

Strategic Scenario Analysis – A first German-Australian focus project (START)

**Teilvorhaben des Deutschen Zentrums für
Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR)**

Schlussbericht

30. Oktober 2020



DLR

**Deutsches Zentrum
für Luft- und Raumfahrt**

Autoren:

Hans Christian Gils

Yvonne Scholz

Manuel Wetzel

Hedda Gardian

Institut für Technische Thermodynamik, Abteilung Energiesystemanalyse
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR)

Ansprechpartner:

Dr. Hans Christian Gils
Curiestraße 4, 70563 Stuttgart
Telefon 0711 / 6862-477
hans-christian.gils@dlr.de

Förderkennzeichen 03EK3046D

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den AutorInnen

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung.....	4
1.1. Aufgabenstellung	4
1.2. Voraussetzungen des Forschungsvorhabens	5
1.3. Planung und Ablauf des Vorhabens.....	5
1.4. Wissenschaftlicher Stand zu Beginn des Vorhabens	6
2. Ergebnisse des Projekts.....	7
2.1. Modellweiterentwicklung	7
2.2. Szenarioanalysen für Europa zur Wirkung von Stromnetzbeschränkungen und Mindestanteilen der Eigenversorgung.....	8
2.3. Szenarioanalysen für Europa zu flexiblen Lasten in Haushalten, Gewerbe und Industrie.....	14
2.4. Szenarioanalyse für Europa zur flexiblen Sektorenkopplung.....	19
2.5. Szenarioanalyse für Australien zur flexiblen Sektorenkopplung und Wasserstoffexport	24
3. Zusammenfassung und Ausblick	35
Literaturverzeichnis	36

1. Einleitung

1.1. Aufgabenstellung

Der Energiesektor ist für jeden möglichen Übergang zu einer Netto-Null-Emissions-Gesellschaft von zentraler Bedeutung. Minderungsszenarien zeigen durchweg, dass der Stromsektor früher und in größerem Umfang dekarbonisiert werden kann als andere Sektoren wie der Wärme- und Transportsektor. Diese Sektoren können anschließend teilweise elektrifiziert werden und dabei das Minderungspotenzial des Stromsektors nutzen. Daher scheint der Klimaschutz im Stromsektor sowohl ein notwendiger als auch ein dringender Schritt zu sein.

Hauptziel der Arbeiten des DLRs im Projekt war es, die Ableitung techno-ökonomischer Szenarien für die Transformation des Stromsektors in Deutschland und Australien durch detaillierte Analyse der benötigten Infrastrukturen zu unterstützen sowie Gemeinsamkeiten und Unterschiede in den Lösungen für ein emissionsfreies Stromsystem zu identifizieren. Die Analyse geschah auf der Grundlage der modellgestützten Untersuchung kostenoptimaler Investitionen und Betriebsstrategien für technische Lösungen zur Integration großer Anteile von Wind- und Sonnenenergie. Dies umfasst flexible Erzeugung, Nachfragesteuerung, Stromtransport und -speicherung, sowie Technologien der flexiblen Sektorenkopplung wie z.B. Elektrofahrzeuge oder elektrische Wärmepumpen.

Ein weiteres Ziel war der Aufbau bilateraler Modellierungskapazitäten, d.h. die Realisierung eines strukturierten Wissenstransfers über Modellierungsmethodik, Eingabedaten, Annahmen und Nachbearbeitungsrahmen für Szenariodaten, so dass die Modelle auf beiden Seiten verbessert werden können und die Szenarioergebnisse robuster sind. Diese Aktivität kann mit den jeweils größeren Modellierungsgemeinschaften in Australien und Deutschland verknüpft werden.

Die Arbeiten des DLR waren im Modul A.1 des Gesamtprojekts (siehe Abbildung 1-1) verortet.



Abbildung 1-1: Struktur des Gesamtprojekts

1.2. Voraussetzungen des Forschungsvorhabens

Das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR) ist ein nationales Forschungszentrum mit den Schwerpunkten Luftfahrt, Weltraum, Energie und Verkehr. Das Institut für Technische Thermodynamik befasst sich mit Forschungs- und Entwicklungsarbeiten zu Energiespeicher- und Energiewandlungstechnologien. Die Arbeitsfelder der Abteilung Energiesystemanalyse umfassen technisch-ökonomische Systemanalysen, Modellierungen und Szenarien zur Bewertung nachhaltiger Energieversorgungssysteme sowie Markteinführungsstrategien für neue Energietechnologien.

Seitens DLR setzte das Vorhaben auf früheren Projekten zur modellgestützten Untersuchung des zukünftigen Energiesystems auf. Seit fast 15 Jahren wird am DLR das Energiesystemoptimierungsframework REMix als Instrument für die vertiefende Szenarioanalyse und -validierung kontinuierlich weiterentwickelt. Das stündlich aufgelöste und auf einem kostenminimierenden Ansatz basierende Framework kann einerseits die Konkurrenz verschiedener erneuerbarer und konventioneller Stromerzeugungsquellen abbilden und den notwendigen Einsatz von Lastausgleichsoptionen ermitteln. Darüber hinaus ermöglicht es anhand einer Ausbauoptimierung von Erzeugungs- und Übertragungskapazitäten ein kostenoptimiertes Energiesystem abzuleiten. REMix ist dabei ein Instrumentarium, in dem alle relevanten Ausgleichsoptionen abgebildet sind. Das Framework wurde und wird überwiegend zur Erstellung von Modellen des europäischen Energiesystems genutzt, kam aber auch schon für die Modellierung außereuropäischer Systeme zum Einsatz. Die Abbildung der flexiblen Sektorenkopplung war in den letzten Jahren ein Schwerpunkt der REMix-Entwicklung. So wurden sukzessive die Elektromobilität [1], der Wärmesektor [2], das Wasserstoffsystem [3] und das Gassystem [4] in das Framework implementiert und vielfältige Fallstudien und Szenarioanalysen zur kostenoptimalen Auslegung sowie Wirkung der flexiblen Sektorenkopplung durchgeführt. Diese bildeten die Grundlage für die im Projekt START durchgeführten Arbeiten, da sie modell- wie datenseitig die Fundamente dafür legen.

Weitere Arbeitsschwerpunkte lagen zuletzt auf der methodischen Weiterentwicklung von REMix mit Fokus auf Modellbeschleunigung [5] und Modellvergleiche [6]. Die Ergebnisse dieser Projekte sind einerseits eine wichtige Grundlage für die Betrachtung hochkomplexer Systeme mit REMix, andererseits haben sie einen wesentlichen Beitrag zur Erhöhung der Modellqualität geleistet.

1.3. Planung und Ablauf des Vorhabens

Das Vorhaben wurde im Verbund zwischen einer Vielzahl deutscher und australischer Partner durchgeführt. Dies umfasst im Wesentlichen das Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK), das Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change (MCC), die Westfälische Wilhelms-Universität Münster - Centrum für angewandte Wirtschaftsforschung (CAWM), das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), die Hertie School of Governance gGmbH, die University of Melbourne (UoM), die Australian National University (ANU), die RMIT University und die Monash University. Die Zusammenarbeit in Modul A.1 fand in enger Zusammenarbeit mit dem PIK und der UoM statt. Dabei war das DLR für die Bereitstellung von Daten und Modellen des

sektorengekoppelten Stromsystems in hoher zeitlicher und räumlicher Auflösung für Europa verantwortlich. Ergänzend wurde die Untersuchung der Transformation des australischen Energiesystems durch eigene Modellierungen unterstützt.

1.4. Wissenschaftlicher Stand zu Beginn des Vorhabens

Die Entwicklung von Szenarien für eine Transformation des deutschen Stromsektors hin zu einer nachhaltigeren Versorgung wird bereits seit vielen Jahren verfolgt [7]-[9]. Frühere Arbeiten haben gezeigt, dass die Potenziale erneuerbarer Energien in Deutschland ausreichend hoch sind, um den gesamten Strombedarf zu decken. Szenarien zur Transformation des Stromsystems in Europa haben eine internationalere Perspektive eröffnet, teilweise auch unter Berücksichtigung des Imports planbarer erneuerbarer Energie aus solarthermischen Kraftwerken (Concentrated Solar Power, CSP) aus dem Nahen Osten und Nordafrika [10]-[12]. Darauf aufbauend und unter Nutzung zunehmender Rechenleistung haben die Methoden und Modelle in Umfang und Komplexität kontinuierlich zugenommen. Dazu gehören die Anzahl und der Detailgrad der betrachteten Technologien ebenso wie die räumliche und zeitliche Auflösung. Diese Modelle ermöglichten eine gezieltere Bewertung der Speicher- und Netzanforderungen in Systemen mit Wind- und Solarstromanteilen [13]-[16]. In den letzten Jahren haben die Überlegungen zu einer verstärkten Sektorenkopplung bei der Modellierung von Energiesystemen und der Entwicklung von Dekarbonisierungsszenarien [17]-[22] zunehmend an Bedeutung gewonnen. Jüngste Arbeiten haben untersucht, wie die Elektrifizierung von Wärme und Verkehr, die Flexibilisierung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und die Produktion und Nutzung synthetischer Kraftstoffe zur Energiewende in Deutschland beitragen können. Viele Fragen sind jedoch noch offen. Zu diesen gehört auch die Rolle einer verstärkten Integration der Strom-, Wärme-, Verkehrs- und Gassektoren in verschiedenen Europäischen Dekarbonisierungspfaden. Dies betrifft insbesondere den Teilaspekt, inwieweit die Sektorenkopplung dazu beitragen kann, hohe Anteile intermittierender erneuerbarer Stromerzeugung in verschiedenen Stadien des Transformationsprozesses zu nutzen. Auch wenn einige Studien zu ausgewählten Technologien, z.B. batterieelektrische Fahrzeuge, durchgeführt wurden, liegt das umfassende Bild des Zusammenspiels aller Technologien der Sektorintegration noch nicht vor.

2. Ergebnisse des Projekts

2.1. Modellweiterentwicklung

Die im Projekt erfolgten Szenariountersuchungen für Europa und Australien profitierten wesentlich von Weiterentwicklungen des REMix-Modells. Dies betrifft beide Teile des Frameworks – EnDAT und OptiMo (siehe Abbildung 2-1).

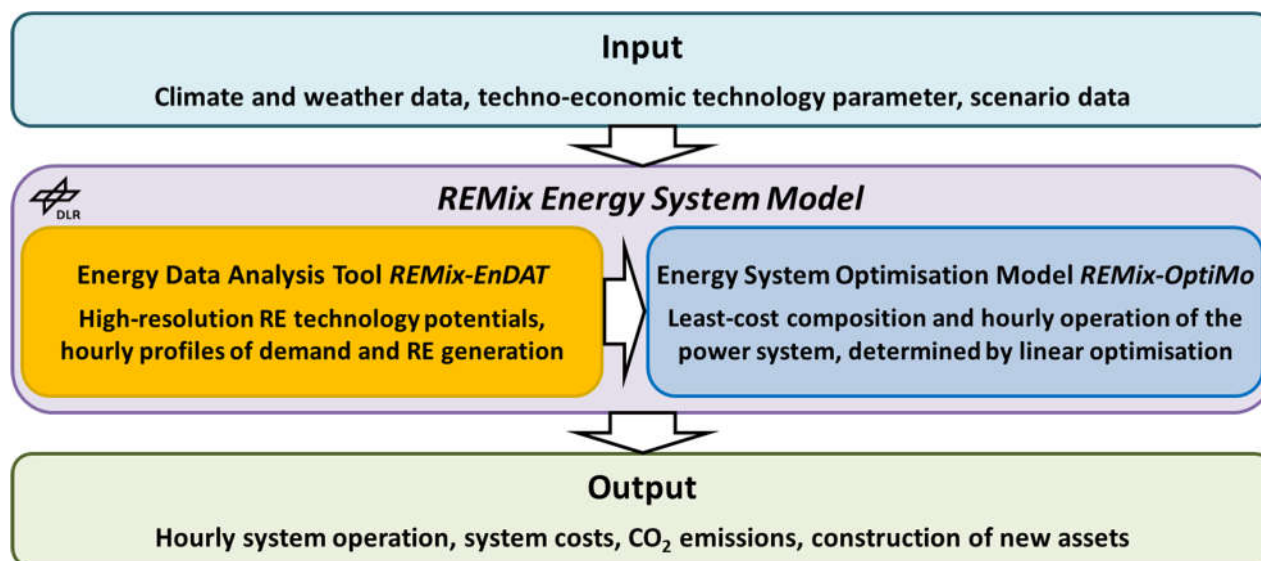


Abbildung 2-1: Übersicht des REMix-Frameworks

Der Modellteil REMix-EnDAT dient der Analyse der Stromerzeugungspotenziale erneuerbarer Energieträger und der Aufbereitung als Input für die Energiesystemmodellierung. Im Rahmen von START wurde REMix-EnDAT um ein Modul zur Simulation einachsiger nachgeführter Photovoltaikanlagen ergänzt, um die Potenziale der Photovoltaik (PV) als zentrale Freiflächenanlagen mit nachgeführten Modulen zu ermitteln. Die Methodik der Berechnung des zeitabhängigen Sonnenstandes (Azimut und Höhenwinkel) baut auf bestehenden Modellen des DLR auf [23]-[25]. Daraus lässt sich bei bekannter PV-Modulausrichtung der Einfallswinkel der Sonnenstrahlen und damit die nutzbare Strahlungsintensität ermitteln. Bei einachsiger nachgeführter PV-Modulen ist auch die Modulausrichtung zeitlich variabel und es muss zunächst der optimale Modulnachführwinkel bestimmt werden. Die Methodik zur Berechnung der Nachführung wurde aus [26] entnommen. Aus Nachführ- und Anstellwinkel lässt sich für jeden Zeitschritt der Modulazimut, und aus der Kombination mit den Sonnenwinkeln wiederum der Winkel der Einstrahlung auf das Modul berechnen.

Abbildung 2-2 verdeutlicht exemplarisch den Unterschied in der Stromerzeugung nicht nachgeführter und in Ost-West-Richtung nachgeführter PV. Die nachgeführten Anlagen haben durchgängig einen höheren Ertrag – bis auf mittags, wenn die Sonne auf der Südhalbkugel genau in Nordrichtung steht. Dann gleichen sich bei gleichem Anstellwinkel die Modulausrichtungen und der Ertrag ist identisch.

Im Jahresmittel steigt der Ertrag in den australischen Untersuchungsregionen durch die Nachführung um 25 % bis 29 %, über die in Abbildung 2-21 dargestellten Regionen gemittelt um 27 %.

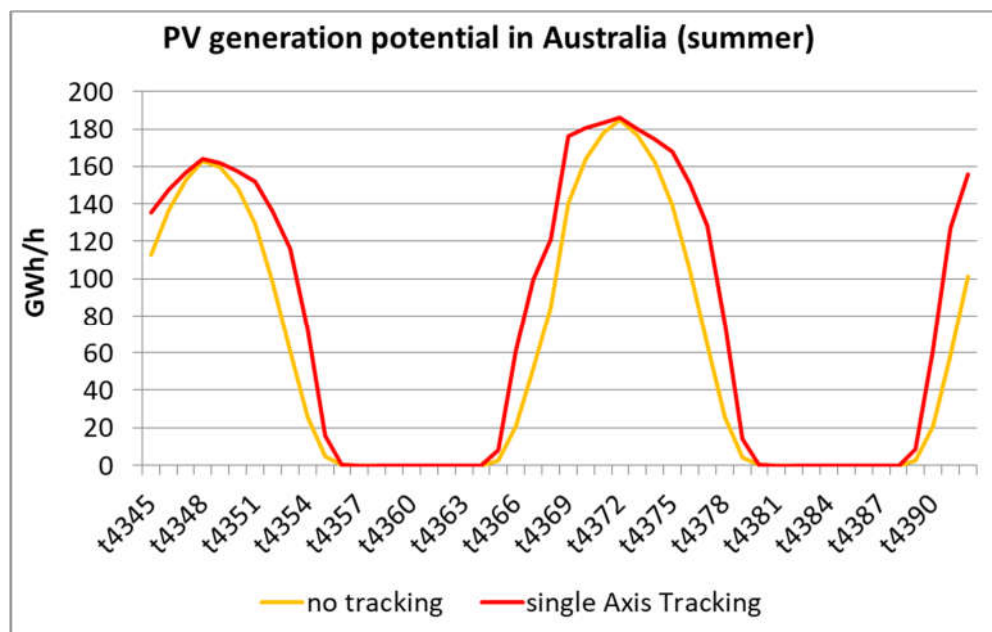


Abbildung 2-2: Beispielhafter Verlauf der potenziellen PV-Stromerzeugung in Australien.

