

RESTORE 2050: Regenerative Stromversorgung und Speicherbedarf in 2050

Schlussbericht nach Nr. 8.2 NKBF 98

FKZ 03SF0439B

Förderung durch Bundesministerium
für Bildung und Forschung (BMBF)



GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde durch das BMBF gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Projektlaufzeit: Nov. 2012 bis Sep. 2016

Ansprechpartner

Dipl.-Phys. Frank Merten

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH

Forschungsgruppe Zukünftige Energie- und Mobilitätsstrukturen

Döppersberg 19

42103 Wuppertal

frank.merten@wupperinst.org



**Wuppertal
Institut**

Schlussbericht zu Nr. 8.2

ZE: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH	Förderkennzeichen: 03SF0439B RESTORE2050
Vorhabenbezeichnung: RESTORE 2050: Regenerative Stromversorgung und Speicherbedarf in 2050	
Laufzeit des Vorhabens: 01.11..2012 – 30.09.2016	
Berichtszeitraum: 01.11..2012 – 30.09.2016	

I. Kurze Darstellung zu

1 Aufgabenstellung

Das übergeordnete Ziel des Verbundprojektes RESTORE 2050 (Regenerative Stromversorgung & Speicherbedarf in 2050; Förderkennzeichen 03SF0439) ist, wissenschaftlich belastbare Handlungsempfehlungen für die Transformation des deutschen Stromsystems im europäischen Kontext zu geben. Dafür werden auf Basis der zukünftig prognostizierten Entwicklung von Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) und Stromnachfrage innerhalb des ENTSO-E Netzverbundes für den Zeithorizont des Jahres 2050 sowie mittels örtlich und zeitlich hoch aufgelöster meteorologischer Zeitreihen die fünf Themenkomplexe (1) Nationale Ausbaustrategien für erneuerbare Energien, (2) Übertragungsnetzausbau und (3) Alternativmaßnahmen wie Lastmanagement, (4) Bedeutung des EE-Stromaustauschs mit Drittstaaten und (5) die Rolle von Stromspeichern auf Übertragungsnetzebene analysiert.

Dabei stellte sich insbesondere die Frage, welche Rolle die teils sehr großen technischen Potenziale von Wasserstoffspeichern spielen können. Da die zwischenzeitlich erzielten Ergebnisse jedoch zeigen, dass der systemdienliche Einsatz von Wasserstoffspeichern zur Residuallastglättung nur bedingt geeignet ist, wird zusätzlich untersucht, welchen Beitrag alternative Einsatzstrategien der Wasserstoffspeicher zur Minimierung der negativen Residuallast und gleichzeitig zur Erhöhung der EE-Versorgungsanteile leisten kann.

Aus den Untersuchungsergebnissen werden Handlungsempfehlungen insbesondere für die weitere Forschung und Entwicklung aber auch für die Energiepolitik abgeleitet, die wichtige Beiträge für die weitere Integration von erneuerbaren Energien leisten und Hinweise für den Aufbau einer leistungsfähigen europäischen Infrastruktur geben.

2. Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde

Viele Studien zeigen bereits, dass eine nahezu vollständig auf EE aufbauende Stromversorgung im Jahr 2050 in Deutschland und Europa realisierbar ist. Gleichwohl decken diese Arbeiten eine Reihe entscheidender Zusammenhänge und Fragen für ein robustes Zielsystem nicht ausreichend ab. Dazu zählen unter anderem die systemischen Wechselwirkungen durch den parallel stattfindenden (trans-)europäischen EE-Ausbau, die meteorologischen Dargebotsschwankungen in unterschiedlichen zeitlichen und räumlichen Skalen sowie entsprechend robuste und differenzierte Bedarfs- und Einsatzanalysen für Speicher und Grenz-kuppelstellen. Diese offenen und strategisch relevanten Forschungsfragen werden in RESTORE 2050 durch eine Kombination aus Meta-Analysen und vertiefenden Systemstudien auf Basis umfangreicher Modellsimulationen untersucht.

3. Planung und Ablauf des Vorhabens

Das Vorhaben ist in sieben verschiedene Arbeitspakete (AP) unterteilt (siehe folgende Abbildung), deren Bearbeitung im Wesentlichen sukzessive erfolgt. Zwischen den AP1 bis 3 und AP4 bis 6 gibt es iterativen Austausch der Annahmen, Berechnungskonzepte und Zwischenergebnisse, zwecks Qualitätssicherung und Übergabe „robuster“ Inputdaten für die Modellierung in AP7.

