Wunsiedel 2030:

Roadmap zum Aufbau regenerativer Energiesysteme für die SWW Wunsiedel GmbH

Der Wunsiedler Weg 2.0

Stand August 2015

SWW wunsiedel
wir bewegen

Inhaltsverzeichnis

1 EINLEITUNG: DIE ENERGIEWENDE IN DEUTSCHLAND VOR DEM HINTERGRUND DER REAKTORKATASTROPHE VON FUKUSHIMA 1

2 DIE VISION „WUNSIEDEL 2030“ - LEITBILD FÜR DIE ENERGIEVERSORGUNG DER ZUKUNFT 3

2.1 Geschichte der SWW Wunsiedel GmbH 3
2.2 Motivation für die Vision „Wunsiedel 2030“ 4
2.3 „Wunsiedel 2030“: Vision für die Energieversorgung der Zukunft im Versorgungsgebiet der SWW Wunsiedel 5

3 AUSGANGSSITUATION IM VERSORGUNGSGEBIET 7

3.1 Netzinfrastruktur im Versorgungsgebiet der SWW Wunsiedel 7
3.2 Wirtschaftliche Energiepotenziale im Netzgebiet 7
3.2.1 Windenergie 7
3.2.2 Wasserkraft 9
3.2.3 Photovoltaik und Solarthermie auf Dachflächen 9
3.2.4 Freiflächenphotovoltaik 9
3.2.5 Waldholz 9
3.2.6 Ackerbiomasse 10
3.2.7 Bioabfall und Grünschnitt 10
3.2.8 Gesamtpotenzial für die Strom- und Wärmeerzeugung und aktueller Verbrauch 11
3.3 Ausbaustand dezentrale Energiesysteme 12
3.3.1 Windkraft 12
3.3.2 Photovoltaik 13
3.3.3 Energieerzeugung aus Biomasse 13
3.3.4 Wasserkraft 15

4 ANFORDERUNGEN AUS DER VISION WUNSIEDEL 2030 16

4.1 Vollständige Eigenversorgung und Stützfunktion für das vorgelagerte Netz 16
4.2 Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit 17
4.3 Substitution fossiler Energieträger und Verbrauchsreduzierung 17

4.4 Steigerung des regionalen Anteils in der Wertschöpfungskette und wirtschaftliche Stärkung der Region 18

5 ROADMAP ZUR UMSETZUNG DER VISION WUNSIEDEL 2030 19

5.1 Ausbau und Flexibilisierung der Energieerzeugung 19

5.1.1 Ausbau und Repowering von Windkraftanlagen 19

5.1.2 Contractingmodell zur Ausstattung von Wohngebäuden mit ORC-Mikro-BHKW 21

5.1.3 Ausbau von Pellet-BHKWs und Umrüstung der bestehenden Anlagen für den stromgeführten Betrieb 22

5.1.4 Umrüstung von PV-Anlagen mit netzstabilisierenden Wechselrichtern 24

5.2 Aufbau von Speicherkapazitäten 25

5.2.1 Planung Speicherbedarf 26

5.2.2 Power-to-Gas-Anlagen 26

5.2.3 Redox-Flow-Speicher 26

5.2.4 Einspeisung Bio-Methan ins Gasnetz 27

5.2.5 Integration elektrische Speicherheizungen 28

5.2.6 Einbindung Elektromobilität als Speicher 29

5.2.7 Dezentrale Batteriespeicher für Strom aus Photovoltaik 29

5.3 Ausbau Leittechnik und Vernetzung 30

5.3.1 Ausbau Smart Metering 31

5.3.2 Energiemanagement auf der Feld- und Leitebene 32

5.3.3 Dezentrale Steuerungen 33

5.3.4 Sicherstellung der Schwarzstartfähigkeit 34

5.3.5 Aufbau eines Energiemanagementnetzes im Glasfasernetz 34

5.4 Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz 35

5.4.1 Energieeffizienz im Privathaushalt 35

5.4.2 Energieeffizienzsteigerung öffentliche Einrichtungen 36

5.4.3 Steigerung der Energieeffizienz in Unternehmen 37

5.4.4 Umrüstung der Straßenbeleuchtung auf LED-Leuchten 37

5.4.5 Nutzung von Abwärme 38

6 POWER-TO-GAS ALS BESTANDTEIL EINER VOLLSTÄNDIG REGENERATIVEN ENERGIEVERSORGUNG 40

6.1 Grundprinzip Power-to-Gas 40

6.2 Potenzial der Power-to-Gas-Technologie in der Energieversorgung 41

6.2.1 Bereitstellung von Regelungsleistung durch Power-to-Gas 41

6.2.2 Power-to-Gas als Speicher für Strom aus erneuerbaren Energien 41

6.2.3 Power-to-Gas als Beitrag zur Substitution fossiler Energieträger 42

6.3 Stand der Technik 42

6.3.1 Elektrolyse 42
6.3.2 Methanisierung 45
6.3.3 Wirkungsgrade von Power-to-Gas-Systemen 47
6.4 Voraussetzungen und Standortfaktoren für den Einsatz von Power-to-Gas-Anlagen 48
6.4.1 Bereitstellung Kohlenstoffdioxid 48
6.4.2 Verwertung der Produktgase 49
6.4.3 Elektrische und steuerungstechnische Anbindung 50
6.4.4 Wärmenutzung 50
6.5 Beispielprojekt 1: Integration einer Power-to-Gas-Anlage in einen Industrieprozess am Beispiel der Glasherstellung 50
6.6 Beispielprojekt 2: Entwicklung eines wirtschaftlichen Power-to-Gas-Produkts auf modularer Basis 52

7 ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK 53

LITERATURVERZEICHNIS 55

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Stromnetz der SWW Wunsiedel GmbH (rot) und Gasnetz der Gasversorgung Wunsiedel GmbH (gelb) mit den benachbarten Stromnetzen der ESM (Marktredwitz), des gKU Oberes Egertal (Weißenstadt) und des Bayernwerks. Eigene Darstellung auf Basis von Abbildungen aus [62][26] 8

Abbildung 2: Strompotenziale im kommunalen Vergleich. Eigene Darstellung. Daten aus[17]..... 11

Abbildung 3: Wärmepotenziale und -bedarf im kommunalen Vergleich. Eigene Darstellung. Daten aus [17] 12

Abbildung 4: Vergleich der Last- und Erzeugungsverläufe für das Jahr 2015 und 2030 (qualitative Darstellung zur Veranschaulichung). Eigene Darstellung. 16

Abbildung 5: Roadmap zur Umsetzung der Vision Wunsiedel 2030. Eigene Darstellung. 20

Abbildung 6: Schema eines Pelletvergaser-BHKW mit integriertem Druckgas-speicher. Eigene Darstellung. 23

Abbildung 7: Auswirkungen der Energieflussumkehr auf den Spannungsverlauf entlang einer Niederspannungsleitung mit und ohne Ausgleich durch den Bezug von Blindleistung. [7] 24

Abbildung 8: Schema einer Power-to-Gas-Anlage zur Wasserstoffproduktion ohne nachgeschaltete Methanisierung. Eigene Darstellung. 40

Abbildung 9: Schema einer Power-to-Gas-Anlage mit nachgeschalteter Methanisierung. Eigene Darstellung. 41

Abbildung 10: Schema einer an einen Industrieprozess gekoppelten Power-to-Gas-Anlage. Eigene Darstellung. 51

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Photovoltaikanlagen im Netzgebiet der SWW Wunsiedel. Stand 31.12.2013 [66] 14
Tabelle 2: Technische Daten ORC-Heizkraftwerk mit Pelletwerk Holenbrunn [71] 14
Tabelle 3: Technische Daten Pelletvergaser-Satellitenkraftwerke [70] 15
Tabelle 4: Aufteilung des Stromverbrauchs in Privathaushalten und Einsparpotenziale nach [10]. 35

Abkürzungsverzeichnis

AKW	Atomkraftwerk
BHKW	Blockheizkraftwerk
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
GSM	Global System for Mobile Communications
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
M_w	Momenten-Magnitude
ORC	Organic-Rankine-Cycle
PEM	proton exchange membran
SNG	synthetic natural gas
ZEF	Zukunftsenergie Fichtelgebirge GmbH

1 Einleitung: Die Energiewende in Deutschland vor dem Hintergrund der Reaktorkatastrophe von Fukushima

Am 11. März 2011 um erschütterte ein Erdbeben der Stärke 9,0 M_w den Nordosten Japans. Das später als Tōhoku-Erdbeben bezeichnete Beben war das stärkste und folgenschwerste in Japan seit Beginn der Aufzeichnungen. Während bereits das Erdbeben selbst zu massiven Schäden führte, wurde vor der Ostküste ein Tsunami ausgelöst. Die Flutwellen waren örtlich bis zu 40 m hoch und erreichten nach weniger als einer Stunde die Küste Japans. Der Tsunami zerstörte dabei ganze Landstriche, mehr als 15.000 Menschen kommen ums Leben. Besonders stark betroffen war auch der Kernkraftwerksstandort Fukushima Daiichi, 250 km nördlich von Tokio. Durch die Überflutung der Notstromaggregate sowie der Schaltanlagen und Batterien der Notstromversorgung wurde die Stromversorgung der Nachkühlsysteme unterbrochen. In Folge der fehlenden Kühlung kam es in drei Blöcken des Kraftwerks zur Kernschmelze. Zwischen dem 12. und dem 15. März ereigneten sich dann insgesamt drei Wasserstoffexplosionen, die eine weitgehende Zerstörung der Reaktorgebäude zur Folge hatten. Ein Großteil der freigesetzten radioaktiven Stoffe wurde vom Wind auf das offene Meer hinaus getragen, ein Teil jedoch auch in Richtung Nordwesten, wo hohe Strahlenbelastungen gemessen wurden. Die Dekontaminationsmaßnahmen in den heute zum Teil unbewohnbaren Gebieten um das Kernkraftwerk dauern bis zum heutigen Tag an.

In Deutschland kam in den Tagen und Wochen nach der Katastrophe den Ereignissen in Japan eine hohe mediale und öffentliche Aufmerksamkeit zu. Neben dem Mitgefühl für die Opfer des Tsunamis überwog die Verunsicherung bezüglich der Sicherheit deutscher Kernkraftwerke und des Restrisikos der Kernkraftnutzung. Während täglich über den aktuellen Stand der Reaktorkatastrophe von Fukushima berichtet wurde, entbrennt auch erneut eine politische Diskussion um die Zukunft der Kernkraft in Deutschland. Im Jahr 2002 war bereits unter der ersten rot-grünen Bundesregierung durch die Novellierung des Atomgesetzes der Atomausstieg durch die Festlegung von Reststrommengen gesetzlich verankert worden. Unter der schwarz-gelben Regierung wurde 2010 jedoch eine Laufzeitverlängerung für die Atomkraftwerke um bis zu 14 Jahre beschlossen. Am 14. März 2011, nur drei Tage nach dem folgenschweren Tsunami in Japan, sah sich die Bundesregierung zu einer Kehrtwende gezwungen, die bis heute den größten Einschnitt in der Energiepolitik der Bundesrepublik Deutschland markiert. Zunächst wurde ein dreimonatiges Atom-Moratorium verkündet, dass die Betreiber zu Sicherheitsüberprüfungen aller deutschen Atomkraftwerke verpflichtete und für die ältesten sieben Atomkraftwerke sowie das AKW Krümmel eine vorübergehenden Stilllegung der Anlagen erzwang. Am 30. Juni 2011 wurden durch den Bundestag im Rahmen des 13. Gesetzes zur Änderung des Atomgesetzes die dauerhafte Stilllegung der bereits durch das

Moratorium außer Betrieb genommenen Anlagen und eine stufenweise Abschaltung der übrigen Anlagen bis zum Jahr 2022 beschlossen. Der Erzeugungsausfall konnte in der Folgezeit durch den bereits fortgeschrittenen Ausbau der erneuerbaren Energien weitgehend kompensiert werden. Jedoch ist zu beachten, dass bis 2022 neun weitere AKW abgeschaltet werden. Gleichzeitig muss vor dem Hintergrund der 2014 beschlossen Reduzierung der Kohlenstoffdioxid-Emissionen um 40% bis zum Jahr 2020 im Vergleich zum Jahr 1990 auch die Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken zurückgefahren werden. Daher sind weiterhin große Anstrengungen für den Ausbau der regenerativen Energieerzeugung erforderlich. Die Erfahrungen aus der Umsetzung des Erneuerbare-Energien-Gesetz zeigen, dass die gesetzlichen Vorschriften und Förderprogramme trotz der vielfach geäußerten Kritik einen deutlichen Beitrag für den Ausbau der regenerativen Energien bewirken konnten. Gerade in Anbetracht der durch die Novellierungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zum Teil deutlich gesenkten Vergütungen muss die Energiewende für eine vollständige Umsetzung als gesamtgesellschaftliche Aufgabe verstanden werden. Besonders wichtig ist dabei die Einbindung der Bevölkerung, wie die teilweise großen Widerstände gegen Windkraftanlagen und Stromtrassen trotz des generell hohen Zuspruchs für die Energiewende zeigen.

Eine wichtige Rolle für den weiteren Ausbau kommt daher den kommunalen Versorgungsunternehmen zu, deren Möglichkeiten für den dezentralen Umbau der Energieversorgung in der vorliegenden Arbeit betrachtet werden. Als lokale Organisatoren der Energiewende können sie durch die Kenntnis der örtlichen Gegebenheiten Projekte zum Ausbau der erneuerbaren Energien unter Einbindung der Bevölkerung vorantreiben.

2 Die Vision „Wunsiedel 2030“ - Leitbild für die Energieversorgung der Zukunft

Als Grundlage für die Erarbeitung der Roadmap soll im folgenden Kapitel zunächst eine Vision für eine von fossilen Brennstoffen unabhängige Region entwickelt werden, die sich selbst aus regenerativen Energieträgern versorgen kann. Die Grundlagen für die Vision werden anhand der Geschichte des kommunalen Versorgungsunternehmens sowie dessen Zielen und Positionierungen dargestellt.

2.1 Geschichte der SWW Wunsiedel GmbH

Die Stadt Wunsiedel kann auf eine lange Tradition der eigenverantwortlichen Energieversorgung zurückblicken. Bereits im Jahr 1908 wurde ein Elektrizitätswerk errichtet, das in der Folgezeit den gemessen an heutigen Maßstäben noch sehr geringen Strombedarf mit Hilfe einer Dampfkraftanlage deckte. Bedingt durch die rasant zunehmende Bedeutung der Elektrizitätsversorgung und dem flächendeckenden Anschluss der Haushalte im Stadtgebiet erfolgte der Anschluss an das Kraftwerk Arzberg. Nach dem ersten Weltkrieg wurde zusätzlich ein Dieselaggregat zur Stromversorgung eingesetzt. Im Jahr 1924 waren laut einer Verbraucherzählung bereits 16.400 Glühlampen, 400 Elektromotoren und 298 elektrische Heiz- und Kochgeräte angeschlossen. Seit 1927 firmierte das Elektrizitätswerk, nachdem die Wasserversorgung in das Unternehmen eingegliedert wurde, unter dem Namen Stadtwerke Wunsiedel. 1941 wurden Verhandlungen über einen Verkauf des Stadtwerkbetriebs geführt, diese endeten jedoch mit der Entscheidung der Stadt Wunsiedel für den Verbleib in städtischen Besitz. Nach dem zweiten Weltkrieg wurde das Netz immer weiter ausgebaut und gleichzeitig die Stromversorgung bis 1950 vollständig von Gleich- auf Wechselstrom umgestellt. 1981 erfolgte die Gründung der Gasversorgung Wunsiedel GmbH zur flächendeckenden Bereitstellung der Erdgasversorgung im Stadtgebiet als Gemeinschaftsunternehmen der Stadtwerke Wunsiedel und der Bayerischen Elektrizitäts-Lieferungs-Gesellschaft Bayreuth AG (heute E.ON Bayern AG). Die Stadtwerke Wunsiedel wurden im August 2001 in eine Gesellschaft mit beschränkter Haftung mit dem neuen Namen SWW Wunsiedel umgegründet. Der Kurzname SWW besteht aus den Initialen der Aufgabengebiete „Strom“, „Wasser“ und „Wärme“. Ab dem Jahr 2004 wurden weitere Gesellschaften für die Errichtung und den Betrieb regenerativer Energieanlagen gegründet. Dazu zählen die Solarpark Wunsiedel GmbH und Co. KG, die WUN Solar GmbH als Tochterunternehmen der WUN Elektro GmbH, die WUN Bioenergie GmbH sowie die ZukunftsEnergie Fichtelgebirge GmbH (ZEF). Aktuell beschäftigt die SWW Wunsiedel GmbH ca. 60 Mitarbeiter in den Geschäftsbereichen Stromversorgung, Wärmeversorgung, Wasserversorgung, Elektroinstallation, Telekommunikation. [62]

2.2 Motivation für die Vision „Wunsiedel 2030“

Die SWW Wunsiedel hat sich zum Ziel gesetzt, in ihrem Versorgungsgebiet eine „nachhaltige, sichere, kostengünstige und umweltschonende Energieversorgung zu gewährleisten“[57]. Als städtisches Unternehmen beruft sie sich dabei vor allem auf die in Art. 83 (1) der Bayerischen Verfassung festgelegte Zuständigkeit der Gemeinden für die „Versorgung der Bevölkerung mit Wasser, Licht, Gas und elektrischer Kraft“ [23].

Besondere Relevanz besitzt auch die Stärkung des Wirtschaftsstandorts Wunsiedel. Neben der Bereitstellung einer zuverlässigen und bezahlbaren Energieversorgung als wichtigen Standortfaktor für Unternehmen, soll auch der Energieerzeugung selbst eine tragende Rolle für die Wirtschaft der Region zukommen. So ist die SWW Wunsiedel gewillt, im Rahmen des Ausbaus dezentraler Energiesysteme „einen aktiven Beitrag zur Stärkung der regionalen Wertschöpfung“ [57] zu leisten.

Durch die vollständige Eigenversorgung aus regenerativen Energien soll die Abhängigkeit von endlichen, fossilen Ressourcen und damit von der geopolitischen Lage in der Welt und den Preisschwankungen der globalen Energiemärkte minimiert werden. Nötig hierfür ist die „Erschließung aller regenerativen und alternativen Energieerzeugungspotenziale“ [59]. Dabei wird keine Entkoppelung des Versorgungsgebietes vom äußeren Stromnetz angestrebt, wie sie im Falle einer vollständigen Eigenversorgung theoretisch möglich wäre. Vielmehr soll vom Netzgebiet der SWW durch die Eigenständigkeit und die Fähigkeit zur vollständigen Bereitstellung des Eigenbedarfes und darüber hinaus, eine stabilisierende Wirkung auf Netze und Märkte ausgehen. Damit soll ein „aktive[r] Beitrag zur Versorgungssicherheit des Gesamtsystems der Energieversorgung [in] Bayern und Deutschland“ [60] geleistet werden.

Die Bürger sollen auf dem Weg hin zur Energieversorgung der Zukunft aktiv angesprochen und beteiligt werden, um die Akzeptanz und den Rückhalt in der Bevölkerung zu gewährleisten.

Die Stadt Wunsiedel mit ihrem kommunalen Unternehmen SWW Wunsiedel GmbH möchte regional und überregional eine Vorbildfunktion übernehmen. So soll Wunsiedel eine „Keimzelle für die Region Fichtelgebirge“ [58] in Bezug auf den Ausbau der erneuerbaren, dezentralen Energieerzeugungsanlagen werden. Die Zusammenarbeit auf kommunaler Ebene soll weiter ausgebaut werden, um Synergiepotenziale nutzbar zu machen. Gleichzeitig wird eine enge Kooperation mit Partnern aus Wirtschaft und Forschung angestrebt, um neue Technologien unter Praxisbedingungen zu testen. Damit soll Wunsiedel zum „Feldlabor der Energiewende“ [61] werden.

2.3 „Wunsiedel 2030“: Vision für die Energieversorgung der Zukunft im Versorgungsgebiet der SWW Wunsiedel

Auf der Grundlage der Zielsetzungen und Positionierung der SWW Wunsiedel lässt sich die Vision einer in Bezug auf die Energieversorgung unabhängigen Region Wunsiedel als mögliches Szenario für das Jahr 2030 entwickeln:

Im Jahr 2030 wird im Netzgebiet der SWW Wunsiedel mehr Energie erzeugt als verbraucht. Neben der Eigenversorgung kann zu jedem Zeitpunkt eine Stützfunktion für das übergeordnete Netz übernommen und Energie sowohl aufgenommen als auch abgegeben werden. Dazu wurde und wird die Nutzung der erneuerbaren Energiepotenziale systematisch vorangetrieben. Die windkraftgeeigneten Standorte wurden durch die ZEF mit modernsten Windkraftanlagen bebaut, die zum großen Teil über Bürgerbeteiligungsmodelle finanziert wurden. Die Dächer der Stadt sind zum großen Teil mit Solaranlagen ausgestattet. Diese belasten das Netz nicht, da der Großteil der Energie dank der Verfügbarkeit von günstigen Stromspeichern für die spätere Nutzung gespeichert wird. Zusätzlich stellen mehrere Biomasse-BHKWs eine hohe Regelleistung für den Ausgleich von mittelfristigen Schwankungen in der Verfügbarkeit von Wind und Sonne zur Verfügung. Neue Erzeugungs- und Speichertechnologien wurden zunächst in Pilotanlagen getestet und anschließend auf das Netzgebiet ausgerollt.

Während die Vielzahl der Energieeffizienzmaßnahmen in Industrie, öffentlichen Bereichen und Privathaushalten deutliche Einsparungen mit sich brachten, stieg durch die Elektrifizierung der Gesamtbedarf für elektrische Energie leicht an. Die Wärmeerzeugung erfolgt überwiegend im Rahmen der Kraft-Wärme-Kopplung durch Biomasseheizkraftwerke. Je nach Bebauungsdichte kommt dabei eine Anbindung an ein Nahwärmenetz oder eine direkte Versorgung über Kleinst-BHKWs zum Einsatz.

Sowohl Erzeuger, als auch Speicher und Verbraucher sind über Kommunikations-schnittstellen miteinander verbunden und können ihr Energieangebot bzw. ihren Energiebedarf untereinander abstimmen. Die Kommunikation erfolgt zuverlässig und sicher über das glasfaserbasierte Kommunikationsnetz der SWW Wunsiedel, das parallel zur im Netzgebiet vollständig ausgebauten Glasfaser-Breitbandanbindung verlegt wurde. In der Leitstelle der SWW Wunsiedel wird der Betrieb der Netze lediglich überwacht. Bei Störungen kann aufgrund der vernetzten Schaltgeräte schnell reagiert und die Ursache lokalisiert und behoben werden.

Der Verkehr im Versorgungsgebiet wird zunehmend von Elektro- und Gasfahrzeugen geprägt. Viele Arbeitgeber ermöglichen ihren Mitarbeitern eine kostengünstige Aufladung der Elektrofahrzeuge während der Arbeitszeit in mit Solarmodulen überdachten Parkflächen. Für Gasfahrzeuge stehen mehre Gastankstellen zur Verfügung, an denen biogenes bzw. aus regenerativem Strom erzeugtes Methan als Erdgassubstitut getankt werden kann. Dieses wird in Biogasanlagen durch die Aufbereitung des Produktgases gewonnen und ins Erdgasnetz eingespeist.

Während die Energiepreise im Bundesgebiet innerhalb von 10 Jahren deutlich anstiegen, zeichnet sich das Versorgungsgebiet der SWW Wunsiedel seit Jahren durch stabile und kostengünstige Preise aus. Besonders seit mehrere großflächige Netzausfälle zu massiven wirtschaftlichen Einbußen der betroffenen Betriebe führten, wurden mehr und mehr Unternehmen auf die Stadt Wunsiedel aufmerksam. Dadurch erlebt die Stadt Wunsiedel seit einigen Jahren einen wirtschaftlichen Aufschwung und eine merkliche Steigerung der Lebensqualität. Immer mehr junge Menschen entscheiden sich, in der Region zu bleiben, da insbesondere im Energiebereich zahlreiche Stellen geschaffen wurden.

