

B E T



STUDIE:

**EIN ENERGIESYSTEM
DER ZUKUNFT FÜR DAS
RHEINISCHE REVIER**

Aachen und Wuppertal, Dezember 2020

Für den Auftraggeber:

Zukunftsagentur Rheinisches Revier
Karl-Heinz-Beckurts-Straße 13
52428 Jülich



Durchgeführt von:

B E T Büro für Energiewirtschaft und
technische Planung GmbH

B E T

Bergische Universität Wuppertal
Lehrstuhl für Elektrische
Energieversorgungstechnik



Impressum

Ansprechpartner:

B E T Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH
Dominic Nailis
Alfonsstraße 44
52070 Aachen
T: +49 241 47062-429
M: +49 173 5496068
F: +49 241 47062-600
E: Dominic.Nailis@bet-energie.de
I: www.bet-energie.de

Beteiligte Institution:

Bergische Universität Wuppertal (BUW)
Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik
Rainer-Gruenter-Straße 21
42119 Wuppertal

Abschlussdatum:

Dezember 2020

Autoren:

Dominic Nailis
Dr. Olaf Unruh

Jessica Hermanns
Alexander Hobert
Björn Uhlemeyer
Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

INHALTSVERZEICHNIS

1	Ausgangssituation und Zielsetzung	1
1.1	Motivation.....	1
1.2	Übergeordnete Leitfragen.....	1
1.3	Vorgehensweise	2
2	Metastudie	3
2.1	Methodik	3
2.2	Zu untersuchende Studien für die Metaanalyse	3
2.3	Steckbriefe der Studien	4
2.4	Untersuchung und Vergleich der Studien	17
2.5	Implikationen für das zukünftige Energiesystem im RR	41
2.6	Fazit zur Metastudie	49
3	Modellierungswerkzeug	50
3.1	Methodik	50
3.2	Basisdaten	52
3.3	Energiedaten.....	57
3.4	Energiebilanz	68
3.5	Nutzung des Modellierungstools.....	73
3.6	Zwischenfazit	73
4	Systemarchitektur	74
4.1	Methodik	74
4.2	Exkurs: Potenzialbegriff	74
4.3	Örtliche Verteilung im Status quo	75
4.4	Komponenten im Energiesystem der Zukunft im RR	80
4.5	Akteure der Transformation	81
4.6	Zwischenfazit	83
5	Fahrplan	85
5.1	Kosten, Verfügbarkeit und Reife der Technologien.....	85
5.2	Fahrplan zur Kompensation abzuschaltender Kohlekraftwerke	92
5.3	Zwischenfazit	99
6	Weiterer Forschungsbedarf	100
7	Zusammenfassung	102
8	Abbildungs- und Tabellenverzeichnis	104
9	Literaturverzeichnis	107

1 AUSGANGSSITUATION UND ZIELSETZUNG

1.1 Motivation

Das deutsche Energiesystem befindet sich in einem fundamentalen Wandel. Insbesondere die Stromerzeugung wandelt sich von der dargebotsunabhängigen, fossilen Kohle- und Kernenergie hin zur dargebotsabhängigen, nachhaltigen Solar- und Windenergie. Dies bringt technische, wirtschaftliche und gesellschaftliche Herausforderungen mit sich.

Insbesondere das Rheinische Revier (RR) ist stark von dieser Transformation und dem damit verbundenen Kohleausstieg betroffen. Auch wenn damit zunächst meist Arbeitsplatzabbau und Wertschöpfungsverlust verbunden werden, bietet die Energiewende dem RR große Chancen, ein Knotenpunkt der zukünftigen Energiesystemgestaltung mit internationalem Modellcharakter zu werden.

1.2 Übergeordnete Leitfragen

Die Gesamtfragestellung des Systemumbaus im RR führt zu einer Reihe von Leitfragen, die im Rahmen dieser Studie und ihrer vier Bestandteile untersucht werden.

- I. Was sind die Hauptmerkmale des Wandels?
Der Wandel des RR wird anhand des Kohleausstiegs deutlich. Der Fokus dieser Studie liegt folgerichtig auch auf dem Wandel des Energiesystems. Das eigentlich betroffene System ist aber größer: Es umfasst zudem gesellschaftliche Aspekte wie Arbeitsplätze, Regionalentwicklung oder Akzeptanz. All diese Aspekte und weitere entwickeln sich nach Einschätzung unterschiedlichster Experten auf verschiedenen Pfaden in der Zukunft und bilden den Rahmen für politisches Handeln.
- II. Was sind die drohenden negativen Folgen, was die Chancen?
Der Wandel wird positive und negative Effekte auf viele der genannten Aspekte nach sich ziehen. Es scheint von zentraler Bedeutung, sich dieser Effekte bewusster zu werden, um steuern eingreifen und die Zukunft gestalten zu können. Dabei gilt es, Schaden zu minimieren und Chancen zu nutzen.
- III. Welche Handlungsoptionen bestehen konkret?
Aus den vorherigen Überlegungen gilt es, im Anschluss Handlungsoptionen abzuleiten. Diese werden sich in ihrem Charakter unterscheiden. Aufwändige Ansätze stehen neben pragmatischen, leicht umsetzbaren Ideen, heute schon Vorhandenes neben Visionen. Ein Überblick über dieses Tableau, das sich zudem ständig bewegt und entwickelt, ist hilfreich.
- IV. Was sind die Dinge, die wir jetzt anpacken müssen?
Aus den Optionen gilt es, mit allen Analysewerkzeugen der Gesamtstudie, die wichtigsten Ansätze herauszufiltern. Die einfach und kostengünstig umsetzbaren darunter sollten möglichst umgehend angegangen werden. Zudem kann es gelingen, die Vielzahl der Ideen auch durch Verwerfen einzelner Ansätze zu lichten. Es gilt, konkret zu werden.

Um diese Fragen zu untersuchen, sind vier Einzelstudien angesetzt worden, die ineinander zahnend und aufeinander aufbauen. In der Gesamtschau führen sie zu einer methodisch fundierten Antwort.

1.3 Vorgehensweise

Um das Energiesystem der Zukunft des RR abzuleiten werden folgende Teiluntersuchungen durchgeführt:

1. Metaanalyse für das Energiesystem der Zukunft für das Rheinische Revier
(kurz: „**Metastudie**“)
2. Modellierungswerkzeug für das Energiesystem der Zukunft für das Rheinische Revier
(kurz: „**Modellierungswerkzeug**“)
3. Energiesystem der Zukunft: Komponenten, Funktionen und Systemarchitektur der Flexibilisierung
(kurz: „**Systemarchitektur**“)
4. Fahrplan der Umsetzung der Transformation
(kurz: „**Fahrplan**“)

Die Dokumentation im Folgenden gliedert sich anhand dieser Teiluntersuchungen.

2 METASTUDIE

Die Gestaltung eines zukünftigen nachhaltigen Energiesystems wird in zahlreichen Studien der letzten Jahre beschrieben. Einerseits werden dabei allgemeinere deutschlandweite Betrachtungen durchgeführt und andererseits wurden spezifische Untersuchungen hinsichtlich der Kohleregionen durchgeführt. Um die Grundlage für eine zielgerichtete Gestaltung des Energiesystems im RR abzuleiten, wird eine Metaanalyse dieser durchgeführt.

2.1 Methodik

Die Metastudie gliedert sich in zwei Arbeitsschritte. In den nachfolgenden Abschnitten erfolgt eine Detailbeschreibung der jeweiligen Arbeitsschritte. Eine Übersicht ist in Abbildung 1 dargestellt:

Arbeitspaket	Kurzbeschreibung
<p>AP 1 Untersuchung und Vergleich der Studien</p>	<p>Hier werden die Annahmen und Ergebnisse der Studien untersucht und systematisch zusammengefasst.</p>
<p>AP 2 Implikationen für das zukünftige Energiesystem im Rheinischen Revier</p>	<p>Anschließend wird abgeleitet, welche Konsequenzen, Chancen und Herausforderungen sich für die Gestaltung des Rheinischen Reviers ergeben.</p>

Abbildung 1: Übersicht über die Arbeitspakete

2.2 Zu untersuchende Studien für die Metaanalyse

Um das Energiesystem des RR der Zukunft zu entwickeln, wurden als Basis zwölf Studien durch den Auftraggeber ausgewählt, welche innerhalb der Metastudie analysiert werden. Diese bilden ein breites Spektrum ab, sodass möglichst viele Sichtweisen aus Wissenschaft und Wirtschaft berücksichtigt werden. Folgende Studien werden nach Vorgabe der Ausschreibung in die Metaanalyse einbezogen:

Nr.	Herausgeber	Jahr	Name der Studie
[1]	BMWi	2018	Projektbericht „Erneuerbare Energien-Vorhaben in den Tagebauregionen“
[2]	RWI	2018	Strukturdaten für die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“
[3]	Prognos	2018	Zukünftige Handlungsfelder zur Förderung von Maßnahmen zur Struktur Anpassung in Braunkohleregionen
[4]	UBA	2019	Klimaschutz und Kohleausstieg: Politische Strategien und Maßnahmen bis 2030 und darüber hinaus
[5]	ewi	2019	Auswirkungen einer Beendigung der Kohleverstromung bis 2038 auf den Strommarkt, CO ₂ -Emissionen und ausgewählte Industrien
[6]	Forschungs- zentrum Jülich	2019	Wege für die Energiewende – Kosteneffiziente klimagerechte Transformationsstrategie für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050
[7]	ewi/ef ruhr	2018	Kosteneffiziente Umsetzung der Sektorenkopplung
[8]	Frontier	2019	Energiepolitischer Handlungsbedarf durch einen beschleunigten Kohleausstieg
[9]	Agora Energie- wende	2018	65 Prozent Erneuerbare bis 2030 und ein schrittweiser Kohleausstieg
[10]	Fraunhofer ISI et al	2017	Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland
[11]	dena	2018	Leitstudie Integrierte Energiewende – Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050
[12]	Agora Energie- wende	2019	Die Kohlekommission. Ihre Empfehlungen und deren Auswirkungen auf den deutschen Stromsektor bis 2030

2.3 Steckbriefe der Studien

Um einen Überblick über die zwölf Studien zu ermöglichen, werden im folgenden Abschnitt Steckbriefe vorgestellt. Die Steckbriefe enthalten jeweils den Titel der Studie mit den







- Informationen über Herausgeber bzw. Auftraggeber,
- Autoren bzw. bearbeitende Stellen,
- Jahr,
- Fokus,
- Themenschwerpunkte und
- zentrale Erkenntnisse.