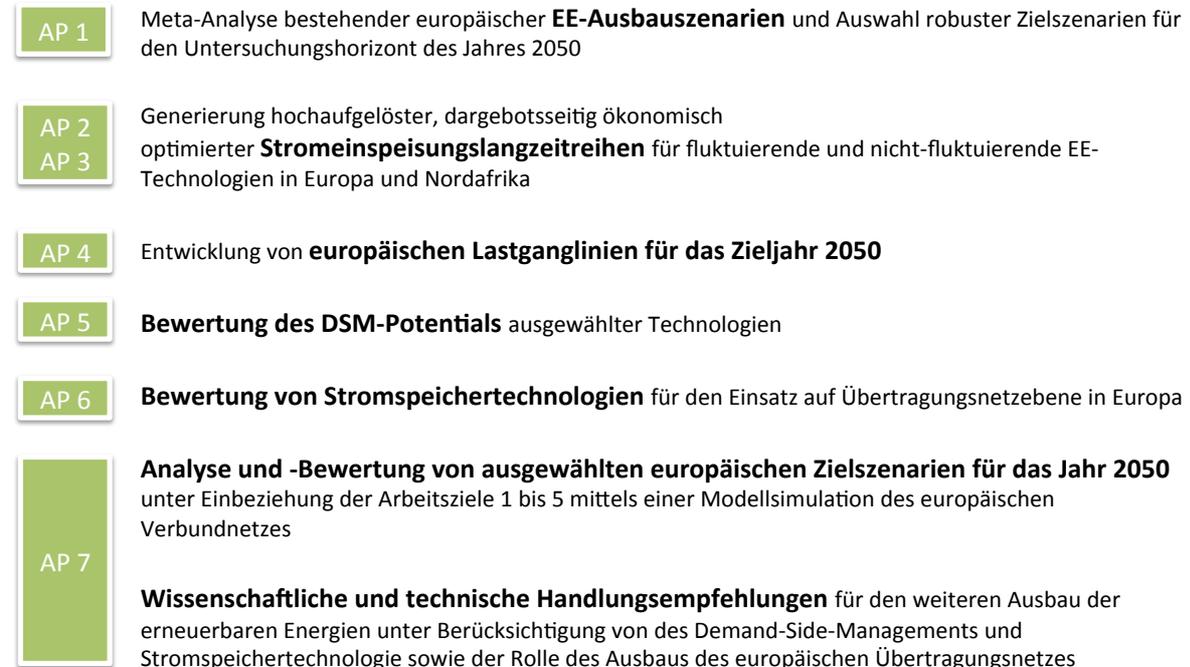


Abbildung 1: Arbeitspakete in RESTORE 2020

Die Arbeiten im AP7 werden im Rahmen einer Aufstockung um das zusätzliche AP8 „Bewertung von H2-Speichern und ihre Einsatzmöglichkeiten in EE-dominanten Stromsystemen“ ergänzt. Darin werden die folgenden beiden Teilpakete durch das Wuppertal Institut untersucht:

- TP 8.2: Weiterentwicklung der methodischen Implementierung und Analyse des Einsatzes von Wasserstoffspeicher im Europäischen Stromsystem
- TP 8.3: Ableitung von Handlungsempfehlungen hinsichtlich der Implikationen von H2-Speichern und Power-to-X Technologien

4. wissenschaftlichem und technischem Stand, an den angeknüpft wurde, insb.

- Angabe bekannter Konstruktionen, Verfahren und Schutzrechte, die für die Durchführung des Vorhabens benutzt wurden,

- Angabe der verwendeten Fachliteratur sowie der benutzten Informations- und Dokumentationsdienste,

Die verwendete Literatur ist im Literaturverzeichnis der verschiedenen Zwischenberichte sowie des Abschlussberichts (hier 39 Quellen) aufgelistet.

5. Zusammenarbeit mit anderen Stellen

II. Eingehende Darstellung

1. der Verwendung der Zuwendung und des erzielten Ergebnisses im Einzelnen, mit Gegenüberstellung der vorgegebenen Ziele

Die Zuwendung bestand im Wesentlichen (rd. 93 %) aus Personalkosten, die zielgerichtet für die Durchführung der verschiedenen Arbeitspakete (siehe Grafik in Punkt I.3) verwendet wurde. Die gesetzten Ziele wurden erreicht. Weitergehende Forschungsfragen, die sich im Projektverlauf ergaben, wurden in die „Empfehlungen“ mit aufgenommen.

Arbeitspaket 1: Metaanalyse EE-Ausbauszenarien

Ziel in AP1 war, vorliegende Szenarien zur Entwicklung des europäischen Stromsystems hin zu nahezu 100 % EE zu ermitteln, auf ihre Nutzbarkeit für die eigenen Untersuchungen hin zu prüfen und zwei bis drei davon auszuwählen. In einem ersten Schritt wurden vorliegende Europa-Energieszenarien recherchiert, deren Studien die folgenden beiden Kriterien erfüllen: 1) Veröffentlichung 2009 oder später und 2) Quantitative Darstellung zentraler Größen des Stromsystems für das Jahr 2050. Auf diese Weise wurden elf Studien mit insgesamt 32 Szenarien bzw. Varianten ermittelt und kurz zusammengefasst dargestellt. Im zweiten Schritt wurden diese Szenarien zunächst anhand von zwei „Auswahl“-Kriterien (EE-Stromanteil >80% und Angabe installierter Leistungen nach Technologien) bewertet, ob sie ausreichend gut als Grundlage für die eigenen modellgestützten Analysen geeignet sind. Zusätzlich wurden sechs weitere wünschenswerte Kriterien zur Datenqualität und -transparenz für die Auswahl angelegt. Am Ende wurden zwei strukturell verschiedene Szenarien als Ausgangsbasis ("Referenzszenarien") für die Untersuchungen in den AP2 bis AP6 ausgewählt und verwendet. Dazu gehören das Fh-ISI Szenario B aus der Studie „Tangible ways towards climate protection in the European Union – EU Long-term scenarios 2050" sowie das GP/EREC Szenario aus der Studie "energy [r]evolution – A Sustainable EU 27 Energy Outlook 2012".

Das gesetzte Ziel in AP1 wurde erreicht.