Die Energieregion Wunsiedel ist bundesweit bekannt und wird jährlich von tausenden Privatpersonen sowie von Vertretern interessierter Kommunen besucht. Zahlreiche Städte und Gemeinden folgen dem Beispiel der Region Wunsiedel und profitieren auf dem Weg zu einer unabhängigen Energieversorgung durch die vielfältigen Beratungsangebote aus der Energieregion Wunsiedel.

3 Ausgangssituation im Versorgungsgebiet

Im folgenden Kapitel wird die Ausgangssituation im Versorgungsgebiet Wunsiedel in Bezug auf die zur Verfügung stehende Infrastruktur sowie den Ausbau der regenerativen Erzeugungsanlagen analysiert.

3.1 Netzinfrastruktur im Versorgungsgebiet der SWW Wunsiedel

Das Netzgebiet der SWW Wunsiedel erstreckt sich von der Stadt Wunsiedel im Norden bis nach Neusorg im Süden und damit über die Grenze zwischen den Regierungsbezirken Oberfranken und Oberpfalz hinweg. Neben den genannten sind 6 weitere Gemeinden angeschlossen: Tröstau, Nagel, Bad Alexandersbad, Ebnath, Brand und Kulmain. Es ist geprägt von einer dünnen Besiedelung und waldreichen Landschaften am Fuße des Fichtelgebirges. Umgeben wird es von den Verteilnetzen der kommunalen Netzbetreiber ESM der Stadt Marktredwitz, gKU Oberes Egertal der Stadt Weißenstadt und der Gemeinde Röslau sowie dem überregionalen Netzbetreiber Bayernwerk (siehe Abbildung 1). Das Netz versorgt ca. 20.000 Einwohner sowie zahlreiche Betriebe an 6200 Netzanschlüssen mit elektrischem Strom. Die Infrastruktur des Verteilnetzes umfasst 600km Mittel- und Niederspannungsleitungen und mehr als 200 Transformatorenstationen. [62]

Das Gasnetz der Gasversorgung Wunsiedel GmbH deckt mit einer Gesamtleitungslänge von 53,5km die Stadt Wunsiedel sowie mehrere eingemeindete Ortsteile ab. Aktuell sind ca. 1055 Kunden an das Gasnetz angeschlossen. [26]

3.2 Wirtschaftliche Energiepotenziale im Netzgebiet

Im Jahr 2012 wurde ein integriertes Klimaschutzkonzept für das Gebiet der Städte und Gemeinden Wunsiedel, Weißenstadt, Nagel und Tröstau erstellt [17]. Im Folgenden sollen die Ergebnisse der im Rahmen des Klimaschutzkonzeptes erstellten Analyse der wirtschaftlich nutzbaren Energieerzeugungspotenziale aus regenerativen Energieträgern zusammengefasst werden. Dabei werden die Potenziale der Stadt Weißenstadt aufgrund der Entfernung zum Netzgebiet der SWW Wunsiedel nicht berücksichtigt.

3.2.1 Windenergie

Die Potenziale für die Nutzung von Windenergie in den untersuchten Gebieten liegen im Kommunalgebiet der Stadt Wunsiedel. Ein großer Teil der nicht besiedelten Flächen ist Teil des Landschaftsschutzgebiets „Fichtelgebirge“, was zwar zu größeren Hürden für die planungsrechtlichen Genehmigungsverfahren führt, jedoch kein Ausschlusskriterium für die Errichtung von Windkraftanlagen darstellt. Ein möglicher Standort befindet sich nördlich von Bernstein. Dort ist mit einem Stromerzeugungspotenzial von 36.000 MWh/a zu rechnen. In der Gutswaldung östlich von Göpfersgrün liegt ein weiterer Standort. Aufgrund der geringeren

Windgeschwindigkeiten bietet sich für eine wirtschaftliche Nutzung der Einsatz von schwachwindoptimierten Windkraftanlagen an. Das erwartete Potenzial für die Stromproduktion liegt hier bei ca. 27.000 MWh/a.

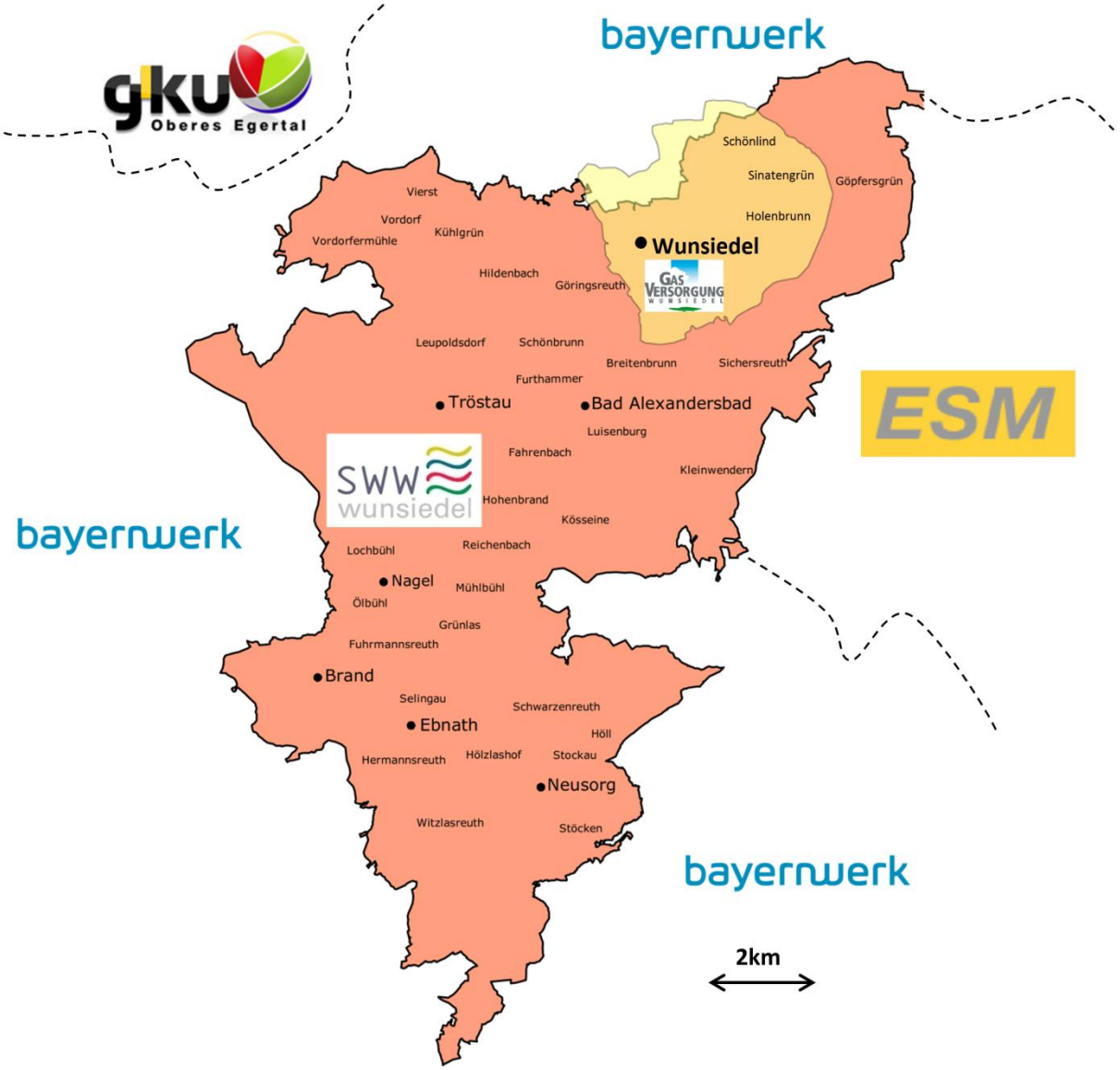

Abbildung 1: Stromnetz der SWW Wunsiedel GmbH (rot) und Gasnetz der Gasversorgung Wunsiedel GmbH (gelb) mit den benachbarten Stromnetzen der ESM (Marktredwitz), des gKU Oberes Egertal (Weißenstadt) und des Bayernwerks. Eigene Darstellung auf Basis von Abbildungen aus [62][26]

Bei Valetsberg befindet sich ein weiterer möglicher Standort mit einem Potenzial von ca. 16.200 MWh/a. Hierbei ist die Lage im Landschafts- und teilweise auch im Wasserschutzgebiet sowie die Nähe zu Bebauungsflächen zu beachten. Bereits genutzt wird ein Standort östlich von Stemmasgrün. Aufgrund der gegenwärtig unzureichenden Ausnutzung ergibt sich ein Potenzial für eine Ertragssteigerung

durch ein sog. Repowering, d.h. einen Austausch der Windkraftanlagen mit modernen und leistungsfähigeren Anlagen.

3.2.2 Wasserkraft

Im Kommunalgebiet der Stadt Wunsiedel existiert ein geringes Potenzial für Wasserkraftwerke durch die Nutzung der Röslau.

3.2.3 Photovoltaik und Solarthermie auf Dachflächen

Für die Stromerzeugung mit Photovoltaikanlagen auf Gebäudedächern ergibt sich für Wunsiedel bei einer nutzbaren Dachfläche von 24 ha ein Potenzial von ca. 21.300 MWh/a. Die in Bezug auf die zur Verfügung stehende Dachfläche mit der Photovoltaik konkurrierende Wärmeerzeugung mit Solarthermiemodulen bietet bei einer angenommenen Nutzung von einem Drittel der Dachflächen ein Wärmeerzeugungspotenzial von 16.600 MWh/a.

In der Gemeinde Nagel beträgt das Erzeugungspotential für einen vollständigen Ausbau der Photovoltaik bei 4,5 ha geeigneten Dachflächen etwa 3.600 MWh/a. Wird ein Drittel der Flächen für die Wärmerzeugung mit Solarthermiemodulen genutzt, entspricht dies einem Wärmepotenzial von ca. 4.900 MWh/a.

Für die Gemeinde Tröstau besteht bei einer nutzbaren Dachfläche von 7,5 ha ein Stromerzeugungspotenzial von ca. 6.200 MWh/a. Wird ein Drittel der Flächen für die Wärmeerzeugung genutzt, ergibt sich ein Wärmepotenzial von ca. 6500 MWh/a.

3.2.4 Freiflächenphotovoltaik

In Wunsiedel stehen mehrere Flächen zur Verfügung, die für eine Nutzung mit Flächensolaranlagen in Frage kommen. Drei besonders gut geeignete Standorte liegen entlang der ehemaligen Bahnlinie Weiden – Oberkotzau. Eine der Flächen liegt östlich der Bahnlinie und weist auf einer Fläche von 1,5 ha ein Erzeugungspotenzial von etwa 490 MWh/a. Zwei weitere, direkt benachbarte Flächen westlich der Bahnlinie versprechen auf 0,5 ha bzw. 0,2 ha ein Potenzial von 160 MWh/a bzw. 50 MWh/a.

3.2.5 Waldholz

Der Brennholzanteil am Gesamtpotenzial der Holzbiomasse in den Waldflächen im Kommunalgebiet der Stadt Wunsiedel beträgt bei nachhaltiger Nutzung 5.430 Festmeter pro Jahr (fm/a). Dies entspricht einer Heizenergie von ca. 10.350MWh/a.

Für die Gemeinde Nagel beträgt das Potenzial an Brennholz ca. 570 fm/a, was einem Wärmeenergiepotenzial von 1.100 MWh/a entspricht.

Das Potenzial für die Nutzung von Brennholz aus dem Gebiet der Gemeinde Tröstau liegt bei 4.400 fm/a bzw. 2.490 MWh/a.

Für die angrenzenden gemeindefreien Forstgebiete ergibt sich ein Erzeugungspotenzial von 6.500 fm/a bzw. 12.500 MWh/a.

3.2.6 Ackerbiomasse

Zur Ermittlung des Energieerzeugungspotenzials wird von der gesamten landwirtschaftlichen Nutzfläche nach Abzug der für die Produktion von Viehfutter benötigten Fläche, die Hälfte der übrigen Nutzflächen herangezogen. Für das Gülleaufkommen wurde aufgrund fehlender Daten nur die Rinderhaltung berücksichtigt.

Im Kommunalgebiet der Stadt Wunsiedel beträgt diese Fläche von 632ha. Das Potenzial ist abhängig vom Verwertungspfad und den eingesetzten Energiepflanzen. Bei ausschließlicher Nutzung für die Biogasproduktion ergibt sich ein Energiepotenzial von 12.500 MWh/a Strom und 19.500 MWh/a Wärme. Für eine vollständige Nutzung zur Verbrennung ergibt sich ein Wärmepotenzial von bis zu 44.900 MWh/a. Das Potenzial für die Nutzung von Gülle für die Biogaserzeugung beträgt 560 MWh/a Strom und 830 MWh/a Wärme.

Das Erzeugungspotenzial in der Gemeinde Nagel beträgt bei einer betrachteten Fläche von 37,4ha etwa 750 MWh/a Strom und 1.100MWh/a Wärme für die Nutzung in Biogasanlagen sowie bis zu 2.700 MWh/a für die Verbrennung. Aus der Nutzung von Gülle für die Biogaserzeugung ergibt sich ein Potenzial von 50 MWh/a Strom und 70 MWh/a Wärme.

In der Gemeinde Tröstau stehen von der landwirtschaftlichen Nutzfläche ca. 155 ha zur Verfügung. Dies entspricht einem Erzeugungspotenzial von 3.100 MWh/a Strom und 4.700 MWh/a Wärme für die Nutzung in Biogasanlagen sowie bis zu 11.200 MWh/a für die Verbrennung. Das Potenzial für die Nutzung von Gülle für die Biogaserzeugung beträgt 280 MWh/a Strom und 430 MWh/a Wärme.

3.2.7 Bioabfall und Grünschnitt

Das Aufkommen an Bioabfall in Wunsiedel beträgt 550 t/a. Zudem fallen ca. 180t Grünschnitt-Feinsubstrat an. Bei einer Nutzung in Biogasanlagen können 425 MWh/a Strom und 640 MWh/a Wärme erzeugt werden. Für das anfallende Grobsubstrat in Form von Hackschnitzeln ergibt sich ein Wärmepotenzial von ca. 820 MWh/a.

In der Gemeinde Nagel beträgt das Erzeugungspotenzial für die Nutzung der ca. 105 t/a Bioabfall und 207t/a Grünschnitt etwa 67 MWh/a Strom und 100 MWh/a Wärme. Für das anfallende Grobsubstrat beträgt das Wärmepotenzial 118 MWh/a.

In Tröstau könnten durch die Verwertung von 145t Bioabfall und 500t Grünschnitt in Biogasanlagen ca. 140 MWh/a Strom und ca. 210 MWh/a Wärme erzeugt werden. Zusätzlich können aus dem Grobsubstrat 285 MWh/a an Wärme erzeugt werden.

3.2.8 Gesamtpotenzial für die Strom- und Wärmeerzeugung und aktueller Verbrauch

In den Abbildungen 2 und 3 sind die Potenziale für die Strom- und Wärmeerzeugung zusammengefasst und dem aktuellen Verbrauch gegenübergestellt. Bei der Stromversorgung wird deutlich, dass insbesondere aufgrund der hohen Potenziale für die Windenergie im Bereich der Stadt Wunsiedel eine vollständige Eigenversorgung möglich ist. Bei der Wärmeerzeugung können die Potenziale den aktuellen Verbrauch zu etwa 40% decken.

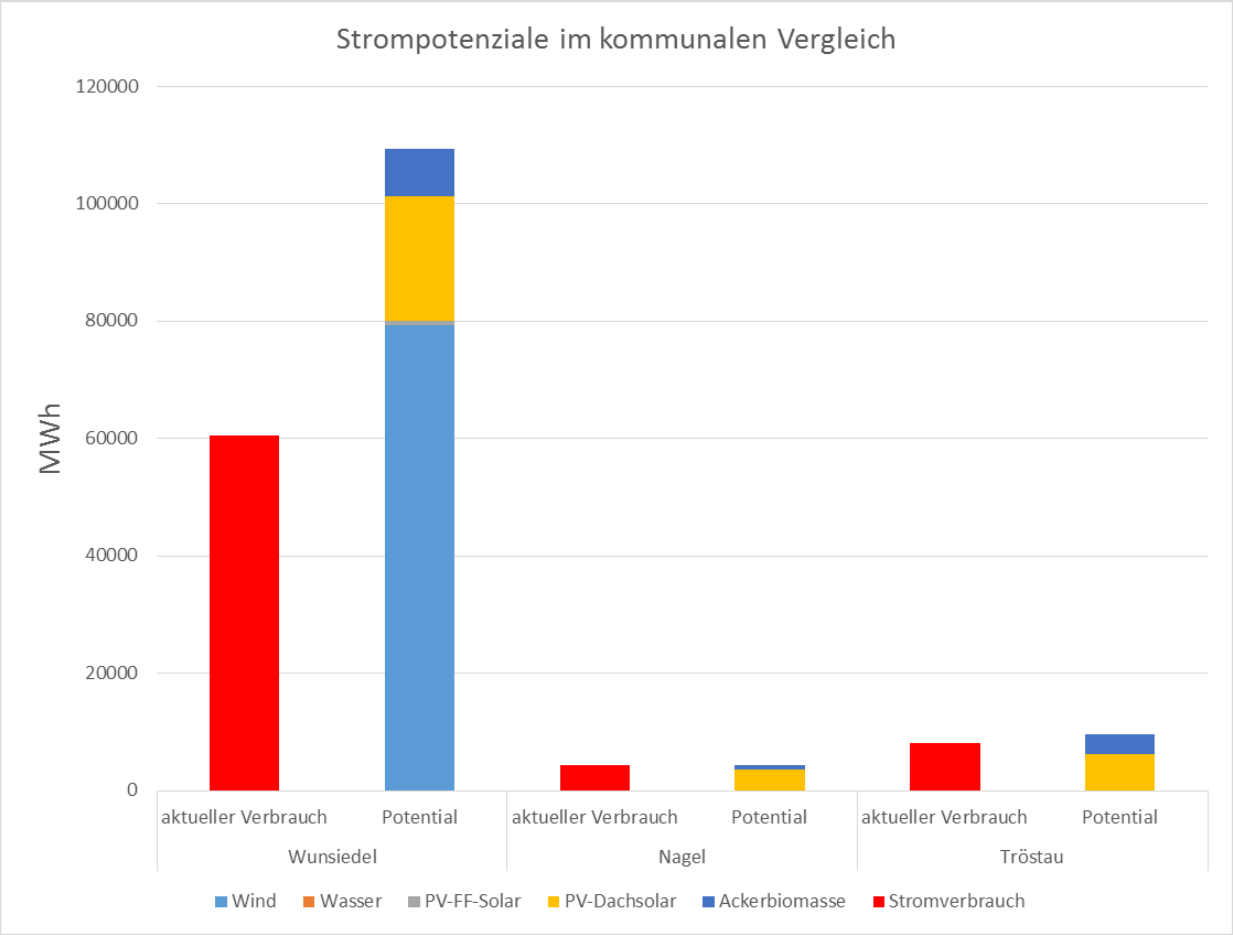

Abbildung 2: Strompotenziale im kommunalen Vergleich. Eigene Darstellung. Daten aus[17]

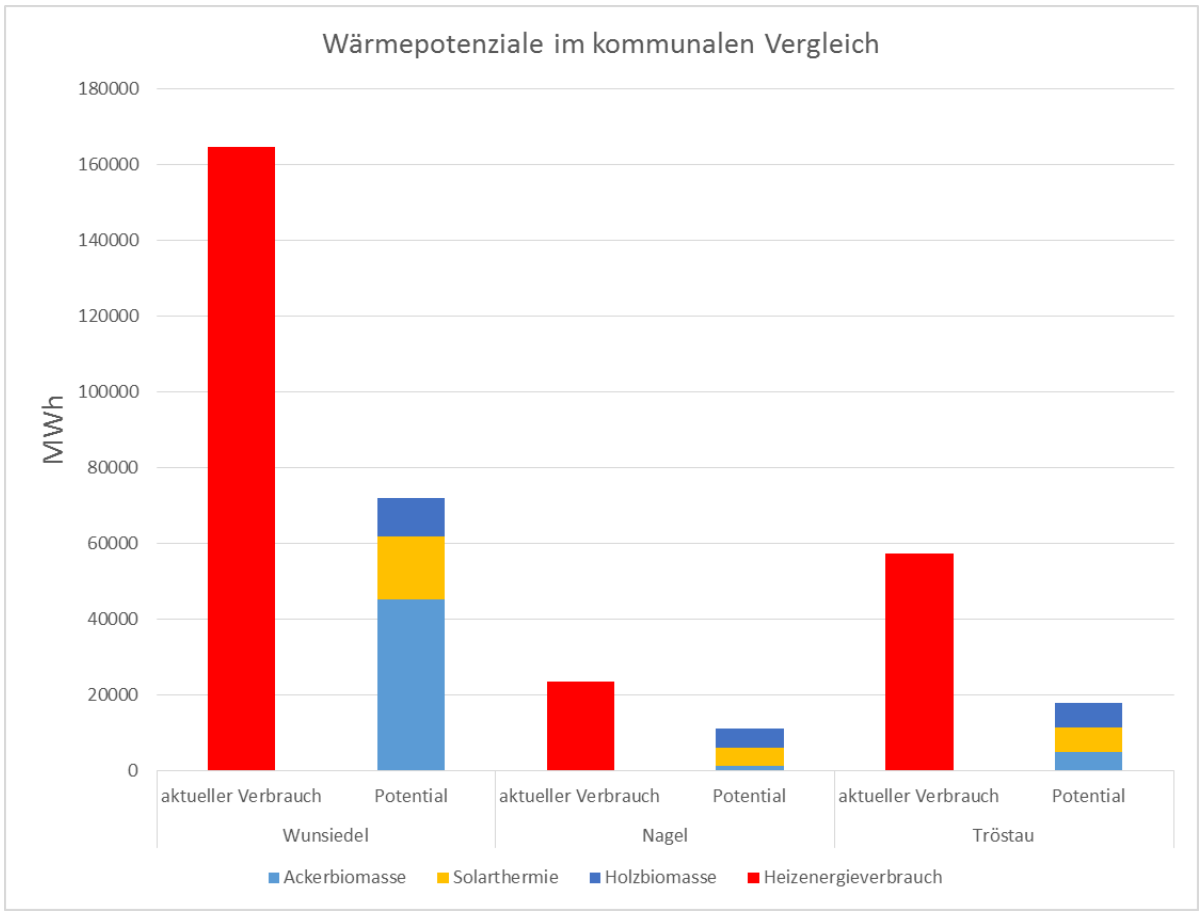

Abbildung 3: Wärmepotenziale und -bedarf im kommunalen Vergleich. Eigene Darstellung. Daten aus [17]

3.3 Ausbaustand dezentrale Energiesysteme

In den vergangenen Jahren wurde der Ausbau der dezentralen Energieerzeugung im Netzgebiet kontinuierlich vorangetrieben. Im folgenden Abschnitt soll für die verschiedenen Energieträger der aktuelle Ausbaustand erfasst werden.

3.3.1 Windkraft

Im Netzgebiet der SWW Wunsiedel GmbH befinden sich bereits einige Windkraftanlagen in Betrieb. Östlich von Stemmasgrün existiert ein Windpark mit 5 Windkraftanlagen mit einer Leistung von jeweils 600 kW. Die Wirtschaftlichkeit der Anlagen ist aufgrund der geringen Windhöffigkeit sowie einem hohen Wartungsbedarf stark eingeschränkt. Die Einspeisung im Jahr 2009 betrug nur 2760 MWh bzw. 900 Volllaststunden. Aktuell befindet sich ein Repowering in Planung, bei dem zwei der Anlagen durch moderne schwachwindoptimierte Anlagen mit einer Leistung jeweils 2,5 MW ersetzt werden sollen. Bei Braunersgrün befinden sich zwei Anlagen mit einer Leistung von jeweils 2,6MW sowie seit 2012 eine weitere Anlage mit 3 MW

Leistung. Da diese sich außerhalb des Stromnetzes der SWW befinden, wird derzeit eine Anbindung an das Netz geprüft.

