



Machbarkeitsstudie

Energietransformation und –speicherung

am Standort Bioenergiepark Saerbeck

Schlussbericht

Laufzeit: 01.01.2015 – 31.12.2015

Dezember 2015

Gefördert durch:

progres.nrw

Ministerium für Klimaschutz, Umwelt,
Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz
des Landes Nordrhein-Westfalen



Projektpartner:

GELSENWASSER AG



Saerbecker Ver- und
Entsorgungs GmbH (SaerVE)



Gemeinde Saerbeck



Autoren:

Prof. Dr.-Ing. Christof Wetter, FH Münster

Dr.-Ing. Elmar Brüggling, FH Münster

Jan Ortmann M.Eng., FH Münster

M.Eng. Dipl.-Ing. (FH) Janina Senner, Gas- und Wärme-Institut Essen e.V.

Dr. rer. nat. Johannes Schaffert, Gas- und Wärme-Institut Essen e.V.

Florian Lammers B.Sc., Gas- und Wärme-Institut Essen e.V.

INHALT

1	Einleitung	3
2	Ziel des Projektes	5
3	Standort	7
3.1	Klimakommune - Gemeinde Saerbeck	7
3.2	Demonstrationsanlage im Bioenergiepark	8
4	AP 1: Erfassung Ist-Zustand	11
4.1	Stromerzeugungsanlagen	11
4.2	Art und zeitlicher Verlauf der Stromerzeugung	13
4.3	Strompreise	18
4.4	Gasverbrauch	21
5	AP 2: Status quo unterschiedlicher Speichertechnologien	23
5.1	Literature screening – Auflistung der bestehenden Speicher	23
5.1.1	Elektrolyse als Technologie für Power-to-Gas	24
5.1.2	Druckluftspeicher	27
5.1.3	Schwungmassenspeicher	30
5.1.4	Batterien	31
5.2	Marktscreening – Methodisches Vorgehen	33
5.3	Zusammenfassung Status Quo Speichertechnologien	35
5.4	Zusammenfassung der Herstellerbefragung	37
6	AP 3: Untersuchung verfahrenstechnischer Anlagenpfade	39
6.1	Saisonale Analyse von Stromerzeugung, -verbrauch und Residuallast	39
6.2	Analyse der Energiespeicher-Potenziale	44
6.3	Korrelation zwischen Strompreis und Residuallastkurve	47

6.4	Fokussierung auf Kurzzeitspeicher als ersten Schritt der Stromspeicherung im Untersuchungsgebiet	49
6.5	Ermittlung des Einspeisepotenzials für Wasserstoff	51
6.6	Vorstellung des VBA-Tools zur Speichersimulation	56
6.7	Festlegung der Auswahlkriterien für die zu untersuchenden Energiespeicheranlagen	59
6.8	Auswahl der untersuchten Energiespeichersysteme	60
6.9	Eingangsparameter für die technische Simulation der Energiespeicherauslastungen	62
6.10	Simulationsergebnisse für die Auslastungen geeigneter Energiespeichertechnologien anhand von Realdaten aus dem Referenzjahr 2014	63
6.11	Saisonale Betrachtung der Anwendung ausgewählter Speichertechnologie-Kombinationen	68
6.12	Übertragbarkeit der Ergebnisse	71
7	AP 4: Vorbereitung nachfolgende Technikumsanlage	74
7.1	Beschreibung des Nachfolgeprojektes	74
7.2	Journal Antragsstellung/ Fördermöglichkeiten	76
7.3	Geplante Öffentlichkeitsarbeit/ FH Standort Nutzung	78
8	Zusammenfassung und Ausblick	79
9	Verzeichnisse	81
9.1	Literaturverzeichnis	81
9.2	Abbildungsverzeichnis	83
9.3	Tabellenverzeichnis	86
9.4	Abkürzungsverzeichnis	87

1 EINLEITUNG

Die Steigerung des Anteils der Erneuerbaren Energien (EE) im deutschen Strommix stellt sowohl die Wirtschaft als auch die Gesellschaft in Deutschland vor besondere Herausforderungen. Dies gilt insbesondere auch für Nordrhein-Westfalen, welches als industriestarkes und bevölkerungsreiches Bundesland mit hoher Versorgungs- aber auch Erzeugungsinfrastruktur einige einzigartige Rahmenbedingungen vorweisen kann.

Mit dem im Februar 2013 beschlossenen Klimaschutzgesetz hat sich die Landesregierung des Themas angenommen und unterstützt Wissenschaft und Wirtschaft dabei Technologien zu entwickeln, die zukunftsicher die Zuverlässigkeit, die Umweltfreundlichkeit und die Bezahlbarkeit der Energieversorgung sicherstellen sollen.

Dabei ist es wichtig die Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen, die in Zukunft auf die Netze zukommen, technologieoffen zu analysieren und zu untersuchen, unter welchen Rahmenbedingungen diese Energieströme in Zukunft gespeichert und bedarfsgerecht zur Verfügung gestellt werden können ohne die Integrität der Strom-, Gas- und Wärmenetze zu riskieren.

Neben den theoretischen Analysen ist es darüber hinaus wichtig, die Technologien auch in der Praxis auf die neuen Herausforderungen vorzubereiten und sich im Detail mit den neuen Herausforderungen, besonders im Hinblick auf einen zukünftigen Systemverbund, anzuschauen. Denn es wird nicht mehr einen Technologiepfad von der Erzeugung hin zum Verbrauch geben, vielmehr wird in Zukunft die Flexibilisierung des Energiesystems die dynamischen Erzeugungslastprofile der EE auffangen müssen.

Die Forschungslandschaft in Nordrhein-Westfalen (NRW) versucht durch gezielte Projekte, wie zum Beispiel den Zusammenschluss führender in NRW ansässiger Forschungsinstitutionen zur Gründung des Virtuellen Institutes „Intelligente Flexibilisierung des Energiesystems in NRW (IFES.NRW)“ [1] die notwendigen Flexibilitätsoptionen im integrierten Gas-, Strom- und Wärmenetz-Versorgungssystem zu fördern.

Als ideale Ergänzung solcher systemischer Technologiebetrachtungen bedarf es einer Demonstrationsanlage, die technologieoffen verschiedene Systeme im Verbund installiert und die Interaktion der Erzeugungs- und Speichertechnologien mit den Energienetzen in der Praxis untersucht.

Als geeigneten Standort in NRW bietet sich die münsterländische Gemeinde Saerbeck an. Saerbeck ist im März 2009 als Sieger im Landeswettbewerb NRW-Klimakommune der Zukunft des Umweltministeriums ausgezeichnet worden. Seitdem befinden sich dort etwa 150 Projekte

zu den Themenstellungen Erneuerbare Energien, Energieeffizienz/Energieeinsparung und Klimaschutz in der Umsetzung.

Ein Leitprojekt ist dabei das Projekt „Bioenergiepark Saerbeck“. Hier entsteht seit Anfang des Jahres 2011 auf dem 90 Hektar großen Gelände eines ehemaligen Munitionsdepots der Bundeswehr ein Nutzungsmix aus regenerativen Energien aus Sonne, Wind und Biomasse: sieben Windenergieanlagen, zwei Biogasanlagen und ein Photovoltaik-Park sichern eine Gesamtleistung von 29 Megawatt. Mit Inbetriebnahme der letzten der sieben Windenergieanlagen im November 2013 wird im Bioenergiepark im Jahresmittel etwa doppelt so viel Strom regenerativ produziert wie in Saerbeck benötigt wird.

Diese starke Einbindung dynamisch auftretender EE in das lokale Stromnetz führt jetzt schon zu starken residualen Lasten, die eine Energiespeicherung absolut sinnvoll und notwendig machen. Durch die Vielseitigkeit bei den Erzeugungsanlagen und den weiteren regionalen Möglichkeiten, die aufgrund der anderen Aktivitäten an diesem Standort bestehen, ist hiermit ein idealer Standort gefunden, um innovative Speicher-Technologien einzubinden und die Ergebnisse auch in andere Regionen übertragen zu können.

2 ZIEL DES PROJEKTES

Die Voraussetzungen zur Umsetzung und Integration von Speichertechnologien sind am Bioenergiepark in Saerbeck ideal. Bereits heute sind die unterschiedlichen erneuerbaren Technologien (Sonne, Wind und Biomasse) am Standort etabliert und bilden somit die gesamte Bandbreite der erneuerbaren Stromproduktion ab.

Das beantragte Projekt ist strategisch in drei Phasen eingeteilt.

Die beantragte Machbarkeitsstudie ist der erste Teil des dreiphasigen Projektkonzeptes.

1. Machbarkeitsstudie
2. Halbtechnische Demonstrationsanlage
3. Großtechnische Demonstrationsanlage

Im Rahmen der Machbarkeitsstudie werden die Gemeinde Saerbeck und die dort installierten Erzeugungsanlagen mit Hinblick auf die Errichtung von Speichersystemen untersucht. Ziel ist es, die Verbraucher, Erzeuger und Energieflüsse zu analysieren und auf dieser Basis eine für den Standort optimale Speicherlösung zu finden. Als Technologien kommen eine Vielzahl von Systemen wie z.B. Batteriespeicher, Schwungradspeicher oder eine Power-to-Gas-Anlage in Betracht. Letztere nutzt regenerativ erzeugten Überschussstrom zur Erzeugung von Wasserstoff durch die Elektrolyse von Wasser und überführt somit die elektrische Energie in eine chemisch gebundene Energieform. Der Wasserstoff kann zu einem späteren Zeitpunkt wieder in elektrische Energie und Wärme zurückgeführt und so energetisch genutzt werden. Als Wasserstoffspeicher kommen unterschiedliche Technologien oder eine Einspeisung in das Erdgasnetz in Betracht, welches über eine signifikante saisonübergreifende Kapazität verfügt [1]. Somit kann die Rückverstromung bzw. Wärmeerzeugung nicht nur zeitlich, sondern auch räumlich entkoppelt stattfinden. Die in einer anschließenden zweiten Projektphase zu errichtende(n) Speicheranlage(n) soll(en) zunächst im halbtechnischen Maßstab als Demonstrationsanlage(n) errichtet, betrieben und untersucht werden. Damit besteht die Möglichkeit, die technischen Daten und die Funktionsfähigkeiten der Technologien in der Praxis zu prüfen und ggf. spezifische Optimierungsmöglichkeiten zu entwickeln. Erfüllen die so getesteten Technologien die Anforderungen (auch in wirtschaftlicher Hinsicht) so ist eine großtechnische Realisierung in einer anschließenden dritten Projektphase geplant.

Strategisches Ziel, besonders für die Errichtung der halbtechnischen Pilotanlage muss eine möglichst technologieoffene Betrachtung sein, die es ermöglicht, möglichst viele unterschiedliche Systempfade in der praktischen Anwendung zu beleuchten. Eine Übersicht solcher möglicher Systempfade zeigt Abbildung 2-1.

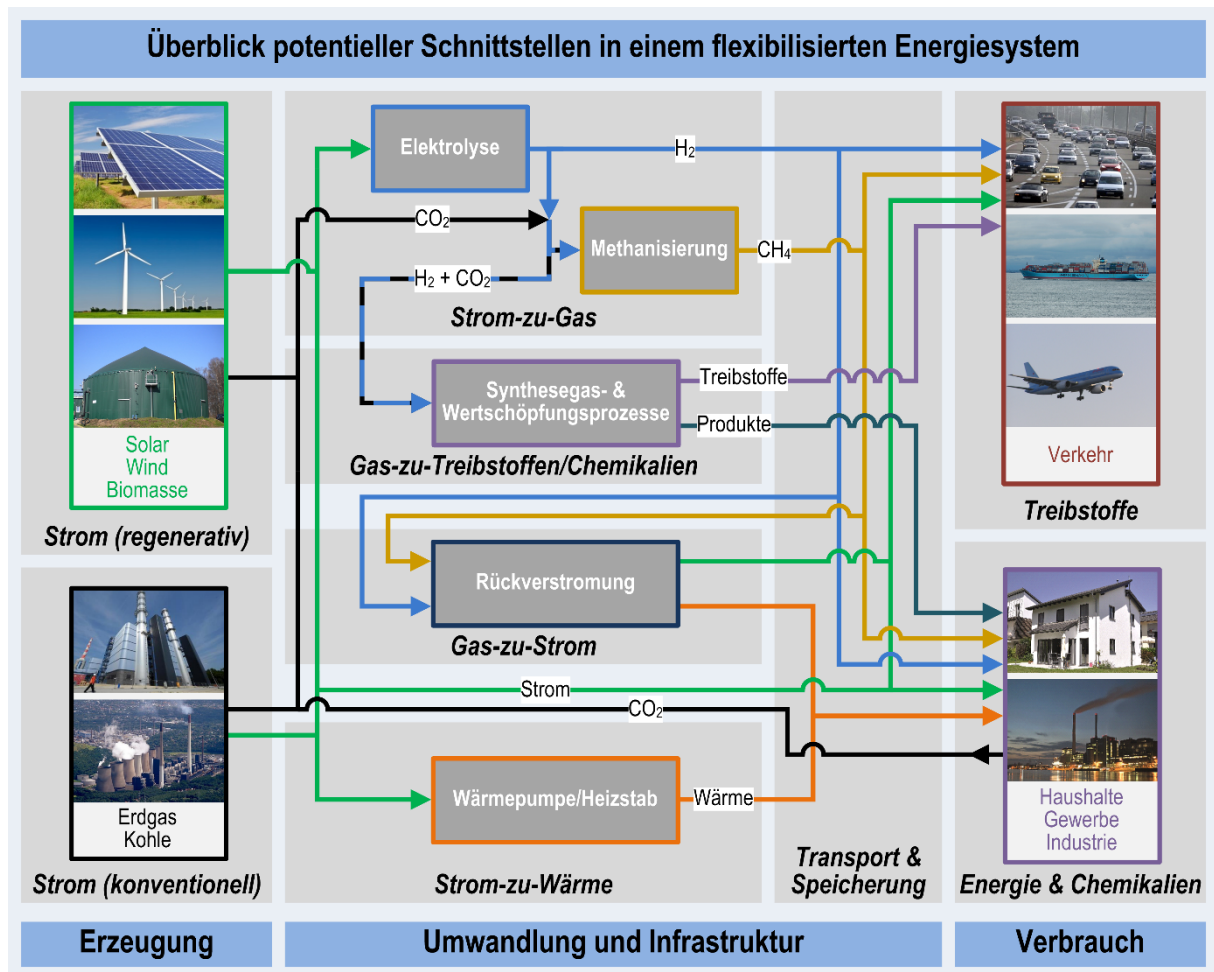


Abbildung 2-1: Überblick potentieller Schnittstellen in einem flexibilisierten Energiesystem. Abbildung der vernetzten Energie- und Stoffströme von links nach rechts durch die Sektoren Erzeugung, Umwandlung und Infrastruktur bis zum Verbrauch [1][2]

3 STANDORT

3.1 Klimakommune - Gemeinde Saerbeck

Die Gemeinde Saerbeck ist im März 2009 als Siegerin im Landeswettbewerb NRW-Klimakommune der Zukunft des Umweltministeriums ausgezeichnet worden. Seitdem befinden sich dort etwa 150 Projekte zu den Themenstellungen Erneuerbare Energien, Energieeffizienz/Energieeinsparung und Klimaschutz in der Umsetzung. Ziel ist eine Energieautarkie bis zum Jahr 2030 auf Basis regenerativer Energieträger.

Saerbeck ist sich als NRW Klimakommune der Zukunft seiner Verantwortung sehr bewusst. Viele der damals geplanten energetischen Konzepte und Ziele sind seit 2009 umgesetzt und erreicht worden. Unter diesen Maßnahmen finden sich Vorzeigeprojekte mit einem hohen Übertragungspotenzial auf andere Kommunen. In diesem Zusammenhang sind u.a. die drei Leitprojekte der Klimakommune zu nennen, wie die „Saerbecker Sonnenseite“, bei der die Bürgerinnen und Bürger der Gemeinde Saerbeck angesprochen wurden, um die Mitwirkungsbereitschaft zur Energieeinsparung und Energieeffizienzsteigerung zu ermitteln. Aufgrund des hohen Interesses wurden die interessierten Bürgerinnen und Bürger u.a. über die verschiedenen Möglichkeiten einer energieeffizienten Sanierung von Wohnhäusern als auch deren Wirtschaftlichkeit sowie Förder- und Finanzierungsmöglichkeiten beraten. Hierzu wurde von der Gemeinde unter Zuhilfenahme von der Verbraucherzentrale, Energieagentur NRW und weiteren Einrichtungen ein Netzwerk qualifizierter Energieberater aufgebaut.

Im Rahmen des zweiten Leitprojektes „Saerbecker Einsichten“ wurde z.B. eine gläserne Heizzentrale mit angeschlossenem Nahwärmenetz, die u.a. gemeindliche Gebäude im Schul- und Sportzentrum mit Wärme versorgt, realisiert. Doch die gläserne Heizzentrale ist noch mehr. Sie ist Informationsplattform und Kommunikationsdrehscheibe der Klimakommune. Hier werden Besucher empfangen und über die Aktivitäten der Klimakommune informiert.

Diese umgesetzten Projekte und die stetige Einbindung der Bevölkerung in Saerbeck tragen in erheblichem Maße zur Sensibilisierung bei, so dass die avisierten Klimaschutzziele und die damit verbundenen Maßnahmen der Klimakommune von den Menschen vor Ort getragen und mit hohem Engagement unterstützt werden.

Das Kernstück des dritten Leitprojektes „Steinfurter Stoffströme“ ist das Projekt Bioenergiepark Saerbeck. Hier entsteht seit Anfang des Jahres 2011 auf dem 90 Hektar großen Gelände eines ehemaligen Munitionsdepots der Bundeswehr ein Nutzungsmix aus

regenerativen Energien aus Sonne, Wind und Biomasse. 7 Windenergieanlagen, 2 Biogasanlagen und ein Photovoltaik-Park sichern eine Gesamtleistung von 29 Megawatt. Mit Inbetriebnahme der letzten der 7 Windenergieanlagen im November 2013 wird im Bioenergiepark im Jahresmittel etwa doppelt so viel Strom regenerativ produziert wie in Saerbeck verbraucht wird.

Diese vielseitigen und umfassenden Vorerfahrungen mit der Umsetzung von Klimaschutzzielen und den mehr als 7.000 Besuchern (national und international) pro Jahr machen den Standort Saerbeck aus und unterstreichen die Klimakommune als internationalen Referenzort für das Land NRW im Themengebiet der nachhaltig gelebten Energiewende. Die hier bereits umgesetzten Konzepte zeigen eindrucksvoll, wie die Energiewende in NRW und insbesondere in ländlichen Regionen funktionieren kann.

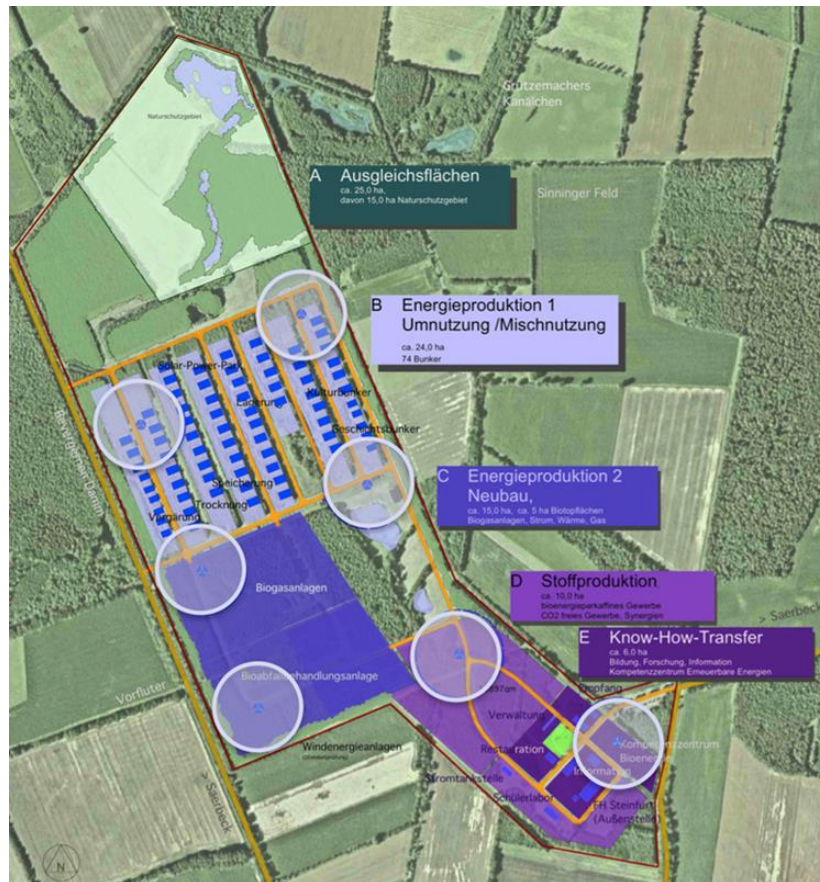
Bereits heute ist die stromseitige Zielerreichung der energieautarken Eigenversorgung mit regenerativen Energien umgesetzt. Auf dem Gemeindegebiet werden 270 % an elektrischem Strom bezogen auf den Gesamtbedarf in Saerbeck (100 %) produziert. Die unregelmäßige und schwer zu prognostizierende Erzeugung von Strom aus Wind und Sonne ist aber der Grund, warum eine vollständige elektrische Versorgung ohne Steuerungs- bzw. Speichertechnologien zurzeit nicht möglich ist. Aufgrund der Volatilität von erneuerbaren Erzeugungsanlagen sind sowohl Speicher im Stunden- und Tagesbereich, als auch saisonale Speicher zum Ausgleich von Lastspitzen und –Senken zwingend notwendig.

Die Voraussetzungen zur Umsetzung und Integration von Speichertechnologien sind am Bioenergiepark in Saerbeck ideal. Bereits heute sind die unterschiedlichen erneuerbaren Technologien (Sonne, Wind und Biomasse) am Standort etabliert und bilden somit die gesamte Bandbreite der erneuerbaren Stromproduktion ab.

3.2 Demonstrationsanlage im Bioenergiepark

Der Standort Saerbeck ist ideal zur Integration von Speicherkonzepten und bietet sich aus vielerlei Gründen für das Projekt an. Durch die unmittelbare Nähe zu diversen regenerativen Erzeugungsanlagen, wie einer Photovoltaikanlage mit einer installierten Leistung von 5,8 MW_p, 7 Windenergieanlagen mit einer installierten Gesamtleistung von 21 MW_{el} und einer Biogas- sowie Bioabfallvergärungsanlage mit einer installierten elektrischen Leistung von jeweils 1 MW_{el}, sind ideale Voraussetzungen für den Betrieb von unterschiedlichen Speichertechnologien gegeben. Darüber hinaus bietet das Gelände des Bioenergieparks

(Abbildung 3-1 und Abbildung 3-2) ausreichend freie Fläche für die Errichtung einer Speicheranlage.



**Abbildung 3-1: Flächennutzung des Bioenergieparks
Saerbeck [Quelle: Gemeinde Saerbeck]**

Mit dem Gewinn des Landeswettbewerbs NRW-Klimakommune der Zukunft im Jahr 2009 wurden eine Vielzahl an Projekten zu den Themenstellungen Erneuerbare Energien, Energieeffizienz/Energieeinsparung und Klimaschutz in der Kommune realisiert.

Durch die Realisierung einer Demonstrationsanlage vor Ort können vorhandene Schnittstellen und Ergebnisse aus den bereits existierenden Projekten genutzt und implementiert werden.

Im Jahr 2014 gewann die Gemeinde zusätzlich die Ausschreibung zur Kraft-Wärme-Kopplungs (KWK)-Modellkommune, so dass zusätzlich eine weitere innovative Gasendanwendungstechnik in das Portfolio der Gemeinde Einzug hält. Insbesondere vor dem Hintergrund der Lastflexibilisierung der Energienetze ist dies eine interessante Ergänzung zum geplanten Vorhaben.



Abbildung 3-2: Bioenergiepark Saerbeck im Sommer 2013 [Quelle: Gemeinde Saerbeck]

Mit zunehmender Wahrnehmung der NRW-Klimakommune der Zukunft in der Fachöffentlichkeit nehmen auch die interessierten Projektpartner zu. Im Jahr 2013 besuchten etwa 7.100 Interessierte die Klimakommune und informierten sich über den Bioenergiepark, so dass über Multiplikatoreffekte und gesicherte mediale Aufmerksamkeit die Ergebnisse einer breiten Öffentlichkeit zugänglich gemacht werden.

Weitere Daten und Fakten zur Gemeinde Saerbeck sind in Tabelle 3-1 zu finden.

Tabelle 3-1: Daten und Fakten zur Gemeinde Saerbeck [4]

Saerbeck	
Bürgermeister	Wilfried Roos
Gemeindefläche	7.069 (Stand: März 2014)
Einwohnerzahl	5.900 ha
Verteilnetzbetreiber	Strom: SaerVE · Saerbecker Ver- und Entsorgungsgesellschaft mbH Gas: Gelsenwasser AG

4 AP 1: ERFASSUNG IST-ZUSTAND

Für die vorliegende Studie liegen die nachfolgend aufgeführten Daten für das Jahr 2014 vollständig vor. Diese wurden uns freundlicherweise von den Betreibern der Anlagen bzw. Netze zur Verfügung gestellt:

- Stromerzeugung und –verbrauch außerhalb des Bioenergieparks: Saerbecker Ver- und Entsorgungsgesellschaft mbH (SaerVE)
- Gasverbrauch: Gelsenwasser AG
- Stromerzeugung Windkraft im BEP: B&R Energie GmbH
- Stromerzeugung Photovoltaik im Bioenergiepark: Bürgergenossenschaft "Energie für Saerbeck"
- Stromerzeugung Kompostwerk: Entsorgungsgesellschaft Kreis Steinfurt (EGST)
- Stromerzeugung Biogasanlage: Saergas GmbH & Co. KG

4.1 Stromerzeugungsanlagen

Saerbeck erzeugt bilanziell über das Jahr gesehen deutlich mehr Strom, als in den Grenzen der Gemeinde verbraucht wird. Im Jahr 2014, für das in diesem Projekt vollständige Daten vorliegen, betrug die Erzeugung rund 230 % des Verbrauchs. Die Stromerzeugung in Saerbeck konzentriert sich auf zwei Bereiche: Ein Großteil des Stroms wird im Bioenergiepark (BEP) erzeugt. Hier finden sich

- eine Biogasanlage mit zwei Blockheizkraftwerken mit je 500 kW_{el} elektrischer Leistung, betrieben durch die Saergas GmbH & Co. KG., einem Zusammenschluss von 17 örtlichen Landwirten und der Firma EnviTec
- ein Kompostwerk der Entsorgungsgesellschaft Steinfurt (EGST) zur Entsorgung und Vergärung von Bioabfällen mit ebenfalls zwei BHKW zu je 500 kW_{el} elektrischer Leistung
- 7 Windkraftanlagen des Typs E101 der Firma Enercon mit einer Nennleistung von 3 MW_{el}, betrieben von:
 - 1 Anlage Gemeinde Saerbeck durch SGW
 - 1 Anlage Entsorgungsgesellschaft Kreis Steinfurt (EGST)
 - 1 Anlage Genossenschaft "Energie für Saerbeck"
 - 1 Anlage Sparkasse Steinfurt (Investoren der Region)
 - 3 Anlagen durch Saerbecker Investoren

- eine Photovoltaikanlage auf den Bunkern des ehemaligen NATO-Munitionsdepots mit einer installierten elektrischen Leistung von 5,74 MW_p bereitgestellt durch 24.000 Module. Diese wird finanziert und betrieben von der Bürgergenossenschaft „Energie für Saerbeck“. Auf den Dächern der Verwaltungsgebäude sind weitere 0,29 MW_p installiert. [5]

Zudem wird durch weitere Photovoltaik- und Windkraftanlagen im Dorf selbst eine signifikante Menge Strom bereitgestellt.

Betrachtet man die Standorte der EEG-Anlagen, so zeigt sich, dass der größte Teil der installierten Leistung im Bioenergiepark verortet ist. Die Farbe der Kreisdiagramme steht für den Erzeugertyp und die Kreisfläche symbolisiert die relative installierte Leistung je Adresse. Ein weiteres Gebiet mit großer installierter Leistung stellt der Windpark Sinningen dar, der jedoch teilweise in das Netz der Westnetz GmbH einspeist und somit hier nicht berücksichtigt wird. Die über das Gemeindegebiet verstreuten, kleinen und mittleren Photovoltaikanlagen, stellen zusammen den größten Teil der installierten Photovoltaikleistung. In Abbildung 4-1 sind die einzelnen Anlagen nach Adresse aufgeführt, Abbildung 4-2 zeigt die installierte Leistung im Dorfzentrum von Saerbeck als Heatmap.

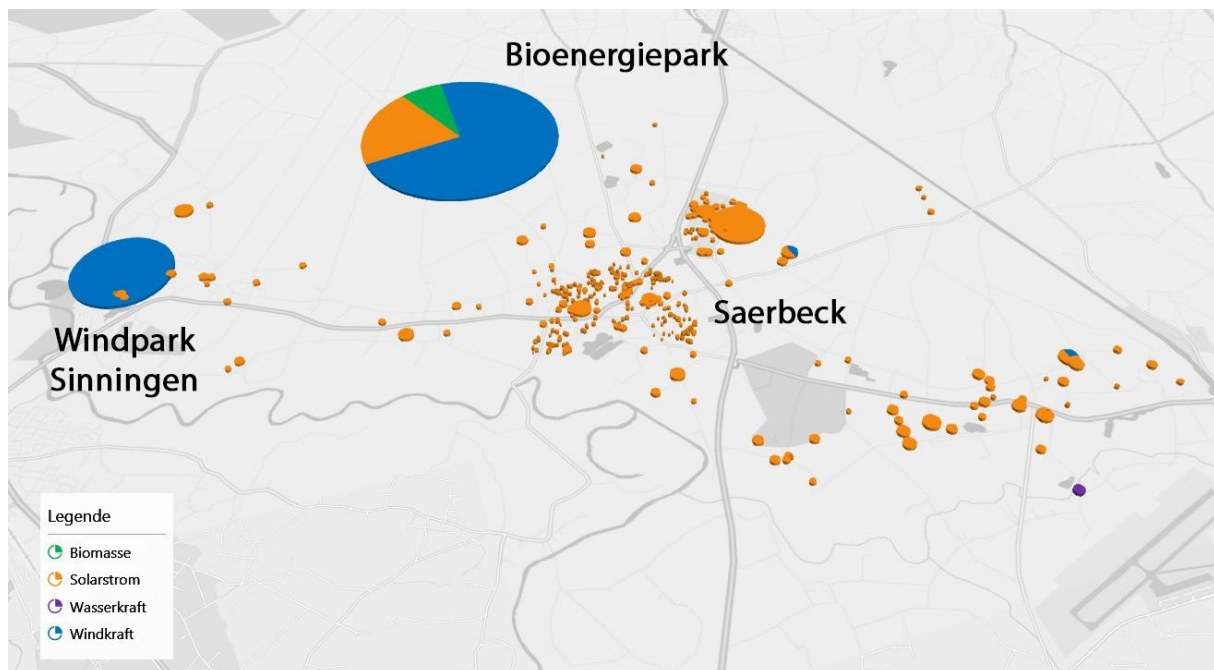


Abbildung 4-1: Verortung und relative installierte Leistung aller EEG-Anlagen im Gemeindegebiet Saerbeck nach Erzeugertyp (Stand 10/2015). Daten nach [6], eigene Darstellung.

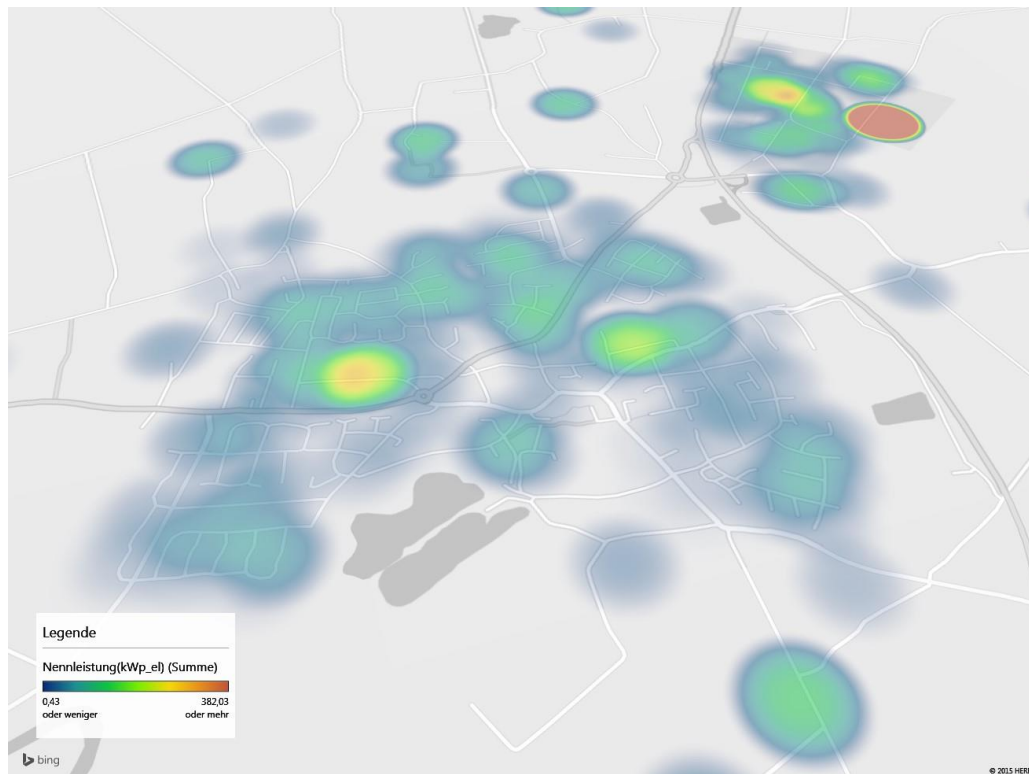


Abbildung 4-2: Heatmap der installierten EEG-Leistung im Dorfzentrum der Gemeinde Saerbeck. Daten nach [6], eigene Darstellung.

Bedeutung für Energiespeicher in Saerbeck:

Folgende Punkte sprechen für den Bioenergiepark als Standort für Stromspeicher:

1. Der größte Teil der volatilen Stromerzeugung auf dem Gebiet der Gemeinde Saerbeck findet im Bioenergiepark statt.
2. Die notwendige Infrastruktur für Stromspeicher ist im Bioenergiepark vorhanden wie etwa ausreichend dimensionierte Stromleitungen.
3. Es sind noch freie Flächen in ausreichender Größe für diverse Speicher vorhanden.

4.2 Art und zeitlicher Verlauf der Stromerzeugung

Die insgesamt vier BHKW, insbesondere die beiden BHKW, die mit Gas aus der Biogasanlage betrieben werden, liefern eine sehr gleichmäßige Grundlast von rund 2 MW_{el}. Der größte Teil der installierten Leistung ist jedoch nicht steuerbar und stark volatil. Um die Eigenheiten von Stromerzeugung und –verbrauch in den verschiedenen Jahreszeiten erkennen zu können, werden im Folgenden je eine typische Winter- und Sommerwoche exemplarisch betrachtet.

In Abbildung 4-3 und Abbildung 4-4 sind eine Januarwoche (13.01.2014 – 19.01.2014) und eine Juliwoche (30.06.2014 – 06.07.2014) dargestellt. Zu sehen ist die Erzeugung der unterschiedlichen Verbraucher als gestapelte Flächendiagramme in einer Auflösung von 15 Minuten. Photovoltaik und Windkraft sind zudem unterteilt in Erzeugung Bioenergiepark (BEP) und Erzeugung Saerbeck, welche den nicht im BEP erzeugten Strom zusammenfasst. Gut zu erkennen sind eine Dominanz der Windkraft und wenig ausgeprägte Photovoltaikspitzen tagsüber in der Januarwoche. Die Windkraft zeigt ein äußerst volatiles Verhalten, sowohl im Tagesverlauf wie auch über die gesamte Woche. Im Frühjahr, Herbst und Winter sind zudem auch viele Phasen mit langanhaltendem starkem Wind zu verzeichnen, wodurch die Stromerzeugung durch Windkraft sehr stark dominiert und zu diesen Zeiten den mit Abstand größten Anteil an der gesamten Stromerzeugung beiträgt.