Arbeitspaket 2: Optimierte EE-Portfolio 2050

Die Arbeiten in diesem AP wurden unter der Federführung und hauptsächlich von der Uni Oldenburg durchgeführt. Der Beitrag des Wuppertal Instituts lag im Wesentlichen im datenbezogenen und fachlichen Austausch und internem Review.

Arbeitspaket 3: EE-Importe 2050

Die Arbeiten in diesem AP wurden unter der Federführung und hauptsächlich von der Uni Oldenburg durchgeführt. Der Beitrag des Wuppertal Instituts lag im Wesentlichen im datenbezogenen und fachlichen Austausch und internem Review.

Arbeitspaket 4: Europäischer Lastgang 2050

Ziel der Arbeiten in diesem AP war die länderscharfe Entwicklung von stündlich aufgelösten Lastganglinien der europäischen Stromversorgung für das Zieljahr 2050, die dann als Eingabeparameter für die modellgestützten Analysen zu DSM-Potenzialen in AP 5 und zum optimalen Einsatz von verschiedenen Flexibilitätsoptionen in AP 7 dienen.

Als Ausgangsbasis für die Entwicklung der zukünftigen Lastganglinien in Europa wurden zunächst die gemessenen und von der ENTSO-E für die Jahre 2010 bis 2012 veröffentlichten Lastganglinien auf Landesebene herangezogen und im Hinblick auf ihre Eignung ausgewertet. Das Jahr 2011 wurde aufgrund seiner Datenqualität und kalendarischen Konsistenz

mit dem Zieljahr 2050 als Referenz ausgewählt. Die zugehörigen Lastgangdaten wurden für jedes Land mit Hilfe von stündlichen Daten zur Außentemperatur (T) und einer Korrelationsanalyse auf ihre Temperaturabhängigkeit untersucht und in einen von T abhängigen sowie einen von T unabhängigen Teil aufgeteilt, um T abhängige Lasten wie die Wärmepumpen angemessen abbilden zu können. Als Nächstes wurden die T unabhängigen Lastganglinien für jedes Land mit Hilfe des deutschen Standardlastprofils Ho für Haushalte in einen Partiallastgang für den Haushaltssektor und einen resultierenden Lastgang für den Gewerbe- und Industriesektor aufgeteilt. Diese beiden „sektoralen“ Lastganglinien wurden dann mit Hilfe der Szenarioangaben für den sektoralen Stromverbrauch in den betrachteten Ländern im Jahr 2050 neu skaliert. Dazu wurden die Stromverbräuche der Referenzszenarien (siehe AP1) für die EU27 (+2) mit Hilfe von geeigneten Indikatoren wie z. B. Anzahl Haushalte, beheizte Wohnflächen, PKW-Bestände und Fahrleistungen auf alle betrachteten Länder in dem größeren Untersuchungsgebiet der ENTSO-E übertragen. Abschließend wurden die separat abgeleiteten synthetischen Lastprofile für Elektro-PKW und Wärmepumpen als neue, künftig relevante Stromverbraucher hinzuaddiert. Damit liegen ausreichend plausible Lastganglinien für das Jahr 2050 und alle betrachteten Länder in Europa vor. Die dafür getroffenen Annahmen sowie Unsicherheiten und Grenzen der Vorgehensweise wurden so weit möglich diskutiert und zumindest qualitativ eingeordnet.

Das gesetzte Ziel in AP4 wurde erreicht.

Arbeitspaket 5: Lastmanagement

Die Arbeiten in diesem AP wurden unter der Federführung und hauptsächlich von Next Energy durchgeführt. Der Beitrag des Wuppertal Instituts lag im Wesentlichen im datenbezogenen und fachlichen Austausch und internem Review.

Arbeitspaket 6: Stromspeicher

Die Arbeiten in diesem AP wurden unter der Federführung und hauptsächlich von Next Energy durchgeführt. Der Beitrag des Wuppertal Instituts lag im Wesentlichen im datenbezogenen und fachlichen Austausch und internem Review.

Arbeitspaket 7: Systemanalyse – Speicher- und Netzkapazitätsbedarf (siehe auch Teilbericht D13+D14¹)

Die Ziele in diesem AP waren, die ausgewählten Referenzszenarien sowie daraus abgeleitete eigene Szenarien mit jeweils „maximaler“ Nutzung der drei Flexibilitätsoptionen Stromnetz, DSM und Speicher auf ihre Wirkungen und Wechselwirkungen hin zu untersuchen, robuste als auch unsichere Systemelemente zu identifizieren und daraus abschließend Handlungsempfehlungen abzuleiten.

Dafür wurde im Rahmen des Projektes ein integriertes Energiesystemmodell entwickelt, um den Einsatz von Stromnetz, Lastmanagement (DSM) und Energiespeichern in Europa (ENTSO-E Gebiet) im Hinblick auf die Integration von EE-Strom im Zieljahr 2050 zu analysieren. Dabei handelt es sich um ein Einsatzoptimierungsmodell, bei dem der Ausbau der EE und der drei Flexibilitätsoptionen exogen vorgegeben wird und dann in mehreren Modellläufen verschiedene Flexibilitäts-Kombinationen berechnet und ausgewertet werden. Dies erlaubt die Beantwortung folgender exemplarischer Fragen: In welcher Kombination wird beispielsweise der höchste Deckungsbeitrag durch erneuerbare Energien erreicht? Wie stark werden die einzelnen Flexibilitäts- und Technologieoptionen ausgelastet? Wie weit sollten die DSM Potenziale ausgeschöpft werden? Um die Vielzahl an Simulationen und daraus resultierende Fülle an Daten und Ergebnissen effizient auswerten und darstellen zu können wurde ein umfangreicher, automatisierter Ergebnisbericht entwickelt. Für jeden Simulationslauf liegt damit ein eigenständiger umfangreicher Ergebnisbericht als pdf Datei vor, der die