Die Steckbriefe sollen dem Leser ermöglichen, auf direkterem Wege in die Primärliteratur einzusteigen und eigene Vergleiche anzustellen. Zudem dokumentieren sie die Vielfalt und das breite Spektrum der untersuchten Studien. Der Leser, der die Steckbriefe überschlagen möchte, kann direkt in die Analyse einsteigen.

⇒ **Die Analyse der Studien beginnt in Abschnitt 2.4 auf Seite 17.**

2.3.1 Projektbericht „Erneuerbare Energien-Vorhaben in den Tagebauregionen“

Steckbrief im Rahmen der Metastudie


Projektbericht „Erneuerbare Energien- Vorhaben in den Tage- bauregionen“

im Auftrag des Bundesministeriums für
Wirtschaft und Energie (BMWi)

Studie	Projektbericht „Erneuerbare Energien-Vorhaben in den Tagebauregionen“
Herausgeber/ Auftraggeber	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)
Autoren/ Bearbeitende Stelle(n)	IFOK GmbH, Deutsche WindGuard GmbH, Solarpraxis Engineering GmbH, Prognos AG, Institut für ökologische Wirtschaftsforschung GmbH (gemeinnützig), Becker Büttner Held PartGmbH
Jahr	2018
Fokus	Wirtschaftliche Perspektiven durch eine verstärkte Nutzung von Photovoltaik und Windenergie, sowie durch die Umwandlung von erneuerbar erzeugtem Strom in Power-to-Gas und -Heat in den Braunkohlerevieren.
Zentrale Erkenntnisse	Ca. 1,4 GW installierte Leistung aus PV und Windenergie im Tagebau im RR möglich

2.3.2 Strukturdaten für die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“

Steckbrief im Rahmen der Metastudie



RWI
Endbericht

RWI - Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung


Strukturdaten für die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“

Projektbericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)

Studie	Strukturdaten für die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“
Herausgeber/ Auftraggeber	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) <small>Endbericht – September 2018</small>
Autoren/ Bearbeitende Stelle(n)	RWI – Leibniz Institut für Wirtschaftsforschung
Jahr	2018
Fokus	Übersicht zur Altersstruktur der im Braunkohlesektor direkt Beschäftigten, Differenzierung der Beschäftigungseffekte des Braunkohlesektors nach indirekten und induzierten Effekten, Abschätzung des Beitrags des Braunkohlesektors zur regionalen Wertschöpfung und zum Einkommen-, Gewerbe- und Körperschaftsteueraufkommen in den Regionen, Abschätzung der Beschäftigung des Steinkohlesektors sowie dessen Beitrag zur regionalen, Wertschöpfung und zum Einkommen-, Gewerbe- und Körperschaftsteueraufkommen in den Regionen
Zentrale Erkenntnisse	Die vom Braunkohlesektor abhängige direkte, indirekte und induzierte Beschäftigung liegt deutschlandweit bei 56 Tsd. Personen, von denen knapp 32 Tsd. in den Braunkohleregionen tätig sind. Das Durchschnittsalter der Belegschaften der Braunkohleunternehmen liegt bei über 45 Jahren.

2.3.3 Zukünftige Handlungsfelder zur Förderung von Maßnahmen zur Strukturanpassung in Braunkohleregionen

Steckbrief im Rahmen der Metastudie



Basel | Berlin | Bremen | Brüssel
Düsseldorf | Freiburg | München
Stuttgart

Metastudie

Zukünftige Handlungsfelder zur Förderung von Maßnahmen zur Strukturanpassung in Braunkohleregionen

Forschungsauftrag 24/17

Endbericht

Auftraggeber:
Bundesministerium für
Wirtschaft und Energie
(BMWi)

Studie	Zukünftige Handlungsfelder zur Förderung von Maßnahmen zur Strukturanpassung in Braunkohleregionen	
Herausgeber/ Auftraggeber	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)	Prognos AG Kontakt: Holger Bornemann Mitarbeiter: Dr. Stefan Knoll
Autoren/ Bearbeitende Stelle(n)	Prognos AG	Leander Schulte Alina Ulmer Malte Harders
Jahr	2018	Berlin, 05.06.2018
Fokus	Zusammenführung der bestehenden relevanten Studien im Sinne einer Meta-Studie	
Zentrale Erkenntnisse	Die überwiegend städtisch geprägte Region hat ein aussichtsreiches Potenzial, den anstehenden Strukturwandel zu bewältigen.	

2.3.4 Klimaschutz und Kohleausstieg: Politische Strategien und Maßnahmen bis 2030 und darüber hinaus – Abschlussbericht

Steckbrief im Rahmen der Metastudie

CLIMATE CHANGE

27/2019

Klimaschutz und Kohleausstieg: Politische Strategien und Maßnahmen bis 2030 und darüber hinaus

Abschlussbericht

Studie	Klimaschutz und Kohleausstieg: Politische Strategien und Maßnahmen bis 2030 und darüber hinaus
Herausgeber/ Auftraggeber	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)
Autoren/ Bearbeitende Stelle(n)	DIW Berlin, IZES, IWH, Öko-Institut,
Jahr	2019
Fokus	Untersuchung der ökonomischen Auswirkungen eines durch die Klimaziele der Bundesregierung induzierten Kohleausstiegs in Deutschland. Der Fokus liegt hierbei auf der Braunkohlenwirtschaft - insbesondere in den Braunkohleregionen.
Zentrale Erkenntnisse	Potenzielle Arbeitsplätze in den Bereichen Erneuerbare Energien und Gebäudesanierung können dem Stellenabbau im Zuge des untersuchten Strukturwandels durch den Kohleausstieg entgegenwirken.

2.3.5 Auswirkungen einer Beendigung der Kohleverstromung bis 2038 auf den Strommarkt, CO₂-Emissionen und ausgewählte Industrien

Steckbrief im Rahmen der Metastudie



Ministerium für Wirtschaft, Innovation,
Digitalisierung und Energie
des Landes Nordrhein-Westfalen



Studie	Auswirkungen einer Beendigung der Kohleverstromung bis 2038 auf den Strommarkt, CO ₂ -Emissionen und ausgewählte Industrien
Herausgeber/ Auftraggeber	Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (MWIDE)
Autoren/ Bearbeitende Stelle(n)	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI)
Jahr	2018
Fokus	Der Fokus der Studie ist Energie- und Industrieökonomisch. Energieökonomisch werden die Auswirkungen auf den Strommarkt und die Großhandelspreise in Deutschland ausgewertet. Im Bereich der Industrieökonomie werden unterschiedliche Industriebranchen hinsichtlich der Stromkostenintensität sowie der internationalen Wettbewerbsintensität analysiert. Des Weiteren werden die Großhandelsstrompreise bis zum Jahr 2030 international verglichen.
Zentrale Erkenntnisse	Energieökonomisch: Durch den Rückbau der Kohleverstromung und dem Aufbau von Gas- u. Backup-Kapazitäten ergibt sich eine Finanzierungslücke von 1,5 €/MWh . Industrieökonomisch: Besonders betreffende Industrien sind Stahl-, Metall-, Papier- und Chemieindustrie. Der deutsche Großhandelsstrompreis steigt im Vergleich zu den Vergleichsländern verhältnismäßig stark. Ab 2030 gleichen sich die Preise an.