Die Weiterentwicklung des Teilmodells REMix-OptiMo betraf insbesondere die Verbesserung und Erweiterung der Abbildung des Wasserstoff- und Gassystems in REMix. So wurde spezifisch für das Projekt die Möglichkeit einer Betrachtung des Exports von Wasserstoff sowie energieintensiver Materialien (Stahl, Aluminium) im Modell geschaffen. Dies war erforderlich für die in Abschnitt 2.5 beschriebenen Szenarioanalysen für Australien. Im Rahmen der Darstellung von sowohl fossilen als auch synthetisch hergestellten Kraftstoffen in Kombination mit dem Einsatz von Anlagen zur Abscheidung und Speicherung von CO₂ (Carbon Capture and Storage, CCS) musste darüber hinaus die Implementierung der CO₂ Bilanzierung wesentlich überarbeitet werden. Diese Änderungen waren insbesondere für die Nullemissionsszenarien in Abschnitt 2.4 und 2.5 notwendig.

2.2. Szenarioanalysen für Europa zur Wirkung von Stromnetzbeschränkungen und Mindestanteilen der Eigenversorgung

In Vorbereitung der modellgestützten Analyse des möglichen Beitrags des Lastmanagements in Industrie, Gewerbe und Haushalten wurde eine breit angelegte Parameterstudie für das europäische Stromsystem konzipiert und in REMix implementiert. Diese orientierte sich in ihrer Umsetzung an früheren Arbeiten von DLR und PIK [27,28].

In der Parameterstudie wird der umzusetzende Anteil von Stromerzeugung aus fluktuierender erneuerbarer Energie (FEE) und die dabei realisierten Anteile von Wind- bzw. Solarstrom variiert. Für den FEE-Anteil – hier berechnet als theoretisch mögliche Erzeugung ohne Berücksichtigung von Abregelung – werden Werte von 0%, 20%, 40%, 60%, 80% und 100% der Nachfrage betrachtet,

für die Anteile von Wind- bzw. Solarstrom die Zusammensetzungen 20-80, 50-50 und 80-20. Das Modell berücksichtigt alle europäischen Länder und Nordwestafrika, aggregiert zu 22 Modellknoten (siehe Abbildung 2-3). In Übereinstimmung mit den vorangegangenen Arbeiten wird ein Gesamtstrombedarf von etwa 3800 TWh mit einer Spitzenlast von etwa 650 GW angenommen. Die Technologiedaten stützen sich auf Annahmen für das Jahr 2050. CSP-Kraftwerke können in der Analyse sowohl zum Solaranteil beitragen, als auch zur Ergänzung der exogen vorgegeben EE-Erzeugung, wobei sie dann mit regelbaren konventionellen Kraftwerken sowie Biomasse- und Geothermie-Anlagen konkurrieren.

Im ersten Schritt stehen für den Ausgleich der FEE-Erzeugung neben regelbaren Kraftwerken das Stromnetz und verschiedene Stromspeicher (Pumpspeicher, stationäre Batterien) zur Verfügung. Die Investitionen in Pumpspeicher sind jedoch durch die verfügbaren Potenziale begrenzt. Lauf- und Speicherwasserkraftwerke werden mit ihren heutigen Kapazitäten angenommen und können nicht weiter ausgebaut werden.



Abbildung 2-3: Betrachtete Länder und aggregierte Regionen im den Szenarioanalysen für Europa

Ohne weitere Beschränkungen stellen sich in den Ergebnissen bei steigenden FEE-Anteilen sehr extreme Ergebnisse ein. So konzentriert sich die Stromerzeugung der kostenminimalen Systeme komplett auf Regionen mit guten Wind- bzw. Solarressourcen. Der dort erzeugte Strom wird dann über einen extremen Stromnetzausbau (bis zu 150 GW) über Europa verteilt, wodurch in anderen Ländern keine oder nur sehr geringen Kraftwerkskapazitäten benötigt werden. Um dieser starken Konzentration entgegen zu wirken und eine höhere Plausibilität der resultierenden Systeme zu bewirken, werden vier verschiedene Varianten mit ergänzenden Randbedingungen betrachtet:

- a. Globale Anwendung des FEE-Anteils und Solar-zu-Wind-Quotienten, unbegrenzter Netzausbau, regionaler Eigenversorgungsanteil von mindestens 75% der Nachfrage

- b. Globale Anwendung des FEE-Anteils und Solar-zu-Wind-Quotienten, unbegrenzter Netzausbau, regionaler Eigenversorgungsanteil von mindestens 75% und maximal 200% der Nachfrage
- c. Globale Anwendung des FEE-Anteils und Solar-zu-Wind-Quotienten, Netzausbau begrenzt auf 20 GW pro Leitung, regionaler Eigenversorgungsanteil von mindestens 75% der Nachfrage
- d. Regionale Anwendung des FEE-Anteils und Solar-zu-Wind-Quotienten, unbegrenzter Netzausbau, regionaler Eigenversorgungsanteil von mindestens 75% der Nachfrage

Wie Abbildung 2-4 zeigt, ergeben sich in den vier Szenarien deutliche Unterschiede beim benötigten Netzausbau. Insbesondere in Variante d) – der regionalen Anwendung des FEE-Anteils und Solar-zu-Wind-Quotienten ergibt sich eine deutlich geringere Netzkapazität. Dies geht jedoch einher mit um etwa 10% bis 20% höheren CO₂-Emissionen und Systemkosten (Abbildung 2-5).

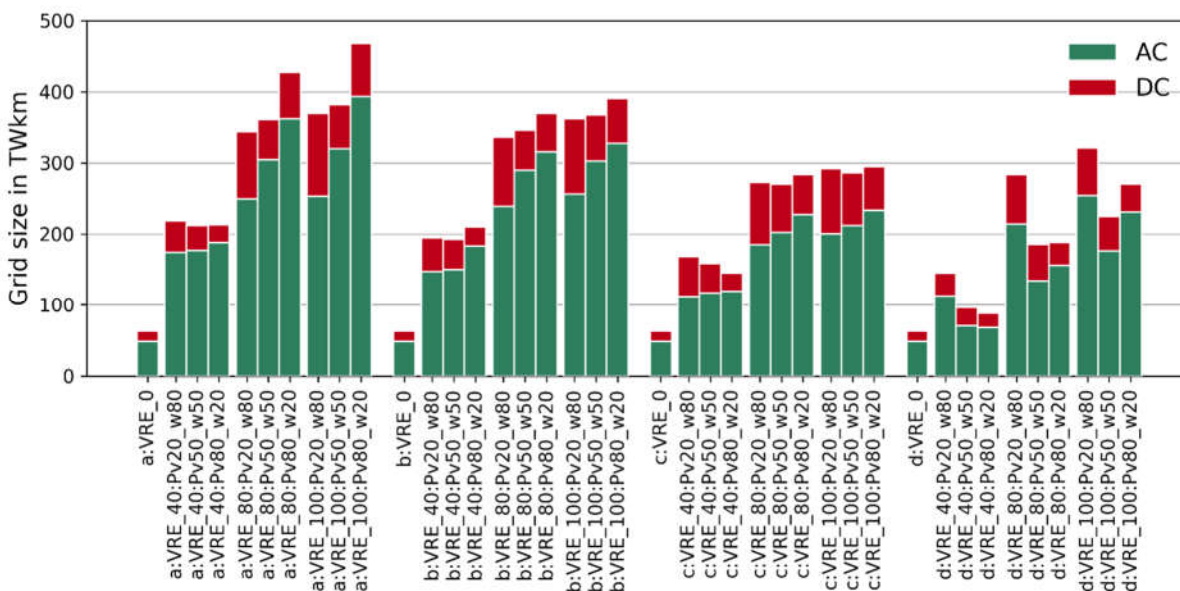


Abbildung 2-4: Vergleich der benötigten Gesamtkapazität und Länge des Stromnetz in den verschiedenen Szenarien und Varianten. Die Szenariobezeichnung, beispielsweise a:VRE_40:Pv20_w80 umfasst die Variante, den vorgegebenen FEE-Anteil und die vorgegebenen Anteile von Solar- bzw. Windkraft. Abweichend von der Bezeichnung „Pv“ kann der Solaranteil auch CSP enthalten (siehe oben).

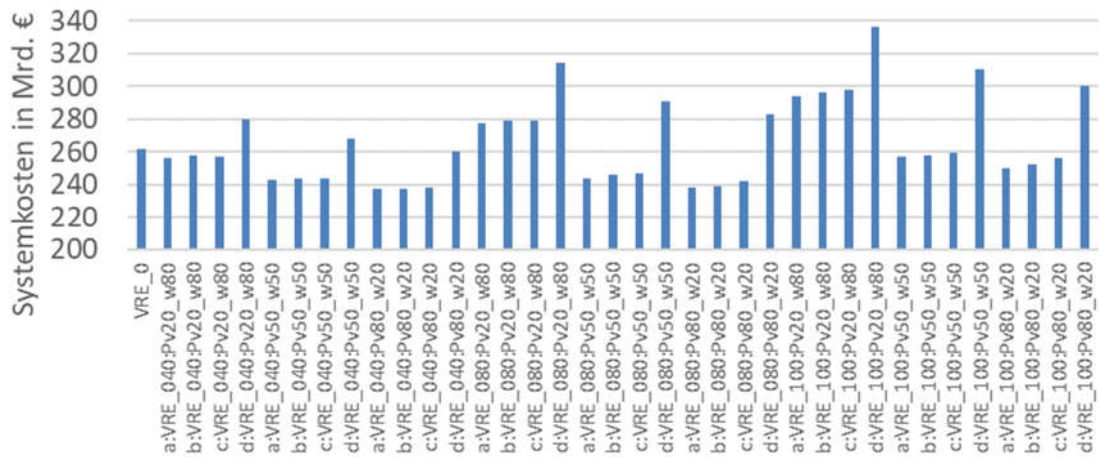


Abbildung 2-5: Vergleich der Systemkosten in den verschiedenen Szenarien und Varianten.

Um die Unterschiede klarer herauszuarbeiten fokussiert sich die weitere Analyse auf die beiden Randfälle, a) und d), in denen die höchsten Netzkapazitäten und geringsten Kosten bzw. die geringsten Netzkapazitäten und höchsten Kosten beobachtet werden.

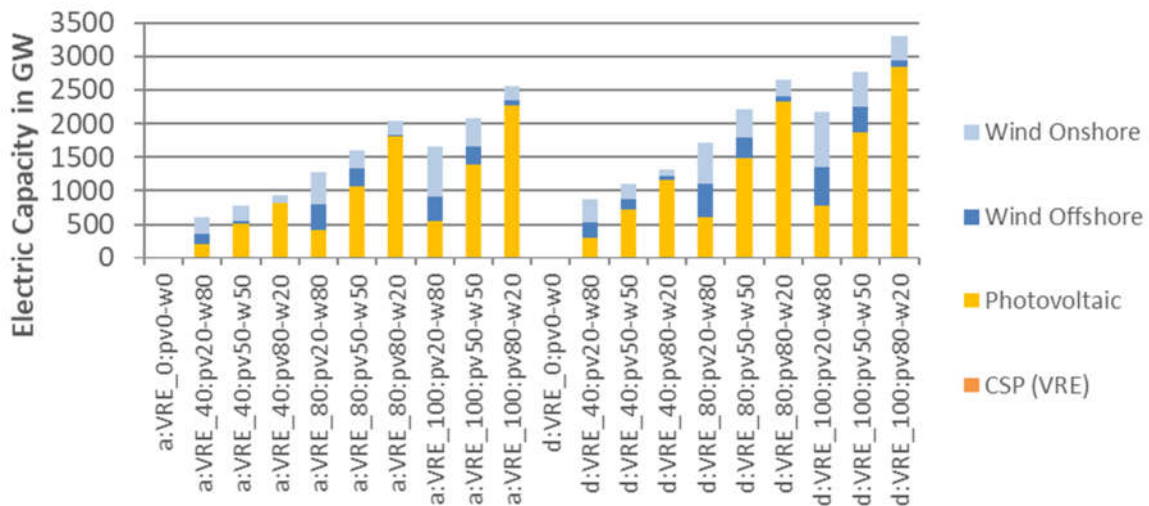


Abbildung 2-6: Endogene installierte Stromerzeugungskapazitäten zur Deckung der vorgegebenen Solar- und Windanteile im Vergleich der Szenarien für die Varianten a) und d). CSP (VRE) bezeichnet die CSP-Kraftwerke die zum vorgegeben FEE-Anteil beitragen.

Da das Modell bei regionaler Anwendung der zentralen Szenariovorgaben auch auf EE-Ressourcen geringerer Qualität zurückgreifen muss, werden für die Erfüllung der vorgegebenen FEE-Anteile um bis zu 30% höhere Leistungen benötigt (Abbildung 2-6). Dies betrifft insbesondere die Fälle mit hohem Solarstromanteil. Weiterhin zeigt sich, dass der vorgegebene Solaranteil überwiegend aus PV-Anlagen bereitgestellt wird. Nur in wenigen Szenarien von Fall d) mit 80% FEE und mehr erweist sich CSP als prinzipiell dazu konkurrenzfähig, trägt aber mit weniger als 3 GW – entsprechend deutlich unter 1% – nur einen verschwindend geringen Anteil zur Gesamtkapazität bei.

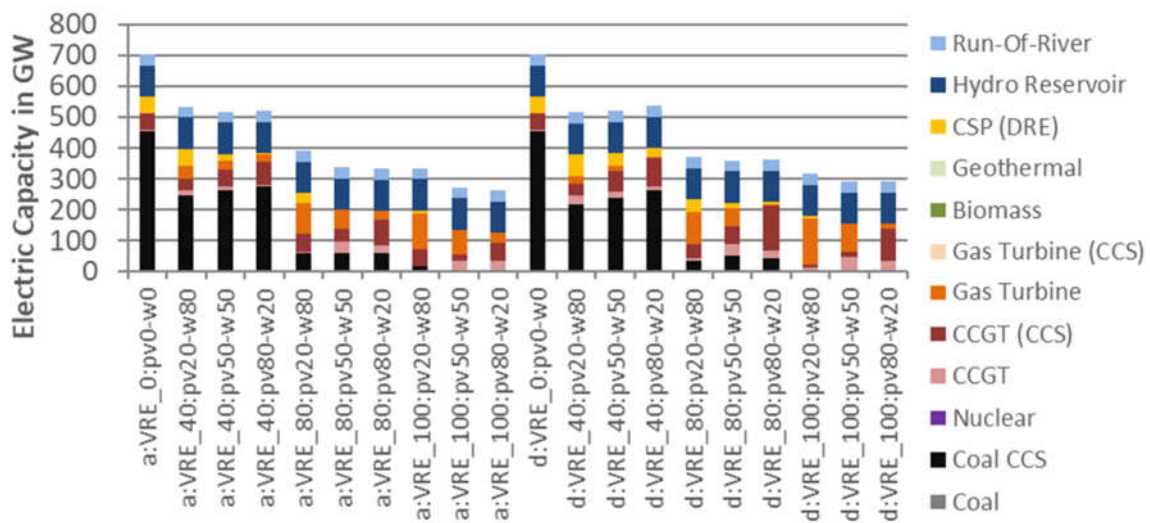


Abbildung 2-7: Endogene installierte regelbare Kraftwerkskapazitäten zum Ausgleich der FEE-Stromerzeugung im Vergleich der Szenarien für die Varianten a) und d). CSP (DRE) bezeichnet die CSP-Kraftwerke die nicht zum vorgegeben FEE-Anteil beitragen.