¹ Download Link: https://wupperinst.org/fa/redaktion/downloads/projects/Restore2050_Teilbericht_D13_D14.pdf

zentralen Inputdaten und alle Ergebnisse transparent zusammenfasst und den Verbundpartnern für ihre Auswertungen und ihr Feedback zur Verfügung gestellt wurden. Die Darstellung, Diskussion und Interpretation der Ergebnisse sowie die Ableitung von Handlungsempfehlungen erfolgt separat in dem gemeinsam abgestimmten, integrierten Teilbericht „Ergebnisse und Empfehlungen“ (D13+D14).

Die eigenen Arbeiten und Erkenntnisse betreffen insbesondere die Charakterisierung der betrachteten Zielszenarien, den möglichen Beitrag der Stromnetze und der Energiespeicher zur EE-Integration sowie diesbezüglich die Wechselwirkungen zwischen Stromnetz und Energiespeichern. Aufgrund der Vielzahl an Ergebnissen und Schlussfolgerungen (siehe Teilbericht D13+D14) werden sie nachfolgend nur exemplarisch und auszugsweise genannt:

- **Szenarien:** Die Ergebnisse der Basisrechnungen zeigen, dass die Verteilung der EE Kapazitäten gemäß GP/EREC Szenario aus gesamteuropäischer Perspektive vorteilhaft ist und die größeren Herausforderungen an die Flexibilisierungsmaßnahmen im ISI-Szenario gestellt werden
- **Stromnetz:** Der Netzausbau hat starken Einfluss auf die EE-Deckungsraten im Gesamtsystem. Die Vergleichsrechnungen zeigen, dass mit Hilfe der gezielten Anbindung von Erzeugungszentren wie Großbritannien/Irland, Skandinavien oder der iberischen Halbinsel an die Verbrauchszentren insbesondere die Energieüberschüsse stark abgebaut werden können.
- **Energiespeicher:** Die Ergebnisparameter der Langzeitspeicher (Wasser-Saisonalspeicher) weichen zwischen den Vergleichssimulationen nur geringfügig voneinander ab. Interessant ist jedoch, dass sich bei den Saisonalspeichern, die über eine Beladeleistung verfügen (z.B. PSW in den Alpen), eine höhere Auslastung im ISI- als im GP/EREC-Szenario einstellt. Windgeprägte Energiesysteme (hier ISI) benötigen demnach eher Speicher mit großem Energie- zu Leistungs-Verhältnis, wohingegen in PV geprägten Systemen die Kurzzeitspeicher wichtiger sind. Der im Modell realisierte Einsatz der Speicher führt zwar zu einer Residuallastglättung, eine signifikante Reduktion der maximal auftretenden Lasten kann jedoch durch den Speichereinsatz nicht erzielt werden.
- **Wechselwirkungen:** Durch den Netzausbau kann nicht nur die unmittelbare räumliche Energieverteilung, sondern auch die zeitliche Flexibilisierung durch die Energiespeicher deutlich verbessert werden, weil durch die erhöhten Kuppelkapazitäten der überregionale Einsatz von Speichern erst ermöglicht bzw. maßgeblich verbessert wird. Welche Auswirkungen sich für die einzelnen Speichereinheiten in den Regionen ergeben, hängt stark davon ab, ob sie in einer Überschussregion (bilanzielle Deckungsrate >100%) oder in einer Defizitregion verortet sind.
- **Handlungsempfehlungen:** Die Erkenntnisse über die Abhängigkeiten der Flexibilitätsanforderungen vom EE-Ausbau im Stromsektor machen einen förderpolitischen Bedarf an einer kontinuierlichen Erfassung und Bewertung von Entwicklungspfaden beim EE-Ausbau deutlich. Es sollte daher geprüft werden, in welchem Rhythmus eine grundlegende Evaluierung der Ausbaustrategien und Entwicklungspfade in Europa im Hinblick auf die vorhandenen Infrastrukturen und den Bedarf an Flexibilitäten durchgeführt wird.

Die gesetzten Ziele in AP7 wurden erreicht.

Arbeitspaket 8: Bewertung von H2-Speichern und ihre Einsatzmöglichkeiten in EE-dominanten Stromsystemen (siehe auch Teilbericht D16²)

In diesem zusätzlichen AP sollte ermittelt werden, welchen Beitrag alternative Einsatzstrategien der H₂ Speicher zur Minimierung der negativen Residuallast und gleichzeitig zur Erhö-

² Download Link: https://wupperinst.org/fa/redaktion/downloads/projects/Restore2050_Teilbericht_D16.pdf

hung der EE-Versorgungsanteile leisten kann. Dafür wurden regional begrenzte ex-post Analysen auf Basis der vorangegangenen Modellrechnungen und -ergebnisse sowie neue überregionale Modellrechnungen mit angepasster Einsatzstrategie durchgeführt.