In der Juliwoche zeigt die Photovoltaikerzeugung jedoch, wie zu erwarten, ausgeprägte Spitzen zur Mittagszeit. Insgesamt treten im Sommer weniger langanhaltende Starkwindphasen auf, sondern hauptsächlich kurze bis sehr kurze Phasen im zeitlichen Zusammenhang mit Unwettern. Es zeigt sich ebenfalls, dass die Photovoltaikanlage im Bioenergiepark trotz ihrer Größe weniger Strom erzeugt, als die sonstigen Anlagen in Saerbeck. Bei der Windkraft überwiegt jedoch die Erzeugung im Bioenergiepark um den Faktor 50.

Die insgesamt erzeugte Strommenge beträgt in der eher windarmen Kalenderwoche 4/2014 im Januar 725 MWh_{el} und in Kalenderwoche 27/2014 Anfang Juli 1.274 MWh_{el}. Die Wahl ist auf die Kalenderwoche 4/2014 gefallen, da hier zwischen den Tagen große Unterschiede in der Erzeugung herrschen und somit Speicher besonders gefordert sind. Zudem ist die Stromerzeugung vergleichsweise gering für eine Winterwoche, sodass es häufiger zu einer positiven Residuallast kommt (mehr Stromverbrauch als Stromerzeugung). Die Kalenderwoche 27/2014 stellt eine für den Sommer typische Woche dar und berücksichtigt sowohl windarme, sonnenreiche Tage, wie auch stärkere Windanteile, wie sie für die Region typisch sind.

Tabelle 4-1: Stromerzeugung der verschiedenen Erzeugertypen in zwei exemplarischen Kalenderwochen (KW)

	Biogas	Photovoltaik	Windkraft	Gesamt
KW 04/2014	327 MWh _{el}	26 MWh _{el}	372 MWh _{el}	725 MWh_{el}
KW 27/2014	286 MWh _{el}	524 MWh _{el}	464 MWh _{el}	1.274 MWh_{el}

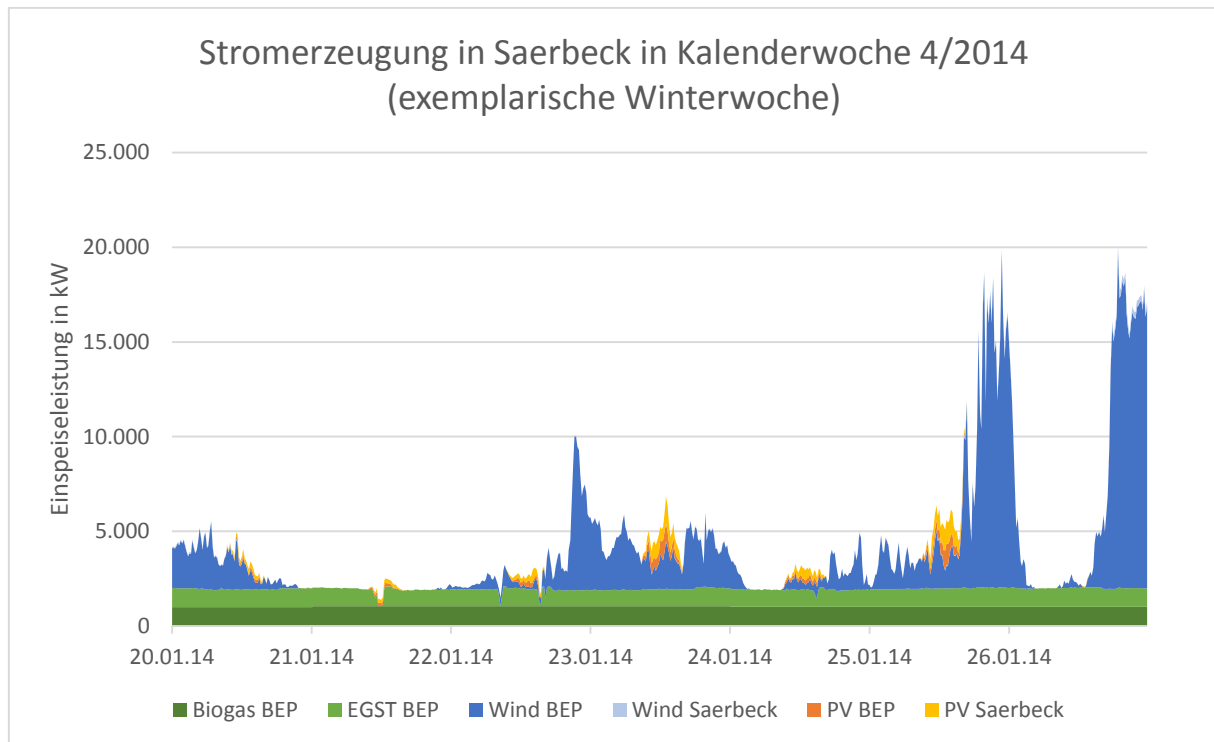


Abbildung 4-3: Stromerzeugung in Saerbeck in KW 4/2014 als gestapeltes Flächendiagramm. Dargestellt ist die Stromerzeugung aus Biogas, Wind und Photovoltaik (PV) im Bioenergiepark (BEP) und dem restlichen Saerbeck

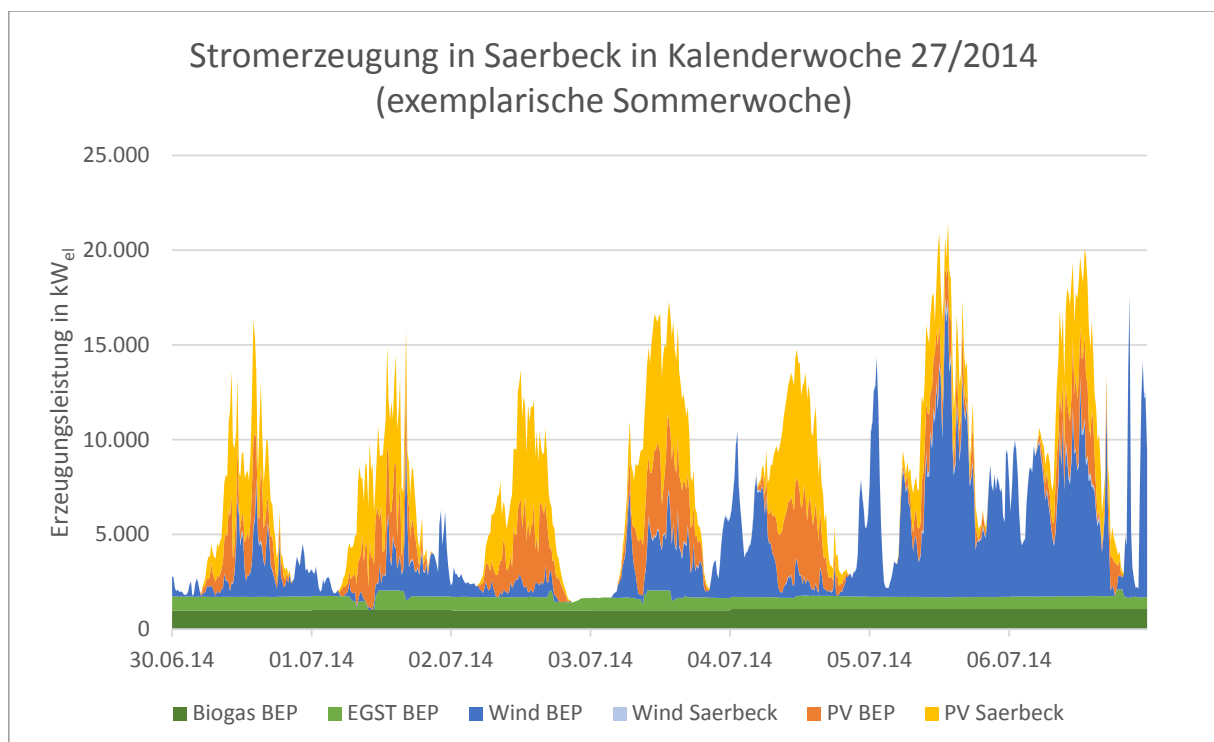


Abbildung 4-4: Stromerzeugung in Saerbeck in KW 4/ 2014 als gestapeltes Flächendiagramm. Dargestellt ist die Stromerzeugung aus Biogas, Wind und Photovoltaik (PV) im Bioenergiepark (BEP) und dem restlichen Saerbeck

Betrachtet man die Erzeugung über ein ganzes Jahr, wie sie in Abbildung 4-5 in Form von Tagessummen dargestellt ist, zeigt sich insgesamt dennoch eine starke Fluktuation der Erzeugung zwischen 39,9 MWh_{el}/d und 562,6 MWh_{el}/d mit BHKW bzw. 1,8 MWh_{el}/d und 516,0 MWh_{el}/d ohne BHKW. Da die Windkraft insgesamt die Erzeugung dominiert, finden sich große Erzeugungsspitzen über das ganze Jahr hinweg. Die Dauer der Starkwindzeiten variiert ebenfalls stark zwischen wenigen Stunden bis über mehrere Wochen. Im Sommer finden sich Spitzen in der Windkraft vor allem in Form von Unwettern und somit sehr kurzen Zeiträumen.

Dieselben Daten wie in Abbildung 4-5 sind in Abbildung 4-6 noch einmal als Anteil der Gesamtstromerzeugung in Saerbeck dargestellt. Gut zu erkennen sind die starke relative Zunahme des Photovoltaikstromanteils im Sommer und ein Windanteil im Winter von über 90 %.

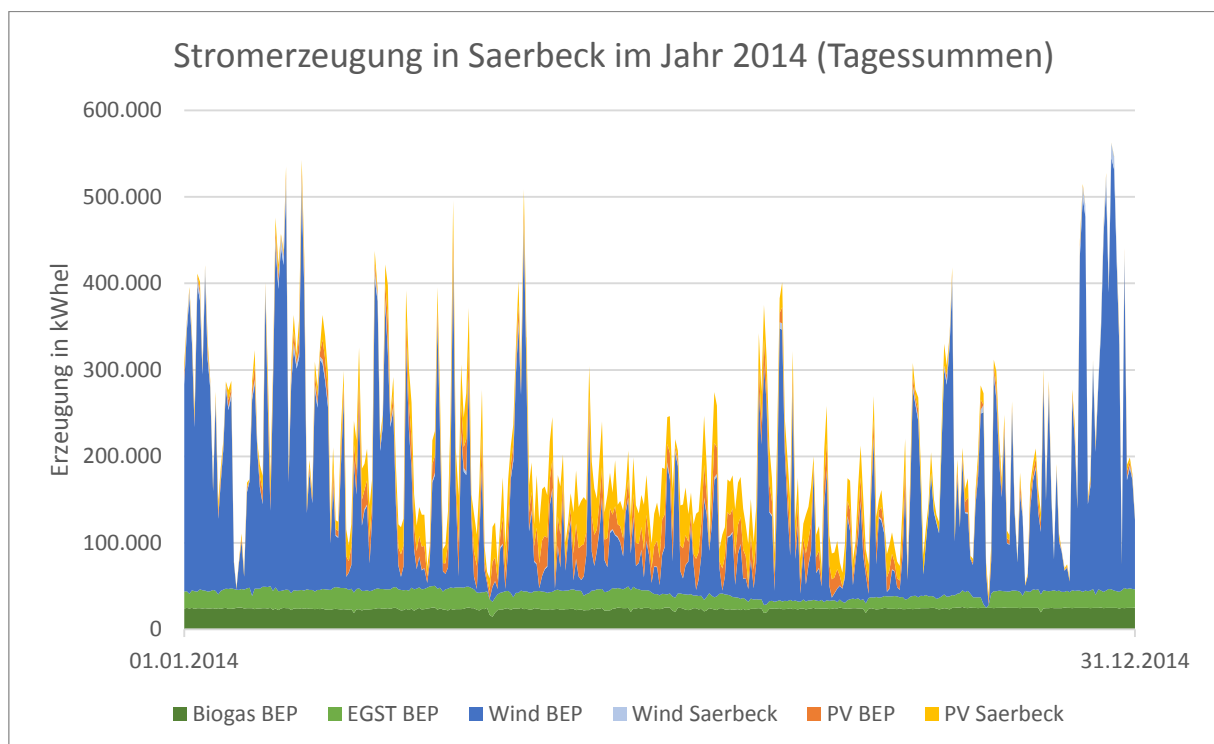


Abbildung 4-5: Tagessummen der Stromerzeugung in Saerbeck im Jahr 2014 als gestapeltes Flächendiagramm. Dargestellt ist die Stromerzeugung aus Biogas, Wind und Photovoltaik (PV) im Bioenergiepark (BEP) und dem restlichen Saerbeck

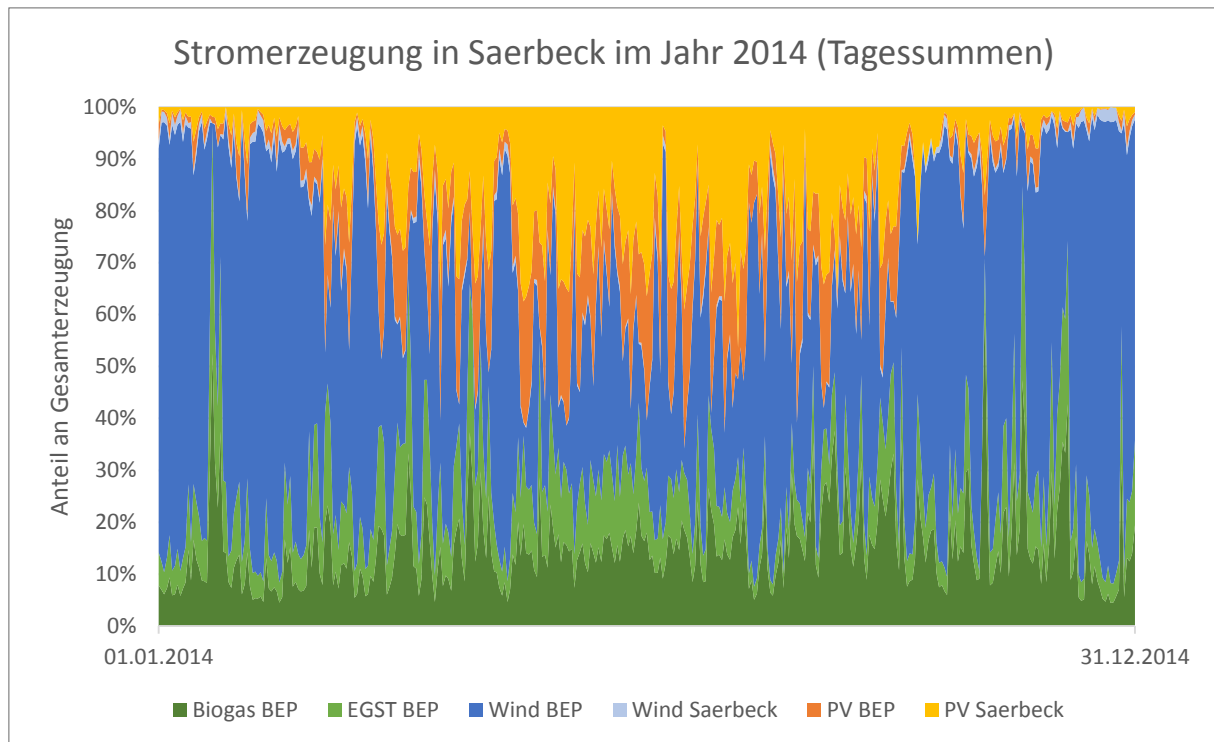


Abbildung 4-6: Relative Stromerzeugung der verschiedenen Erzeugertypen in Saerbeck im Jahr 2014 als gestapeltes Flächendiagramm. Dargestellt ist die Stromerzeugung aus Biogas, Wind und Photovoltaik (PV) im Bioenergiepark (BEP) und dem restlichen Saerbeck

Betrachtet man die Stromerzeugung in Saerbeck auf Monatsbasis (Abbildung 4-7), so zeigt sich insgesamt eine deutlich größere Stromerzeugung in den Wintermonaten aufgrund der überproportional großen Verfügbarkeit von Windkraftanlagen. Die stärkere Sonneneinstrahlung im Sommer kann den fehlenden Wind in der Summe nicht kompensieren.

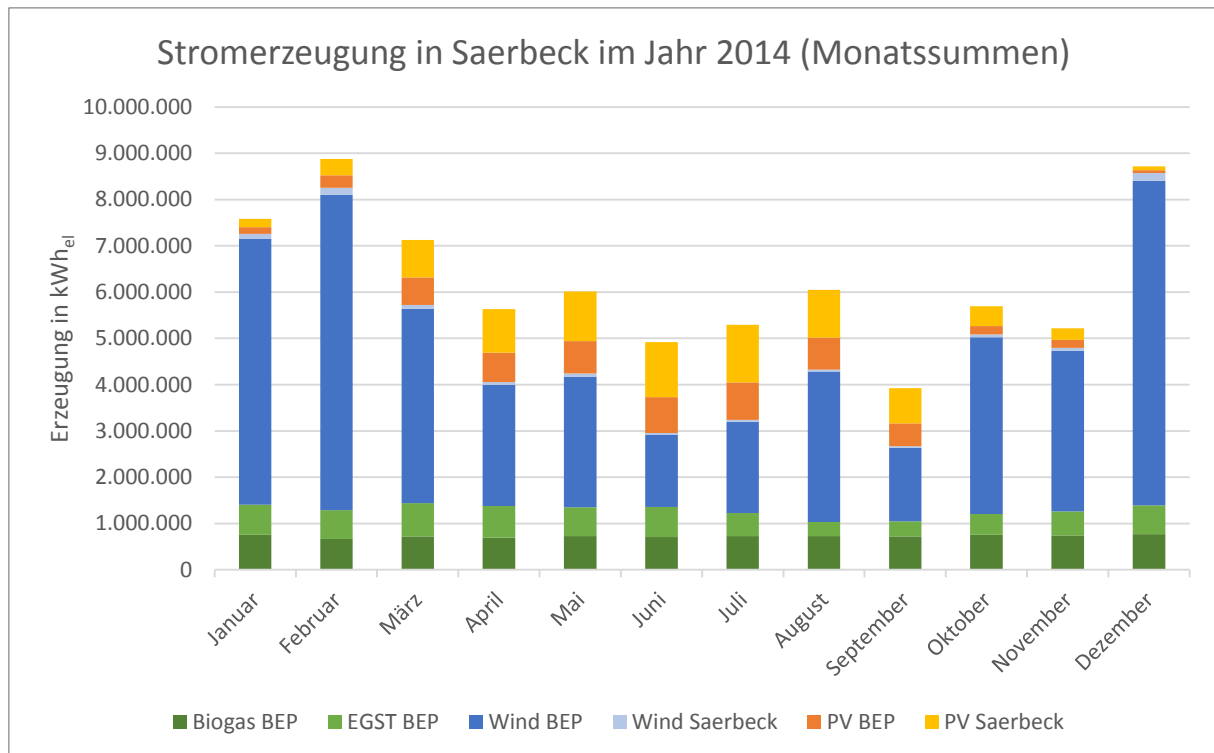


Abbildung 4-7: Monatssummen der Stromerzeugung in Saerbeck im Jahr 2014. Dargestellt ist die Stromerzeugung aus Biogas, Wind und Photovoltaik (PV) im Bioenergiepark (BEP) und dem restlichen Saerbeck

4.3 Strompreise

Für die vorliegende Studie werden stellvertretend für den gesamten Strommarkt, der teilweise auch außerhalb von Strombörsen und intransparent stattfindet, die Stundenkontrakte im Day-Ahead-Markt der EPEX SPOT ausgewertet. Die Daten liegen für die Jahre 2008 bis 2014 vor. [7]

Zunächst ist festzuhalten, dass der Börsenstrompreis insgesamt in den letzten Jahren zurückgegangen ist (Abbildung 4-8). Dies ist vor allem auf die erhöhte Einspeisung von Strom, welcher nach dem EEG vergütet wird, zurückzuführen, da dieser an der Börse immer mit einem Preis von 0 € angeboten wird und damit die Merit Order verschiebt. EEG-Strom drängt also teurere Kraftwerke – bezogen auf die Grenzkosten – aus dem Markt. Der Strompreis allein ist jedoch nicht ausschlaggebend dafür, ob Speicher wirtschaftlich betrieben werden können.

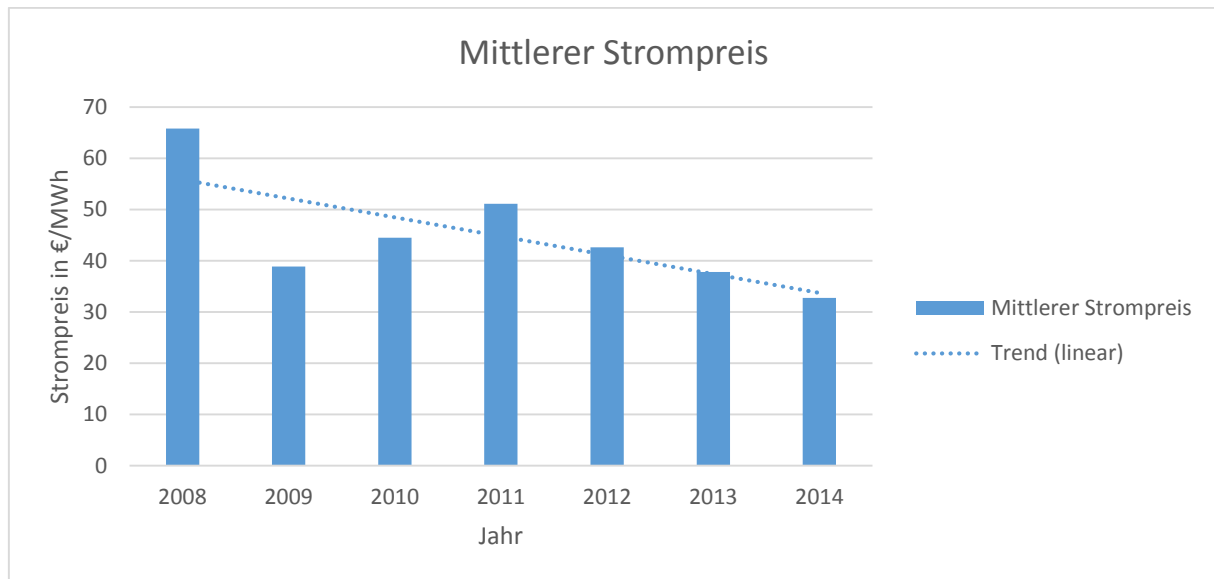


Abbildung 4-8: Mittlerer Strompreis der Stundenkontrakte des Day-Ahead-Marktes der EPEX SPOT für die Jahre 2008 bis 2014

Da Speicher letztendlich zu bestimmten Zeiten Strom kaufen und diesen zu einem späteren Zeitpunkt wieder verkaufen müssen, spielen die Schwankungen der Strompreise eine sehr wichtige Rolle.

In Abbildung 4-9 sind die Histogramme der Stundenkontraktpreise des Day-Ahead-Marktes der EPEX SPOT für die Jahre 2009 und 2014 dargestellt. Auffallend ist, dass die Schwankungsbreite der Strompreise in den letzten Jahren abgenommen hat. Besonders hohe Strompreise größer als 75 €/MWh kommen praktisch gar nicht mehr vor. Am häufigsten lagen die Preise 2014 zwischen 25 €/MWh und 35 €/MWh.

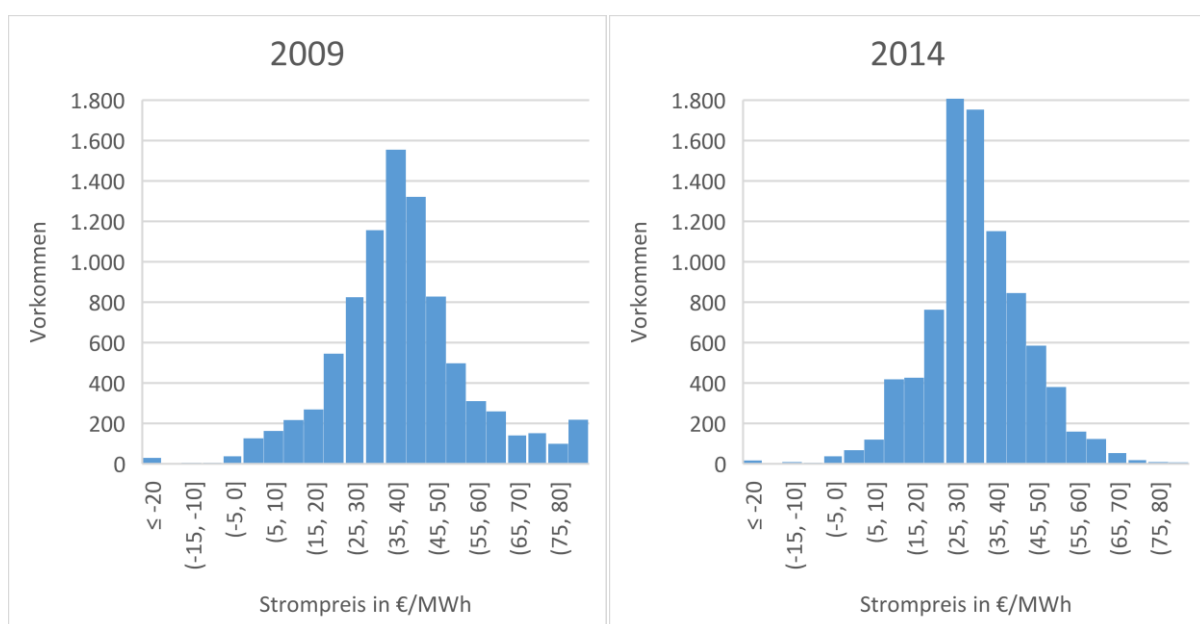


Abbildung 4-9: Histogramme der Stundenkontraktpreise des Day-Ahead-Marktes der EPEX SPOT für die Jahre 2009 und 2014

Für 2009 ist das Histogramm flacher und die Spitze liegt zwischen 30 €/MWh und 45 €/MWh.

Betrachtet man für die Stromversorgung interessante Zeitbereiche als Blöcke lässt sich ein weiterer Effekt beobachten. Während die Strompreise nachts, morgens und abends sich relativ zueinander in den letzten Jahren ähnlich entwickelt haben, lässt sich ein Einbruch beim Strompreis in den Mittagsstunden feststellen. Waren die Mittagsstunden bislang die teuersten, sind dies im Jahr 2014 die Morgen- und Abendstunden gewesen. Dies lässt sich auf die Photovoltaikeinspeisung zurückführen, welche hier zeitgleich mit dem Verbrauch ihre Spitze erreicht. Dieser Effekt ist Abbildung 4-10 zu entnehmen.

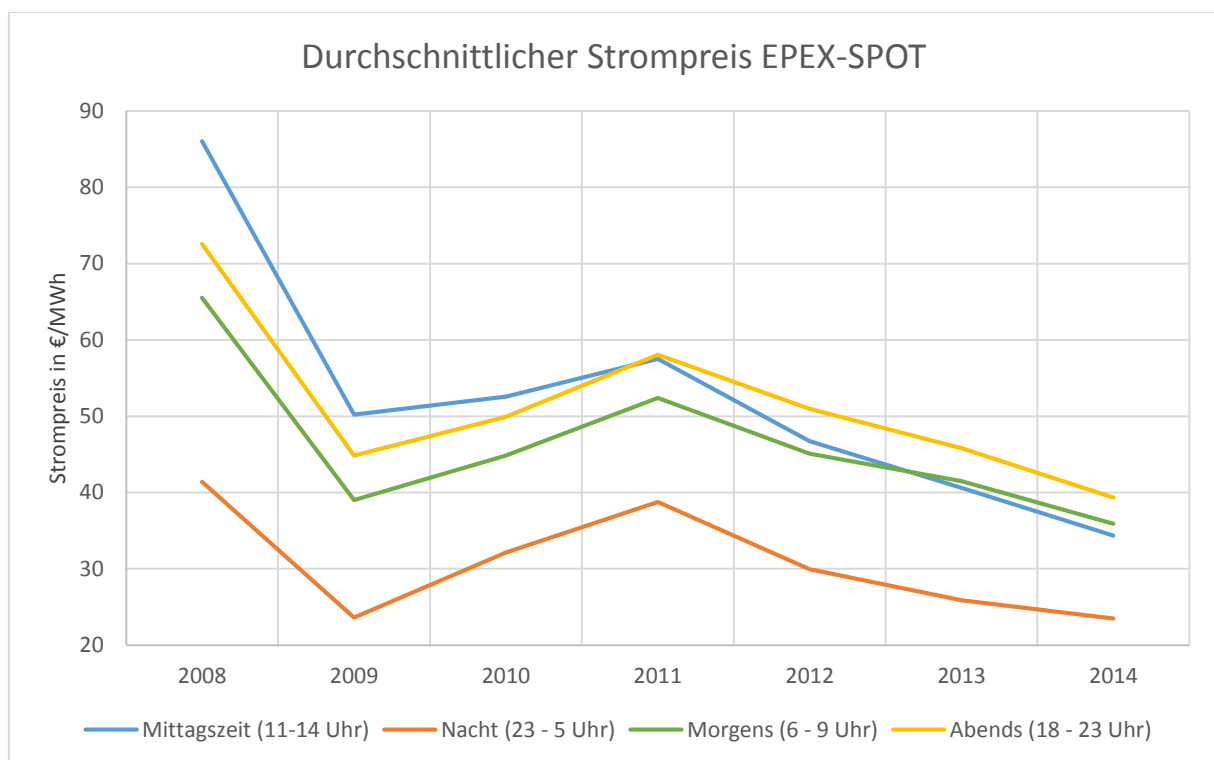


Abbildung 4-10: Durchschnittlicher Strompreis der Stundenkontrakte des Day-Ahead-Marktes der EPEX Spot im Tagesverlauf

Bedeutung für Energiespeicher in Saerbeck:

1. Große Unterschiede bei den Strompreisen sind wichtig für die Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern. Diese haben in den letzten Jahren abgenommen. Die weitere Entwicklung ist unbedingt zu beobachten und in der Praxis auf ihre Auswirkungen zu untersuchen.
2. Besonders die hohen Strompreise zur Mittagszeit haben aufgrund der Photovoltaikstromeinspeisung zu dieser Zeit abgenommen. Dennoch ist hier ein Speicherbedarf vorhanden, da sich das Stromangebot innerhalb kürzester Zeit ändern kann. Besonders Kurzzeitspeicher sind hier sinnvoll einsetzbar.

4.4 Gasverbrauch

Für die vorliegende Studie liegen Gaslastdaten der Jahre 2012 bis 2014 als Stundenwerte vor. Abbildung 4-11 zeigt den zeitlichen Verlauf der Gasentnahme aus dem Saerbecker Verteilnetz im Jahr 2014. Gut zu erkennen sind die im Gegensatz zum Stromlastgang jahreszeitlich sehr ausgeprägten Schwankungen. Doch auch in den Sommermonaten ist immer eine Grundlast in der Größenordnung 500 kW vorhanden. Diese Grundlast ist wichtig für eine Einspeisung von Wasserstoff oder Methan in das Erdgasverteilnetz, da eine Rückspeisung in das vorgelagerte Transportnetz zurzeit nicht möglich ist.

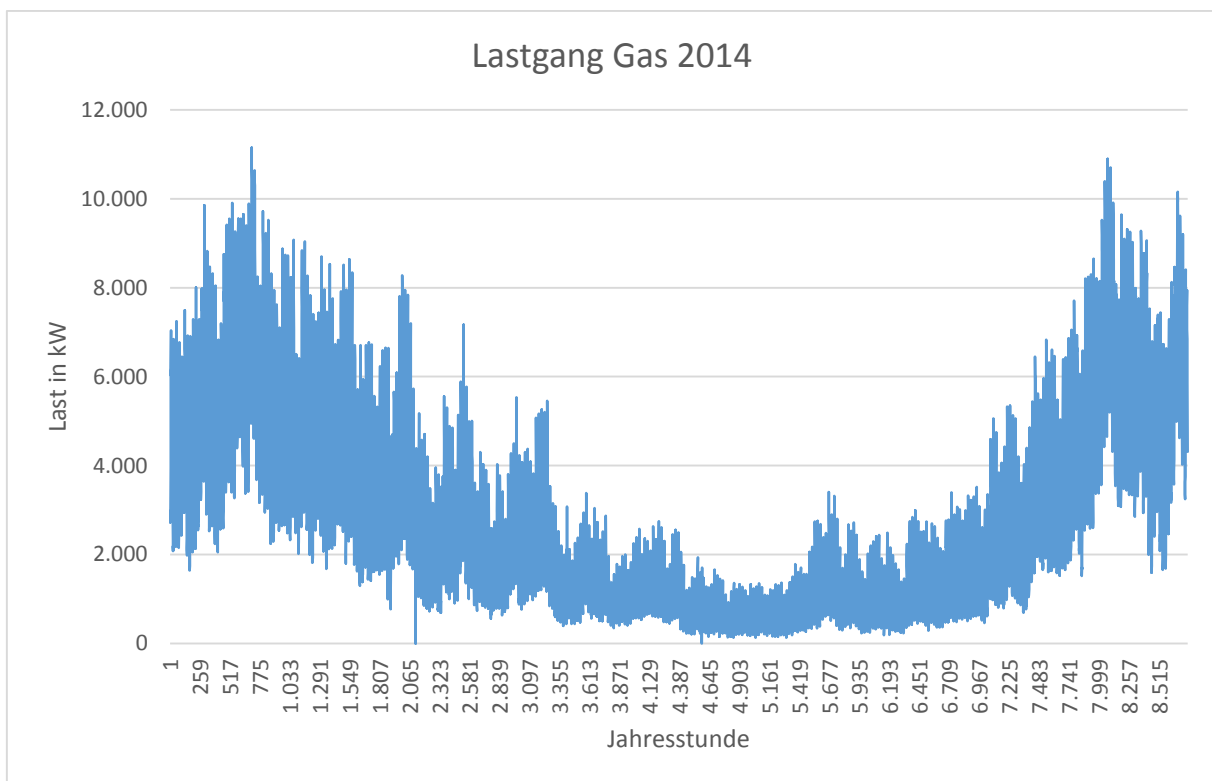


Abbildung 4-11: Lastgang Gas für das Gasverteilnetz Saerbeck im Jahr 2014

In Abbildung 4-12 sind die minimale und maximale Last in der geordneten Jahresdauerlinie noch besser zu erkennen. In rund 95 % der Zeit überschreitet die Gasentnahmeleistung 500 kW, was in etwa 50 Nm³/h entspricht. Die Bedeutung dieses Verlaufs für das Saerbecker Potential für Power-to-Gas-Anlagen, insbesondere für die Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasverteilnetz, wird in Kapitel 6.5 erläutert.

