

Langfristiger Speicherbedarf unter Berücksichtigung der Interaktion zwischen den Sektoren Strom-Wärme-Verkehr

M.Sc. **N. Gerhardt**, Dr. **C. Pape**, Dipl.-Mat. **A. Scholz**, Dipl.-Ing. **F. Sandau**, M.Sc. **R. Schwinn**, M.Sc. **P. Härtel**, Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel;

Kurzfassung

Der langfristige Strom-Speicherbedarf wird ganz entscheidend von den klimapolitischen Zielsetzungen und der Wirkung neuer Stromverbraucher in den Energiesektoren Wärme und Verkehr bestimmt. Bei Szenarioberechnungen mit vorwiegendem Fokus auf dem Stromsektor zeigt sich insbesondere ein Flexibilitätsbedarf im Kurzzeitbereich. Wie die Ergebnisse einer optimierten europäischen Ausbauplanung zeigen, können hier Batteriespeicher je nach EE-Mix und alternativen Flexibilitätsoptionen ökonomische Vorteile in das Energieversorgungssystem einbringen. Flexibilität kann auch aus den neuen Stromanwendungen wie Elektromobilität, Wärmepumpen, Klimatisierung oder Power-to-Heat bereitgestellt werden. Aus Energiesektoren Wärme und Verkehr resultiert zudem ein Bedarf an erneuerbaren chemischen Energieträgern zur sektorübergreifenden Erreichung ambitionierter Klimaziele. Wie kostenoptimierte sektorübergreifende Szenariorechnungen zeigen, kommt hier langfristig auch Power-to-Gas als Langzeitspeicher zum Tragen.

Abstract (optional)

The requirement of long-term power storage is largely determined by climate policy objectives and the impact of new electricity consumers in the energy sectors of heat and transport. In scenario assessments being mainly focussed on the power sector, a particular need for flexibility in the short-term range is identified. Battery storage can be an economically important part of the future power system, depending on the mix of RE and the utilization of alternative flexibility options, as analysed by a European dispatch and investment optimization model. Flexibility can also be provided by new power applications, such as electric vehicles, heat pumps, air conditioning or power-to-heat options. In order to achieve ambitious climate targets across all sectors, chemical energy carriers need to be supplied to the heat and transport energy sectors. In the long term, as identified by cost-optimized cross-sectoral scenario analysis, power-to-gas becomes an increasingly important option as a source for this chemical energy demand and also as a long-term storage.

1. Einleitung

Mit der Energiewende steht eine tiefgreifende Umstrukturierung des Stromversorgungssystems in Deutschland bevor. Dabei dominiert insbesondere der Ausbau der kostengünstigen und in hohem Potenzial vorhandenen dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien aus Windenergieanlagen und Photovoltaik (PV). Durch deren fluktuierende Einspeisung wird es zunehmend erforderlich, den Verbrauch der Verfügbarkeit des regenerativ erzeugten Stroms anzupassen. Dezentrale Lastmanagementmaßnahmen und direkte Stromspeicher ermöglichen es, den Strom in Zeiten zu nutzen bzw. einzuspeichern, in denen er durch die erneuerbaren Energien verfügbar ist.

Über den Bedarf an Speichern sowie die Beantwortung der Frage, welche der verfügbaren Technologien in welchem Maße eingesetzt werden sollten, um sich einer volkswirtschaftlich optimalen Ausgestaltung des Energieversorgungssystems anzunähern, besteht jedoch derzeit noch große Unsicherheit. Gerade bei der langfristige Perspektive bestehen dabei eine große Unsicherheit und ein großer Einfluss von Szenarioannahmen.

Mithilfe umfassender und detaillierter Simulationen des zukünftigen Stromversorgungssystems werden Kosten und Nutzen von Speichern aus volkswirtschaftlicher Sicht untersucht. Dabei wird zwischen einer reinen stromsektoralen Betrachtung (Kapitel 3) und einer sektorübergreifenden (Strom-Wärme-Verkehr) Bewertung (Kapitel 4) unterschieden, um deren Ergebnisse anschließend gegenüberzustellen. Eine sektorübergreifende Bilanzierung wird insbesondere wichtig, um die ambitionierten langfristigen klimapolitischen Ziele der Europäischen Union (EU) und der Bundesregierung - die Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 auf 20% zu reduzieren - in Simulationsrechnungen auch einhalten zu können. Zudem können dabei die Rückwirkungen aus dem Wärme- und Verkehrssektor auf den Speicherbedarf berücksichtigt werden.

Der Beitrag wurde im Rahmen der geförderten Forschungsprojekte "Roadmap Speicher" und "Interaktion EE-Strom-Wärme-Verkehr" für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) in Zusammenarbeit mit IAEW und SUER (FKZ: 0325327) bzw. Fraunhofer IBP, IFEU und SUER (FKZ: 0325444) erstellt.

2. Flexibilitäten aus den Sektoren Wärme und Verkehr

Aus den Energiesektoren Wärme und Verkehr können große Flexibilitäten für den Stromsektor bereitgestellt werden. Gleichzeitig kann durch die direkte Stromnutzung in neuen Anwendungen die Effizienz des Gesamtsystems gesteigert werden und der EE-Anteil im Wärme- und Verkehrssektor erhöht werden.

Power-to-Heat (PtH) wird dabei in einem bivalenten oder hybriden Versorgungssystem als die Umwandlung von Strom in Wärme verstanden. Dieses zeichnet sich dadurch aus, dass neben der PtH-Anlage weitere Aggregate vorhanden sind, die auf einen unabhängigen Energieträger wie beispielsweise Erdgas zurückgreifen können (z. B. in Form einer KWK-Anlage oder eines Heizwerkes). Damit ist gewährleistet, dass die Anlagen die Wärmenachfrage immer flexibel und unabhängig von der Situation am Strommarkt decken können. Es handelt sich bei PtH also um einen zusätzlichen (Überschuss-)Stromverbraucher und nicht um das Lastmanagement eines bestehenden oder neuen Verbrauchers [1]. Typische Anwendungen sind KWK-Systeme in der Fernwärme und Industrie. Hierbei ist PtH essenziell, um KWK-Systeme effizient an die Erfordernisse einer fluktuierenden EE-Einspeisung anzupassen. Aber langfristig stellt sich im Niedertemperaturbereich die Frage, ob die möglichen Effizienzsteigerungen durch Großwärmepumpen sich ökonomisch darstellen lassen, und damit das sehr große technische Potenzial für PtH begrenzen. Die Berücksichtigung der PtH-Technologie in der energiewirtschaftlichen Simulation weist einen großen Einfluss auf die Ergebnisse zum Speicherbedarf auf.

