessed on: Mar. 24 2016.
- [31] Volker Wachenfeld, *Batteriespeicher für Großanlagen – Anwendungsfälle im Vergleich / Sunny. Der SMA Corporate Blog*. [Online] Available: <http://www.sma-sunny.com/2015/10/23/batteriespeicher-fuer-grossanlagen-anwendungsfaelle-im-vergleich/>. Accessed on: Dec. 08 2015.
- [32] Magnus Maier, "Eigenverbrauch und regionale Direktvermarktung: Chancen und Herausforderungen," Berlin, *Renews Spezial* 70, 2014. [Online] Available: http://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/328.70_Renews_Spezial_Eigenverbrauch_online_apr14.pdf. Accessed on: Dec. 09 2015.
- [33] Julia Balanowski, Nadia Grimm, Stephan Hohmeier, Hannes Seidl, Immo Zoch, "Handbuch Lastmanagement: Vermarktung flexibler Lasten: Erlöse erwirtschaften- zur Energiewende beitragen," Berlin, Dec. 2012. [Online] Available: <https://shop.dena.de/sortiment/detail/produkt/handbuch-lastmanagement/>. Accessed on: Dec. 09 2015.
- [34] Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze GmbH, *Downloads: Gas. Lastprofile*. [Online] Available: <https://www.ulm-netze.de/services/downloads.html>. Accessed on: Mar. 15 2016.
- [35] Stadt Ulm, Ed, "Statistisches Jahrbuch 2014: 06 Versorgung und Entsorgung, Umwelt," Bürgerdienste, Sachgebiet Statistik und Wahlen. Accessed on: Mar. 15 2016.
- [36] Dr. Wolfgang Nowak, Dr. Jochen Arthkamp, "BHKW-Fibel," Mar. 2015. Accessed on: Mar. 15 2016.
- [37] Jürgen Christoffer, Thomas Deutschländer, Monika Webs, "DWD Wind Wetter Klima: Testreferenzjahre," Von Deutschland für mittlere und extreme Witterungsverhältnisse TRY, Offenbach a. Main ISBN-Nr.: 3-88148-398-5, 2004. Accessed on: Mar. 15 2016.
- [38] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, "Baustein für die Energiewende: 7 Eckpunkte für das "Verordnungspaket Intelligente Netze"," 10115 Berlin, Feb. 2015. [Online] Available: <http://bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunkte-fuer-das-verordnungspaket-intelligente-netze,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>. Accessed on: Mar. 24 2016.
- [39] IndustrieForum VHPready e.V., *IndustrieForum VHPready E.V.* [Online] Available: <https://www.vhpready.de/>. Accessed on: Mar. 24 2016.
- [40] ef, "Steckbrief ESOSSEG: Environment for Simulation, Operation and Optimization of Smart Energy Grids," Institut für Energie- und Antriebssysteme, Ulm, 2015. Accessed on: Aug. 08 2016.
- [41] Stadt Ulm, *Das Ulmer Energie Förderprogramm: Klima Stadt Ulm*. [Online] Available: http://www.ulm.de/sixcms/media.php/29/Flyer_Foerderprogramm_Energie.pdf. Accessed on: Jun. 29 2016.
- [42] Holger Ingmar Ruf, *Computation of the Load Flow at the Transformer in Distribution Grids with a Significant Number of Photovoltaic Systems using Satellite-derived Solar Irradiance Data: Doctoral Dissertation for the Degree Philosophiae Doctor (PhD) at the Faculty of Engineering and Science, Specialisation in Renewable Energy*, 2016.