Die ex-post Analysen zeigen, dass durch den regionalen Einsatz der H₂-Speicher insgesamt eine zusätzlichen Nutzung von ca. 50% der europaweit noch vorhandenen EE-Stromüberschüsse erzielt werden kann. Dabei bleibt jedoch ein sehr großer Teil der verfügbaren Speicherkapazitäten ungenutzt, so dass ein solcher, ausschließlich regionaler Einsatz nur bedingt sinnvoll ist. Der angepasste, überregionale Einsatz der H₂-Speicher zeigt insgesamt positive Auswirkungen sowohl auf die EE-Deckungsrate im europäischen Stromsystem als auch auf die Auslastungen des sehr stark ausgebauten Übertragungsnetzes. Jedoch können auch dabei die vorhandenen technischen Potenziale (Kapazitäten) der H₂ Speicher nicht ausgelastet werden. Aufgrund der Wechselwirkungen sollten die lokalen H₂ Speicherpotenziale daher künftig in die europaweiten Netz- und EE-Ausbaustrategien integriert werden.

Die gesetzten Ziele in AP8 wurden erreicht.

2. der wichtigsten Positionen des zahlenmäßigen Nachweises

Die Gesamtkosten für die Durchführung der Teilstudie betragen 440.725,05 €, davon entfielen rd. 96 % (424.316,28 €) auf Personalkosten inkl. Gemeinkosten, rd. 2 % (8.088,02 €) auf Reisen und rd. 2 % (8.320,75 €) auf sonstige unmittelbare Vorhabenkosten (z. B. Software Updates).

3. der Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit

Die geleistete Arbeit war notwendig und angemessen, da es bisher keine vergleichbaren Arbeiten und Ergebnisse für europäische Zielsysteme mit sehr hohen EE-Stromanteilen und verschiedenen Flexibilitätsoptionen im Jahr 2050 gab (siehe auch Darstellung im Projektangebot)

4. des voraussichtlichen Nutzens, insbesondere der Verwertbarkeit des Ergebnisses im Sinne des fortgeschriebenen Verwertungsplans

Als wissenschaftliche Organisation konzentriert sich das Verwertungsinteresse des Instituts auf die weitere Nutzung bzw. Nutzbarmachung und Verbreitung der ermittelten Daten, Szenarien und Erkenntnisse sowie auf die wissenschaftliche Publikation der Ergebnisse. In diesem Sinn erfolgte ein intensiver fachlicher Austausch mit externen Experten

- auf den beiden Projekt-Workshops im Oktober 2014 (Methoden und Zwischenergebnisse) und im März 2016 (Ergebnisse und Empfehlungen) jeweils in Hannover sowie
- im Rahmen von Einladungen zu Fachveranstaltungen (siehe Punkt 6)

Die bisherigen sowie die geplanten Veröffentlichungen werden unter Punkte 6 aufgelistet.

5. des während der Durchführung des Vorhabens dem ZE bekannt gewordenen Fortschritts auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen

6. der erfolgten oder geplanten Veröffentlichungen des Ergebnisses nach Nr.11.

Die folgenden Veröffentlichungen sind bereits erfolgt:

- Die Vorgehensweisen und Ergebnisse bezogen auf die eigenen Arbeiten in den Arbeitspaketen wurden in den Teilberichten
 - „Szenarioauswahl und Metaanalyse“ (D1),
 - „Europäischer Lastgang 2050“ (D4),

- „Modellbeschreibung: Einsatzmodell für Flexibilitätsoptionen im europäischen Stromsystem“ (D7),
 - „Ergebnisse der Simulationsrechnungen mit dem Einsatzmodell für Flexibilitätsoptionen im europäischen Stromsystem“ (D11) und
 - „Nutzung von Wasserstoffspeichern im europäischen Stromsystem 2050“ (Teilbericht D16) dargestellt und auf der eigenen Projektwebseite des Instituts veröffentlicht.
- Die zusammen mit den Verbundpartnern verfolgten Vorgehensweisen und erzielten Ergebnisse wurden Ende Sep. 2016 im gemeinsamen Abschlussbericht „Ergebnisse und Empfehlungen“ (Teilberichte D13 und D14) veröffentlicht.
 - Die Projektergebnisse wurden zudem während mehrerer interner und öffentlicher Treffen mit Verbänden und Forschungspartnern präsentiert und kommuniziert, z. B. bei EUREC (Groningen), KIT (Karlsruhe) und der Openmod-Initiative (Berlin).
 - Die Modellstruktur wurde im Rahmen der European Energy Markets Conference 2015 (EEM2015) in Lissabon mit einem Vortrag und Paper zum Thema „Impacts of different european renewable expansion strategies on the future demand for flexibility options like storage, transmission grid and DSM“ vorgestellt.
 - Eine regionale Detailuntersuchung erfolgte im Rahmen der Konferenz „Perspectives of Renewable Energy in the Danube“ (März 2015) mit dem Titel „Modeling the integration of large Energy storag in the Alpine region“
 - Auf der deutschen, aber internationalen Konferenz IRES (International Renewable Energy Storage Conference) in Düsseldorf wurde das Vorhaben im Jahr 2015 als Poster („Modelling the interdependencies of storage, DSM and grid-extension for Europe,“) und im Jahr 2016 als Vortrag („Recommendations for the Integration of Renewable Energy and Storage viewed from a European Perspective“) der Fachöffentlichkeit vorgestellt.
 - Ein Übersichtsvortrag („Stromerzeugung und Speicherbedarf in 2050“) über das Vorhaben wurde auf der 5. Sitzung der „Expertengruppe Power-to-Gas“ des Netzwerks Brennstoffzelle und Wasserstoff NRW 20. Januar 2015 in Herten gehalten.