Die zum Ausgleich der FEE-Erzeugung benötigten regelbaren Kraftwerkskapazitäten liegen bei einem FEE-Anteil von 40% in etwa der gleichen Größenordnung wie jene der FEE und nehmen bei höheren Anteilen relativ und absolut deutlich ab (Abbildung 2-7). Während Kohlekraftwerke zunächst noch eine dominante Rolle einnehmen, werden sie bei höheren FEE-Anteilen vollständig von Gaskraftwerken verdrängt. CSP kommt insbesondere in den winddominierten Systemen zum Zug, wohingegen Biomasse, Geothermie und Kernkraft in keinem Szenario genutzt werden. Der Vergleich der Fälle a) und d) zeigt bei den regelbaren Kapazitäten keine großen Unterschiede. Es ergeben sich in den Szenarien mit nationalen Anteilen weniger Kohlekraftwerke mit CCS als in jenen mit europäischen Anteilen, kompensiert durch eine erhöhte Kapazität von Gaskraftwerken und FEE. Während die nationalen FEE-Anteile in den solardominierten Szenarien eine höhere Kapazität regelbarer Kraftwerke erfordern, zeigt sich in den winddominierten Fällen das gegensätzliche Bild.

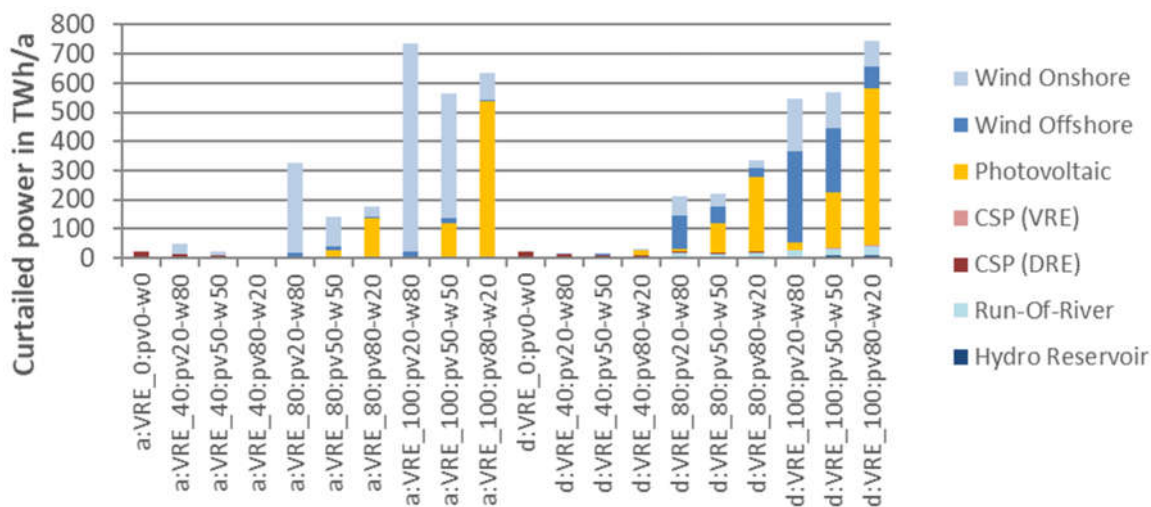


Abbildung 2-8: Abregelung von FEE-Stromerzeugung im Vergleich der Szenarien für die Varianten a) und d).

Durch die Unterschiede in Kapazitäten und regionaler Verteilung von FEE-Anlagen ergibt sich eine abweichende Notwendigkeit der Abregelung von Stromerzeugung (Abbildung 2-8). So kann durch die regionalen FEE-Anteile die Abregelung in den winddominierten Szenarien gesenkt werden, wohingegen sie in den ausgeglichenen und solardominierten Szenarien leicht ansteigt.

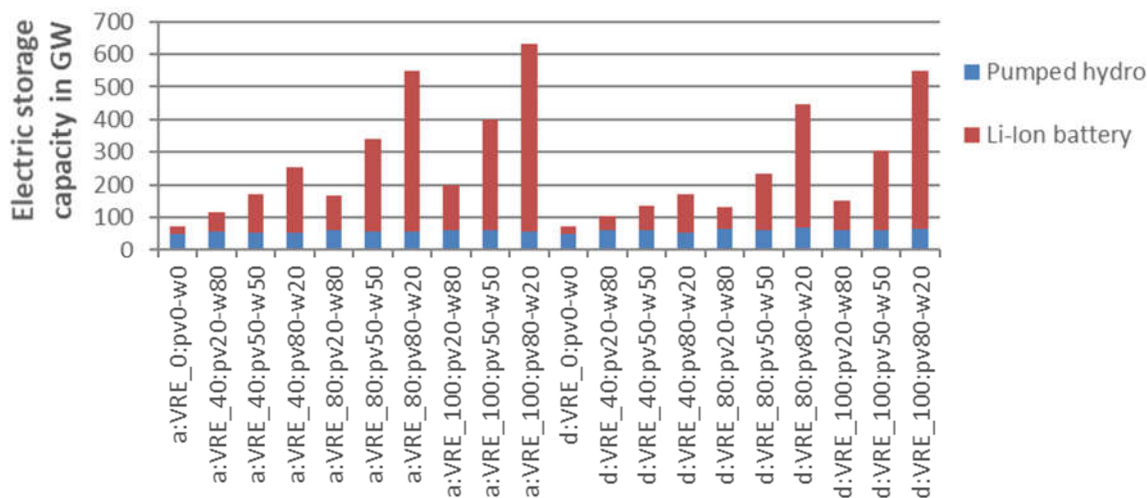


Abbildung 2-9: Endogene installierte Stromspeicherkapazitäten zum Ausgleich der FEE-Stromerzeugung im Vergleich der Szenarien für die Varianten a) und d).

Die gleichmäßigere räumliche Verteilung der FEE-Anlagen hat auch eine deutliche Reduktion des Speicherbedarfs zur Folge (Abbildung 2-9). So reduziert sich der modellendogene Zubau von Batteriespeichern um bis zu 40%.

Bezüglich Stromnetzausbaus ist festzuhalten, dass die Gesamtkapazität der Leitungen durch die regionalen FEE-Anteile zwar deutlich reduzieren lässt, aber weiterhin einzelne Leitungen mit sehr hohen Kapazitäten gebaut werden (Abbildung 2-10). Spezifisch betrifft das hier die Leitung

zwischen der iberischen Halbinsel und Frankreich im solardominierten Szenario mit 100% FEE mit einer Kapazität 84 GW.

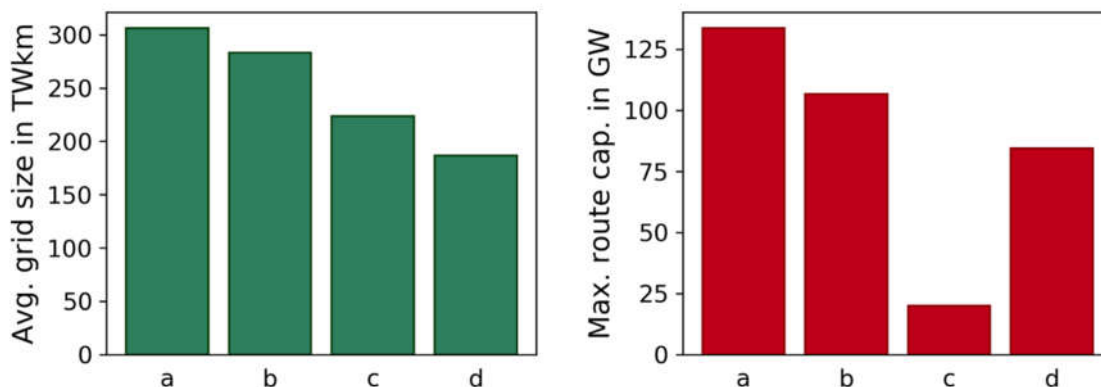


Abbildung 2-10: Installierte Stromnetzkapazitäten zum Ausgleich der FEE-Stromerzeugung im Vergleich der Varianten. Links ist jeweils für die Gesamtkapazität und -länge des Netzes der Mittelwert über alle Szenarien angegeben, rechts die Kapazität der über alle Szenarien am stärksten ausgebauten Leitung.

Im Gegensatz zu früheren Arbeiten [27,28] zeigen die Modellergebnisse keine allgemeine Tendenz, dass Wind- oder Sonnenenergie den Netzausbau mehr fördert. Mit regionalen FEE-Anteilen ergeben sich für die winddominierten Szenarien höhere Netzkapazitäten, bei globalen Anteilen hingegen für die solardominierten. Viele Modellregionen verfügen über robuste aber moderate Kuppelstellenkapazitäten in allen Varianten. So sind BeNeLux, Dänemark, Frankreich, und Iberien sehr stark vernetzt und weisen die höchsten einzelnen Kuppelstellenkapazitäten auf. Österreich ist zwar sehr stark vernetzt hat aber keine Kuppelstellenkapazitäten von mehr als 20 GW, wohingegen Norwegen zwar nur mäßig vernetzt ist, aber einzelne Leitungen mit Kapazitäten über 20 GW hat. Deutschland weist in allen Fällen ebenfalls eine eher durchschnittliche Netzeinbindung auf, und ist mit keinem der Nachbarn über eine Leitung von mehr als 20 GW verbunden. In Norwegen, Polen und Deutschland fördert die Variante d) den grenzüberschreitenden Netzausbau.

Zusammenfassend zeigen die Ergebnisse, dass eine stärker auf heimische Diversität ausgelegte Stromversorgung bei vorgegebenen FEE-Anteilen sowohl die Versorgungskosten als auch die Emissionen leicht ansteigen lassen, dafür aber die erforderliche Netzkapazität um fast die Hälfte reduziert. Diese Abwägungen noch umfassender zu analysieren und auch die Wechselwirkung des Stromnetzes mit den Optionen der flexiblen Sektorenkopplung zu betrachten, sind wichtige Folgeschritte dieser Arbeiten.

2.3. Szenarioanalysen für Europa zu flexiblen Lasten in Haushalten, Gewerbe und Industrie

Aufbauend auf der in Abschnitt 2.2 beschriebenen Analyse wurde die Wirkung des Lastmanagements in Haushalten, Gewerbe und Industrie auf die Integration von FEE-Stromerzeugung analysiert. Dabei wurde insbesondere untersucht, inwiefern der Bedarf nach regelbaren Kraftwerken, Speichern und Stromleitungen durch die Lastflexibilität reduziert werden kann. Hier wurden nur

die Szenarien der Variante d) betrachtet, da diese den Einsatz des Lastmanagements am meisten begünstigen.

Die Modellierung basiert auf der Einbindung der in [29] quantifizierten, für das Lastmanagement zur Verfügung stehenden Potenziale in das in Abschnitt 2.2 beschriebene REMix-Modell für Europa. Die in [29] ermittelten theoretischen Potenziale werden einem weiteren Arbeitsschritt gemäß [19,30] auf realisierbare Potenziale reduziert. Diese liegen für jedes Land, bzw. jede Modellregion als stündlicher Wert der maximalen Lasterhöhung und Lastabsenkung vor. Zur Reduktion der Modelllösungszeit werden die 30 einzelnen Verbraucher analog zu [30] auf sechs Kategorien ähnlicher Flexibilitätscharakteristika zusammengefasst. Auch bezüglich der Modellierung der Lastflexibilität baut die Analyse auf dem in [30] vorgestellten Ansatz auf. Auf Basis dieser Datengrundlage dieser Arbeiten wird das REMix-Modell für die Szenarioanalysen parametrisiert.

Unter Berücksichtigung der Option des Lastmanagements – für das ebenso wie für Speicher, Netze und Kraftwerke Investitionen und Betriebskosten anfallen – werden die Modellläufe für den Fall d), d.h. die nationale Anwendung des FEE-Anteils und Wind-zu-Solarquotienten, wiederholt. Im Folgenden wird analysiert, wie sich diese zusätzliche Ausgleichsoption auf Investitionen, Systembetrieb und Kosten auswirkt.

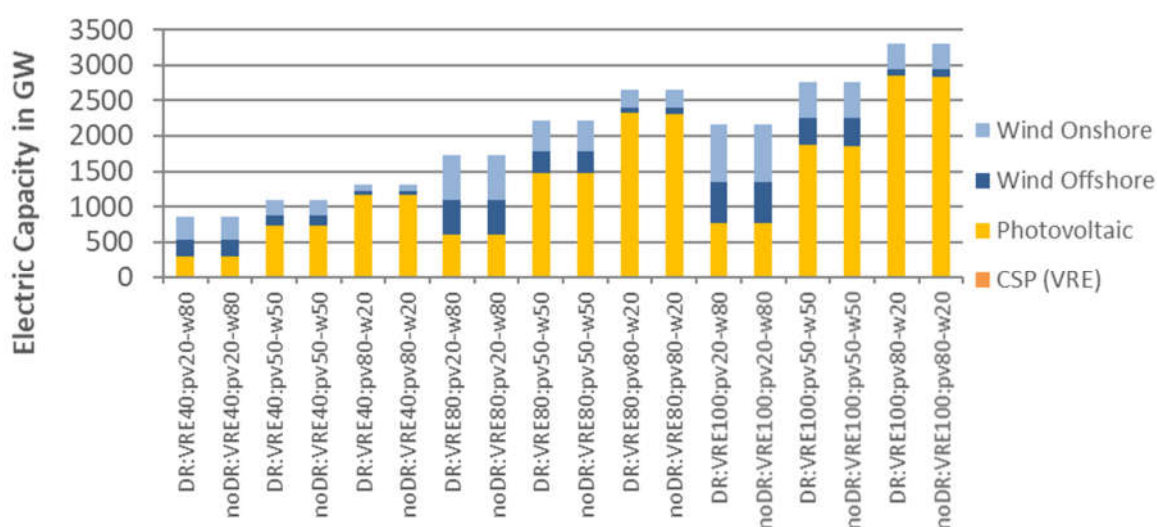


Abbildung 2-11: Endogene installierte Stromerzeugungskapazitäten zur Deckung der vorgegebenen Solar- und Windanteile im Vergleich der Szenarien mit und ohne Lastmanagement (DR, demand response). Die Szenariobenennung umfasst zudem die Vorgaben zu den Anteilen an FEE, Solar- bzw. Windkraft.

Die Modellergebnisse zeigen nur einen sehr geringen Einfluss des Lastmanagements auf die Investitionen in FEE-Kapazitäten (Abbildung 2-11). So liegen die Veränderungen in der Summe aller Leistungen bei unter deutlich einem halben Prozent, bei einzelnen Technologien bei maximal einem Prozent. Einzige Ausnahme sind die winddominierten Fälle mit 40% und 100% FEE bei denen es eine Verschiebung bei der Windenergienutzung vom Land auf die See gibt, die einen Umfang von bis zu 10% der jeweiligen Kapazitäten umfasst.

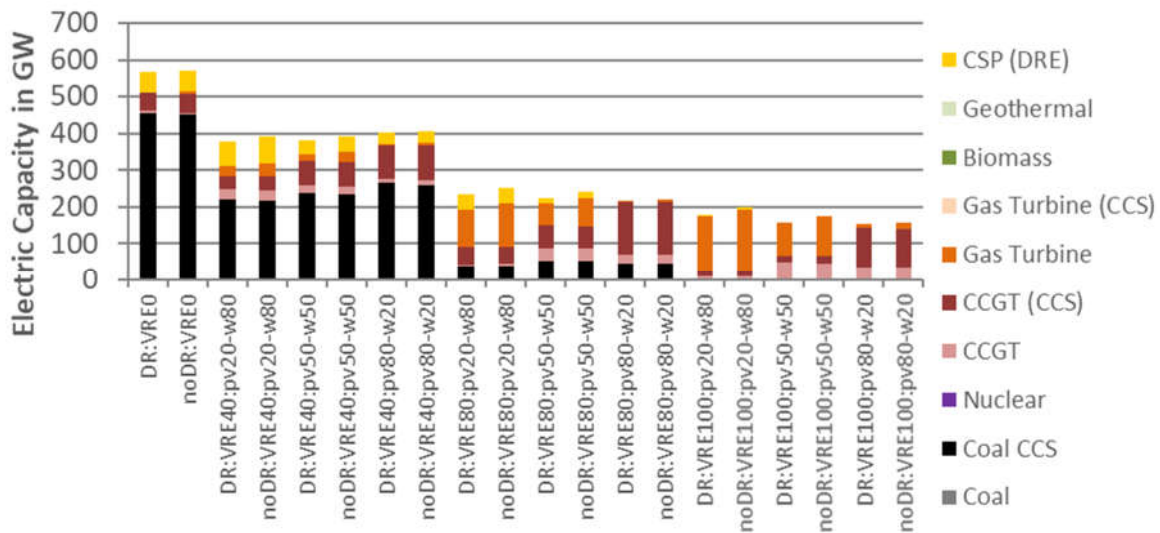


Abbildung 2-12: Endogene installierte regelbare Kraftwerkskapazitäten zum Ausgleich der FEE-Stromerzeugung im Vergleich der Szenarien mit und ohne Lastmanagement.