Anhang

I. Daten Überblick

I.1. Regelbare SEA Parameter

Tabelle 8: Vollständigkeit der Parameter aus der Kategorie „Allgemeine Daten“, regelbare SEA

Filter	Anlagenbetreiber	Adresse						Zusatz	GPS	
		Ort	Stadtteil	PLZ	Straße	Haus Nr.	Adress Zusatz		Lat	Lon
1 Gesamt Daten	100%	100%	100%	100%	100%	98%	100%	98%	100%	100%
2 Methan und Propan	100%	100%	100%	100%	100%	98%	100%	100%	100%	100%
3 Methan und Propan + Stadtgebiet Ulm	100%	100%	100%	100%	100%	97%	100%	100%	100%	100%
4 Methan und Propan + Außerhalb Stadtgebiet Ulm	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Tabelle 9: Vollständigkeit der Parameter aus der Kategorie „Technische Daten“, 1. Teil, regelbare SEA

Filter	Brennstoff				Generator- typ	Schwarz- startfähig [ja/nein]	Elektrischer Teillastbe- reich [%]		Parameter für War- tungsintervall		Elektrische Leis- tung [kW]			Phasen-ver- scheidung [-]	
	Art	Volumen- strom (Gas) [Nm³/h]	Mas- sen- strom [kg/h]	Kaff- stoffver- brauch [l/h]			Min	Max	Vollast- be- triebs- stunden [h/a]	Start/Stopp Verhältnis	Max	Nenn	Min	in- duk- tiv	ka- pazetiv
1 Gesamt Daten	100%	44%	100%	100%	94%	61%	46%	94%	41%	43%	2%	100%	50%	83%	81%
2 Methan und Propan	100%	45%	100%	100%	94%	63%	49%	94%	45%	45%	0%	100%	53%	82%	80%
3 Methan und Propan + Stadtge- biet Ulm	100%	47%	100%	100%	91%	66%	47%	94%	50%	50%	0%	100%	50%	84%	81%
4 Methan und Propan + Aus- serhalb Stadtgebiet Ulm	100%	41%	100%	100%	100%	59%	53%	94%	35%	35%	0%	100%	59%	76%	76%

Tabelle 10: Vollständigkeit der Parameter aus der Kategorie „Technische Daten“, 2. Teil, regelbare SEA

Filter	Thermische Leistung [kW]				Brennstoff Leistung (Hu) [kW]		Wirkungsgrade [%] (elektrisch)		Wirkungsgrade [%] (gesamt)	
	Nenn	Min	Vorlauftemperatur [°C]	Rücklauftemperatur [°C]	Nenn	Min	Nenn	Min	Nenn	Min
1 Gesamt Daten	89%	37%	78%	70%	72%	20%	78%	20%	80%	20%
2 Methan und Propan	94%	41%	86%	78%	78%	22%	84%	22%	88%	22%
3 Methan und Propan + Stadtgebiet Ulm	91%	44%	88%	78%	78%	28%	81%	28%	84%	28%
4 Methan und Propan + Ausserhalb Stadtgebiet Ulm	100%	35%	82%	76%	76%	12%	88%	12%	94%	12%

Tabelle 11: Vollständigkeit der Parameter aus der Kategorie „Verfügbarkeit“, regelbare SEA

Filter	Betriebsart		Zeit für Laständerung			Mindestlaufzeit [min]
	Führungsgröße	Anwendung (z.B. Notstrom)	Kaltstart [s]	Warmstart [s]	Nenn- zu Mindestlast [s]	
1 Gesamt Daten	100%	100%	26%	33%	17%	35%
2 Methan und Propan	100%	100%	27%	35%	18%	39%
3 Methan und Propan + Stadtgebiet Ulm	100%	100%	34%	34%	9%	41%
4 Methan und Propan + Ausserhalb Stadtgebiet Ulm	100%	100%	12%	35%	35%	35%

Tabelle 12: Vollständigkeit der Parameter aus der Kategorie „Ökonomische Daten“, regelbare SEA

Filter	Förderinstrument/Markt			Wartungs-kosten/ -Vertrag BS=Betriebsstunden	Brennstoff-kosten Branchen- üblich [€/kWh]
	Art	Inbetriebnahme Jahr	Förder-höhe [ct/kWh]		
1 Gesamt Daten	44%	100%	7%	4%	2%
2 Methan und Propan	47%	100%	6%	4%	2%
3 Methan und Propan + Stadtgebiet Ulm	50%	100%	3%	3%	3%
4 Methan und Propan + Ausserhalb Stadtgebiet Ulm	41%	100%	12%	6%	0%