Aktuell befindet sich eine Windkraftanlage am Wildenberg in Bau. Sie wird eine Leistung von 3,3 MW besitzen und wird damit die größte Windkraftanlage des Landkreises Wunsiedel werden. Das Vorhaben wird unter der Federführung der Zukunftsenergie Fichtelgebirge (ZEF) realisiert. Die Finanzierung wurde zu einem großen Teil über ein Bürgerbeteiligungsmodell in Form von Nachrangdarlehen sichergestellt.

Die ZEF ist als interkommunaler Zusammenschluss auch außerhalb des Netzgebietes der SWW aktiv. So gingen im Herbst 2014 drei ebenfalls zum Teil über Bürgeranteile finanzierte Windkraftanlagen mit jeweils 2,4 MW an der sog. Blausäulenlinie im Arzberger Forst in Betrieb. Zudem wird aktuell ein Windpark bei Neuenreuth nahe Thiersheim geplant.

Über den Energiemonitor der SWW Wunsiedel ist die aktuelle Erzeugungsleistung jederzeit über das Internet abrufbar.

3.3.2 Photovoltaik

In den Jahren 2004 bis 2014 wurde die Stromerzeugung aus Sonnenenergie im Zuge der im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) verankerten Förderung massiv ausgebaut. Im Versorgungsgebiet der SWW Wunsiedel speisten im Jahr 2013 insgesamt 625 Photovoltaikanlagen mit einer installierten Gesamtleistung von 9,5 MW_p in das Stromnetz ein (siehe Tabelle 1). Insgesamt wurden 8028 MWh Strom erzeugt. [16]

Einer der ersten großen Anlagen wurde im Jahr 2004 von der Solarpark Wunsiedel GmbH, einer Tochtergesellschaft der SWW Wunsiedel errichtet. Über den Erwerb von Geschäftsanteilen der Gesellschaft wurden Bürger an dem Projekt beteiligt. Die Anlage mit einer installierten Leistung von 82 kW_p wurde auf dem Dach eines Gebäudes der SWW Wunsiedel errichtet und produziert pro Jahr etwa 70 MWh Strom.

3.3.3 Energieerzeugung aus Biomasse

Für eine effiziente Nutzung der Biomassepotenziale für die Stromerzeugung ist die Nähe zu Wärmesenken erforderlich. Da der Aufbau von großflächigen Fernwärmenetzen in dünn besiedelten Gebieten jedoch häufig nicht rentabel ist, wurde im Versorgungsgebiet der SWW Wunsiedel das innovative Konzept einer „kalten Fernwärme“ verwirklicht. Dabei werden in einem zentralen Pelletwerk in Holenbrunn Hackschnitzel aus Restholz verbrannt und ein Teil der Rauchgaswärme in einem ORC-Prozess für die Stromerzeugung genutzt.

Tabelle 1: Photovoltaikanlagen im Netzgebiet der SWW Wunsiedel. Stand 31.12.2013 [16]

Gemeinde	**Anzahl Anlagen**	**Installierte Leistung [MW_p]**	**Einspeisung 2013 [MWh]**
Wunsiedel	272	4	3.688
Bad Alexandersbad	28	0,5	366
Tröstau	103	1	1.033
Nagel	53	0,8	632
Brand	28	0,5	325
Ebnath	55	0,7	544
Neusorg	87	2	1440
Summe	**626**	**9,5**	**8028**

Tabelle 2: Technische Daten ORC-Heizkraftwerk mit Pelletwerk Holenbrunn [19]

Feuerungswärmeleistung P_{Br}	4,8 MW
Elektrische Leistung P_{el}	0,8 MW
Fernwärmeauskopplung P_{FW}	3,2 MW
Brennstoffeinsatz $\dot{m}_{BS}$	16.000 t/a
Pelletproduktion $\dot{m}_{Pellet}$	28.000 t/a

Der verbleibende Wärmeanteil wird für die Trocknung von in der Holzindustrie anfallenden Sägespänen verwendet, die anschließend zu Holzpellets weiterverarbeitet werden (für technische Daten siehe Tabelle 2). Die Pellets eigenen sich aufgrund ihrer hohen Energiedichte und homogenen Eigenschaften besonders gut für den Transport und die dezentrale Nutzung in sog. Satellitenkraftwerken. In diesen werden die Pellets in einem autothermen Wirbelschichtvergaser vergast und das entstehende Gasgemisch in einem Zündstrahlmotor verbrannt, wobei Strom und Wärme erzeugt wird. Letztere wird in Nahwärmenetzen vor Ort verteilt. Mit einer thermischen Leistung von 450 KW liegen die Satellitenkraftwerke deutlich unterhalb des Leistungsbereichs klassischer Biomasse-Dampfturbinenheizkraftwerke bei gleichzeitig niedrigerem Personal- und Wartungsaufwand. Die technischen Daten der Satellitenkraftwerke sind in Tabelle 3 dargestellt. Im Versorgungsgebiet der SWW

Wunsiedel befinden sich aktuell drei Satellitenkraftwerke in Betrieb, zwei davon in Schönbrunn und ein weiteres in Neusorg. Zur Abdeckung von Wärmebedarfsspitzen sind die Satellitenkraftwerke zusätzlich mit Pelletkesseln ausgestattet.

Zusätzlich sind sechs Biogasanlagen an das Netz der SWW Wunsiedel angeschlossen. Bei einer elektrischen Gesamtleistung von ca. 2,3 MW wurden im Jahr 2013 mehr als 17.700 MWh Strom erzeugt. [16]

3.3.4 Wasserkraft

Im Kommunalgebiet der Stadt Wunsiedel sind derzeit zwei Wasserkraftanlagen an der Röslau in Betrieb. Die Mühle Juliushammer in Holenbrunn weist einen Ertrag von ca. 120 MWh/a auf, während die Stollenmühle in Schönbrunn etwa 40 MWh/a in das Netz speist. Eine dritte Anlage in Schneckenhammer ist derzeit stillgelegt.

Tabelle 3: Technische Daten Pelletvergaser-Satellitenkraftwerke [6]

Feuerungswärmeleistung P_{Br}	600 kW
Elektrische Leistung P_{el}	180 kW
Fernwärmeauskopplung P_{FW}	270 kW
Pelletverbrauch $\dot{m}_{BS,Pellet}$	110 kg/h
Zündölverbrauch $\dot{m}_{BS,Zündöl}$	4 kg/h
Produktgaszusammensetzung	N_2 40% CO_2 9% H_2O 5% CO 26% H_2 17% CH_4 2% C_xH_y 0,5%
Elektrischer Wirkungsgrad η_{el}	30%
Gesamtwirkungsgrad η_{ges}	75%

4 Anforderungen aus der Vision Wunsiedel 2030

In den vergangenen Jahren erfolgte der Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland überwiegend gesteuert vom eindimensionalen Gesichtspunkt der Wirtschaftlichkeit von Einzelanlagen. Mit steigendem Anteil an der Stromversorgung, traten dadurch erstmals Probleme und Herausforderungen zu Tage, die eine Betrachtung über diesen rein wirtschaftlichen Aspekt hinaus erfordern. Dazu zählt etwa die Gewährleistung der Versorgungssicherheit beim Umstieg von einer fossilen, zentralen zu einer erneuerbaren, dezentralen Energielandschaft. Die Vision Wunsiedel 2030 erfordert einen vollständigen Umbau der Energieversorgung des Netzgebietes. Hierfür sind zunächst geeignete Ziele zu definieren. Alle zu treffenden Maßnahmen sind anschließend auf diese Ziele abzustimmen. Aus der Vision Wunsiedel 2030 lassen sich vier Hauptziele ableiten, die im Folgenden dargestellt werden.

4.1 Vollständige Eigenversorgung und Stützfunktion für das vorgelagerte Netz

Bis zum Jahr 2030 ist eine vollständige Eigenversorgung mit elektrischer Energie anzustreben. Dabei soll sowohl der Energie- als auch der Leistungsbedarf abgedeckt werden. Hierzu ist es erforderlich, den Erzeugungsverlauf dem Verlauf der Last so weit wie möglich anzupassen. Der Lastverlauf ist abzusenken und durch geeignete Maßnahmen so zu optimieren, dass die Energie bevorzugt bei einer hohen Eispeiseleistung abgerufen wird (siehe Abbildung 4).

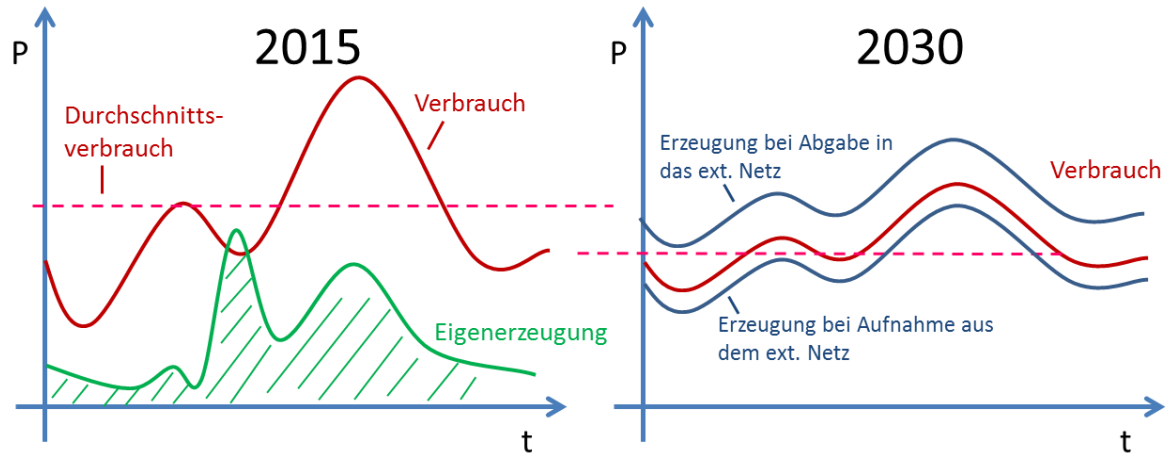

Abbildung 4: Vergleich der Last- und Erzeugungsverläufe für das Jahr 2015 und 2030 (qualitative Darstellung zur Veranschaulichung). Eigene Darstellung.

Zudem soll gegenüber dem vorgelagerten Netz eine Stützfunktion durch die Aufnahme oder Abgabe von Energie übernommen werden können. Diese Bereitstellung von einer sogenannten Regelleistung soll zu jedem Zeitpunkt in einer

Höhe von, bezogen auf den maximalen Verbrauch im Netzgebiet, 10% für die Energieabgabe und von 5% für die Energieaufnahme möglich sein. Damit kann ein Beitrag zum Ausgleich von Engpässen sowie Erzeugungsspitzen im äußeren Netz geleistet werden.

4.2 Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit

Durch den Ausbau der Energieerzeugung aus volatilen Energieträgern wird für Übertragungsnetzbetreiber der stabile Betrieb der Netze immer schwieriger. So kommt es häufig zu kurzfristigen Angebotsschwankungen, die das Netz destabilisieren. Damit steigt die Gefahr einer Großstörung in den Übertragungsnetzen. Ein solcher überregionaler Ausfall der Stromversorgung, ein sog. Blackout, wird in der Regel durch ein bis zwei unabhängige Ereignisse ausgelöst. Ursache können extreme Wetterbedingungen, Schaltfehler, Defekte der Übertragungskomponenten oder ein Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Nachfrage sein. Durch die internationale Vernetzung der Stromnetze gefährdet ein lokales Ereignis das gesamte europäische Stromnetz. Während es in europäischen Netzen bisher nur selten zu Blackouts kam, sind vor allem aus den USA entsprechende Ereignisse bekannt [49].

Für regionale Versorgungsunternehmen wird es deshalb immer wichtiger, Vorkehrungen für diesen Fall zu treffen. Es muss gewährleistet werden, dass nach einer Großstörung ein eigenständiges Wiederanfahren des eigenen Verteilnetzes aus der Spannungslosigkeit heraus durchgeführt werden kann. Dies wird als Schwarzstartfähigkeit bezeichnet. Anschließend ist das Verteilnetz bis zur Wiederherstellung der Stromversorgung im übergeordneten Netz im Rahmen eines sogenannten Inselbetriebes stabil zu betreiben. Darüber hinaus ist die Fähigkeit zur geregelten Wiederankopplung an das wiederhochgefahrene Netz erforderlich. [41]

4.3 Substitution fossiler Energieträger und Verbrauchsreduzierung

Ein großer Teil des Gesamtenergieverbrauchs geht auf Verbraucher zurück, die auf die Verbrennung fossiler Brennstoffe ausgelegt sind. Das Ziel der vollständigen, umweltschonenden Eigenversorgung und einer Minimierung der Abhängigkeiten von endlichen Ressourcen führt deshalb zwingend zur Erfordernis der Substitution fossiler durch regenerative Energieträger. Dies kann sowohl indirekt durch einen Wechsel von Anlagen und Prozessen als auch direkt durch einen Austausch der Brennstoffe erfolgen. Eine besondere Herausforderung liegt aufgrund der hohen Energiedichte und des einfachen Handlings in der Substitution von fossilen Brenn- und Kraftstoffen für kleine sowie für mobile Anwendungen.

Ein weiterer entscheidender Aspekt ist die Senkung des Energiebedarfs. Zwar lässt sich aufgrund der Abhängigkeit von der wirtschaftlichen und demographischen Entwicklung der zukünftige Energiebedarf für das Versorgungsgebiet der SWW

Wunsiedel nur schwer vorhersagen. Auch die Entwicklung des Strombedarfs im Netzgebiet ist aufgrund der tendenziell zunehmenden Elektrifizierung nicht zweifelsfrei zu erkennen. Doch unabhängig davon gilt das einfache Prinzip, dass nicht verbrauchte Energie auch nicht erzeugt werden muss. Je geringer der Energieverbrauch im Netzgebiet ist, umso kostengünstiger und einfacher ist die Umstellung auf eine vollständige Eigenversorgung aus regenerativen Energieträgern. Daher muss das Ziel eine generelle Reduzierung des Energieverbrauchs und eine Steigerung der Energieeffizienz sein. Dies betrifft sowohl Industriebetriebe, öffentliche Einrichtungen, als auch Wohngebäude und den Verkehr.

4.4 Steigerung des regionalen Anteils in der Wertschöpfungskette und wirtschaftliche Stärkung der Region

Das Versorgungsgebiet der SWW gilt im Vergleich zu anderen Regionen Bayerns als wirtschaftlich eher schwach. Im Rahmen des Ausbaus erneuerbarer Energiesystem ist deshalb eine Stärkung der örtlichen Wirtschaft angestrebt werden. Die dünn besiedelten ländlichen Regionen bieten eine hervorragende Verfügbarkeit von Biomasse zur energetischen Nutzung. Darüber hinaus bieten sie flächenintensiven Technologien gute Standortbedingungen.

Durch den Bezug von fossilen Energieträgern fließen finanzielle Mittel in erheblichem Umfang aus der Region ab. In einem auf regionaler, regenerativer Energieerzeugung basieren Energiesystem der Zukunft kann ein großer Teil dieser Mittel in der Region bleiben. Durch die Planung, den Aufbau und die Betriebsführung von Erzeugungsanlagen entstehen dringend benötigte Arbeitsplätze. Für die Betreiber ergeben sich Einkünfte, die zum Teil wieder in die regionale Wirtschaft fließen. Über Bürgerbeteiligungsmodelle ist die Beteiligung der Bevölkerung am Ausbau der erneuerbaren Energien profitieren.

Verstärkt werden die beschriebenen Effekte durch die Tatsache, dass sich urbane Lebensräume aufgrund der hohen Verbrauchsdichte und der begrenzten Platzverhältnisse nicht selbst aus regenerativen Energien versorgen können. Je weiter der Ausbau der erneuerbaren Energien voranschreitet, umso mehr Verantwortung ist durch den ländlichen Raum für die Energieversorgung für die Städte zu übernehmen.

5 Roadmap zur Umsetzung der Vision Wunsiedel 2030

Um den Anforderungen aus der Vision Wunsiedel 2030 gerecht zu werden, ist eine Vielzahl von Maßnahmen erforderlich. Die in Abbildung 5 dargestellte Roadmap soll dabei als Leitfaden für den Weg zu den bereits definierten Zielen dienen. Dabei wird eine Aufteilung in die Kategorien Strom- und Wärmeerzeugung, Speicher, Leittechnik und IKT sowie Energieeffizienz vorgenommen. Ebenso erfolgt eine zeitliche Einordnung der Maßnahmen. Die Roadmap beschränkt sich dabei weitgehend auf technische Maßnahmen. Flankiert werden diese notwendigerweise von einer Anpassung des Marktdesigns und der Entwicklung neuer Energieprodukte. Nachfolgend werden die einzelnen Maßnahmen vorgestellt.

5.1 Ausbau und Flexibilisierung der Energieerzeugung

Um eine vollständige Eigenversorgung zu erreichen, ist ein umfangreicher Aus- und Umbau der Energieerzeugung im Versorgungsgebiet erforderlich. In diesem Abschnitt werden deshalb Maßnahmen vorgestellt, die eine Steigerung und Flexibilisierung der Eigenerzeugung zum Ziel haben. Generell ist die Ausnutzung der Erzeugungspotenziale im Netzgebiet kontinuierlich zu erhöhen. Zudem wird bis zum Jahr 2030 ein Anteil der KWK-Wärme an der gesamten Verbrennungswärme in Höhe von 80% angestrebt.

5.1.1 Ausbau und Repowering von Windkraftanlagen

Innerhalb der vergangenen zwei Jahrzehnte wurden im Bereich der Windkraftanlagen enorme technische Fortschritte gemacht. Dies zeigt sich vor allem in einer deutlich größeren Nennleistung. Während im Jahr 2000 die durchschnittliche Nennleistung der installierten Anlagen ca. 500kW betrug, weisen moderne Großwindkraftanlagen eine Nennleistung von 2 bis 8 MW auf. Ausschlaggebend für die höhere Nennleistung ist vor allem der Rotordurchmesser, der bei modernen 2 MW-Anlagen etwa 120m beträgt. Zudem ermöglicht die größere Nabenhöhe die Ausnutzung höherer Windgeschwindigkeiten. Größere Anlagen weisen zudem einen höheren Ertrag im Teillastbetrieb auf. Da es sich bei den Standorten von Altanlagen häufig um besonders windreiche Gebiete handelt, kann ein Austausch gegen neue, leistungsstärkere Anlagen, das sog. Repowering, eine interessante Option zur Ertragssteigerung bei gleichbleibender Anlagenzahl darstellen. So führt der Austausch einer 500kW-Anlage mit einer Nabenhöhe von 65m und einem Rotordurchmesser von 40m gegen eine 2 MW-Anlage mit einer Nabenhöhe von 120m und einem Rotordurchmesser von 80m zu einem bis zu sechsfachen Stromertrag [39].

Durch Weiterentwicklung der Flügeldesigns konnten die Lärmemissionen reduziert werden. Weil die Schallpegel zudem nur unterproportional mit der Nennleistung ansteigen, steigt die Gesamtbelastung nur geringfügig. Insbesondere bringt der

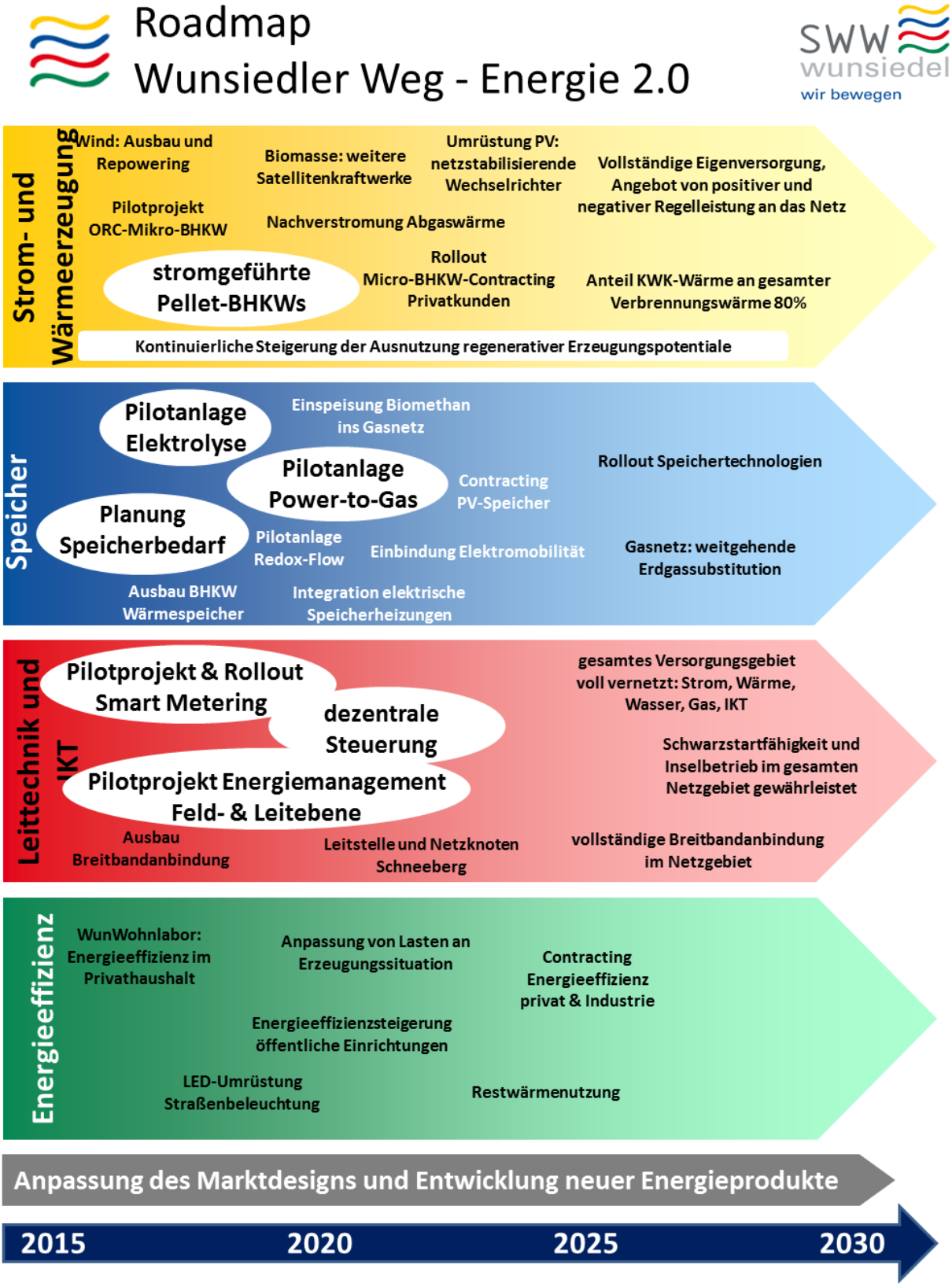

Abbildung 5: Roadmap zur Umsetzung der Vision Wunsiedel 2030. Eigene Darstellung.

Austausch von mehreren kleinen durch eine moderne Windkraftanlage bei gleichbleibender Gesamtnennleistung deutlich geringere Lärmemissionen mit sich. [39]

Moderne Anlagen sind darüber hinaus mit Systemen zur Netzstabilisierung ausgestattet. So kann beispielsweise bei einem Frequenzeinbruch im Netz durch die Nutzung der Rotationsenergie die Wirkleistungsabgabe für einen kurzen Zeitraum um 10% erhöht werden [14]. Neue Anlagen können zudem schnellen Frequenzänderungen folgen, ohne sich vom Netz zu trennen. Im Falle der Überschreitung der zulässigen Frequenz im Netz greift eine Wirkleistungsregelung ein, um die ins Netz eingespeiste Leistung zu reduzieren. Da aktuelle Generatoren zudem über einen Umrichter mit Gleichstromzwischenkreis vom Netz entkoppelt sind, können Windkraftanlagen ebenso zur Blindleistungskompensation eingesetzt werden.

Im Netzgebiet der SWW Wunsiedel ist im Rahmen eines Repoweringvorhabens der Austausch von zwei bestehenden 500kW-Windkraftanlagen durch zwei 2,6 MW-Anlagen geplant.