Durch die neuen Stromverbraucher aus der Elektromobilität und den Wärmepumpen lassen sich über den höheren Wirkungsgrad eines Elektromotors bzw. die Nutzung von Umweltwärme hohe Effizienzgewinne erzielen. Zudem besteht über die elektrischen bzw. thermischen Speicher ein Lastmanagement (DSM)-potenzial. Die Speicherfunktion von DSM zeigt sich im Vergleich zum unregelmäßigen Stromverbrauch durch einen an die Erfordernisse des Strommarktes bzw. der Residuallastsituation angepassten Stromverbrauch (Bild 1 und Bild 2). Da es sich hierbei um Großverbraucher im Haushaltsbereich handelt, gehen die Autoren davon aus, dass sich DSM auch für dezentrale Anlagen langfristig ökonomisch durchsetzen wird. Kleinere Verbraucher wie Wäschetrockner, Geschirrspüler u. a. werden über im Haushalt existente Großverbraucher eingebunden [2].

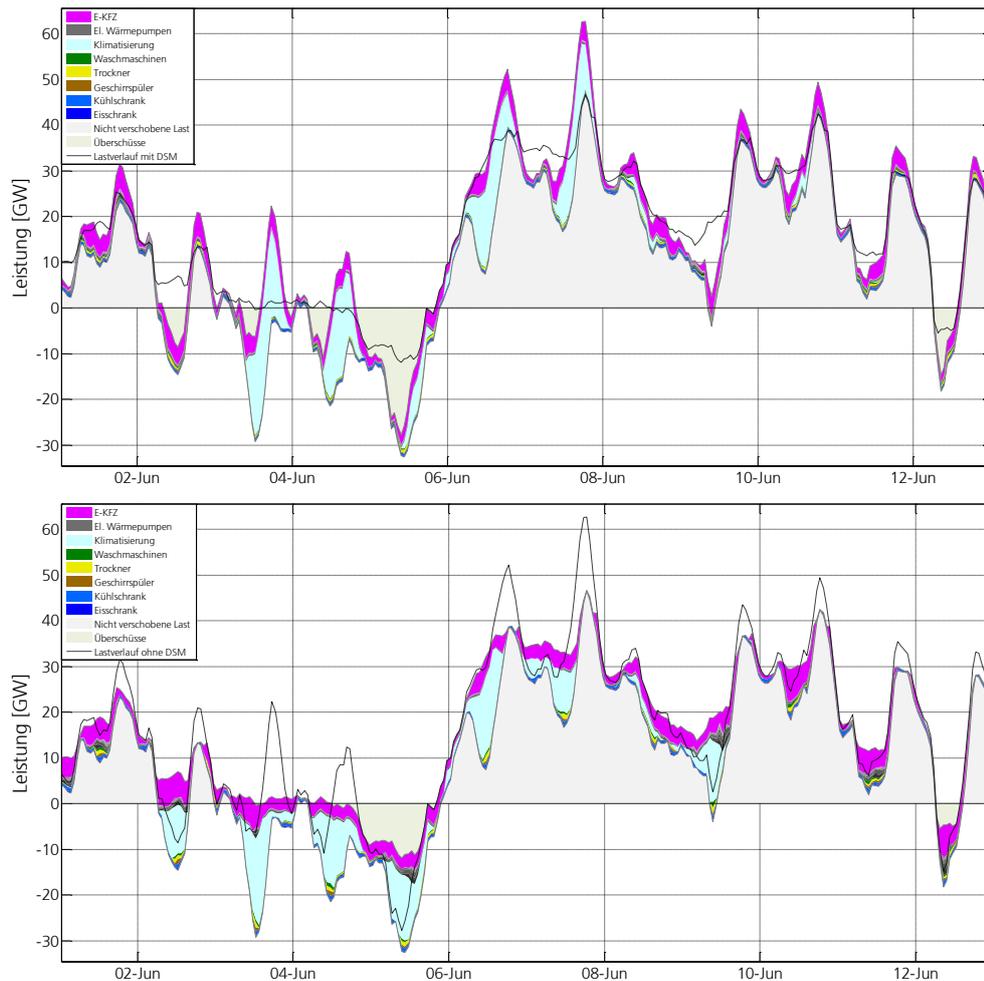


Bild 1: Einsatz von Lastmanagement zur Glättung der Residuallast unter Berücksichtigung des Prognosefehlers - Darstellung einer exemplarischen Beispielwoche ohne DSM (oben) und mit DSM (unten) [3]

Im Fall der Elektromobilität ist für das DSM-Potenzial eine sehr hohe Anschlussleistung und eine prinzipiell hohe Flexibilität je Fahrzeug gegeben. Die Flexibilität wird aber stark durch die geringe Verfügbarkeit (Netzanschluss, Batteriefüllstand, Fahrprofil) eingeschränkt. Eine hohe Durchdringung der Elektromobilität reduziert den klimapolitischen Bedarf an erneuerbaren synthetischen Kraftstoffen wie Power-to-Gas (PtG) oder Power-to-Liquid (PtL).

Im Fall der Wärmepumpen wirkt hinsichtlich des DSM-Potenzials die beschränkte Anlagenleistung und die vorhandene Saisonalität der Wärmenachfrage begrenzend. Dennoch ist über das Speichervolumen von Flächenheizungen, über die Gebäudemasse und über zusätzliche Warmwasserspeicher eine Flexibilität mit hoher Verfügbarkeit gegeben. Eine hohe Durchdringung der Wärmepumpen reduziert den Bedarf an PtH.