Tabelle 13: Vollständigkeit der Parameter aus der Kategorie „Messdaten“, regelbare SEA

Filter	Elektrischer Lastfluss			Thermischer Lastfluss			Brennstoff Lastfluss		
	Vorhan- den?	Inter- vall	Zeit- raum	Vorhan- den?	Inter- vall	Zeit- raum	Vorhan- den?	Inter- vall	Zeit- raum
1 Gesamt Daten	44%	43%	26%	44%	22%	20%	43%	24%	20%
2 Methan und Propan	47%	47%	29%	47%	22%	20%	45%	24%	20%
3 Methan und Propan + Stadtgebiet Ulm	50%	50%	22%	50%	31%	9%	47%	28%	9%
4 Methan und Propan + Ausserhalb Stadtgebiet Ulm	41%	41%	41%	41%	6%	41%	41%	18%	41%

Tabelle 14: Vollständigkeit der Parameter aus der Kategorie „Netzzustandsdaten“, regelbare SEA

Filter	Netz-impe- danz	Netz-fre- quenz	Strom AC (eff.)	Spannung AC (eff.)	Schein-leis- tung	Blind-leis- tung	Wirk-leis- tung	Netzkopp-lungs- ebene
1 Gesamt Daten	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	98%
2 Methan und Propan	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	100%
3 Methan und Propan + Stadtge- biet Ulm	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	100%

4 Methan und Propan + Ausserhalb Stadtgebiet Ulm	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%
--	----	----	----	----	----	----	----	----	------

I.2. EEA Parameter

I.2.1. Wasserkraftwerke

Tabelle 15: Vollständigkeit der Parameter aus der Kategorie „Allgemeine Daten“, WKW

Anlagenbetreiber/ Daten Quelle	Ort/ Adresse							Fluss	GPS	
	Bezeichnung	Ort	Stadtteil	PLZ	Straße	Haus Nr.	Adresse Zusatz		Lat	Lon
100%	100%	100%	67%	100%	100%	67%		100%	100%	100%

Tabelle 16: Vollständigkeit der Parameter aus der Kategorie „Technische Daten“, WKW

Generatortyp	Schwarzstartfähig ja/nein	Elektrischer Teillastbereich		Parameter für Wartungsintervall	Elektrische Leistung [kW]		Phasenverschiebung		Turbinennenndaten			Wirkungsgrade	
		Minimal	Maximal	Volllastbetriebsstunden	Max/Nenn Last	Min Last	induktiv	kapazitiv	Nennaufnahme Volumenstrom [m³/s]	Fallhöhe [m]	Wasserleistung [kW]	Max/Nenn Last	Min Last
100%	100%	0%	100%	0%	100%	0%	0%	0%	100%	100%	100%	100%	0%

Tabelle 17: Vollständigkeit der Parameter aus der Kategorie „Verfügbarkeit“, WKW

Schwellbetrieb ja/nein	Betriebsart oder Führungsgröße	Zeit für Laständerung		Minimale Stillstandszeiten [s]
		Kaltstart [s]	Nenn- zu Mindestlast [s]	
100%	100%	0%	0%	0%

Tabelle 18: Vollständigkeit der Parameter aus der Kategorie „Ökonomische Daten“, WKW

Förderinstrument/Markt			Wartungs-kosten/ -Vertrag BS=Betriebs-stunden
Art	Inbetriebnahme Jahr	Förder-höhe [ct/kWh]	
100%	100%	0%	0%

Tabelle 19: Vollständigkeit der Parameter aus der Kategorie „Messdaten“, WKW

Wasser Zulauf aus Fluss			Elektrischer Lastfluss		
Vorhanden?	Intervall [min]	Zeitraum	Vorhanden?	Intervall [min]	Zeitraum
11%	0%	0%	0%	0%	0%

Tabelle 20: Vollständigkeit der Parameter aus der Kategorie „Netzzustandsdaten“, WKW

Netzimpedanz	Netzfrequenz	Strom AC (eff.)	Spannung AC (eff.)	Scheinleistung	Blindleistung	Wirkleistung	Netzanschluss-ebene
0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%