5.1.2 Contractingmodell zur Ausstattung von Wohngebäuden mit ORC-Mikro-BHKW

Blockheizkraftwerke arbeiten nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und ermöglichen damit die gleichzeitige Erzeugung von Strom und Wärme. Während die höchste Brennstoffausnutzung grundsätzlich bei reiner Wärmeerzeugung möglich ist, stellt die Kraft-Wärme-Kopplung eine besonders effiziente Möglichkeit der Stromerzeugung bei gleichzeitig hohem Gesamtwirkungsgrad dar. Grundsätzlich eignen sich alle thermischen Kraftwerke für die Wärmebereitstellung. Bei Großkraftwerken ist häufig eine Wärmenutzung aufgrund der Lage abseits von Siedlungsgebieten und der hohen Wärmeleistung nicht oder nur begrenzt möglich. Die Herausforderung liegt somit darin, durch Anlagenkonzepte mit geringen thermischen Leistungen einen Betrieb der Anlagen möglichst nahe an den Wärmesenken und damit eine vollständige Wärmeabnahme zu ermöglichen. [32]

Besondere Aufmerksamkeit haben in den vergangen Jahren insbesondere Mini- und Mikro-BHKW mit einer thermischen Leistung von unter 100kW_{th} erfahren. Diese eignen sich für den dezentralen Einsatz in Wohnhäusern und kleineren Betrieben. In diesem Leistungsbereich steht mit klassischen Verbrennungsmotoren, Stirlingmotoren, Mikro-Gasturbinen, Organic-Rankine-Cycle-Anlagen (ORC) und Brennstoffzellen eine Vielzahl von Technologien zur Verfügung. Für niedrige Leistungen bestehen jedoch aufgrund des schwierigeren Handlings und den höheren Investitionskosten große Hindernisse für den Einsatz von Festbrennstoffen. Dies erschwert die Nutzung von biogenen Brennstoffen wie Holzpellets oder Hackschnitzeln. Verfügbare Systeme für den Einsatz in Ein- und Mehrfamilienhäusern nutzen deshalb überwiegend flüssige oder gasförmige Brennstoffe. [32][27]

Einen besonders interessanten Ansatz stellt die Bildung von sog. virtuellen Kraftwerken dar. Dabei werden beliebig viele Einzelanlagen in ein gemeinsames Steuerungskonzept eingebunden. Somit kann die Stromerzeugung aus Kleinanlagen zentral gesteuert und im Rahmen eines stromgeführten Betriebs weitgehend der Nachfrage im Stromnetz angepasst werden. Virtuelle Kraftwerke, auch als Schwarmkraftwerke bezeichnet, weisen aufgrund der einfachen Abschaltung von Einzelanlagen über die gesamte Leistungsbandbreite einen konstanten elektrischen Wirkungsgrad auf. Begrenzt wird die Flexibilität durch die Wärmenachfrage vor Ort. So besteht beispielsweise im Tagesverlauf besonders in den frühen Morgenstunden ein hoher Wärmebedarf, während die Spitze für den Strombedarf erst später erreicht wird. Durch die Integration von Wärmespeichern können diese zeitlichen Diskrepanzen zum Teil ausgeglichen werden. Ein größeres Problem stellt die geringe Wärmenachfrage in den Sommermonaten dar. Deshalb bietet es sich aufgrund der hohen Investitionskosten für KWK-Anlagen an, diese auf den Wärmegrundbedarf auszulegen und mit Spitzenlastkesseln zu kombinieren. [32][47]

In Zusammenarbeit mit Partnern aus Wirtschaft und Forschung soll im Versorgungsgebiet der SWW ein innovatives Konzept für die Stromerzeugung aus Pelletkleinfeuerungen mit Hilfe von Mikro-ORC-Turbinen erprobt werden. Um eine gute Wärmeübertragung an den ORC-Prozess zu ermöglichen, werden die Pelletfeuerungen als Wirbelschichtfeuerung ausgeführt. Bei erfolgreichem Abschluss der Testphase könnte diese Technologie aufgrund der guten Verfügbarkeit von Pellets aus der Pelletproduktion des Biomasse-Heizkraftwerkes Holenbrunn ein wichtiger Bestandteil der Strom- und Wärmeerzeugung in der Region Wunsiedel werden. Im Rahmen eines Contractingangebots könnten Planung, Errichtung und Betrieb durch die SWW Wunsiedel und deren Partnerunternehmen erfolgen. In diesem Fall stellen Kunden in ihren Gebäuden Platz sowie Anschlüsse für die Anlage zur Verfügung und profitieren im Gegenzug von einem günstigen Wärmepreis. Die Verschaltung zu einem virtuellen Kraftwerk ermöglicht dem Versorgungsunternehmen, schnell auf Last- und Erzeugungsschwankungen im Stromnetz zu reagieren.

5.1.3 Ausbau von Pellet-BHKWs und Umrüstung der bestehenden Anlagen für den stromgeführten Betrieb

Aufgrund der positiven Erfahrungen beim Betrieb der bestehenden Pelletvergaser-BHKW im Netzgebiet der SWW Wunsiedel ist ein weiterer Ausbau denkbar. Voraussetzung dafür ist, dass bestimmte Standortbedingungen erfüllt werden. So ist vor allem für das anzuschließende Wärmenetz eine ausreichende Wärmedichte vorhanden sein, d.h. eine genügend hohe Wärmeabnahme bezogen auf die Leitungslänge. Darüber hinaus sind auch die örtlichen Vorrausetzung für ein kostengünstiges Verlegen der Wärmeleitungen zu prüfen. Ebenso ist eine geeignete Anbindung ans Stromnetz erforderlich. Zuletzt wird ist eine geeignete Fläche für das Kraftwerksgebäude benötigt.

Besonders für den Fall des weiteren Ausbaus von Photovoltaik- und Windkraftanlagen gewinnt die Regelbarkeit der BHKW zunehmend an Bedeutung. Während der Zündstrahlmotor der Pelletvergaser-BHKW unkompliziert in seiner Leistung geregelt werden kann, ist die Vergaser-Einheit aufgrund der komplexen Randbedingungen für den Vergasungsprozess nur für einen kontinuierlichen Betrieb geeignet. Das Hoch- und Herunterfahren des Vergasers ist zudem zeitaufwändig und mit Gasverlusten verbunden. Um im Falle eines Überangebots im Netz eine Leistungsreduzierung des BHKWs vornehmen zu können, muss ein Teil des bei der Vergasung entstehenden Gases abgefackelt werden. Die Integration von Druckgasspeichern zwischen der Vergasungseinheit und dem Gasmotor könnte eine Alternative für den Einsatz von Pellet-BHKW als stromgeführte Kraftwerke darstellen (siehe Abbildung 6). [32]

Dazu wird das im Vergaser erzeugte Gasgemisch abgekühlt, gereinigt und komprimiert. Der hohe brennwertbezogene Energieaufwand der Komprimierung kann reduziert werden, indem zunächst Stickstoff und Kohlenstoffdioxid abgetrennt werden. Die Leistung des Gasmotors ist aufgrund des kontinuierlichen Betriebs der Vergasungseinheit zu erhöhen, um das gespeicherte Gas in Spitzenlastzeiten verwerten zu können. Dies kann auch durch einen zweiten Motor geschehen. Die höhere Wärmeleitung in Spitzenlastzeiten ist durch ausreichend dimensionierte Wärmespeicher sicherzustellen. Die Wirtschaftlichkeit der Anlagenerweiterung muss sich aus der Bereitstellung der zusätzlichen Erzeugungskapazität sowie der Brennstoffeinsparung durch den Verzicht auf das Abfackeln von überschüssigem Gas ergeben. Da bislang keine Erfahrungen für eine solche Anlage vorliegen, soll zunächst in einem Pilotprojekt die Praxistauglichkeit und Wirtschaftlichkeit untersucht werden.

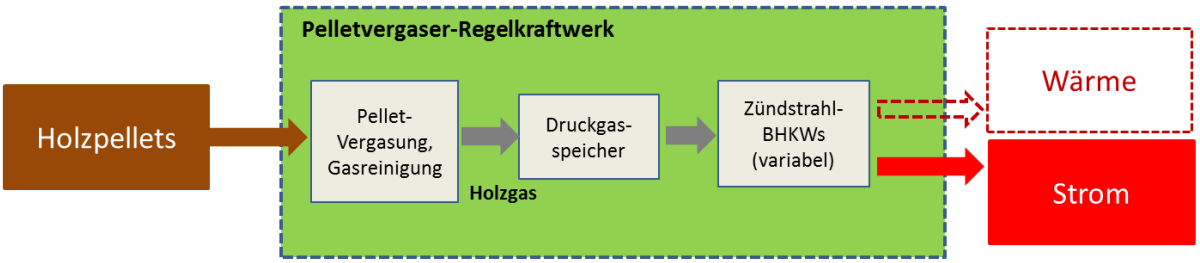

Abbildung 6: Schema eines Pelletvergaser-BHKW mit integriertem Druckgasspeicher. Eigene Darstellung.

Eine weitere Möglichkeit zur Verbesserung der bisher installierten Anlagen ist die Nachrüstung von Abgasturbinen. Damit kann der elektrische Wirkungsgrad verbessert werden. Aktuell laufen Untersuchungen zum Einsatz solcher Abgasturbinen [31]. Ebenso kann die Abwärme der BHKW mithilfe von Mini-ORC-Anlagen, d.h. durch den Einsatz besonders kleine Anlagen auf Basis des Organic Rankine Cycle, verbessert werden (siehe auch Abschnitt 5.4.5) [37].

5.1.4 Umrüstung von PV-Anlagen mit netzstabilisierenden Wechselrichtern

Aufgrund der Förderung durch das EEG kam es in den vergangenen Jahren zu einem deutlichen Ausbau von Photovoltaik-Anlagen. Ein großer Teil dieser Anlagen speist in das 400V-Niederspannungsnetz.. Die Transformatoren der Ortsnetzstationen sind so eingestellt, dass sie den Spannungsabfall in den Niederspannungsleitungen durch eine Spannungsüberhöhung ausgleichen. Wird nun an der von der Ortsnetzstation entfernten Seite der Niederspannungsleitung eine höhere Leistung eingespeist als die Verbraucher des Niederspannungsnetzes aufnehmen, wird in das Mittelspannungsnetz zurückgespeist. Der Spannungsabfall entlang der Leitung tritt in diesem Fall in umgekehrter Richtung auf. Dies kann ein Überschreiten der maximal zulässigen Spannung auf der Verbraucherseite und damit die Schutzabschaltung der Wechselrichter zur Folge haben [7].

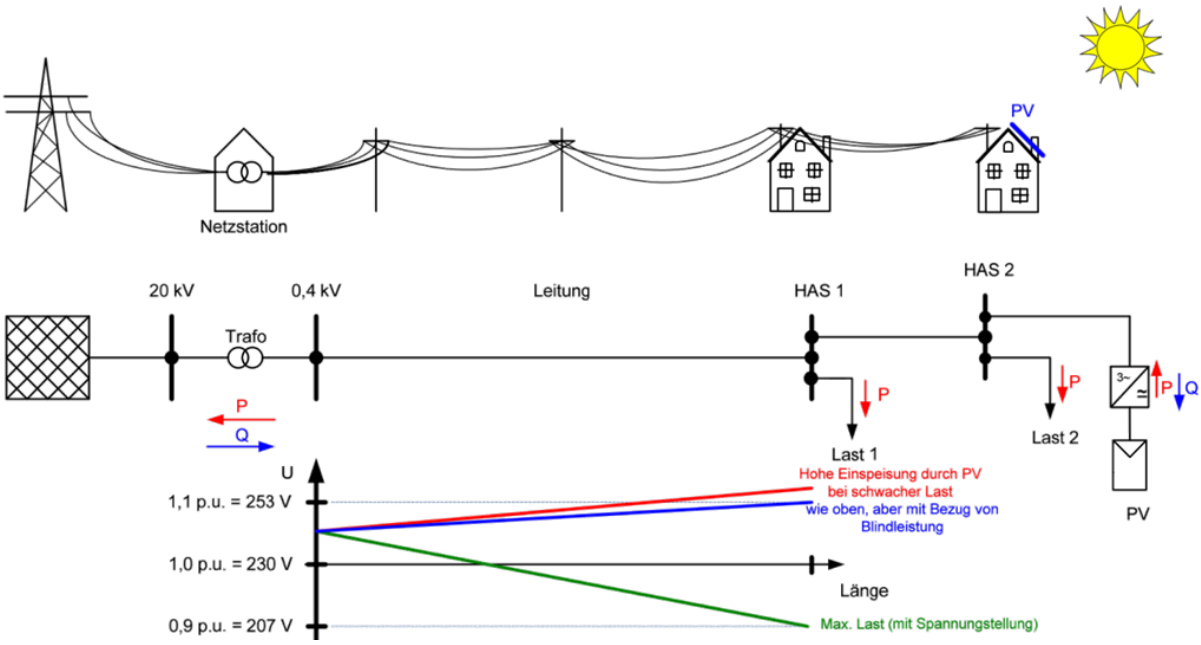

Abbildung 7: Auswirkungen der Energieflussumkehr auf den Spannungsverlauf entlang einer Niederspannungsleitung mit und ohne Ausgleich durch den Bezug von Blindleistung. [7]

Die möglichen Ansätze zur Lösung dieses Problems umfassen den Netzausbau, den Einsatz geregelter Ortsnetztransformatoren, die Integration von Stromspeichern sowie das Lastmanagement auf Verbraucherseite. Eine Alternative stellt der Einsatz von geregelten Wechselrichtern, die die Spannung im Niederspannungsnetz aktiv stabilisieren, in den Photovoltaikanlagen dar. Die Spannungsbegrenzung kann entweder über eine Absenkung der Wirkleistungseinspeisung oder über den Austausch von Blindleistung erfolgen. Da die Reduzierung der Wirkleistungsabgabe mit einem Ertragsverlust einhergeht, sollte sie zweitrangig nach der Blindleistungsre-

gelung verwendet werden. Eine Variante der Blindleistungsregelung ist die Variation des Verschiebungsfaktors in Abhängigkeit der Einspeiseleistung (cosΦ(P)-Regelung). Sie basiert auf der Annahme, dass eine hohe Wirkleistungsabgabe mit einem Spannungsanstieg einhergeht. Gegenüber der bisher üblichen Vorgabe eines festen Wertes für den Verschiebungsfaktor cosφ können durch die Regelung anhand einer wirkleistungsabhängigen Kennlinie der unnötige Blindleistungsbezug und damit die Netzverluste reduziert werden. Da die Spannungssituation im Netz nicht berücksichtigt wird, tritt jedoch in bestimmten Konstellationen weiterhin überflüssiger Blindleistungsbezug auf. Alternativ kann die Q(U)-Regelung, eine Methode zur spannungsgeführten Blindleistungsregelung, eingesetzt werden. Hier kann der Blindleistungsaustausch auf das notwendige Maß beschränkt werden, was zu den geringsten Netzverlusten führt. Zusätzlich ermöglicht diese Betriebsart ein Stützen des Netzes bei Unterspannung. Die Q(U)-Regelung kann mit einer spannungsgeführten Wirkleistungsregelung (P(U)-Regelung) ergänzt werden, die bei Überschreiten einer festgelegten Spannungsgrenze aktiv wird [18][68].

Zusätzlich kann eine frequenzgeführte Wirkleistungsregelung bei Überschreiten der zulässigen Frequenz die Einspeisung anhand einer Kennlinie reduzieren und damit im Störfall bzw. bei einem Leistungsüberangebot das Netz stabilisieren. Sie stellt damit eine netzfreundliche Alternative zu einer Abschaltung bei einer festen Frequenz bzw. einer gestuften Reduktion der Wirkleistung dar [7].

Die Um- bzw. Nachrüstung von bestehenden Solaranlagen ist vor allem bei großen Leistungen bzw. in Netzabschnitten mit Überspannungsproblemen sinnvoll. Mit Hilfe der fortgeschrittenen Regelungskonzepte kann unter Umständen ein Netzausbau vermieden bzw. der weitere Ausbau von Photovoltaik- und anderen Erzeugungsanlagen ermöglicht werden. Bei Bedarf können zusätzlich zu den autonomen Regelungssystemen Möglichkeiten zum Ferneingriff vorgesehen werden.

5.2 Aufbau von Speicherkapazitäten

Um auch bei einem weiter steigenden Anteil von Strom aus Windkraft und Photovoltaik eine stabile Versorgung zu gewährleisten, ist es erforderlich die auftretenden zeitlichen Verschiebungen zwischen Erzeugung und Verbrauch auszugleichen. Ein wichtiger Teil der Roadmap besteht deshalb in der Schaffung von Speicherkapazitäten. Zunächst soll anhand von Pilotprojekten die Eignung einzelner Technologien für die Einbindung in das Netz der SWW Wunsiedel untersucht werden. Für erprobte Technologien kann anschließend ein Rollout im Netzgebiet geplant werden. In diesem Abschnitt sollen die Einzelschritte der Roadmap im Bereich des Speicherausbaus erläutert werden. Neben der Vorstellung von Ansätzen für die Einbindung von Strom-zu-Strom-Speichern liegt ein weiterer Schwerpunkt auf der Nutzung des Erdgasnetzes als Langzeitspeicher.

5.2.1 Planung Speicherbedarf

Vor dem großflächigen Ausbau von Technologien zur Speicherung elektrischer Energie in einem Versorgungsgebiet ist es erforderlich, eine umfangreiche Vorplanung zum Speicherbedarf durchzuführen. Eine solche Planung muss zunächst den erwarteten Veränderungen bei der Erzeugungs- und Verbrauchssituation Rechnung tragen. Es wird deshalb ein Szenario für die zukünftige Zusammensetzung des Strommix und den daraus resultierenden zeitlichen Verlauf sowie für den erwarteten Strombedarf und seinen Verlauf zugrunde gelegt. Dabei müssen auch Kapazitäten zur Aufnahme und Abgabe von Strom aus dem externen Netz berücksichtigt werden. Anschließend ist abzuschätzen, inwieweit Erzeugung und Verbrauch mittels einer Umrüstung von Erzeugungseinheiten auf stromgeführten Betrieb auf der einen Seite und der Einrichtung eines Demand-Side-Managements auf der anderen Seite einander angenähert werden können. Die verbleibende Differenz kann nun anhand ihres zeitlichen Verlaufs in den Bedarf für die einzelnen Speicherkategorien eingeteilt werden, also in den Bedarf für Netzregelung, Stundenspeicher, Tagesspeicher, Wochenspeicher und Langzeitspeicher.

Ein weiterer Schritt in der Bedarfsplanung muss insbesondere für Kurzzeitspeicher die Verortung der Speicher im Stromnetz klären. Es ist sicherzustellen, dass besonders belastete Netzabschnitte durch die Speichersysteme entlastet werden. Dafür sind die Lastdaten der einzelnen Netzknoten heranzuziehen. Zusätzlich müssen Planungen zum Netzausbau mit einbezogen werden. Darüber hinaus darf die Aufnahme und Abgabe von Energie an die übergeordnete Netzebene den dazwischenliegenden Netzabschnitt nicht überlasten.

5.2.2 Power-to-Gas-Anlagen

In einem Power-to-Gas-Prozess wird Wasser unter Zufuhr von elektrischem Strom in Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt. Damit wird elektrische Energie in Form eines brennbaren Gases speicherbar gemacht. Eine detaillierte Betrachtung der Power-to-Gas-Technologie erfolgt in Kapitel 6.

5.2.3 Redox-Flow-Speicher

In Redox-Flow-Batterien wird elektrische Energie mithilfe von in flüssigen Elektrolyten gelösten Salzen gespeichert. In einer zentralen Reaktionseinheit werden zwei getrennte Elektrolytkreisläufe an einer mit Katalysatoren besetzten Membran aneinander vorbeigeführt. Das Laden und Entladen in der Reaktionseinheit erfolgt durch eine Änderung der Wertigkeit der Salz-Ionen. Die beiden Elektrolyte werden je in einem Tank gelagert. Geeignete Salzkombinationen sind u.a. Fe/Cr, Br_2/Cr, Vanadium und NaBr+Na_2S_4/Na_2S_2+$NaBr_3$ (Regensys) [48].

Der größte Vorteil von Redox-Flow-Batterien liegt in der Möglichkeit der unabhängigen Skalierung von Speicherkapazität und Leistung. Eine Erhöhung der Speicherkapazität erfordert aufgrund der geringen Selbstentladung lediglich eine Steigerung der Tankkapazitäten. Die Leistung lässt sich über die Zellfläche der

Reaktoreinheit anpassen. Redox-Flow-Batterien zeichnen sich durch eine hohe Zyklenfestigkeit von mehr als 10.000 Zyklen aus. Die erwartete Lebensdauer beträgt dabei bis zu 20 Jahre. Es können Strom-zu-Strom-Wirkungsgrade von mehr als 80% erreicht werden [22].

Durch ihre Eigenschaften eignen sich Redox-Flow-Batterien als Langzeitspeicher und heben sich damit von den meisten anderen Batteriespeichern ab. Ab einer Speicherdauer von mehr als 4h stellen sie bereits eine konkurrenzfähige Alternative zu Lithium-Ionen-Batterien dar. Sie kommen somit insbesondere zum Ausgleich der mittelfristigen Schwankungen der Erzeugung aus Windkraft und Photovoltaik in Frage und könnten in diesem Zusammenhang einen wichtigen Baustein für eine überwiegend regenerative Energieversorgung darstellen. Eine örtliche Nähe zu Wind- und Solarparks kann zudem Stromnetze entlasten und damit eine Alternative zu einem Netzausbau darstellen [25][28].

Im Netzgebiet der SWW Wunsiedel soll zunächst eine Pilotanlage errichtet und die Integration in ein Energiemanagementsystem untersucht werden.

5.2.4 Einspeisung Bio-Methan ins Gasnetz

Die Nutzung der bei der Verstromung des Biogases entstehenden Wärme stellt einen wichtigen Aspekt für den Gesamtwirkungsgrad von Biogasanlagen dar. Häufig schränkt die Entfernung zu größeren Siedlungsräumen und anderen Wärmesenken die Wärmenutzungsmöglichkeiten stark ein. In einem großen Teil des aktuellen Bestands an Biogasanlagen wird weniger als 50% der anfallenden Wärme genutzt und nur die wenigsten Anlagen weisen eine annähernd vollständige Wärmenutzung auf. [43]

Eine Alternative zur Verstromung vor Ort stellt die Einspeisung von aufbereitetem Biogas, sog. Biomethan, ins Erdgasnetz dar, die zunehmend an Bedeutung gewinnt. Im Jahr 2013 speisten bereits 144 Biogasanlagen in Deutschland in die Gasversorgungsnetze ein [5]. Durch die Aufbereitung kann eine zu Erdgas äquivalente Gasqualität erreicht werden. Aufgrund des hohen Ausbaugrads von Biogasanlagen in Deutschland ergibt sich ein großes Potenzial zur Substitution von Erdgas und der damit einhergehenden Reduzierung der Importabhängigkeit. Das Gas kann mit einem höheren elektrischen Wirkungsgrad als klassisches Biogas in Strom umgewandelt werden. Bei der Gasaufbereitung treten jedoch Verluste auf. Die Verbrennung von Biomethan kann in Blockheizkraftwerken direkt beim Wärmebedarfsträger erfolgen, was einen hohen Wärmenutzungsgrad ermöglicht. Ein weiterer Vorteil liegt in der Nutzung der bestehenden Gasinfrastruktur und den großen Speicherkapazitäten, die das Erdgasnetz bereitstellt.