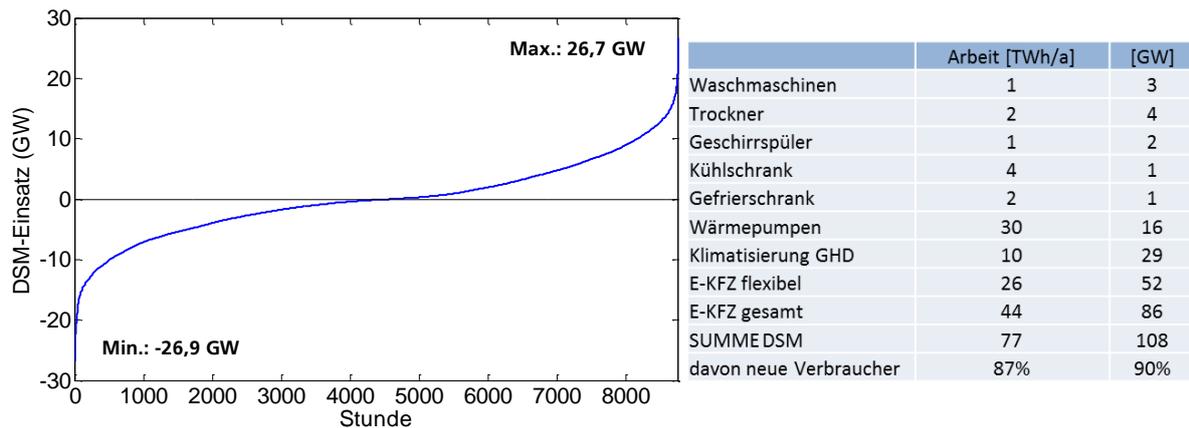


Bild 2: Beispielhafte Wirksamkeit des Lastmanagement in der Szenariorechnung Roadmap Speicher Szenario B „Pro Wind“ mit und ohne DSM als Jahresdauerlinie sowie Szenarioannahmen [3]

PtG wird langfristig zur Deckung der positiven Residuallast in allen drei Energiesektoren eingesetzt, also dort wo eine direkte Stromnutzung nicht möglich ist. Die Rückverstromung mittels Gaskraftwerken und KWK-Anlagen ist also nur eine Option der Speicherwirksamkeit von PtG. Vielfältige Anwendungen zeigen sich in der Hochtemperaturprozesswärme (in Kombination mit PtH), in der Gasmobilität oder in der chemischen Industrie. Dabei ist die Durchdringung dieser kostenintensiveren Technologien stark von der Wirksamkeit der langfristigen europäischen Klimaschutzziele abhängig.

3. Stromspeicherbedarf aus Sicht der Stromsektor-Ziele

Die folgenden Ergebnisse sind Teil des Projektes Roadmap Speicher.

Methodik

Im Rahmen des Projektes „Roadmap Speicher“ [3] wurde der Speicherbedarf auf Basis des Szenariorahmens der Langfristszenarien 2011 [2] des Jahres 2050 ermittelt. Das simulierte Szenario beinhaltet eine reine Stromsektorbetrachtung inklusive der Flexibilitäten des Wärme- und Verkehrssektor aber ohne eine Rückkopplung der Sektoren hinsichtlich der Einhaltung der klimapolitischen Ziele. Der EE-Anteil im Stromsektor beträgt 88% (brutto) in Deutschland (bei einer EE-Erzeugung von 456 TWh) und 82% in Europa. Wie in Kapitel 4 deutlich wird, erscheint jedoch unter Berücksichtigung der klimapolitischen Ziele in Europa und der sektorübergreifenden Emissionen und insbesondere der Emissionen des Flugverkehrs langfristig ein höheres Ausbauziel der EE-Erzeugung notwendig.

Die Simulation basiert auf einer europäischen Ausbauoptimierung (lineare Programmierung, 1 Jahr in stündlicher Auflösung) zur kostenminimalen Deckung der Stromnachfrage. Vorgegebene Eingangsgrößen sind die simulierten europäischen Einspeisezeitreihen nicht steuerbarer Erneuerbarer Energien sowie dezentrale DSM-Anwendungen. Freiheitsgrade der Optimierung sind der Einsatz der bestehenden Speicher (inkl. im Bau befindlicher europäischer Anlagen), Speicherwasseranlagen und KWK-Anlagen inkl. PtH, sowie als Neuinvestition der Ausbau des europäischen Übertragungsnetzes, der Ausbau von GuD-Kraftwerken und Gasturbinen, der Ausbau von Kurzzeitspeichern mit einer Speicherkapazität von 2 bis 12 h, der Ausbau von Langzeitspeicher (Wasserstoffkavernen und PtG-Methanisierung) sowie die Abregelung fluktuierender EE (fEE). Aus Gründen der Lösbarkeit und Rechenzeit wird die Regelleistungsvorhaltung mittels eines validierten Abschlags auf die Kraftwerks- und Speicherleistung berücksichtigt. Die Speicherergebnisse der Ausbauplanung werden in einem zweiten Simulationsschritt im Rahmen einer Detailbetrachtung für Deutschland hinsichtlich des Einflusses von Regelleistungsvorhaltung und -abruf sowie des Prognosefehlers im Rahmen einer rollierenden Kraftwerkseinsatzplanung (gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung (MILP)) überprüft. Dabei wird der dynamische Bedarf an den verschiedenen Regelleistungsqualitäten in Abhängigkeit der EE-Einspeisung modelliert. Unter der realitätsnahen Abbildung der erhöhten Anforderungen eines Energieversorgungssystems mit fEE wird hierbei iterativ der Zubau zusätzlicher Speicherkapazitäten bewertet.

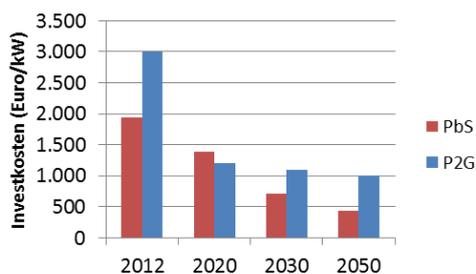


Bild 3: Unterstellte Kostendegression für Quartier-Batteriespeicher und PtG inkl. Methanisierung [3]

Die Langfristszenarien beinhalten dabei relativ hohe Gaspreise in Höhe von 41,9 €/MWh und moderate CO₂-Zertifikate-Preise von 57 €/t mit resultierenden Gesamtkosten von 53,4 €/MWh für fossiles Erdgas [2]. Für die Speicherentwicklung wird eine deutliche Kostendegression mit langfristigen Investitionskosten von 435 €/kW für Quartier-Batteriespeicher und 1000 €/kW für PtG inkl. Methanisierung unterstellt (Bild 3)

Die untersuchten Szenarien variieren hinsichtlich des EE-Mixes, wobei zwischen den folgenden Aspekten unterschieden wird:

- A) hohen Anteilen von solarthermischen Kraftwerken (CSP) in Süd-Europa und Nord-Afrika gemäß der Langfristszenarien 2011 [2]
- B) Ersatz der Stromproduktion von flexiblen CSP (anteilig) durch fluktuierende Windkraft in Nord-Europa (in Anlehnung an die BMU Leitstudie 2010) [4]
- C) Ersatz der Stromproduktion von kostenintensiven flexiblen CSP (vollständig), Geothermie-Kraftwerken (vollständig) und teilweise flexiblen Biomasse-Anlagen (anteilig) durch fluktuierende PV in den jeweiligen Ländern und durch fluktuierende Windkraft in Nord-Europa (siehe Szenario B)

Für das Szenario B „Pro Wind“ werden dabei verschiedene Sensitivitätsrechnungen durchgeführt:

- Einfluss eines verminderten Netzausbaus gemäß des europäischen 10-Jahres-Netzausbauplanes inkl. der Langfristprojekte [5]
- Einfluss eines höheren CO₂-Zertifikatepreises von 130 €/t
- Einfluss der fehlenden Teilnahme von dezentralen Verbrauchern am DSM (vorher immer abgekürzt)

Ergebnisse der europäischen Ausbauplanung

Grundsätzlich zeigt sich in den Ergebnissen ein hoher Bedarf an Flexibilität, der aber nicht zwangsläufig durch Speicher bereitgestellt werden muss.