Durch die Nutzung des Lastmanagements ergibt sich keine fundamentale Änderung beim Bedarf nach regelbaren Kraftwerken (Abbildung 2-12). So werden jeweils die gleichen Technologien genutzt, es können jedoch einige Kapazitäten eingespart werden. Dieser Effekt nimmt mit dem FEE-Anteil zu und ist bei den ausgeglichenen Erzeugungsmixes besonders ausgeprägt, bei den solardominierten Systemen hingegen am geringsten. Er beläuft sich auf bis zu 10% der regelbaren Kraftwerkskapazität, entsprechend bis zu 20 GW.

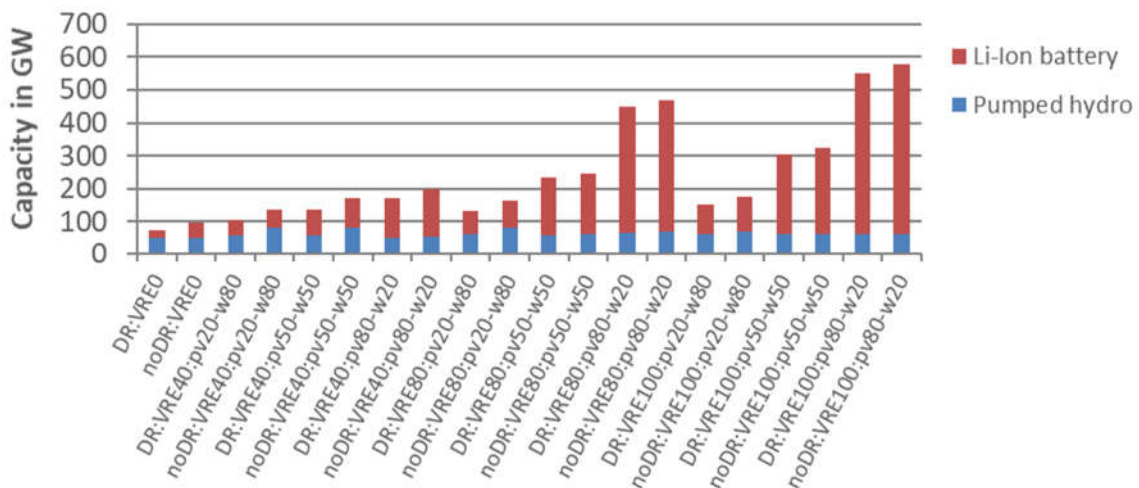


Abbildung 2-13: Endogene installierte Stromspeicherkapazitäten zum Ausgleich der FEE-Stromerzeugung im Vergleich der Szenarien mit und ohne Lastmanagement.

Ein zusätzlicher Rückgang ergibt sich bei den Kapazitäten von Strom-zu-Strom-Speichern (Abbildung 2-13). Dieser umfasst bis zu 25% der Kapazitäten, erreicht bis zu 35 GW und betrifft beider Maßen Pumpspeicher und Batteriespeicher. Bei Pumpspeichern sind die Auswirkungen

insbesondere bei niedrigen FEE-Anteilen relevant. Der prozentuale Rückgang der Speicherkapazität reduziert sich deutlich für höhere FEE-Anteile.

Anders als beim Zubau von Kraftwerken und Speichern ergeben sich beim Netzzubau und der FEE-Abregelung nur sehr geringe Änderungen durch den Einsatz des Lastmanagements. Die Abregelung verändert sich bei FEE-Anteilen von 80% und mehr um weniger als 1%, bei geringeren EE-Anteilen werden bis zu 10% erreicht, wobei dies nur knapp 2 TWh entspricht und somit bezogen auf die Gesamterzeugung marginal ist. Auch der Netzausbau ist nicht signifikant mit dem Einsatz von Lastmanagement korreliert. In den winddominierten Szenarien ergibt sich Abweichung von unter 1%, in den anderen werden bis zu 3% erreicht. Während bei FEE-Anteilen von 40% und weniger geringfügig höhere Netzkapazitäten mit dem Einsatz des Lastmanagements einhergehen, ist bei höheren FEE-Anteilen der inverse Effekt zu beobachten.

Die Effekte des Lastmanagements auf die Systemkosten sind ebenfalls marginal; sie liegen zwischen 0,1% bis 0,22%. Diese Kostensenkung steigt mit dem FEE-Anteil am Strommix und fällt für die Szenarien mit gleichem Anteil von Wind- und Photovoltaikstromerzeugung am größten aus.

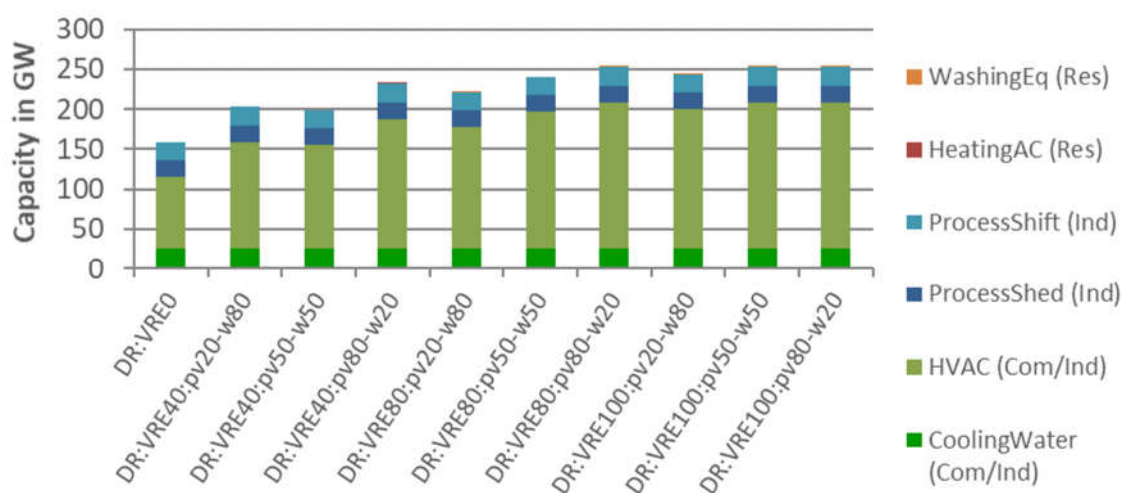


Abbildung 2-14: Endogene installierte Lastmanagementkapazitäten zum Ausgleich der FEE-Stromerzeugung im Vergleich der Szenarien.

Die Modellergebnisse zeigen, dass Investitionen nur in Lastmanagement in Industrie und Gewerbe realisiert werden, wohingegen eine Nutzung im Haushaltsbereich ausbleibt (Abbildung 2-14). In der Prozessindustrie werden die Potenziale in allen Szenarien erschlossen, was nicht überrascht, da dafür keine Investitionen benötigt werden. In den Querschnittstechnologien in Industrie und Gewerbe (Kühlung, Wasserbereitstellung und -aufbereitung) sind die Erschließungskosten ebenfalls gering, weswegen auch dort die Potenziale in allen Szenarien vollständig zugänglich gemacht werden. Gemeinsam machen diese drei Kategorien eine Anlagenleistung von 70 GW aus, die für ein Lastmanagement genutzt werden können. Deren Verfügbarkeit für eine Lastabsenkung und ggf. Lasterhöhung ist jedoch durch die Anlagennutzungsprofile und ggf. prozessbedingte Einschränkungen deutlich geringer als dieser Wert. Unterschiede in den Investitionen in Lastmanagement ergeben sich nur für Lüftung, Klimatisierung und elektrische Brauchwassererzeugung in Industrie

und Gewerbe, wo je nach Szenario zwischen 90 und 155 GW an Anlagenleistung erschlossen werden.

Größere Unterschiede zwischen den Szenarien zeigen sich bei der Nutzung der Lastmanagement (Abbildung 2-15). Trotz der recht hohen Anlagenkapazitäten ist die in der Prozessindustrie abgeworfene oder verschobene Energiemenge sehr gering – sie übersteigt in keinem Szenario den Wert von 500 GWh. In deutlich höherem Maße werden die Querschnittstechnologien in Industrie und Gewerbe genutzt. Dabei zeigt sich ein ansteigender Trend mit Zunahme des FEE-Anteils und des Solaranteils an der Stromerzeugung. Die insgesamt veränderte Stromnachfrage erreicht im Maximum jedoch nur etwa 35 TWh, entsprechend knapp 1% der Gesamtnachfrage.

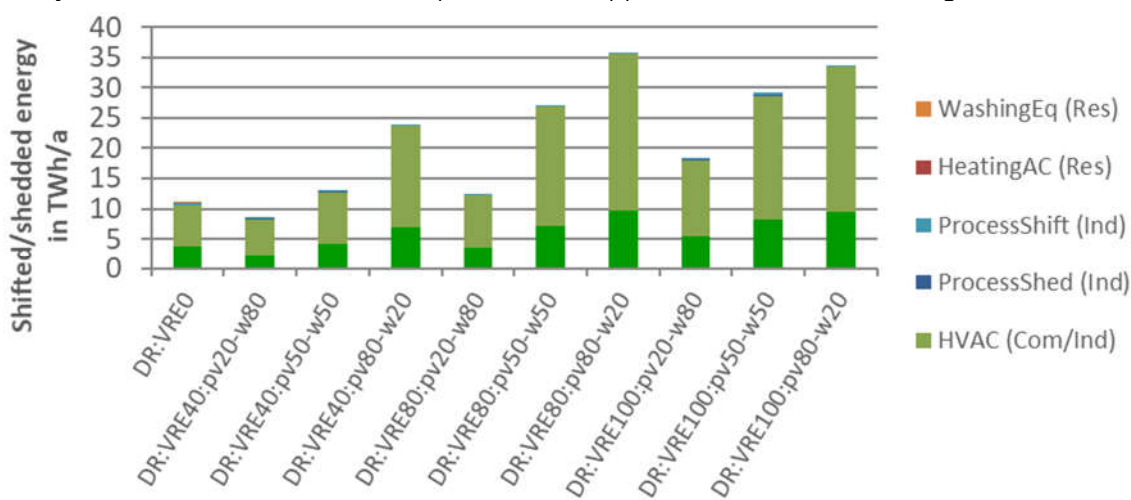


Abbildung 2-15: Jahressumme der abgeworfenen und verschobenen Energie im Zuge des Lastmanagementensatzes im Vergleich der Szenarien.

In der Summe unterstreichen die Ergebnisse, dass Lastmanagement insbesondere bei größeren Verbrauchern eine kosteneffektive Maßnahme ist. So können durch kurzzeitige Lasteingriffe in sehr geringem Umfang – bezogen auf die Gesamtnachfrage – den Bedarf an Backup-Kraftwerken und Stromspeichern spürbar reduzieren. Die Auswirkung dessen auf die Versorgungskosten fällt jedoch relativ gering aus. Während die für ein Lastmanagement erschlossene Verbraucherleistung nur geringfügig von den angenommenen Anteilen für Wind- und Solarkraft abhängt, ergeben sich durch den regelmäßigen Tag-Nacht-Zyklus in den PV-dominierten Systemen deutlich größere Energiemengen der Lastverschiebung. Die Ergebnisse zeigen weiterhin, dass die Investitionen in Lastmanagement auf Haushaltsebene in den Investitionen zu teuer sind, um zum Einsatz zu kommen. Inwiefern ein Einsatz von Lastmanagement in den Haushalten bei bereits vorliegenden Infrastrukturen, d.h. einer flächendeckenden Verfügbarkeit von ansteuerbaren Smart Metern, muss in weiteren Untersuchungen betrachtet werden. Die im Rahmen der Sektorenkopplung zunehmend relevanten elektrischen Wärmepumpen und Batterieelektrofahrzeuge, die beide prinzipiell sehr gute Voraussetzungen für einen Einsatz zum Lastmanagement haben, wurden hier noch außen vorge lassen. Deren Betrachtung erfolgte dann in den im folgenden Abschnitt beschriebenen Arbeiten.

2.4. Szenarioanalyse für Europa zur flexiblen Sektorenkopplung

Unabhängig von den Analysen zur Rolle des Lastmanagements als Ausgleichsoption und vorgegebenen Anteilen von FEE-Erzeugung wurden weitere Analysen zur Rolle von Wasserstoff und Methan im Europäischen Kontext durchgeführt. Der Fokus auf den Analysen zur flexiblen Sektorenkopplung lag zum einen auf einer systematischen Betrachtung verschiedener erlaubter jährlicher CO₂-Emissionsmengen, sowie auf der Frage nach der Rolle einer verstärkten Kooperation zwischen Kontinentaleuropa und Nordafrika, sowie Kontinentaleuropa und den britischen Inseln. Analog zu den Ergebnissen aus Kapitel 2.2 zeigt sich auch hier eine starke regionale Konzentration von Erzeugungstechnologien auf ressourcenreiche Regionen.

Die Optimierung erfolgt für alle Szenarien für das Zieljahr 2050 unter Berücksichtigung eines gleichzeitigen Zubaus von Erzeugungs-, Leitungstransport- sowie Speicherkapazitäten für Strom, Wärme, Wasserstoff und Methan. Das Untersuchungsgebiet und die regionale Auflösung entsprechen dabei weiterhin den in Abbildung 2-3 gezeigten. Von außerhalb dieses Gebiets kann fossiles Methan bzw. Erdgas in vordefinierten Regionen über bestehende Gasleitungen (insbesondere Algerien, Bulgarien, Baltikum, Deutschland), Ölplattformen in der Nordsee (UK, Norwegen) oder Seeterminals (Niederlande) importiert werden. Alternativ zu den Methanimporten kann ebenfalls Wasserelektrolyse mit einem nachgelagerter Sabatier-Prozess für die synthetische Gewinnung von Methan verwendet werden. Für die konventionelle Kraftwerke wird angenommen, dass diese mit oder ohne CCS-Technologien gebaut werden können. Für die Abscheidungseffizienz werden 85% für Kohlekraftwerke und 86% für Gaskraftwerke angenommen. Die Limitierung der zulässigen CO₂-Emissionen erfolgt auf 0 – 500 Mt CO₂, wobei hier darauf hingewiesen werden muss, dass dabei nur systematische Effekte aufgezeigt werden sollen, da eine konkrete Emissionsreduktion durch die unscharfe sektorale und geographische Auflösung nicht genau ausgewiesen werden kann. Abweichend von den in Abschnitt 2.2 beschriebenen Szenarien wurden hinsichtlich der FEE-Anteile keine Vorgaben gemacht. Ergänzend zur Variation der maximal möglichen CO₂-Emissionen werden aber zwei Fälle betrachtet in denen der leitungsgebundene Import von Strom, Wasserstoff und synthetischem Methan aus Nordafrika und von den britischen Inseln nach Kontinentaleuropa möglich (Import) bzw. nicht möglich (NoImport) ist.

Das in Abschnitt 2.2 beschriebene Stromsystem wird zudem ergänzt um Nachfragen für Wärme, Wasserstoff und Methan. Zudem werden auch Elektrofahrzeuge im System berücksichtigt, deren Ladevorgänge teilweise gesteuert erfolgen kann. Für die Wärmeversorgung gibt es feste Vorgaben für die Anteile von kleinen und großen Wärmenetzen sowie Gebäudewärmepumpen und Gas-Brennwertkesseln. In welchen Anteilen KWK-Anlagen, Wärmepumpen, Gasboiler, elektrische Boiler und thermische Speicher zur Speisung der Wärmenetze genutzt wird modellendogen bestimmt.

Abbildung 2-16 zeigt die Systemkosten und Grenzkosten für die weitere Vermeidung von CO₂ Emissionen im Vergleich zwischen den betrachteten Szenarien. Dabei zeigt sich, dass in weniger ambitionierten Dekarbonisierungsszenarien im Bereich von 400 – 500 Mt CO₂ durch die weitere Integration von erneuerbaren Energien zusätzlich CO₂ vermieden werden kann. Ab einem Bereich von 300 Mt CO₂ ist das System in beiden Szenarien jedoch auf die endogene Erzeugung

synthetischer Kraftstoffe (Wasserstoff, Methan) angewiesen, was sich auch in den geringeren Kosten für importierte Brennstoffe (Fuel cost) zeigt.