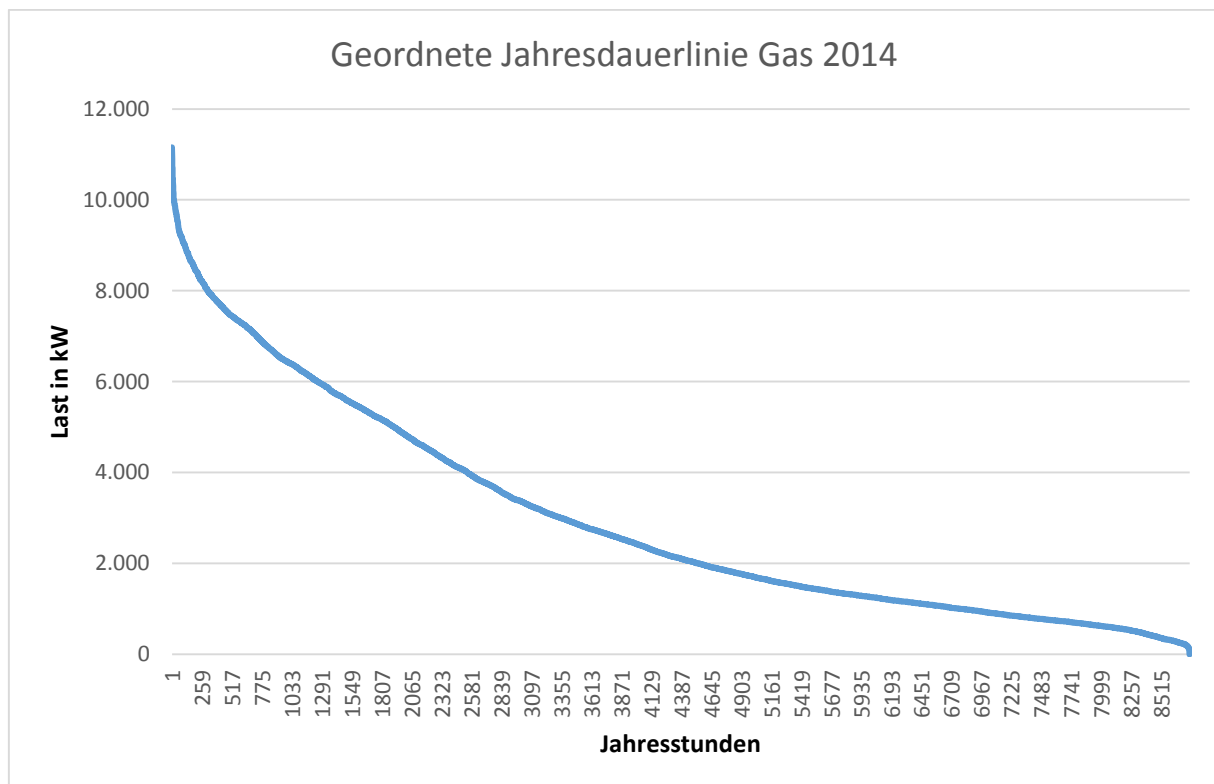


Abbildung 4-12: Geordnete Jahresdauerlinie Gas für das Gasverteilnetz Saerbeck im Jahr 2014

5 AP 2: STATUS QUO UNTERSCHIEDLICHER SPEICHERTECHNOLOGIEN

In diesem Kapitel wird ein Überblick über die zur Verfügung stehenden Energiespeichertechnologien gegeben. Zunächst erfolgt ein Literaturscreening und die in dieser Studie untersuchten Speichertechnologien werden genauer erläutert. Anschließend wird anhand einer Herstellerbefragung der Status Quo des derzeitigen Marktes dargestellt.

5.1 Literaturscreening – Auflistung der bestehenden Speicher

Es existieren unterschiedlichste Technologien der Energiespeicherung. In Abbildung 5-1 sind die Speicherarten in einem Ragone-Diagramm dargestellt, wobei existierende Anlagen Deutschlands aus dem Jahr 2013 mit einbezogen wurden. Dabei sind sie entsprechend ihrer Speicherkapazität und Ausspeicherdauer abgebildet. Die Unterteilung in Gruppen verschiedener Wirkweisen ist anhand der Farben zu erkennen.

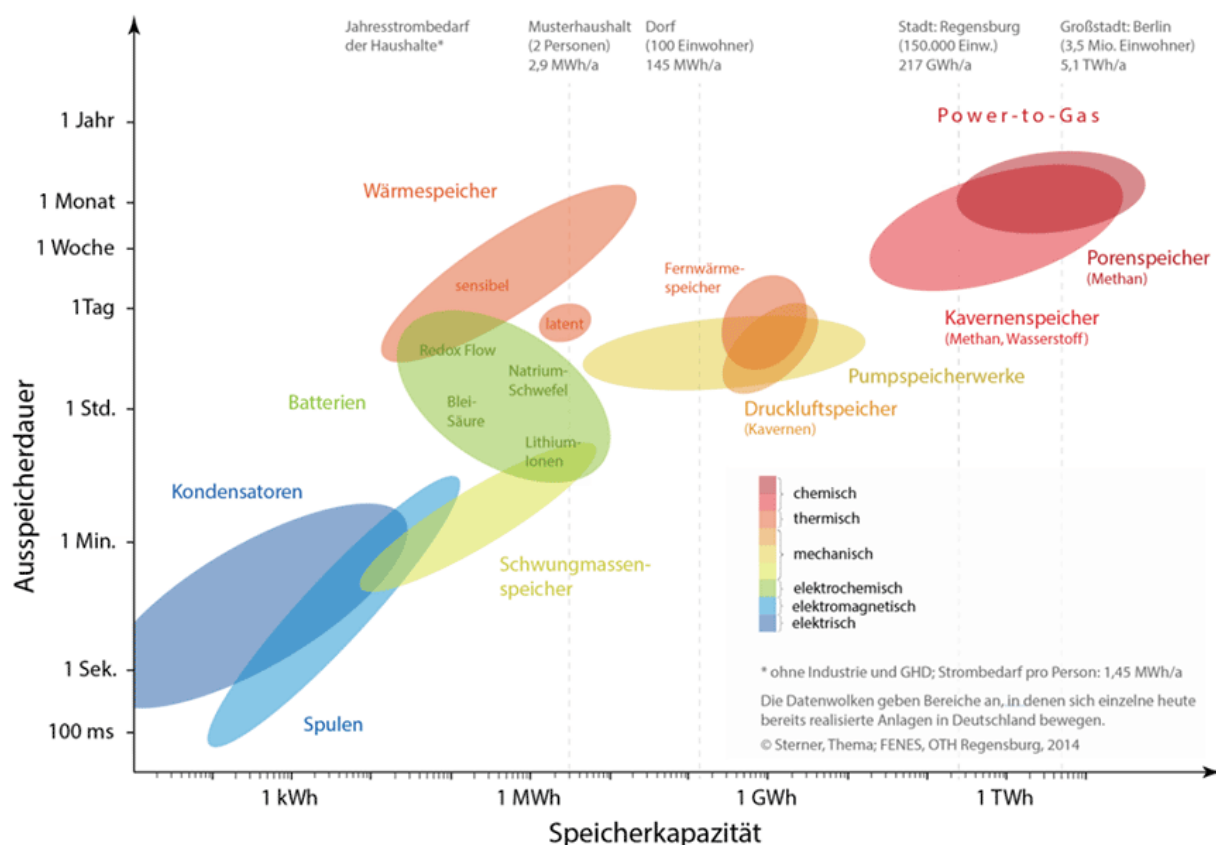


Abbildung 5-1: Überblick über die verschiedenen Energiespeichertechnologien [8]

Im Bereich der chemischen Speicher sind Porenspeicher für Methan und Kavernenspeicher für Methan und Wasserstoff zu nennen. Zusammenfassend handelt es sich in diesem Bereich um

Power-to-Gas- oder, im weiteren Sinne, Power-to-X-Technologien, da die Energie auch in andere Formen, wie beispielsweise Flüssigkeiten (Power-to-Liquid), umgewandelt werden kann.

Zu den thermischen Energiespeichern gehören sensible und latente Wärmespeicher, wobei klassische Warmwasserspeicher sowie die Fernwärmenetze den sensiblen Speichern zuzuordnen sind und so genannte Phasenwechselmaterialien wie Paraffin Beispiele für Latentwärmespeicher sind.

Die mechanischen Speicher setzen sich aus Pumpspeicherwerken, Druckluftspeichern und Schwungmassenspeichern zusammen.

Elektrochemische, elektromechanische und elektrische Speicher bilden die letzten Gruppen zu denen diverse Batterietechnologien (elektrochemisch), wie Blei-Säure-, Nickel-, Lithium-, Natrium- und Redox-Flow-Batterien, aber auch Spulen (elektromechanisch) und Kondensatoren (elektrisch) zählen.

5.1.1 Elektrolyse als Technologie für Power-to-Gas

Mittels einer Elektrolyse kann Wasser in Sauerstoff und Wasserstoff aufgespalten werden, wofür elektrische Energie eingesetzt wird. Diese Energie wird somit in Form von Wasserstoff gespeichert. Darauf aufbauend kann der Wasserstoff optional mittels einer Methanisierungsanlage und der Hinzunahme von Kohlenstoffdioxid in Methan umgewandelt werden. Beides fällt unter den Oberbegriff Power-to-Gas.

In Deutschland befinden sich derzeit 19 Power-to-Gas Anlagen in Betrieb [9]. Dabei handelt es sich weitestgehend um Pilotanlagen zur Erprobung und Erforschung der Technologie. Einige haben ihre Forschungsphase bereits abgeschlossen und produzieren beispielsweise Wasserstoff oder Methan und speisen diese in das Erdgasnetz ein [11]. Zur Nutzung der umgewandelten Energie gibt es verschiedene Optionen. Das Gas kann als Treibstoff für Fahrzeuge dienen, zur Wärmeerzeugung verwendet werden oder zur Rückverstromung mittels einer Brennstoffzelle benutzt werden.

Der erste Schritt zur Umwandlung der Energie ist in allen Fällen die Elektrolyse. Dabei wird Wasser mittels elektrischer Energie in Wasserstoff und Sauerstoff aufgespalten. Die Funktionsweise einer Wasser-Elektrolyse ist stark vereinfacht in Abbildung 5-2 dargestellt. Die Elektrolyseeinheit besteht aus einer Kathode und einer Anode, zwischen denen aufgrund einer angelegten Spannung ein großer Potentialunterschied besteht, der für die Spaltung des Wassers

in Wasserstoff- und Sauerstoff-Ionen verantwortlich ist. Die Wasserstoffteilchen bewegen sich zur Kathode, die Sauerstoffteilchen zur Anode und können dort getrennt abgeführt werden.

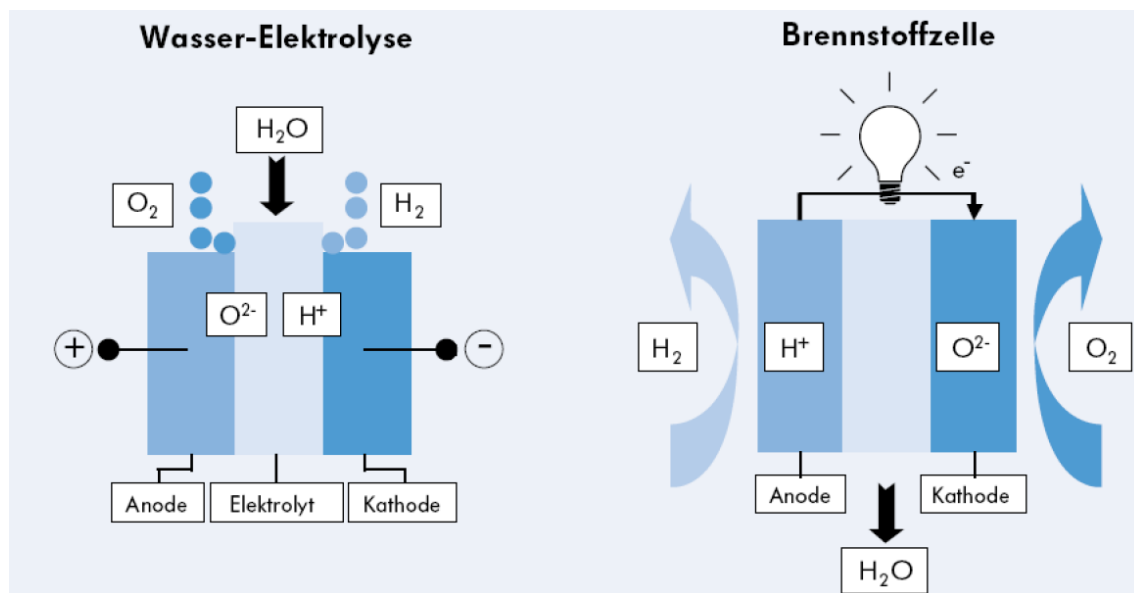


Abbildung 5-2: Funktionsweise einer Wasser-Elektrolyse und einer Brennstoffzelle [12]

Der entstandene Sauerstoff wird bislang meist in die Umgebung abgegeben und nicht weiter verwendet. Der Wasserstoff hingegen wird gespeichert, stofflich genutzt, rückverstromt oder weiterverarbeitet. Die Speicherung erfolgt beispielsweise in Druckgasbehältern oder Hochdruckflaschen [13].

Um jedoch große Mengen Wasserstoff speichern zu können, bietet das Erdgasnetz eine weitere Möglichkeit. Hier kann der Wasserstoff nicht nur zentral verwendet werden, sondern im Gemisch mit Erdgas durch die gegebene Erdgas-Infrastruktur europaweit zur Energiegewinnung genutzt werden. Dies stellt einen großen Vorteil gegenüber der lokalen Speicherung dar, insbesondere wenn am Ort der Power-to-Gas-Anlage kein Wasserstoffabnehmer vorhanden und eine Rückverstromung nicht sinnvoll ist.

Im Erdgasnetz kann Wasserstoff bis zu einem Anteil von 5 Vol.-% eingespeist werden. Hierfür muss er den Anforderungen der DVGW-Arbeitsblätter G 260 „Gasbeschaffenheit“ [14] und G 262 „Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung“ [15] entsprechen. Zukünftig werden auch Wasserstoffkonzentrationen „im einstelligen Prozentbereich“, sprich bis knapp 10 Vol.-% möglich sein. Allerdings stoßen die Einspeisepotentiale auch in Zukunft an lokal unterschiedlich strenge Obergrenzen, die durch

wasserstoffempfindliche Endverbraucher wie Erdgas-Tankstellen, Gasturbinen oder spezielle Industrieprozesse bedingt sind und häufig bei 1-2 Vol.-% liegen.

In der chemischen Industrie wird Wasserstoff häufig verwendet. Wasserstoff ist essentiell für die Rohölverarbeitung in Raffinerien. Neben einer Vielzahl weiterer Anwendungen wird Wasserstoff in der chemischen Industrie insbesondere zur Ammoniak-Herstellung durch das Haber-Bosch-Verfahren benötigt. Somit dient es unter anderem als Ausgangsstoff in der Düngemittelproduktion.

Im Verkehrssektor kann Wasserstoff perspektivisch zu einem zukunftssträchtigen Brennstoff werden. Dort könnte er unter anderem als Treibstoff für PKW, LKW, Busse oder auch für Eisenbahnen dienen. Erste Brennstoffzellen-PKW haben die Marktreife erreicht. Eine weitere Möglichkeit zur Nutzung des Wasserstoffs ist die Stromerzeugung zum Beispiel mithilfe einer Brennstoffzelle, siehe Abbildung 5-2. Sie geht den entgegengesetzten Weg der Elektrolyse und erzeugt elektrische Energie durch die Reaktion von Sauerstoff und Wasserstoff, so dass wieder Wasser entsteht. Der Wirkungsgrad von Strom über Wasserstoff zu Strom mit einer Brennstoffzelle liegt bei ca. 34 – 51 %. [8]

Wie bereits beschrieben, kann Wasserstoff auch methanisiert werden. Dazu wird er mit CO₂ angereichert und in Methan umgewandelt. Die Methanisierung von Wasserstoff kann auf durch die klassische chemisch-katalytische Methanisierung nach dem Sabatier-Prozess oder durch die sich noch im Forschungsstadium befindliche biogene Methanisierung erfolgen. Der bereits umfangreich untersuchte Sabatier-Prozess zeichnet sich durch die Reaktion der Gase in der Anwesenheit eines Katalysators aus. Der katalysierte Prozess findet bei Prozesstemperaturen von bis zu 600 °C und Drücken von bis zu 80 bar statt. Die Audi AG betreibt bereits seit mehreren Jahren eine 6 MW Power-to-Gas-Anlage die auf dem Sabatier-Prozess beruht. Das biogene Verfahren benötigt anstatt des chemischen Katalysators nur Mikroorganismen und kann bei einer deutlich geringeren Temperatur (bis 70 °C) und Druck (bis 10 bar) ablaufen. Des Weiteren sind die Mikroorganismen unempfindlich gegenüber Verunreinigungen in den Eduktgasen, was als Kohlenstoffdioxidquelle z. B. auch Rohbiogas aus einer Biogasanlage zulässt. Im Gegensatz zur chemischen Methanisierung, die schon großtechnisch eingesetzt wird, befindet sich die biologische Methanisierung noch in der Entwicklungsphase. [9]

Die Weiterverarbeitung des Wasserstoffs zu Methan bietet den Vorteil, dass Methan eine größere volumetrische Energiedichte als Wasserstoff und kann somit kompakter bzw. unter geringerer Verdichtung gespeichert werden. Außerdem kann Methan ohne die genannte Obergrenze in das Erdgasnetz eingespeist werden. Ein Nachteil ist der durch eine

hinzukommende Methanisierungsanlage größere Kostenfaktor, sowie der durch die Weiterverarbeitung reduzierte Gesamtwirkungsgrad [8]. Dieser liegt für die gesamte Prozesskette von Strom zu Methan bei 70 % oder weniger. Im Vergleich dazu beträgt der Wirkungsgrad einer Wasserelektrolyse bis hin zu Wasserstoff inklusive der Nutzung der Abwärme bei bis zu 90 % [16].

5.1.2 Druckluftspeicher

Druckluftspeicher werden auch CAES (Compressed Air Energy Storage) genannt. Sie speichern Energie in Form von komprimierter Luft in Druckluftflaschen oder größeren Druckluftbehältern [12]. Für die Nutzung im großen Maßstab wird die Luft unterirdisch gespeichert. Dies erfolgt zumeist in Kavernen, die sich durch ihre geologischen Eigenschaften ideal für die Speicherung von Druckluft anbieten. Im Druckluftspeicherkraftwerk Huntorf wurden beispielsweise Kavernen in den dortigen, unterirdischen Salzsichten geschaffen. [8] Dort dienen zwei Salzdome mit jeweils 135.000 m³ Fassungsvermögen als Speicher. Die 1970 errichtete Anlage kann bei einem Druck von ca. 60 bar bis zu 580 MWh elektrische Energie speichern. [13]

Durch das Verdichten der Luft mittels eines, durch einen Elektromotor angetriebenen, Kompressors wird die Umgebungsluft komprimiert. Die dabei entstehende Wärme muss abgeführt werden, da die unterirdischen Speicher hohen Temperaturen nicht standhalten können. Beim Entladen des Speichers muss der Luft wieder Wärme zugeführt werden, bevor sie in einer Luft- bzw. Gasturbine expandiert und somit einen Generator zur Stromerzeugung antreibt. Je nachdem, ob es sich um ein diabatisches oder adiabatisches System handelt, unterscheidet sich der Aufbau der Anlage und es wird entweder eine Luftturbine (adiabatisch) oder eine Gasturbine (diabatisch) verwendet. [12]

Zurzeit gibt es weltweit nur zwei Druckluftspeicherkraftwerke: Das bereits erwähnte Kraftwerk in Huntorf und ein weiteres in McIntosh (USA), welches 1991 seinen Betrieb aufnahm [8]. Beide Anlagen werden diabatisch betrieben, was bedeutet, dass keine Wärmerückgewinnung stattfindet und die Wärme abgeführt werden muss. Durch diesen Verlust liegen die Wirkungsgrade mit ca. 42 % (Huntorf) bzw. 54 % (McIntosh) unterhalb derer adiabatischer Systeme mit ca. 55 – 75 % [8]. In Abbildung 5-3 ist der Aufbau eines diabaten Druckluftspeicherkraftwerks aufgezeigt. Ein elektrisch betriebener Motor treibt einen Kompressor an, der Umgebungsluft verdichtet. Durch die Kompression erwärmt sich die Luft. Diese muss in einem Wärmetauscher heruntergekühlt werden. In Huntorf wird dies zweifach durchgeführt, siehe Abbildung 5-4. Zwischen den Punkten 1 und 2 sowie 3 und 4 erfolgt die

Verdichtung. Zwischen den Punkten 2 und 3 sowie 4 und 5 wird die Luft abgekühlt, behält jedoch ihren Druck. Die abgeführte Wärme wird ungenutzt in die Umgebung abgegeben. Anschließend wird die komprimierte Luft in einer Kaverne gespeichert. Für die Rückverstromung wird die verdichtete Luft mit Erdgas vermischt und anschließend in einer Gasturbine entspannt. Die so angetriebene Turbine ist mit einem Generator verbunden, welcher dadurch elektrische Energie erzeugt und diese ins Netz einspeist. In Abbildung 5-4 durchläuft das Luft-Gas-Gemisch die Hochdruck-Turbine zwischen Punkt 7 und 8 mit 40 bar und die Niederdruck-Turbine bei 10 bar zwischen Punkt 9 und 10. [13]

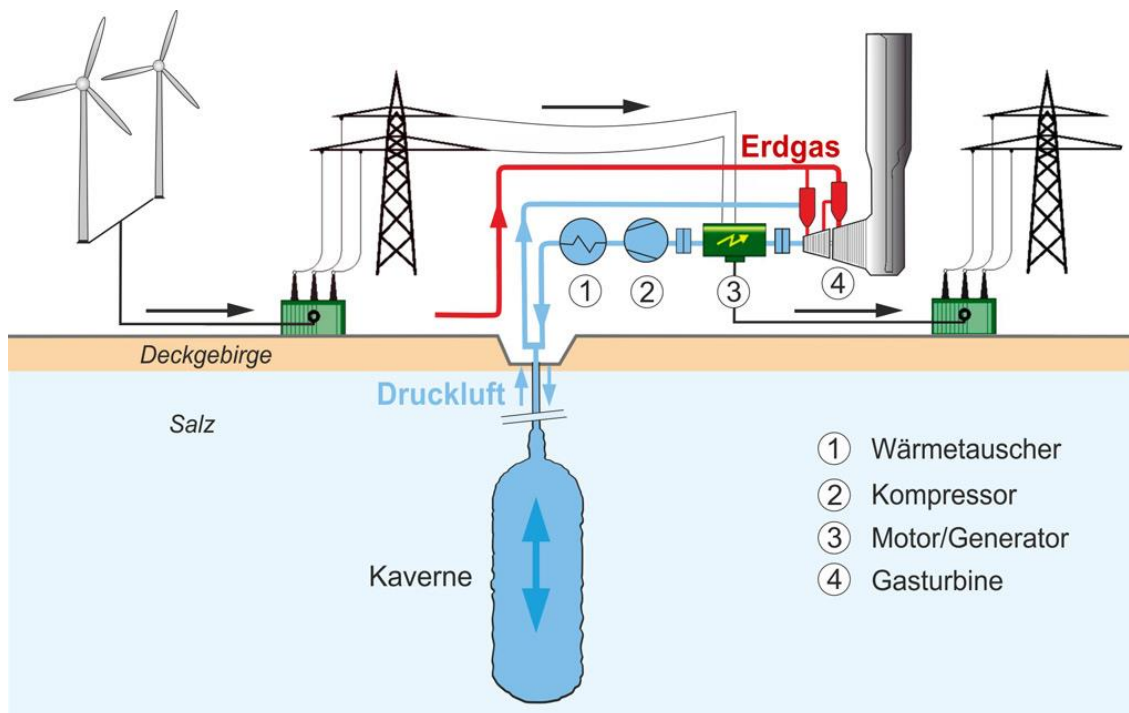
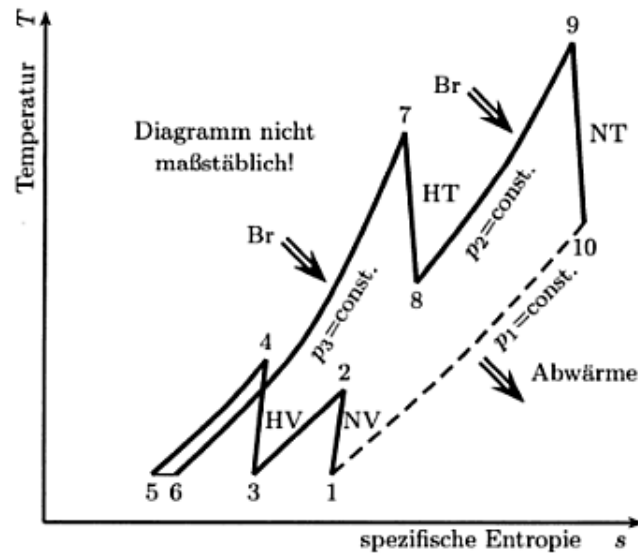


Abbildung 5-3: Aufbau eines diabaten Druckluftspeicherkraftwerks [17]



Br...Brennstoff, HT...Hochdruck-Turbine,
 HV...Hochdruck-Verdichter, NT...Niederdruck-Turbine,
 NV...Niederdruck-Verdichter

Abbildung 5-4: T-s Diagramm des Druckluftspeicherkraftwerks Huntorf [13]

Derzeit existieren keine in Betrieb befindlichen adiabatische Druckluftspeicherkraftwerke. Ihre Funktionsweise unterscheidet sich nur wenig von denen diabater Systeme, siehe Abbildung 5-5. Nach dem Verdichten wird die der Luft entzogene Wärme in einem Wärmespeicher zwischengespeichert und geht somit nicht verloren, weshalb Wirkungsgrade von rund 70 % erreicht werden können [18]. Beim Entladen des Speichers wird die komprimierte Luft mit der Energie aus dem Wärmespeicher erwärmt und ohne Brennstoffeinsatz in die Turbine geleitet. Da kein Wärmeaustausch mit der Umgebung erfolgt, ist dieser Vorgang adiabatisch. [12]

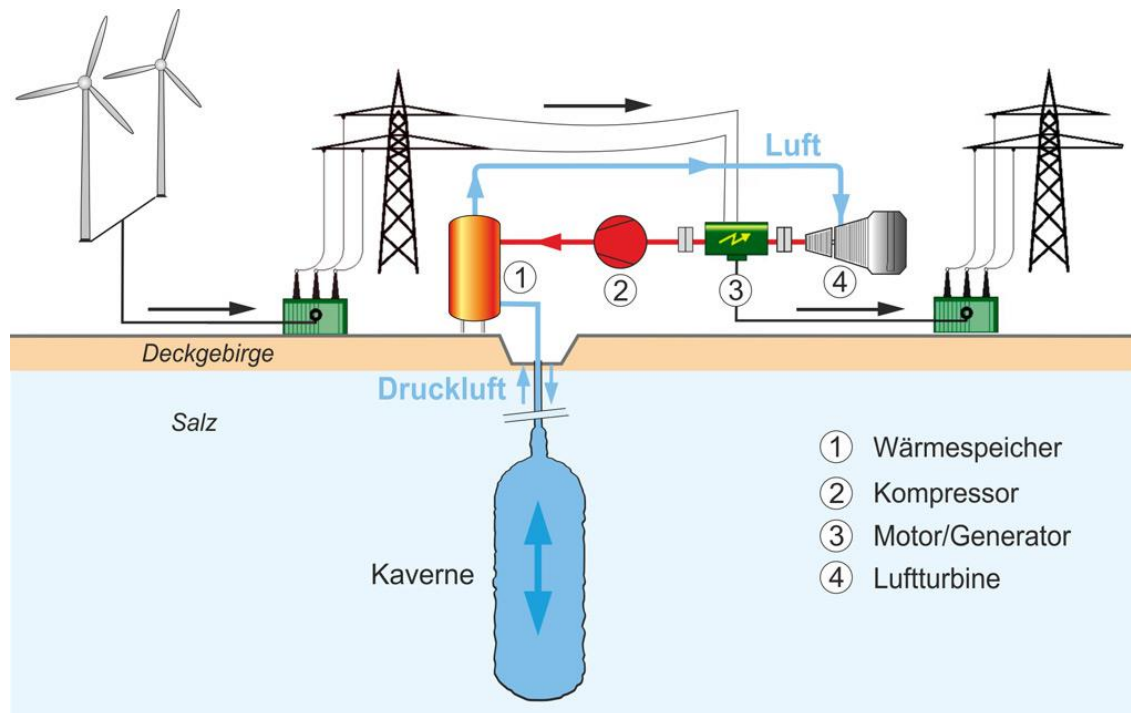


Abbildung 5-5: Aufbau eines adiabaten Druckluftspeicherkraftwerks [17]

5.1.3 Schwunghmassenspeicher

Schwunghmassenspeicher bestehen aus vier zentralen Komponenten, wie in Abbildung 5-6 zu sehen ist. Das sind ein Schwungrad, ein Lager, ein elektrisch betriebener Motor bzw. Generator und ein Frequenzumrichter. Zum Laden des Speichers wird der Motor angetrieben, der wiederum das Schwungrad in Rotation versetzt. Je mehr Energie eingesetzt wird, desto schneller dreht sich das Schwungrad. Beim Entladen des Systems treibt die kinetische Energie der Rotation des Schwungrads den Generator an. Die dabei entstandene elektrische Energie kann zurück in das Stromnetz gespeist werden. Da durch die sich ändernde Drehgeschwindigkeit des Schwungrades jedoch immer unterschiedliche Frequenzen auftreten, ist ein zusätzlicher Frequenzumrichter notwendig, um eine stabile Frequenz für das Netz zu gewährleisten. Dies betrifft sowohl das Be- als auch das Entladen des Schwunghmassen-speichers. [12] Optimierte Lager und ein Betrieb unter Vakuumbedingungen unterhalb 1 mbar sind die wesentlichen Stellschrauben zur Reduktion der unvermeidbaren Reibungsverluste. [19]

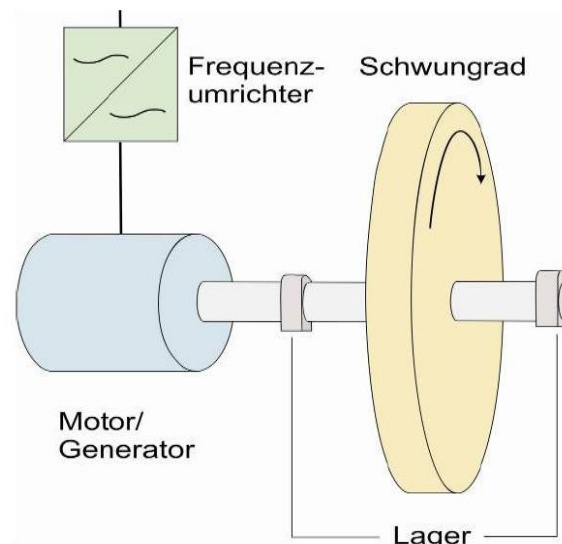


Abbildung 5-6: Aufbau eines Schwungradspeichers [12]

„Die gespeicherte Energie ist proportional zum Massenträgheitsmoment und zum Quadrat der Winkelgeschwindigkeit.“ [20] Daher ist eine Erhöhung der Drehzahl des Schwungrades sinnvoller als eine Anhebung der Masse, um die zu speichernden Energiemenge zu vergrößern. Die Zugfestigkeit, die auch von der Dichte abhängt, begrenzt die Steigerung der Umdrehungszahl [20]. Die höchste kinetische Energiemenge eines Schwungradspeichers wird bei dem größtmöglichen Verhältnis zwischen der Zugspannung und der Dichte erreicht. Aus diesem Grund sind Faserverbundstoffe besonders interessant, da sie trotz ihrer geringen Dichte eine sehr hohe Zugfestigkeit aufweisen. [13]

5.1.4 Batterien

Zu den elektrochemischen Energiespeichern zählen eine Vielzahl von Batterien bzw. Akkumulatoren. Unterteilt werden sie in Niedertemperatur- bzw. Hochtemperatur-Batterien sowie Batterien mit internem oder externem Speicher.

Blei-Säure-Batterien gehören zu den Niedertemperatur-Batterien. Im geladenen Zustand befindet sich an der Kathode poröses Blei (Pb) und an der Anode Bleioxid (PbO_2). Der Elektrolyt ist ein Gemisch aus Wasser und Schwefelsäure (H_2SO_4). Wird die Batterie entladen bildet sich sowohl an der negativen (Kathode) als auch an der positiven (Anode) Elektrode Bleisulfat (PbSO_4). Übrig bleibt Wasser und es entsteht elektrische Energie. [13]

Zu den **Nickel-Batterien**, welche zu den Niedertemperatur-Batterien gehören, zählen Nickel-Kadmium-, Nickel-Metallhydrid- und Nickel-Zink-Batterien [12]. Die Reaktionen in den Batterien ähneln sich. Nickeloxidhydroxid reagiert mit dem an der Kathode befindlichem

Kadmium oder Zink sowie dem Wasser. Dabei entstehen Nickelhydroxid, elektrische Energie und eine Verbindung aus den weiteren Komponenten. Dies sind dann entweder Kadmiumhydroxid oder Zinkoxid. Die Nickel-Metallhydrid-Batterie besteht geladen aus Nickeloxidhydroxid und Metallhydrid. Bei der Reaktion entsteht wiederum elektrische Energie und es bilden sich eine Metall-Legierung sowie Nickelhydroxid. [12]

Eine weitere Niedertemperatur-Batterie ist die **Lithium-Batterie**. Hinter diesem Begriff verbirgt sich jedoch eine Reihe von Batterien, die an der Anode verschiedenste Lithium-Metalloxid-Verbindungen besitzen. Die Kathode besteht meist aus einer Kohlenstoffverbindung z.B. Graphit-Lithium-Elektrode oder einer metallischen Lithium-Elektrode. Beim Entladevorgang wandern die Lithium-Ionen von der Kathode zur Anode und werden dort in die bestehende Struktur eingelagert. Über den Stromkreis werden Elektronen von der Anode zur Kathode transportiert. [8]

Zu den Hochtemperatur-Batterien zählen die **Natrium-Batterien** z.B. die Natrium-Schwefel-Batterie. Sie besitzen höhere Betriebstemperaturen als die bisher beschriebenen Batterietypen. Eine Natrium-Schwefel-Batterie ist zylinderförmig aufgebaut. Im Innern ist die Kathode angesiedelt, die von Natrium umgeben ist. Dies ist bei Betriebstemperaturen von ca. 350 °C flüssig. Als Abgrenzung dient ein Na^+ -Ionen leitender Metallzylinder. Außerhalb dieses Zylinders befindet sich flüssiger Schwefel. Als äußere Hülle ist die Anode angebracht. Wird die Batterie entladen, wandern Na^+ -Ionen zum Schwefel und bilden Na_2S_3 . [13]

Die **Redox-Flow-Batterie** ist eine Batterie mit externem Speicher. Sie besteht aus zwei Tanks mit jeweils unterschiedlichen Elektrolyten. Aus beiden Tanks wird der Elektrolyt mittels Pumpen in eine Membran geleitet. Dort finden eine chemische Reaktion und ein Ionenaustausch statt. Die Membran verhindert dabei ein Vermischen der beiden Elektrolyte. Durch den Ionenaustausch fließt Strom, welcher als elektrische Energie genutzt werden kann. Ein Austausch der Tanks kann, anders als bei den anderen Batterietypen, die Leistung verändern oder sogar ein Aufladen ausschließen. Meist wird jedoch ein abgeschlossenes System genutzt. Zum Aufladen der Batterie erfolgt der genannte Prozess genau entgegengesetzt. [8]

In Abbildung 5-7 ist ein Überblick über die verschiedenen Technologien zu sehen.

Sekundär- batterien (Akkumula- toren)	Negativ	Positiv	Zellreaktion	Temp. / Elektrolyt	E [V]	g/Ah	Ah/kg
Blei-Säure	Pb	PbO ₂	$\text{Pb} + \text{PbO}_2 + 2\text{H}_2\text{SO}_4 \rightarrow 2\text{PbSO}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$	RT, sauer	2,1	8,32	120
Edison (Ni- ckel-Eisen)	Fe	NiOOH	$\text{Fe} + 2\text{NiOOH} + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{Ni(OH)}_2 + \text{Fe(OH)}_2$	RT, alkal	1,4	4,46	224
Nickel-Cad- mium	Cd	NiOOH	$\text{Cd} + 2\text{NiOOH} + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{Ni(OH)}_2 + \text{Cd(OH)}_2$	RT, alkal	1,35	5,52	181
Silber-Zink	Zn	AgO	$\text{Zn} + \text{AgO} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{Zn(OH)}_2 + \text{Ag}$	RT, alkal	1,85	3,53	283
Nickel-Zink	Zn	NiOOH	$\text{Zn} + 2\text{NiOOH} + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{Ni(OH)}_2 + \text{Zn(OH)}_2$	RT, alkal	1,73	4,64	215
Nickel-Was- serstoff	H ₂	NiOOH	$\text{H}_2 + 2\text{NiOOH} \rightarrow 2\text{Ni(OH)}_2$	RT, alkal	1,5	3,46	289
Nickel-Metall- Hydrid	MH	NiOOH	$\text{MH} + \text{NiOOH} \rightarrow \text{M} + \text{Ni(OH)}_2$	RT, alkal	1,35	6,50	206
Silber-Cad- mium	Cd	AgO	$\text{Cd} + \text{AgO} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{Cd(OH)}_2 + \text{Ag}$	RT, alkal	1,4	4,41	227
Zink/ Chlor	Zn	Cl ₂	$\text{Zn} + \text{Cl}_2 \rightarrow \text{ZnCl}_2$	RT, sauer	2,12	2,54	394
Zink/ Brom	Zn	Br ₂	$\text{Zn} + \text{Br}_2 \rightarrow \text{ZnBr}_2$	RT, sauer	1,85	4,17	239
Li/ Mangan- dioxid	Li	MnO ₂	$\text{Li} + \text{MnIVO}_2 \rightarrow \text{MnIVO}_2 (\text{Li} +)$	RT, org.	3,5	3,50	286
Li/ Eisendi- sulfide	Li(Al)	FeS ₂	$2 \text{Li (Al)} + \text{FeS}_2 \rightarrow \text{Li}_2\text{FeS}_2 + 2 \text{Al}$	HT, anorg	1,73	3,50	285
Li/ Eisen- monosulfid	Li(Al)	FeS	$2 \text{Li (Al)} + \text{FeS} \rightarrow \text{Li}_2\text{S} + \text{Fe} + 2 \text{Al}$	HT, anorg	1,33	2,99	345
Natrium Schwefel	Na	S	$2 \text{Na} + 3 \text{S} \rightarrow \text{Na}_2\text{S}_3$	HT, β-Al ₂ O ₃	2,1	2,65	377
Natrium/ Nickelchlorid	Na	NiCl ₂	$2 \text{Na} + \text{NiCl}_2 \rightarrow 2 \text{NaCl} + \text{Ni}$	HT, β-Al ₂ O ₃	2,58	3,28	305

RT...Raumtemperatur, HT...Hochtemperatur; E...Nennspannung pro Zelle, g/Ah...Elektrochemisches Äquivalent, Ah/kg...Spezifische Ladung

Abbildung 5-7: Vergleichstabelle mit charakteristischen Eigenschaften [8]
Temp. / Elektrolyt

5.2 Marktscreening – Methodisches Vorgehen

Zur Erstellung einer Marktübersicht wurde eine Herstellerbefragung durchgeführt. Diese begann mit der Recherche von Herstellern für verschiedene Energiespeichertechnologien. Dazu zählen Elektrolyseure für das Power-to-Gas-Verfahren, Druckluftspeicher, Schwungmassenspeicher, Batterien und (Super-)Kondensatoren. Zu jedem Hersteller wurden die Technologieart und weitere Informationen zu den angebotenen Speichern ermittelt und Kontaktpersonen inklusive Kontaktdaten identifiziert.