Im Szenario A „Pro CSP“ zeigt sich in Deutschland kein ökonomisches Potenzial für zusätzliche Speicher und in Europa nur ein sehr geringer Ausbaubedarf von wenigen GW in einigen Ländern. Die Flexibilität der CSP zeigt einen hohen Einfluss auf den Speicherbedarf.

Im Szenario B „Pro Wind“ zeigt sich kein Speicherbedarf in Deutschland (Bild 4). Durch DSM, flexible Biomasse und die thermischen Speicher der CSP wird für das Szenario mit geringem PV-Ausbau bis auf Großbritannien nur wenig zusätzliche Flexibilität benötigt.

In der Sensitivitätsrechnung des Szenarios B „Pro Wind“ ohne DSM der neuen Verbraucher E-KFZ, Klimatisierung und Wärmepumpen wird für das gesamtwirtschaftliche Optimum ein signifikanter Speicherbedarf von 13 GW für Deutschland ermittelt im Zeitbereich von 2 bis 4 Stunden (Bild 4). Das DSM ist für das Gelingen der Energiewende von zentraler Bedeutung. Letztendlich stellt das DSM einen Kurzzeitspeicher dar und ersetzt weitgehend den Bedarf an reinen Stromspeichern.

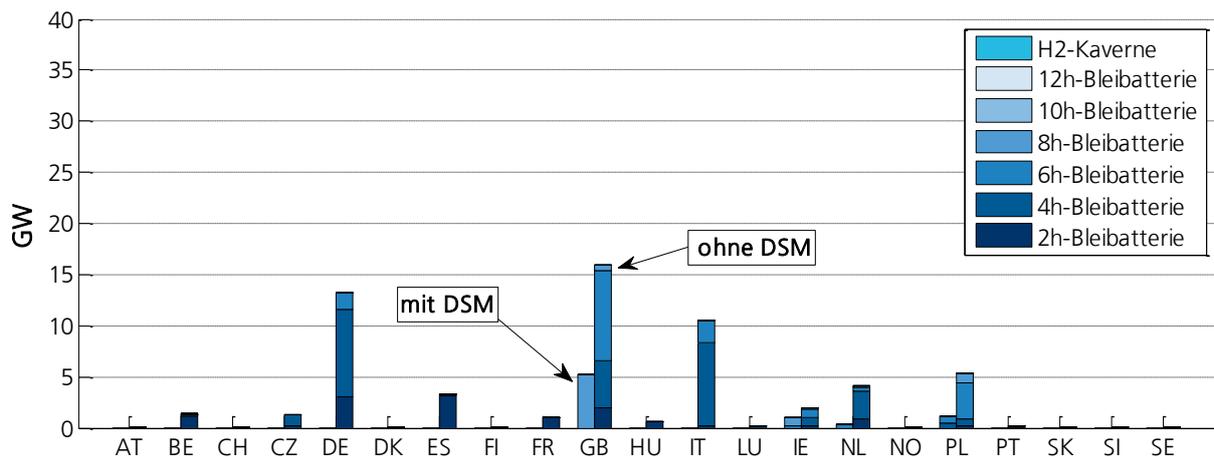


Bild 4: Ermittelte Stromspeicher im Szenario B „Pro Wind“ – mit und ohne DSM

Der Netzausbau besitzt einen geringen Einfluss auf die Ergebnisse. Die gemäß des europäischen Netzausbauplanes [5] vorgesehenen Projekte in den nächsten 20 Jahren sind auch langfristig weitestgehend ausreichend für ein ökonomisch effizientes Energieversorgungssystem. Ein CO₂-Zertifikatepreis in Höhe von 130 €/t ermöglicht in dem vorgegeben Szenario nur einen beschränkten Bedarf an PtG-Anlagen mit Konzentration auf Irland.

Im Szenario C „Pro PV/Wind - Kontra flex.Bio/CSP“ zeigt sich deutlich, dass insbesondere in den Ländern mit den hohen PV-Leistungen (Spanien: 112 GW; Italien 86 GW; Deutschland 102 GW) signifikant Speicher zugebaut werden. Durch die zentrale Lage im europäischen Stromverbund und den damit verbunden Ausgleichseffekten ist der Zubau von Speichern in Deutschland jedoch mit 5,5 GW (Zeitbereich 6 bis 8 Stunden) deutlich geringer als in den Ländern Spanien und Italien (Bild 5). Die Abregelung von EE nimmt in diesen Ländern ebenfalls zu, jedoch werden die Kuppelleistungen in die Nachbarländer nicht zusätzlich ausgebaut. Es ist zu beachten, dass hier das DSM auf die gleiche Weise abgebildet ist, wie in dem Basisszenario. Bei einer geringeren Erschließung von DSM ist ein deutlich stärkerer Zubau von Speicher zu erwarten.