Die vor der Einspeisung erforderliche Aufbereitung umfasst vor allem die Entschwefelung, die CO_2-Abscheidung sowie die Gastrocknung. Für Entfernung von Schwefelwasserstoffen können verschiedene biologische, chemische und physikalische Verfahren zum Einsatz kommen, z.B. die sog. Biowäsche als Schwefel-Grobabscheider, bei der in das H_2S zunächst in einem Gegenstromabsor-

ber von einer Waschflüssigkeit gelöst und die Lösung anschließend mikrobiologisch regeneriert wird. Zur zusätzlichen Abscheidung von geringen Restkonzentrationen eignen sich z.B. Aktivkohlefilter. Für die CO_2-Entfernung kommen vor allem die Druckwechseladsorption, die Druckwasser- oder Lösemittelwäsche, die Aminwäsche sowie die Membranabscheidung zum Einsatz. Eines der verbreitetsten Verfahren ist die Druckwasserwäsche. Dabei wird die im Vergleich zu CO_2 und anderen Gasbestandteilen geringe Löslichkeit von Methan in Wasser ausgenutzt. Ein Vorteil des Verfahrens liegt in der gleichzeitigen Abscheidung von Schwefelwasserstoffen, die lediglich noch eine Feinentschwefelung erforderlich machen. Für die Gastrocknung, also die Entfernung von Wasser, werden überwiegend Adsoptionsverfahren wie etwa die Adsorption von Wasser an Kieselgel eingesetzt. Das aufbereitete Gas wird vor der Einspeisung verdichtet. Die eingesetzte Verdichterbauart richtet sich dabei nach dem Druckniveau der Erdgasleitung, in die eingespeist werden soll [20].

Im Versorgungsgebiet der SWW sollen schrittweise möglichst viele Biogasanlagen an das Erdgasnetz angeschlossen werden. Ein Erhalt der bereits vorhandenen Gasmotoren kann dabei zum Zweck der Spitzenlastabdeckung sinnvoll sein.

5.2.5 Integration elektrische Speicherheizungen

Nachtspeicheröfen können elektrische Energie vollständig in Wärme umwandeln. Durch den Bezug von Strom reduziert sich jedoch der Gesamtwirkungsgrad der Technologie auf den Wirkungsgrad der Stromerzeugung. Im Zuge der Energiewende wurden sie als mögliche Energiespeicher wiederentdeckt. Elektrospeicherheizungen können bei Bedarf große Mengen elektrische Energie aufnehmen und als Wärme speichern und zeitverzögert abgeben. Besondere Relevanz besitzt diese Eigenschaft für die Möglichkeit, überschüssige elektrische Energie aus der fluktuierenden Stromerzeugung erneuerbarer Energien wie Photovoltaik und Windkraftanlagen aufzunehmen. Mithilfe moderner Schnittstellen wird eine bidirektionale Kommunikation, die die Nutzung als Speicher ermöglicht und gleichzeitig durch die Bedarfsgerechte und temperaturgesteuerte Wärmeabgabe einen maximalen Komfort für den Kunden ermöglicht. Im Gegensatz zu anderen Power-to-Heat-Lösungen wird die Wärme direkt beim Verbraucher gespeichert, es treten also keine zusätzlichen Verluste durch den Wärmetransport auf [54].

Aufgrund der Relevanz für die Umsetzung der Energiewende wurde eine bereits geltende gesetzliche Regelung für ein stufenweises Verbot von elektrischen Speicherheizungen im Rahmen des Energieeinsparungsgesetzes durch eine Novellierung in Form des vierten Gesetzes zur Änderung des Energieeinsparungsgesetzes im Jahr 2013 wieder aufgehoben [65].

Für das Versorgungsgebiet der SWW Wunsiedel besitzt der Einsatz von Speicherheizungen als Energiespeicher durch ihren hohen Anteil bei der Wärmeerzeugung in Privathaushalten großen Stellenwert. Hinzu kommt die Notwendigkeit, in Zeiten geringer Last für eine effiziente Abnahme der aus den bereits gut ausgebauten Solar- und Windkraftanlagen erzeugten elektrischen Energie

zu sorgen. Im Rahmen des „WUN Wohnlabor“ wird die Technik bereits mit einer modernen Speicherheizung der Firma Glen Dimplex erprobt.

5.2.6 Einbindung Elektromobilität als Speicher

Elektrofahrzeuge konnten sind in Deutschland bislang noch nicht etablieren. So wurden im Jahr 2014 nur etwa 8500 Elektrofahrzeuge zugelassen Jedoch wird in den kommenden Jahren ein deutlicher Anstieg in den Zulassungszahlen erwartet [42]. Grund dafür sind technische Fortschritte bei der Entwicklung leistungsfähiger Akkumulatoren und gesunkene Produktionskosten. Auf politischer Ebene sind zudem steuerliche Anreize für den Kauf von Elektrofahrzeugen geplant.

Aus diesem erwarteten Zuwachs ergeben sich große Chancen für den Einsatz von Elektrofahrzeugen zur Netzstabilisierung und zur Speicherung elektrischer Energie. Bedingt durch die hohen Standzeiten von Elektrofahrzeugen während der Nacht- sowie der Arbeitszeit steht in diesem Fall bei entsprechend ausgebauten Ladeeinrichtungen zuverlässig eine große Kapazität zur Verfügung. Eine Million Elektrofahrzeuge entsprechen einer elektrischer Anschlussleistung von mindestens drei Gigawatt, selbst wenn nur von einem Anschluss an haushaltsüblichen, einphasigen Steckdosen mit einer Anschlussleistung von 3600W ausgegangen wird. Werden zudem Schnellladesysteme berücksichtig, ist von einer noch deutlich höheren Zahl auszugehen. Bei entsprechender Anschlusstechnik und geeigneten Batterieladesystemen kann diese Anschlussleistung sowohl durch Aufnahme als auch durch Abgabe von elektrischer Energie zur Netzstabilisierung genutzt werden [1][46].

Für die Integration von Elektrofahrzeugen in Energiemanagementsysteme ist in erster Linie die Definition geeigneter Schnittstellen für Fahrzeuge und Ladestellen erforderlich. Nicht zuletzt damit möglichst viele Fahrzeuge gleichzeitig am Netz als Speicher zur Verfügung stehen, wird ein flächendeckendes Angebot an Ladestellen benötigt. Daneben liegt eine große Herausforderung darin, eine unfreiwillige Einschränkung des Fahrzeugnutzers, beispielsweise durch eine zeitverzögerte Ladung des Fahrzeugs zu verhindern. Denkbar sind Abrechnungssysteme, die auf der Mitwirkung des Fahrzeugnutzers beruhen und die ein Bereitstellen von Kapazität und Anschlussleistung z.B. durch vergünstigten Strombezug entlohnen.

5.2.7 Dezentrale Batteriespeicher für Strom aus Photovoltaik

Durch die Novellierungen des EEG wurde die Einspeisevergütung für eingespeisten Solarstrom immer weiter reduziert. Aktuell befinden sich die Vergütungen für Neuanlagen mit 0,12 €/kWh bereits deutlich unter dem durchschnittlichen Bezugspreis für Privatverbraucher von derzeit 0,28€/kWh, der neben den Erzeugungskosten auch Steuern und Netzentgelte enthält. Dadurch wird ein Anreiz zur weitgehenden Eigennutzung des erzeugten Stroms geschaffen. In den vergangenen Jahren treten daher verstärkt Batteriespeichersysteme auf den Markt, die den Solarstrom zwischenspeichern und über den Tag verteilt nutzbar machen. Strom aus dem Netz wird nur noch bei zu geringer Eigenproduktion bzw. zu

niedrigem Ladestand der Batterie aufgenommen. Während durch die Verwendung von hochzyklenfesten Batteriezellen von einem technisch ausgereiften Produkt gesprochen werden kann, befinden sich die Preise für solche Speichersysteme trotz sinkender Produktionskosten bei etwa 1000-4000€/kWh [55]. Langfristig ist jedoch mit sinkenden Preisen zu rechnen. Eine besonders interessante Perspektive ergibt sich aus der Umrüstung nicht mehr für die EEG-Vergütung berechtigter Altanlagen. Für diese Anlagen werden nur noch geringe Erlöse am Strommarkt von durchschnittlich 4 ct/KWh erwartet. Die Gründe dafür liegen vor allem in der allgemein guten Angebotslage während der Einspeisespitzenzeiten der Photovoltaikanlagen und im Einspeisevorrang neuerer, noch EEG-berechtigter Anlagen. In diesem Fall kann sich ein Stromspeicher als wirtschaftlich sinnvoll erweisen [35].

Für die Stromnetze können dezentrale Batteriespeicher eine wichtige Rolle übernehmen. Durch die Positionierung der Speicher direkt beim Verbraucher werden die Netze deutlich entlastet. So können durch die Installation eines Batteriespeichers die Erzeugungsspitzen angeschlossener Solaranlagen um bis zu 40% reduziert und damit ein weiterer Ausbau von Solaranlagen ermöglicht werden. Die Speicher können zudem Erzeugungsspitzen andern Ursprungs, z.B. aus der Windkraft zum Teil abfangen. Auch ein aktiver Einsatz zur Netzstabilisierung durch gezielte Einspeisung aus dem Batteriespeicher in das Netz ist möglich. Jedoch zielen aktuelle Speichersysteme aufgrund der Besteuerung von Einnahmen aus der Abgabe von Energie an das Netz sowie der bisher nicht vorhanden Vergütungsmodelle für die Bereitstellung von Speicherkapazitäten an das Netz überwiegend auf die reine Deckung des Eigenbedarfs ab. Dadurch wird das Gesamtpotenzial für den Einsatz als netzstabilisierendes Element stark reduziert [30].

Eine wirtschaftlich interessante Möglichkeit stellt der Vertrieb von Batteriespeichern im Rahmen eines Contracting-Angebots für Anlagenbesitzer dar. Dabei können die Potenziale der Technik durch eine steuerungstechnische Integration in ein Energiemanagementsystem voll ausgeschöpft werden.

5.3 Ausbau Leittechnik und Vernetzung

Für eine vollständig regenerative und dezentrale Energieversorgung ist es nötig, dass alle Verbraucher, Erzeuger und Speicher im Stromnetz mit einer kommunikationsfähigenSteuerung ausgestattet werden. Während auch in Zukunft ein Leitstand zur Überwachung und Steuerung von Netzkomponenten und zur zentralen Erfassung von Netzdaten erforderlich sein wird, sollten Entscheidungen im Sinne eines Energieaustausches sowie der Netzstabilisierung durch geeignete Systeme möglichst selbstständig und dezentral getroffen werden. Die Grundlage für alle Steuer- und Regeleinrichtungen bildet dabei die Erhebung von Messdaten im Netz. Zur Übermittlung der Messdaten sind geeignete Übertragungswege zur Verfügung zu stellen. Das Ziel ist eine optimale Integration aller Netzteilnehmer und Netzkomponenten um die Versorgungssicherheit zu maximieren und selbst in Extremsituationen wie einem Black Out im übergeordneten Netz einen stabilen Netzbetrieb zu

ermöglichen. Im folgenden Abschnitt werden Maßnahmen vorgestellt, um diesen Anforderungen gerecht zu werden.

5.3.1 Ausbau Smart Metering

Der Umbau klassischer Stromnetze zu „Smart Grids“ und die Einrichtung von Energiemanagementsystemen erfordert die Erfassung von Lastdaten mit hoher zeitlicher Auflösung und die Übermittlung dieser Daten an übergeordnete Steuerungseinrichtungen. Ein wichtiger Beitrag ist der Ausbau intelligenter Messstationen auf der Verbraucherseite, des sog. Smart Meterings.

In deutschen Privathaushalten sind bisher überwiegend elektromechanische Ferrariszähler im Einsatz. Smart Metering-Systeme hingegen basieren auf einer elektronischen Messeinrichtung zur Erfassung der aktuellen Strom- und Spannungswerte. Intern wird daraus die bezogene Energie ermittelt. Die Kommunikation ist bidirektional ausgeführt, sodass Steuerungssignale an das Gerät übertragen werden können. Als Übertragungsweg kommt sowohl ein kabelgebundenes Breitbandsystem wie Glasfaser oder DSL, als auch eine drahtlose Kommunikation über das Mobilfunknetz in Frage. Auch eine Übertragung der Daten über Stromnetze ist möglich. In die Smart Meter können zusätzlich Schnittstellen für die Anbindung an eine Smart-Home-Infrastruktur integriert werden. Sofern der Verbraucher auch selbst Energie erzeugt, kann mit intelligenten Zählern die Eigenerzeugung, Eigenverbrauch, sowie Netzbezug in einem einzigen System erfasst werden [64][44].

Aufgrund der gesetzlich vorgeschriebenen Trennung zwischen Netzbetreiber und Energieversorger muss auch beim Smart Metering zwischen den beiden Aspekten unterschieden werden. Für den Energieversorger ergibt sich die Möglichkeit des automatisierten Ablesens des Zählerstandes in kürzeren Abständen. Mit den intelligenten Zählersystemen können zudem flexible Tarifmodelle angeboten werden, bei denen sich die Bezugspreise an der aktuellen Angebots- bzw. Nachfragesituation orientieren. Damit ist eine deutlich differenziertere Abrechnung möglich als bei klassischen Tarifen mit einer Unterscheidung zwischen Tag- und Nachtbezug [40]. Der Betreiber der Verteilnetze erhält durch die Smart Metering-Systeme erstmals in kurzen Abständen detaillierte Informationen über die Energieflüsse und die Netzqualität. Bei einer Integration in ein Energiemanagementsystem ergibt sich die Möglichkeit zur Reduzierung der Spitzenlasten. Somit kann der Bedarf zum Netzausbau zum einen verringert, zum anderen besser eingeschätzt werden. Werden Haushaltsgeräte mit hohem Energiebedarf sowie dezentrale Erzeuger über Schnittstellen des Smart Meters an ein Energiemanagementsystem angeschlossen, können diese über ein Steuersignal zu- und abgeschaltet werden und so zur bedarfsgerechten Erzeugung sowie zur Netzstabilisierung eingesetzt werden. Durch die Überwachung der Netzparameter können Abweichungen schnell erfasst und Abhilfemaßnahmen eingeleitet werden. Im Idealfall werden Smart Metering-Systeme

Ortsnetztransformatoren verbunden, die die Spannungshöhe dynamisch anpassen können. Dadurch können die die insbesondere durch die Lastflussumkehr verursachten Spannungsschwankungen im Niederspannungsnetz ausgeglichen werden. Durch den Einsatz von Smart-Metering-Systemen entfällt zudem die manuelle Ablesung der Zählerstände.

Für einen Roll Out von Smart Metering müssen einige Herausforderungen überwunden werden. Die Investitionskosten für Smart Metering-Geräte sind mit durchschnittlich 80€ deutlich teurer als für herkömmliche Stromzähler mit 25€. Hinzu kommen die Investitionskosten für Datenkonzentratoren, sowie für die Datenverarbeitungssysteme [40]. Die unterschiedlichen örtlichen Gegebenheiten machen zudem selbst innerhalb begrenzter Gebiete den Einsatz verschiedener Übertragungswege nötig. Auch fehlen standardisierte Protokolle für die Kommunikation mit dem Netzbetreiber, den anderen Komponenten eines Smart Grids, dem Stromversorger sowie lokal zu Home-Automation-Systemen und dezentralen Erzeugungseinheiten. Darüber hinaus ist die Akzeptanz bei den Verbauchern erforderlich. Deshalb ist datenschutzbezogenen Bedenken Rechnung zu tragen, beispielsweise zur Nachvollziehbarkeit der Lebensgewohnheiten der Bewohner von mit Smart Metering ausgestatteten Wohnhäusern. Dies kann für an Netzbetreiber und Stromversorger übertragenen Daten durch eine Mindestgröße der Erfassungsintervalle sowie dem Schutz der Daten bei Übertragung und Auswertung erreicht werden. Die Übertragung der im Smart Meter erfassten Daten und ihre Verarbeitung ist unabhängig von den technischen Möglichkeiten in besonderem Maße den jeweils gültigen Regelungen des Gesetzgebers, z.B. durch das BSI-Schutzprofil unterworfen [4][34].

Im Versorgungsgebiet der SWW Wunsiedel laufen derzeit Pilotprojekte zum Einsatz von Smart Metering. Feldversuche haben gezeigt, dass in vielen Bereichen die Übertragung von in Metern erfassten Daten über die Stromleitungen aufgrund der heterogenen Netzstruktur und der damit einhergehenden Störungsanfälligkeit nicht sinnvoll ist. Daher wird eine Anbindung an das eigene Glasfasernetz favorisiert. In Fällen, in denen eine Nutzung der Glasfaser nicht möglich ist, soll eine GSM-basierte Kommunikation eingesetzt werden. Langfristig ist ein Roll Out von Smart Metering über das gesamte Netzgebiet anzustreben.

5.3.2 Energiemanagement auf der Feld- und Leitebene

Durch den Ausbau dezentraler Erzeugungseinheiten sind viele ans Stromnetz angeschlossene Teilnehmer nicht mehr nur Konsumenten, sondern auch Produzenten und Speicher. Um trotz dieses Strukturwandels einen zuverlässigen und stabilen Betrieb des Netzes zu gewährleisten und eine optimale zeitliche Verteilung der Energieflüsse zu erreichen, soll ein Energiemanagementsystem im Versorgungsgebiet installiert werden. Auf der Feldebene werden dazu alle Netzteilnehmer, sowohl Erzeuger als auch Verbraucher, und darüber hinaus auch

Netzkomponenten wie beispielsweise Schaltanlagen mit Messtechnik für die Erfassung von Betriebszuständen und netzrelevanter Daten ausgestattet. Geeignete Teilnehmer, wie beispielsweise bestimmte Erzeugungseinheiten oder Schaltanlagen werden zudem mit Einrichtungen zur ferngesteuerten Bedienung ausgestattet. Die erfassten Daten werden soweit möglich in einem eigenen Glasfasernetz oder gegebenenfalls über Funknetze an ein SCADA-System übertragen, wo sie erfasst und aufbereitet werden. Eine zentrale Leitstelle stellt Beobachtungs- und Bedienfunktionen zur Verfügung. Die Leitstelle vermittelt automatisiert einen möglichst effizienten Austausch zwischen den vernetzten Untereinheiten. Über automatisierte Prozesse können bei auftretenden Störungen Alarmierungen ausgelöst und geeignete Maßnahmen ergriffen werden. Externe Dienste wie beispielsweise Wetterprognosen werden über Schnittstellen in die Leitstelle integriert.

In einem Pilotprojekt soll zunächst die Leitstelle entwickelt und das Netz der SWW Wunsiedel in der Software modelliert werden. Für ein begrenztes Gebiet soll darüber hinaus die Feldebene ausgestattet werden. Mit den Erfahrungen aus dem Pilotprojekt soll anschließend ein Roll Out über das gesamte Netzgebiet erfolgen.

5.3.3 Dezentrale Steuerungen

In einem weiteren Vorhaben soll untersucht werden, wie den in Abschnitt genannten Herausforderungen mit einem dezentralen Ansatz begegnet werden kann. Dazu werden die Netzteilnehmer bis hinab auf die Geräteebene mit einer Steuerungs- und Kommunikationseinheit in Form eines Mikrocontrollers ausgestattet. Mit geeigneter Sensorik werden Betriebszustände und -größen erfasst und über Ausgänge Steuerungs- und Regelfunktionen ausgeführt. Über eine Kommunikationsschnittstelle sind die Mikrocontroller in der Lage, selbstständig zu einem Netzwerk Kontakt aufzunehmen. Mit Hilfe eines übergeordneten Kommunikationsdienstes, der ebenfalls von einem Mikrocontroller übernommen werden kann, werden die Mikrocontroller identifiziert und lassen sich anschließend zu einem Verbund zusammenfassen. Die einzelnen Mikrocontroller übertragen dabei Nenn- und Ist-daten für die Parameter Erzeugungsleistung, Speicherkapazität und Verbrauchsleis-tung an den Kommunikationsdienst. Meldet ein Mikrocontroller Energiebedarf an, so wird die Anfrage über den Kommunikationsdienst an alle weiteren Mikrocontroller im Verbund gesendet. Nach der Festlegung der Austauschpartner wird der vereinbarte Energieaustausch durch die Anpassung der Steuerungsparameter durchgeführt. Werden die Kapazitäten des Verbundes überschritten, tritt der Kommunikationsdienst an einen wiederum überlagerten Dienst heran und handelt den Austausch mit einem anderen Verbund aus.

In der Praxis kann damit die Energiebereitstellung so dezentral wie möglich durchgeführt werden, wodurch die Netze entlastet werden. So können Energieaus-tauschbedarfe beispielsweise zunächst innerhalb eines Wohnhauses im Verbund

von Einzelsteuerungen vermittelt werden. Erst wenn die Kapazitäten innerhalb des Gebäudes nicht ausreichen, tritt das Wohnhaus auf der Ebene eines Straßenzuges in den Austausch mit anderen Gebäuden.

5.3.4 Sicherstellung der Schwarzstartfähigkeit

Um im Falle eines Blackouts im übergeordneten Netz die Stromversorgung im Verteilnetz im Rahmen eines Schwarzstarts wiederherzustellen, sind technische und organisatorische Vorkehrungen nötig. Tritt eine Großstörung mit einem überregionalen Zusammenbruch der Spannung im Stromnetz auf, muss in einem schwarzstartfähigen Verteilnetzgebiet zunächst ein definierter Ausgangszustand hergestellt werden. Hierfür werden die Verbindungen zum äußeren Netz an den Übergabestellen aufgetrennt. Anschließend werden die schwarzstartfähigen Kraftwerke des Netzgebietes hochgefahren. Diese zeichnen sich durch Notstromaggregate aus, mit denen sie den Eigenbedarf beim Start des Kraftwerkes decken können. Darüber hinaus benötigen sie für den Betrieb keine externe Frequenzvorgabe. Aufgrund ihrer stabilisierenden Eigenschaften eignen sich hierbei besonders Kraftwerke mit Schwungmassen. Anschließend werden einzelne Netzabschnitte ausgehend von den schwarzstartfähigen Kraftwerken zugeschaltet. Intelligente Ortsnetzstationen, ausgestattet mit Fernwirkeinrichtung, Spannungsregelung, Blindleistungskompensation sowie einer Erhebung von Netzdaten erleichtern diesen Vorgang enorm. Schritt für Schritt können Erzeuger und Verbraucher zugeschaltet werden. Zu beachten ist, dass viele Kleinanlagen wie etwa private PV-Anlagen sich sofort zuschalten, wenn die Spannungsversorgung wiederhergestellt ist. Dadurch kann es zu plötzlichen Frequenzsprüngen kommen. Sobald die Versorgung im vorgeschalteten Netz wieder hergestellt ist, kann das Netzgebiet mit dem äußeren Netz synchronisiert und wieder angekoppelt werden [41].

Um im Ernstfall richtig vorgehen zu können, ist es nötig, Notfallpläne für das Wiederanfahren des Netzes zu erstellen. Insbesondere ist die Reihenfolge der zuzuschaltenden Netzabschnitte festzulegen, wobei die angeschlossenen Lasten und Erzeuger zu berücksichtigen sind.

Zum längerfristigen Betrieb des Netzbereiches als Inselnetz ist eine Bevorratung von Energieträgern erforderlich. Bei einem längeren Blackout ist beispielsweise mit einem Zusammenbruch der Erdgasversorgung zu rechnen.

Im Netzgebiet der SWW Wunsiedel existiert bereits ein schwarzstartfähiges Kraftwerk in Form des Erdgas-BHKWs Holenbrunn. Ausgehend davon sollen die weiteren Voraussetzungen für einen Schwarzstart sowie den Inselbetrieb des Netzgebiets geschaffen werden.

5.3.5 Aufbau eines Energiemanagementnetzes im Glasfasernetz

Bei der Umsetzung von intelligenten Netzen fallen immer größere Datenmengen an. So sind beispielsweise Smart Metering Systeme in der Lage, Verbrauchswerte und

Netzparameter in Echtzeit bereitzustellen. Zur Kommunikation können grundsätzlich verschiedene Übertragungswege wie DSL, Mobilfunknetze oder die Übertragung über Stromleitungen benutzt werden. Durch die unterschiedliche Verfügbarkeit entsteht jedoch eine heterogene Infrastruktur, welche in Anschaffung und Betrieb teuer ist. Im Falle von DSL und Mobilfunknetzen fallen zudem nicht nur Kosten für den Netzzugang bzw. die Datenübertragung an, es entsteht zudem eine Abhängigkeit vom Netzbetreiber. Eine Alternative stellt der Aufbau eines Glasfasernetzes parallel zum Stromnetz dar. Zwar sind die Kosten für einen solchen Ausbau vergleichsweise hoch, jedoch ermöglicht ein Glasfasernetz gleichzeitig eine schnelle Anbindung an das Internet im Sinne des Breitbandausbaus. Innerhalb des Ausbaugebiets kann eine eigene Faser („dark fibre“) zum Aufbau eines vom Carrier-Netz physikalisch getrennten und damit besonders sicheren Energiemanagement-netzes verwendet werden.