Darüber hinaus ist geplant, die Ergebnisse und Erkenntnisse auf weiteren Tagungen oder Workshops der interessierten Öffentlichkeit und anderen Forschern vorzustellen und in weiteren Fachpublikationen zu verbreiten. Konkret geplant sind derzeit:

- Teilnahme an der RESRB2017 Konferenz in Breslau. Titel des Beitrags: „The Role Of Hydrogen Storage As Central Flexibility Option To Reach 100% Renewable Cover Rate In The European Power System In 2050“ status: angenommen
- Teilnahme an der EEM2017 Konferenz in Dresden. Titel des Beitrags: „Impacts of Different European Renewable Expansion Strategies on the Future Demand for Flexibility Options Like Storage and Transmission Grid“ Status: Review

Ferner ist geplant, einen Artikel gemeinsam mit den Verbundpartnern in einer einschlägigen deutsch- oder englischsprachigen Fachzeitschrift zu veröffentlichen.

Frank Merten

– Projektleiter –

13. Juni 2017

Anlagen (3):

- Erfolgskontrollbericht (vertraulich)
- „Berichtsblatt“ inkl. Kurzfassung
- „Document Control Sheet“ inkl. abstract

Berichtsblatt

1. ISBN oder ISSN ---	2. Berichtsart (Schlussbericht oder Veröffentlichung) Schlussbericht
3. Titel A) RESTORE2050 - Ergebnisse und Empfehlungen (des BMBF-Forschungsprojektes Regenerative Stromversorgung & Speicherbedarf in 2050, Teilbericht D13+14) B) Nutzung von Wasserstoffspeichern im europäischen Stromsystem 2050 (Aufstockung, Teilbericht D16)	
4. Autor(en) [Name(n), Vorname(n)] A) Mathis Buddeke, Frank Merten, Maximilian Preute, Sascha Samadi B) Mathis Buddeke, Frank Merten	5. Abschlussdatum des Vorhabens 30.09.2016 6. Veröffentlichungsdatum 23.06.2017 7. Form der Publikation Ergebnisberichte
8. Durchführende Institution(en) (Name, Adresse) Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie Forschungsgruppe Zukünftige Energie- und Mobilitätsstrukturen Döppersberg 19, 42103 Wuppertal	9. Ber. Nr. Durchführende Institution --- 10. Förderkennzeichen 03SF0439 11. Seitenzahl A) 90 B) 35
12. Fördernde Institution (Name, Adresse) Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) 53170 Bonn	13. Literaturangaben A) 39 B) 7 14. Tabellen A) 19 B) 6 15. Abbildungen A) 42 B) 15
16. Zusätzliche Angaben Der o.g. erste Titel steht für den gemeinsamen Abschlussbericht bezogen auf die Hauptarbeiten und der zweite Titel steht für den zusätzlichen Abschlussbericht für die ergänzenden Arbeiten im Rahmen einer Aufstockung.	
17. Vorgelegt bei (Titel, Ort, Datum) A) Frau Astrid Lewalter, PTJ für BMBF, Geschäftsbereich (EGF), Jülich, 30.09.2016 B) Frau Astrid Lewalter, PTJ für BMBF, Geschäftsbereich (EGF), Jülich, 14.02.2017	

18. Kurzfassung

Hintergrund und Ziel

Viele Studien zeigen bereits, dass eine nahezu vollständig auf EE aufbauende Stromversorgung im Jahr 2050 in Deutschland und Europa realisierbar ist. Gleichwohl decken diese Arbeiten eine Reihe entscheidender Zusammenhänge und Fragen für ein robustes Zielsystem nicht ausreichend ab. Dazu zählen unter anderem die systemischen Wechselwirkungen durch den parallel stattfindenden (trans-)europäischen EE-Ausbau, die meteorologischen Dargebotsschwankungen in unterschiedlichen zeitlichen und räumlichen Skalen sowie entsprechend robuste und differenzierte Bedarfs- und Einsatzanalysen für Speicher und Grenzkuppelstellen. Diese offenen und strategisch relevanten Forschungsfragen werden im Forschungsprojekt RESTORE 2050 durch eine Kombination aus Meta-Analysen und vertiefenden Systemstudien auf Basis umfangreicher Modellsimulationen untersucht. Das Ziel ist, wissenschaftlich belastbare Handlungsempfehlungen für die langfristige Transformation des deutschen Stromsystems im europäischen Kontext zu geben. Dafür stehen ambitionierte europäische Ausbaupfade für erneuerbare Energien und die Wirkungen sowie Wechselwirkungen von Flexibilitätsoptionen wie Übertragungsnetz, Speichertechnologien und Lastmanagement (DSM) im Fokus der Arbeiten.