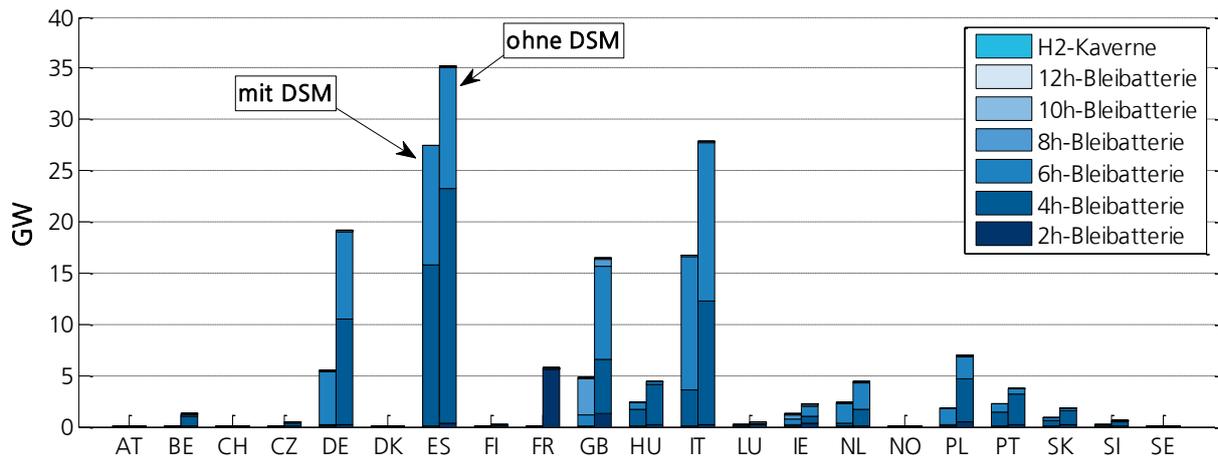


Bild 5: Ermittelte Stromspeicher im Szenario C „Pro PV - Kontra flex.Bio/CSP“

Im Folgenden ist das Ergebnis der verschiedenen Flexibilitätsoptionen für alle Szenarien im Vergleich nur für Deutschland dargestellt (Bild 6). Dabei wird insbesondere deutlich, wie relevant das Ergebnis hinsichtlich des Kurzzeitspeicherbedarfs durch das DSM beeinflusst wird. Selbst bei einer Umsetzung von nur 50% des unterstellten DSM-Potenzials verbleibt noch ein zusätzlicher Speicherbedarf von 9 GW. Grundsätzlich weist das Szenario der Langfristszenarien 2011 aufgrund der hohen Anteile an flexiblen EE-Erzeugern (CSP, Biogas) oder Grundlast-EE-Erzeugern (Geothermie, Holzheizkraftwerke) einen geringen zusätzlichen Speicherbedarf auf. Dies wird deutlich, wenn die Strommengen durch zusätzliche PV-Einspeisung (und Windkraft) ersetzt werden. Dennoch ist die zusätzliche Speicherleistung bezogen auf die zusätzlich installierte PV-Leistung im Szenario C gegenüber dem Szenario B gering.

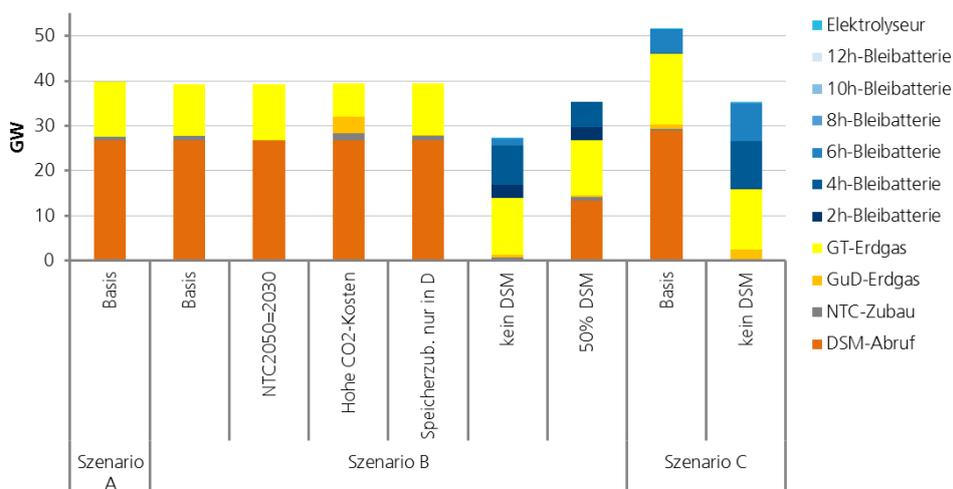


Bild 6: Ermittelte Flexibilitätsoptionen im Szenariovergleich für Deutschland

Ergebnisse der nachgelagerten Ausbauplanung

Die Detailbetrachtung für Deutschland ergibt einen zusätzlichen Kurzzeitspeicherbedarf. Hierbei wird deutlich, wie wichtig eine realistische Abbildung der Regelleistungsprodukte (dynamischer Bedarf, Vorhaltung und Abruf) und Prognosefehler in der Simulation ist, um den Einfluss des Ausbaus fEE auf den Speicherbedarf bewerten zu können.

Für die aus der europäischen Simulation ermittelten Import-/Export-Lastflüsse wurden im Rahmen einer nationalen Rechnung iterativ zusätzliche Speicher zugebaut und die Kosten und Einsparungen (annuitätische Speicherkosten, eingesparte Brennstoffkosten, effektiv vermiedene Gasturbinenleistung mittels annuitätischer Kraftwerkskosten) bilanziert.

Hierbei wird deutlich, dass insbesondere im Markt für Primärregelleistung Batteriespeicher

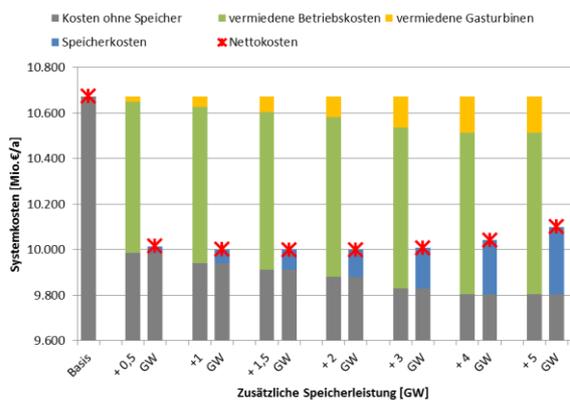


Bild 7: Zusätzlicher Speicherzubau im Rahmen der rollierenden nationalen Einsatzplanung (MILP) im Szenario B „Pro Wind“

mit einem niedrigen Verhältnis aus Kapazität und Leistung eine höchst effiziente und wirtschaftliche Technologie darstellen. Dieser Markt ist jedoch für eine zusätzliche Speicherleistung von 500 MW begrenzt. Im Szenario B (Bild 7) ergibt sich für die ersten 500 MW Batteriespeicher die höchste Einsparung, da konventionelle Must-run-Kraftwerke ersetzt werden können. Für die weiteren zugebauten Speicher verläuft die Kostendifferenz sehr flach. Es stellt sich ein ökonomisches Ausbaupotenzial von 2 GW ein.