Auswirkungen einer Beendigung der Kohleverstromung bis 2038 auf den Strommarkt, CO₂-Emissionen und ausgewählte Industrien

Eine Analyse des Abschlussberichts der WSB-Kommission

Im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen

Endbericht, August 2019

2.3.6 “Wege für die Energiewende – Kosteneffiziente klimagerechte Transformationsstrategie für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050

Steckbrief im Rahmen der Metastudie

WEGE FÜR DIE ENERGIEWENDE

Kosteneffiziente und klimagerechte
Transformationsstrategien für das
deutsche Energiesystem bis zum
Jahr 2050

KURZFASSUNG

Studie	Wege für die Energiewende
Herausgeber/ Auftraggeber	Forschungszentrum Jülich
Autoren/ Bearbeitende Stelle(n)	Institut für Energie- und Klimaforschung: Techno-ökonomische Systemanalyse (IEK-3) Forschungszentrum Jülich GmbH, Lehrstuhl für Brennstoffzellen RWTH Aachen University
Jahr	2019
Fokus	Kosteneffiziente Wege zur CO ₂ Einsparung. Es wird ein 80%- und ein 95%-Szenario der Treibhausgase durchgerechnet und hierbei die unterschiedlichen Strategien aufgezeigt, welche Maßnahmen nötig sind.
Zentrale Erkenntnisse	Aktuelle Bemühungen der Bundesregierung sind nur mit einem 80%-Ziel kompatibel, für das Pariser Abkommen wären weitere Bemühungen nötig. Eine Maßnahme wäre eine erhöhte Elektrifizierung, diese benötigt einen forcierten Ausbau von Erneuerbaren Energien. Windkraft ist das wichtigste Rückgrat. Das 95%-Szenario sieht einen jährlichen Ausbau von 6,6 GW bis 2050 vor. Umsetzung der Energieeffizienzmaßnahmen haben in beiden Szenarien eine relevante Bedeutung, dabei wäre eine Verdopplung der Sanierungsrate nötig und Wärmepumpen spielen eine Schlüsselrolle. Es wird eine signifikante Wasserstoffnachfrage entstehen, hierfür wird eine Wasserstoffinfrastruktur benötigt. Eine 95%-Reduktion ist ohne Energieimporte nicht machbar. Batterieelektrische und Brennstoffzellen betriebene Automobile werden einen signifikanten Anteil ausmachen.

INSTITUT FÜR TECHNO-ÖKONOMISCHE SYSTEMANALYSE

2.3.7 Kosteneffiziente Umsetzung der Sektorenkopplung

Steckbrief im Rahmen der Metastudie

ewi Energy Research & Scenarios gGmbH
Energienmärkte erforschen - Entscheidungen verbessern.

Studie	Kosteneffiziente Umsetzung der Sektorenkopplung
Herausgeber/ Auftraggeber	Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (MWIDE)
Autoren/ Bearbeitende Stelle(n)	EWI Energy Resarch & Scenarios, ef.Ruhr GmbH
Jahr	2018
Fokus	In der Studie werden kostenoptimale Entwicklungspfade und deren Bedeutung für einzelne Akteure erstellt und analysiert.
Zentrale Erkenntnisse	In NRW ist der Anteil an Gasheizungen mit 58 % deutlich höher als der Bundesdurchschnitt, andere Technologien wie Ölheizungen sind weniger vertreten. Alle Szenarien weisen einen verstärkten Einsatz von Nah- u. Fernwärme auf. Aktuell liegt die Fernwärme basierten Heizungssysteme in Wohngebäuden bei 5 %, die offenen Potenzialen sollten zukünftig genutzt werden. Investition in Oberleitungen werden positiv bewertet, da in den Szenarien sich O-Lkw als kosteneffizienteste Option zur Emissionsreduktion herausstellen. Mit zunehmender Sektorenkopplung sinkt der Leistungsüberschuss von 3,3 GW auf 0,7 GW, der maximal Leistungsbezug steigt von 13,6 GW auf 22,5 GW. Die Zeiträume in denen NRW den Bedarf lokal decken kann, nehmen ab.

Kosteneffiziente Umsetzung der Sektorenkopplung

Im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen


Endbericht, April 2018

www.ewi.research-scenarios.de

Ministerium für Wirtschaft, Innovation,
Digitalisierung und Energie
des Landes Nordrhein-Westfalen

2.3.8 Energiepolitischer Handlungsbedarf durch einen beschleunigten Kohleausstieg


Steckbrief im Rahmen der Metastudie



ENERGIEPOLITISCHER HANDLUNGSBEDARF DURCH EINEN BESCHLEUNIGTEN KOHLEAUSSTIEG

Kurzstudie im Auftrag der IHK Aachen,
IHK Köln und IHK Mittlerer Niederrhein

Juli 2019



Studie	Energiepolitischer Handlungsbedarf durch einen beschleunigten Kohleausstieg
Herausgeber/ Auftraggeber	IHK Aachen, IHK Köln und IHK Mittlerer Niederrhein
Autoren/ Bearbeitende Stelle(n)	Frontier Economics Ltd
Jahr	2019
Fokus	Kurzbewertung der mit dem Abschlussbericht der WSB-Kommission verbundenen energiepolitischen Fragen
Zentrale Erkenntnisse	Der Transport und die Speicherung von Energie wird eine essenzielle Rolle für das Gelingen des energiewirtschaftlichen Strukturwandels im RR einnehmen.

2.3.9 65 Prozent Erneuerbare bis 2030 und ein schrittweiser Kohleausstieg

Steckbrief im Rahmen der Metastudie

65 Prozent
Erneuerbare bis 2030
und ein schrittweiser
Kohleausstieg

Auswirkungen der Vorgaben des Koalitionsvertrags
auf Strompreise, CO₂-Emissionen und Stromhandel

ANALYSE

Agora
Energiewende




Studie	65 Prozent Erneuerbare bis 2030 und ein schrittweiser Kohleausstieg
Herausgeber/ Auftraggeber	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)
Autoren/ Bearbeitende Stelle(n)	Aurora Energy Research
Jahr	2018
Fokus	Die Studie untersucht energiewirtschaftliche Effekte einer kombinierten Umsetzung aus 65 % Erneuerbaren Energien und einem schrittweisen Ausstieg aus der Kohleverstromung.
Zentrale Erkenntnisse	Bis 2030 muss die installierte Leistung der Kohlekraftwerkkapazität von 46 GW auf 16 GW reduziert werden, 2030 produzieren die übrigen Kraftwerke noch 82 TWh Strom und stoßen 80 Mio. t-CO ₂ aus. Die Erneuerbaren Energien können den Wegfall der Kohleverstromung kompensieren und Deutschland bleibt Stromexporteur. Die Börsenstrompreise sinken durch Erneuerbare Energien stärker als sie durch den Wegfall der Kohleverstromung steigen. Auch die Industrie kann von einem schnelleren Ausbau der Erneuerbaren Energien profitieren, hierfür muss es Privilegien bei der EEG-Umlage und CO ₂ -Preisen geben.

2.3.10 Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland

Steckbrief im Rahmen der Metastudie

Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland

Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario
Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie



Studie	Projektbericht „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“
Herausgeber/ Auftraggeber	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)
Autoren/ Bearbeitende Stelle(n)	Fraunhofer ISI, Consentec GmbH, IFEU, Technische Universität Wien, M-Five, TEP Energy GmbH
Jahr	2017
Fokus	Erlangen eines tieferen Verständnis des klima- und energiepolitischen Transformationsprozesses. In der Studie wird ein Referenzszenario mit einem Basisszenario mit unterschiedlichen Varianten untersucht. Berücksichtigt werden Auswirkungen auf Industrie, GHD, Verkehr, Gebäude, Haushaltsgeräte und Stromerzeugung (u. KWK). Zu jedem Bereich gibt es mögliche politische Instrumente die genutzt werden können.
Zentrale Erkenntnisse	Die Energie- und klimapolitischen Ziele sind sehr ambitioniert und es bedarf einer Berücksichtigung weiterer Bereiche wie Gesellschaft und Energiewirtschaft. Konkrete Erkenntnisse waren in den Bereichen Energieeffizienz, Sektorenkopplung, Gesamtsystembetrachtung: Power-to-Gas ist für eine 80 % Reduktion der deutschen Treibhausgasemissionen nicht erforderlich), CCS stellt für die Industrie eine bedeutende Option zur Senkung der Emissionen da, Strom und Biokraftstoffe lösen fossile Kraftstoffe im Land-, Flug- und Schiffsverkehr ab, Wärmenetze sind relevant, stationäre Stromspeicher sind volkswirtschaftlich nicht kosteneffizient, PtH und Elektromobilität sind günstiger Flexibilitätsoptionen.

2.3.11 Leitstudie Integrierte Energiewende – Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050

Steckbrief im Rahmen der Metastudie





dena-Leitstudie Integrierte Energiewende

Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050
Teil A: Ergebnisbericht und Handlungsempfehlungen (dena)
Teil B: Gutachterbericht (ewi Energy Research & Scenarios gGmbH)

Studie	dena-Leitstudie Integrierte Energiewende
Herausgeber/ Auftraggeber	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)
Autoren/ Bearbeitende Stelle(n)	ewi Energy Research & Scenarios gGmbH
Jahr	2018
Fokus	Die dena-Leitstudie Integrierte Energiewende entwickelt und vergleicht für das Energiesystem in Deutschland Transformationspfade zur Erreichung der klimapolitischen Ziele bis 2050. Sie verfolgt einen innovativen, sektorübergreifenden Szenarioansatz.
Zentrale Erkenntnisse	Ein breiter Technologiemix führt zu geringeren Mehrkosten. Netz- und systemdienliches Verhalten sollte angereizt werden. Schutz vor Carbon Leakage muss gewährleistet werden. Energieeffizienz sowie F&E müssen gestärkt werden.