Um die Daten der Hersteller zu ihren Produkten zu erfragen, wurden ein Anschreiben und ein Fragebogen erstellt. Die speicherbare Energiemenge, der Wirkungsgrad und die Ausmaße des Speichers wurden zu Beginn erfragt. Später wurde beispielsweise nach der Energiedichte, der Leistung oder dem Stand der Technologie gefragt, bevor abschließend die Kosten des jeweiligen Speichers abgefragt wurden. Sowohl der Fragebogen als auch das Anschreiben sind im Anhang hinterlegt.

Die schriftliche Herstellerbefragung wurde durch Telefoninterviews ergänzt. So konnte die Rückmeldequote stark erhöht werden. Die zurückgesandten Fragebögen wurden gesammelt und ausgewertet. Zusätzlich wurden einige Daten für nicht erhaltene Rückmeldungen von den Webseiten der Hersteller gewonnen. Von den insgesamt 28 Anfragen an die Firmen für die fünf verschiedenen Energiespeichertechnologien gibt es 13 positive Rückmeldungen der Hersteller, was einer Rückmeldequote von ca. 46 % entspricht. Für weitere vier konnten Daten durch eigene Recherche erhoben werden. Ein Unternehmen konnte telefonisch nur über Vor- und Nachteile ihrer produzierten Technologie informieren. Viermal wurde darauf verwiesen, dass derzeit keine Datenmitteilung möglich ist. Für die Summe der Rückmeldungen und der Daten aus eigener Recherche ergibt sich eine Quote von ca. 61 % im Verhältnis zu den erfolgten Anfragen. Einen Überblick über die erhaltenen Daten, aufgeteilt nach Speichertechnologie, vermitteln Abbildung 5-8 und Abbildung 5-9. Der Superkondensator aus Abbildung 5-9 ist unter „nur Vor- / Nachteile“ in Abbildung 5-8 dargestellt, und wird im Folgenden nicht weiter berücksichtigt.

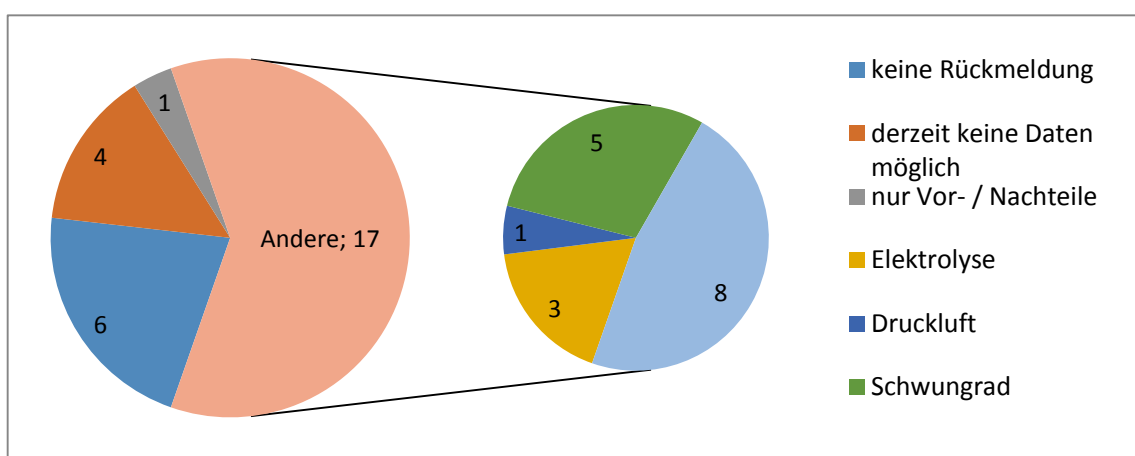


Abbildung 5-8: Status der Rückmeldungen nach Redaktionsschluss

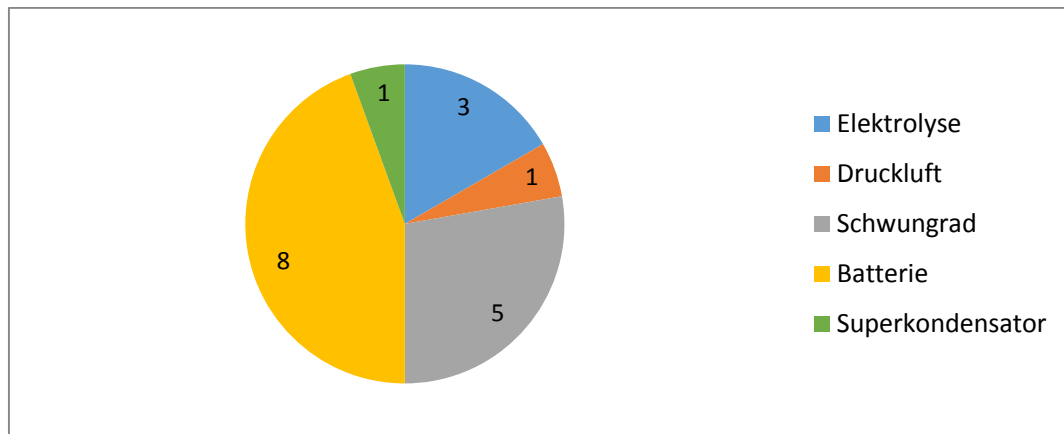


Abbildung 5-9: Anzahl der nutzbaren Daten aus Rückmeldungen und eigener Recherche

Die ausgefüllten Fragebögen enthalten in den wenigsten Fällen komplette Angaben in allen vorgesehenen Feldern. Des Weiteren traten Formatfehler wie Kommasetzung oder bei der Verwendung von Einheiten auf, die wo erforderlich, aufgeklärt werden konnten.

5.3 Zusammenfassung Status Quo Speichertechnologien

Nachdem die einzelnen Technologien vorgestellt wurden und auf die Herstellerbefragung sowie deren Ergebnisse eingegangen worden ist, soll nun eine Zusammenfassung den Status Quo der Speichertechnologien abbilden.

Zur Auswahl der Literaturwerte wurden verschiedene Quellen herangezogen. Für die Übersichtlichkeit der Darstellung in Tabellenform (Abbildung 5-10) wurde eine Quelle ausgewählt, die alle anderen gut abdeckt und einen Bereich angibt, in welchem sich auch die anderen wiederfinden (eine äußere Einhüllende). Es wurden vier Quellen abgeglichen, die für alle untersuchten Technologien Werte liefern. Dazu zählen das Buch „Energiespeicher: Bedarf, Technologien, Integration“ von Michael Sterner und Ingo Stadler [8], das Hintergrundpapier der Agentur für Erneuerbare Energien e. V. „Renews Spezial – Strom speichern“ von Eva Mahnke, Jörg Mühlenhoff und Leon Lieblang [21], der Final Report der DNV KEMA Energy & Sustainability mit dem Titel „Systems analyses Power to Gas: A technology review“ [22] und der Technische Bericht des Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport der Europäischen Kommission mit Namen „2011 Technology Map of the European Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan) - Technology Descriptions“ [23]. Außerdem dient der Bericht „Schwungradmassensysteme zur Speicherung von Windenergie“ von Lisa Andresen von der Technischen Universität Hamburg-Harburg [19] als Grundlage für Schwungradspeicher und das Buch „Energiespeicher: technische Grundlagen und

energiwirtschaftliches Potenzial“ des Fraunhofer INT [12] für die drei Batterietypen Blei-Säure, Lithium-Ionen und Redox-Flow. Als zentrale Literaturangabe wurde schließlich der Technische Bericht 2011 "Technology Map of the European Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan)" der Europäischen Kommission[23] ausgewählt und für den folgenden Vergleich (Abbildung 5-10) herangezogen.

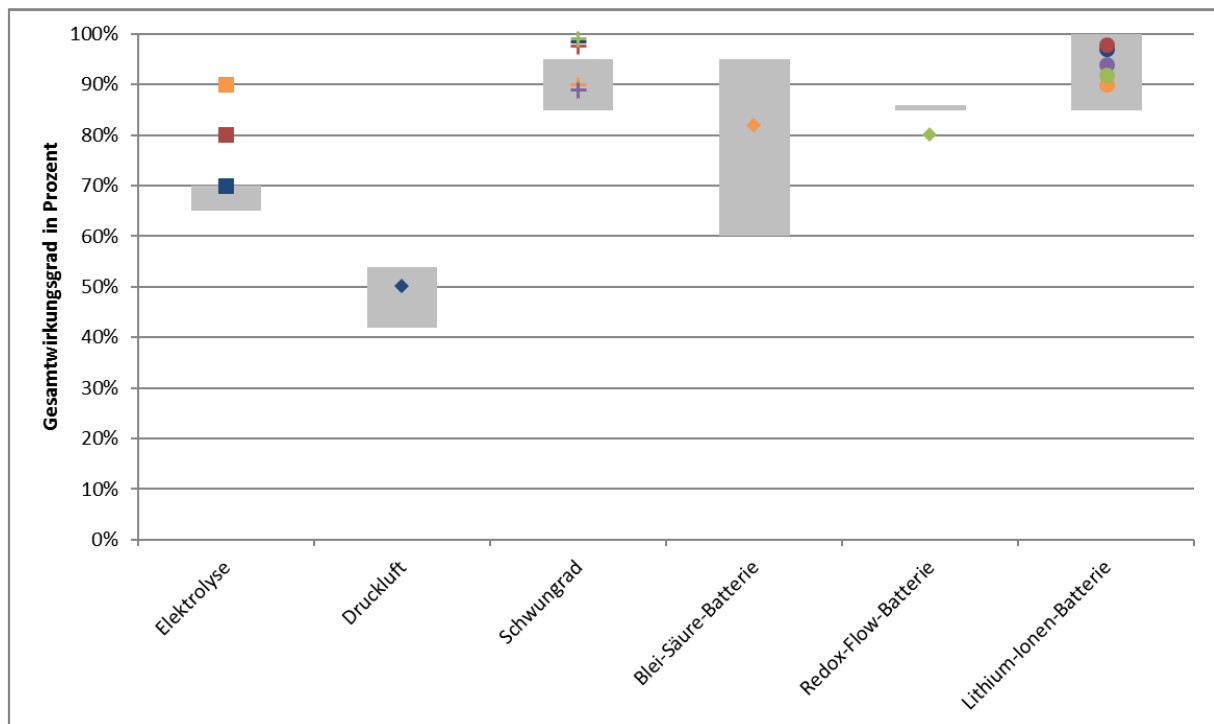


Abbildung 5-10: Vergleich der Gesamtwirkungsgrade aus den Herstellerangaben mit Wirkungsgradintervallen aus der "Technology Map of the European Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan)" (graue Balken) [23] sortiert nach Speichertechnologie; die Punkte stehen für verschiedene Hersteller.

Die hier erhobenen Herstellerangaben werden von den Wirkungsgradspannen aus dem o.g. Bericht gut abgebildet. Auffällig sind die Angaben für die Elektrolyseure. Laut Literatur [23] liegt der Gesamtwirkungsgrad für eine Elektrolysesysteme inkl. Peripherie bei etwa 65 % mit einer bis 2020 zu erwartenden Steigerung auf 70 %. Die Hersteller geben für ihre Produkte bereits heute 70 %, 80 % und sogar 90 % an (wobei man sich üblicherweise auf den unteren Heizwert (LHV) von Wasserstoff bezieht). Es ist zu beachten, dass hier noch keine Rückverstromung des erzeugten Wasserstoffs berücksichtigt wurde. Für eine chemische Energiespeicherung in Wasserstoff und anschließender Rückverstromung gibt dieselbe Quelle einen großen Wirkungsgradbereich von 20-50 % an. Da jedoch eine Rückverstromung lediglich ein Verwertungspfad unter mehreren ist, der auch den gesamtsystemischen Nutzen von PtG

Technologien nicht umfassend abbildet, wird hier auf die einschränkende Darstellung dieses Intervalls verzichtet.

5.4 Zusammenfassung der Herstellerbefragung

Der Fragebogen für die Herstellerbefragung ist im Anhang zu sehen. Zu Beginn werden die Hersteller aufgefordert, ihren Firmennamen und den Namen des jeweiligen Produktes anzugeben. Anschließend werden diverse technische Daten abgefragt. Da alle Speichertechnologien denselben Fragebogen erhalten haben, dient die erste Frage zur Art der Speichertechnologie der Einordnung in die Kategorien „Batteriespeicher“, „Druckluft“, „Elektrolyse“, „Schwungrad“ und „Sonstiges“. Danach folgen die Fragen zur speicherbaren Energiemenge, dem Gesamtwirkungsgrad und den Abmessungen des Systems beim Aufstellen. Diese und die Frage nach den notwendigen Versorgungsmedien sowie der Selbstentladung bzw. den Speicherverlusten wurden zu einem Großteil von den Befragten beantwortet. Dabei gibt es jedoch je nach Hersteller zum Teil sehr große Unterschiede bei gleicher Speichertechnologie. Die Angaben bei den Schwungradspeichern liegen zum Beispiel in einer Spanne von 100 %/d bis 200 %/d. Als nächstes wurde die Energiedichte des Speichers sowohl gravimetrisch als auch volumetrisch abgefragt. Eine oder beide Angaben konnte von 82 % der Firmen ausgefüllt werden. Gleiches gilt für die Daten über die Nennleistung und die Maximalleistung. Auch hier wurde in fast allen Fragebögen eine Angabe gemacht. Die Fragen zur Teillastfähigkeit und Flexibilität sowie den Reaktionszeiten wurden nur von knapp der Hälfte der Teilnehmer beantwortet. Dabei gab es mehrere Teilfragen. Diese zielen zum einen darauf ab, ob das System in der Lage ist, schnell von Minimal- auf Volllast zu wechseln. Zum anderen war zu beantworten, ob das System in der Lage ist, schnell zwischen Einspeisung und Entladung umzuschalten. Die Fragen zur Reaktionszeiten beziehen sich auf den Zeitbedarf zur Steigerung der Speicherleistung von Null auf Volllast, sowie die ungefähre Zeitverzögerung beim Nachfahren eines vorgegebenen Lastprofils. Die nächsten Fragen sind mit der Entladung verknüpft. Nach der Beantwortung der Lade- bzw. Entladezeit und der maximalen Entladeleistung soll die mittlere Entladungsleistungsdichte angegeben werden. Letzteres erschien in den ausgefüllten Fragebögen der Herstellerbefragung zu 53 %. Anderes gilt für die Lebensdauer. Sowohl die kalendarische als auch die zyklische Lebensdauer wurden fast durchweg angegeben. In diesem Punkt gibt es jedoch, genau wie bei der Selbstentladung, teilweise sehr große Unterschiede bei gleicher Technologie des Speichers. Die Lithium-Ionen-Batterien z.B. haben laut Herstellerangaben Lebensdauern von 5.000 – 14.000 Zyklen.

Als Abschluss der technischen Daten werden weitere allgemeine Angaben gefordert. Dazu zählen die Frage, ob ein Aufstellen im Freien ganzjährig möglich ist und ob eine Explosionsschutzzone um die Anlage notwendig ist. Dies ist in Tabelle 5-1 aufgeführt. Des Weiteren wird nach dem Netzanschluss bzw. der Netzebene für das System und dem Entwicklungsstand gefragt. Hierbei ist zwischen Niederspannung, Mittelspannung, Höchstspannung und direktem Anschluss an eine Erzeugeranlage zu wählen. Der Entwicklungsstand kann als „auf dem Markt verfügbar“, „kurz vor Markteinführung“, „Prototyp / Demonstrationsfähig“ und „Labor“ angegeben werden. Zum Schluss wird die benötigte Peripherie abgefragt und die Möglichkeit zu sonstigen Anmerkungen gegeben.

Tabelle 5-1: Teilergebnisse der Herstellerbefragung

	Elektrolyse	Druckluft	Schwungrad	Batterien
Möglichkeit der Aufstellung im Freien	Ja	Ja	Ja	Nein, zu 62 %
Notwendigkeit einer Explosionsschutzzone	Ja	Nein	Nein	Nein

Der zweite Abschnitt des Fragebogens dient der Kostenermittlung. Die Hersteller werden gebeten, Angaben zu Kapazitätsinstallationskosten, Leistungsinstallationskosten, Wartungskosten und Entsorgungskosten zu liefern. Die Entsorgungskosten gab kein Hersteller an. Die anderen genannten Kosten wurden von etwa 41 % der Teilnehmer angegeben. Auch hier fallen sehr hohe Unterschiede zwischen den Systemen verschiedener Hersteller mit gleicher Speichertechnologie auf. Bei den Schwungradspeichern gibt die Literatur z.B. Leistungsinstallationskosten in Höhe von 100 – 300 €/kW an. Zwei Herstellerangaben liegen bei ca. 400 €/kW und ein weiterer nennt 750 – 1.200 €/kW.

Als Letztes wird nach der Angabe von Referenzprojekten gebeten. Hier sollen die Unternehmen durchgeführte und aktuelle Projekte und Forschungsaktivitäten zum Thema Energiespeicher angeben und gegebenenfalls Links zu weiteren Informationen liefern. Neun Hersteller füllten diesen Punkt aus.

6 AP 3: UNTERSUCHUNG VERFAHRENSTECHNISCHER ANLAGEN- PFADE

Für die Auswahl der Anlagen sind diverse Faktoren von Relevanz. Neben technischen Kriterien spielen auch wirtschaftliche, wie der Strompreis und die Investitions- und Betriebskosten, eine Rolle. Im Folgenden werden diese Kriterien aufgearbeitet und auf deren Bedeutung für Stromspeicher analysiert.

6.1 Saisonale Analyse von Stromerzeugung, -verbrauch und Residuallast

Wesentlich für den technischen Betrieb von Stromspeichern ist der Verlauf von Erzeugung und Verbrauch. Die Struktur der Erzeuger ist in Kapitel 4 vorgestellt worden.

Betrachtet man zusätzlich zur Stromerzeugung den Stromverbrauch in Saerbeck, so fällt für die beispielhaft ausgewählte Winterwoche als erstes der deutlich gleichmäßigere Verlauf des Stromverbrauchs gegenüber der Stromerzeugung auf (Abbildung 6-1). Von Montag bis Freitag steigt morgens der Stromverbrauch stark an, erreicht gegen 8:00 Uhr ein Plateau, welches erst gegen 21:00 Uhr anfängt abzufallen und erreicht gegen 1:00 Uhr die ebenfalls sehr gleichmäßige Talsohle. Lediglich am Wochenende ist ein anderer Verlauf zu sehen. Der Verbrauch ist demnach gut vorhersagbar.

Die Stromerzeugung wiederum ist sehr volatil und erreicht Werte zwischen 35 % und kurzzeitig bis zu 500 % des Stromverbrauchs. Gerade die großen Spitzen in der Erzeugung müssen mit Speichern reduziert werden, da diese das Netz belasten und die Strompreise einbrechen lassen. Dabei sind große Nennleistungen zur Einspeicherung in die Speicher erforderlich. Die Vorhersagequalität der Windstromerzeugung ist stark abhängig von der Qualität der Wettervorhersage und meist nicht minuten-, sondern eher stundengenau.

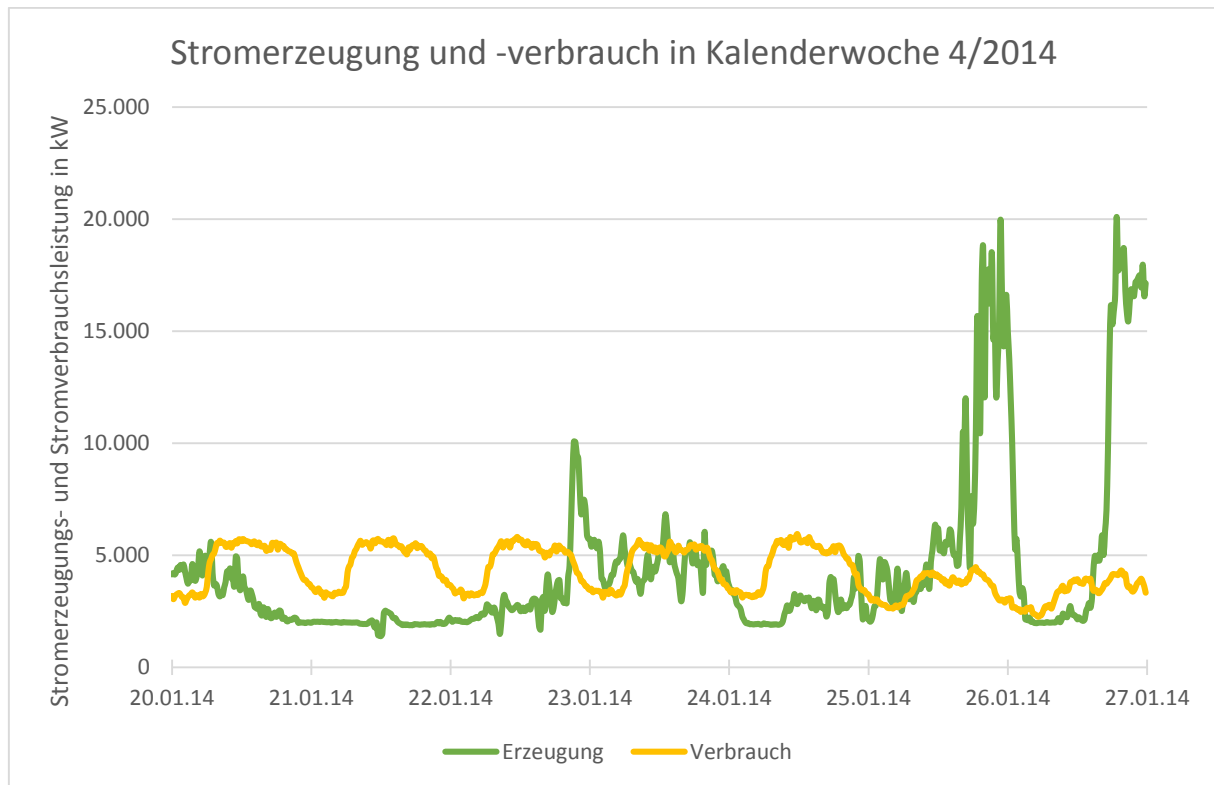


Abbildung 6-1: Stromerzeugung und -verbrauch in der Kalenderwoche 4 des Jahres 2014 (20.01.2014 bis 26.01.2014)

Bezüglich des Stromverbrauchs stellt sich die Situation im Sommer ähnlich dar (Abbildung 6-2). An den Werktagen ist ein sich wiederholendes Muster zu erkennen, auch wenn die einzelnen Tage nicht so gleichartig sind wie in der Winterwoche. Grundsätzlich ist auch zu erkennen, dass die Erzeugung qualitativ durchaus dem Verbrauch folgt. Allerdings überschreitet besonders an sonnigen Tagen die Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen den Bedarf um ein Vielfaches. Nachts übersteigt vor allem bei geringem Wind der Verbrauch des Öfteren die Erzeugung. An windreichen Tagen wiederum ist die Erzeugung andauernd größer als der Verbrauch.

Wie die Vorhersage der Windstromerzeugung ist auch die der Photovoltaikanlagen nicht beliebig genau vorherzusagen. Auch hier kann es durch den Wechsel von Bewölkung und ungehindertem Sonnenschein zu schnellen Änderungen in der Stromerzeugung kommen. Durch die hohe Konzentration von Photovoltaikanlagen an einem Ort ist dieser Effekt sogar größer, als es bei vielen verteilten Anlagen der Fall wäre.

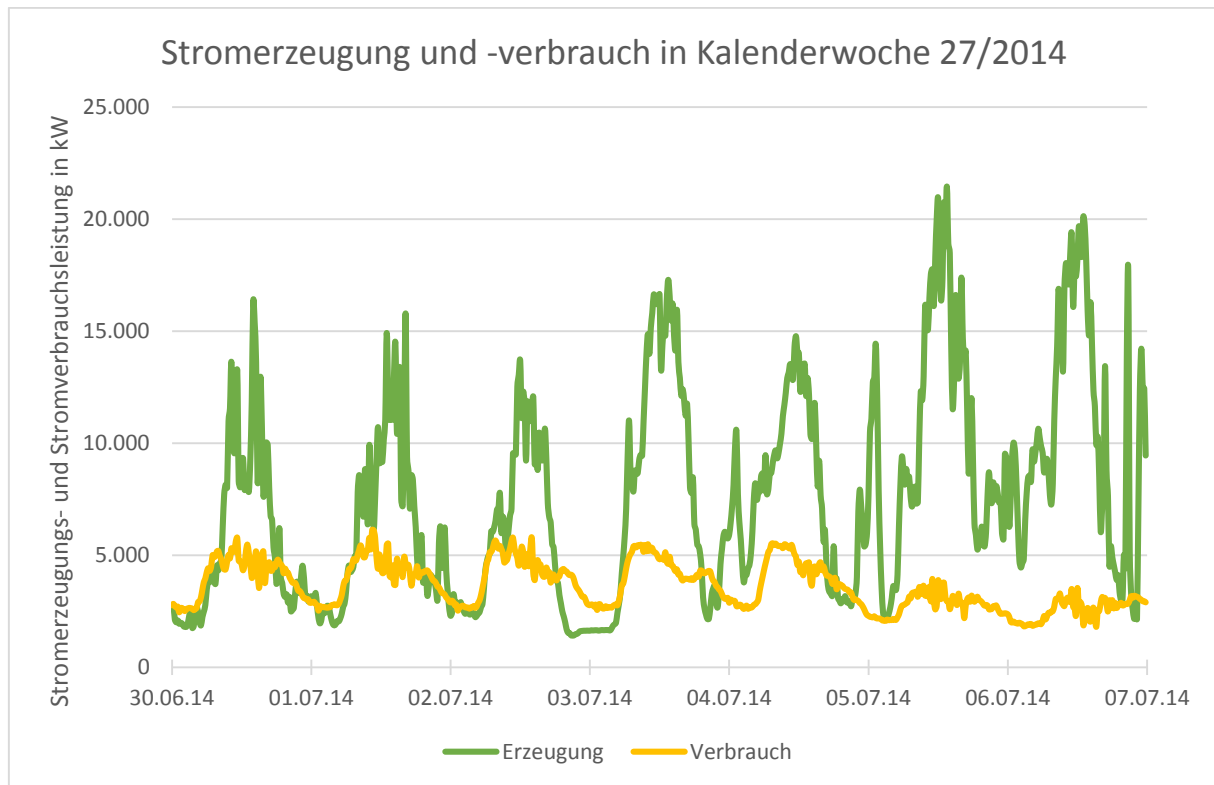


Abbildung 6-2: Stromerzeugung und -verbrauch in der Kalenderwoche 4 des Jahres 2014 (20.01.2014 bis 26.01.2014)

Bedeutung für Energiespeicher in Saerbeck:

1. Der Stromverbrauch in Saerbeck verläuft – besonders im Winter – sehr gleichmäßig, das heißt, eine Vorhersage desselben ist vergleichsweise einfach zu treffen. Für Stromspeicher stellt dies einen großen Vorteil da. Da verschiedene Speichertechnologien sehr unterschiedliche Leistungsdaten, Verluste, Kapazitäten etc. aufweisen, sind diese auch nur für bestimmte Einsatzzwecke und Zeiträume geeignet. Ist bekannt, wann und wie viel zu speichernder Strom anfällt, bzw. benötigt wird, kann die Einsatzplanung für die unterschiedlichen Speichertechnologien optimiert, und somit deren Auslastung und Wirkungsgrad erhöht werden.
2. Die Vorhersage der Stromproduktion durch Windkraft- und Photovoltaikanlagen ist schwieriger als die des Verbrauchs und nicht minutengenau. Kurzfristige Schwankungen kommen unerwartet und müssen schnell mit geeigneten Speichern mit hoher Leistung und geringer Einschaltlatenz ausgeglichen werden.
3. Aufgrund der zeitlich meist versetzten Stromproduktion von Windkraft- und Photovoltaikanlagen gibt es ganzjährig nur wenige lange Zeiträume, in denen nicht ausreichend Strom zur Verfügung steht. In den meisten Fällen erstrecken sich diese Zeiträume über Stunden oder wenige Tage. Für die Versorgung Saerbecks mit eigenem

Strom sind somit keine Langzeitspeicher erforderlich. Diese Betrachtung berücksichtigt jedoch nicht andere Faktoren wie z.B. den Strompreis oder die Netzdienlichkeit, die für einen wirtschaftlich orientierten Einsatz von Langzeitspeichern sprechen können.

Abbildung 6-3 zeigt den Stromverbrauch über das gesamte Jahr. Dargestellt sind die dem Netz entnommen Strommengen in kWh pro Tag. Ähnlich wie im Wochenmaßstab ist ein sehr gleichmäßiger Verlauf zu beobachten, gut zu erkennen sind die Wochenenden mit geringerem Verbrauch im Vergleich zu den Werktagen. Es ist ein geringer Unterschied zwischen Sommer und Winter zu beobachten, was sich durch einen geringeren Heiz- (Umwälzpumpen, Wärmepumpen, evtl. Nachtspeicherheizungen) und Beleuchtungsbedarf im Sommer erklärt. Dieser Lastunterschied ist jedoch im Vergleich zum Gasverbrauch deutlich geringer ausgeprägt. Stärker fallen Feiertage, insbesondere die Weihnachtszeit ins Gewicht, in der Betriebe schließen.

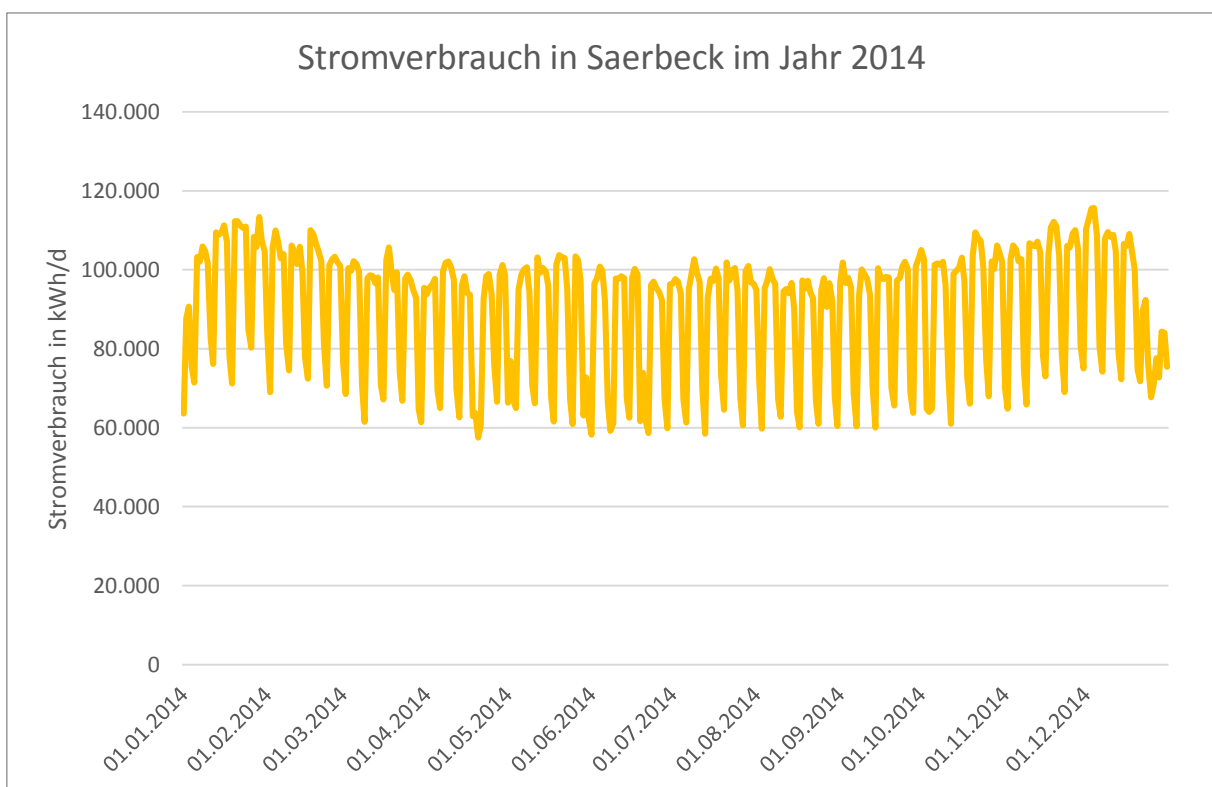


Abbildung 6-3: Stromverbrauch im Netz der SaerVE als Tagessummen im Jahr 2014

Um einen Eindruck von den benötigten Leistungen zu erhalten, sind in Abbildung 6-4 die Stromerzeugung, der Stromverbrauch und die jeweilige Differenz (Residuallast) beider Werte unabhängig voneinander sortiert aufgetragen (die Jahresdauerlinien stehen also in keinem zeitlichen Zusammenhang zueinander).