Im Szenario C fällt der Effekt einer Berücksichtigung von Regelleistungs-vorhaltung und -abruf sowie des Prognosefehlers mit zusätzlichen 3 GW Batteriespeicher geringer aus. Der Gesamtspeicherbedarf beträgt also 8,5 GW.

4. Stromspeicherbedarf in sektorübergreifenden optimierten Szenarien zur Erreichung der Klimaschutzziele

Die folgenden Ergebnisse sind Teil des Projektes Interaktion EE-Strom-Wärme-Verkehr.

Emissionsziele

Die Höhe an installierter Leistung von Windkraft und PV in Langfristszenarien ist in hohem Maße von der klimapolitischen Zielsetzung abhängig. Als europäisches Mindestziel für 2050 wird eine Reduktion der Treibhausgasemission um 80% gegenüber 1990 unterstellt. Bei Bilanzierung aller wirksamen Emissionen werden die folgenden Herausforderungen deutlich. Neben dem nationalen Flugverkehr muss auch der internationale Flugverkehr und internationale Schiffsverkehr berücksichtigt werden. Hierbei ist insbesondere beim Flugverkehr von einer Verdoppelung des Verkehrsaufkommens bis 2050 gegenüber heute auszugehen. Beim Flugverkehr in großer Höhe ist zudem eine höhere Klimawirksamkeit des Treibstoffverbrauchs noch weiter erhöhen. Für diesen Emission Weighting Factor (EWF) werden Bandbreiten einer Faktorwirksamkeit von 1,2 bis 3,3 genannt. Für die folgenden Berechnungen wurde von einer doppelten Wirksamkeit des Treibstoffverbrauchs des gesamten Flugverkehrs ausgegangen. Bei einer nationalen Betrachtung (Bild 8 links) wird deutlich, wie gering der verbleibende CO₂-Puffer dabei für den Energiesektor im Jahr 2050 ist. Durch eine Betrachtung des übergreifenden europäischen klimapolitischen Ziels (Bild 8 rechts) ist festzuhalten, dass Deutschland aufgrund des hohen Ausgangswertes von 1990 und des höheren Puffers im Jahr 2050 im Vergleich zur Mehrheit der europäischen Länder auch einen höheren Beitrag zur Emissionsreduktion leisten muss.

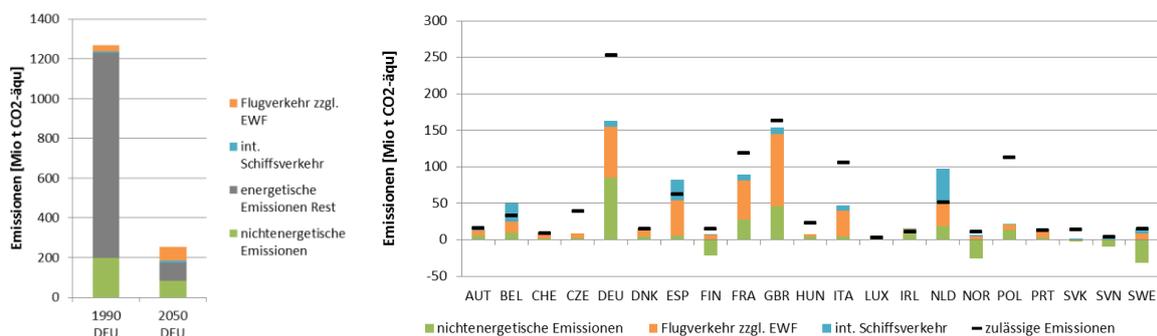


Bild 8: Emissionsgrenzwerte für 2050 unter Berücksichtigung des int. Schiffsverkehr und Flugverkehr und einem EWF von 2 für Flugverkehr

Methodik

Die Simulation basiert auf einer europäischen Ausbauoptimierung (lineare Programmierung, 1 Jahr in stündlicher Auflösung) zur kostenminimalen Deckung der Strom- und Wärmenachfrage. Für den Verkehrsbereich wird ein Szenario mit einem maximalen Anteil von Elektromobilität (inkl. Oberleitungs-LKW) und einer vollständigen Umsetzung des nachhaltigen nationalen Biomassepotenzials (in Deutschland 4 Mio. ha) für Biokraftstoffe inkl. Koppelprodukte vorgegeben. Freiheitsgrade der Optimierung sind der Einsatz der bestehenden Speicher (inkl. im Bau befindlicher europäischer Anlagen) und

Speicherwasseranlagen, die Ausnutzung des europäischen Übertragungsnetzes gemäß des Netzentwicklungsplanes für das Jahr 2033, sowie als Neuinvestition der Ausbau von Wind (On- und Offshore), PV, GuD-Kraftwerke, Gasturbinen, KWK-Kraftwerken und BHKW, der Ausbau von Batteriespeichern mit einer Speicherkapazität von 8 h, der Ausbau von PtG-Methanisierung, der Ausbau von el. Wärmepumpen, Gas-Wärmepumpen, Geothermie, Solarthermie und Heizkesseln + PtH im Wärmebereich sowie die Abregelung von fEE.

Die Szenarierechnungen beinhalten dabei einen relativ hohen Gaspreis in Höhe von 51,1 €/MWh. Aufgrund der Systematik, einen CO₂-Grenzwert einzuhalten, wird kein separater CO₂-Zertifikate-Preis unterstellt, sondern ist indirekt Bestandteil der Kostenoptimierung. Für die Speicherentwicklung wird ebenfalls eine deutliche Kostendegression mit langfristigen Investitionskosten von 435 €/kW für Quartier-Batteriespeicher und 1000 €/kW für PtG inkl. Methanisierung unterstellt (Bild 3).

Ergebniss der Simulation ist die Ermittlung eines kostenminimalen sektorübergreifenden Szenarios zur Erreichung der Klimaschutzziele 2050 - als globales Minimum des Lösungsraumes. Dabei sollen die Auswirkungen auf den Speicherbedarf analysiert werden. Die ambitionierten klimapolitischen Rahmenbedingungen bedingen einen aus heutiger Sicht sehr hohen langfristigen Ausbau von fEE. Dabei wurde bereits in anderen Studien nachgewiesen, dass sich selbst Vollversorgungsszenarien, beispielsweise allein durch die Anrechnung der Kosteneinsparungen von fossilen Brennstoffen [6], wirtschaftlich refinanzieren lassen. Die Höhe der Ausbauleistung ist also aus volkswirtschaftlicher Sicht nicht mit höheren Kosten gegenüber dem derzeitigen Energieversorgungssystem verbunden.