2.3.12 Die Kohlekommission. Ihre Empfehlungen und deren Auswirkungen auf den deutschen Stromsektor bis 2030

Steckbrief im Rahmen der Metastudie

Die Kohlekommission

Ihre Empfehlungen und deren Auswirkungen auf den deutschen Stromsektor bis 2030

ANALYSE

Agora
Energiewende



Studie	Die Kohlekommission. Ihre Empfehlungen und deren Auswirkungen auf den deutschen Stromsektor bis 2030
Herausgeber/ Auftraggeber	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)
Autoren/ Bearbeitende Stelle(n)	Agora Energiewende
Jahr	2019
Fokus	Bewertung der Empfehlungen der Kohlekommission und deren Auswirkungen auf den deutschen Stromsektor bis 2030
Zentrale Erkenntnisse	Der Umfang sowie die Langfristigkeit der empfohlenen Strukturhilfemittel für die betroffenen Kohleregionen und die damit verbundenen Investitionen in der Energiewirtschaft in Infrastruktur und Forschung, ermöglichen es den Regionen, sich zukunftsfähig weiterzuentwickeln.

2.4 Untersuchung und Vergleich der Studien

Die Metaanalyse ist anhand von acht Aspekten erfolgt, die durch die Ausschreibung angeregt wurden. Folgende Tabelle zeigt eine Übersicht der acht Aspekte und ihrer Abdeckung in den Studien. Dabei ist der Detaillierungsgrad bzw. die Betrachtungstiefe, die in den jeweiligen Studien erreicht wurde, farblich markiert. Die Studien lassen sich dabei nochmals unterteilen in solche, die den Fokus auf die Braunkohlregion(en) legen, und solche, die eine deutschlandweite Betrachtung anstellen. Dabei zeigt sich, dass jede Studie nur Teilbereiche einer übergreifenden Analyse abdeckt. Die acht Untersuchungs-Themen werden in den folgenden Abschnitten detailliert vorgestellt.

Tabelle 1: Übersicht der in den Studien behandelten Aspekte, aufgeteilt nach dem grundsätzlichen Fokus auf Deutschland oder die Taubauregionen.

Quelle	Fokus auf Braunkohlregionen						Fokus auf Deutschland					
	1	2	3	4	8	12	5	6	7	9	10	11
I. Energiesystemdesign	Green	Red	Red	Green	Yellow	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green
II. Technologische Entwicklung	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Green	Yellow	Red	Green	Yellow
III. Gesellschaftliche Auswirkung	Red	Green	Red	Yellow	Yellow	Red	Red	Red	Red	Red	Yellow	Red
IV. Wirtschaftliche Aspekte	Red	Red	Red	Green	Yellow	Yellow	Green	Yellow	Green	Green	Green	Green
V. Nachhaltigkeit / Klimaneutralität	Yellow	Red	Red	Red	Red	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green
VI. Geografische Auswirkung	Green	Red	Green	Green	Red	Red	Red	Red	Green	Red	Red	Red
VII. Auswirkung von Megatrends	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Red	Yellow	Red	Red	Yellow	Yellow
VIII. Rechtliche und regulatorische Analysen	Green	Red	Green	Green	Green	Green	Red	Red	Green	Red	Green	Green

Legende

- Detaillierte Betrachtung:
- Partielle Betrachtung:
- Nicht betrachtet:

Die sich in den folgenden Abschnitten anschließende Analyse wird einerseits vergleichen, welche Empfehlungen hinsichtlich eine globalen/nationalen Entwicklung ausgesprochen werden, und andererseits, welche Empfehlungen hinsichtlich einer regionalen/lokalen Entwicklung im Rheinischen Revier erörtert werden.

2.4.1 Energiesystemdesign

Unter dem Aspekt *Energiesystemdesign* wird untersucht, welche Potenziale für Erneuerbare Energien in den Studien zur Gewinnung von elektrischer oder thermischer Energie in Deutschland bzw. im Rheinischen Revier (RR) vorhanden sind und wie diese erschlossen werden können. Zudem wird verglichen, wie die Energiebedarfsentwicklung eingeschätzt wird und wie diese sich auf die Bereiche Haushalte, Gewerbe, Industrie und Verkehr bzw. die Sektoren Strom, Gas und Wärme verteilen.

Zentral ist hier also die Frage, ob und inwiefern Komponenten wie Brennstoffzellen, Elektrolyseure, Wasserstofftechnologien, dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung, Photovoltaik, Thermosolar, Windenergie, E-Fahrzeuge, Ladestationen, Blockheizkraftwerke, Wärmepumpe und elektrische/thermische Speicher bzw. Gasspeicher berücksichtigt wurden.

2.4.1.1 Deutschland

Die deutschlandweiten Studien, die sich mit dem zukünftigen Energiedesign in Deutschland beschäftigt haben, weisen die dargestellten Schwerpunkte auf.

Hierbei zeigt sich:

- Als **erster Schwerpunkt** gilt die Dekarbonisierung des Energiesystems, primär umgesetzt durch die Reduzierung der konventionellen Kraftwerkskapazität.
- Der **zweite Schwerpunkt** ist die installierte Kapazität an Erneuerbaren Energien, hierbei konnten insbesondere Sonne und Wind als wichtigste Energiequellen identifiziert werden. Als weitere Energiequellen werden Biomasse und Wasser genannt, die allerdings ein geringes Potenzial aufwiesen.
- Der **dritte Schwerpunkt** der Studien besteht aus Elementen zur Sektorenkopplung. Diese beinhalten insbesondere Wärmepumpen und Elektro-PKW, neben den rein elektrisch betriebenen Fahrzeugen sind ebenfalls Wasserstoff-PKW eine (nachrangig) genannte Technologie. Für den Lastenverkehr werden auch Oberleitungs-LKW vorgeschlagen. Neben der Mobilität werden auch für den Gas- und Wertstoffbereich Sektorenkopplungseinheiten erwähnt, zum Beispiel Power-to-X und Power-to-Gas.

Tabelle 2: Identifizierte Schwerpunkte in den Studien bzgl. der Energiesystemdesigns

Nr.	Schwerpunkt	Beschreibung und Erläuterung	Studie
1	Installation von Erneuerbaren Energien	Installation von Erneuerbaren Energien als Ersatz für konventioneller Kraftwerkskapazität	
1a	Wasser	Ausbau, Einsatz und Entwicklung der jeweiligen Technologien zur Stromerzeugung für das deutsche Energiesystem	[5], [6], [7], [9], [10], [11]
1b	Wind (on-/offshore)		
1c	Sonne		
1d	Biomasse		
2	Integrierte Energiesysteme (Sektorenkopplung)	Kopplung des elektrischen Sektors mit dem Sektor Mobilität und Wärme (und Gas)	
2a	Wärmepumpen u. Power-to-Heat	Ausbau, Einsatz und Entwicklung der jeweiligen Technologien zur Sektorenkopplung für das deutsche Energiesystem	[6], [7], [10], [11]
2b	Power-to-X		[6], [7], [11]
2c	Elektromobilität		[6], [7], [10], [11]
2d	Oberleitungs-LKW		[7], [10], [11]
2e	Wasserstoff Mobilität u. Synthetische Kraftstoffe		[7], [11]

Im Folgenden werden die detaillierten Erkenntnisse aus den deutschlandweiten Studien abgebildet und in den Fällen, in denen diese vorliegen, mit quantitativen Daten untermauert. In Abbildung 2 sind die in den verschiedenen Studien vorgesehenen Pfade des Braunkohleausstiegs dargestellt. Dieser ist in Form des maximalen Pfades (längste Dauer), des minimalen Pfades (kürzeste Dauer) und des mittleren Pfades dargestellt. Je nach Studie wird der vollständige Ausstieg aus der Braunkohle früher oder später erreicht. Ergänzend zu den Studien wurde der Beschluss der Bundesregierung mit dem Kohleausstiegsgesetz hinzugefügt, dieser befindet sich zwischen dem minimalen und den mittleren Pfad der analysierten Studien. Es zeigt sich, dass der Ausstieg deutlich schneller vorstattengehen wird, als zum Zeitpunkt der Studienerstellung angenommen.

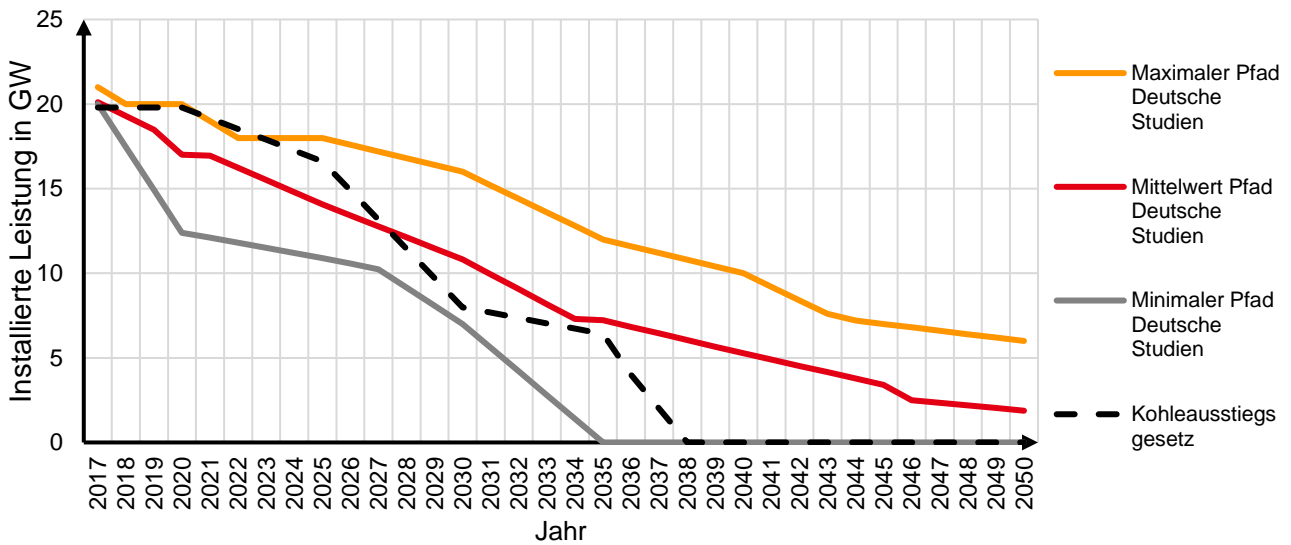


Abbildung 2: Dekarbonisierung des deutschen Energiesystems in den bundesweiten Studien in der Braunkohle [5], [6], [7], [9], [10], [11]