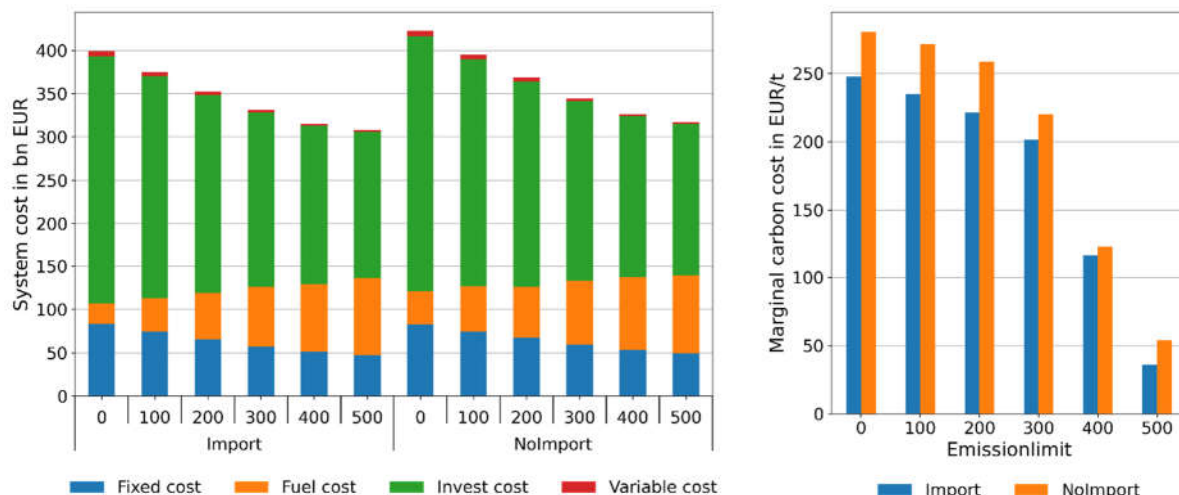


Abbildung 2-16: Systemkosten nach Investition, Betrieb und Brennstoffkosten (links) sowie Grenzkosten weiterer CO₂-Vermeidung (rechts) für alle betrachteten Szenarienvariationen

Die Hauptunterschiede in der Erzeugungsstruktur für Strom zeigen sich in Abbildung 2-17 vor allem in den Anteilen der Solarenergie die im Importszenario zum größten Anteil durch CSP gedeckt werden (bis zu 2800 TWh), während im Szenario mit heimischer Erzeugung in Kontinentaleuropa der größte Anteil durch PV gedeckt wird. Dies ist in erster Linie auf die besseren Solarpotentiale in Nordafrika zurückzuführen, sowie auf die Möglichkeit durch den thermischen Energiespeicher der CSP-Anlagen höhere Volllaststunden für die Erzeugung von Wasserstoff und Methan zu erreichen. Dies wird insbesondere auch im Hinblick auf die räumliche Verteilung der Technologien in Abbildung 2-18 ersichtlich.

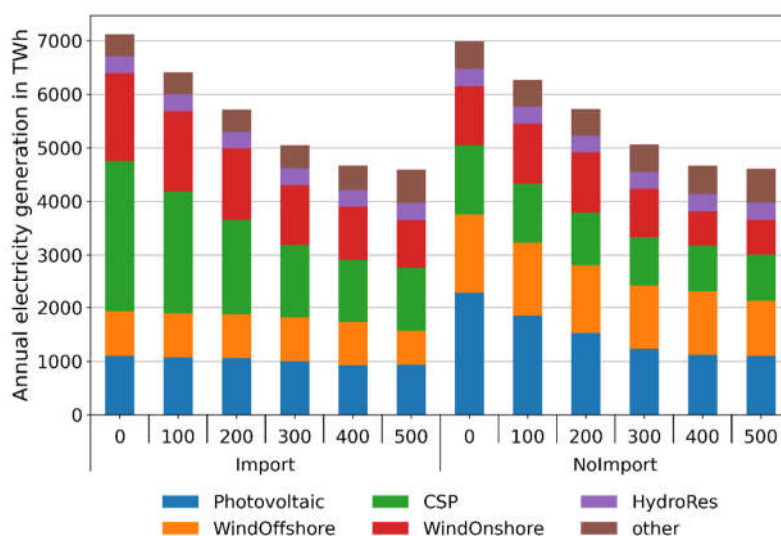


Abbildung 2-17: Jahressummen des erzeugten Stroms für alle betrachteten Szenarienvariationen

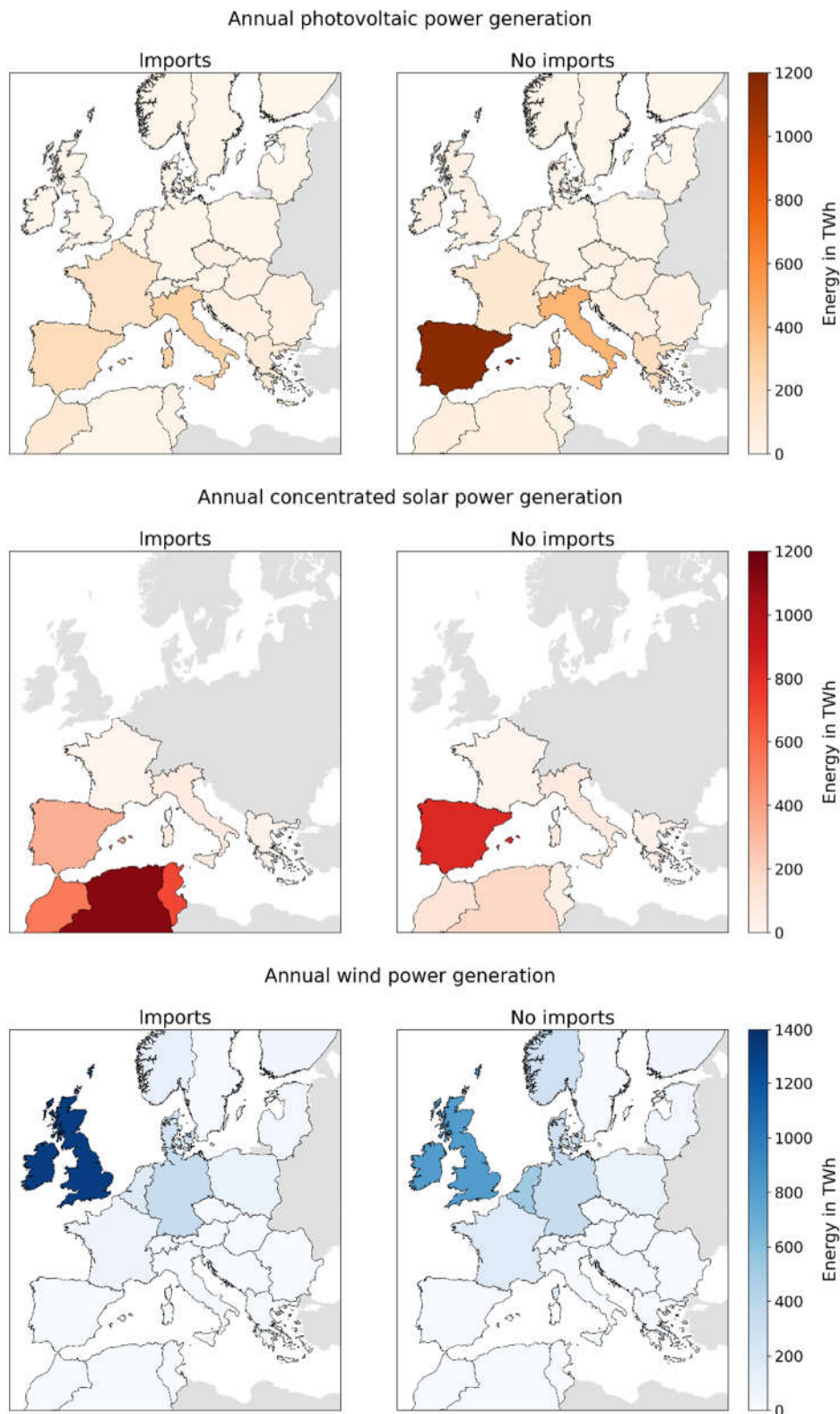


Abbildung 2-18: Jahressummen der erzeugten erneuerbaren Energie für PV (oben), CSP (mittig) und Windenergie (unten) für die Szenarienvarianten mit und ohne Import und vollständiger Dekarbonisierung.

Die räumliche Verteilung für die Erzeugung synthetischen Methans weist dabei eine starke Korrelation mit der Strombereitstellung durch CSP und Windenergie auf, was nahelegt, dass der Transport von Methan über die Bestandsnetze gegenüber dem Transport über Stromleitungen und anschließender dezentraler Elektrolyse bevorzugt wird. Dies zeigt sich auch in der zugebauten Transportinfrastruktur für Wasserstoff in Abbildung 2-19.

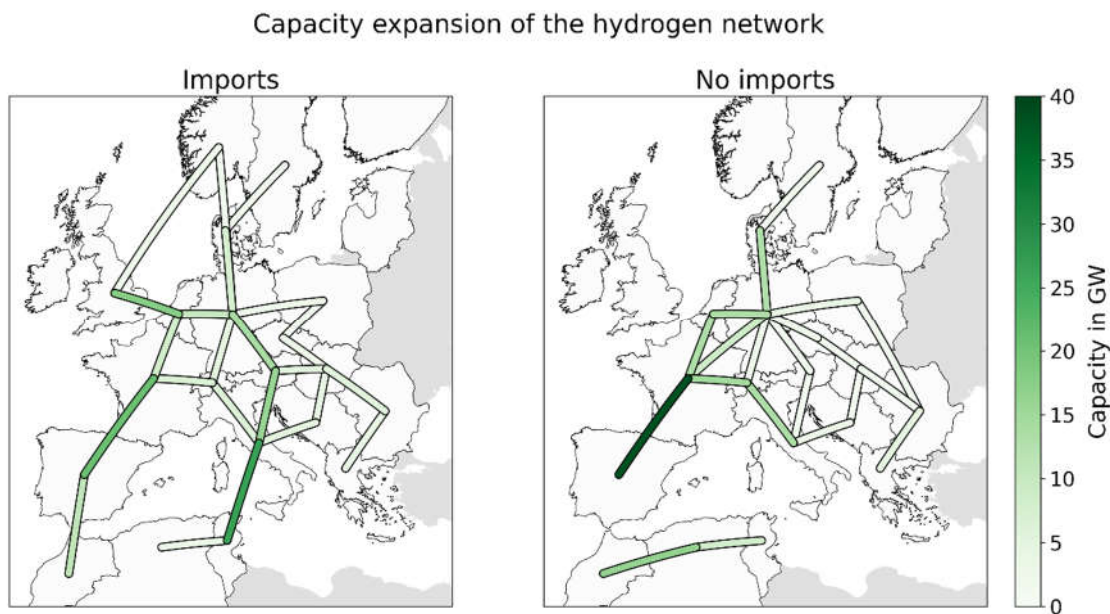


Abbildung 2-19: Modellendogen zugebaute Wasserstoffübertragungskapazitäten (>1 GW) für die Szenarienvarianten mit und ohne Import und vollständiger Dekarbonisierung.

Weiterhin zeigt die Analyse des Gastransportnetzes in Abbildung 2-20, dass die Bestandskapazitäten nur entlang der Korridore von Spanien nach Deutschland sowie im Importfall von Algerien nach Italien zusätzlich verstärkt werden müssen. Die dabei übertragenen Energiemengen belaufen sich auf bis zu 720 TWh im Jahr, was in erster Linie durch als nicht-elektrifizierbar angenommene Wärmenachfrage in Haushalten und Industrie nachgefragt wird.

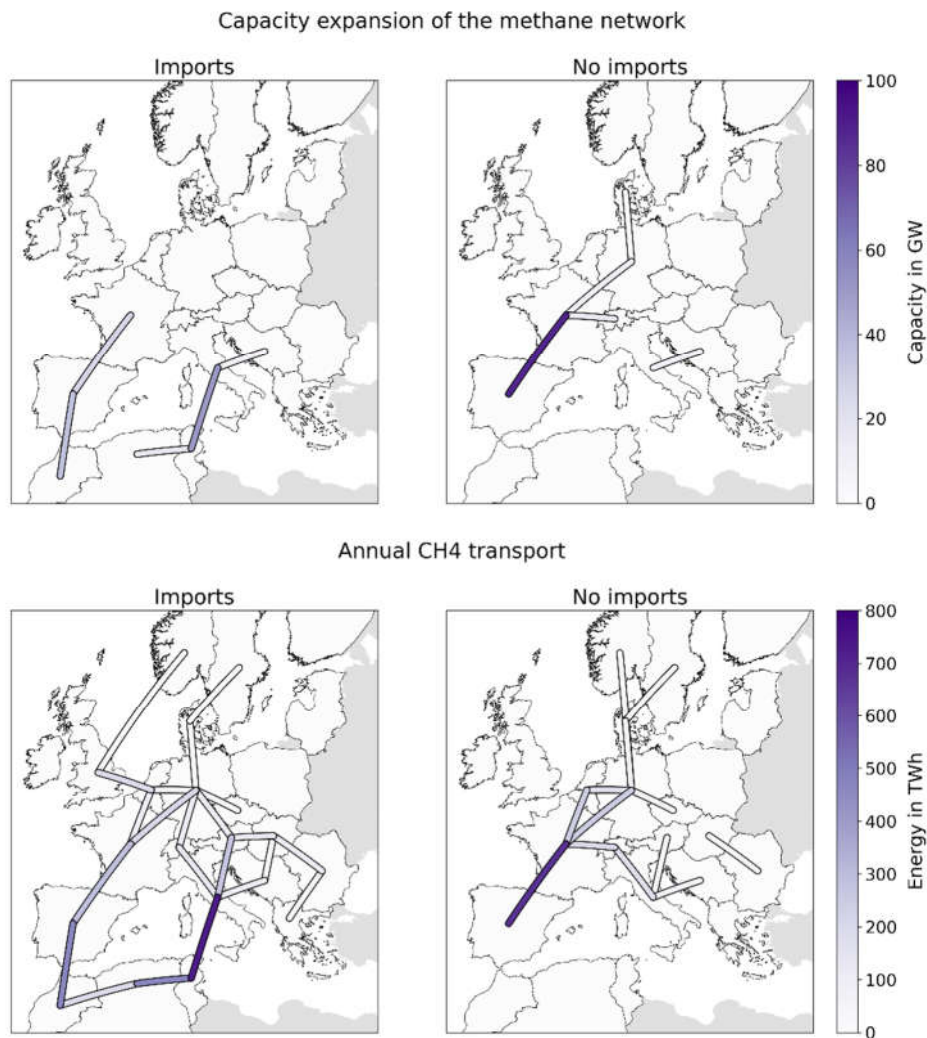


Abbildung 2-20: Modellendogen zugebaute Übertragungskapazitäten für Methan (>1 GW, oben) sowie jährlich übertragene Energiemengen an Methan (> 10 TWh, unten) für die Szenarienvarianten mit und ohne Import und vollständiger Dekarbonisierung.

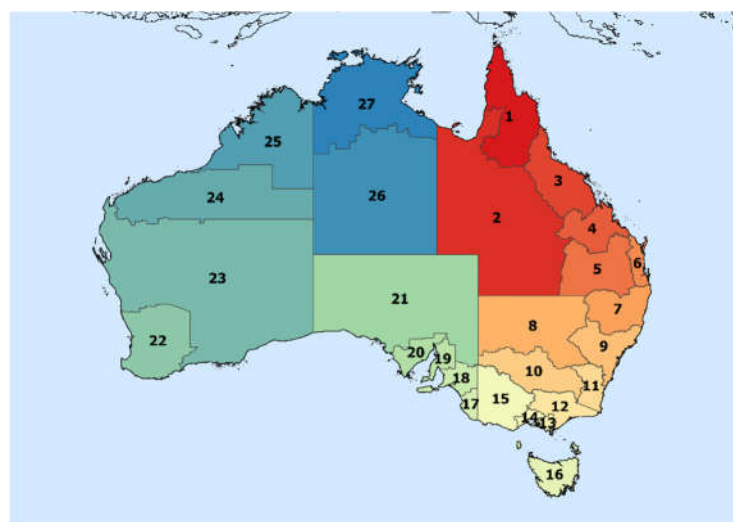
Zusammenfassend zeigt sich in den Ergebnissen einerseits die Möglichkeit durch synthetische Kraftstoffe im Europäischen Kontext auch sehr ambitionierte Dekarbonisierungsziele zu setzen, andererseits durch eine Kooperation mit ressourcenreichen Regionen und Importe synthetischer Kraftstoffe zusätzliche Kostenreduktionen erzielt werden können.