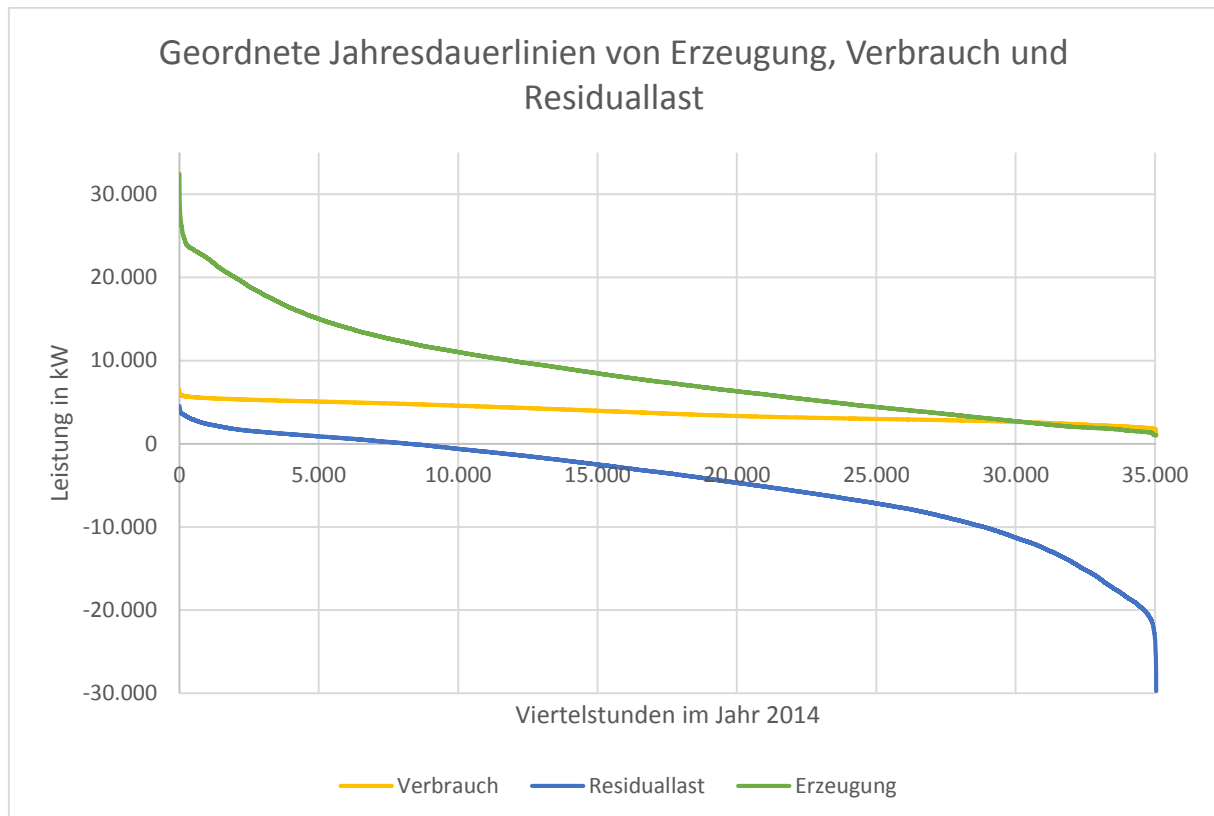


Abbildung 6-4: Geordnete Jahresdauerlinien von Erzeugung, Verbrauch und der Residuallast. Die drei Datensätze sind unabhängig voneinander sortiert worden, um die Leistungsverläufe und Extrema darzustellen.

Der Stromverbrauch verläuft am flachsten. Der Unterschied zwischen Tag und Nacht sowie Sommer und Winter ist relativ gering. Die maximale Entnahmeleistung beträgt 6,5 MW. In 99 % der Fälle beträgt die Entnahmeleistung jedoch weniger als 5,65 MW. Die kleinste Entnahmeleistung beträgt 1,1 MW, wobei in 99 % der Fälle die Entnahmeleistung mehr als 1,91 MW beträgt.

Die Stromerzeugung nimmt eine deutlich größere Bandbreite ein. Die maximale Erzeugungsleistung beträgt 32,44 MW. In 99 % der Fälle beträgt die Erzeugungsleistung jedoch weniger als 23,65 MW. Die kleinste Erzeugungsleistung beträgt 0,99 MW, wobei in 99 % der Fälle die Erzeugungsleistung mehr als 1,41 MW beträgt.

Die Residuallast von Energieerzeugung und Energieverbrauch stellt die Differenz der einzelnen, zeitlich zusammenhängenden Werte und nicht die Differenz der Kurven „Verbrauch“ und „Erzeugung“ in Abbildung 6-4 dar. Dabei ist zu beachten, dass eine positive Residuallast eine Erzeugung darstellt, die geringer ist als der Verbrauch. Demgegenüber kennzeichnet eine negative Residuallast eine höhere Erzeugung im Vergleich zum Verbrauch. Die maximale Residuallast beträgt 4,54 MW. In 99 % der Fälle beträgt die Residuallast jedoch

weniger als 3,11 MW. Die kleinste Residuallast beträgt -29,73 MW, wobei in 99 % der Fälle die Residuallast mehr als -20,31 MW beträgt.

In Tabelle 6-1 sind die beschriebenen Werte übersichtlich dargestellt.

Tabelle 6-1: Grenzwerte Erzeugung, Verbrauch und Residuallast

	Abs. Maximum	99 % Maximum	Abs. Minimum	99 % Minimum
Erzeugung	32,44 MW	23,65 MW	0,99 MW	1,41 MW
Verbrauch	6,50 MW	5,65 MW	1,10 MW	1,91 MW
Residuallast	4,54 MW	3,11 MW	-29,73 MW	-20,31 MW

Bedeutung für Energiespeicher in Saerbeck:

1. Die Übererzeugung von erneuerbarem Strom (Unterdeckung) beträgt teilweise bis zu 29,7 MW, wenn auch nicht über lange Zeiträume (siehe Abbildung 6-4, Kurve Residuallast). Um diesen Strom zu speichern, sind demzufolge Speicher mit hoher Einspeicherleistung nötig. In 99 % der Zeit wird jedoch eine Übererzeugung von 20 MW nicht überschritten. Die Auslegung des Speichers kann demzufolge aus wirtschaftlichen Gründen kleiner erfolgen.
2. Die maximal erforderliche Entnahmeleistung beträgt 6,5 MW, in 99 % der Zeit jedoch maximal 5,6 MW, sodass eine deutlich geringere Ausspeicherleistung der Speicher ausreichend ist (siehe Abbildung 6-4, Kurve Residuallast).

6.2 Analyse der Energiespeicher-Potenziale

Anhand der Residuallast, bestehend aus dem Verbrauch abzüglich der Erzeugung im Gemeindegebiet Saerbeck, kann abgeschätzt werden, zu welchen Zeiten und in welcher Ausprägung Überschussstrom anfällt. Überschussstrom ist die negative Residuallast und bedeutet, dass mehr elektrische Energie erzeugt als verbraucht wird. Die Überschüsse verteilen sich über das gesamte Jahr 2014 und sind unterschiedlich lang. Um sowohl die Länge der Phase mit durchgehendem Überschuss, als auch deren Energiemenge zu analysieren, wurden alle Phasen sortiert. Die Energiemenge jeder Phase mit einer Länge von einer Viertelstunde wurde addiert. Eine halbstündliche Phase beispielsweise liefert Überschussstrom in ihrer ersten und ihrer zweiten Viertelstunde. Diese Strommengen wurden dementsprechend anteilig auf kumulierte Viertelstundensummen aufgeteilt. Eine Aufstellung des beschriebenen Verfahrens

ist in Abbildung 6-5 zu sehen. Die orangefarbenen Balken geben die Phasenenergie an. Die kumulierte Energie aller Phasen bis zum jeweiligen Zeitpunkt stellt die graue Linie dar.

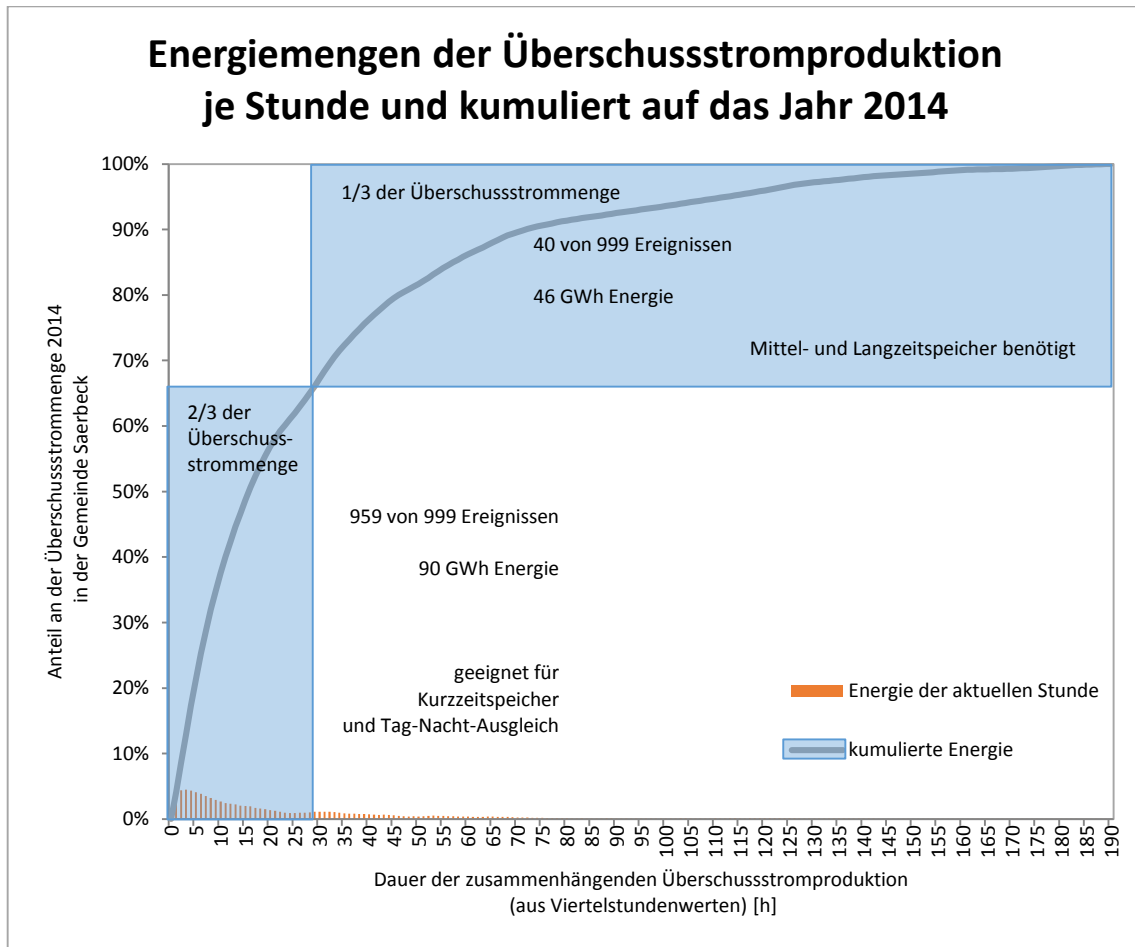


Abbildung 6-5: Energiemengen der Überschussstromproduktion je Stunde und kumuliert

Anhand dieser Grafik können nun erste Schlüsse über die Potenziale möglicher Energiespeichertechnologien gezogen werden. $\frac{2}{3}$ der Überschussstrommenge fällt in den ersten 29 Stunden an. Zudem fallen 959 von 999 Phasen in diesen Bereich. Insgesamt ergibt sich somit ein Überschuss von 90 GWh elektrischer Energie innerhalb der ersten 29 Stunden nach Beginn eines Überschusses. Für eine Speicherung von $\frac{2}{3}$ der anfallenden Energie, die zum Zeitpunkt nicht verbraucht werden kann, reichen demnach Speicher, die für 29 Stunden ausgelegt sind bzw. in diesem Bereich lediglich vertretbare Verluste generieren. Dieser Zeitraum entspricht also grob der 2-3-fachen Länge des üblichen Tag-Nacht-Ausgleichs und macht eine Installation von Langzeitspeicher für die Überbrückung von Wochen oder Monaten noch nicht erforderlich. Für den Standort Saebeck sollte der Fokus somit vorerst auf Kurzzeitspeicher gelegt werden.

Soll auch das verbleibende Drittel der überschüssigen Gesamtenergie, die in Überschuss-Zeiträumen von bis zu 160 Stunden anfällt, gespeichert werden, ändert sich das Bild. Um diese

letzten 40 Phasen mit einer Energiemenge von 46 GWh speichern zu können, werden tatsächlich Mittel- und Langzeitspeicher benötigt.

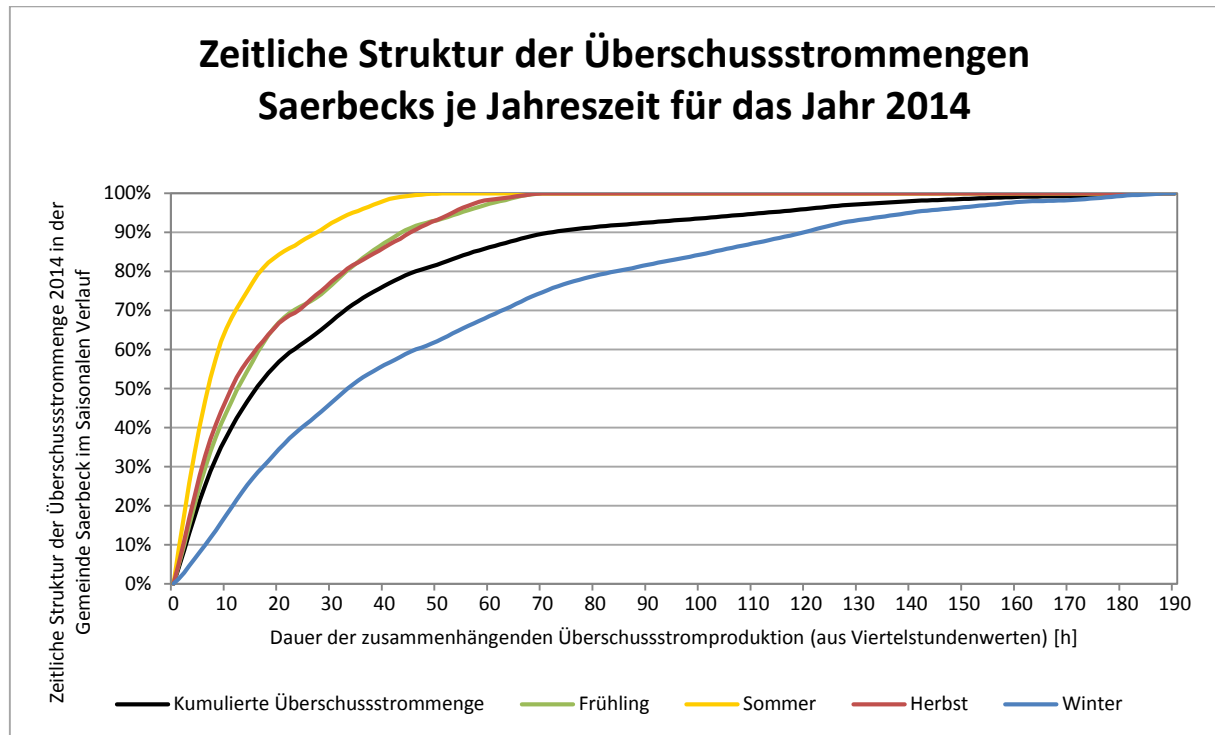


Abbildung 6-6: Zeitliche Struktur der Überschussstrommengen Saerbecks je Jahreszeit für das Jahr 2014

Zur Ermittlung der Zeitpunkte der Phasen einer Überschussstromproduktion wurde dieselbe Analyse für die vier Jahreszeiten separat durchgeführt und in Abbildung 6-6, mit der Jahreskennlinie der kumulierten Überschussstrommenge (schwarz) als Referenz, dargestellt. 100 % entspricht der gesamten Überschussstrommenge des angegebenen Zeitraumes. In den Sommermonaten (Juni bis August) fallen $\frac{2}{3}$ des Überschussstromes (ÜSS) in Intervallen kürzer als elf Stunden an, während im Winter (Dezember bis Februar) wesentlich längere Überproduktionsintervalle vorliegen (56 Stunden für $\frac{2}{3}$ ÜSS). Begründet liegen diese strukturellen Unterschiede in der Dominanz von PV-Produktion im Sommer und Wind-Strom in den Wintermonaten. Zudem liegen im Sommer alle ÜSS-Phasen innerhalb von 52 Stunden. Im Frühling (März bis Mai) und Herbst (September bis November), hier grün und rot dargestellt, ist die $\frac{2}{3}$ -Marke bereits nach 20 Stunden übertroffen. Die Kurven beider Übergangs-Jahreszeiten liegen sehr dicht beieinander.

Bedeutung für Energiespeicher in Saerbeck:

1. Die Analyse der Jahreszeiten zeigt, dass bis auf die Wintermonate kürzere Phasen von Überschussstrom dominieren und es Stand 2014 wichtiger ist, den Fokus auf Kurzzeitspeicher zu legen. Werden die kurzen Überschuss-Zeiträume mit Speichern

ausgenutzt, können 90 GWh Energie gespeichert werden, die ansonsten in das Netz eingespeist und abtransportiert werden müssten. Die erneuerbare Energie ist aber genau zu diesen Zeitpunkten aufgrund der zu Überschuss-Zeiten niedrigen Strompreise besonders wenig wert. Speicher hingegen ermöglichen, den Verbrauchsanteil am selbst erzeugten Strom immens zu steigern und Strom-Importe zu EE-Strom-Mangelzeiten zu vermeiden.

2. Bei der Auslegung und Dimensionierung geeigneter Stromspeicher sollten die in Abbildung 6-5 analysierten zeitlichen Strukturen der Überschussstromproduktion Berücksichtigung finden.

6.3 Korrelation zwischen Strompreis und Residuallastkurve

Da Stromspeicher keinen Strom erzeugen, können Sie nur Wertschöpfung generieren, indem die Zeitpunkte von Ein- und Ausspeicherung dem Markt angepasst werden. Eine messbare Größe zur Bewertung des Stroms ist der Strompreis der Strombörse EPEX SPOT [7]. Die stundengenauen Strompreise des Day-Ahead-Marktes liegen für das Jahr 2014 vor. Die Werte dienen nur als Anhaltspunkte, findet tatsächlich ein Handel an der Börse statt, können die Preise aufgrund diverser Steuern und Abgaben von den hier angegebenen abweichen.

In Abbildung 6-7 und Abbildung 6-8 sind Börsenstrompreis und Residuallast aus den oben beschriebenen Beispielwochen KW 4 und KW 27 dargestellt.

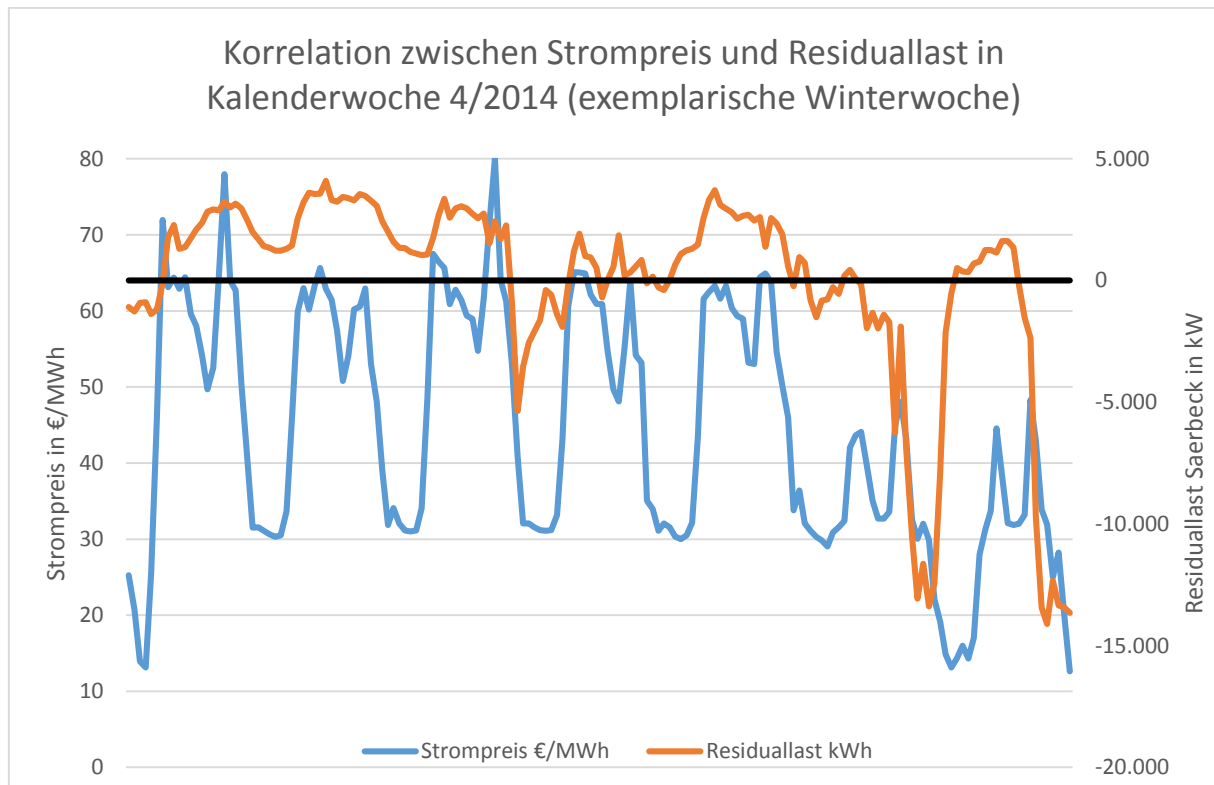


Abbildung 6-7: Korrelation zwischen Strompreis und Residuallast in einer exemplarischen Woche im Winter (Kalenderwoche 4)

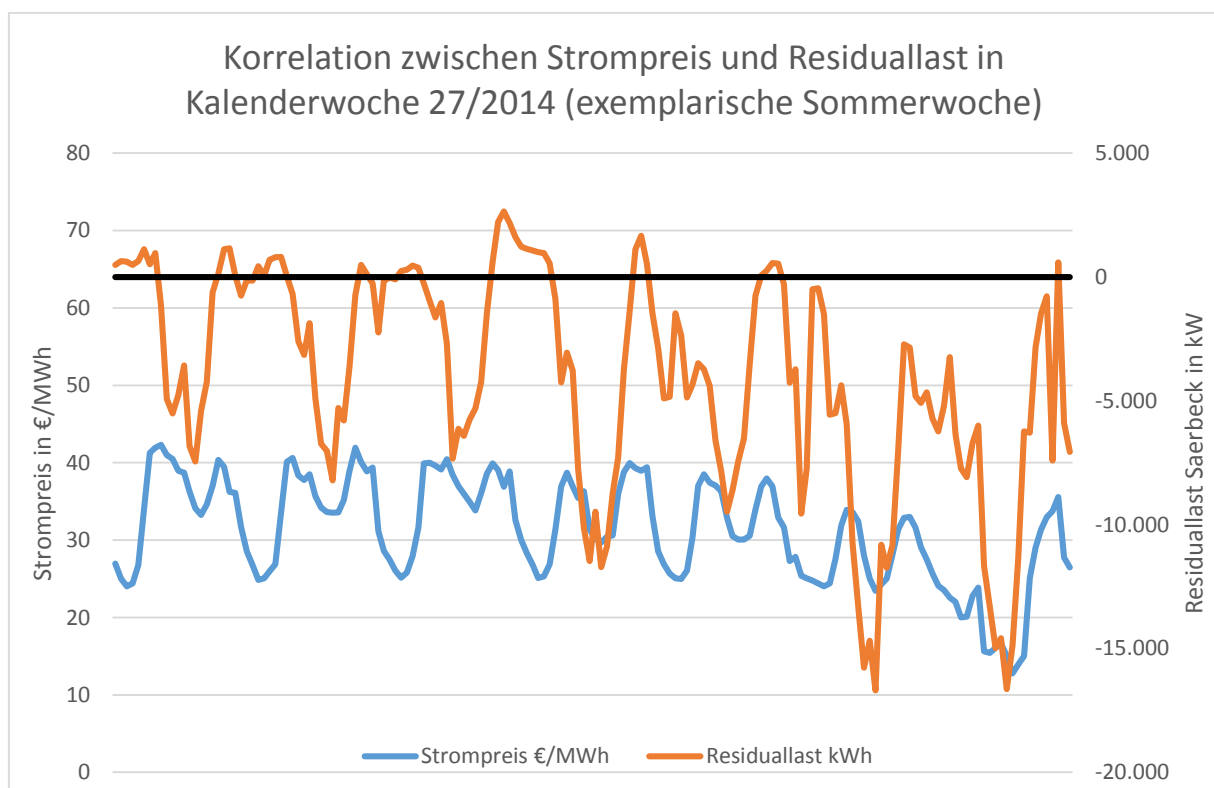


Abbildung 6-8: Korrelation zwischen Strompreis und Residuallast in einer exemplarischen Woche im Sommer (Kalenderwoche 27)

Gut zu erkennen ist, dass im Winter der Strompreis relativ gut mit der Residuallast in Saerbeck korreliert. Fällt nachts der Stromverbrauch, sinken auch die Strompreise. Diese Situation war vor einem signifikanten Anteil erneuerbarer Energien die Regel, wodurch Hoch- und Niedertarife (HT- und NT-Tarife) entstanden sind. Die Schwankungsbreite ist sehr hoch, in der betrachteten Woche zwischen 80 €/MWh und 13 €/MWh.

Im Sommer stellt sich die Situation anders dar. Eine Korrelation zwischen Residuallast und Strompreis ist noch immer zu erkennen. Die Residuallast verläuft im Sommer aufgrund des hohen Photovoltaikstromanteils entgegengesetzt zur Winterwoche. Das lokale Minimum in der Residuallast, welches zur Mittagszeit durch den PV-Strom entsteht, steht nun einem sehr kleinen lokalen Minimum im Strompreis gegenüber. Die niedrigsten Strompreise bestehen weiterhin in der Nacht, in denen es bei der Residuallast eher zu lokalen Maxima kommt.

Bedeutung für Energiespeicher in Saerbeck:

1. Speicher unterstützen EEG-Anlagen, deren Einspeisevergütung vom Marktpreis abhängt sowie Stromerzeuger außerhalb des EEG mit direkter Teilnahme am Strommarkt. Deshalb werden Speicher gerade dann wirtschaftlich interessant, wenn bei niedriger Stromerzeugung der Strompreis hoch, und bei hoher Stromerzeugung der Strompreis niedrig, sowie die Differenz zwischen den Strompreisen groß ist. Dies ist im Winter regelmäßig der Fall (Abbildung 6-7). Im Sommer ist grundsätzlich ebenfalls dieser Zusammenhang zu erkennen, jedoch nicht so stark ausgeprägt wie im Winter (Abbildung 6-8).
2. Ein Betrieb von Speichern, der sowohl für das Saerbecker Verteilnetz dienlich, wie auch an der Börse rentabel ist, ist in erster Linie im Winter möglich. Im Sommer ist ein an der Börse ausgerichteter Speicherbetrieb interessanter als einer, der nur am Verbrauch Saerbecks ausgerichtet ist.

6.4 Fokussierung auf Kurzzeitspeicher als ersten Schritt der Stromspeicherung im Untersuchungsgebiet

Betrachtet man die Summe der Erzeugung und des Verbrauchs jeweils über Monate und Wochen (siehe Abbildung 6-9 und Abbildung 6-10) zeigt sich, dass innerhalb einer Woche bilanziell, bis auf eine Ausnahme, immer hinreichend Strom erzeugt wird, um den Bedarf zu decken. Eine Speicherung des Stroms über Wochen oder Monate hinweg ist demzufolge bei isolierter Betrachtung der Gemeinde Saerbeck nicht notwendig.

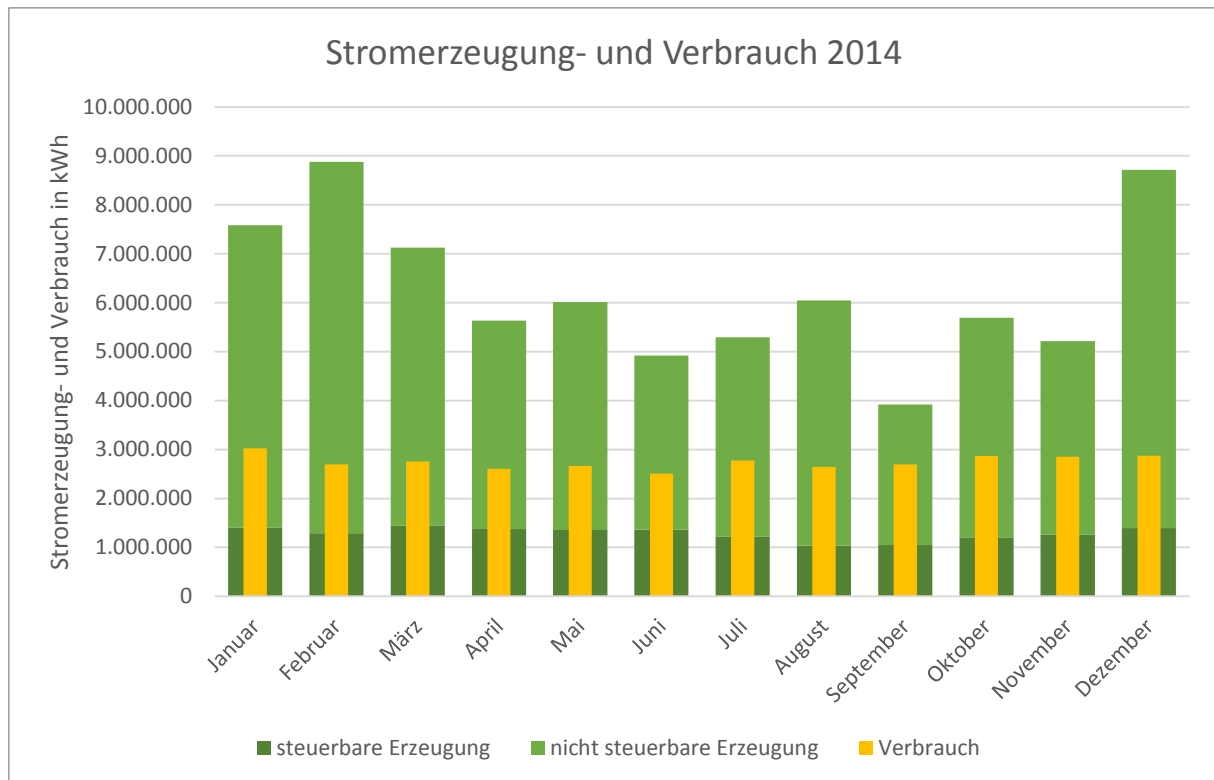


Abbildung 6-9: Stromverbrauch im Netz der SaerVE als Monatssummen im Jahr 2014 sowie die Stromerzeugung im Gemeindegebiet getrennt nach steuerbarer und nicht steuerbarer Erzeugung

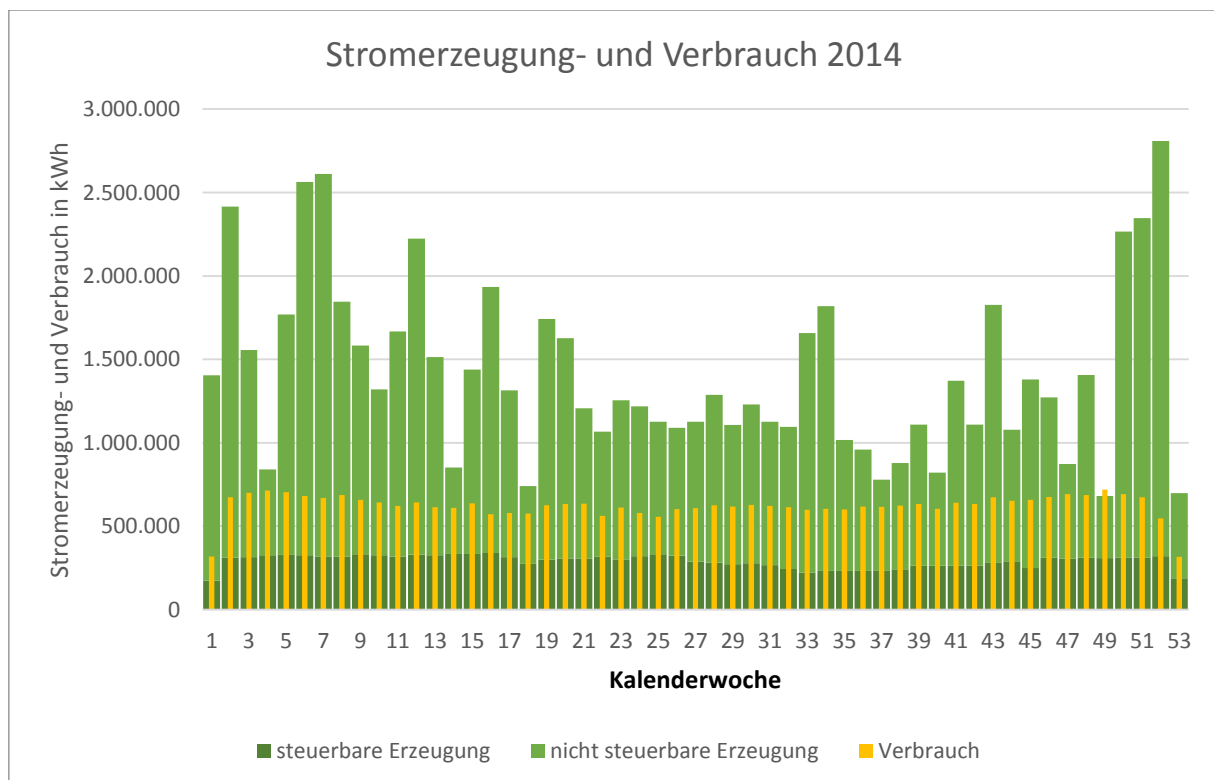


Abbildung 6-10: Stromverbrauch im Netz der SaerVE als Wochensummen im Jahr 2014 sowie die Stromerzeugung im Gemeindegebiet getrennt nach steuerbarer und nicht steuerbarer Erzeugung

Bedeutung für Energiespeicher in Saerbeck:

Soll mit Energiespeichern in erster Linie die erneuerbare Stromversorgung in einem kommunalen Bilanzkreis in Richtung einer EE-Vollversorgung weiterentwickelt werden, ist bei hoher EE-Produktion wie heute bereits in Saerbeck keine Speicherung über mehr als eine Woche notwendig. Dies bestätigt die Ergebnisse aus Kapitel 6.2.

6.5 Ermittlung des Einspeisepotenzials für Wasserstoff

Trotz der im vorigen Abschnitt beschriebenen Fokussierung auf Kurzzeitspeicher als erster sinnvoller Schritt zur Energiespeicherung in der Gemeinde Saerbeck wird im Folgenden eruiert, welchen Umfang eine Wasserstoffherzeugung und Einspeisung ins Erdgasnetz im Untersuchungsgebiet möglich wäre. Im Rahmen des Projektes wurde hierzu ein Tool entwickelt, mit dem die maximale Einspeisemöglichkeit für Wasserstoff aus einer Power-to-Gas-Anlage in ein Erdgasverteilnetz ohne Rückspeisemöglichkeit in ein übergeordnetes Netz ermittelt werden kann. Grundlage sind das Lastprofil Gas, sowie diverse Parameter wie die Gasqualität, der Börsenstrompreis, die Eigenschaften der Gaseinspeisung und eines optionalen Pufferspeichers. Abbildung 6-11 zeigt die Ein- und Ausgabemaske des Tools.

Heizwert	11,451	kWh/m ³				Zylinderhöhe	3	m
H ₂ max.	5%					Zylinderdurchmesser	2	m
Strompreis max.	30	€/MWh				Druck	100	bar
						Volumen	9,4	m ³
Leistung Elektrolyse	100	kWel						
Einspeisung	25,04174	Nm ³ /h				Heizwert H ₂	2,995	kWh/m ³
Speichergröße	942,5	Nm ³				Wirkungsgrad Elektrolyse	75%	
Start								
Ergebnis								
Max. Speicherstand								
Speicher voll	1523	Stunden						
Erz. Wasserstoff	154876,9	m ³						
Betriebszeit	14,6%							
Monatsanalyse								

Abbildung 6-11: Ein- und Ausgabemaske des Tools zur Ermittlung des Wasserstoffeinspeisepotenzials in Erdgasverteilnetzen

Das Tool kann unter Berücksichtigung diverser Parameter für die Auslegung einer Power-to-Gas-Anlage genutzt werden. In diesem Projekt sind die Ergebnisse von Simulationsdurchgängen mit folgenden beispielhaften Parametern durchgeführt worden:

- 25 kW, 50 kW, 100 kW, 200 kW elektrische Leistung der Power-to-Gas-Anlage
- 20 €/MWh maximaler Strompreis für den Betrieb
- Kein Speicher und 157 Nm³ Wasserstoff-Speicher
- Maximale Wasserstoffbeimischung von 5 %
- Lastgang des Jahres 2014 für das Netzgebiet auf dem Gemeindegebiet Saerbeck

Die Ergebnisse der Szenarien mit unterschiedlicher Leistung jeweils einmal mit und einmal ohne Speicher sind Abbildung 6-12 zu entnehmen.