Ergebnisse der europäischen Ausbauplanung

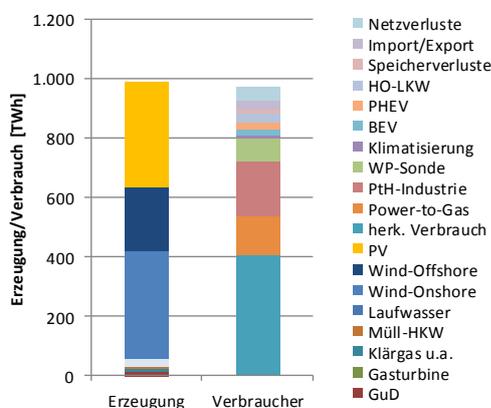


Bild 9: Strombilanz Deutschlands 2050

Aufgrund des geringen verbliebenen Emissionspuffers für den Energiesektor und der verbliebenen Kraftstoffverbräuche im Verkehrssektor (abzgl. max. Elektromobilität und max. Biokraftstoffe) zeigt sich als kostenminimale Lösung eine fast vollständige Verdrängung von Verbrennungsprozessen aus dem Strom- und Wärmesektor sowie die Produktion von PtG für die Bereitstellung von chemischen Energieträgern für den

Verkehrssektor. Die Folge sind eine sehr hohe Stromerzeugung aus Wind und PV, wie die nationale Bilanzierung für Deutschland zeigt (Bild 9). Der gesamte Niedertemperaturbereich wird durch elektrische Wärmepumpen gedeckt. Der Hochtemperaturbereich der Industrie wird, wenn möglich, zu sehr hohen Anteilen mittels PtH gedeckt. Das Ergebnis der Strombilanz Europas ist in Bild 10 dargestellt. Hier wird insbesondere die große Bedeutung der Nordsee für die Erzeugung von PtG mittels Windkraft deutlich.

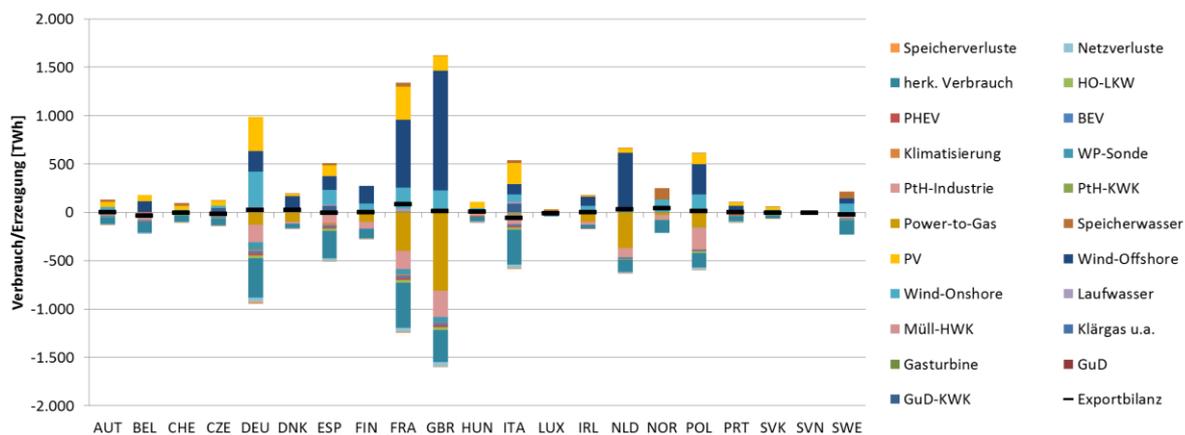


Bild 10: Strombilanz Europas 2050 – Erzeugung (positiv) und Verbrauch (negativ)

In diesem stromdominierten Energieversorgungssystem spielen Kurzzeitspeicher aufgrund ihres hohen Wirkungsgrades eine große Rolle. Es zeigt sich zudem, dass die beiden Technologien Kurzzeitspeicher und Power-to-Gas hohe Synergien aufweisen. Kurzzeitspeicher ermöglichen es, Einspeisespitzen zu integrieren und den Elektrolyseanlagen zuzuführen, um für beide Technologien die Auslastungsdauer zu erhöhen und die abzuregelnde Menge an fEE-Strom zu minimieren. Für Deutschland zeigt sich eine installierte Leistung von 54 GW Kurzzeitspeichern als wirtschaftlich (Bild 11). Dabei nehmen diese in Deutschland aufgrund der zentralen Lage im Übertragungsnetz und aufgrund der hohen wirtschaftlichen Anteile von PV einen wichtigen Stellenwert ein.

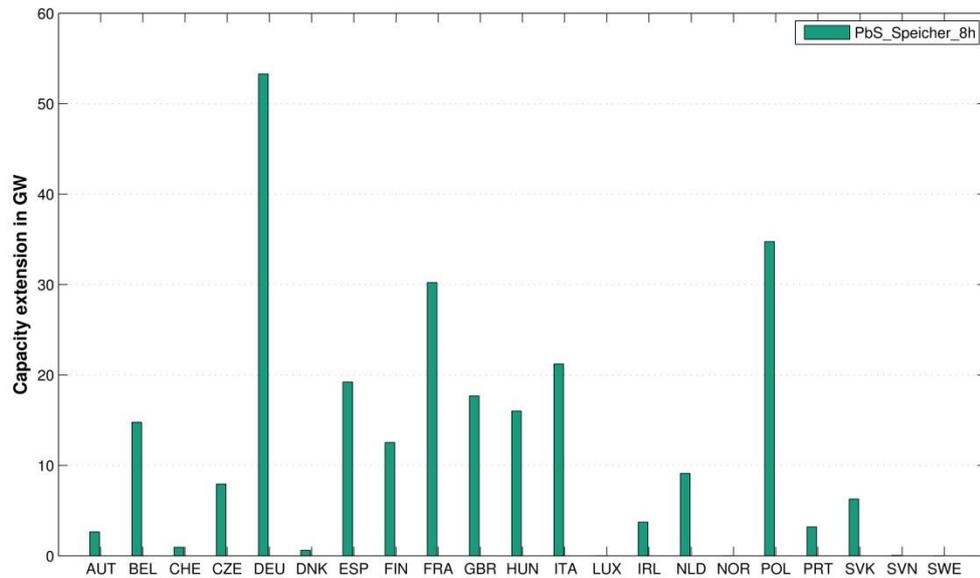


Bild 11: Ausbau von Kurzzeitspeichern für 2050 in Europa

Für Power-to-Gas zeigt sich ein Ausbaupotenzial von 42 GW in Deutschland. Dominant ist hier insbesondere die Wind-Export-Region Großbritannien zur kostenminimalen Versorgung Europas mit einem chemischen erneuerbaren Brennstoff.