Ablauf und Vorgehensweise

Die Arbeiten teilen sich in insgesamt acht Arbeitspakete (AP) auf, die im Wesentlichen sukzessive bearbeitet werden. In AP1 werden durch das Wuppertal Institut (WI) insgesamt 32 bestehende Szenarien für Europa einer Metaanalyse unterzogen, um zwei verschiedene Szenarien mit einem EE-Anteil von deutlich über 80% in der Stromerzeugung und detaillierten Angaben zu installierten EE-Kapazitäten als Referenz auszuwählen. Auf dieser Szenario-Basis werden durch die Universität Oldenburg (UO) in den AP2 und AP3 räumlich und zeitlich hoch aufgelöste Einspeisezeitreihen für insg. acht EE-Technologien und 10 Wetterjahre ermittelt und für die Modellsimulationen in AP7 zur Verfügung gestellt. Zudem wird eine im Hinblick auf die EE-Deckungsraten optimierte räumliche Verteilung der EE-Kapazitäten bestimmt. In AP4 werden durch das WI für jedes Land innerhalb des europäischen Stromsystems (ENTSO-E) stündlich aufgelöste Lastganglinien für die europäische Stromversorgung im Zieljahr 2050 entwickelt. Diese werden differenziert nach den Sektoren Haushalte sowie Industrie zusammen mit Gewerbe, Handel und Dienstleistungen und den künftig relevanten Anwendungen Elektro-PKW und Wärmepumpen. In den AP5 und AP6 werden durch Next Energy (NE) europaweit und länderspezifisch die technischen Potenziale für die Flexibilitätsoptionen Lastmanagement und Speichertechnologien bestimmt. Dazu wird in AP5 eine eigene Methodik für zeitlich aufgelöste Lastverschiebungspotenziale für die Sektoren Haushalte, Industrie und die Anwendungen Wärmepumpen, Kühlung und E-Mobilität für alle betrachteten Länder entwickelt, die auf den zuvor erstellten Nachfragezeitreihen basieren. In AP6 werden die technischen Speicherpotenziale für Pump- und Druckluftspeicherwerke (PSW und CAES) sowie für Wasserstoffkavernenspeicher identifiziert und ausgewiesen. Die ermittelten Zeitreihen für die Stromeinspeisung und -nachfrage sowie die Potenziale für DSM und Speicher werden im Rahmen des AP7 in ein integriertes Energiesystemmodell eingespeist, um den Einsatz von Grenzkuppelstellen, DSM und Energiespeichern in der ENTSO-E im Hinblick auf eine maximale Integration von EE-Strom im Zieljahr 2050 zu analysieren. Dazu wird am WI ein spezielles Einsatzoptimierungsmodell entwickelt, bei dem der Ausbau der EE-Stromerzeugung und der drei Flexibilitätsoptionen exogen vorgegeben wird und dann in mehreren Modellläufen verschiedene Flexibilitätsoptionen berechnet und ausgewertet werden.

Ergebnisse und Gesamtbewertung

Die zuvor skizzierten Arbeiten zeigen, dass der europäische Stromnetzausbau den größten Beitrag zur EE-Integration leisten kann. Zudem wird erst durch den unterstellten starken Stromnetzausbau, vor allem durch die Anbindung der künftigen Erzeugungszentren Großbritannien und Iberische Halbinsel, der überregionale Einsatz großer Energiespeicher und damit von allem die Nutzung saisonaler Speichereffekte ermöglicht. Die Nutzung der Speicherwasserkraftwerke im Alpenraum und Skandinavien wird dagegen wenig durch die variierenden EE-Kapazitäten und sonstigen Speichertechnologien beeinflusst. Die saisonalen Energiespeicher werden in einem windstarken Szenario generell stärker eingesetzt als in einem PV-starken Szenario. Die Simulationen zeigen zudem, dass das identifizierte DSM-Potenzial in Europa in den betrachteten Szenarien nicht vollständig sondern nur etwa zur Hälfte ausgenutzt werden braucht. Zudem konkurrieren DSM und Kurzzeitspeicher (z.B. Pumpspeicherwerke) intensiv um die zeitliche Flexibilisierung im Stunden- bis Tagesbereich. Der Beitrag von Wasserstoffspeichern zur Integration von EE-Strom hängt sehr von der gewählten Einsatzstrategie ab. Ein Einsatz ausschließlich zur Residuallastglättung (analog zu den anderen Flexibilitätsoptionen) führt aufgrund der hohen energetischen Verluste zu niedrigeren EE-Deckungsraten. Ein auf die Zeiten von auftretenden EE-Überschussströmen angepasster Einsatz dagegen trägt zur weiteren Erhöhung der EE-Deckungsanteile sowie zur Auslastung des Stromnetzes bei. Allerdings können die ermittelten technischen Speicherkapazitäten nicht vollständig ausgelastet werden.

Schlussfolgerungen

Die Erkenntnisse über die Abhängigkeiten der Flexibilitätsanforderungen vom EE-Ausbau im Stromsektor machen einen förderpolitischen Bedarf an einer kontinuierlichen Erfassung und Bewertung von Entwicklungspfaden beim EE-Ausbau deutlich. Es sollte daher geprüft werden, in welchem Rhythmus eine grundlegende Evaluierung der Ausbaustrategien und Entwicklungspfade in Europa im Hinblick auf die vorhandenen Infrastrukturen und den Bedarf an Flexibilität durchgeführt wird.