Die starke Konzentration der Erzeugungskapazitäten auf einzelne Regionen mit den höchsten Ressourcenpotentialen und die damit verbundenen massiven Investitionen in Transportinfrastruktur unterstreichen zusätzlich den Bedarf nach weiteren Analysen, die insbesondere auch eine detailliertere Aufteilung von Ressourcenklassen der erneuerbaren Energien berücksichtigen. Ein weiterer wichtiger Aspekt für Folgeanalysen ist die Rolle der Gasnetzinfrastruktur; hier sollten insbesondere die Abwägungen zwischen dem Ausbau zusätzlicher Transportinfrastruktur und einer dezentralen

Bereitstellung von synthetischen Kraftstoffen, sowie die damit verbundenen Mehrkosten aufgezeigt werden.

2.5. Szenarioanalyse für Australien zur flexiblen Sektorenkopplung und Wasserstoffexport

Ergänzend zu den Modellierungsarbeiten für Europa wurde REMix im Projekt START auch erstmalig auf Australien angewendet. Dies erfolgte in enger Zusammenarbeit mit dem PIK sowie den australischen Partnern im Rahmen einer umfassenden Untersuchung von Transformationspfaden. Der für Australien betrachtete Systemumfang umfasst das gesamte Energiesystem mit Ausnahme des Luftverkehrs. So sind die für die Klimaneutralität der Industrie und des verbleibenden Verkehrssektors über Sektorenkopplung bereitzustellenden Energiemengen mit in REMix berücksichtigt. Den Modellstärken entsprechen lagen die Schwerpunkte auf der Bewertung der flexiblen Sektorenkopplung, insbesondere mit Blick auf benötigte Wasserstoffinfrastrukturen. Dies macht eine umfangreiche Parametrierung von REMix mit für Australien spezifischen Datensätzen nötig. Dafür erforderlich war wiederum die Recherche der Potenziale der flexiblen Sektorenkopplung in Australien, insbesondere bezüglich der bestehenden Gas-Infrastrukturen, Kavernenspeicherpotenziale, Nachfrage und Bereitstellung von Kälte und Wärme, sowie der Elektromobilität.



Staat	Regionen
Queensland	1, 2, 3, 4, 5, 6
New South Wales	7, 8, 9, 10, 11
Victoria	12, 13, 14, 15
Tasmania	16
South Australia	17, 18, 19, 20, 21
Western Australia	22, 23, 24, 25
Northern Territories	26, 27

Abbildung 2-21: Im REMix-Modell betrachtete Regionen bei der Szenarioanalyse für Australien, sowie Zuordnung zu den Staaten.

Das in REMix modellierte System für Australien umfasst insgesamt 27 Regionen (Abbildung 2-21). Diese ergeben sich durch teilweise Aggregation administrativer Regionen (ABS Boundaries 2011, [31]). Dabei wurde darauf geachtet, dass nachfragestarke Regionen detaillierter abgebildet sind und die Anforderungen eines Energietransports aus abgelegenen Regionen mit sehr guter FEE-Verfügbarkeit möglichst gut berücksichtigt werden.

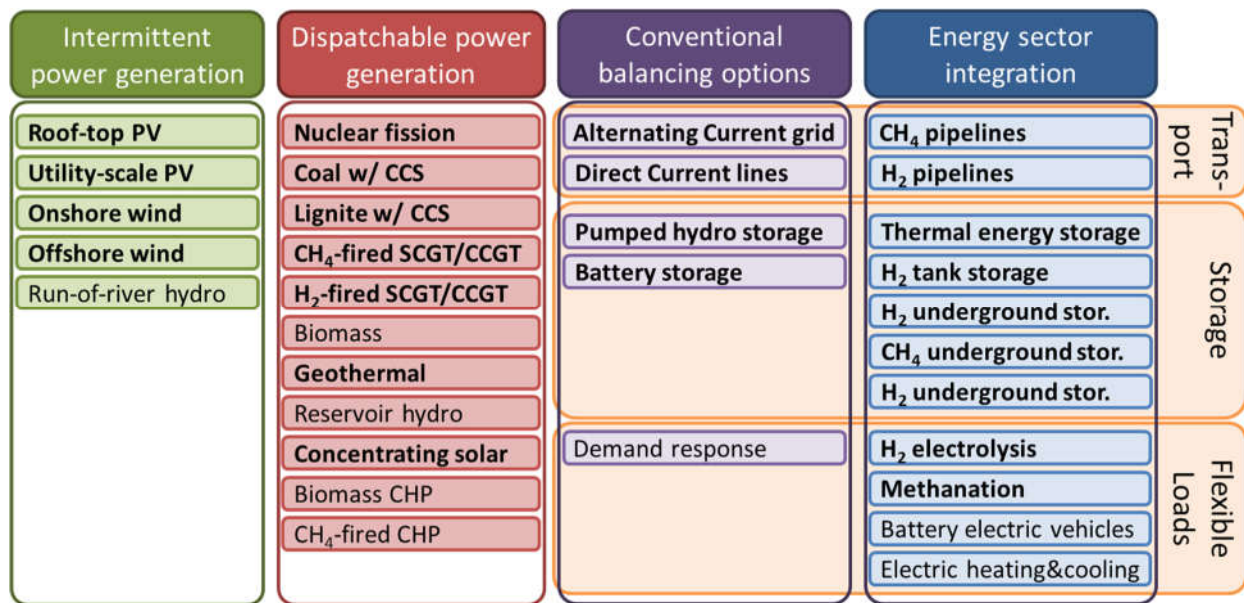


Abbildung 2-22: Im REMix-Modell betrachtete Technologien bei der Szenarioanalyse für Australien. Die hervorgehobenen Technologien werden modellendogen in ihrer Kapazität optimiert.

Die in REMix berücksichtigten Technologien reichen von vielfältigen variablen und regelbaren Stromerzeugern bis hin zu einem breiten Spektrum an Ausgleichs- und Sektorenkopplungstechnologien (Abbildung 2-22). Die meisten davon können dabei modellendogen in ihren Kapazitäten optimiert werden.

Bestehende Stromübertragungsleitungen werden mit ihren Kapazitäten zwischen den Modellregionen berücksichtigt. Der Ausbau des Stromnetzes ist für bestehende Verbindungen und kleinere Modellregionen als Drehstromleitungen möglich, für größere Modellregionen und den damit verbundenen längere Distanzen als Gleichstromleitungen.

Pumpspeicherkraftwerke werden ebenfalls mit ihren heutigen Kapazitäten von knapp 2,3 GW exogen vorgegeben. Ein Ausbau ist im Rahmen der in [32] ermittelten Potenziale möglich. Für stationäre Batteriespeicher gibt es keine Beschränkung im modellendogenen Ausbau.

Sonstige Wasserkraftwerke sowie Biomasseanlagen werden ebenfalls mit ihren heutigen Kapazitäten berücksichtigt, ein Zubau wird jedoch nicht betrachtet. Die installierten Leistungen belaufen sich auf 5,2 GW für Speicherwasserkraftwerke, 0,4 GW für Laufwasserkraftwerke, sowie jeweils knapp 0,5 GW für Biomasseanlagen mit und ohne KWK. Die weitere Wärmenachfrage wird elektrisch gedeckt, zu etwa 60% durch Wärmepumpen und 40% durch direktelektrische Kessel. Alle Anlagen zur Wärme- und Kälteerzeugung können modellendogen um einen thermischen Speicher ergänzt und somit in ihrem Betrieb flexibilisiert werden. Für den elektrifizierten, bodengestützten Transportsektor wird angenommen, dass die Stromnachfrage des Schienenverkehrs und des Straßengüterverkehrs nicht flexibel ist, die des Individualverkehrs jedoch im Rahmen eines gesteuerten Ladens der Fahrzeuge teilweise flexibel ist.

Im Modell berücksichtigt sind auch die bestehenden Erdgasinfrastrukturen. Diese betreffen im Wesentlichen die Transportpipelines sowie Untergrundspeicher, welche in ihren Kapazitäten modellendogen ausgebaut werden können. Ergänzend dazu ist auch der Bau von Transportleitungen und

Speichern für Wasserstoff möglich. Der Wasserstoff wird elektrolytisch erzeugt und kann bei Zubau von entsprechenden Anlagen auch zur Methanherzeugung genutzt werden. Für Wasserstoff können sowohl Tank- auch als Untergrundspeicher genutzt werden, letztere aber nur dort, wo es heute bereits Gasspeicherkapazitäten gibt und damit von einem geeigneten Untergrund ausgegangen werden kann.



Abbildung 2-23: Im REMix-Modell betrachtete Szenarien für Australien. Diese wurden im Rahmen des START-Projekts gemeinsam mit den australischen und deutschen Projektpartnern definiert [33]. Die weiteren Szenarien mit weniger ambitionierten Klimazielen wurden in REMix nicht betrachtet. Bildquelle: [33].

Die Szenariobetrachtung in REMix beschränkte sich auf das Jahr 2050 und ein Energiesystem ohne jegliche CO₂-Emissionen (Szenario „Leadership“ in Abbildung 2-23). Dies impliziert, dass Kohlekraftwerke nur mit CCS genutzt werden können, und Gaskraftwerke nur mit klimaneutral erzeugtem Wasserstoff oder Methan. Durch die umfassende Elektrifizierung der anderen Sektoren sowie die Erzeugung von Wasserstoff für die Deckung der heimischen Nachfrage ergibt sich nahezu eine Verdreifachung des Strombedarfs gegenüber dem heutigen Wert. In der Summe erfordert dies

einen sehr starken Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung. Mit dieser kann dann eine klimaneutrale Versorgung aller Sektoren gemäß der Szenarioannahmen in Abbildung 2-23 erfolgen.

Tabelle 2-1: Übersicht der in REMix betrachteten Szenariovarianten in der Fallstudie für Australien.

Szenario	Beschreibung
Base	Mit flexibler Sektorenkopplung, historische Wetterdaten von 2003
InflexSC	Unflexible Sektorenkopplung: ohne kontrolliertes Laden und thermische Speicher
MinCSP	Exogene Vorgabe einer CSP-Kapazität von 30 GW
MinPV	Exogene Vorgabe einer Kapazität an Dachflächen-PV von 112 GW
MinWind	Exogene Vorgabe eines Windanteils an der Stromerzeugung von 40%
Weather1984	Historische Wetterdaten von 1984: geringer solare Einstrahlung, weniger Wind
Weather1998	Historische Wetterdaten von 1998: höhere solare Einstrahlung, weniger Wind
Export	Zusätzliche Stromnachfrage von 426 TWh für H ₂ und Materialien für den Export, entsprechend Szenario „Leadership Export“ in Abbildung 2-23.

Für die genauere Beleuchtung einzelner Aspekte wurden in REMix verschiedene Szenariovarianten betrachtet. Diese befassen sich mit der Wirkung einer unflexiblen Sektorenkopplung, der exogenen Vorgabe gewisser EE-Kapazitäten sowie der Auswirkung abweichender stündlicher Erzeugungsprofile für Wind- und Solarkraft (Tabelle 2-1). Der sehr starke Anstieg der Stromnachfrage erhöht sich noch deutlich weiter in der Variante „Export“, die dem Szenario „Leadership Export“ in Abbildung 2-23 entspricht. Dort wird von einem umfangreichen Export von Wasserstoff und energieintensiven Materialien ausgegangen und dessen Wirkung auf das Energiesystem untersucht.

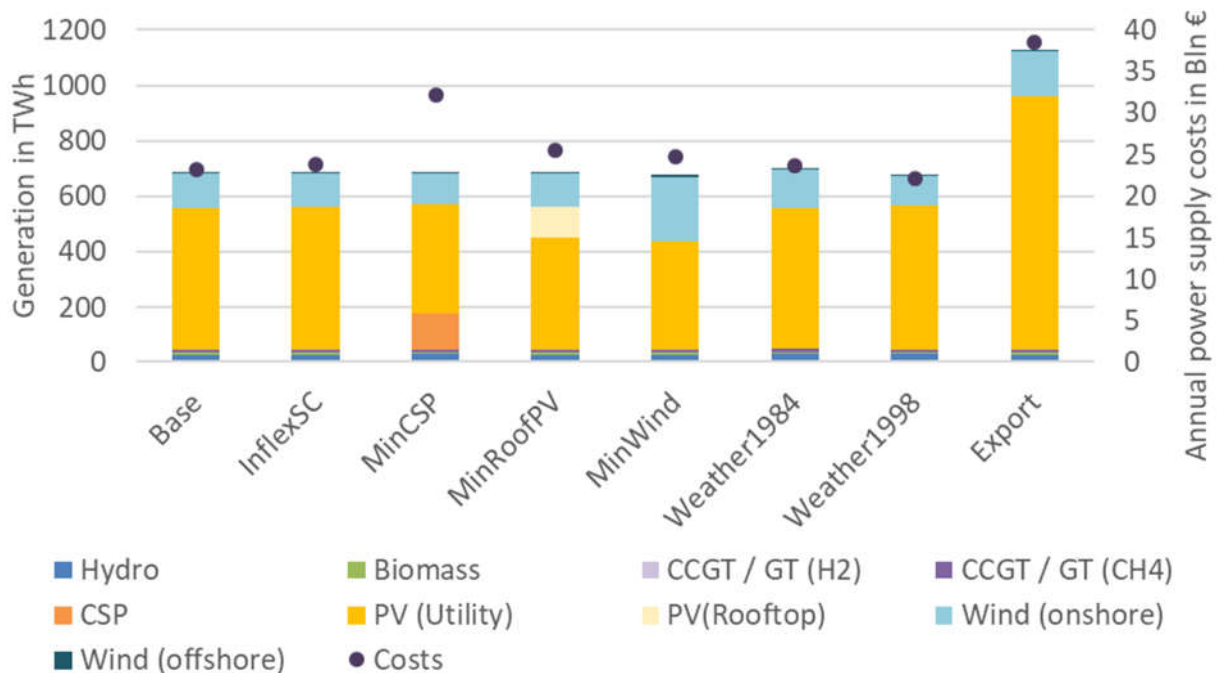


Abbildung 2-24: Technologiespezifische Stromerzeugungsmengen (linke Achse) und jährliche Versorgungskosten (rechte Achse) in den Szenariovarianten für Australien. Für die Bezeichnung der Varianten, siehe Tabelle 2-1.

Die Modellergebnisse zeigen eine sehr deutliche Dominanz von nachgeführter Freiflächen-PV bei der Stromerzeugung (Abbildung 2-24). Diese wird ergänzt durch einen Anteil an Windkraft von etwa 20%, die exogen vorgegebenen Wasserkraftwerke und Biomasseanlagen, sowie einen geringen Anteil an Rückverstromung synthetisch erzeugter Brennstoffe. Die Annahme inflexibler Sektorenkopplung (InflexSC) bei Wärme, Kälte und Elektromobilität hat keine spürbare Auswirkung auf die Erzeugungsstruktur und erhöht auch die Kosten nur unwesentlich. Größere Veränderungen zeigen sich bei Vorgabe fester Versorgungsanteile für Dachflächen-PV (MinRoofPV), CSP (MinCSP) und Windkraft (MinWind). Die Verwendung anderer Wetterjahre macht sich ebenfalls nur unwesentlich bemerkbar. Die höhere Nachfrage im Export-Szenario erhöht die Dominanz der Freiflächen-PV noch weiter, einen Zuwachs bei der regelbaren Erzeugung durch Rückverstromung von H₂/CH₄ lässt sich nicht beobachten.