Die SWW Wunsiedel hat bereits damit begonnen, ein flächendeckes Glasfasernetz im Gebiet der Stadt Wunsiedel zu errichten und eine Breitbandverbindung bereit zu stellen. In einem nächsten Schritt werden die größeren Erzeuger, Verbraucher und Netzkomponenten an das Energiemanagementnetz angeschlossen. Langfristig ist eine vollständige Anbindung aller Haushalte, sämtlicher aktiver Komponenten des Stromnetzes sowie aller Messeinrichtungen im Netzgebiet anzustreben.

5.4 Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz

5.4.1 Energieeffizienz im Privathaushalt

Die Haushalte stellen in Deutschland nach Industrie und Gewerbe die größte Verbrauchergruppe für elektrische Energie dar. So entfallen auf sie etwa 26% des Stromverbauchs [21]. Der Anteil am gesamten Endenergieverbrauch beträgt aktuell ca. 28% [2].

Beim Stromverbrauch ergeben sich bedingt durch den hohen Anteil am Gesamt-stromverbrauch die größten Einsparpotenziale bei den Haushaltsgroßgeräten. Ein Austausch gegen effiziente Neugeräte bietet ein wirtschaftliches Einsparpotenzial bezogen auf den Gesamtverbrauch von durchschnittlich 14%. Weitere für eine energetische Optimierung relevante Gerätegruppen sind Unterhaltungselektronik, Beleuchtung und Heizungspumpen (siehe Tabelle 4). Das gesamte Einsparpotenzial beträgt ca. 36% [15].

Tabelle 4: Aufteilung des Stromverbrauchs in Privathaushalten und Einsparpoten-ziale nach [15].

	Anteil am Strom-verbrauch	Wirtschaftliches Einsparpotenzial	Einsparpot. am Gesamt-verbrauch
Haushaltsgroßgeräte	45%	30%	14%

Unterhaltungselektronik	24%	40%	10%
Beleuchtung	8%	50%	4%
Heizungspumpen	7%	60%	4%
El. Warmwasserbereitung	5%	20%	1%
Sonstiges	11%	25%	3%
		Summe	**36%**

Gerade bei unsanierten Altbauten bestehen darüber hinaus große Einsparpotenziale bei der Beheizung. Insbesondere durch den Austausch veralteter Heizungssysteme gegen moderne Anlagen mit einem höheren Wirkungsgrad sowie durch eine verbesserte Gebäudedämmung lässt sich der Heizenergiebedarf zum Teil deutlich reduzieren [8].

Sowohl beim Strom- als auch beim Heizenergiebedarf lassen sich durch eine intelligente Gebäudetechnik weitere Einsparungen erzielen. Moderne Systeme passen die Raumbeheizung individuell auf die Bedürfnisse der Benutzer an und sorgen damit zusätzlich zu den Energieeinsparungen für einen Komfortgewinn. Das Einsparpotenzial durch Gebäudeautomatisierung beträgt je nach Gebäudetyp und -nutzung zwischen 5% und 20% [33].

Eines der größten Hindernisse für die energetische Optimierung von Privatwohnraum besteht in einer Unsicherheit der Eigentümer bezüglich der Potenziale, Kosten sowie befürchteter Nebenwirkungen wie beispielsweise Schimmelbildung aufgrund eines reduzierten Luftaustausches [11]. Kommunale Versorgungsunternehmen könnten daher durch die Nähe zu den Kunden sowie durch ihre Vertrauensposition eine wichtige Rolle bei der Beratung und der Vermittlung von Fachfirmen übernehmen.

Die SWW Wunsiedel GmbH hat in Kooperation mit Partnern aus Wissenschaft und Wirtschaft das WUN Wohnlabor ins Leben gerufen. Dabei wurde eine Altbauwohnung mit modernster Steuerungstechnik sowie innovativen Heiztechnologien ausgestattet [56]. Hier können Technologien erprobt und gegebenenfalls neue Dienstleistungen und Geschäftsmodelle abgeleitet werden.

Eine interessante Option besteht in der Entwicklung von Contracting-Modellen zur Steigerung der Energieeffizienz in Privathaushalten. In Frage kommen hierfür beispielsweise die Heizungsanlagen. Dabei können sich auch Synergieeffekte durch die Einbindung in neue Energiemanagement-Systeme ergeben.

5.4.2 Energieeffizienzsteigerung öffentliche Einrichtungen

In öffentlichen Einrichtungen ergeben sich häufig große Einsparpotenziale im Bereich der Beheizung und Klimatisierung. So lassen sich durch eine energetische Sanierung älterer Gebäude häufig Einsparungen von mehr als 50% erzielen [63]. Kommunale Versorgungsunternehmen können hierbei verschiedene Energiedienstleistungen übernehmen. Diese reichen von der Analyse von Einsparspotenzialen und der

Beratung von Kommunen bei der energetischen Sanierung ihrer Gebäudebestände, bis hin zur aktiven Beteiligung als Contractor. Für Contracting-Modelle eignen sich vor allem Heizungs- und Klimatisierungsanlagen. Der große Bedarf an Heizwärme kann Einsatzmöglichkeiten für Blockheizkraftwerke eröffnen.

5.4.3 Steigerung der Energieeffizienz in Unternehmen

Unternehmen aus den Bereichen Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) sowie Industriebetriebe zeichnen sich durch sehr heterogene Verbrauchsstrukturen aus. Je nach Branche unterscheidet sich dadurch auch die Lage der Haupteinsparpotenziale. Die größten Einsparpotenziale entfallen dabei im GHD-Bereich auf die Beheizung und die Beleuchtung. Bei Industriebetrieben bestehen weitere wichtige Potenziale in der Antriebstechnik sowie in der Bereitstellung von Prozesswärme [38]. Darüber hinaus können durch die Integration eines Demand-Side-Managements, d.h. einer zeitlichen Verschiebung von Lasten, die Bezugsspitzen reduziert werden.

Beratungsangebote durch kommunale Versorgungsunternehmen kommen vor allem für kleine Betriebe in Frage kommen. Darüber hinaus könnten etwa auf die Wärmebereitstellung ausgerichtete Contracting-Modelle auch größere Unternehmen ansprechen.

5.4.4 Umrüstung der Straßenbeleuchtung auf LED-Leuchten

Die Straßenbeleuchtung ist in deutschen Städten und Gemeinden im Durchschnitt für mehr als 30% des kommunalen Stromverbrauchs verantwortlich. Vielerorts sind veraltete Leuchten im Einsatz. So sind ein Drittel der Straßenleuchten älter als 20 Jahre. Dennoch ist die Bereitschaft zur Modernisierung der häufig ineffizienten Beleuchtungsanlagen in vielen Kommunen bisher eher gering. Dies führt zu hohen durchschnittlichen Energiekosten von ca. 65€ pro Lichtpunkt und Jahr. Gemessen an den durchschnittlichen Gesamtbetriebskosten von etwa 90€, stellen die Energiekosten mit ca. 70% den Hauptteil dar. Die Wartungs- und Instandhaltungskosten betragen im Schnitt ca. 25%, die Personalkosten ca. 5% [9][3].

Das höchste Potenzial zur Energieeinsparung bieten Natriumdampfhochdrucklampen sowie LED-Leuchtmittel. Letztere gewinnen aufgrund technologischer Fortschritte sowie sinkender Produktionskosten an Bedeutung. Aktuelle LED-Straßenbeleuchtungen liegen in der Energieeffizienz in etwa auf dem Niveau von Natriumdampfhochdrucklampen. In den nächsten Jahren wird eine weitere deutliche Steigerung der Effizienz in der LED-Leuchtentechnik erwartet. Bereits jetzt werden 70% der Neuinstallationen von Straßenbeleuchtungen mit LED-Leuchtmitteln ausgestattet [9]. Im Vergleich mit den in älteren Straßenleuchten häufig eingesetzten Quecksilberdampfhochdrucklampen sowie mit Natriumdampfhochdrucklampen werden LED-Straßenleuchten von Testpersonen hinsichtlich der Wahrnehmbarkeit von Objekten der Farbwiedergabe, des Helligkeitseindrucks und der gefühlten Sicherheit besser bewertet [50]. Moderne LED-Straßenlampen ermöglichen eine individuelle Einstellung der Abstrahlcharakteristika, wodurch sowohl die installierte

Lichtleistung auf das Nötige beschränkt, als auch die Umweltbelastung durch Lichtsmog reduziert werden kann [45].

Ein zusätzliches Einsparpotenzial ergibt sich aus der Kombination von effizienten Leuchtmitteln mit einer bedarfsgesteuerten Helligkeitsregelung. LED-Leuchtmittel bieten dabei aufgrund ihrer Dimmbarkeit zwischen 0% und 100% ideale Voraussetzungen. Untersuchungen zeigen, dass durch eine Anpassung der Leuchtstärke an das Verkehrsaufkommen über eine in den Straßenleuchten integrierte Steuerungs- und Kommunikationselektronik eine Energieeinsparung von bis zu 35% ermöglicht [69]. Ein dezentraler Ansatz mit in den Leuchten integrierter Sensorik sowie einer Kommunikation zwischen benachbarten Straßenleuchten könnte eine kostengünstige Alternative zu zentralen Systemen darstellen [67].

Die Erfahrungen aus Städten und Gemeinden, in denen die Straßenbeleuchtung bereits auf LED-Technik umgerüstet wurde, bestätigen die hohen Einsparpotenziale. So können bereits durch den Technologiewechsel mehr als 60% Energie eingespart werden. Bei einer Kombination mit bedarfsgerechten Steuerungen werden Einsparungen von bis zu 80% erreicht [9].

Einer Umrüstung auf LED-Straßenbeleuchtungstechnik sollte eine Vorplanung zur Bestimmung von Bereichen mit dem größten Potenzial vorausgehen. Dabei sollte zunächst ein bestehendes Beleuchtungskataster um Effizienzkennwerte erweitert werden. Messungen können über eventuelle Abweichungen von der benötigten Helligkeit Aufschluss geben. Vor der Auswahl eines Leuchtensystems sind zudem gegebenenfalls benötigte Schnittstellen zu einem übergeordneten Steuerungssystem zu definieren.

5.4.5 Nutzung von Abwärme

In deutschen Industriebetrieben werden zwei Drittel des Endenergiebedarfs zur Bereitstellung von Prozesswärme verwendet. Die Einsatzbereiche verlassende Wärmeströme werden häufig als Abwärme an die Umgebung abgegeben. Die Nutzung dieser Abwärme zur Steigerung der Energieeffizienz gewinnt zunehmend an Bedeutung. Sowohl aus wirtschaftlicher, wie auch aus technischer Sicht wird die Nutzung der Abwärmequellen jedoch von verschiedenen Faktoren eingeschränkt. Daher wird zur Beurteilung der Nutzbarkeit und der möglichen Nutzungsart zunächst eine Charakterisierung der Abwärmequelle anhand des Temperaturniveaus, der Wärmeleistung, des wärmeführenden Mediums, der zeitlichen Verfügbarkeit und der verfügbaren Gesamtenergie durchgeführt. Die zumeist einfachste und mit den geringsten Investitionskosten verbundene Nutzungsart ist die prozessinterne Wärmerückgewinnung. Dabei wird die Wärme innerhalb des Prozesses wiederverwendet und beispielsweise für die Vorwärmung von Stromströmen eingesetzt. Wichtig ist hierbei das vor allem das Temperaturniveau der Wärmesenke, das für eine ausreichenden Wärmeaustausch nicht zu hoch sein darf. Eine weitere Möglichkeit besteht in der Nutzung für andere Prozesse. Die Abwärme kann so beispielsweise für die Bereitstellung von Raumwärme oder die Warmwasserbereitung verwendet werden. Steht vor Ort keine geeignete Wärmesenke zur Verfügung,

kann ein Nah- bzw. Fernwärmenetz genutzt werden, um benachbarte Wohngebiete oder Unternehmen zu versorgen. Entscheidend für die Wirtschaftlichkeit ist hierbei die Höhe der auf die Leitungslänge bezogenen Wärmeabnahme. Neben der direkten Wärmeverwertung kann die Abwärme auch in andere Nutzenergieformen umgewandelt werden. Mit Hilfe von Absorptions- oder Adsorptionswärmepumpen kann die Abwärme zur Kälteerzeugung genutzt werden. Ebenso ist die Erzeugung von Strom aus Abwärme möglich. Im unteren Leistungsbereich eignen sich dafür insbesondere ORC-Turbinen. Ab einer Wärmeleistung von etwa 1 MW kommen auch Dampfturbinen für die Nutzung in Frage. [10]

Im Netzgebiet sind zunächst Abwärmepotenziale zu lokalisieren und auf ihre wirtschaftliche Nutzbarkeit hin zu überprüfen. Die SWW Wunsiedel könnte hierfür als Dienstleister auftreten. Darüber hinaus ist auch ein Anlagencontracting für die Stromerzeugung aus Abwärme denkbar.

6 Power-to-Gas als Bestandteil einer vollständig regenerativen Energieversorgung

Ein wichtiger Bestandteil der Roadmap ist die Erprobung und der Einsatz der Power-to-Gas-Technologie im Netzgebiet der SWW Wunsiedel. Das folgende Kapitel befasst sich deshalb mit den Grundlagen der Technologie und den Potenzialen für den Einsatz im Stromnetz eines Versorgungsunternehmens. Nach einer Aufnahme des Stands der Technik schließt das Kapitel mit der Vorstellung zweier beispielhafter Projekte.

6.1 Grundprinzip Power-to-Gas

Der Begriff „Power-to-Gas“ bezeichnet die Erzeugung synthetischer Brenngase aus elektrischer Energie. Die Grundlage der Power-to-Gas-Technologie bildet bei allen Anlagenkonzepten die sog. Wasserelektrolyse, bei der unter der Zufuhr von elektrischem Strom Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff aufgespalten wird. Der erzeugte Wasserstoff kann anschließend abhängig vom Anlagenkonzept entweder direkt genutzt (siehe Abbildung 8) oder in einer Methanisierungsstufe für die Methansynthese verwendet werden(siehe Abbildung 9). Das erzeugte Methan kann als Erdgasersatz verwendet und direkt in das Erdgasnetz eingespeist werden. Gleichzeitig kann der bei der Elektrolyse anfallende Sauerstoff genutzt werden. [13]

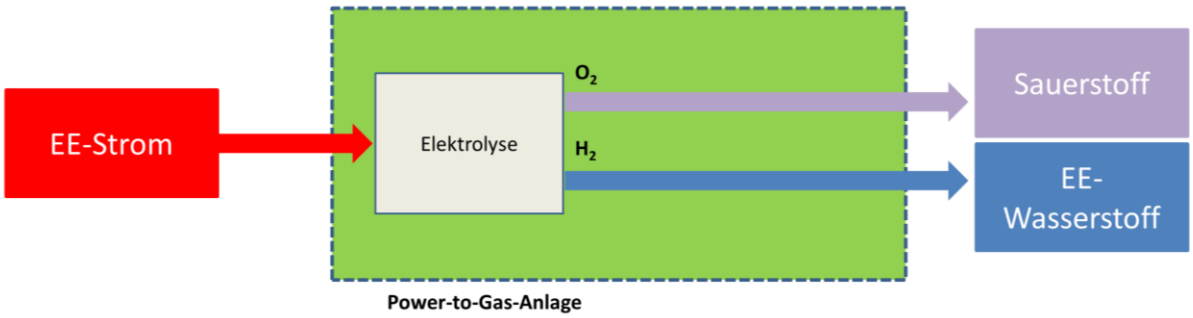

Abbildung 8: Schema einer Power-to-Gas-Anlage zur Wasserstoffproduktion ohne nachgeschaltete Methanisierung. Eigene Darstellung.

Im Zuge der Energiewende und dem damit verbundenen Umbau der Energieversorgung hin zu einem immer höheren Anteil an fluktuierenden erneuerbaren Energieträgern wie Wind- und Sonnenenergie könnte Power-to-Gas-Anlagen eine wichtige Rolle als Ergänzung zur regenerativen Energieerzeugung zukommen. Die Anlagen können dabei sowohl zur Speicherung von Strom aus erneuerbaren Energien als auch als regelbare Last für den Abbau von Erzeugungsspitzen dienen. Das erzeugte Brenngas kann zur Substitution von fossilen Brennstoffen verwendet werden.[13]

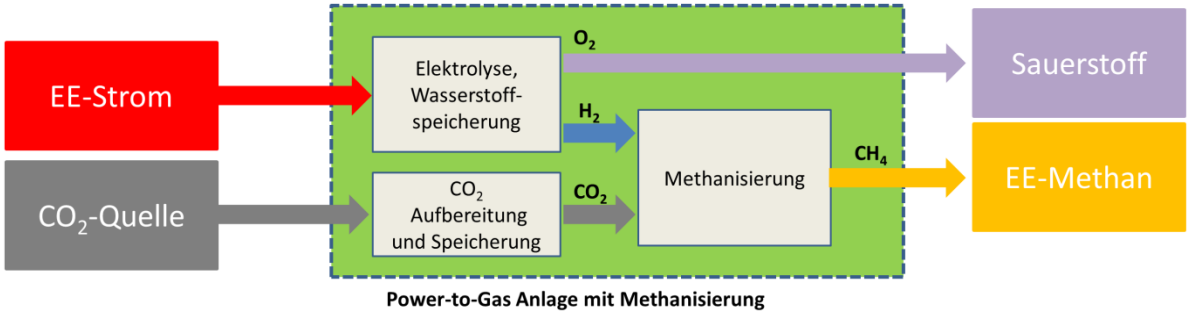

Abbildung 9: Schema einer Power-to-Gas-Anlage mit nachgeschalteter Methanisierung. Eigene Darstellung.

6.2 Potenzial der Power-to-Gas-Technologie in der Energieversorgung

Im folgenden Abschnitt werden die verschiedenen Potenziale der Power-to-Gas-Technologie für den Einsatz als Ergänzung zur regenerativen Energieerzeugung untersucht.

6.2.1 Bereitstellung von Regelungsleistung durch Power-to-Gas

Mit zunehmendem Ausbau der Stromerzeugung aus fluktuierenden Energieträgern kommt es an wind- und sonnenreichen Tagen immer häufiger zu einem Überangebot im Stromnetz Dadurch kommt es zu Frequenzschwankungen, welche eine Instabilität des Netzes zur Folge haben können. Um auch in Zukunft eine zuverlässige Energieversorgung und einen stabilen Betrieb der Netze gewährleisten zu können, ist die Bereitstellung von regelbaren Lasten erforderlich. Mit Power-to-Gas-Anlagen kann durch die Einstellung der Elektrolyseleistung dynamisch auf die aktuelle Angebotslage im Netz reagiert werden. Wird der in der erzeugte Wasserstoff in ausreichend dimensionierten Gasspeichern zwischengespeichert, kann eine angekoppelte Methanisierung weitgehend unabhängig von der Elektrolyse betrieben werden. [29]

6.2.2 Power-to-Gas als Speicher für Strom aus erneuerbaren Energien

Mit Hilfe von Power-to-Gas-Anlagen kann Strom aus Windkraft und Photovoltaik in Form von synthetischen Brenngasen langfristig speicherbar gemacht werden. Damit kann die Technologie einen wesentlichen Beitrag zu einer vollständig regernativen Energieversorgung leisten. Durch die Möglichkeit der Einspeisung von Methan ins Erdgasnetz wird eine bereits bestehende, sehr große Speicherkapazität erschlossen. Das Speicherpotenzial des deutschen Erdgasnetzes inklusive der großen Gasspeicher beträgt insgesamt ca. 130 TWh_{el}. Derzeit steht kein anderer Langzeitspeicher mit einer vergleichbaren Speicherkapazität zur Verfügung. Für das

eingespeiste Gas existieren Grenzen in Bezug auf den maximalen Sauerstoffanteil sowie den Anteil von Schwefelkomponenten. Wasserstoff aus der Elektrolyse kann auch direkt in das Erdgasnetz eingespeist werden. Nach den Vorgaben des DVGW ist die Einspeisung von Wasserstoff bis zu einer Wasserstoffkonzentration von 5% möglich. Damit besitzt absolut betrachtet auch die direkte Wasserstoffeinspeisung ein sehr großes Speicherpotenzial. [29][66]

6.2.3 Power-to-Gas als Beitrag zur Substitution fossiler Energieträger

Das in Power-to-Gas-Anlagen erzeugte Methangas ist vollständig kompatibel zu herkömmlichem Erdgas und damit für dessen Substitution genutzt werden. Diese Eigenschaft ist für die Umstellung auf eine vollständig regenerative Energieversorgung von besonderer Bedeutung, da in vielen Bereichen Erdgas aufgrund seiner guten Eigenschaften wie einer hohen volumetrischen Energiedichte, dem einfachen Handling sowie der gut ausgebauten Infrastruktur und den ausgereiften Technologien für die energetische Verwertung eine wichtige Rolle spielt. Ein Beispiel hierfür ist der Individualverkehr, in dem elektrische Antriebssysteme bislang aufgrund der begrenzten Speicherkapazitäten und der hohen Kosten nur wenig Verbreitung gefunden haben. Ebenso stehen im Bereich der Kleinst-BHKW für Privathaushalte keine Systeme zur Verfügung, die in Bezug auf elektrischen Wirkungsgrad, Investitionskosten und Zuverlässigkeit mit Systemen für gasförmige oder flüssige Kraftstoffe konkurrieren könnten. [29]

6.3 Stand der Technik

Im folgenden Abschnitt wird der aktuelle Stand der Technik für die einzelnen Komponenten der Power-to-Gas-Technologie betrachtet.

6.3.1 Elektrolyse

Die sog. Wasserelektrolyse bildet durch die Aufspaltung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff die Grundlage für die Power-to-Gas-Technologie. Dafür stehen mehrere Verfahren zur Verfügung. Am häufigsten verwendet wird aktuell die alkalische Elektrolyse (AEL). Technisch relevant sind darüber hinaus auch die Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (PEMEL) sowie die Hochtemperaturelektrolyse (HTEL).

Alkalische Elektrolsyse

Bei der alkalischen Elektrolyse ist die Elektrolysezelle von einem gasdichten Diaphragma unterteilt, an dessen Seiten sich in geringem Abstand Elektroden gegenüberstehen. Die Elektroden sind als perforierte und poröse Bleche ausgeführt und sind mit einem Katalysatoroxid beschichtet. Die beiden Zellhälften werden in getrennten Kreisläufen von einem alkalischen Elektrolyten durchströmt. Dieser besteht aus einer wässrigen KOH-Lauge und weist eine typische Konzentration von 20-40% auf. Durch Anlegen einer Gleichspannung an den Elektroden wird an der Kathode Wasserstoff und an der Anode Sauerstoff gebildet. Der Ladungsaustausch

findet dabei durch OH^--Ionen statt. Die Elektrolytkreisläufe fließen zudem jeweils durch einen Tank, in dem die Gas-Flüssig-Separation stattfindet. Die alkalische Elektrolyse wird sowohl drucklos (atmosphärische Elektrolyse) als auch unter Druck (Druckelektrolyse) verwendet.

Alkalische Elektrolysemodule sind in mit einer elektrischen Anschlussleistung von 5 kW_{el} bis ca. 3,4 MW_{el} verfügbar. Dies entspricht einer Wasserstoffproduktion zwischen 1 und 760 Nm^3/h. Die Wasserstoffausbeute und damit der Energieaufwand ist abhängig von der Anlagengröße und Systemdruck. Unter atmosphärischen Bedingungen werden etwa 4,1 bis 4,6 kWh/Nm^3 H_2 benötigt. Dies entspricht einem Systemwirkungsgrad bei großen Anlagen von bis zu 85%. Bei der Druckelektrolyse werden ab einer Modulleistung von etwa 0,5 MW_{el} Systemwirkungsgrade von bis zu 78% erreicht, wobei der Wirkungsgrad für kleine Systeme deutlich geringer ist.