In Studie [8] wird der Ausstieg bereits im Jahr 2035 erreicht, dieser Pfad wäre hiermit mit dem Kohleausstiegsgesetz konform. In Studie [5] hingegen wird der Kohleausstieg erst im Jahr 2050 erreicht, dies würde das Kohleausstiegsgesetz verletzen. Ein ähnliches Bild zeigt sich bei der Steinkohle, in Abbildung 3 dargestellt, auch hier werden der minimale, der maximale und der mittlere Pfad dargestellt. Zusätzlich wurde auch der Beschluss aus dem Kohleausstiegsgesetz hinzugefügt, welcher den Steinkohleausstieg im Jahr 2038 erreicht. Einige Studien erreichen den Kohleausstieg erst 2050, zum Beispiel Studie [10]. Hingegen ist das deutsche Energiesystem mit Studie [7] bereits 2040 kohlefrei. Hieraus lässt sich schließen, dass der Rückbau der kohlebasierten Kraftwerksparks in Deutschland laut den aufgeführten Studien frühestens im Jahr 2040 erreicht wird, womit keiner der Studien die Beschlüsse aus dem Kohleausstiegsgesetz erfüllen würden.

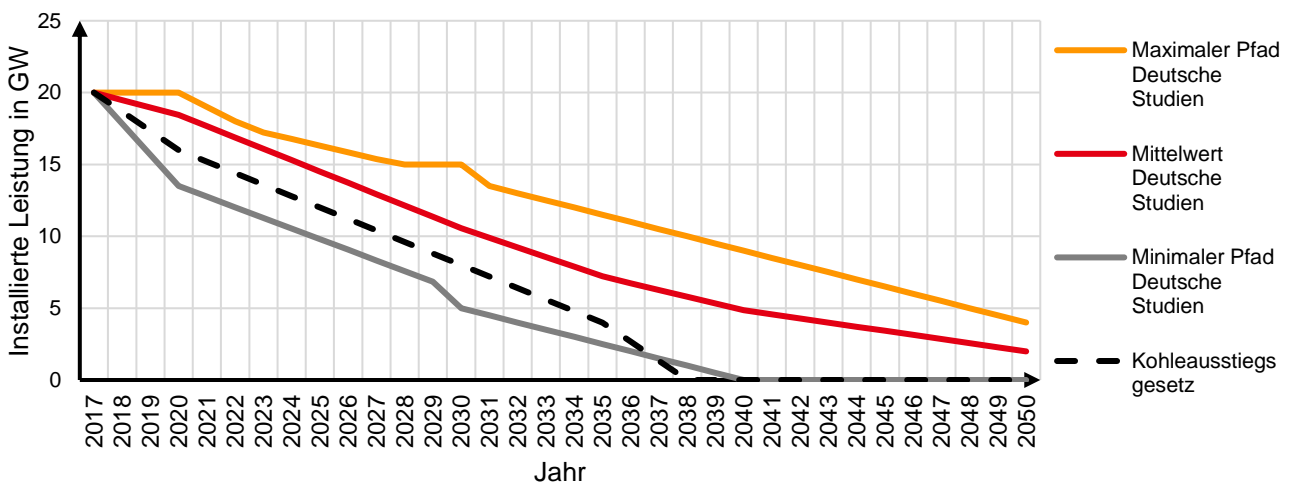


Abbildung 3: Dekarbonisierung des deutschen Energiesystems in den bundesweiten Studien in der Steinkohle [5], [6], [7], [9], [10], [11]

Kernerkenntnis 1: In den deutschlandweiten Studien gibt es viele unterschiedliche Kohleausstiegs-szenarien und es ergibt sich eine relativ breite Streuung. Allerdings wurde das Kohleausstiegsgesetz noch nicht berücksichtigt. Eine detailliertere Analyse der in den Studien angegebenen Stromerzeugung und Volllaststunden wurde daher nicht angestellt.

Ein wichtiger, gegenläufiger Aspekt ist der Hochlauf von erneuerbaren Erzeugungsanlagen. Dieser wird in aggregierter Form in Abbildung 4 dargestellt. Auch hier zeigen sich deutliche Unterschiede bei den Ausbaupfaden; diese reichen von 150 GW bis hin zu 416 GW. Die Studien weisen einen deutlichen Ausbau von regenerativen Erzeugungsanlagen auf. Der Rückbau der Braun- und Steinkohle könnte so bezüglich der reinen

Leistung überkompensiert werden. Aufgrund der abweichenden Vollbenutzungsstundenzahlen ist die Kompensationswirkung bezogen auf die elektrische Arbeit aber deutlich geringer.

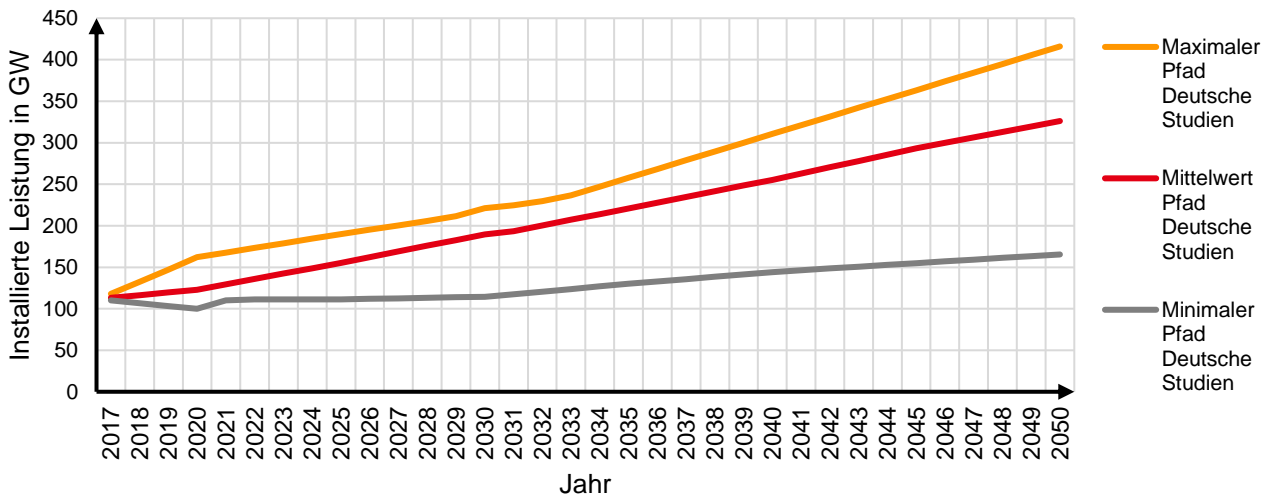


Abbildung 4: Installation von Erneuerbaren Energien in den bundesweiten Studien [5], [6], [7], [9], [10], [11]

2.4.1.2 Rheinisches Revier

Die Studien, welche zukünftige Energiesystemdesigns im RR untersuchen, analysieren quantitativ im Wesentlichen zwei Aspekte:

1. Wie ein schrittweiser **Ausstieg aus der Kohle** in Bezug auf die Abschaltreihenfolge von Kraftwerksblöcken umgesetzt werden kann (was durch das Kohleausstiegsgesetz mittlerweile festgelegt ist und in 5.2 näher betrachtet wird) und
2. wie groß das **Potenzial für einen Ausbau mit Erneuerbaren-Energien-Anlagen**, insbesondere Photovoltaik und Windenergie ist.

Zu 1.: Abbildung 5 zeigt die vor dem Kohleausstiegsgesetz diskutierten Ausstiegspfade der installierten Kraftwerksleistung im RR nach [4] sowie den Ausstiegspfad nach dem Kohleausstiegsgesetz. Dabei zeigt sich, dass der geplante Pfad am ehesten dem Szenario „Moderat B“ entspricht.