19. Schlagwörter

Energiewende, Stromnetz, Lastmanagement, Energiespeicher, Flexibilitätsoptionen, Europa, 2050

20. Verlag

21. Preis

Document Control Sheet

1. ISBN or ISSN ---	2. type of document (e.g. report, publication) report
3. title A) RESTORE2050 - Ergebnisse und Empfehlungen (des BMBF-Forschungsprojektes Regenerative Stromversorgung & Speicherbedarf in 2050, Teilbericht D13+14) B) Nutzung von Wasserstoffspeichern im europäischen Stromsystem 2050 (Aufstockung, Teilbericht D16)	
4. author(s) (family name, first name(s)) A) Mathis Buddeke, Frank Merten, Maximilian Preute, Sascha Samadi B) Mathis Buddeke, Frank Merten	5. end of project 30.09.2016 6. publication date 23.06.2017 7. form of publication final report
8. performing organization(s) (name, address) Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie Forschungsgruppe Zukünftige Energie- und Mobilitätsstrukturen Döppersberg 19, 42103 Wuppertal	9. originator's report no. --- 10. reference no. 03SF0439 11. no. of pages A) 90 B) 35
12. sponsoring agency (name, address) Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) 53170 Bonn	13. no. of references A) 39 B) 7 14. no. of tables A) 19 B) 6 15. no. of figures A) 42 B) 15
16. supplementary notes The first title A) is the title of the joint research report of the main project. B) is the title of the report, created in the follow-up project.	
17. presented at (title, place, date) A) Mrs. Astrid Lewalter, PTJ for BMBF, Geschäftsbereich (EGF), Jülich, 30.09.2016 B) Mrs. Astrid Lewalter, PTJ for BMBF, Geschäftsbereich (EGF), Jülich, 14.02.2017	

18. abstract

Background and target

Many studies show that a European electricity system with high shares of renewables is feasible. Yet, many of these studies do not explicitly address the resulting interdependencies between a largely weather dependent renewable electricity generation and necessary temporal and spatial flexibilisation options such as storage or transmission capacities. These interdependencies are addressed in the RESTORE2050 project with regard to the robustness of possible development paths. Within the project both, meta analyses as well as in depth system analysis including energy system modelling is carried out. The project's aim is to provide scientifically sound recommendations for the long-term transformation of the German electricity system in the European context. Therefore, the work focuses on ambitious development paths in Europe as well as detailed utilisation of flexibilisation options like storage, demand side management and the transnational transmission interconnections.

Process and methodology

The overall work is divided into a total of 8 work packages. In the first work package, the Wuppertal Institute (WI) explored a number of 32 existing scenarios within a meta-analysis. Two European scenarios with a Renewable Energies share of at least 80% in power generation and detailed information on installed RES-capacities were selected. Against the backdrop of these scenarios feed-in time series for 8 RES-technologies were modelled in work package 3. This work based on hourly time series for 10 years of weather data for each of the relevant countries and resulted in input data for the work in work package 7. In addition, further analyses (work package 2) were used to determine the optimised spatial distribution of the RES-capacities with regard to the coverage rates. This work was led by the University of Oldenburg. In addition to the feed-in time series, temporally resolved demand time series for multiple consumption sectors (Households, Industry, Heat Pumps, E- mobility) were developed and modelled in a country-specific fashion by the WI in work package 4.

The technical potentials for flexibility options such as demand side management and storage technologies were determined by NextEnergy in work packages 5 and 6. In work package 5, temporally resolved load-shifting potentials for households, industry, heat pumps, cooling and e-mobility were developed for all countries considered based on the previously created demand time series utilising a specially developed methodology. Additionally, technical potentials for storage technologies such as pumped hydro storage plants, compressed air energy storage plants and hydrogen storage caverns were identified across Europe in work package 6.

The determined time series for feed-in, demand as well as potentials for flexibility technologies were fed into an integrated energy system model in work package 7. The objective was to analyse the use of power grids, demand side management and energy storage plants in Europe (ENTSO-E region) with regard to the integration of RES-electricity in the year 2050. This model is a dispatch optimisation model developed by the WI. The expansion of RES and the three flexibility options are given exogenously. In several runs different combinations of flexibility options are computed and evaluated.

Results and overall assessment

The results deduced of the work by the consortium show that the European power grid expansion can be the largest contributor to RES integration. Moreover, only the network expansion, especially the connection to the generation centres such as Great Britain and the Iberian Peninsula, enables the use of large energy storage facilities on a regional scale and thus the use of seasonal storage effects. The utilisation of hydroelectric storage power plants in the Alpine region and Scandinavia is not very much affected by the varying RES-capacities and other storage technologies. However, seasonal storages, are used in a rather wind-intensive scenario. The simulations also show that the identified demand side management in Europe can not be fully used in the considered scenarios. Furthermore, demand side management and short-term storage (e.g. pump storage plants) compete intensively for the temporal intraday flexibilisation. The contribution of hydrogen storage to the integration of renewable electricity largely depends on the dispatch strategy used. Due to the high conversion losses, the technology should not generally be used to even residual loads. Instead a focus of excess energy reduction leads to an increase of the overall renewable shares in the system. However, the identified technical potentials were not fully used in either of the strategies.

Conclusions

The dependencies of the flexibility demand on the RES-expansion in the electricity sector make it clear that there is a need for the development of long-term European joint energy strategies and their continuous re-evaluation. It is therefore necessary to examine the extent to which a fundamental evaluation of the development strategies and development paths in Europe is carried out with regard to the existing infrastructure and the need for flexibility.

19. keywords

Europe, Renewable power, Storage, Demand Side Management, Transmission Grid, Flexibilisation

20. publisher

21. price