Die Betriebstemperatur bei alkalischen Elektrolysesystemen beträgt üblicherweise bis zu 80 °C. Die Technologie der alkalischen Elektrolyse gilt als technisch ausgereift und zeichnet sich durch eine hohe Lebensdauer der Anlagen und einer Verfügbarkeit von 98% aus. Üblicherweise wird im Abstand von 7 bis 12 Jahren eine Generalüberholung durchgeführt, während einige Systeme auch über 20 Jahre Laufzeit ohne größere Wartungsarbeiten erreichen.

Laut den Herstellerangaben kann die Leistung von alkalischen Elektrolysemodulen im Teillastbetrieb auf 20 bis 40% der Nennlast gesenkt werden. Dies führt jedoch zu einer geringeren Qualität der Produktgase. Verursacht wird dieses Problem durch in den Elektrolyten aufgrund von Querdiffusion gelösten Fremdgase, deren Konzentration im Produktgas im Fall von reduzierten Produktgasströmen ansteigt. Dies kann unter anderem auch zu einer Sicherheitsabschaltung der Anlage durch die Überwachung des Wasserstoffgehalts im Sauerstoffstrom zum Schutz vor explosiven Gasgemischen führen. Bei der Druckelektrolyse führt der höhere Betriebsdruck durch die verstärkte Diffusion zu höheren Verunreinigungen.

Während die elektrochemischen Reaktion in der Elektrolysezelle hochdynamisch auf Lastsprünge reagiert, wird die Dynamik des Gesamtsystems durch die an der Prozessführung beteiligten Komponenten wie Laugenpumpen, Druckregler und Flüssig-Gas-Separatoren begrenzt. Darüber hinaus spielt die Wärmekapazität des Systems eine entscheidende Rolle. Bei kleinen Wärmekapazitäten können die Lebensdauer verringernde mechanische Belastungen im System reduziert werden. Nach einer Abschaltung führen die bereits erwähnten Verunreinigungen durch Querdiffusion zu besonders starken Verunreinigungen des Produktgases. Unter Umständen kann deshalb vor dem Wideranfahren ein Spülen des Systems mit Inertgas erforderlich sein, was durch das entstehende Totvolumen zu Gasverlusten führt. Die bei längerem Stillstand auftretende Rekombination der Gase führt zudem zum Druckabfall im System. [53]

PEM-Elektrolyse

Eine PEM-Elektrolysezelle (engl.: proton exchange membrane) besteht aus einer Anode und einer Kathode, welche durch eine saure Protonenaustauschmembran voneinander getrennt sind. In den meisten Zellen sind die Elektroden direkt auf der Membranaufgebracht und bilden zusammen mit ihr die sog. MEA (engl.: membrane electrode assembly). An der katalysatorbesetzten Anode wird Wasser in Sauerstoff, Wasserstoffionen und freie Elektronen aufgespaltet. Nach der Diffusion durch die Membran rekombinieren die Wasserstoffionen an der Kathode mit Elektronen zu Wasserstoff [53].

PEM-Elektrolysemodule stehen bislang in einem Leistungsbereich bis 150 kW_{el} respektive 30 Nm^3/h zur Verfügung und liegen damit weit unter den Maßstäben der alkalischen Elektrolyse. Während der spezifische Energieaufwand für Systeme mit geringer Leistung bei ca. 6 bis 8 kWh/Nm^3 H_2 beträgt, werden für große Anlagen mit einer Leistung von über 50 kW_{el} nur noch 5 bis 6 kWh/Nm^3 H_2 benötigt.

Die Lebensdauer von PEM-Elektrolysezellen wird im Allgemeinen von der Lebensdauer der Membran limitiert. Durch technische Fortschritte in den vergangen Jahren konnte die Lebensdauer deutlich gesteigert werden. Die Speisewasserzirkulation sorgt für einen guten Wärmeaustausch und reduziert damit die Gefahr von Schäden durch thermische Belastungen als Folge lokaler Überhitzungen. Dennoch ist eine gleichmäßige Verteilung des Stroms über die Elektrodenfläche zu gewährleisten.

Wie bei der alkalischen Elektrolyse ist der Diffusionsmassenstrom von in der Flüssigkeit gelösten Gasen durch die Membran unabhängig von der Stromdichte und damit von der abgerufenen Elektrolyseleistung. Er hängt lediglich von Druck und Temperatur ab und führt relativ betrachtet im Teillastbereich zu höheren Verunreinigungen der Produktgase. Dabei kommt es durch die höhere Mobilität der Wasserstoffmoleküle auf der Sauerstoffseite zu höheren Fremdgaskonzentrationen als umgekehrt. Die Verunreinigungen sind bei PEM-Elektrolysesystemen im Vergleich zur alkalischen Elektrolyse jedoch weniger stark ausgeprägt. Dadurch eröffnet sich ein größerer nutzbarer Teillastbereich. So wird auf Systemebene die untere Grenze für den Teillastbetrieb häufig nicht durch die Gasreinheit, sondern durch den Eigenverbrauch der Systemkomponenten begrenzt. Dieser beträgt bei energietechnischen Anwendungen etwa 5% der elektrischen Nennleistung. Die PEM-Elektrolyse ermöglicht zudem einen kurzzeitigen Betrieb im Überlastbereich.

Die Dynamik des Gesamtsystems wird wie bei der alkalischen Elektrolyse nicht durch die Elektrolysereaktion selbst begrenzt, da diese eventuellen Laständerungen sehr schnell folgen kann. Begrenzt wird die Dynamik vielmehr durch die Systemperipherie sowie durch thermische Belastungen durch Veränderungen in der Betriebstemperatur. Die PEM-Elektrolyse weist aufgrund geringer thermischer Kapazitäten ein deutlich dynamischeres Verhalten im Vergleich zur alkalischen Elektrolyse auf.

Gleichzeitig wird dadurch ein schnelles Hochfahren einer kalten PEM-Anlage ermöglicht. Während dem Stillstand treten auch bei der PEM-Elektrolyse bedingt durch die fortschreitende Diffusion zu stärkeren Verunreinigungen. Durch ungleiche Diffussionsneigung und die Rekombination von Wasserstoff und Sauerstoff an den Elektroden können Druckdifferenzen zwischen den Halbzellen auftreten und zu einer mechanischen Belastung insbesondere der Membran führen. Trotz der geringeren Wärmekapazität führt das Anfahren einer erkalteten PEM-Anlage zu einer thermischen Belastung, die zu einer Reduzierung der Anlagenlebensdauer führen kann. [51][53]

Hochtemperaturelektrolyse

Die Hochtemperaturelektrolyse stellt die Umkehrung des Prinzips der Hochtemperaturbrennstoffzelle dar. Die Zelle wird von einer für O^{2-}-Ionen durchlässigen Membran getrennt, an deren Seiten die Elektroden befestigt sind. Der Betrieb der Zellen erfolgt typischerweise bei einer Temperatur von etwa 800 bis 1000 °C. Beim Anlegen einer Gleichspannung wird auf der Kathodenseite in einer endothermen Reaktion unter der Aufnahme von Elektronen Wasser in Wasserstoff und O^{2-}-Ionen zerlegt. Die O^{2-}-Ionen passieren die Membran und bilden an der Anode unter der Freisetzung von Elektronen molekularen Sauerstoff. Diese Reaktion weist im Vergleich zu alkalischer und PEM-Elektrolyse eine schnellere Reaktionskinetik auf. Zudem sinkt durch die hohe Betriebstemperatur die reversible Zellspannung und damit der Energieaufwand für die Wasserzerlegung. Bei der typischen Betriebstemperatur beträgt die Einsparung bis zu 25%. Der Wärmebedarf kann sowohl über externe Quellen, beispielsweise aus Kraftwerksprozessen oder der Solarthermie, als auch intern über die Verlustwärme gedeckt werden. Für letzteres ist jedoch eine besonders effiziente Isolierung des Systems notwendig und ein Ausgleich der Wärmeverluste durch eine elektrische Zusatzbeheizung. [53][24]

Derzeit sind noch keine Hochtemperaturelektrolysesysteme im kommerziellen Maßstab verfügbar. Unter Laborbedingungen wurde eine Wasserstoffproduktion von 5,7 Nm^3/h bei einer elektrischen Leistung von 18 kW_{el} erreicht. Ebenso liegen noch keine praktischen Erfahrungen zur Lebensdauer vor. [53]

Die Hochtemperaturelektrolyse ist weniger für eine dynamische Betriebsführung geeignet als die PEM-Elektrolyse. Durch die sich in Folge von Laständerung verändernde Temperatur kann es in der empfindlichen keramischen Zelle zu Mikrorissen kommen. Insbesondere das Hochfahren und Abschalten der Anlage muss sehr langsam erfolgen, um einer Beschädigung durch thermische Spannungen vorzubeugen. Die Stand-by-Temperatur der Zelle sollte dabei eine Temperatur von 600 °C nicht unterschreiten. [53][24]

6.3.2 Methanisierung

Während die Speicherung und Nutzung des in der Elektrolyse erzeugten Wasserstoffes durch die geringe volumetrische Energiedichte und die nur begrenzt

vorhandene Wasserstoffinfrastruktur eingeschränkt wird, ermöglicht die Umwandlung zu Methan neue Perspektiven. So ist das in der Methanisierung künstlich erzeugte Gas gleichwertig mit Erdgas und kann im Erdgasnetz gespeichert werden. Die wichtigsten Verfahren sind dabei die katalytische Methanisierung sowie die biologische Methanisierung.

Katalytische Methanisierung

Bei der katalytischen Methanisierung wird Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid in der sog. Sabatier-Reaktion zu Methan umgesetzt. Als Katalysator für die stark exotherme Reaktion kommt beispielsweise Nickel oder Ruthenium zum Einsatz. Um eine Verschiebung des Reaktionsgleichgewichtes hin zur Eduktseite zu verhindern, ist eine effiziente Wärmeabfuhr aus dem Reaktor erforderlich. Die Temperatur im Methanisierungsprozess beträgt üblicherweise ca. 400 °C. Für das Anfahren des Prozesses ist es nötig, den Reaktor zunächst auf eine Temperatur von etwa 350 °C vorzuheizen, da die Reaktion erst bei dieser Temperatur initiiert werden kann. Gleichzeitig darf diese Temperatur während des Betriebs nicht unterschritten werden, beispielsweise durch eine Reduzierung des Eduktgasstroms und der damit einhergehenden Reduzierung der freigesetzten Wärme im Reaktor, da der Reaktor vor dem Wiederanfahren ansonsten zunächst extern wieder auf die Betriebstemperatur gebracht werden muss. Die zugeführten Eduktgase müssen eine hohe Gasreinheit aufweisen. Insbesondere sind Schwefelverbindungen im Rahmen einer Entschwefelung abzutrennen, um eine Vergiftung des Katalysators zu vermeiden. Durch die Wärmefreisetzung bei der Methanisierung kommt es zu Konversionsverlusten. Der Kaltgaswirkungsgrad unter Vernachlässigung des Energiebedarfs der zur Prozessführung benötigten Komponenten liegt dabei in einem Bereich zwischen 75% und 80%.

Bei den Verfahren zur katalytischen Methanisierung werden 2-Phasen und 3-Phasen-Systeme unterschieden. Zu den 2-Phasen-Systemen zählen Wirbelschicht-, Festbett- und beschichtete Reaktoren. Dabei wird ein fester Katalysator vom gasförmigen Eduktgemisch umströmt. In Festbettreaktoren werden häufig Schüttungen aus Katalysatorpellets mit einer Größe von mehreren Milimetern verwendet. Die geringe Durchmischung in Festbettreaktoren führt zu einer schlechten Wärmeableitung, wodurch sich lokal sog. Hot Spots bilden können. Um solche Überhitzungen zu vermeiden, werden Festbettreaktoren für die Methanisierung häufig mehrstufig mit dazwischengeschalteten Kühlbereichen ausgeführt. In Wirbelschichtreaktoren wird das Bettmaterial, bestehend aus kleinen Katalysatorpartikeln, durch den Gasstrom fluidisiert und damit kontininuierlich durchmischt. Dadurch werden ein deutlich besserer Wärmeaustausch sowie homogene Stoffkonzentrationen im Reaktor erreicht. Durch die mechanische Belastung kommt es zu Bruch und Abrieb der Katalysatorpartikel und folglich zum Austrag von Katalysatormaterial aus dem Reaktor. Die Teillastfähigkeit einer Wirbelschicht-Methanisierungsstufe ist aufgrund der engen Grenzen für den die

Wirbelschicht durchströmenden Gasvolumenstrom stark eingeschränkt. Im Falle von beschichteten Reaktoren zur Methanisierung wird der Eduktgasstrom durch eine mit einem Katalysator beschichtete metallische Struktur geleitet. Mögliche Ausführungen sind beispielsweise Waben- oder sog. Microchannel-Strukturen. Den Strukturen kommt neben der Bereitstellung der Katalysatorflächen zudem die Wärmeabfuhr aus dem Gasgemisch zu. Neben den genannten Verfahren kann die Methanisierung auch in einem Blasensäulenreaktor, einem 3-Phasen-System, erfolgen. Dabei wird der Eduktgasstrom von unten durch einen mit einem Wärmeträgerfluid gefluteten Reaktor geführt. Der Katalysator besteht aus Feststoffpartikeln, die sich im Wärmeträgerfluid befinden. Durch das Fluid wird eine gleichmäßige Temperaturverteilung im Reaktor sowie eine gute Wärmeabfuhr gewährleistet. Als vielversprechendes Medium gelten aufgrund ihrer hohen Temperaturbeständigkeit sowie des niedrigen Dampfdrucks sog. ionische Fluide. Ein Nachteil von Blasensäulenreaktor besteht in den höheren Druckverlusten. [29]

Biologische Methanisierung

Eine Alternative zu den klassischen katalytischen Verfahren stellt die mikrobielle Methanisierung durch methanogene Bakterien und Archaeen dar. Dabei wird die Katalysatorwirkung durch biologische Stoffwechselprozesse ersetzt. So kann das Temperaturniveau der Reaktion auf 20 - 45 °C bei mesophilen Mikroben, bzw. 45 - 80 °C bei thermophilen Mikroben herabgesetzt werden. Verfahrenstechnisch eröffnet sich die Möglichkeiten einer separaten Methanisierungsstufe sowie einer Integration in Biogasanlagen. Bei einer separaten Methanisierungsstufe werden die Eduktgase in einen Reaktor mit thermophilen Archaebakterien umgesetzt. Dabei benötigen die Bakterien für die Vermehrung und die Methanisierung lediglich Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid sowie einige Mineralien. Zudem sind die Archaebakterien in der Lage, ihren Stoffwechsel in Abhängigkeit vom Nahrungsangebot anzupassen und bei Bedarf in einen Ruhezustand zu welchseln. Bei der Integration der Methanisierung in Biogasanlagen wird Wasserstoff in die Hydrolysestufe eingebracht, um das bei der Biogasproduktion entstehende Kohlenstoffdioxid in Methan umzusetzten. Dabei können bereits vorhandene Mikroben genutzt oder zusätzliche eingebracht werden.

Der Wirkungsgrad der biologischen Methanisierung ist vergleichbar mit der katalytischen Methanisierung. Langfristig ist von einem hohen Potenzial für dieses Verfahren auszugehen. [52][29]

6.3.3 Wirkungsgrade von Power-to-Gas-Systemen

Für die Wasserstofferzeugung werden bei aktuellen Systemen auf Basis der alkalischen Elektrolyse Wirklungsgrade zwischen 59% und 79% erreicht. Die Konversionsverluste bei der katalytischen Methanisierung betragen zwischen 20% und 25%. Daraus ergibt sich ein Strom-zu-Methan-Wirkungsgrad zwischen 44% und 63%. Dies entspricht einer Methanproduktion pro MWh bezogenem Strom zwischen 40 Nm^3 und 57 Nm^3. Der Strom-zu-Stromwirkungsgrad für eine Stromerzeugung aus

dem produzierten Methan ist stark abhängig vom eingesetzten Verfahren und beträgt zwischen 11% und 38%. [29]

6.4 Voraussetzungen und Standortfaktoren für den Einsatz von Power-to-Gas-Anlagen

Um einen wirtschaftlichen Betrieb einer Power-to-Gas-Anlage zu gewährleisten, sind bei der Auswahl des Standorts und der Planung der Anlage verschiedene Voraussetzungen zu beachten, die im Folgenden erläutert werden.

6.4.1 Bereitstellung Kohlenstoffdioxid

Für eine der Elektrolyse nachgeschaltete Methanisierung im Power-to-Gas-Verfahren ist die zuverlässige Versorgung mit Kohlenstoffdioxid erforderlich. Hierfür kommen mehrere Bezugsquellen in Frage. Für den Fall einer unzureichenden Reinheit des Gases ist eine Aufbereitung vorzusehen. Insbesondere Schwefelverbindungen und Sauerstoff müssen abgeschieden werden, um eine Beschädigung der Katalysatoren in der Methanisierungsstufe zu vermeiden.

Kohlenstoffdioxid aus Verbrennungsprozessen

Besonders große Potenziale bestehen in der Nutzung von CO_2 aus den Abgasen von Verbrennungsprozessen, beispielsweise von Kraftwerken oder industriellen Prozessen. So beträgt der jährliche Kohlenstoffdioxidausstoß alleine für die Stahlherstellung in Deutschland 16,7 Mio. Tonnen pro Jahr. Da Verbrennungsabgase meist hohe Anteile von anderen Gasen aufweisen, ist der Energieaufwand für die Aufreinigung zu berücksichtigen. Es ist anzumerken, dass eine Wiederverwertung von CO_2 aus der Verbrennung von fossilen Brennstoffen unter Umständen konträr zu den Bemühungen um eine Senkung der CO_2-Emissionen stehen kann. Daher sollte für die Verwendung in Power-to-Gas-Anlagen biogenen oder unvermeidbaren Emissionen der Vorzug gegeben werden, während bei fossilen Emissionen die Reduzierung im Vordergrund stehen sollte. [29]

Kohlenstoffdioxid aus Biogasanlagen

In Biogasanlagen fallen als große Mengen an biogenem Kohlenstoffdioxid als Nebenprodukt zum erzeugten Biomethan an. Dabei bestehen verschiedene Möglichkeiten der Abkopplung an einen Power-to-Gas-Prozess. Das aus der Biogasanlage austretende Gasgemisch, bestehend aus etwa 60% Methan und 35% Kohlenstoffdioxid, kann in einer Gasaufbereitungsstufe aufgetrennt und das reine Kohlenstoffdioxid für den Power-to-Gas-Prozess verwendet werden. Darüber hinaus kann auch das Gasgemisch direkt in die Methanisierung geleitet werden. Dadurch sinkt das Temperaturniveau und damit die Nutzbarkeit der Abwärme der Methanisierung, da das bereits vorhandene Methan mit aufgeheizt wird. Durch den hohen CO_2-Gehalt und die hohe Gasreinheit besteht ein erhebliches Potenzial für den Einsatz von Kohlenstoffdioxid aus Biogasanlagen. Im Netzgebiet der SWW Wunsiedel sind Biogasanlagen mit einer jährlichen Einspeisung von 17.700 MWh

installiert. Nimmt man für diese einen durchschnittlichen Wirkungsgrad von 38% und für das erzeugte Rohbiogas einen Brennwert von 5,8 kWh/Nm³ an, ergibt sich für einen CO_2-Anteil von 35%im Rohbiogas ein jährlicher Kohlendioxidausstoß von etwa 2,9 Mio. Nm³. Bei einem angenommenen Wirkungsgrad des Power-to-Gas-Prozesses von 54% ergibt sich ein Stromaufnahmepotenzial von 59 GWh/a. [29]

6.4.2 Verwertung der Produktgase

Abhängig von der Konzeption der Power-to-Gas-Anlage wird der in der Elektrolyse erzeugte Wasserstoff direkt zur externen Nutzung bereitgestellt oder aber intern in einer Methanisierungsstufe zu SNG in Form von Methan weiterverarbeitet.

Wasserstoff

Für die direkte Nutzung des Wasserstoffs sind sowohl eine geeignete Infrastruktur und Abnehmer erforderlich. Aufgrund der niedrigen volumetrischen Energiedichte von gasförmigem Wasserstoff ist dabei der hohe Energieaufwand für die Kompression bzw. die Verflüssigung zu berücksichtigen.

Der erzeugte Wasserstoff kann beispielsweise in der chemischen Industrie verwendet werden. Ebenso ist eine Nutzung zur Coverbrennung in thermischen Kraftwerken möglich, beispielsweise in Gasturbinenkraftwerken. Im Bereich der Mobilität ist ein Einsatz als Kraftstoff möglich. Dazu kommen in den Fahrzeugen für die Verbrennung von Wasserstoff umgerüstete Ottomotoren zum Einsatz. Die Betankung erfolgt in diesem Fall über spezielle Wasserstofftankstellen. Wasserstoff kann zur Speicherung auch in das Erdgasnetzeingespeist werden. Dabei sind die Vorgaben des DVGW zu beachten, nach denen die Wasserstoffkonzentration im Erdgasnetz 5% nicht übersteigen darf. Darüber hinaus existieren Grenzen für den maximalen Sauerstoffanteil sowie der Anteil von Schwefelkomponenten.

Methan

Die Umwandlung des erzeugten Wasserstoffes in Methan im Rahmen der Methanisierung vereinfacht die Verteilung, Speicherung und Nutzung, da die großflächig vorhandene Erdgasinfrastruktur weiterverwendet werden kann. Somit steht nach der Einspeisung ins Erdgasnetz eine Vielzahl an Verwertungsmöglichkeiten offen. Insbesondere eignet sich Methan aufgrund des einfachen Handlings und der ausgereiften Technologien besonders gut für die dezentrale Strom- und Wärmeerzeugung, beispielsweise in Kleinst-BHKWs in Privathaushalten. Darüber hinaus kann durch eine geeignete Anlagenausführung und Prozessführung eine besonders hohe und stabile Gasqualität erreicht werden, die das künstlich erzeugte Methan als Ersatz für herkömmliches Erdgas für die Verwendung in besonders empfindlichen Prozessen interessant macht.

Sauerstoff

Die Wirtschaftlichkeit der Gesamtanlage kann verbessert werden, wenn der bei der Elektrolyse zusätzlich anfallende Sauerstoff genutzt werden kann. Neben einer

Verwendung in der chemischen Industrie kann der Sauerstoff zum Beispiel auch für den Oxyfuel-Prozess genutzt werden. In diesem Verbrennungsverfahren wird dem Brenngas Sauerstoff anstelle von Luft zugemischt, um eine besonders hohe Temperatur zu erreichen.

6.4.3 Elektrische und steuerungstechnische Anbindung

Insbesondere bei Großanlagen mit einer hohen elektrischen Leistung der Elektrolyseeinheit ist die ausreichende Dimensionierung der Netzanbindung sicherzustellen.

Für die Nutzung der Elektrolysestufe zur Bereitstellung von negativer Regelleistung ist es erforderlich die Anlage in ein Leitsystem einzubinden. Dadurch kann auf die Bedarfslage im Netz schnell reagiert werden. Zudem kann die Anlage dann über einen externen Leitstand überwacht und gesteuert werden, wodurch die Betriebskosten reduziert werden. Für die Teilnahme am Regelenergiemarkt ist darüber hinaus Zertifizierung durch den Übertragungsnetzbetreiber erforderlich. Dafür wird die Anlage durch das Abfahren von definierten Lastprofilen auf ihre Eignung zur dynamischen Bereitstellung von Regelleistung geprüft.