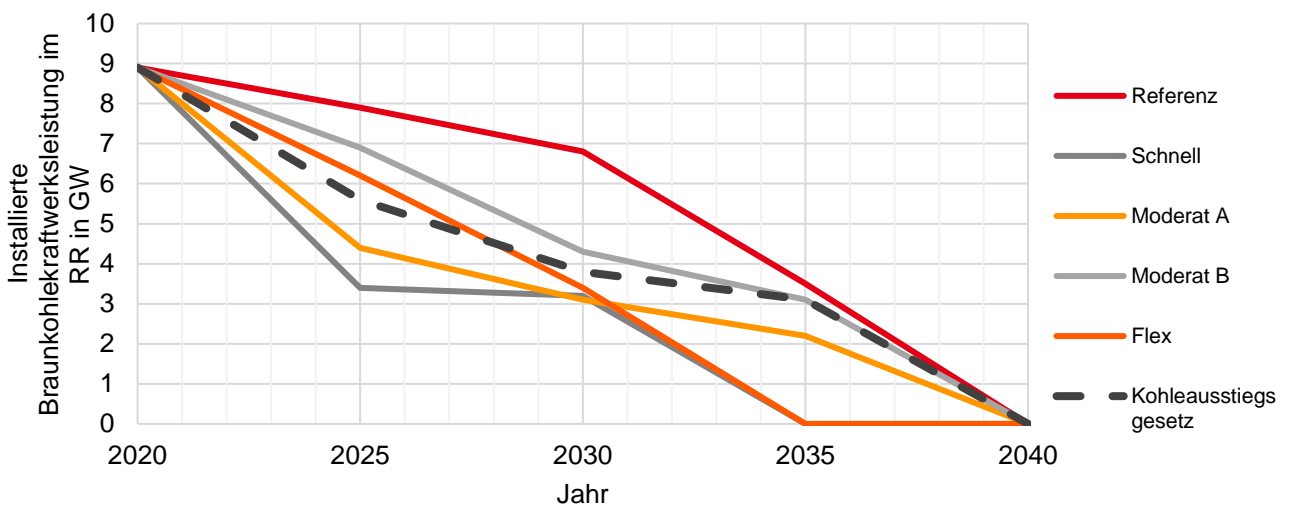


Abbildung 5: Installierte Braunkohlekraftwerksleistung in verschiedenen Ausstiegsszenarien DE [4]

Zu 2.: Abbildung 6 zeigt die Ausbauempfehlungen aus [4] hinsichtlich des RR aufgeteilt in Region und Tagebau. Es ist zu erkennen, dass in der Region deutlich höhere Potenziale für EE-Anlagen vorhanden sind als

auf den begrenzten Flächen des Tagebaus. Daher muss bei der Umsetzung des Strukturwandels insbesondere auch das Umland mit den Potenzialen für EE-Anlagen miteinbezogen werden.

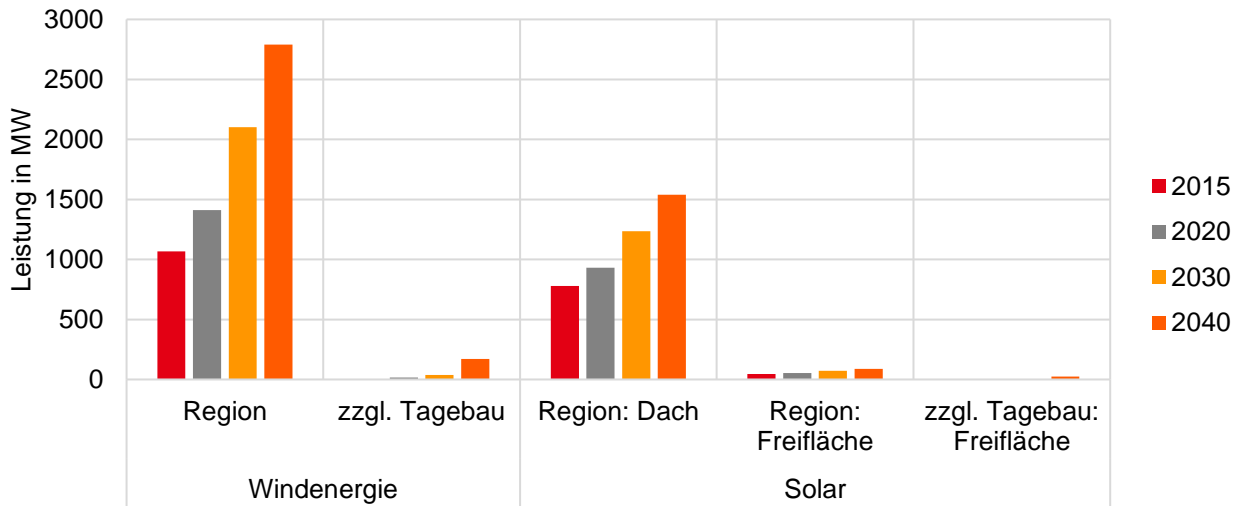


Abbildung 6: Ausbauempfehlung für EE-Anlagen im RR [4]

Es wäre angesichts dieser Studienauswertung ein Fehlschluss, im Zuge des Strukturwandels nur die Tagebauflächen zu entwickeln. Vielmehr benötigt der Wandel eine tiefgreifende Veränderung in der gesamten Region inklusive ihrer ohnehin vorhandenen Potenzialflächen.

Abgeleitete Auswertung bzgl. der zukünftigen Stromerzeugung

Bei der Gegenüberstellung der Reduktion von installierter Kraftwerksleistung der Braunkohlekraftwerke und der Erhöhung der EE-Leistung ist es insbesondere von hoher Relevanz wie hoch die erzeugte elektrische Energie in Zukunft ist. Abbildung 7 zeigt diesen Vergleich. Dabei wird einerseits der Mittelwert der Stromerzeugung aus Braunkohle im RR in den Ausstiegsszenarien nach [4] dargestellt und andererseits die mögliche Steigerung aus Wind- und PV-Anlagen aus [1] und [4] abgeleitet, worin bereits der Tagebau sowie die umliegende Region miteinbegriffen sind. Dieser Vergleich zeigt deutlich, dass selbst bei maximalem Ausbau von EE im RR lediglich ca. 1/7 (10 zu 70 TWh) der elektrischen Energie, der im Vergleich zum Jahr 2020 aus Braunkohle gewonnen wurde, erzeugt werden kann. Dies zeigt, dass die Wertschöpfung des Energiesystems im RR sich nur begrenzt auf die Stromerzeugung stützen kann. Weitere Möglichkeiten der Wertschöpfung werden unter 2.4.3 betrachtet.

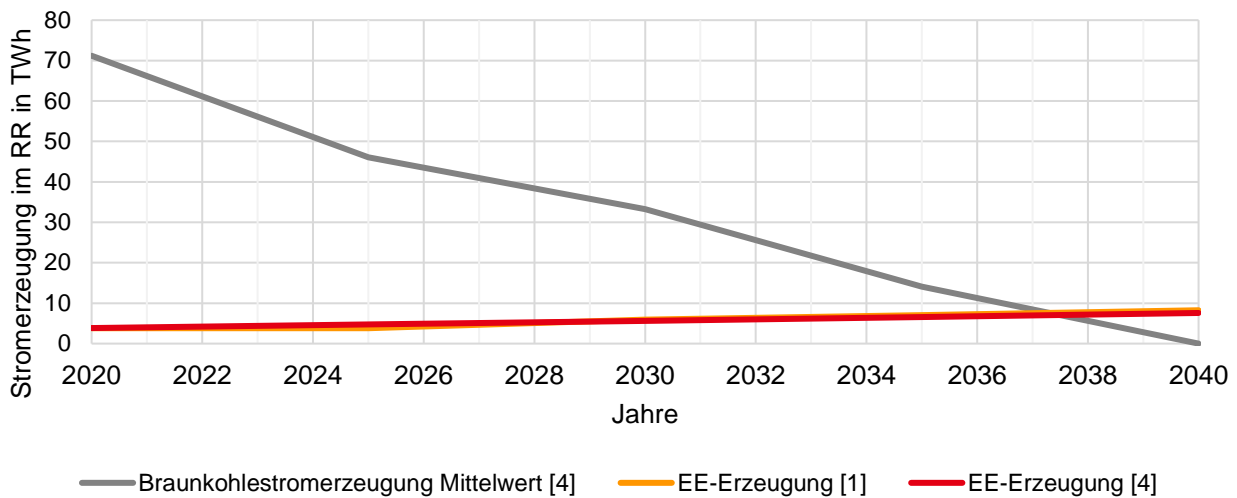


Abbildung 7: Vergleich zwischen der Stromerzeugung in der Zukunft aus EE und Braunkohle

Kernerkenntnis 2: Das Rheinische Revier wird nach erster Kalkulation lediglich 11 % der Stromerzeugung aus Braunkohle durch Erneuerbare Energien ersetzen können. Dies bezieht sich nicht nur auf die Tagebauflächen, sondern auch die Potenziale der Region sind bereits berücksichtigt.