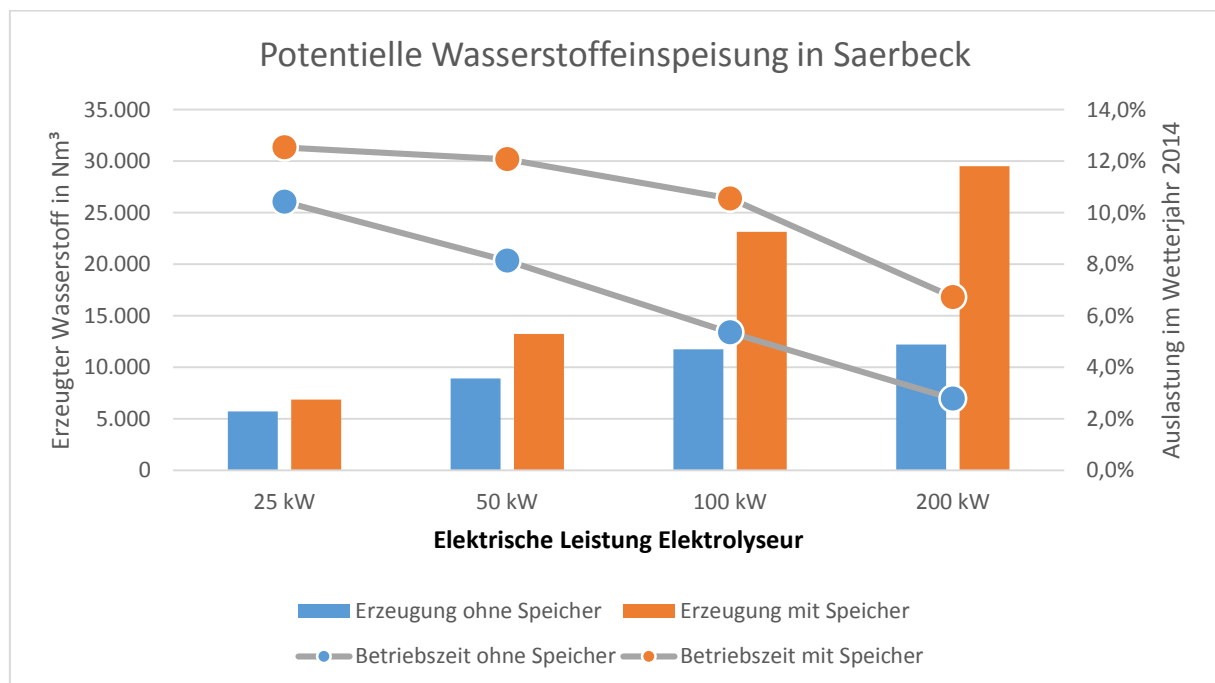


Abbildung 6-12: Mögliche Erzeugung von Wasserstoff bei unterschiedlicher Erzeugerleistung im Jahr 2014 mit und ohne Wasserstoffspeicher auf Grundlage des Gaslastganges von Saerbeck. Der Speicher ist mit 157 Nm³ angenommen.

Gut zu erkennen ist, dass die gesamte Einspeisemenge bei Verdopplung der elektrischen Leistung nur leicht zu erhöhen ist. Insbesondere zwischen der 100 kW und 200 kW-Anlage ist nur noch ein marginaler Unterschied vorhanden, was sich auch in der Auslastung widerspiegelt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass es viele Zeiten gibt, in denen die Leistung der Power-to-Gas-Anlage durch eine zu niedrige Gasentnahme aus dem Erdgasverteilnetz beschränkt wird. Diese Zeiträume können durch einen Speicher überbrückt werden. Orange dargestellt sind in Abbildung 6-12 die Ergebnisse mit einem Speicher mit einem Volumen von

ca. 157 Nm^3 , was einem Zylinder von 1 m Durchmesser und 2 m Länge bei 100 bar oder einem Zylinder von 4 m Durchmesser und 12,5 m Länge drucklos entspricht. Schon ein derart kleiner Speicher erhöht die Gasproduktion und damit die Auslastung der Anlagen – besonders bei den Anlagen mit 100 kW und 200 kW elektrischer Leistung – signifikant um einen Faktor größer zwei. Tabelle 6-2 listet die Ergebnisse und die Optimierung des Betriebs der betrachteten Szenarien auf.

Tabelle 6-2: Wasserstofferzeugung und Betriebszeiten bei unterschiedlicher Elektrolyseurleistung und Erhöhung der Betriebszeit durch Integration eines Wasserstoffspeichers

Leistung Elektrolyse	Erzeugung ohne Speicher	Betriebszeit ohne Speicher	Erzeugung mit Speicher	Betriebszeit mit Speicher	Erhöhung der Betriebszeit
25 kW_{el}	5.715 Nm ³	10,4 %	6.874 Nm ³	12,5%	20 %
50 kW_{el}	8.926 Nm ³	8,1 %	13.248 Nm ³	12,1%	48 %
100 kW_{el}	11.745 Nm ³	5,4 %	23.150 Nm ³	10,6%	97 %
200 kW_{el}	12.229 Nm ³	2,8 %	29.512 Nm ³	6,7%	141 %

Mit Hilfe des beschriebenen Tools kann nun die optimale Größe von Elektrolyseur und Wasserstoffspeicher für ein vorhandenes Netz gefunden werden.

Betrachtet man die Wasserstofferzeugung nach Monaten (Abbildung 6-13) lässt sich außerdem ein großer Unterschied zwischen Sommer- und Wintermonaten feststellen. Im Juli werden insgesamt nur 557 Nm^3 Gas ins Netz eingespeist, im Dezember sind es 4.157 Nm^3 .

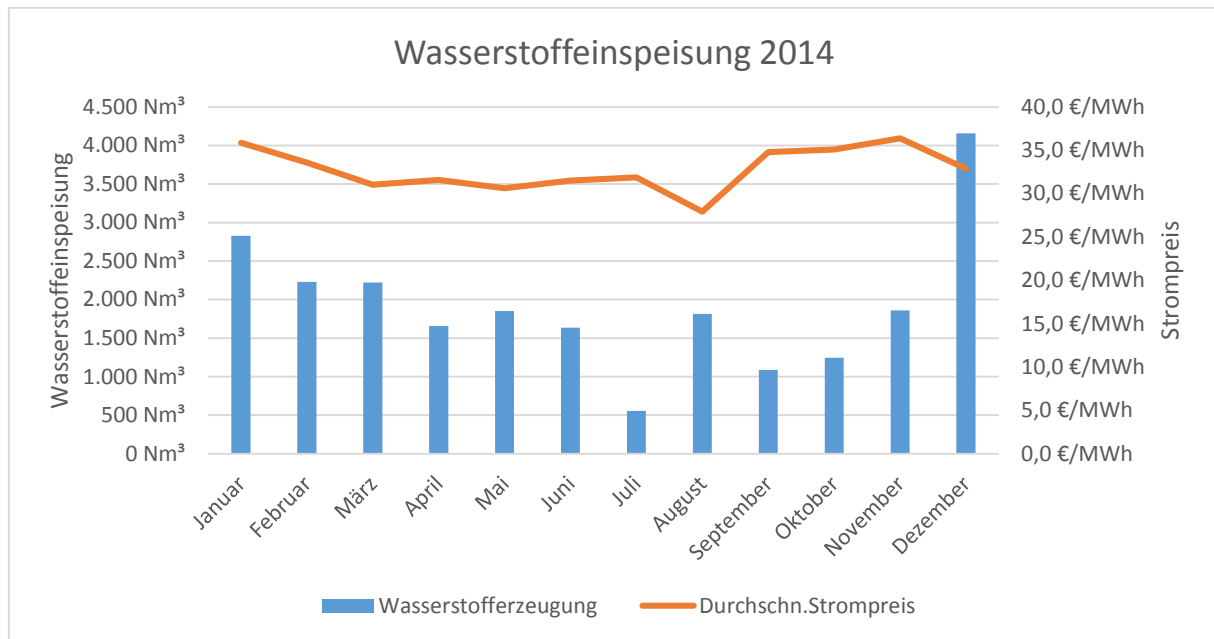


Abbildung 6-13: Wasserstoffeinspeisung im Jahr 2014 bei einer Power-to-Gas-Anlage mit 100 kW elektrischer Leistung und einem Speicher mit 157 Nm^3 Kapazität.

Sollen perspektivisch größere Mengen erneuerbarer Energie in Form von Wasserstoff umgewandelt werden, und somit einer überregionalen Verteilung durch die vorhandene Erdgasinfrastruktur zugänglich gemacht werden, so wird das örtliche Gasverteilnetz nach geltenden Wasserstoffkonzentrations-Obergrenzen schnell an Kapazitätsgrenzen stoßen. Die Einspeisung in das überregionale Gas-Transportnetz stellt eine Alternative dar. Eine Prüfung der nächstgelegenen Transportnetzleitungen ergibt, dass mögliche Stichleitungswege mindestens 3 km oder länger sein müssten (siehe Abbildung 6-14).

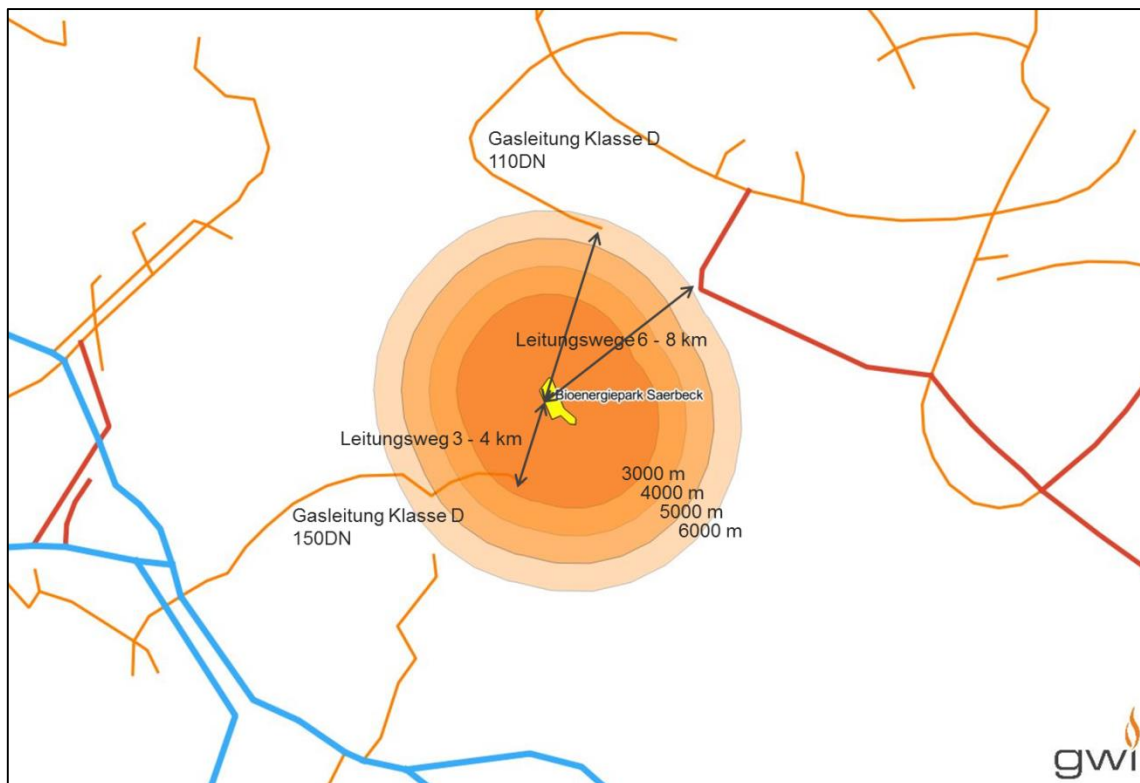


Abbildung 6-14: Distanzen zwischen Bioenergiepark Saerbeck und den nächstgelegenen Leitungen des Gastransportnetzes. Für einen perspektivischen Anschluss wäre nach grober Schätzung eines hier nicht im Detail dargestellten Leitungsverlaufes eine mindestens 3 km lange Stichleitung nötig.

Bedeutung für Energiespeicher in Saerbeck:

Die Abhängigkeit der Einspeisung von der Gasentnahme zur Einhaltung von Wasserstoffkonzentrations-Obergrenzen hat folgende Konsequenzen:

1. Wasserstoffherzeugung und Verbrauch korrelieren saisonal gut miteinander, was der Durchmischung von Wasserstoff und Erdgas zuträglich ist. Die Einspeisung chemisch gebundener regenerativer Energie ins Gasverteilnetz koppelt die Strom- mit der Wärmeversorgung und verdrängt dort anteilmäßig fossile Energieträger.
2. Auch wenn Power-to-Gas-Anlagen in erster Linie als Langzeitspeicher verstanden werden, da sich Gas besser speichern lässt als Strom, findet hier zugleich eine Kurzzeitspeicherung (Einspeisebereitschaft innerhalb z.B. 1 Minute möglich) entweder in einem gesonderten Druckspeicher oder im Verteilnetz statt.
3. Soll perspektivisch Energie tatsächlich lange, d.h. über Wochen und Monate gespeichert werden, so ist eine Einspeisung ins Hochdruck-Transportnetz notwendig, wo ganzjährig

höhere Volumenströme herrschen und folglich Wasserstoff und Erdgas besser durchmischt werden.

6.6 Vorstellung des VBA-Tools zur Speichersimulation

Zur Auswahl geeigneter Speicher und Speicherkombinationen wurde ein Tool mit Hilfe der Skriptsprache *Visual Basic for Applications* (VBA) erstellt, mit dem das Verhalten der Residuallast in einem definierten Netzbereich bei Einsatz unterschiedlicher Speicher simuliert werden kann.

Basierend auf den in Kapitel 4 vorgestellten Realdaten aus dem Untersuchungsgebiet der Gemeinde Saerbeck wird als Grundlage für die nachfolgende Simulation das Wetterjahr 2014 inklusive aller viertelstündlich aufgelösten Daten als bekannt angenommen. Reale Wetterprognosen und Prognoseunsicherheiten gehen folglich nicht in die Berechnungen ein sondern werden als ideal angenommen.

Im Folgenden wird die Funktionsweise des Tools erläutert.

Ausgangsbasis für die Simulation sind Viertelstundenwerte der Erzeugung und der Last des zu untersuchenden Gebietes. Speziell liegen folgende Werte vor:

- **Last in kW:** Durchschnittliche Verbrauchsleistung in der letzten Viertelstunde
- **nicht steuerbare Erzeugungsleistung in kW:** Durchschnittliche Erzeugungsleistung in der letzten Viertelstunde durch nicht steuerbare Energieerzeuger wie z.B. Photovoltaik und Windkraft
- **steuerbare Erzeugungsleistung in kW:** Durchschnittliche Erzeugungsleistung in der letzten Viertelstunde durch steuerbare Energieerzeuger wie z.B. BHKW
- **gesamte Erzeugungsleistung in kW:** Durchschnittliche Erzeugungsleistung in der letzten Viertelstunde durch alle Erzeuger (Summe steuerbare und nicht steuerbare Erzeugung)
- **Residuallast (jeweils steuerbar, nicht steuerbar und gesamt) in kW:** Differenz aus Last und Erzeugung, negative Werte stellen einen Stromüberschuss, positive einen Strommangel dar
- **Strompreis in €/MWh:** Day-Ahead-Preis für Deutschland an der EPEX SPOT
- **(Lufttemperatur in °C)**
- **(Windgeschwindigkeit in m/s)**

- **(Globalstrahlung in W/m²)**

Die Werte in Klammern werden zwar eingelesen, zum aktuellen Zeitpunkt jedoch noch nicht in der Simulation verwendet.

Zudem werden noch einige Parameter für die Simulation benötigt:

- **Simulationsparameter**

- **Speicher 1**
- **Speicher 2**
- **Erzeugungsart:** Berücksichtigung der steuerbaren, nicht steuerbaren oder aller Stromerzeuger
- **Max. Strompreis Einspeicherung**
- **Min. Strompreis Ausspeicherung**
- **Faktor Erzeugung/Last:** Faktor zur optionalen Anpassung von Last und Erzeugung an bestimmte Speichergrößen

- **Speicherparameter (in der Simulation genutzte Parameter)**

- **Speicherbare Energiemenge:** Nettokapazität des Speichers in kWh
- **Gesamtwirkungsgrad:** Wirkungsgrad des Speichers über einen gesamten Zyklus, also Ein- und Ausspeicherung in %
- **Standbyleistung:** Elektrische Verbrauchsleistung im Bereitschaftszustand in W
- **Selbstentladung**
- **maximale Ladeleistung**
- **maximale Entladeleistung**
- **Mindestlaufzeit**
- **Kalendarische Lebensdauer**
- **Zyklische Lebensdauer**
- **Minimale Entladetiefe:** Prozentsatz, der zum Schutz des Speichers oder aus technischen Gründen im Speicher verbleiben muss, wenn nicht bereits in „speicherbare Energiemenge“ berücksichtigt

Die Simulation läuft in mehreren Schritten ab. Zunächst wird die zu betrachtende Residuallast anhand des Faktors Erzeugung/Last für den gesamten Simulationszeitraum in 1-Minuten-Schritten errechnet und gespeichert. Auf dieser Basis werden die einzelnen Phasen mit einer Über- oder Unterproduktion analysiert und Kennwerte gebildet. Diese sind die Phasendauer in Stunden und die Phasenenergie, welche die Summe der überproduzierten oder der fehlenden Strommenge innerhalb der Phase darstellt. Sie werden in der Simulation für

Einschaltentscheidungen genutzt. Betrachtet wird hier je Simulationsschritt ein 15-Minuten-Intervall.

Schritt 1

Sind zwei Speicher ausgewählt, muss entschieden werden, welcher Speicher bevorzugt genutzt wird. Entscheidungskriterien sind der Gesamtwirkungsgrad des Speichers, die noch vorhandene Kapazität und die Länge der Phase der EE-Über- oder Unterproduktion in der hier angegebenen Reihenfolge.

Schritt 2

Je nachdem welcher der beiden Speicher die höhere Einschaltpriorität hat, laufen die notwendigen Einschaltprozeduren ab. Als erstes wird eine Prozedur aufgerufen, die speicherspezifisch ist und „Entscheider“ heißt. In dieser wird anhand der Viertelstundendaten, der Speicher- und Simulationsparameter entschieden, ob der Speicher tatsächlich eingeschaltet wird, ob ein- oder ausgespeichert wird und um welche Strommenge es sich dabei handelt. Je nach Rückgabewert führt im Folgenden die Prozedur „EinschaltenLaden“ oder „EinschaltenEntladen“ alle notwendigen Schritte aus, wie z.B. Speicherkennwerte anpassen und die Berechnung der neuen Residuallast. Als Letztes werden noch speichertypabhängig die Verluste berechnet.

Schritt 3

Die Ergebnisse des Simulationsschritts werden an diversen Stellen in ein Ergebnisarbeitsblatt geschrieben, sowie weitere Kennwerte und Summen gebildet.

Sind alle Simulationsschritte abgelaufen, werden die während der Simulation ermittelten Kennwerte in einem Ergebnisbereich ausgegeben. Diese Kennwerte sind:

- **Betriebsstunden**
- **Energiemenge eingespeichert:** Kumulierte Energiemenge, die in den Speicher eingebracht worden ist in kWh (von außen betrachtet)
- **Energiemenge ausgespeichert:** Kumulierte Energie, die dem Speicher entnommen worden ist in kWh (von außen betrachtet)
- **Gesamtverluste:** Kumulierte, durch den Ein- und Ausspeisevorgang sowie Zeitverluste entstandene Verluste im Speicher in kWh
- **Zyklen:** Anzahl der Vollzyklen, die der Speicher im Simulationszeitraum durchlaufen hat

- **Zyklische Restlebensdauer**

Alle Teilergebnisse der einzelnen Simulationsschritte werden als Rohdaten im Arbeitsblatt „Berechnung“ gespeichert und können beliebig ausgewertet werden.

6.7 Festlegung der Auswahlkriterien für die zu untersuchenden Energiespeicheranlagen

Für die Simulation des beschriebenen Programms sind verschiedene Auswahlkriterien erstellt worden. Diese geben an, welcher Speicher bevorzugt geladen werden soll. Wird die Simulation ausschließlich mit einem Speichersystem durchgeführt, so wird dieser Teil des Tools übersprungen.

Für den Fall von zwei zur Verfügung stehenden Energiespeichertechnologien werden beide zunächst nach ihrem Wirkungsgrad sortiert. Dadurch wird gewährleistet, dass, falls keine weitere Priorisierung vorgenommen wird, die Speicherreihenfolge nicht beliebig ist.

Das nächste Auswahlkriterium ist die Energiemenge, die gespeichert werden soll. Soll eine große Menge an Energie gespeichert werden, ergibt es keinen Sinn, wenn dies mit kleinen Speichern versucht wird. Fällt die Wahl beispielsweise anhand anderer Kriterien auf einen Schwungmassenspeicher, jedoch ist die insgesamt zu speichernde Energiemenge deutlich größer als die Kapazität dieses Speichers, so wird dennoch ein Langzeitspeicher bevorzugt. Für diesen Fall wird eine Grenze festgelegt, ab der die Speicherung über PtG erfolgen soll. Aus diesem Grund wird geprüft, ob die überschüssige Energie der folgenden Phase, die durchweg Überschussstrom liefert, kleiner als die Kapazität der Speicher abzüglich ihrer derzeitigen Beladung ist. Ist dies der Fall, sodass die gesamte elektrische Energie der anstehenden Phase von einem der beiden Speicher aufgenommen werden kann, so wird dieser Speicher priorisiert.

Die Überprüfung des wichtigsten Kriteriums folgt am Ende, da dadurch alle vorherigen Priorisierungen überschrieben werden können. Dies ist die Länge der Phasendauer, wofür es zwei Begründungen gibt. Zum einen können Batterien und Schwungradspeicher schneller reagieren und eingesetzt werden. Ist die Speicherdauer gering und wechselt die Residuallast beispielsweise zwischen positiv und negativ, dann können die schnellen, kleinen Speicher (Batterie und Schwungrad) zwischen Be- und Entladen hin- und herschalten und somit einen kurzfristigen Ausgleich erzielen. Zum anderen muss auf die Selbstentladungsrate geachtet werden. Ist die Speicherdauer sehr lang sind vor allem Schwungräder nicht geeignet, da sie bis zum Entladen einen Großteil der gespeicherten Energie wieder verloren haben. Diese sollten

nur bis zu einer bestimmten Maximaldauer als Speicher genutzt werden können. Um beide Erklärungen zu einem Kriterium zusammenzuführen, wird eine Maximaldauer über die Selbstentladungsrate bestimmt. Darin enthalten ist gleichzeitig auch die erste Begründung für einen kurzzeitigen Ausgleich. Als Grenze wurde eine Restladungstiefe von 80 % gewählt. Bei einer Selbstentladungsrate von beispielsweise 4 % wird nach etwas mehr als fünf Stunden die Grenze von 80 % erreicht. Somit würde für diesen Fall die Maximaldauer der Phase auf fünf Stunden festgelegt werden und der Speicher bis zu diesem Wert bevorzugt betrieben. Liegt die Maximaldauer beider Speicher über der Länge der Phasendauer wird keine von beiden bevorzugt.

Ein weiteres mögliches Auswahlkriterium ist die Energiedichte. Soll in Zukunft die gesamte Energie über Speicher ausgeglichen werden muss standortspezifisch der Platzbedarf der einzelnen Speicheroptionen berücksichtigt werden, da die Ausmaße von kleinen Containerlösungen bis hin zu großen Hallen variieren und sogar umfangreiche Erdarbeiten nötig machen können.

6.8 Auswahl der untersuchten Energiespeichersysteme

Für jede Technologieklasse wurde ein charakteristischer Speicher ausgewählt. Die Entscheidung fiel auf die Verwendung real am Markt existierender Modelle als Eingangsgrößen für die Simulationen, da eine virtuelle, durch mathematische Mittelwertbildung wesentlicher technischer Parameter erzeugte Referenzanlage der Komplexität nicht gerecht werden kann. Im Gegenteil: Technische Limitierungen führen auf der Seite der Anlagenentwickler zu Optimierungsstrategien, bei denen technische Parameter in der Regel nicht unabhängig voneinander, sondern nur im Wechselspiel untereinander beeinflusst und verstanden werden können. Insofern wäre jede konstruierte Mittelwertbildung für dieses multiparametrische Problem sogar inhaltlich fehlerbehaftet. Eine nach Stand der Technik 2015 repräsentative Anlage hingegen erlaubt eine technisch realistische Speichersimulation.

Grundsätzlich standen nach der Herstellerbefragung vier Typen von Speichern zur Verfügung. Der Druckluftspeicher wurde für die Simulation vernachlässigt, da er als Speicher vor Ort nicht umsetzbar ist und dem Mobilitäts-Kriterium nicht genügt. Zukünftig werden Überschussstrommengen auch in räumlichen und zeitlichen Zusammenhängen auftreten, die sich nach einigen Jahren ändern können. Zum Beispiel könnte sich in der Nähe von EE-Erzeugern Industrie ansiedeln, um günstigen Strom zu beziehen. Es könnten auch Netzausbauvorhaben fertiggestellt werden, die Überschussstrommengen in eine andere Region

verschieben. Der optimale, netzdienliche Standort für einen (kleineren) Stromspeicher kann sich also über die Jahre seiner Lebensdauer ändern und dieser Flexibilitätsoption soll hier Rechnung getragen werden. Darüber hinaus bekräftigt eine erste Simulation des Druckluftspeichers den Ausschluss desselben für das Projekt, denn über das gesamte Referenzjahr hinweg entsteht durch Wirkungsgradverluste und Selbstentladungen ein Gesamtverlust von 76 %. Ein solch hoher Wert wird als inakzeptabel bewertet.

Aus den fünf Schwungradspeichern wurde ein Speicher von Hersteller C ausgewählt, der in seinem Leistungsumfang mittig zwischen allen verfügbaren Modellen anzusiedeln und daher als geeigneter Stellvertreter für marktverfügbare Schwungradspeicher gelten kann. Ein aufgrund zu hoher Selbstentladung ungeeignetes Schwungrad wurde zuvor ausgeschlossen.

Bei den Elektrolyseuren als Bestandteil der Power-to-Gas Technologie fiel die Wahl auf Hersteller F. Da eine kleine Anlage geplant wird und der Unterschied zwischen den installierten Einspeiseleistungen von Batterie, Schwungrad und Elektrolyseur nicht zu groß werden soll, wurde das Produkt mit der kleinsten Leistung bei ansonsten vergleichbaren technischen Daten als Repräsentant der Elektrolyseure für die Simulation ausgewählt.

Die Batteriespeicher sind intern noch einmal in verschiedene Speichertypen einzuteilen, weshalb zunächst je Typ ein Speicher ausgewählt wurde. Dies sind eine Blei-Säure-, eine Lithium-Ionen- und eine Redox-Flow-Batterie. Um aus diesen dreien eine Batterie auszuwählen, mit der die Simulationen durchgeführt werden sollen, wurden sie verglichen und die Vor- und Nachteile gegenüber den anderen beiden Batterietypen erstellt. In Tabelle 6.3 sind diese für eine Redox-Flow-Batterie aufgelistet. Die Vorteile überwiegen bei Weitem, weshalb die Entscheidung zugunsten dieser Batterie fiel. Der Nachteil im Wirkungsgrad und ist bei großen Mengen Überschussstrom nicht als prioritär anzusehen und der um wenige Quadratmeter höhere Platzbedarf spielt im Projektszenario keine Rolle. Auch im realen Anwendungsfall kann davon ausgegangen werden, dass der Platzbedarf von Redox-Flow-Batterien für den Anwendungsfall der Kurzfristspeicherung sowie für netzdienliche Speicherfahrweisen nicht ausschlaggebend sein wird.

Tabelle 6.3: Vor- und Nachteile einer Redox-Flow-Batterie im Vergleich zu einer Lithium-Ionen und einer Blei-Säure Batterie

Vorteile:	Nachteile:
Geringste Selbstentladung	Geringster Wirkungsgrad
Größte Entladetiefe	Größtes Volumen
Höchste zyklische Lebensdauer	
Größte Leistung	
Auch bei negativen °C-Außentemperaturen nutzbar	

Für die Simulationen stehen somit die Redox-Flow-Batterie als elektrochemischer Speicher und Vertreter der verschiedenen Batterietechnologien, sowie ein Schwunghmassenspeicher als mechanische Speichertechnologie und ein Elektrolyseur für die Power-to-Gas als chemische Energiespeichertechnologie zur Verfügung.

6.9 Eingangsparmeter für die technische Simulation der Energiespeicherauslastungen

Das im Projekt entwickelte Tool für die Speichersimulation wird mit den Parametern aus Tabelle 6.4 versorgt. Sie beinhaltet die Daten, die von den Herstellern zur Verfügung gestellt wurden. Um die Vergleichbarkeit zu gewährleisten und trotzdem ein reales Produkt abbilden zu können, wurde beispielsweise der modular erweiterbare Schwungradspeicher bei den entsprechenden Parametern mit dem Faktor 10 versehen. Dadurch ist die Kapazität auf 36 kWh gestiegen und kann somit leichter mit der Batterie verglichen werden, die eine Kapazität von 40 kWh besitzt. Der Elektrolyseur für die Power-to-Gas-Technologie hat keine obere Kapazitätsgrenze, da der erzeugte Wasserstoff in das Erdgasnetz eingespeist werden kann. Hier wurde die kleinstmögliche Leistung von 100 kW gewählt.

Tabelle 6.4: Technische Daten der Speichertechnologien für die Simulation

	Hersteller K	Hersteller C	Hersteller F
Technologie	Redox-Flow-Batterie	Schwungradspeicher	Power-to-Gas
Kapazität [kWh]	40	36	-
Leistung [kW]	30	220	100
Wirkungsgrad [%]	80	88,5	70 (Strom zu Gas)
Selbstentladung [%/h]	0,000147	4	-
Zyklische Lebensdauer	10.000	100.000	-
Kalendarische Lebensdauer [a]	20	15	20

Die Simulation soll eine Energiespeicherlösung für eine kleine Technikumsanlage im Bioenergiepark Saerbeck liefern. In unseren Simulationen wird Saerbeck in einem Maßstab von 1:100 darstellt. Durch diesen Übersetzungsfaktor wird erreicht, dass eine kleine Technikumsanlage in Saerbeck einen relevanten Effekt auf die miniaturisierten Lastgänge der Ortschaft hat. Die für den Technikumsmaßstab anvisierten Leistungen bis 100 kW hingegen hätten keinen relevanten Lastglättungseffekt. Im Ergebnis können die Auswirkungen für eine perspektivische Errichtung einer 100-mal leistungstärkeren Anlage simuliert werden. Trotzdem können mit den erhaltenen Angaben der Hersteller reale Energiespeicherlösungen getestet werden, die es auf dem Markt zu finden gibt.

6.10 Simulationsergebnisse für die Auslastungen geeigneter Energiespeichertechnologien anhand von Realdaten aus dem Referenzjahr 2014

Die in Kapitel 6.8 ausgewählten Speichertechnologien werden mittels des in Abschnitt 6.5 beschriebenen VBA-Tools sowohl alleine als auch in Kombinationen jeweils zweier Technologien simuliert. Die Ergebnisse sind in Abbildung 6-15 dargestellt.

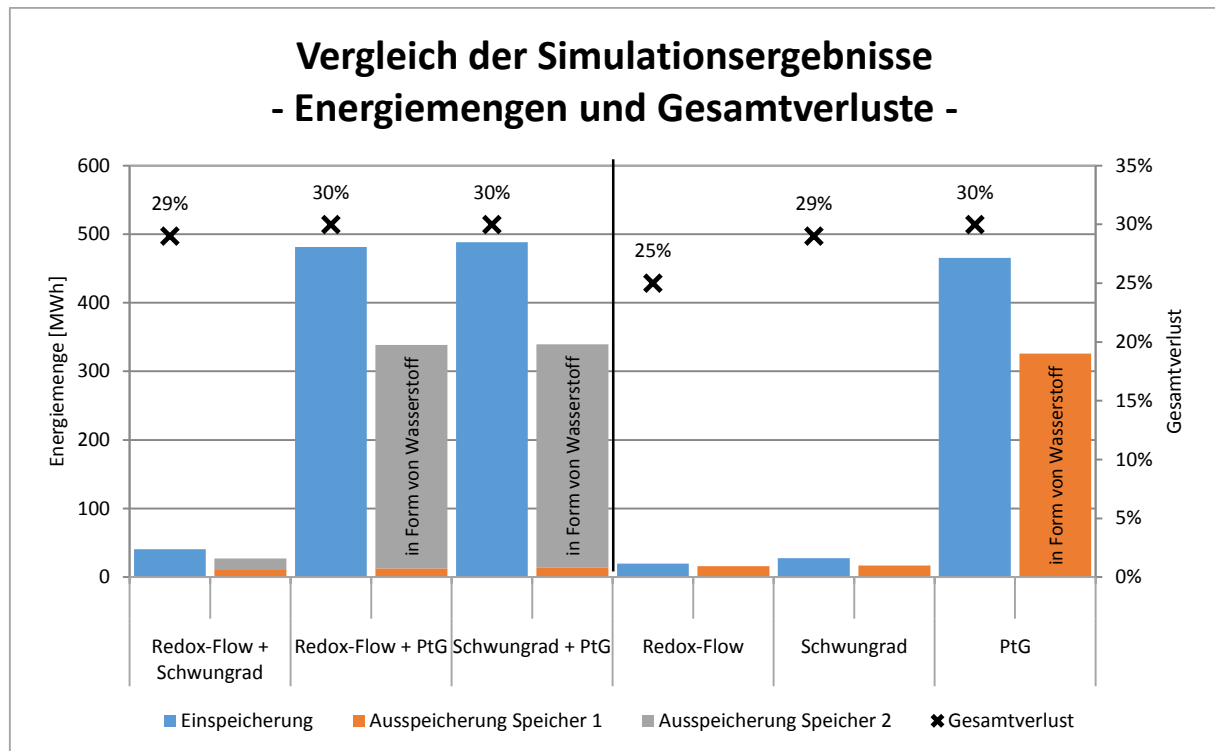


Abbildung 6-15: Vergleich der Simulationsergebnisse anhand der ein- und ausgespeicherten Energiemengen und Gesamtwirkungsgraden

In dieser Abbildung ist gut zu erkennen, wie sich die verschiedenen Speichertechnologien bzw. deren Kombinationen bei der Simulation für das Wetterjahr 2014 verhalten und welchen energetischen Mehrwert durch zusätzlich verfügbar gemachte erneuerbare Energie aus Produktionsspitzenzeiten sie der Gemeinde Saerbeck bieten.

Analyse des Einsatzes einer Einzelspeichertechnologie

Die drei Simulationen für die Verwendung von Energiespeicher-Einzeltechnologien liefern folgende Ergebnisse. Für die Redox-Flow-Batterie ergeben sich über das spezifische Wetterjahr Gesamtverluste von 25 % der eingespeicherten Energie. Für den Schwungradmassespeicher resultieren in diesem speziellen Anwendungsfall Gesamtverluste von 29 % der eingespeicherten Strommenge. Die Power-to-Gas-Anlage erzielt bei der Wasserstoffproduktion (entspricht der Einspeicherung) einen Wirkungsgrad von 70 % und kann 326 MWh gespeicherte Energie zu von der EE-Produktion entkoppelten Zeiten zur Verfügung stellen. Hier liegt jedoch die gespeicherte Energie chemisch gebunden in Form von Wasserstoff vor und nicht elektrisch. Insofern kann diese Energiemenge erst dann netzdienlich oder in EE-Mangelzeiten der elektrischen Energieversorgung dienen, wenn der Wasserstoff rückverstromt wird. Dieser Schritt würde für die gesamte Prozesskette Power-to-Gas-to-Power Wirkungsgradverluste zwischen 50 % und 70 % bedeuten, und wird im Folgenden nicht weiter betrachtet.

Redox-Flow-Batterie und Schwungradspeicher liegen also nach Simulation des Speicherbetriebs für die konkreten Last- und Wetterdaten von Saerbeck 2014 in Bezug auf die erzielten Gesamtwirkungsgrade etwa gleichauf, obwohl die zwei Technologien unterschiedlicher nicht sein könnten. Das Redox-Flow-Batteriesystem verfügt über eine wesentlich geringere Anschlussleistung (30 kW) im Vergleich zum mechanischen Speicher (220 kW), ist diesem jedoch bei der Selbstentladung um vier Größenordnungen überlegen (siehe Tabelle 6.4). Die Speicher spielen also auf jeder realen EE-Erzeugungskurve ihre individuellen Stärken in gänzlich anderen Rahmenbedingungen aus. Dennoch erzielen sie unter Verwendung der Saerbecker Erzeugungs- und Verbrauchsdaten von 2014 in Summe mit ausgespeicherten Gesamtenergiemengen von 16 MWh (Redox-Flow) respektive 17 MWh (Schwungrad) bilanziell sehr ähnliche Resultate.