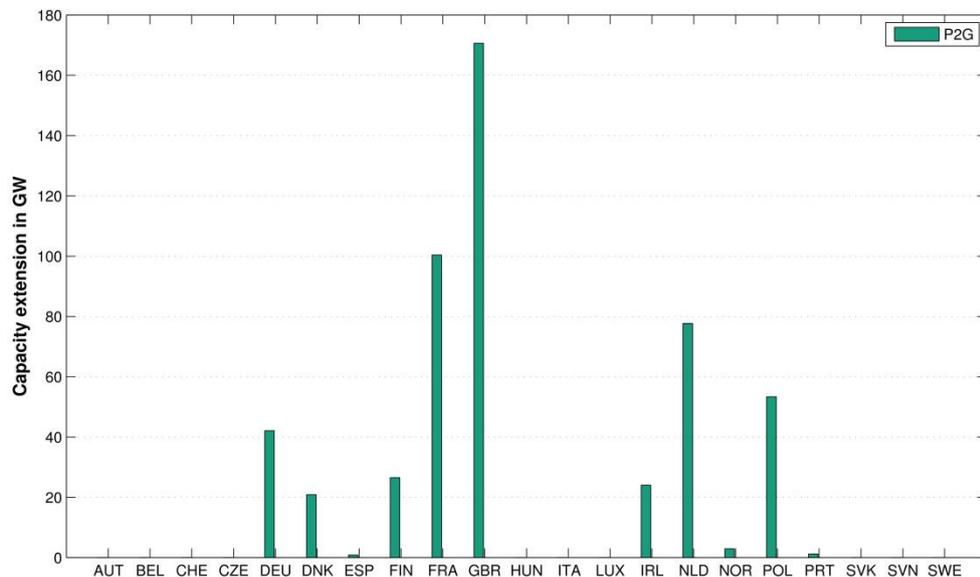


Bild 12: Ausbau von Power-to-Gas für 2050 in Europa

5. Zusammenfassung

Das zukünftige Energieversorgungssystem basiert vorrangig auf der Energieerzeugung aus kostengünstigen und mit hohem Potenzial verfügbaren fEE Wind und PV. Basierend auf den dargestellten Simulationsergebnissen können folgende Schlussfolgerungen zum langfristigen Speicherbedarf gezogen werden:

- Für die Durchführung der Energiewende spielt Flexibilität im Stromsystem eine zentrale Rolle.
- Bis zu 82% der derzeit in Europa benötigten Strommenge (456 TWh in Deutschland) können durch den Ausbau von erneuerbaren Energiequellen gedeckt werden, wobei der benötigte Ausgleich durch den europäischen Strommarkt, durch DSM, flexible Kraft-Wärme-Kopplung inkl. PtH und Biogas sowie generell durch die Verbindung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr weitestgehend gedeckt werden kann.
- In Abhängigkeit der Szenarien stellen auch Stromspeicher eine wichtige Flexibilität dar. Dies zeigt sich besonders bei hoher Durchdringung mit kostengünstigen fEE bzw. geringeren Anteilen an flexibler Biomasse und CSP oder bei Nicht-Umsetzung der DSM-Potenziale. Die adressierten Speicherzeiten liegen bei hoher PV-Durchdringung im Bereich von 6 bis 8 Stunden und bei geringem DSM im Bereich von 2 bis 4 Stunden.
- Insbesondere im Markt für Primärregelleistung stellen Batteriespeicher mit einem niedrigen Verhältnis aus Kapazität und Leistung sowie einer hohen Zyklenfestigkeit eine höchst effiziente und wirtschaftliche Technologie dar.
- Der gegenwärtig erreichte Entwicklungsstand der verschiedenen Speichertechnologien stellt keinen Grund für Verzögerungen des weiteren Ausbaus der fEE dar. Wind und Solarenergie können auch im bisherigen System weiter ausgebaut werden. Im Gegenteil – die Entwicklung der Speicher verläuft nach Plan und sollte fokussiert und intensiv weiterbetrieben werden.
- Für den langfristigen Speicherbedarf sind die europäischen langfristigen klimapolitischen Ziele sehr entscheidend. Bei einer vollständigen Bilanzierung der Emissionen müssen in langfristigen Szenarien deutlich ambitioniertere absolute Ausbautzahlen erneuerbarer Energien umgesetzt werden.

Insbesondere für Kurzzeit-Stromspeicher und PtG kann resümiert werden:

- Langfristig wird insbesondere für PtG für die sektorübergreifende Deckung der Nachfrage und Zielerfüllung relevant.
- Kurzzeitspeicher setzen sich bei geringeren EE-Ausbautzahlen in Abhängigkeit des EE-Mixes und alternativer Flexibilitätsoptionen durch. Langfristig zeigen sie ihr Potenzial aufgrund des hohen Wirkungsgrad-Potenzials zur Dekarbonisierung des Stromsektors und zur Unterstützung von Schnittstellentechnologien im Bereich Strom-Wärme und Strom-Verkehr wie z.B. Elektrolyseure.

Literatur

- [1] Gerhardt, N.; Müller, T.; Schulz, W. et al.; Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag der Agora Energiewende, 2014.
- [2] Nitsch, J.; Gerhardt, N.; Wenzel, B. et al.; Langfristszenarien 2011. Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2011.
- [3] Pape, C.; Drees, T.; Sailer, F. et al.; Roadmap Speicher. Speicherbedarf für erneuerbare Energien – Speicheralternativen – Speicheranreiz – Überwindung rechtlicher Hindernisse. Kurzfassung. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, 2014.
- [4] Nitsch, J.; Sterner, M.; Wenzel, B. et al.; Leitstudie 2010. Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2010.
- [5] ENTSO-E; Ten-Year Network Development Plan 2012. [Online]. <https://www.entsoe.eu/system-development/tyndp/tyndp-2012/>
- [6] Gerhardt, N.; Hoffmann, C. et al.; Geschäftsmodell Energiewende - Eine Antwort auf das „Die-Kosten-der-Energiewende“-Argument. Eigene Veröffentlichungen des Fraunhofer IWES [Online]. <http://www.iwes.fraunhofer.de/de/Presse-Medien/Pressemitteilungen/2014/lohnendes-geschaeftsmodell---fraunhofer-iwes-legt-finanzierungss.html>