Neben den quantitativ eingeschätzten Veränderungen wurden zahlreiche qualitative Aussagen getroffen. Zentrale qualitative Aussagen sind die Folgenden:

1. Ein **Ausbau von Erneuerbaren Energien in Kombination mit Power-to-X-Anlagen** kann ein wichtiges Element eines erfolgreichen Strukturwandels sein. Besonders ein Aufbau von sogenannten hybriden Großkraftwerken aus Photovoltaik und Windenergie auf den Tagebauflächen bietet große Chancen. Die hybriden Kraftwerke können die freiwerdende Netzkapazität der Braunkohlekraftwerke nutzen und parallel zur Stilllegung errichtet werden. Durch Energiespeicher und PtX-Anlagen ist so ggf. ein dargebotsunabhängiges Kraftwerk umsetzbar. [1]
2. Um gespeicherte Energie in Form von z. B. Wasserstoff wieder der Strom- und Wärmeversorgung zur Verfügung zu stellen, werden insbesondere **flexible KWK-Systeme** benötigt. Dafür kommen insbesondere Brennstoffzellen sowie Gas- und Dampfkraftwerke infrage. [12]
3. Auch der **Ausbau von Energiespeichern** ist notwendig, um dargebotsabhängige Stromerzeugung und Rückverstromung in KWK-Anlagen zu optimieren und zu ergänzen. [12]
4. Derzeit hat Deutschland einen im weltweiten Vergleich sehr hohen Standard der Versorgungssicherheit. Durch den umfassenden Umbau der elektrischen Energieversorgung ist diese auf Grund der hohen Volatilität potenziell gefährdet. Die Versorgungssicherheit sollte aber einen hohen Stellenwert bei der Stilllegung von Kohlekraftwerken einnehmen. Daher sollte das **Versorgungssicherheits-Monitoring** weiterentwickelt werden. Es muss jederzeit sichergestellt sein, dass genug Reserve vorhanden ist, um eine Versorgung zu gewährleisten. Bei ausbleibenden Investitionen in benötigte Neuanlagen, muss die Einführung eines Kapazitätsmechanismus geprüft werden. [12]
5. Nicht nur die Stromerzeugung unterliegt einem Wandel. Es müssen **ambitionierte Sanierungsraten** in der Region, aber auch deutschlandweit, erreicht werden, um den Wärmebedarf zu senken. Ohne diese Energieeinsparung ist eine Treibhausgasemissionssenkung mit größtenteils lokal gewonnener, erneuerbarer Energie nicht möglich. [4]

Diese und Weitere qualitative Aussagen – wie die Entwicklungen der Leistungen oder Erzeugungsmengen – lassen sich nicht ohne weiteres graphisch darstellen. Um die Relevanz für das RR abzuschätzen, sind die

Technologien anhand der Tabelle 3 mit den Farben rot, gelb und grün (irrelevant bis sehr relevant) eingeordnet. Sie fließen zudem im Weiteren in die Beurteilung der Handlungsoptionen ein.

Die Tabelle zeigt auf, dass für viele Technologien, welche im Wirtschafts- und Strukturprogramm 1.0 [13] als mögliche Lösungsoptionen aufgeführt werden, bisher keine quantitative Untersuchung durchgeführt wurde. Weder wurde die Machbarkeit noch die Wirtschaftlichkeit von bspw. PtG-Anlagen hinreichend detailliert in Bezug auf das RR untersucht. Wie hoch die Relevanz der Technologien ist, wurde hier zunächst durch den Gesamteindruck insbesondere aus den deutschlandweiten Studien bewertet. Hier bedarf es weiterer Untersuchungen, die betrachten, in welchem Maße die Technologien technisch und wirtschaftlich sinnvoll sind bzw. ob man eine begrenzte Wirtschaftlichkeit durch Fördermaßnahmen ergänzt. Auch die Dimensionierung von Batteriespeichern, PtG etc. ist nicht quantifiziert worden. Hier besteht die Notwendigkeit einer ausführlichen Energiesystemmodellierung des RR. Anhand von Strom- und Wärmegewinnungspotenzialen sowie den Bedarfen, welche jeweils über die Zeit abgebildet werden müssen, können Speicher und Wandlungsbedarfe ermittelt werden.

Tabelle 3: Einordnung der Relevanz von Technologien für das RR (grün = hoch, gelb = mittel, rot = gering)

Technologie	Untersuchungsgrad	Relevanz für das RR	Studie
Photovoltaik		Grün	[1], [4], [12]
Windenergie onshore		Grün	[1], [4], [12]
Windenergie offshore	Nicht relevant	Rot	-
Biomasseverstromung	Keine quantitative Bewertung	Gelb	[4]
Biogasverstromung	Keine quantitative Bewertung	Gelb	-
Laufwasserkraft	Nicht relevant	Rot	-
Pumpspeicher	Eher nicht relevant	Rot	-
Batteriespeicher	Bisher kaum untersucht	Grün	
Geothermie	Bisher kaum untersucht	Grün	
Power-to-Gas (Alkali)	Keine quantitative Bewertung	Gelb	
Power-to-Gas (PEM)	Keine quantitative Bewertung	Gelb	
Power-to-Gas (SOEC)	Keine quantitative Bewertung	Gelb	
Katalytische Methanisierung	Keine quantitative Bewertung	Gelb	
Power-to-Heat (Wärmepumpe)	Keine quantitative Bewertung	Grün	
Power-to-Heat (Andere)	Keine quantitative Bewertung	Grün	
Power-to-Liquid	Bisher kaum untersucht	Gelb	-
Gasturbine	Bisher kaum untersucht	Gelb	-
Gas und Dampf	Bisher kaum untersucht	Gelb	-
Kraft-Wärme-Kopplung (GuD)	Bisher kaum untersucht	Grün	-
Kraft-Wärme-Kopplung (Brennstoffzelle)	Bisher kaum untersucht	Grün	-
Chemische Energiespeicher (z. B. Redox-Flow)	Bisher kaum untersucht	Gelb	-
Mechanische Energiespeicher	Bisher kaum untersucht	Gelb	-
Elektrofahrzeuge	Bisher kaum untersucht	Grün	-
Hybridfahrzeuge	Bisher kaum untersucht	Gelb	-
Wasserstofffahrzeuge	Bisher kaum untersucht	Gelb	-
Erdgasfahrzeuge	Bisher kaum untersucht	Gelb	-
Aktivierung von dezentralen Flexibilitäten	Bisher kaum untersucht	Grün	-

Kernerkenntnis 3: Für das Energiesystem im Jahr 2050 werden auf Deutschlandebene viele unterschiedliche Technologien notwendig sein. Es ist bisher jedoch bei nur sehr wenigen (PV und Wind) näher untersucht worden, in welchem Maße diese im RR eine Rolle spielen. Hier besteht weiterer Forschungsbedarf.

2.4.1.3 Zwischenfazit

Der Umbau des Energiesystems stellt ganz Deutschland vor große Herausforderungen. Der Pfad zu deutlich mehr EE ist dabei ganz überwiegend erkennbar und der Ausstieg aus der Kohleverstromung inzwischen gesetzlich geregelt. Dennoch bleiben viele Aspekte noch offen, wie die anlaufende Diskussion um Wasserstoff und seine Rolle im Energiesystem zeigt. Eine Trendaussage zu der Vielzahl der technologischen Optionen ist bezogen auf die untersuchten Studien nicht eindeutig ableisbar.

Für das Rheinische Revier ist dieser Umbruch wie unter einem Brennglas erkennbar. War das RR bisher Stromlieferant weit über die eigenen Grenzen hinaus, so wird sich dieser Status auf Grund der EE-Potenziale wahrscheinlich nicht halten lassen. Eine weitere Untersuchung dazu erfolgt mithilfe des Modellierungswerkzeugs. Ein Umbau bedeutet daher, von der Konzentration auf Stromproduktion zu einem diversifizierten Portfolio aus Produktion, Know-how-Vermittlung, Dienstleistungen, Forschung, Entwicklung etc. zu kommen. Mit der Braunkohleverstromung geht auch die dortige Wärmeauskopplung verloren. Diese durch „regenerative Wärme“ zu ersetzen, zählt zu den Herausforderungen im Umbau des RR, aber auch in Gesamtdeutschland.

2.4.2 Technologische Entwicklung

Die Entwicklung der Technologien schreitet stetig voran. Hier soll insbesondere verglichen werden, inwiefern die Entwicklung und der Bedarf an Speichern und Sektorkopplungstechnologien eingeschätzt werden. Auch die technischen Entwicklungen im Bereich der Wärmeversorgung und der Mobilität sind entscheidend für zukünftige Investitionen.

2.4.2.1 Deutschland

In vielen der betrachteten bundesweiten Studien waren die technologischen Entwicklungen kein Schwerpunkt. In zwei Studien [6, 10] wurde näher auf Wirkungsgrade und die damit reduzierten Verbräuche in den Verbrauchssektoren eingegangen; dies ist für ein 80%-Szenario und ein 95%-Szenario in Abbildung 8 dargestellt. Besonders in dem Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) ergeben sich reduzierte Energieverbräuche. Darüber hinaus werden Sanierungen als elementarer Bestandteil der Energiewende aufgeführt.

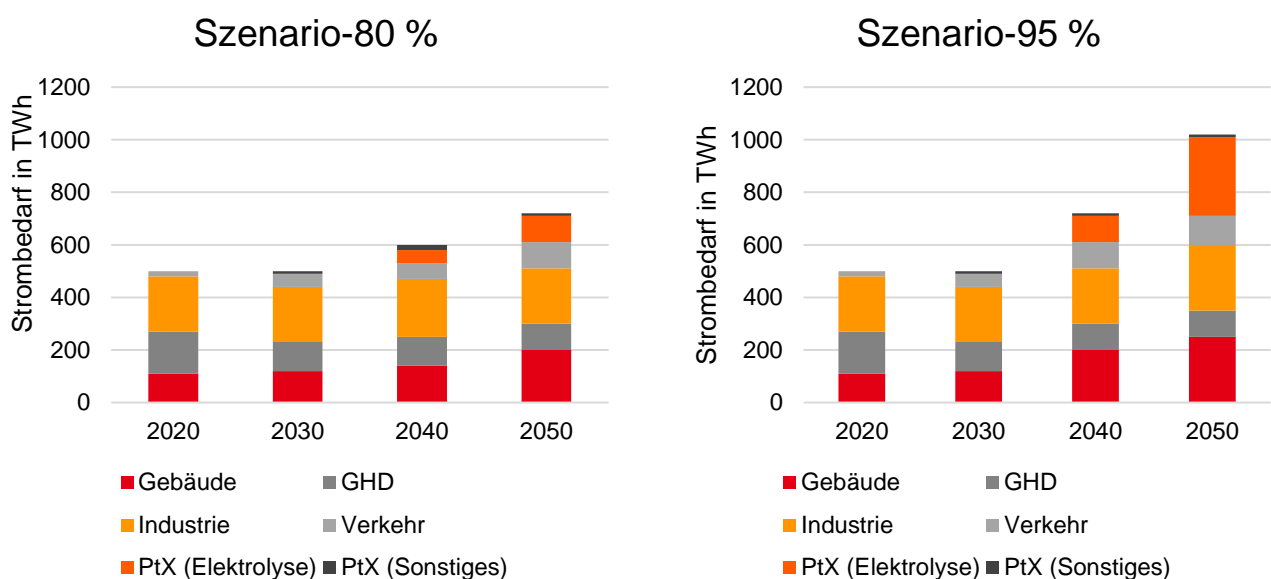


Abbildung 8: Veränderung des Strombedarfs nach Sektor und Treibhausgasszenario [6, 10]