Basierend auf den Realdaten aus dem Untersuchungsgebiet Saerbeck kann demzufolge keine klare Entscheidungsempfehlung zwischen diesen zwei konkurrierenden Speichertechnologien gegeben werden. Beide sind tatsächlich als gleichwertig im Rahmen der hier vorgenommenen Speichersimulationen zu bezeichnen. Sowohl ein Redox-Flow-Batteriespeicher wie auch ein Schwungradspeicher sind für den Einsatz im untersuchten Bilanzraum gut geeignet.

Ausblick für den Einsatz einer Einzelspeichertechnologie

Es soll jedoch ein Ausblick auf zukünftige Entwicklungen des Erzeugungsmix gegeben werden. Unter der Annahme, dass der Ausbau erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen im Untersuchungsgebiet (wie auch im gesamtdeutschen und weltweiten Trend) zukünftig weiter zunimmt, werden sich die Erzeugungsprofile weiter transformieren in Richtung volatiler, wetterabhängiger Leistungen. Die Verbrauchsprofile unterliegen ebenfalls weiteren Veränderungen. Hier kann grundsätzlich ein Trend zu höherer Energieeffizienz und Energiesparen angenommen werden. Dieser wird jedoch teilweise kompensiert durch die weitere Elektrifizierung des alltäglichen Lebens und möglicherweise auch durch einen Übergang zu elektrisch betriebener Wohnraumbeheizung und/oder elektrisch betriebenem Straßenverkehr. Bezogen auf den Betrachtungsraum Saerbeck mit einer bereits heute bilanziellen Überschussstromproduktion wird die Entwicklung der EE-Erzeugung aber entscheidend sein für den Bedarf an Stromspeicher-Technologien. Es kann vorausgesetzt werden, dass die steuerbaren, regenerativen Erzeugungsanlagen (Biomasse, siehe z.B. Abbildung 6-10) zukünftig gemeinsam mit Stromspeicheranlagen für eine Flexibilisierung der Stromversorgung eingesetzt werden. Dennoch werden sich die Extrema der Residuallastkurven

noch weiter auseinanderentwickeln, da PV-Peaks und Windstrom-Peaks immer höher ausfallen werden, während in dunklen Flautezeiträumen auf der Seite der regenerativen Erzeuger lediglich Biomasseanlagen zur Verfügung stehen. Speichertechnologien werden also mit zunehmender Dringlichkeit benötigt. Insbesondere durch den Ausbau der Windenergieanlagen werden die in Abschnitt 6.2 untersuchten Überschussstromproduktions-Dauern wachsen. Somit nimmt perspektivisch und im Gegensatz zur vorliegenden Studie die Wichtigkeit der Speicherkapazitäten stark zu. Die Anzahl der untätigen Wechsel zwischen Überschussstrom-Produktion und lokalem Mangel an EE-Erzeugung werden abnehmen. Demzufolge können in der mittel- bis langfristigen Zukunft Kurzzeitspeicher ihre Stärken weniger häufig ausspielen. Sie bleiben jedoch elementar wichtig zur Bereitstellung von Netzdienstleistungen. Im Sinne eines mittel- bis langfristigen Ausblickes sollten also Speicherkombinationen betrachtet werden, die sowohl die kurzfristige wie auch die langfristige Stromspeicherung bedienen können.

Analyse des Einsatzes einer Kombination von Speichertechnologien

Abbildung 6-15 zeigt die Simulationsergebnisse für die Speicherkombinationen Redox-Flow-Batterie plus Schwungradspeicher, Redox-Flow-Batterie plus Power-to-Gas sowie Schwungradspeicher plus Power-to-Gas.

Die Kombination von Redox-Flow-Batterie und Schwungradspeicher kann über das analysierte Gesamtjahr eine Energiemenge von ca. 40 MWh Strom aufnehmen und abzüglich der Wirkungsgradverluste und der Selbstentladungsraten der beiden Technologien ca. 27 MWh elektrische Energie in das Stromnetz zurückgeben. Das entspricht in etwa einem Gesamtverlust von 29 %.

Dem gegenüber stehen zwei Kombinationen mit je einem Kurzzeit- (Batterie- und Schwungradspeicher) und einem Langzeitspeicher (Power-to-Gas). Bedingt durch diese Verknüpfung komplementärer Energiespeicherkonzepte erzielen beide Kombinationen in der Simulation der Speicherauslastungen ähnliche Ergebnisse. Die Gesamtverluste belaufen sich jeweils auf etwa 30 % (Strom zu Wasserstoff). Die ausgespeicherten Energiemengen liegen mit etwa 339 MWh bzw. 338 MWh ebenfalls gleichauf. Wie bei der Simulation des Einsatzes von Einzeltechnologien zeigt sich auch hier, dass sich sowohl Schwungrad als auch Redox-Flow-Batterie in das vorgegebene Real-Lastprofil trotz ihrer unterschiedlichen Charakteristika mit in der Jahresbilanz gleichwertigem Erfolg einfügen können. Die Kombinationen aus Kurz- und Langzeitspeicher sind in der Lage, deutlich größere Energiemengen im lokalen Kontext zeitlich von der Erzeugung entkoppelt nutzbar zu machen (in beiden Fällen über 340 MWh). Um die

Betrachtung auf eine rein elektrische Anwendung zu fokussieren, kann ein Wirkungsgrad für eine Rückverstromung des Wasserstoffes von etwa 70 % angenommen werden, wodurch sich diese Energiemenge auf etwa 240 MWh reduziert (Abbildung 6-15).

Ausblick für den Einsatz einer Kombination von Speichertechnologien

Im Hinblick auf die zu erwartenden zukünftigen Entwicklungen gelten auch für Speicher-Kombinationen dieselben Trends wie oben beschrieben. Bei weiterem Ausbau der EE-Erzeugung wird die Wichtigkeit der Kapazitäten der eingesetzten Speicher zunehmen. Dieser Bedarf richtet sich beim Einsatz eines Verbundes aus Kurz- und Langzeitspeichern in erster Linie an den Langzeitspeicher, die auch eine zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch über Tage, Wochen oder Monate leisten können, während die Kurzzeitspeicher zum Fluktuationsausgleich und für Netzdienstleistungen weiterhin flexibel zur Verfügung stehen und auf den Zeitskalen von Sekunden bis Stunden ihre Stärken ausspielen.

Im hier untersuchten Beispiel der Power-to-Gas Technologie ist die Speicherkapazitätsgrenze nicht durch unveränderliche bauliche Randbedingungen oder einmal getätigte Investitions-Entscheidung limitiert. Vielmehr ist die Aufnahmekapazität des lokal verfügbaren und durch eine Einspeiseanlage erschlossenen Erdgasnetzes entscheidend. Zur Einhaltung der in den geltenden Regelwerken verankerten Wasserstoffkonzentrations-Obergrenzen (derzeit 5 Vol.-%, in Anwesenheit von Erdgastankstellen oder anderen sensiblen Verbrauchern jedoch nur 2 Vol.-% oder teils nur 1 Vol.-%). Ein Erdgasverteilnetz verfügt – insbesondere in dünn besiedelten wenig durch Industrie geprägten Regionen – jedoch über nur geringe Erdgasflüsse. Insbesondere im Sommer wird nur wenig Erdgas verbraucht, perspektivisch durch Sanierungsmaßnahmen am Gebäudebestand weiter abnehmend. Eine Alternative kann eine Einspeisung an ein Hochdruck-Erdgasnetz mit ganzjährig hohen Durchflussraten sein, solange zukünftig nicht bereits andere Einspeiser auch hier für eine Erreichung der Grenzwerte sorgen. Eine solche Leitung liegt vom untersuchten Standort jedoch mindestens 3 km entfernt (siehe Kapitel 6.5). Eine stoffliche Direktnutzung von Wasserstoff unter Umgehung des Erdgasnetzes bietet sich am Standort Saerbeck nicht an. Perspektivisch könnte eine Integration in den Mobilitätssektor eruiert werden. Schließlich steht PtG Technologien stets der weitere Prozessschritt der Synthese von synthetischem Methan aus Wasserstoff und CO₂ offen. Dies ermöglicht eine praktisch unbegrenzte Substitution von fossiler Energie in Erdgasinfrastrukturen.

6.11 Saisonale Betrachtung der Anwendung ausgewählter Speichertechnologie-Kombinationen

Um die Fahrweisen und resultierenden Füllstände der oben vorgestellten Energiespeicher-Kombinationen zu beleuchten, wird auf je eine Sommer- sowie eine Winterwoche des Jahres 2014 näher eingegangen. Die betrachtete Winterwoche vom 20.01. bis 27.01.2014 (KW 4) ist in Abbildung 6-16 zu sehen. Ein Speicherfüllgrad für PtG-Anlagen in den Abbildungen ist nicht sinnvoll, da kein Zustand „voll“ für das Gasnetz existiert. Lediglich der Speicherfüllstand des Schwungradspeichers (grün) sowie die Residuallast mit (orange) und ohne Speicherintegration (blau) werden dargestellt.

Zu Beginn ist der Schwungradspeicher nicht geladen. Aufgrund der positiven Residuallast in den ersten Tagen können (bis auf ein sehr kurzes Speicherintervall zwischen dem 20. und 21. Januar) weder die PtG-Anlage noch das Schwungrad betrieben werden. Erst in der Nacht zum 23. Januar fällt Überschussstrom an, der direkt in die Speicher eingespeist wird. Die Residuallast (grün) liegt in dieser Zeit auf der Nulllinie, was bedeutet, dass sich Strombedarf und Erzeugung durch Nutzung der Speicher exakt ausgleichen. Die im Schwungradmassespeicher gespeicherte Energie wird zum Ende der Überschussstromphase ins Netz zurückgegeben. Zum Ende der abgebildeten Winterwoche ist gut zu erkennen, welchen Beitrag die Speicher zur Netzentlastung beitragen. Die letzten zwei Tage dieser Woche zeigen, wie PtG die Spitzen des Überschussstroms zu reduziert. Bei vollbeladenem Schwungradspeicher verringert wird die Power-to-Gas-Anlage die negative Last deutlich.

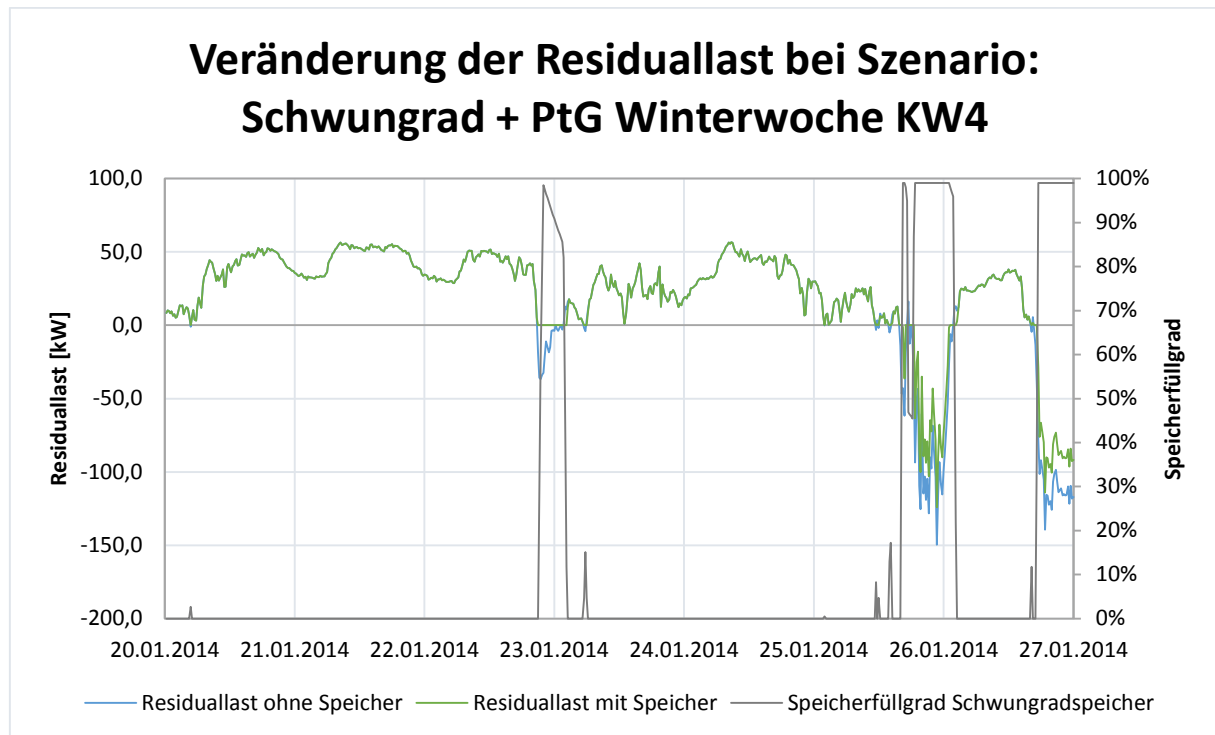


Abbildung 6-16: Veränderung der Residuallast bei Szenario: Schwungrad + PtG, Winterwoche KW 4

Dieselbe Winterwoche zeigt unter Simulation der Kombination Batterie + PtG ein fast identisches Abbild (Abbildung 6-17). Auch in diesem Fall wird der Nutzen der Speicher für das Stromnetz deutlich und führt zu einem größeren Anteil an selbst genutzter Energie.

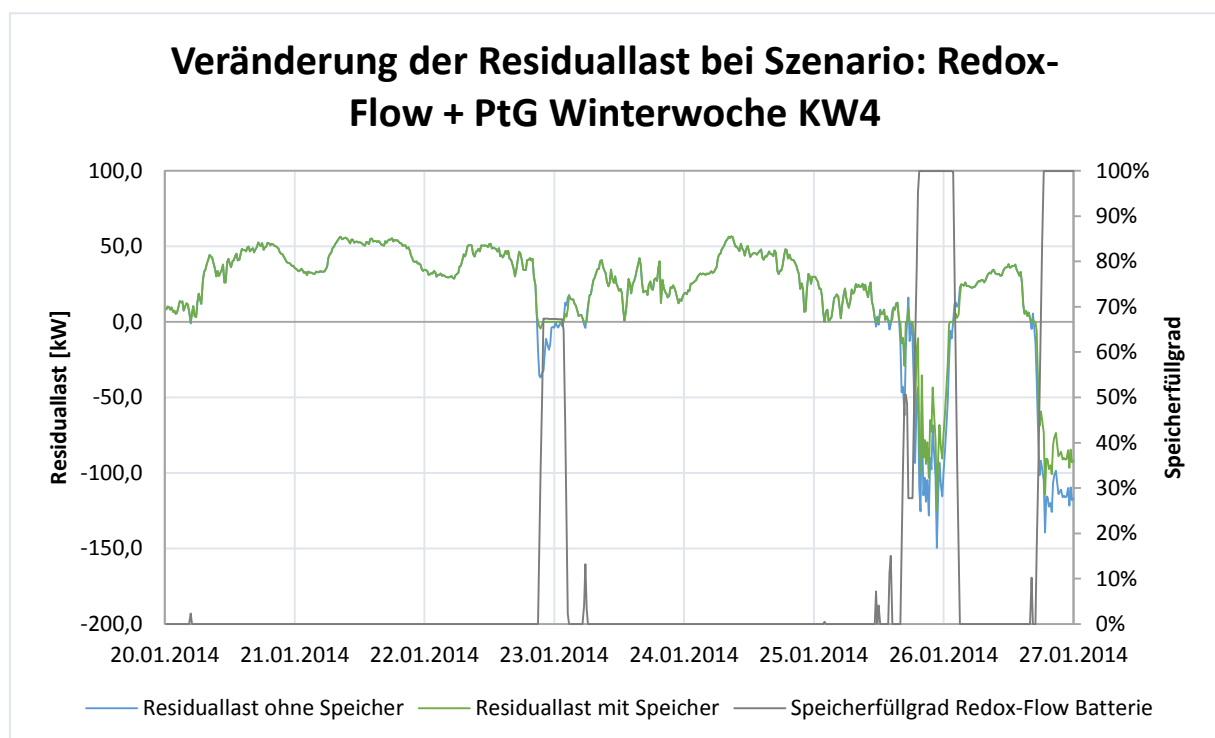


Abbildung 6-17: Veränderung der Residuallast bei Szenario: Redox-Flow-Batterie + PtG, Winterwoche KW 4

Abbildung 6-18 und Abbildung 6-19 dokumentieren den Mehrwert der gewählten Speichertechnologien für eine Sommerwoche vom 30.06. bis 07.07.2014 (KW 27). Hier wechseln sich positive und negative Residuallast ständig ab und verdeutlichen umso mehr den Einfluss der Speicher. Zu vielen Zeitpunkten kann die Residuallast ausgeglichen und das örtliche sowie durch vermiedene Hochspeisung das übergeordnete Stromnetz entlastet werden. Das Simulationsergebnis für das gesamte Wetterjahr 2014 ergibt für die Nutzung der Speicherkombination Schwungrad + PtG eine verschwindende Residuallast in 8.340 der Viertelstunden-Zeitscheiben, was einem Anteil von 23,8 % des Jahres entspricht.

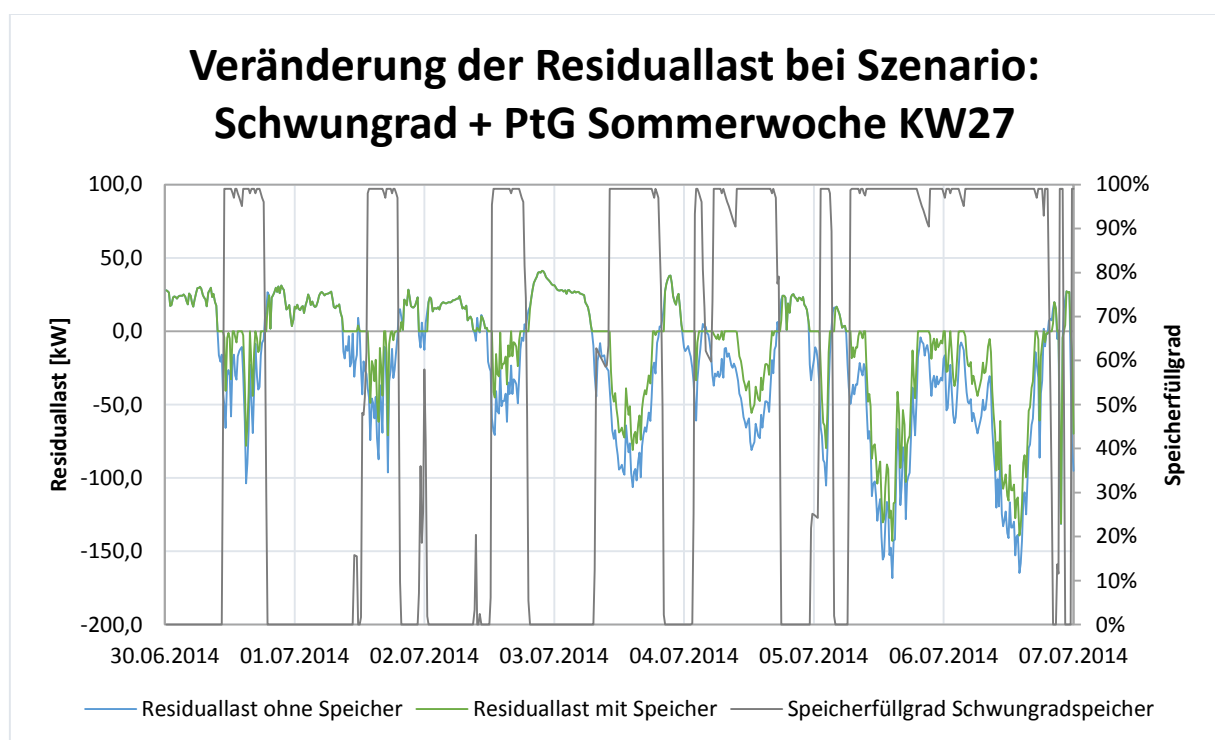


Abbildung 6-18: Veränderung der Residuallast bei Szenario: Schwungrad + PtG, Sommerwoche KW 27

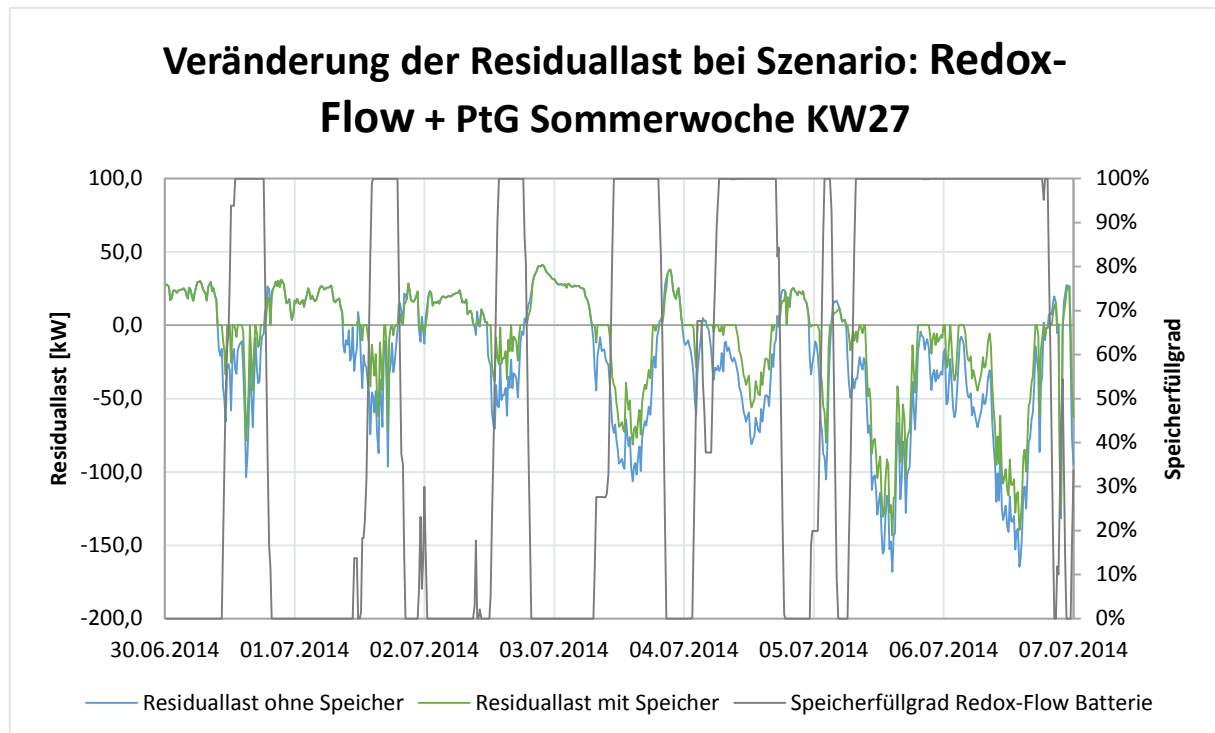


Abbildung 6-19: Veränderung der Residuallast bei Szenario: Redox-Flow-Batterie + PtG, Sommerwoche KW 27

Bedeutung für Energiespeicher in Saerbeck:

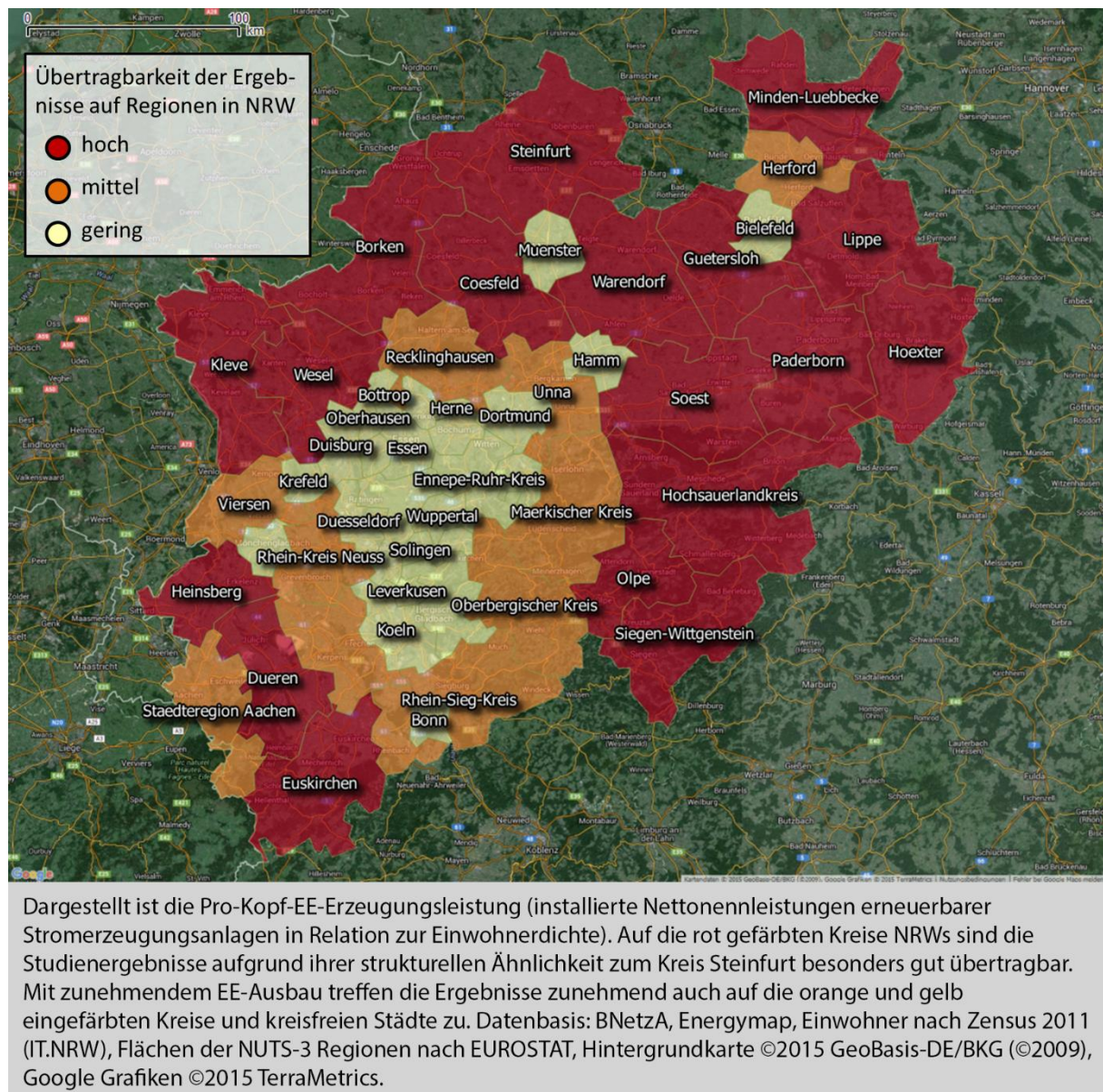
Die Überschussströme der Gemeinde Saerbeck können durch den Einsatz von Energiespeichern einer Nutzung zu einem von der Erzeugung entkoppelten Zeitpunkt im räumlichen Kontext zugeführt werden. Dadurch können die Stromnetze entlastet, Hochspeisung in übergeordnete Transportnetze vermieden, und Abregelung erneuerbarer Erzeugungsanlagen vorgebeugt werden.

6.12 Übertragbarkeit der Ergebnisse

Die vorliegende Studie wurde anhand von Realdaten aus der Referenzgemeinde Saerbeck aus dem Kreis Steinfurt durchgeführt, der eine besonders hohe erneuerbare Erzeugung im Vergleich mit den übrigen Kreisen und kreisfreien Städten Nordrhein-Westfalens aufweist. Es stellt sich also die Frage nach der Übertragbarkeit der Ergebnisse. Hierzu wurde die Betrachtung der EE-Erzeugung im Verhältnis zur Einwohnerdichte räumlich auf das Bundeslandgebiet erweitert. Für jede der 53 statistischen NUTS-3 (Nomenclature des unités territoriales statistiques) Regionen in NRW, entsprechend der Kreisebene, wurde die Pro-Kopf-EE-Erzeugungsleistung ausgewertet um eine Karte der strukturellen Ähnlichkeit anderer nordrheinwestfälischer Regionen in Bezug auf diese Größe zeichnen zu können. Die quantitativen Ergebnisse wurden der Übersichtlichkeit halber in drei Kategorien eingeteilt (siehe Abbildung 6-20). Im Ergebnis

ist erkennbar, dass die Regionen im ländlichen Nordrhein-Westfalen in der Tendenz eine hohe Korrelation zur Pro-Kopf-EE-Erzeugungsleistung des Kreises Steinfurt aufweisen. Wenngleich die installierten Leistungen pro Einwohner innerhalb der drei farbig markierten Kategorien durchaus stark variieren, ist die Unterteilung NRWs in den dichtbesiedelten Kern, einen Übergangsbereich und die ländlichen Regionen mit den höchsten EE-Potenzialen augenfällig. Verfügbarer Raum für den Bau von EE-Erzeugungsanlagen und geringe Einwohnerdichten korrelieren miteinander und sind ein wesentlicher Grund für die bereits bestehenden hohen Ausbaugrade insbesondere von Windkraft und PV-Anlagen im ländlichen NRW. Hier gibt es bereits lokal/regional begrenzt deutliche Überschussstromproduktionen, denen Stand heute durch überregionale Weiterverteilung durch übergeordnete Netze oder durch Abregelung der Erzeugungsanlagen begegnet wird. Zukünftig könnten gerade in diesen Regionen an den Orten der EE-Erzeugung Energiespeichertechnologien zum Einsatz kommen, die die lokalen bzw. kommunalen EE-Eigenverbrauchsquoten erhöhen und gleichzeitig die Netze (sowohl Verteil- als auch Übertragungsnetze) entlasten könnten. Insbesondere im Hinblick auf den zukünftig im Laufe der Energiewende zu erwartenden weiteren Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung gewinnen die im Rahmen dieser Studie gewonnenen Ergebnisse weiter an Bedeutung, da auch die in orangener Farbe dargestellten Kreise „mittlerer“ Übertragbarkeit nach und nach zur Kategorie der rot markierten Regionen hoher installierter EE-Leistungsdichten übertreten. Für die stark besiedelten Ballungszentren NRWs, allen voran das Ruhrgebiet, sowie die westlich angrenzende Rhein-Achse über Düsseldorf und Köln gelten hingegen andere Randbedingungen. Hier sind die Ausbaupotenziale für Windkraft und PV-Anlagen schneller erschöpft. Gründe sind unter anderem Platzmangel durch Abstandsregelungen, geringere Dachflächen pro Einwohner, etc. Hinzu kommen die hauptsächlich innerhalb dieser Kategorie (gelb) verorteten industriellen Stromabnehmer. Hier bieten sich ebenfalls Integrationsmöglichkeiten von Energiespeichertechnologien, z.B. in Verbindung mit z.B. Smart-Grid-Technologien, der Integration in Industrieprozesse (Demand Side Management) oder unter Berücksichtigung von Fernwärme-Infrastrukturen, die einer gesonderten Untersuchung bedürfen und nur sehr eingeschränkt durch die vorliegende Studie beschrieben werden können. Die Kategorie „hohe Übertragbarkeit“ in Abbildung 6-20 markiert Kreise, in denen sich eine Einbindung von Energiespeichern aufgrund nicht nutzbarer und nicht abtransportierbarer Überschussstrommengen zuerst anbieten wird. Hier könnten zukünftig ohne Netzausbaumaßnahmen und innerhalb der Verteilnetzebene höhere Mengen erneuerbarer Energien einer zeitlich entkoppelten Nutzung zugeführt werden, wodurch die Durchdringung

des Energiesystems mit erneuerbarer Energie erhöht, und Abregelungen derselben vermieden werden könnten.



7 AP 4: VORBEREITUNG NACHFOLGENDE TECHNIKUMSANLAGE

7.1 Beschreibung des Nachfolgeprojektes

Das Ziel des Nachfolgeprojektes ist, durch Installation von halbtechnischen Anlagen auf Basis dieser Machbarkeitsstudie eine Auswahl von Speichertechnologien in der Praxis hinsichtlich Fahrweise und dynamischen Betriebs unter Realbedingungen zu erproben, um eine möglichst hohe System- und Netzstabilität bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien zu gewährleisten. Die Wahl des Speichermediums (Gas, Wärme, elektrochemisch, etc.) spielt dabei ebenso eine Rolle, wie der Zeitraum, für den gespeichert werden soll (Kurz-, Mittel- oder Langzeitspeicher), sowie die Kombination der Erzeugungsanlagen. Ebenso wird der Frage nachgegangen, wie der Wärme- und der Kraftstoffmarkt in das System eingebunden werden können. Da es sich zum Teil noch um Prototypen oder innovative Technologien handelt, stehen auch Optimierungsmöglichkeiten in Bezug auf Technik, Steuerung und Integration dieser Technologien im Fokus.

Das deutsche Stromnetz hat international einen hervorragenden Ruf im Hinblick auf Zuverlässigkeit und Stabilität. Dies macht den Wirtschaftsstandort Deutschland gerade für die Industriezweige interessant, die auf eine sichere Stromversorgung angewiesen sind. Vielfältige dezentrale Stromspeicher mit dem Ziel der Netzstabilisierung sind geeignet, bei einer hohen EE-Marktdurchdringung diesen Vorteil zu bewahren und die Wettbewerbsfähigkeit des Wirtschaftsstandortes Deutschland zu erhalten.

Neben der technischen Seite werden auch die Rahmenbedingungen betrachtet, die einen wirtschaftlichen Betrieb der Speichereinrichtungen ermöglichen, wie beispielsweise genehmigungsrechtliche Aspekte, Handelsmöglichkeiten mit Strom und Gas, Berücksichtigung im Netzentwicklungsplan, und die Teilnahme am Regelleistungsmarkt. Verschiedene Technologien eignen sich durch ihre unterschiedlichen Reaktionszeiten und maximalen Leistungen als Primär-, Sekundär-, oder Minutenreserve.

Auf der Grundlage der theoretischen Vorarbeiten aus dieser Machbarkeitsstudie und der Auswahl an geeigneten Technologien, sowie den idealen technischen Erzeugungsvoraussetzungen werden Technikumsanlagen errichtet und betrieben sowie wissenschaftlich begleitet.

Ziel ist die Beantwortung folgender Fragen:

- Welche Speichertechnologien sind verfügbar?
- Sind die untersuchten Technologien praxistauglich?
- Welche Anforderungen erfüllen die einzelnen Technologien?
- Welche Kombinationen von Technologien sind bezüglich Netzstabilität, Wirtschaftlichkeit und Umweltfreundlichkeit für bestimmte Anforderungsprofile ideal?
- Inwiefern profitieren das Stromnetz, die Wirtschaft und die Gesellschaft von den untersuchten Speichertechnologien?
- Wie sind Speicher zu kombinieren/konfigurieren, um erneuerbare Energien bestmöglich in die Energieversorgung zu integrieren?
- Wie sind die Ergebnisse auf andere Standorte übertragbar?

Das Nachfolgeprojekt wie auch die aktuelle Machbarkeitsstudie sind, wie auch in Abbildung 7-1 zu erkennen, Teil einer vierstufigen Projektentwicklung. Zwischenergebnisse aus dieser Studie sind bereits in die Erstellung des Projektantrags für das Nachfolgeprojekt eingeflossen. Das nun angestrebte Projekt stellt die dritte Stufe der Projektentwicklung dar, in der über halbtechnische Speicheranlagen die Funktionsweise/Praxistauglichkeit, sowie an dem vorhandenen Bedarf orientiert unterschiedliche Speichersysteme untersucht werden.