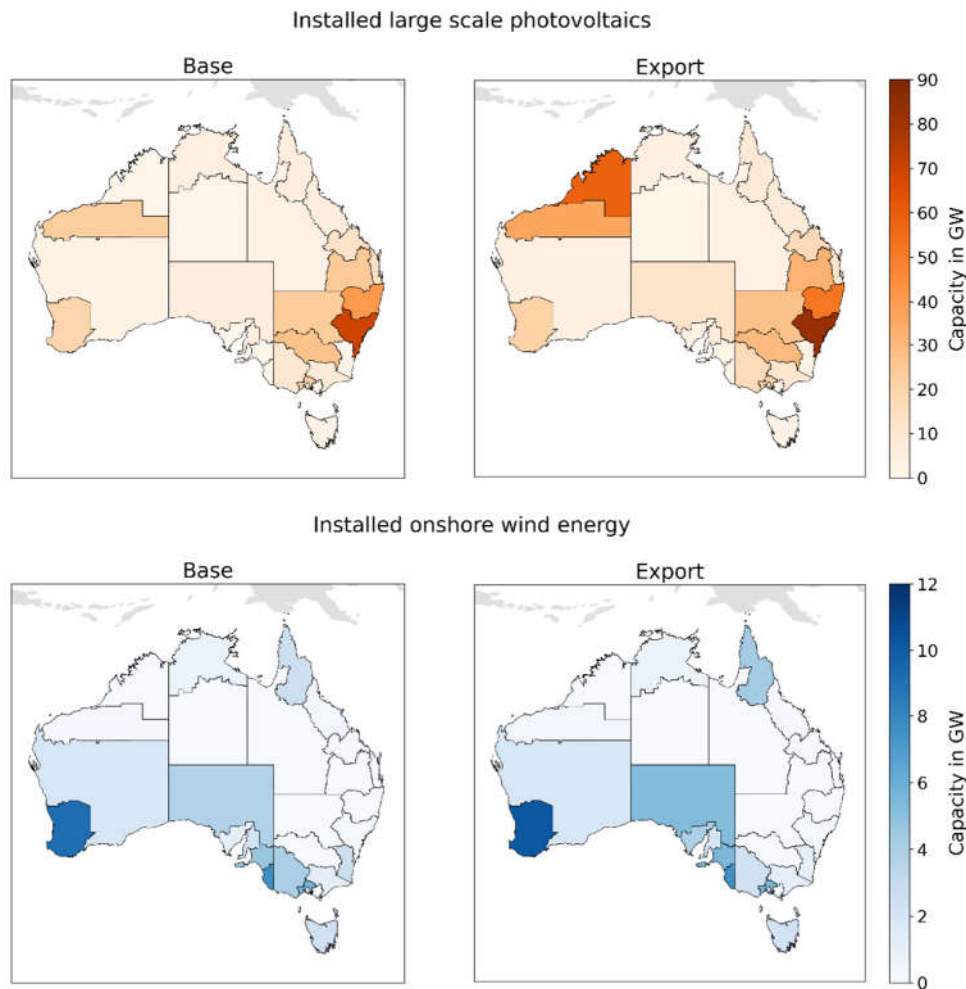


Abbildung 2-25: Regionale Verteilung des endogenen Zubau von Photovoltaik- (oben) und Windanlagen (unten) im Basisszenario (links) sowie der Variante "Export" (rechts).

Die geographische Verteilung der Wind- und Photovoltaikanlagen ist einerseits durch die Nachfrage, und andererseits durch die verfügbaren Potenziale getrieben (Abbildung 2-25). So konzentriert sich die PV-Kapazität im Basis-Szenario insbesondere auf den Südosten des Landes – gut die Hälfte der Kapazität wird im Staat New South Wales installiert. Im Gegensatz dazu finden sich Windanlagen insbesondere im Süden und Südwesten des Landes. Die exportbedingte Zunahme der Nachfrage erhöht insbesondere die PV-Kapazitäten im Nordwesten des Landes.

Der Ausgleich der FEE-Erzeugung wird im Wesentlichen durch das Stromnetz, Stromspeicher (Batterien und Pumpspeicher), sowie die flexible Erzeugung von Wasserstoff ermöglicht (Abbildung 2-26). Dabei variiert insbesondere die Nutzung des Stromnetzes in Abhängigkeit von den getroffenen Szenarioannahmen: so kann sowohl ein höherer (MinWind) als auch geringerer (Weather1998) Anteil an Windkraft zu einer Zunahme des übertragenen Stroms führen. Die zusätzliche Stromproduktion für den Export führt hingegen sogar zu einer leichten Abnahme, unter gleichzeitig intensiverer Nutzung von Stromspeichern. Weniger Stromspeicher werden dagegen im Falle vorgegebener Anteile an Windstrom und CSP benötigt. Die Vernachlässigung der flexiblen Sektorenkopplung

in Wärme, Kälte und Elektromobilität hat im Wesentlichen eine höhere Nutzung von stationären Batteriespeichern zur Folge. In allen anderen Fällen zeigen sich bei der Nutzung dieser Elemente der Sektorenkopplung nahezu keine Unterschiede.

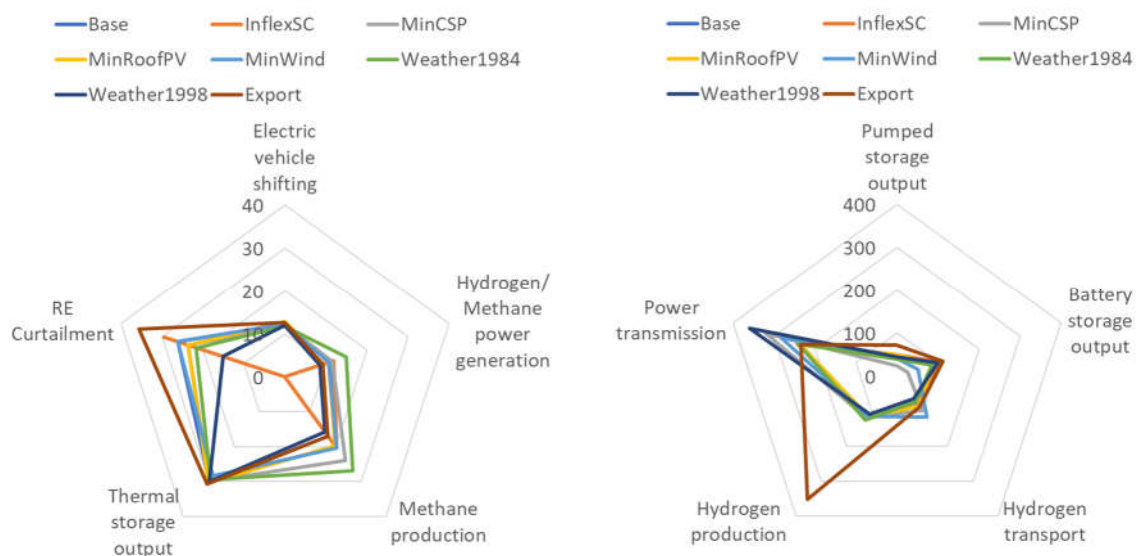


Abbildung 2-26: Vergleich des Einsatzes der verschiedenen Lastausgleichsoptionen in den Szenariovarianten für Australien. Die linke Abbildung zeigt die Technologien mit Ausgleichsmengen unter 50 TWh/a, die rechte jene mit höheren Werten

Die räumliche Verteilung der Batteriespeicher ist im Wesentlichen durch die installierten PV-Leistungen vorgegeben (Abbildung 2-27). In weniger ausgeprägtem Maße gilt das auch für die Elektrolyseure. Diese konzentrieren sich im Export-Szenario insbesondere auf den Norden von Western Australia, weisen aber auch in einigen anderen Regionen zweistellige GW-Leistungen auf.

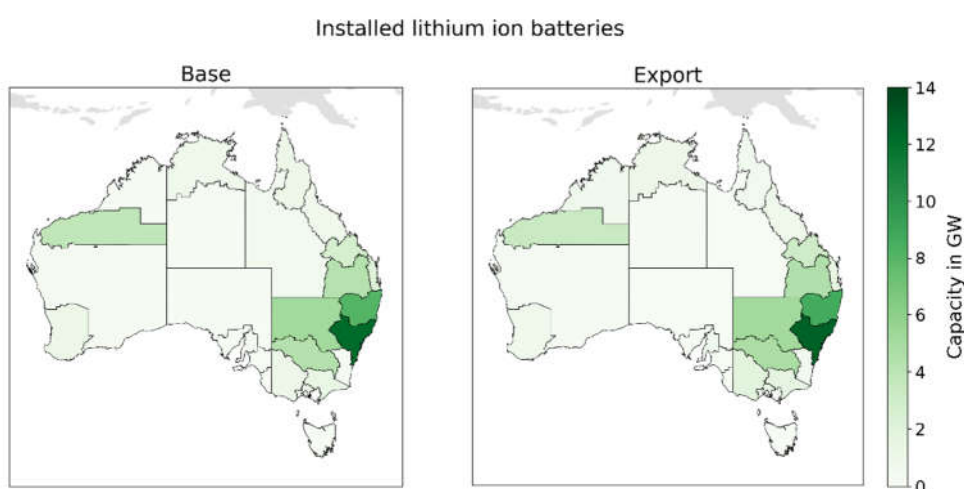


Abbildung 2-27: Regionale Verteilung des endogenen Batteriespeicherzubaues im Basisszenario (links) sowie der Variante "Export" (rechts).

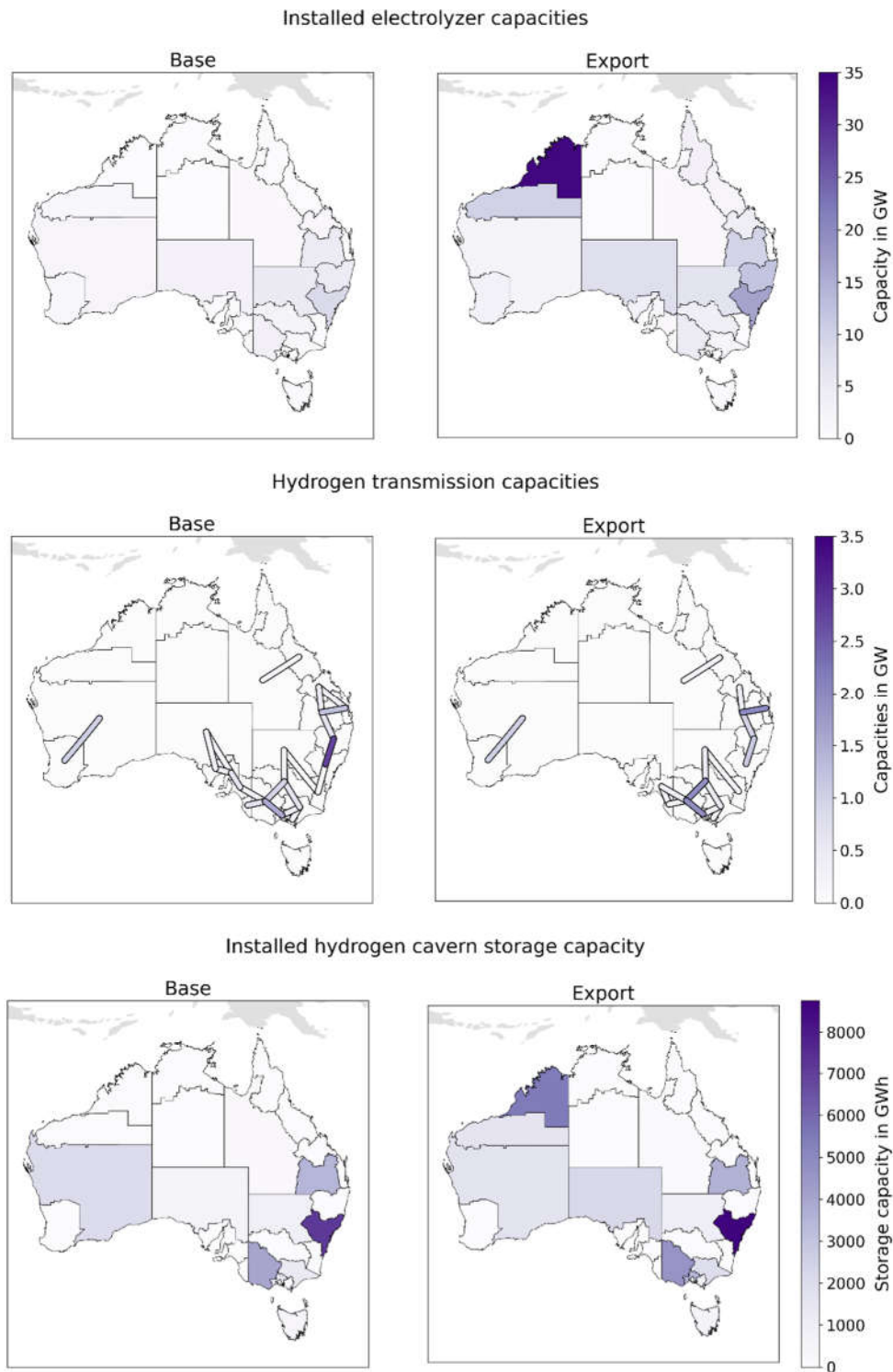


Abbildung 2-28: Regionale Verteilung des endogenen Zubau von Elektrolyseuren (oben) und Wasserstoffpipelines (>100 MW, mittig) und Wasserstoffspeichern (unten) im Basisszenario (links) sowie der Variante "Export" (rechts).

Um den Wasserstoff von den günstigen Erzeugungsstandorten in die Verbrauchszentren zu befördern, werden von REMix in nicht unwesentlichem Maße Wasserstofftransportleitungen gebaut (Abbildung 2-28). Diese konzentrieren sich insbesondere auf den Osten und Südosten des Landes. Ergänzend dazu werden auch Untergrundkavernenspeicher für die saisonale Lagerung des Wasserstoffs gebaut. Diese werden überwiegend in der Nähe der Wasserstofferzeugung angesiedelt.

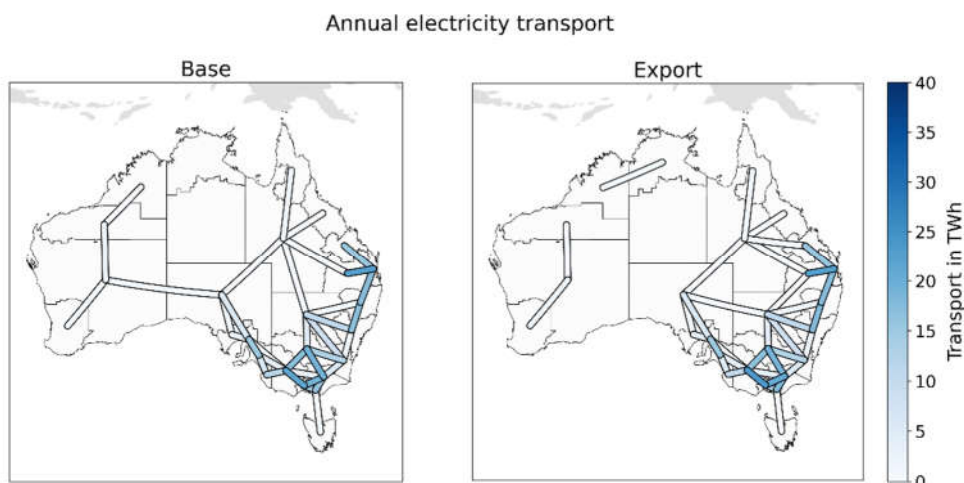


Abbildung 2-29: Jährlich über das Netz transportierte Strommengen (>100 GWh) im Basisszenario (links) sowie der Variante "Export" (rechts).

Die Nutzung des Stromnetzes dient insbesondere der Verbindung der Ballungsräume im Südosten des Landes mit den umliegenden Regionen. So wird der Strom teilweise entlang der Küste, z.B. von New South Wales nach Queensland und von South Australia nach Victoria, und teilweise aus den Regionen im Inland an die Küste transportiert (Abbildung 2-29). Der Zubau des Stromnetzes konzentriert sich auf eine Stärkung des Netzes innerhalb der Staaten Victoria und New South Wales, sowie deren Anbindung untereinander und mit den Staaten South Australia bzw. Queensland (Abbildung 2-30). Im Westen des Landes erfolgt in geringerem Maße ebenfalls ein Leitungszubau. Entlang der Südküste entsteht eine Leitung von etwa 1 GW zur Verknüpfung des heutigen NEM (National Electricity Market) mit Western Australia. Eine verstärkte Anbindung der Northern Territories erfolgt hingegen nicht.