6.4.4 Wärmenutzung

Bei der katalytischen Methanisierung wird eine große Wärmeleistung im Reaktor freigesetzt. Um den Gesamtwirkungsgrad der Anlage zu maximieren, ist eine effiziente Wärmenutzung erforderlich. Das hohe Temperaturniveau der Methanisierung eröffnet dabei verschiedene Nutzungspfade. Werden für die Wasserstoffproduktion Hochtemperaturelektrolysesysteme eingesetzt, kann ein Teil der Wärme für die Beheizung der Elektrolyseeinheit verwendet werden. Darüber hinaus kann mit Hilfe eines Hochtemperatur-ORC-Systems aus der Abwärme Strom erzeugt werden. Da mit den genannten Möglichkeiten keine vollständige Nutzung der Wärme erreicht wird, ist die Anbindung externer Wärmesenken unerlässlich. So besteht idealerweise durch die Nähe zu Industriebetrieben eine Nutzungsmöglichkeit zur Bereitstellung von Raum- und Prozesswärme. Durch ein Fernwärmenetz können viele Kleinverbraucher erschlossen werden. Ein entscheidendes Maß für die Wirtschaftlichkeit ist dabei die Wärmedichte, also die Wärmeabnahme im versorgten Gebiet bezogen auf die Länge der Versorgungsleitungen. [10]

6.5 Beispielprojekt 1: Integration einer Power-to-Gas-Anlage in einen Industrieprozess am Beispiel der Glasherstellung

Ein mögliches Projekt für den Einsatz der Power-to-Gas-Technologie im Versorgungsgebiet der SWW Wunsiedel besteht in der Errichtung einer Power-to-Gas-Anlage in kommerziellem Maßstab, die durch Ankopplung an eine Glasfabrik eine besonders effiziente Umwandlung von regional verfügbarem Ökostrom in Methan ermöglicht.

Im Rahmen des Projekts soll eine Power-to-Gas-Anlage mit einer elektrischen Anschlussleistung von 15 MW_{el} errichtet werden. Im Elektrolysator wird mit überschüssigem Ökostrom Wasserstoff hergestellt. Das für die Methanisierung zusätzlich benötigte Kohlendioxid wird aus dem Schmelzwannenabgas einer lokalen Glasfabrik gewonnen. Durch die dort verwendete Verbrennung von Erdgas mit reinem Sauerstoff im Rahmen eines Oxyfuel-Prozesses muss das Abgas aufgrund seiner hohen Reinheit nur noch geringfügig aufbereitet werden. Gleichzeitig wird der in der Elektrolyse als Nebenprodukt anfallende Sauerstoff in der Wannenfeuerung verwendet. Eine weitere Besonderheit der geplanten Anlage ist die hohe Flexibilität bei der Anpassung des Betriebsmodus an die äußeren Bedingungen. Durch die Integration von Gasspeichern für die Prozessgase Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid kann die Leistung der Elektrolyse weitgehend unabhängig von der Methanisierungsstufe gesteuert und damit in kürzester Zeit auf Lastschwankungen im Netz reagiert werden. Um einen maximalen Gesamtwirkungsgrad sicherzustellen, wird sowohl die Abwärme der Methanisierungsstufe als auch die des Industrieprozesses so weit wie möglich genutzt. Die Wärme des Wannenabgases wird dabei aufgrund des niedrigen Temperaturniveaus in einem Niedertemperatur-ORC-Prozess teilweise in Strom umgewandelt. In der Methanisierungstufe fällt Wärme auf einem hohen Temperaturniveau an und kann mit einem ORC-Prozess verstromt werden. In beiden Fällen wird die Restwärme so weit wie möglich zu Heizzwecken genutzt.

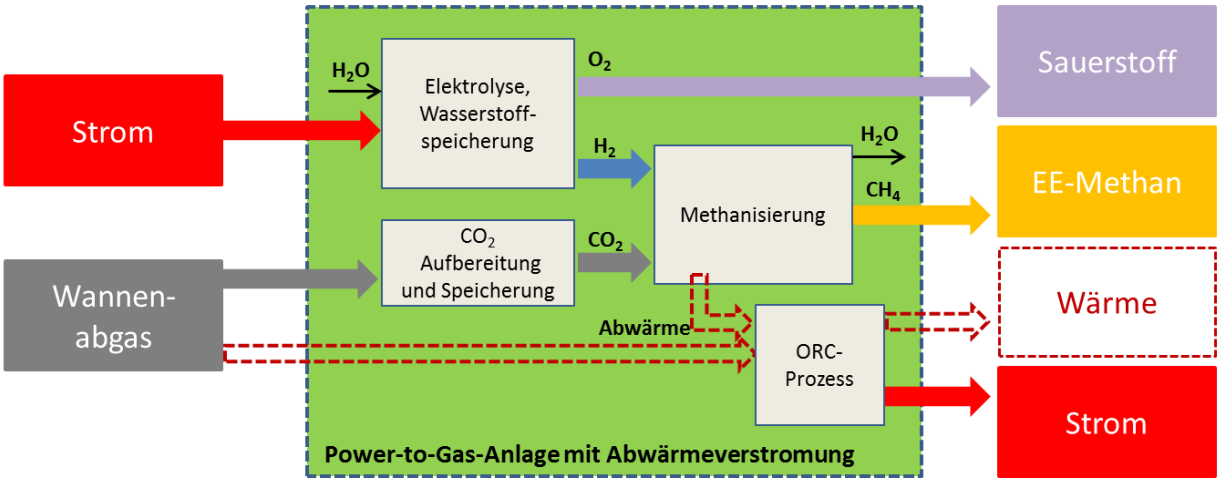

Abbildung 10: Schema einer an einen Industrieprozess gekoppelten Power-to-Gas-Anlage. Eigene Darstellung.

Zur Gewährleistung der einfachen Übertragbarkeit der Ergebnisse soll projektbegleitend ein Leitfaden zur Errichtung und Integration von Power-to-Gas-Anlagen erstellt werden. Ein Start-up-Unternehmen soll gegründet werden und mithilfe der gewonnenen Erfahrung aus dem Projekt innovative Lösungen für vergleichbare Anlagen vermarkten.

6.6 Beispielprojekt 2: Entwicklung eines wirtschaftlichen Power-to-Gas-Produkts auf modularer Basis

Bisher gebaute Power-to-Gas-Anlagen wurden speziell für das jeweilige Versuchsvorhaben geplant und errichtet. Dies führt zu hohen Investitionskosten, die kaum einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen zulassen. Um eine Marktdurchdringung der Technologie zu erreichen ist eine deutliche Reduzierung der Anlagenkosten notwendig. Das Ziel eines weiteren möglichen Projektes besteht daher in der Entwicklung eines wirtschaftlichen Power-to-Gas-Produktes. Dazu werden die benötigten Bestandteile der Anlage wie Elektrolyse, Methanisierungsstufe und Gasaufbereitung als Module in Containerbauweise auf der Basis von Standardteilen ausgeführt werden. Nach dem Test erster Prototypen ist eine Serienproduktion der Anlagenmodule anzustreben.

7 Zusammenfassung und Ausblick

In der vorliegenden Masterarbeit wird eine Roadmap für den Weg eines regionalen Versorgungsunternehmens, der SWW Wunsiedel, hin zu einer vollständigen Eigenversorgung aus regenerativen Energieträgern entwickelt. Aus den Positionierungen des vollständig kommunalen Unternehmens lässt sich erkennen, dass die SWW Wunsiedel eine Vorreiterrolle bei der Umsetzung der Energiewende übernehmen will. Unter Berufung auf den in der Bayrischen Verfassung festgelegten kommunalen Auftrag zur Versorgung der Bevölkerung mit Energie will das Unternehmen aktiv am Umbau der Energieerzeugung teilnehmen. So soll auch in Zukunft eine zuverlässige Versorgung des Netzgebietes gewährleistet und gleichzeitig die Region wirtschaftlich gestärkt werden. Aus diesen Grundsätzen wird die Vision einer Region erarbeitet, die ihren Energiebedarf aus erneuerbaren Energieträgern vollständig selbst decken kann und darüber hinaus eine Stützfunktion für das übergeordnete Netz übernimmt. Auf der Grundlage der Ergebnisse des integrierten Klimaschutzkonzeptes werden die wirtschaftlichen Erzeugungspotenziale für drei Gemeinden im Versorgungsgebiet betrachtet. Der Vergleich mit den Verbrauchswerten zeigt, dass eine vollständige Stromversorgung aus den zur Verfügung stehenden Erzeugungspotenzialen möglich ist. Bei der Analyse des Ausbaustandes für die einzelnen Energieträger wird deutlich, dass in den vergangen Jahren ein umfangreicher Ausbau regenerativer Erzeugungseinheiten stattgefunden hat. Eine herausragende Position nimmt dabei das Biomasseheizkraftwerk Holenbrunn ein. Dort werden neben der Stromproduktion und der Fernwärmeversorgung pro Jahr 35.000t Holzpellets aus Holzspänen erzeugt. Ein Teil der Pellets wird in dezentralen Satellitenkraftwerken zur Erzeugung von Strom und Wärme verwendet. Insgesamt verbleiben dennoch große ungenutzte Potenziale, die es zu erschließen gilt. Um die Anforderungen an den Umbau der Energieversorgung zu definieren, werden aus der Vision vier Hauptziele abgeleitet. Das erste besteht in der Fähigkeit zur vollständigen Eigenversorgung und zur Ausübung einer Stützfunktion für das übergeordnete Netz. Die Sicherstellung der Schwarzstartfähigkeit und des Inselbetriebs stellt ein weiteres Ziel dar. Darauf folgen die Substitution fossiler Brennstoffe und die Verbrauchsreduzierung. Das vierte Ziel beschreibt die Forderung nach einer Steigerung des regionalen Anteils in der Wertschöpfungskette und einer wirtschaftlichen Stärkung der Region. Die Erarbeitung der einzelnen Handlungsschritte der Roadmap erfolgt auf Grundlage der formulierten Ziele. Dabei wird eine Aufteilung der Handlungsschritte in die vier Fachbereiche Strom- und Wärmeerzeugung, Speicher, Leittechnik und IKT sowie Energieeffizienz sowie eine zeitliche Einordnung vorgenommen. Für eine nähere Betrachtung wird die Thematik Power-to-Gas herangezogen. Die Analyse der Power-to-Gas-Technologie zeigt, dass erhebliche Potenziale für den Einsatz als Ergänzung der regenerativen Energieerzeugung bestehen. So kann die Technologie durch Erzeugungsspitzen ausgleichen

und damit einen Beitrag für die Stabilität im Netz leisten. Darüber hinaus bietet die Erzeugung von synthetischem Methan aus regenerativ erzeugtem Strom die Möglichkeit der Substitution von fossilem Erdgas. Die Einspeisung in das Erdgasnetz eröffnet einen Weg für die langfristige Speicherung von Energie. Zwei Beispielprojekte zeigen Ansätze, um die Technologie im Netzgebiet nutzbar zu machen. Zum einen wird ein Konzept für die Anbindung an einen Industrieprozess vorgestellt, bei dem erhebliche Synergieeffekte genutzt werden können. Ein zweites Projekt zeigt einen Ansatz für die Entwicklung eines wirtschaftlichen Power-to-Gas-Produkts auf modularer Basis. Die Investitionskosten für Power-to-Gas-Anlagen sollen auf diesem Weise deutlich reduziert werden sollen, um einen flächendeckenden Einsatz der Technologie zu ermöglichen.

Die entwickelte Roadmap soll als Leitfaden für den zukünftigen Ausbau von regenerativen Energiesystemen im Netzgebiet dienen. Sie ist kontinuierlich zu überprüfen und bei Bedarf an neue Gegebenheiten anzupassen. Eine ausreichende Planung der Einzelschritte ist in jedem Falle erforderlich. Insbesondere für die Erprobung von Pilotanlagen ist nach Projektabschluss eine Evaluation zur Eignung der Technologie für den weiteren Ausbau im Netzgebiet durchzuführen.

Literaturverzeichnis

[1] Agora Energiewende: Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. Berlin, September 2014

[2] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen: Auswertungstabellen zur Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 1990 - 2012, Stand 07/2013

[3] Bärwolff, Hartmut; Ipsen, Christian; Wagen, Andreas; Schulz, Frank; Mahn, Erik; Namur, Harald: LED in der Straßenbeleuchtung - Ist die LED-basierte Straßenbeleuchtung unsere Zukunft?. In: *Licht,* Nr. 10, 2011

[4] Boukhaoua, Salah: Offene Fragen im Smart Metering. Datenmenge und Datenschutz als Herausforderung. In: *Bulletin.* Nr. 5, 2013

[5] Bundesnetzagentur: Biogas-Monitoringbericht 2014

[6] Burkhardt, Claus: Holzpelletvergaser für Anwendungen zur Wärme-Kraft-Kopplung mit 180 kWe. 13. Holzenergie-Symposium. Zürich, 12.09.2014

[7] De Brabendere, Karel: Dezentrale Netzstützung durch PV-Wechselrichtern im NS-Netz. Workshop zur Dezentralen Netzstützung. Goslar, 23.10.2009

[8] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): dena-Sanierungsstudie. Teil 2: Wirtschaftlichkeit energetischer Modernisierung in selbstgenutzten Wohngebäuden. Berlin, 2011

[9] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): Energieeffiziente Straßenbeleuchtung. - Einsparpotenziale identifizieren und erschließen. Firmenschrift. Berlin, 2014

[10] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): Erfolgreiche Abwärmenutzung im Unternehmen. Energieeffizienzpotentiale erkennen und erschließen. Berlin, Dezember 2014

[11] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): Neue dena-Studie zu Kosten und Potenzialen der energetischen Gebäudesanierung. Präsentation zur Pressekonferenz, Berlin, 26.03.2012

[12] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): Power-to-Gas. Eine innovative Systemlösung auf dem Weg zur Marktreife. Berlin, Dezember 2013

[13] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR): Power-to-Gas (PtG) im Verkehr. Aktueller Stand und Entwicklungsperspektiven. Berlin, 2014

[14] ENERCON: ENERCON Inertia Emulation verbessert Frequenzstabilität. In: *Windblatt.* Nr. 3, 2010

[15] Energieagentur Nordbayern GmbH: Stromeinsparpotenziale in Bayern 2010 bis 2030. Studie im Auftrag des Bund Naturschutz in Bayern e.V.. Nürnberg, März 2012

[16] Energie-Atlas Bayern: Website www.energieatlas.bayern.de

[17] Energievision Franken GmbH (EVF): Integriertes Klimaschutzkonzept Zentrales Fichtelgebirge. Kronach, Februar 2012

[18] Esslinger, Peter: Studie Q(U). Schlussbericht. Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze, TU München. 31.08.2012

[19] eta Energieberatung GmbH: Wun Bioenergie GmbH Wunsiedel. Pelletwerk mit Biomasse-ORC-Heizkraftwerk. Pfaffenhofen, 2013

[20] Fachagentur nachwachsende Rohstoffe e.V.: Leitfaden Biogasaufbereitung und -einspeisung. 2014

[21] Fachgemeinschaft für effiziente Energieanwendung e.V.: Stromverbrauch und Stromverwendung der privaten Haushalte in Deutschland. Studie im Auftrag von HEA, BDEW und EnergieAgentur.NRW, 2012

[22] Fink, Holger: Redox-Flow-Batterien: Technik, Chancen und Einsatzgebiete. Fachseminar „Stromspeicher - Heute erzeugen, morgen verbrauchen“, IHK-Akademie München 27.09.2012

[23] Freistaat Bayern: Verfassung des Freistaates Bayern

[24] Friedrich, Andreas; Schiller Günther: Wasserstoffherstellung mittels Hochtemperaturelektrolyse. Deutsches Zentrum für Luft und Raumfahrt (DLR). 2013

[25] Fuchs, Georg; Lunz, Benedikt; Leuthold, Matthias; Sauer, Uwe: Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität. Überblick zum Potenzial und zu Perspektiven des Einsatzes elektrischer Speichertechnologien. Übersetzung der englischen Originalversion. iSEA, RWTH Aachen, September 2012

[26] Gasversorgung Wunsiedel GmbH: Unternehmenswebsite www.gasversorgung-wunsiedel.de

[27] Görner, Klaus: Mikro-KWK: Von Stirling bis Dachs: Eine Marktübersicht. E-World: Fachkongress Zukunftsenergien. Essen, 02.02.2010

[28] Hassmann, Klaus; Luczak, Andreas: Redox-Flow-Batterie, ein heißer Kandidat als Stromspeicher für die dezentrale Anwendung?. Bayern Innovativ, Cluster Energietechnik. 2014

[29] Hey, Sebastian: Power-to-Gas als Möglichkeit zur Speicherung eines Energieüberangebots und als Bestandteil eines flexiblen Demand Side Managements. Masterarbeit, HAW Hamburg. 26.10.2012

[30] Holliger, Raphael; Wille-Hausmann, Bernhard; Erge, Thomas; Sönnichsen, Jan; Stillahn, Thies; Kreifels, Niklas: Speicherstudie 2013. Kurzgutachten zur Abschätzung und Einordnung energiewirtschaftlicher, ökonomischer und anderer Effekte bei Förderung von objektgebunden elektrochemischen Speichern. Fraunhofer ISE. Freiburg, Januar 2013

[31] Institut für Energietechnik, Hochschule Amberg-Weiden. Effizienzsteigerung in Blockheizkraftwerken: Abgasturbine zur Stromerzeugung. Pressemitteilung, Oktober 2010

[32] Karl, Jürgen: Dezentrale Energiesysteme. Neue Technologien im liberalisierten Energiemarkt. Oldenbourg Verlag, München, 2006

[33] Knoll, Peter; Becker, Martin: Effiziente Gebäude durch Raum-, Anlagen- und Fassadenautomation. Automatisierungstreff 2012. Böblingen, März 2012

[34] Laupichler, Dennis; Vollmer, Stefan; Bast, Holger; Intemann, Matthias: Das BSI-Schutzprofil: Anforderungen an den Datenschutz und die Datensicherheit für Smart Metering Systeme. In: *Datenschutz und Datensicherheit*. Nr. 8, 2013

[35] Leipziger Institut für Energie GmbH: Wirtschaftlichkeit Batteriespeicher. Berechnung der Speicherkosten und Darstellung der Wirtschaftlichkeit ausgewählter Batteriespeichersysteme. Leipzig, Januar 2014

[36] Müller-Syring, Gert; Henel, Marco; Köppel, Wolfgang; Mlaker, Herwig; Sterner, Michael; Höcher, Thomas: Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeu-

gung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz. Bonn, Februar 2013

[37] Obermeier, Andreas: Steigerung der Effizienz von Biogas-BHKW durch Mini-ORC-Anlagen. 3. Bayreuther Bioenergiesymposium, 18.09.2014

[38] Pehnt, Martin; Lutz, Christian; Seefeldt, Friedrich; Schlomann, Barbara; Wünsch, Marco; Lehr, Ulrike; Lambrecht, Udo; Fleiter, Tobias: Potenziale und volkswirtschaftliche Effekte einer ambitionierten Energieeffizienzstrategie für Deutschland. Forschungsbericht. Berlin, Juli 2009

[39] Piorr Detlef: Repowering: Ertragssteigerung und Lärmminderung. Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen. 07.10.2011

[40] PriceWaterhouseCoopers Österreich: Studie zur Analyse der Kosten-Nutzen einer österreichweiten Einführung von Smart Metering. Juni 2010

[41] Prillwitz, Fred; Krüger, Manfred: Netzwiederaufbau nach Großstörungen. Universität Rostock, Institut für Elektrische Energietechnik. 2012

[42] Proff, Heike; Proff, Harald; Fojcik, Thomas; Sandau, Jürgen: Aufbruch in die Elektromobilität. Märkte – Geschäftsmodelle – Qualifikationen – Bewertung. Universität Duisburg-Essen, 2013

[43] Raab, Konrad: Wärmenutzung aus Biogasanlagen und Bioenergiedörfer - eine Bestandsaufnahme für Baden-Württemberg. Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg. 2014

[44] Reichel, Ines: Smart Metering im Kontext von Smart Grid und Smart Market. IHK Fachveranstaltung: Synergien: Breitband trifft Energie. Magdeburg, 16.04.2013

[45] Reinboth, Christian; Fischer-Hirchert, Ulrich; David, Tim: Neues Licht für Städte und Kommunen - Wie LED-Technologie die Straßenbeleuchtung reformieren könnte. In: *Optik & Photonik*, Nr. 1, 2009

[46] Richter, Jan; Lindenberger, Dietmar: Potenziale der Elektromobilität bis 2050. Eine szenarienbasierte Analyse der Wirtschaftlichkeit, Umweltauswirkungen und Systemintegration. Universität Köln, Energiewirtschaftliches Institut. Juni 2010

[47] Roon, Serafin von: Mikro-KWK und virtuelle Kraftwerke. FfE-Fachtagung, München, 30.04.2009

[48] Sauer, Uwe: Optionen zur Speicherung elektrischer Energie in Energieversorgungssystemen mit regenerativer Stromerzeugung. iSEA, RWTH Aaachen. Oktober 2006

[49] Saurugg, Herbert: Blackout – Eine nationale Herausforderung bereits vor der Krise. Januar 2012

[50] Schiller, Christoph; Kuhn, Thomas; Böll, Martin; Khanh, Tran Quoc: Straßenbeleuchtung mit LEDs und konventionellen Lichtquellen im Vergleich - Eine licht- und wahrnehmungstechnische Analyse aus einer wissenschaftlich begleiteten Teststraße in Darmstadt. In: *Licht*, Nr. 10, 2009

[51] Schiller, Günther: Überblick über die Verfahren der Wasserelektrolyse und Forschungsergebnisse sowie Forschungsbedarf bei der alkalischen Elektrolyse. 34. Ulmer Gespräch Energiesysteme der Zukunft. 3.05.- 4.05.2014

[52] Schmack, Ulrich: Power to Gas: mikrobiologische Methanisierung. Ein flexibles und energieeffizientes Verfahren. 13.06.2012

[53] Smolinka, Tom; Günther, Martin: NOW-Studie: Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien. Dezember 2010

[54] Stadler, Ingo: Ein gigantisches Speicherpotenzial – 400 GWh bestehende Energiespeicher warten auf ihre effektive Nutzung. In: *Solarzeitalter*, Nr. 1, 2008

[55] Struth, Janina; Leuthold, Matthias; Aretz, Astrid; Bost, Mark; Gährs, Swantje; Cramer, Moritz; Szczechowicz, Eva, Hirschl, Bernd; Schnettler, Armin; Sauer, Uwe: Thesen und Hintergründe zum Nutzen von Speichern in netzgekoppelten PV-Anlagen. iSEA, RWTH Aaachen. November 2013

[56] SWW Wunsiedel GmbH: Die Energievielfalt. Das Kundenmagazin. Juni 2015. Wunsiedel

[57] SWW Wunsiedel GmbH: Geschäftsbericht für das Jahr 2009

[58] SWW Wunsiedel GmbH: Geschäftsbericht für das Jahr 2010

[59] SWW Wunsiedel GmbH: Geschäftsbericht für das Jahr 2011

[60] SWW Wunsiedel GmbH: Geschäftsbericht für das Jahr 2013

[61] SWW Wunsiedel GmbH: Pressemitteilung zur Informationsveranstaltung „Modellregion Energieversorgung 4.0 – So geht Energiewende im Gleichschritt mit Industrie 4.0“ 17.04.2015

[62] SWW Wunsiedel GmbH: Unternehmenswebsite www.s-w-w.com

[63] Transferstelle Bingen: Integriertes Klimaschutzkonzept der Verbandsgemeinde Wörrstadt. Juni 2012

[64] Verein Smart Grid Schweiz: Weissbuch Smart Grid. 28.02.2013

[65] Viertes Gesetz zur Änderung des Energieeinsparungsgesetzes. Bundesgesetzblatt, Jahrgang 2013 Teil I Nr. 36

[66] Volk, Gerrit: Das Gasnetz als universeller Speicher – Chancen und Grenzen 1. Energiespeichertagung Umwelt-Campus Birkenfeld. 27.02.2013.

[67] Weirauch, Thomas: Energieeffiziente öffentliche Beleuchtung - Rechtliche, wirtschaftliche und technische Aspekte von bedarfsgerechten, adaptiven Beleuchtungsstrategien. Universität Koblenz-Landau, Diplomarbeit, 2011

[68] Winter, Christoph; Heidl, Martin; Bletterie, Benoit; Kadam, Serdar; Abart, Andreas: morePV2grid: Spannungsregelung von PV-Wechselrichtern - Ergebnisse aus einem Feldtest. 13. Symposium Energieinnovation. Graz, 12.-14.02.2014

[69] Zeilinger, Heimo; Novak, Thomas; Wimmer, Wolfgang: Energieevaluierung einer adaptiven LED Straßenbeleuchtung. Vortrag im Rahmen der 9. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien,13.02.2015