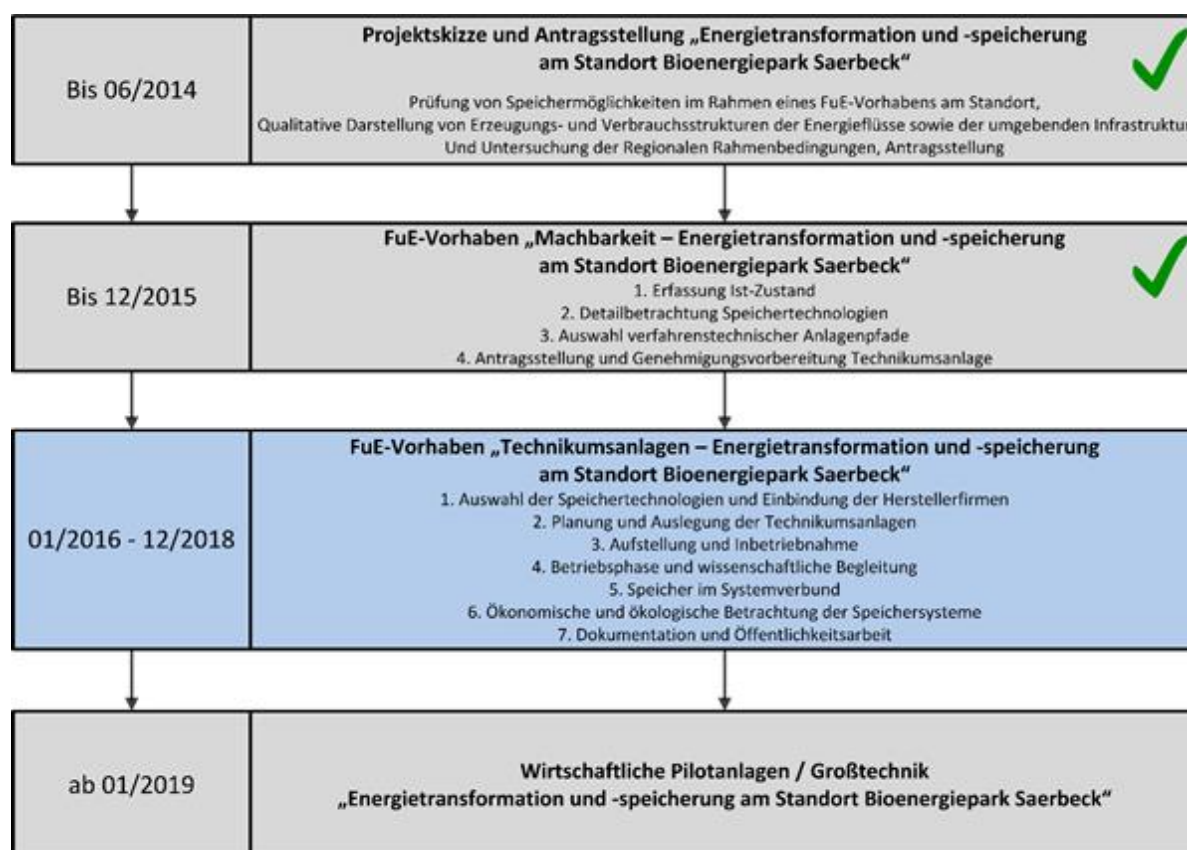


Abbildung 7-1: Projektentwicklung Energietransformation und –speicherung am Standort Bioenergiepark Saerbeck

7.2 Journal Antragsstellung/ Fördermöglichkeiten

Im Folgenden sind die Einreichungen des Nachfolgeprojektes in diverse Wettbewerbe und Förderprogramme aufgeführt.

Leitmarktwettbewerb EnergieUmweltwirtschaft.NRW

Eingereicht am: 26.02.2015

Projektvolumen ges.: 3.136.807,13 €

Fördervolumen ges.: 2.757.653,42 €

Laufzeit: 36 Monate

Projektpartner: Fachhochschule Münster, Gas- und Wärme-Institut Essen e.V., GELSENWASSER AG, SaerVE

Status: abgelehnt am 10.07.2015 –eine veränderte Fassung wurde am 16.12.2015 in die 2. Einreichrunde eingegeben (siehe unten)

6. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung

Eingereicht am: 05.08.2015

Projektvolumen ges.: 3.017.064,24 €

Fördervolumen ges.: 2.911.554,51 €

Laufzeit: 36 Monate

Projektpartner: Fachhochschule Münster, Gas- und Wärme-Institut Essen e.V., GELSENWASSER AG, SaerVE

Status: abgelehnt am 12.01.2016

Klimaschutzwettbewerb ErneuerbareEnergien.NRW

Eingereicht am: 07.10.2015

Projektvolumen ges.: 1.952.250,00 €

Fördervolumen ges.: 1.691.552,00 €

Laufzeit: 36 Monate

Projektpartner: Fachhochschule Münster, Gas- und Wärme-Institut Essen e.V., GELSENWASSER AG, SaerVE

Status: in Prüfung, Ergebnis ist im 02/2016 zu erwarten

Leitmarktwettbewerb EnergieUmweltwirtschaft.NRW

Eingereicht am: 16.12.2015

Projektvolumen ges.: 2.076.001,25 €

Fördervolumen ges.: 1.800.933,13 €

Laufzeit: 36 Monate

Projektpartner: Fachhochschule Münster, Gas- und Wärme-Institut Essen e.V., GELSENWASSER AG, SaerVE

Status: in Prüfung

7.3 Geplante Öffentlichkeitsarbeit/ FH Standort Nutzung

Im Rahmen der Machbarkeitsstudie wie auch des Nachfolgeprojektes sind diverse Veröffentlichungen und andere Verbreitungen der Projektinhalte geplant:

- Es wurde eine Website auf den Seiten der Fachhochschule Münster eingerichtet (<https://www.fh-muenster.de/egu/speichersaerbeck>).
- In der Image-Broschüre des Forschungsteams der Fachhochschule Münster ist die Machbarkeitsstudie vorgestellt worden. Das Nachfolgeprojekt wird ebenfalls in einer nachfolgenden Auflage präsentiert.
- Das GWI ist im Expertennetzwerk „Power-to-Gas“ aktiv und wird das Projekt dort einem Fachpublikum zugänglich machen.
- Die regelmäßig stattfindenden IEP-Kolloquien (Institut für Energie und Prozesstechnik) können zukünftig als Plattform für Vorträge zum Projekt dienen.

Zudem ist der vorgesehene Standort für die halbtechnische Anlage auf dem Gelände des Bioenergieparks optimal für Besuchergruppen. Bereits heute verzeichnet der Bioenergiepark mehrere tausend Besucher pro Jahr. Eine halbtechnische Anlage mit Demonstrationscharakter ergänzt das Konzept des Bioenergieparks und stellt einen Mehrwert für die Gemeinde Saerbeck und das Land NRW dar.

8 ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

In der vorliegenden Studie ist die aktuelle Situation, sowie deren Bedeutung für den Betrieb von Energiespeichern auf dem Gebiet der Gemeinde Saerbeck untersucht worden. Des Weiteren ist ein Marktscreening und eine Bewertung verfügbarer und in der Entwicklung befindlicher Speichertechnologien und –anlagen erstellt worden.

Der Bioenergiepark wurde als geeigneter Standort für eine Speicheranlage im halbtechnischen Maßstab identifiziert, da der Großteil der Stromerzeugung dort stattfindet und die notwendige Infrastruktur und Flächen vorhanden sind.

Die Analyse der Stromerzeugung zeigte eine starke Volatilität von Photovoltaik- und Windstromerzeugung. Insgesamt wird auf dem Gebiet der Gemeinde Saerbeck deutlich mehr Strom erzeugt als verbraucht. Dennoch gibt es Zeiträume, in denen die Last die Erzeugung übersteigt. Diese können mit geeigneten Speichern überbrückt werden. Diverse Auswertungen haben gezeigt, dass für diese Zeiträume keine Langzeitspeicher notwendig sind. Langzeitspeicher sind jedoch sinnvoll, um hohe Erzeugungsleistungen bei niedrigen Strompreisen abzufangen. Die für Stromspeicher wichtige Schwankungsbreite des Strompreises hat durch die Erneuerbaren Energien jedoch in den letzten Jahren abgenommen. Diese Entwicklung ist weiter zu beobachten. Grundsätzlich begünstigt der Verlauf des Strompreises jedoch den Einsatz von Speichern. Besonders Kurzzeitspeicher im Bereich einiger Minuten bis weniger Stunden sind für den Ausgleich nicht vorhersagbarer großer Schwankungen bei der Photovoltaik- und Windstromerzeugung angebracht.

Es zeigt sich jedoch auch, dass für einen signifikanten Optimierungseffekt relativ große Speicherleistungen erforderlich sind. So beträgt die Übererzeugung regenerativen Stroms teilweise bis zu 29,7 MW, die Unterdeckung bis zu 6,5 MW, sodass systemwirksame Energiespeicher mit Ein- und Ausspeicherleistungen in ähnlicher Größenordnung (>1 MW) ausgelegt werden sollten.

Um einen Überblick für in Frage kommende Energiespeichertechnologien zu schaffen, wurde ein Literatur-Screening durchgeführt. Die Auswahl der berücksichtigten Technologieoptionen richtete sich hierbei nach den Voraussetzungen modulare Erweiterbarkeit des Speichers, und Transportfähigkeit des Speichers (keine Untergrundspeicher), bei gleichzeitiger technischer Reife mindestens im Demonstrations-Stadium.

Die Literatur- und Internetrecherche diente nicht nur der Ermittlung des Status Quo der o.g. Speichertechnologien, sondern auch der Erzeugung einer Herstellerdatenbank. Letztere diente einem anschließenden Marktscreening, für das ein Fragebogen erarbeitet und an die

betreffenden Hersteller versandt wurde. Durch gezielte Telefoninterviews und regelmäßige telefonische Nachfragen konnte eine Rücklaufquote von 46 % erreicht werden. Durch eigene Recherchen konnte der Datenbestand auf 61 % der avisierten Anlagen ausgebaut werden. Die konsolidierten Daten wurden als Eingangsparameter für die nachfolgenden Analysen und Simulationen verwendet.

Um einen Eindruck vom Zusammenspiel von Speichern, Stromverbrauch und Stromerzeugung zu erhalten, ist ein Simulationstool entwickelt worden, mit dem unterschiedliche Speicherkombinationen über einen bestimmten Zeitraum simuliert und bewertet werden können. In dieser Studie wurden sowohl Einzelspeichertechnologien als auch Kombinationen derselben untersucht, um ein weiteres Auswahlkriterium für die halbtechnische Anlage am Untersuchungsstandort Saerbeck zu erhalten. Dabei hat sich gezeigt, dass eine Kombination aus Kurzzeitspeicher (Batterie- oder Schwungradspeicher) und Power-to-Gas-Anlage positive Auswirkungen auf die Residuallast hat und gleichzeitig hinreichend ausgelastet ist. Das Tool kann in späteren Projekten mit weiteren Parametern versehen und damit in der Genauigkeit erhöht werden. Mit entsprechenden Anpassungen und einer Portierung in eine geeignetere Programmiersprache ist auch eine Verwendung als Speichersteuerung denkbar.

9 VERZEICHNISSE

9.1 Literaturverzeichnis

- [1] CLUSTER ENERGIEFORSCHUNG.NRW: Virtuelles Institut: Strom zu Gas und Wärme - Flexibilitätsoptionen im integrierten Strom-, Gas- und Wärmesystem, <https://broschueren.nordrheinwestfalendirekt.de/broschuerenservice/energieagentur/virtuelles-institut-strom-zu-gas-und-waerme-flexibilitaetsoptionen-im-integrierten-strom-gas-und-waermesystem/1792>
- [2] GÖRNER, K.: Options for flexible residual load generation, VGB PowerTech 5/2015 31-38
- [3] BURMEISTER, F.; SENNER, J.; BRAUNER, J.; ALBUS, R.: Potenziale der Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz – eine saisonale Betrachtung, energie | wasser praxis 6/2012 gat-spezial
- [4] GEMEINDE SAERBECK: Zahlen, Daten, Fakten, http://www.saerbeck.de/city_info/webaccessibility/index.cfm?region_id=352&waid=80&item_id=838619&oldrecord=52464&oldmodul=5&olddesign=0&oldkeyword=0&oldeps=20&oldaz=all&oldcat=0&fsize=1&contrast=0
- [5] GEMEINDE SAERBECK: Bioenergiepark, http://www.klimakommune-saerbeck.de/city_info/webaccessibility/index.cfm?waid=317
- [6] DEUTSCHE GESELLSCHAFT FÜR SONNENENERGIE E.V.: Energymap.info, Stand 13.November 2015
- [7] EPEX SPOT: Marktdaten Day-Ahead-Auktion, <https://www.epexspot.com/de/marktdaten/dayaheadauktion>
- [8] STERNER, M.; STADLER, I.: Energiespeicher: Bedarf, Technologien, Integration. Berlin: Springer Vieweg, 2014 — ISBN 9783642373794
- [9] WETTER, C.; BRÜGGING, E.; ABTMEYER, S.; GRUTTMANN, M.: „Die biogene Methanisierung zur Aufbereitung von Biogas“, Veröffentlicht im Tagungsband „Biologische Methanisierung“ des OTTI e.V., 11.11.2015, Regensburg (S. 59 bis 70)
- [10] DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR (DENA): Power-to-Gas Pilotprojekte im Überblick. URL <http://www.powertogas.info/roadmap/pilotprojekte-im-ueberblick>. - abgerufen am 2015-09-14. — Strategieplattform Power to Gas
- [11] DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR (DENA): Power-to-Gas Audi e-gas Projekt. URL <http://www.powertogas.info/roadmap/pilotprojekte-im-ueberblick/audi-e-gas-projekt>. - abgerufen am 2015-09-14. — Strategieplattform Power to Gas
- [12] NEUPERT, U.; EUTING, T.; KRETSCHMER, T.; NOTTHOFF, C.; RUHLIG, K.; WEIMERT, B.; FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR NATURWISSENSCHAFTLICH-TECHNISCHE TRENDANALYSEN (Hrsg.): Energiespeicher: technische Grundlagen und energiewirtschaftliches Potenzial. Stuttgart: Fraunhofer-IRB-Verl, 2009 — ISBN 9783816779360
- [13] RUMMICH, E.: Energiespeicher: Grundlagen, Komponenten, Systeme und Anwendungen. 2. Aufl. Aufl. Renningen: expert-Verl, 2015 — ISBN 9783816932970

- [14] DEUTSCHER VEREIN DES GAS- UND WASSERFACHES E.V. (DVGW): Technische Regel – Arbeitsblatt DVGW G 260 (A), Gasbeschaffenheit; Jan 2000, Mai 2008, Mrz 2013 (2013)
- [15] DEUTSCHER VEREIN DES GAS- UND WASSERFACHES E.V. (DVGW): Technische Regel – Arbeitsblatt DVGW G 262 (A), Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung; Nov 2004, Sep 2011 (2011)
- [16] SUNFIRE GMBH: POWER TO GAS. URL <http://www.sunfire.de/kreislauf/power-to-gas>. - abgerufen am 2015-11-10. — Kreislauf - Power to Gas
- [17] KBB UNDERGROUND TECHNOLOGIES GMBH: Druckluftspeicher / CAES. URL <http://www.kbbnet.de/teaserboxen/forschung-und-entwicklung/druckluftspeicher-caes/>. - abgerufen am 2015-09-14. — KBB Underground Technologies GmbH - Forschung und Entwicklung
- [18] POPP, M.: Speicherbedarf bei einer Stromversorgung mit erneuerbaren Energien. Berlin: Springer, 2010 — ISBN 9783642019265
- [19] ANDRESEN, L.: Schwungradmassensysteme zur Speicherung von Windenergie (2013). — Institut für Thermofluidodynamik TUHH
- [20] FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR UMWELT-, SICHERHEITS- UND ENERGIETECHNIK UMSICHT; FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR WINDENERGIE UND ENERGIESYSTEMTECHNIK IWES: Abschlussbericht Metastudie Energiespeicher, 2014
- [21] MAHNKE, E.; MÜHLENHOFF, J.; LIEBLANG, L.: Renew's Spezial - Strom speichern. In: AGENTUR FÜR ERNEUERBARE ENERGIEN E. V. (Hrsg.) Bd. 75 (2014)
- [22] DNV KEMA ENERGY & SUSTAINABILITY: Systems analyses Power to Gas: A technology review (2013)
- [23] EUROPEAN COMMISSION, JOINT RESEARCH CENTRE, INSTITUTE FOR ENERGY AND TRANSPORT: 2011 Technology Map of the European Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan) - Technology Descriptions (2011)
- [24] FIEBRANDT, M.; SCHAFFERT, J.; MÖLLENBRINK, D.; BENTHIN, J.; SENNER, J.; BURMEISTER, F.: Geografische Analyse infrastruktureller Herausforderungen der Energiewende im Hinblick auf die Energiespeicherung durch Power-to-Gas; gwf-Gas|Erdgas 10/2015, S.766-773 (2015)
- [25] BURMEISTER, F.; SENNER, J.; BRAUNER, J.; ALBUS, R.: Potentiale der Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz – eine saisonale Betrachtung; DVGW energie I wasser-praxis, Heft 06/2012, S. 52 – 57 (2012)

9.2 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Überblick potentieller Schnittstellen in einem flexibilisierten Energiesystem. Abbildung der vernetzten Energie- und Stoffströme von links nach rechts durch die Sektoren Erzeugung, Umwandlung und Infrastruktur bis zum Verbrauch [1][2]	6
Abbildung 3-1: Flächennutzung des Bioenergieparks Saerbeck [Quelle: Gemeinde Saerbeck]	9
Abbildung 3-2: Bioenergiepark Saerbeck im Sommer 2013 [Quelle: Gemeinde Saerbeck]	10
Abbildung 4-1: Verortung und relative installierte Leistung aller EEG-Anlagen im Gemeindegebiet Saerbeck nach Erzeugertyp (Stand 10/2015). Daten nach [6], eigene Darstellung.....	12
Abbildung 4-2: Heatmap der installierten EEG-Leistung im Dorfzentrum der Gemeinde Saerbeck. Daten nach [6], eigene Darstellung.....	13
Abbildung 4-3: Stromerzeugung in Saerbeck in KW 4/2014 als gestapeltes Flächendiagramm. Dargestellt ist die Stromerzeugung aus Biogas, Wind und Photovoltaik (PV) im Bioenergiepark (BEP) und dem restlichen Saerbeck	15
Abbildung 4-4: Stromerzeugung in Saerbeck in KW 4/ 2014 als gestapeltes Flächendiagramm. Dargestellt ist die Stromerzeugung aus Biogas, Wind und Photovoltaik (PV) im Bioenergiepark (BEP) und dem restlichen Saerbeck	15
Abbildung 4-5: Tagessummen der Stromerzeugung in Saerbeck im Jahr 2014 als gestapeltes Flächendiagramm. Dargestellt ist die Stromerzeugung aus Biogas, Wind und Photovoltaik (PV) im Bioenergiepark (BEP) und dem restlichen Saerbeck	16
Abbildung 4-6: Relative Stromerzeugung der verschiedenen Erzeugertypen in Saerbeck im Jahr 2014 als gestapeltes Flächendiagramm. Dargestellt ist die Stromerzeugung aus Biogas, Wind und Photovoltaik (PV) im Bioenergiepark (BEP) und dem restlichen Saerbeck.....	17

Abbildung 4-7: Monatssummen der Stromerzeugung in Saerbeck im Jahr 2014. Dargestellt ist die Stromerzeugung aus Biogas, Wind und Photovoltaik (PV) im Bioenergiepark (BEP) und dem restlichen Saerbeck.....	18
Abbildung 4-8: Mittlerer Strompreis der Stundenkontrakte des Day-Ahead- Marktes der EPEX SPOT für die Jahre 2008 bis 2014	19
Abbildung 4-9: Histogramme der Stundenkontraktpreise des Day-Ahead-Marktes der EPEX SPOT für die Jahre 2009 und 2014.....	19
Abbildung 4-10: Durchschnittlicher Strompreis der Stundenkontrakte des Day- Ahead-Marktes der EPEX Spot im Tagesverlauf.....	20
Abbildung 4-11: Lastgang Gas für das Gasverteilnetz Saerbeck im Jahr 2014	21
Abbildung 4-12: Geordnete Jahresdauerlinie Gas für das Gasverteilnetz Saerbeck im Jahr 2014	22
Abbildung 5-1: Überblick über die verschiedenen Energiespeichertechnologien [8]	23
Abbildung 5-2: Funktionsweise einer Wasser-Elektrolyse und einer Brennstoffzelle [12].....	25
Abbildung 5-3: Aufbau eines diabaten Druckluftspeicherkraftwerks [17].....	28
Abbildung 5-4: T-s Diagramm des Druckluftspeicherkraftwerks Huntorf [13]	29
Abbildung 5-5: Aufbau eines adiabaten Druckluftspeicherkraftwerks [17].....	30
Abbildung 5-6: Aufbau eines Schwungmassenspeichers [12].....	31
Abbildung 5-7: Vergleichstabelle mit charakteristischen Eigenschaften [8] Temp. / Elektrolyt	33
Abbildung 5-8: Status der Rückmeldungen nach Redaktionsschluss.....	34
Abbildung 5-9: Anzahl der nutzbaren Daten aus Rückmeldungen und eigener Recherche.....	35
Abbildung 5-10: Vergleich der Gesamtwirkungsgrade aus den Herstellerangaben mit Wirkungsgradintervallen aus der "Technology Map of the European Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan)" (graue Balken) [23] sortiert nach Speichertechnologie; die Punkte stehen für verschiedene Hersteller.	36

Abbildung 6-1: Stromerzeugung und -verbrauch in der Kalenderwoche 4 des Jahres 2014 (20.01.2014 bis 26.01.2014).....	40
Abbildung 6-2: Stromerzeugung und -verbrauch in der Kalenderwoche 4 des Jahres 2014 (20.01.2014 bis 26.01.2014).....	41
Abbildung 6-3: Stromverbrauch im Netz der SaerVE als Tagessummen im Jahr 2014.....	42
Abbildung 6-4: Geordnete Jahresdauerlinien von Erzeugung, Verbrauch und der Residuallast. Die drei Datensätze sind unabhängig voneinander sortiert worden, um die Leistungsverläufe und Extrema darzustellen.....	43
Abbildung 6-5: Energiemengen der Überschussstromproduktion je Stunde und kumuliert	45
Abbildung 6-6: Zeitliche Struktur der Überschussstrommengen Saerbecks je Jahreszeit für das Jahr 2014	46
Abbildung 6-7: Korrelation zwischen Strompreis und Residuallast in einer exemplarischen Woche im Winter (Kalenderwoche 4)	48
Abbildung 6-8: Korrelation zwischen Strompreis und Residuallast in einer exemplarischen Woche im Sommer (Kalenderwoche 27).....	48
Abbildung 6-9: Stromverbrauch im Netz der SaerVE als Monatssummen im Jahr 2014 sowie die Stromerzeugung im Gemeindegebiet getrennt nach steuerbarer und nicht steuerbarer Erzeugung.....	50
Abbildung 6-10: Stromverbrauch im Netz der SaerVE als Wochensummen im Jahr 2014 sowie die Stromerzeugung im Gemeindegebiet getrennt nach steuerbarer und nicht steuerbarer Erzeugung.....	50
Abbildung 6-11: Ein- und Ausgabemaske des Tools zur Ermittlung des Wasserstoffeinspeisepotenzials in Erdgasverteilnetzen.....	51
Abbildung 6-12: Mögliche Erzeugung von Wasserstoff bei unterschiedlicher Erzeugerleistung im Jahr 2014 mit und ohne Wasserstoffspeicher auf Grundlage des Gaslastganges von Saerbeck. Der Speicher ist mit 157 Nm³ angenommen.	52

Abbildung 6-13: Wasserstoffeinspeisung im Jahr 2014 bei einer Power-to-Gas-Anlage mit 100 kW elektrischer Leistung und einem Speicher mit 157 Nm³ Kapazität.	54
Abbildung 6-14: Distanzen zwischen Bioenergiepark Saerbeck und den nächstgelegenen Leitungen des Gastransportnetzes. Für einen perspektivischen Anschluss wäre nach grober Schätzung eines hier nicht im Detail dargestellten Leitungsverlaufes eine mindestens 3 km lange Stichleitung nötig.	55
Abbildung 6-15: Vergleich der Simulationsergebnisse anhand der ein- und ausgespeicherten Energiemengen und Gesamtwirkungsgraden	64
Abbildung 6-16: Veränderung der Residuallast bei Szenario: Schwungrad + PtG, Winterwoche KW 4.....	69
Abbildung 6-17: Veränderung der Residuallast bei Szenario: Redox-Flow-Batterie + PtG, Winterwoche KW 4.....	69
Abbildung 6-18: Veränderung der Residuallast bei Szenario: Schwungrad + PtG, Sommerwoche KW 27	70
Abbildung 6-19: Veränderung der Residuallast bei Szenario: Redox-Flow-Batterie + PtG, Sommerwoche KW 27	71
Abbildung 6-20: Übertragbarkeit der Ergebnisse	73
Abbildung 7-1: Projektentwicklung Energietransformation und –speicherung am Standort Bioenergiepark Saerbeck	76

9.3 Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1: Daten und Fakten zur Gemeinde Saerbeck [4]	10
Tabelle 4-1: Stromerzeugung der verschiedenen Erzeugertypen in zwei exemplarischen Kalenderwochen (KW)	14
Tabelle 5-1: Teilergebnisse der Herstellerbefragung.....	38
Tabelle 6-1: Grenzwerte Erzeugung, Verbrauch und Residuallast	44

Tabelle 6-2:	Wasserstofferzeugung und Betriebszeiten bei unterschiedlicher Elektrolyseurleistung und Erhöhung der Betriebszeit durch Integration eines Wasserstoffspeichers.....	53
Tabelle 6.3:	Vor- und Nachteile einer Redox-Flow-Batterie im Vergleich zu einer Lithium-Ionen und einer Blei-Säure Batterie.....	62
Tabelle 6.4:	Technische Daten der Speichertechnologien für die Simulation	63

9.4 Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
BEP	Bioenergiepark
BHKW	Blockheizkraftwerk
BNetzA	Bundesnetzagentur
CAES	Compressed Air Energy Storage
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
d	Tag
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EGST	Entsorgungsgesellschaft Kreis Steinfurt
el	elektrisch
GWh	Gigawattstunde
H ₂ SO ₄	Schwefelsäure
ha	Hektar
HAT	Haupttarif
IEP	Institut für Energie und Prozesstechnik
IFES.NRW	Intelligente Flexibilisierung des Energiesystems in NRW
INT	Fraunhofer-Institut für Naturwissenschaftlich- Technische Trendanalysen
km	Kilometer
KW	Kalenderwoche
kW _{el}	Kilowatt (elektrisch)
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LKW	Lastkraftwagen
m	Meter
m ³	Kubikmeter

mbar	Millibar
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
MW _p	Megawatt (Peak)
Na	Natrium
NATO	North Atlantic Treaty Organization
Nm ³	Normkubikmeter
NRW	Nordrhein-Westfalen
NT	Nebentarif
NUTS	Nomenclature des unités territoriales statistiques
Pb	Blei
PbO ₂	Bleioxid
PbSO ₄	Bleisulfat
PKW	Personenkraftwagen
PtG	Power-to-Gas
PV	Photovoltaik
S	Schwefel
SaerVE	Saerbecker Ver- und Entsorgungsgesellschaft mbH
th	thermisch
ÜSS	Überschussstrom
VBA	Visual Basic for Applications
Vol.-%	Volumenprozent

Anhang



Fachhochschule
Münster University of
Applied Sciences



--- Herstellerbefragung ---

zur Planung des Demonstrationsprojekts

„Energiespeicher in der Praxis“ am Standort des Bioenergieparks Saerbeck



Gefördert durch das
Ministerium für Klimaschutz, Umwelt,
Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz

Projekt-Partner:

Gas- und Wärme-Institut Essen e.V.

Fachhochschule Münster

Gelsenwasser AG

Gemeinde Saerbeck

SaerVE • Saerbecker Ver- und Entsorgungsgesellschaft mbH



SEHR GEEHRTE DAMEN UND HERREN,

am Standort des nordrhein-westfälischen Leuchtturmprojekts Bioenergiepark Saerbeck wird in großem Umfang regenerative Energie aus Wind, Sonne, Biogas und Bioabfall gewonnen, die bilanziell bereits heute den Strombedarf der Gemeinde Saerbeck¹ zu 270 % decken. Saerbeck bietet somit einen Blick in die Zukunft vieler deutscher Regionen mit hohen regenerativen Potentialen. Die technischen Herausforderungen für die Energieversorgung der Zukunft sind die Flexibilisierung von Erzeugung und Verbrauch sowie die Weiterentwicklung von Speichertechnologien, um überschüssige grüne Energiemengen bedarfsgerecht nutzen zu können.

Mit diesem Ziel vor Augen sollen im Bioenergiepark Saerbeck im Rahmen eines Forschungsvorhabens verschiedene Energiespeichertechnologien demonstriert und hinsichtlich ihrer Eignung für einen volatilen Erzeugungs-Mix untersucht werden. Ziel ist eine regionale Entlastung des Stromnetzes sowie die Förderung der vermehrten Einspeisung von EE ohne einen überdimensionierten Netzausbau zu forcieren.

Als Basis für eine Auswahl von Speichieranlagen führt das Projektkonsortium unter der Leitung der Fachhochschule Münster und des Gas- und Wärme-Institutes eine Herstellerbefragung durch, um in einer vom Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz geförderten Machbarkeitsstudie (progres.nrw) eine Marktübersicht von geeigneten Energiespeichertechnologien zu erhalten.

Da ihr Unternehmen interessante Produkte und Dienstleistungen zu Energiespeichertechnologien anbietet, möchten wir Sie einladen an unserer Erhebung teilzunehmen. Dies hilft uns im Rahmen der Machbarkeitsstudie eine technische Einschätzung ihres Produktes zu erhalten, welches ggf. innerhalb der nächsten Projektphase als Demonstrationsobjekt integriert werden könnte.

Sie finden anbei ein Dokument, in das Sie die technischen Spezifikationen ihrer Energiespeicher-Produkte eintragen können. Für Informationen zum Projekt² oder auch bei Unklarheiten zum Fragebogen steht Ihnen Herr Lammers gerne zur Verfügung. **Bitte senden Sie Ihre Rück-Antwort bis zum 01.07.2015 an Florian Lammers.** Alle Anlagendaten werden selbstverständlich anonymisiert behandelt. Senden Sie uns bitte auch dann Ihre Antwort, wenn einzelne Fragen nicht beantwortet werden können.

Wir würden uns sehr freuen, wenn Sie als Hersteller uns bei unserem Forschungsprojekt unterstützen würden. Herzlichen Dank für Ihre Teilnahme!

Mit Dank und freundlichen Grüßen



Fachhochschule Münster
Prof. Dr.-Ing. Christof Wetter
Fachbereich Energie • Gebäude • Umwelt



Gas- und Wärme-Institut Essen e.V.
Dr.-Ing. Rolf Albus
Geschäftsführender Vorstand

¹ <https://broschueren.nordrheinwestfalendirekt.de/broschuerenservice/energieagentur/saerbeck-eine-nrw-kommune-lebt-die-energiewende/1390>

² http://www.brennstoffzelle-nrw.de/fileadmin/daten/Projekt/laufend/PI_108_Saerbeck_dt.pdf

Hersteller:

Produktbezeichnung:

Technische Daten*

Art der Speichertechnologie Bitte ankreuzen und Art der Technologie unter Details kurz erläutern, z.B. bei Batterie „Li-Ionen“ oder bei Elektrolyse „PEM“, etc.	Technologie	X	Details
	Batteriespeicher		
	Druckluft		
	Elektrolyse		
	Schwungrad		
	Superkondensator		
	Sonstiges		
Speicherbare Energiemenge Bei unterschiedlichen Dimensionen eines Systems geben Sie bitte die Schritte der modularen Speichergrößen an.	[kWh]		
Gesamtwirkungsgrad (inkl. notwendiger Peripherie)	[%]		
Größe H x B x T des Systems Größe der Anlagen und falls abweichend die notwendige Aufstellungsfläche- und -höhe.	[m]		
Notwendige Versorgungsmedien Bitte ankreuzen			Strom
			Erdgas
			Wasser
			Abwasser
			Chemikalien
			Sonstiges
Notwendige Versorgungsmedien Sonstiges oder Chemikalienart bitte kurz erläutern.			
Selbstentladung /Speicherverluste Entladung ohne Anschluss eines aktiven elektrischen Verbrauchers oder Verluste von Speichermedien ohne aktive Entnahme z.B. durch lange Standzeit	[%/h], [%/d], [%/Monat]		
Speicherdauer („verlustfrei“) Typische Zeitdauer ohne Verluste	[h]		
Energiedichte des Speichers Je nach Medium geben Sie bitte die Energiedichte für ihr System an.			
1. Gravimetrische Energiedichte Energiedichte bezogen auf die Masse	[kWh/kg]		
2. Volumetrische Energiedichte Energiedichte bezogen auf das Volumen	[kWh/l]		

Technische Daten*

Elektrische Anschlussleistung/Nennleistung Stromverbrauch der Anlage bei Nennleistung	[kW]	
Elektrische Anschlussleistung/Maximalleistung Stromverbrauch der Anlage bei Maximalleistung	[kW]	
Teillastfähigkeit und Flexibilität 1. Ist ihr System in der Lage schnell zwischen Minimal- und Volllast umzuschalten (modulierend)? 2. Ist ihr System in der Lage schnell zwischen Einspeisung und Entladung umzuschalten?	ja/nein ja/nein	
Reaktionszeiten 1. Zeitbedarf zur Steigerung der Speicherleistung von Null auf Volllast 2. Ungefähre Zeitverzögerung beim Nachfahren eines vorgegebenen Lastprofils	[s]	
Lade-/Entladezeit Zeitbedarf zur Voll-/Entladung mit Nennleistung	[h]	
Maximale Entladeleistung Maximale Leistung bei Entladung des Speichers (Strom) Maximale Entnahmemenge bei chem. Speicher (Medium, z.B. H ₂)	[kW] [l/s]	
Mittlere Entladungsleistungsdichte Nutzbare Leistung des Speichers bezogen auf die Masse	[kW/kg]	
Kalendarische Lebensdauer Lebensdauer unter bestimmten Aufstellungs- und Lagerbedingungen, kein Einfluß von Lade- und Entladezyklen oder Vollbenutzungsstunden.	[a]	
Zyklische Lebensdauer (Anzahl Speicherzyklen) Anzahl der Vollzyklen oder Vollbenutzungsstunden	[-]	
Betriebstemperatur-Bereich Fällt Wärme oder Kälte im Prozess an und wenn ja, in welchem Temperaturbereich (von/bis Aussage möglich)?	[°C]	
Minimale Entladetiefe oder notwendiges Restvolumen des Speichersystems	[%]	
Aufstellung im Freien? Ist ein Aufstellen im Freien ganzjährig möglich?	ja/nein	
Ist eine Explosionsschutzzone um die Anlage notwendig? (ungefährer Bereich in [m] wäre hilfreich)	ja/nein	

Technische Daten*

Netzanschluss Auf welchen Stromnetzebenen kann der Speicher eingesetzt werden? Mehrfaches Ankreuzen möglich.	<input type="checkbox"/>	Niederspannung
	<input type="checkbox"/>	Mittelspannung
	<input type="checkbox"/>	Höchstspannung
	<input type="checkbox"/>	Direkt zum Anschluss an Erzeugeranlage
Entwicklungsstand der Technologie	<input type="checkbox"/>	Auf dem Markt verfügbar
	<input type="checkbox"/>	Kurz vor Markteinführung
	<input type="checkbox"/>	Prototyp / Demonstrationsfähig
	<input type="checkbox"/>	Labor
Benötigte Peripherie (z.B. Verdichter, Kühler, etc.)		
Sonstige Anmerkungen (Alles was Ihnen noch wichtig und ergänzungswürdig erscheint, bitte hier notieren.)		

Kosten*

Energieinstallationskosten Installationskosten bezogen auf die Energiemenge	[€/kWh]	
Leistungsinstallationskosten Installationskosten bezogen auf die Leistung	[€/kW]	
Wartungskosten	[€/a]	
Entsorgungskosten	[€]	

Referenzprojekte zu Energiespeichertechnologien*

Bitte tragen Sie hier -falls vorhanden- bereits durchgeführte oder aktuelle Projekte oder Forschungsaktivitäten ihres Unternehmens zum Thema Energiespeicher ein. Links zu vorhanden Informationen sind gern gesehen.

* Felder bitte ausfüllen sofern Daten vorhanden und zutreffend, verbleibende Felder frei lassen. Diese Seite dann bitte per Email zurücksenden an: Lammers@hiwi.gwi-essen.de

Falls Sie sich bei der Beantwortung der Fragen unsicher sind, zögern Sie nicht uns anzurufen. Gern hilft Ihnen Herr Lammers beim Ausfüllen der Antwortfelder.

Florian Lammers - Projektbearbeitung

Gas- und Wärme-Institut Essen e.V.

Hafenstraße 101, 45356 Essen

Telefonisch erreichbar unter **0201- 36 18 184**