Capacity expansion of electrical transmission lines



Abbildung 2-30: Endogener Zubau des Stromnetzes (>100 MW) im Basisszenario (links) sowie der Variante "Export" (rechts).

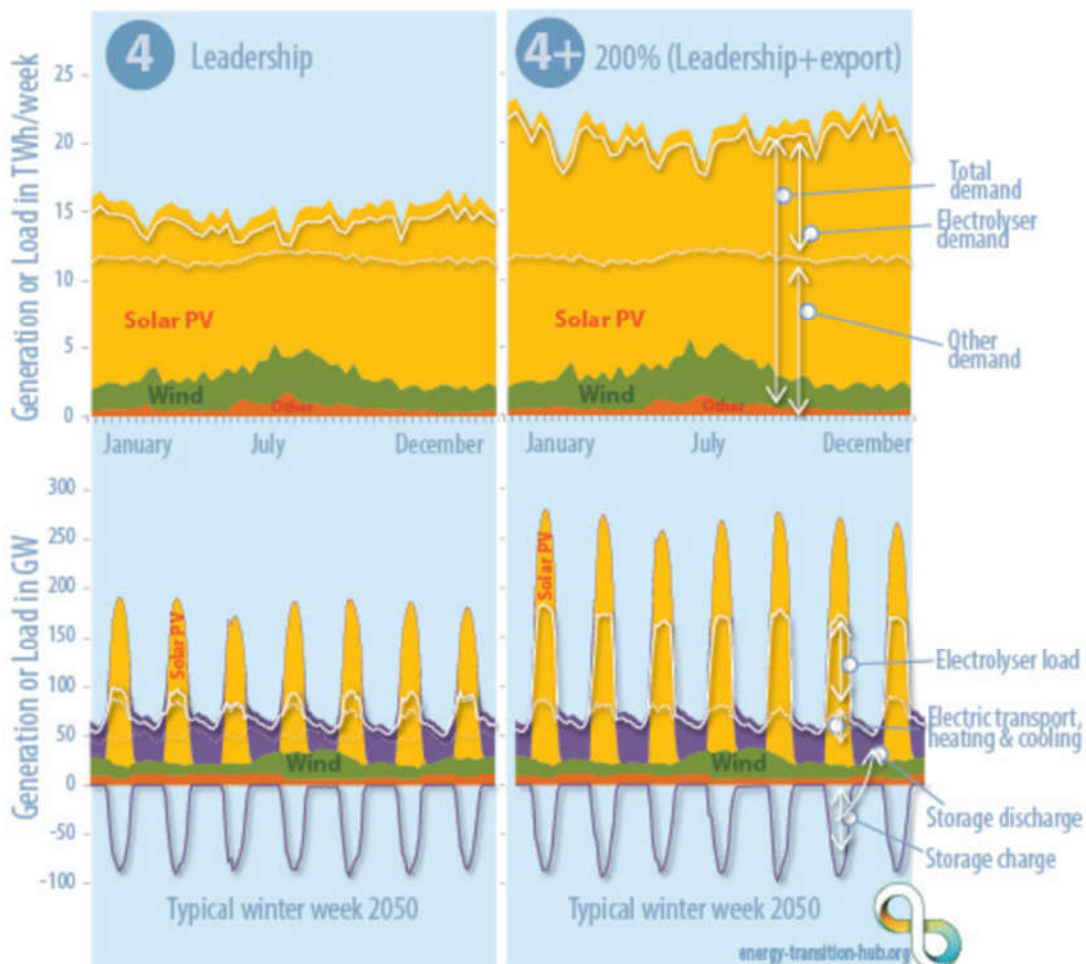


Abbildung 2-31: Auszug aus dem Betriebsverhalten des Stromsystems in REMix im Jahresverlauf (oben) sowie für eine typische Winterwoche (unten) im Basisszenario (links) sowie der Variante "Export" (rechts), entnommen aus [33].

Einen beispielhaften Einblick in den Betrieb des Systems bietet Abbildung 2-31. Im unteren Teil lässt sich ablesen, wie die Stromspeicher und Elektrolyseure die starken tageszeitlichen Schwankungen der PV-Stromerzeugung ausgleichen. So werden die Speicher systematisch in der Mittagszeit geladen und im Verlaufe der Nacht entladen. Die Entladeleistung ist dabei typischerweise geringer als die Beladeleistung. Die Elektrolyseure beschränken ihren Betrieb im Wesentlichen auf die Stunden des Tages, in denen die FEE-Stromerzeugung – insbesondere aus der PV – die Nachfrage übersteigt. Die variierende Einspeisung der Windenergie wird im Tagesverlauf hingegen durch die verbleibende regelbare Erzeugung (Wasserkraft, Biomasse, Rückverstromung H_2/CH_4) ausgeglichen.

Hinsichtlich des Ausgleichs von FEE-Erzeugungsschwankungen im wöchentlichen und jahreszeitlichen Verlauf erweist sich die flexible Elektrolyse als zentrale Systemkomponente (Abbildung 2-31, oben). Weiterhin zeigt sich, dass die geringere solare Einstrahlung im Winter durch Stromerzeugung aus Windstrom und anderen Quellen teilweise kompensiert wird.

Die REMix-Ergebnisse bieten Einblicke in den Infrastrukturbedarf eines vollständig erneuerbaren Energiesystems für Australien. Sie zeigen, dass insbesondere die Flexibilität der Wasserstoffherzeugung als Teil eines sektorengerkoppelten Systems einen wesentlichen Beitrag zum Ausgleich der FEE-Stromerzeugung leistet. Dies erfordert den Bau großskaliger Infrastrukturen für Erzeugung, Speicherung und Transport von Wasserstoff. Diese werden ergänzt durch einen Ausbau des Stromnetzes auf etwas mehr als das Doppelte der heutigen Kapazitäten, sowie durch den Zubau umfangreicher Kurzfristspeicherkapazitäten. Die Ergebnisse zeigen, dass die Flexibilität im Bereich der Batterieelektromobilität und des elektrischen Heizens und Kühlens nur einen recht geringen Beitrag zum Ausgleich leistet. Darin zeigt sich eine gewisse Diskrepanz zu früheren Analysen für Deutschland und Europa [19]. In diesen war jedoch die durch die Elektrolyse bereitgestellte Flexibilität geringer als in den hier betrachteten Szenarien für Australien.

Die Ergebnisse suggerieren, dass im Vergleich zum im Modell ermittelten Kostenminimum höhere Kapazitäten an Dachflächen-PV und Windkraft keine signifikanten Auswirkungen auf die Systemkosten haben. Ein höherer Anteil an Windstrom führt jedoch zu einer Erhöhung der benötigten Stromnetzkapazitäten, wohingegen die Speicherkapazitäten sinken. Dieser Aspekt steht im Einklang mit früheren Analysen [27,28], nicht jedoch mit den obigen Analysen für Europa (Abschnitt 2.2). Aus welchen Spezifika dies resultiert muss in Folgeuntersuchungen genauer beleuchtet werden.

Die Betrachtung anderer Wetterjahre unterstreicht, dass der angenommene Verlauf der FEE-Stromerzeugung ebenfalls einen bedeutenden Einfluss auf die jeweils günstigsten Ausgleichsoptionen hat. Dies systematisch zu untersuchen und eine möglichst robuste Ausgestaltung des Energiesystems zu ermitteln bleibt eine weitere Aufgabe für Folgeuntersuchungen.

3. Zusammenfassung und Ausblick

Zentrale Ergebnisse des DLR-Projektteils sind der Vergleich des Bedarfs nach und Einsatz von verschiedenen Flexibilitätsoptionen in Europa einerseits und Australien andererseits. Inhaltlicher Fokus war dabei die Implementierung der flexiblen Sektorenkopplung, insbesondere mit Blick auf die Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff. Voraussetzung dafür war die Weiterentwicklung und Anwendung des DLR-Modells REMix. Im Zuge der engen Zusammenarbeit mit den australischen Partnern konnte ein umfangreicher Wissenstransfer realisiert, und im Zuge eines Multi-Modell-Ansatzes eine erstmalige Anwendung von REMix auf Australien realisiert.

Die Modellergebnisse für die betrachteten Szenarien zeigen die herausragende Rolle der flexiblen Sektorenkopplung beim Ausgleich zeitlich variabler Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen. Im Falle Australiens betrifft dies insbesondere die Erzeugung von Wasserstoff, die durch großzügige Auslegung der Elektrolyseure und Installation großskaliger Untergrundkavernenspeicher flexibel an der Verfügbarkeit insbesondere von Solarstrom ausgerichtet wird. In deutlich geringerem Maße tragen auch das gesteuerte Laden von Batterieelektrofahrzeugen und die Flexibilisierung der elektrischen Wärme- und Kälteerzeugung durch thermische Speicher zu diesem Ausgleich bei. In stärkerem Maße kommen jedoch ein ausbautes Stromnetz, ein zugebautes Wasserstoffnetz sowie zugebaute Batterie- und Pumpspeicher zum Tragen.

Die Analysen für Europa unterstreichen zunächst die große Abhängigkeit der kostenoptimalen Standort- und Technologiewahl der regenerativen Stromerzeugung von dem ermöglichten bzw. gewünschten Ausbau des Stromnetzes. Weiterhin zeigen die Analysen, dass die Nutzung von kurzzeitiger Lastflexibilität in Industrie und Gewerbe zwar bedeutende Reduktionen der benötigten Kraftwerkskapazitäten und Stromspeicher bewirken kann, jedoch nur geringe Beiträge zur Nutzung von Stromerzeugungsspitzen aus erneuerbarer Energie sowie zur Senkung der Versorgungskosten leistet. Die ergänzenden Analysen zur Sektorenkopplung in Europa deuten eine potenziell hohe Relevanz von transeuropäischen Wasserstofftransportinfrastrukturen in Versorgungssystemen mit stark reduzierten Treibhausgasemissionen an. Deren Ausgestaltung ist eng mit den Fragen verknüpft, in welcher Form, in welchem Umfang und auf welchem Weg Europa zukünftig synthetische Kraft- und Brennstoffe importiert. Weiterhin gibt es eine enge Wechselwirkung mit der räumlichen Verteilung von Stromerzeugungsanlagen sowie dem Ausbau des Stromnetzes. Die Modellergebnisse für Europa zeigen weiterhin einen deutlich größeren Beitrag der Flexibilität im Wärmesektor sowie beim Laden von Batterieelektrofahrzeugen für die Integration zeitlich variierender Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen als dies in Australien der Fall ist. Dies muss in Folgeanalysen noch insbesondere bezüglich der Wechselwirkung mit der Stromerzeugung, dem Energieimport und anderen Flexibilitätsoptionen untersucht werden.

Literaturverzeichnis

- [1] Pregger, T. et al. (2012) Perspektiven von Elektro-/Hybridfahrzeugen in einem Versorgungssystem mit hohem Anteil dezentraler und erneuerbarer Energiequellen, <https://elib.dlr.de/77130/>
- [2] Scholz, Y. et al. (2014) Möglichkeiten und Grenzen des Lastausgleichs durch Energiespeicher, verschiebbare Lasten und stromgeführte KWK bei hohem Anteil fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung, <https://elib.dlr.de/93240/>
- [3] Noack, C. et al. (2015) Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff-Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck, <https://elib.dlr.de/94979/>
- [4] Fette, M. et al. (2020) Multi-Sektor-Kopplung - Modellbasierte Analyse der Integration erneuerbarer Stromerzeugung durch die Kopplung der Stromversorgung mit dem Wärme-, Gas- und Verkehrssektor, <https://elib.dlr.de/135971/>
- [5] Scholz, Y. et al. (2020) Speeding up Energy System Models - a Best Practice Guide, <https://elib.dlr.de/135507/>
- [6] Lechtenböhmer, S. et al. (2018) RegMex - Modellexperimente und Vergleiche zur Simulation von Wegen zu einer vollständig regenerativen Energieversorgung, Projektbericht, <https://elib.dlr.de/121339/>
- [7] Nitsch, J. et al. (1999) Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt und Naturschutz, und des Umweltbundesamtes.
- [8] Nitsch, J. et al. (2004) Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
- [9] Nitsch, J. et al. (2008) Leitstudie 2008 - Weiterentwicklung der Ausbaustrategie Erneuerbare Energien, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
- [10] Trieb, F. et al. (2006) Trans-Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power: TRANS-CSP. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
- [11] Hewicker, C. et al. (2011) Power Perspectives 2030 - On the road to a decarbonized power sector, Study for the European Climate Foundation.
- [12] Capros et al. (2009) EU energy trends to 2030 - Update 2009, Studie im Auftrag der Europäischen Kommission, Generaldirektion Energie.
- [13] Pregger, T., Nitsch, J., Naegler, T. (2013) Long-term scenarios and strategies for the deployment of renewable energies in Germany. Energy Policy, 59: 350-60.
- [14] Schlesinger, M., et al. (2014) Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.
- [15] Repenning, J., et al. (2015) Klimaschutzszenario 2050 - 2. Endbericht, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit.
- [16] Sensfuss, F. et al (2014) Optimized pathways towards ambitious climate protection in the European electricity system, (EU Long -term scenarios 2050 II)
- [17] Palzer, A. Henning, H.-M., (2014) A comprehensive model for the German electricity and heat sector in a future energy system with a dominant contribution from renewable energy technologies—Part II: Results, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 30: 1019-1034.

- [18] Gerhardt, N., et al. (2015) Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.
- [19] Gils, H.C. (2015) Balancing of Intermittent Renewable Power Generation by Demand Response and Thermal Energy Storage. Dissertation, University of Stuttgart
- [20] Hanemann, P., Behnert, M., Bruckner, T. (2017) Effects of electric vehicle charging strategies on the German power system, *Applied Energy*, 203: 608-622.
- [21] Schill, W.-P., Gerbaulet, C. (2015) Power system impacts of electric vehicles in Germany: Charging with coal or renewables?, *Applied Energy*, 156: 185-196.
- [22] Varone, A., Ferrari, M. (2015) Power to liquid and power to gas: An option for the German Energiewende, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 45: 207-218
- [23] Hammer, A. et al. (2003) Solar energy assessment using remote sensing technologies. *Remote Sensing of Environment*, 86: 423-432, [https://doi.org/10.1016/S0034-4257\(03\)00083-X](https://doi.org/10.1016/S0034-4257(03)00083-X).
- [24] Scholz, Y. (2012) Renewable energy based electricity supply at low costs - Development of the REMix model and application for Europe. Dissertation, Universität Stuttgart, <http://dx.doi.org/10.18419/opus-2015>
- [25] Stetter, D. (2014) Enhancement of the REMix energy system model : global renewable energy potentials, optimized power plant siting and scenario validation. Dissertation, Universität Stuttgart, <http://dx.doi.org/10.18419/opus-6855>
- [26] Marion, W. F. and Dobos, A. P. (2013) Rotation Angle for the Optimum Tracking of One-Axis Trackers. Technical Report, National Renewable Energy Laboratory, <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/58891.pdf>
- [27] Scholz, Y. et al. 2017, Application of a high-detail energy system model to derive power sector characteristics at high wind and solar shares. *Energy Economics*, 64: 568-582
- [28] Gils, H.C. et al. 2017 Integrated modelling of variable renewable energy-based power supply in Europe. *Energy*, 123: 173-188
- [29] Gils, H.C. (2014) Assessment of the theoretical demand response potential in Europe, *Energy*, 67:1-18.
- [30] Gils, H.C. (2016) Economic potential for future demand response in Germany – Modeling approach and case study. *Applied Energy*, 162: 401-415
- [31] Australian Bureau of Statistics (2011) ABS Boundaries 2011. Bioregional Assessment Source Dataset. Viewed 11 December 2018, <http://data.bioregionalassessments.gov.au/dataset/8b65c3a4-7010-4a79-8eaa-5621b750347f>.
- [32] Blakers, A. et al. (2019) Global pumped hydro atlas, <http://re100.eng.anu.edu.au/research/phes/>
- [33] Ueckerdt, F. et al. (2019) Australia's Power Advantage – Energy transition and hydrogen export scenarios, Insights from the Australian-German Energy Transition Hub, https://www.energy-transition-hub.org/files/resource/attachment/australia_power_advantage_0.pdf