In Tabelle 4 ist eine Übersicht der Technologien und Entwicklungen dargestellt, die in den Studien prognostiziert bzw. angenommen wurden. Diese umfasst einmal den Wirkungsgrad, die technische Lebensdauer sowie

den benötigten Energiebedarf der Technologien. Bei sehr vielen Technologien werden nur geringe oder keine Verbesserungen der Parameter angenommen. Die größten Steigerungen sind bei den Power-to-Gas-Technologien angesetzt worden. Insbesondere die SOEC-Elektrolyse hat das Potenzial, einen Wirkungsgrad von bis zu 95 % zu erreichen. Dies würde eine sehr verlustarme Herstellung von Wasserstoff ermöglichen. Die innovativen Fahrzeuge zeigen die größten Effizienzgewinne. Eine effiziente Mobilität ist ein Kernelement eines nachhaltigen Energiesystems, da die aktuelle Umwandlung von Ölderivaten in Verbrennungsmotoren vergleichsweise ineffizient und nicht nachhaltig im Vergleich zu Fahrzeugen ist, die auf Basis erneuerbarer elektrischer Energie betrieben werden.

Tabelle 4: Übersicht technologische Entwicklungen [11]

Technologie	Wirkungsgrad	Lebensdauer in Jahren	Energiebedarf
Zeitpunkt	Status quo ggf. Zukunft	Status quo ggf. Zukunft	Status quo ggf. Zukunft
Photovoltaik	2020, elek.: ~ 20 % 2050, elek.: ~ 22 %	25	-
Windenergie onshore	-	25	-
Windenergie offshore	-	25	-
Biomasseverstromung	2020, elek.: 30 %	30	-
Biogasverstromung	2020, elek.: 40 %	30	-
Laufwasserkraft	-	100	-
Pumpspeicher	2020, elek.: 76 %	100	-
Batteriespeicher	2020, elek.: 90 %	15	-
Geothermie	-	30	-
Power-to-Gas (Alkali)	2020, elek.: 82 % 2050, elek.: 84 %	20	-
Power-to-Gas (PEM)	2020, elek.: 82 % 2050, elek.: 84 %	2020: 11 2050: 16	-
Power-to-Gas (SOEC)	2020, elek.: 87 % 2050, elek.: 95 %	16	-
Katalytische Methanisierung	2020, elek.: 83 % 2050, elek.: 90 %	-	-
Power-to-Heat (Andere)	2020, therm.: 99 %	29	-
Gasturbine	2020, elek.: 40 %	25	-
Gas- und Dampf	2020, elek.: 60 %	30	-
Kraft-Wärme-Kopplung (GuD)	2020, elek.: 45 % 2020, therm.: 43 %	30	-
Elektrofahrzeuge	-	-	2020: 0,19 kWh/FZkm 2050: 0,14 kWh/FZkm
Hybridfahrzeuge	-	-	2020: 0,31 kWh/FZkm 2050: 0,25 kWh/FZkm
Wasserstofffahrzeuge	-	-	2020: 0,32 kWh/FZkm 2050: 0,24 kWh/FZkm
Erdgasfahrzeuge	-	-	2020: 0,58 kWh/FZkm 2050: 0,49 kWh/FZkm

Als ein wichtiger Bestandteil des zukünftigen Energiesystems wird das Lastmanagement im Folgenden näher erläutert. Zur Senkung der Spitzenlasten spielt Demand Side Management (DSM) eine wichtige Rolle, da zu hohe Spitzenlasten die Versorgungssicherheit gefährden könnten. In einer Studie [7] wurde das abgeschätzte wirtschaftliche Potenzial ermittelt, das sich an den Auslastungsgraden der Anlagen orientiert. In Abbildung 9 sind die Zahlen in einem Diagramm zusammengefasst, aufgeteilt in die Industrien Papier, Chemie, Aluminium, Stahl, Zement und Andere. Der Anteil der Potenziale steigt mit der Zeit durch weitere wirtschaftliche Erschließungen gerade vorhandener Potenziale und durch die Entwicklung weiterer Technologien. Im Jahr 2015 ergab sich ein Potenzial von 700 MW, welches bereits im Jahr 2020 auf mehr als das Doppelte steigen konnte. Es zeigt sich außerdem, dass bereits im Jahr 2030 der Großteil des Potenzials erschlossen sein kann. Die reale Umsetzung ist aber auch stark vom zukünftigen regulatorischen Rahmen und der Entwicklung der Strompreise abhängig.

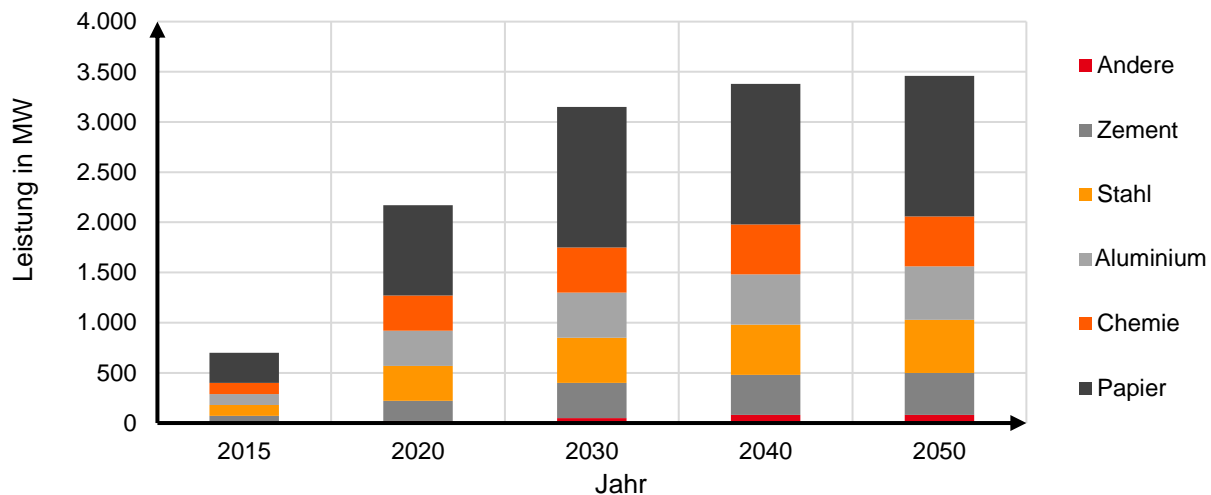


Abbildung 9: Potenzial von Demand Side Management in der Industrie [7]

Die hier beschriebenen Potenziale lassen sich nicht direkt auf das RR übertragen, aber das Wissen über das Potenzial in den Industrien gibt Aufschluss, an welchen Stellen im Rheinischen Revier angesetzt werden sollte. Außerdem ergibt sich ein Zeithorizont, bis wann die Potenziale auch im RR erreicht sein können.

Kernerkenntnis 4: Abhängig von den zukünftigen Bestrebungen und der konkreten Strategie des Strukturwandels wird sich der Energiebedarf unterschiedlich entwickeln. Hierbei sind technologische Entwicklungen elementar; dies betrifft sowohl die Wirkungsgradentwicklungen z. B. bei Power-to-Gas als auch die Umsetzung von Konzepten für Flexibilitäten z. B. Demand Side Management. Beide Potenziale sollten genutzt werden und besonders das Potenzial für Demand Side Management sollte im RR untersucht werden.

2.4.2.2 Rheinisches Revier

Die Weiterentwicklung von Technologien wird in den Studien 1, 2, 3, 4, 8 und 12 nicht betrachtet. Es gibt keine Einschätzungen, inwiefern sich Wirkungsgrade oder ähnliches entwickeln und wie deren Ausgestaltung das RR beeinflussen würde. Auch die im Wirtschafts- und Strukturprogramm [13] aufgeführten Optionen, sich im RR Revier mit der Wiederverwendung bzw. dem Recycling von PV, Wind und Batterien zu beschäftigen, wurde in keiner der untersuchten Studien analysiert. Daher lässt sich an dieser Stelle keine Aussage über die Sinnhaftigkeit dieser Optionen treffen.

2.4.2.3 Zwischenfazit

Für eine erfolgreiche Energiewende sind Fortschritte in der technologischen Entwicklung notwendig. Insbesondere die Wirkungsgrade von Speichern, PtX-Technologien sowie von PV-Zellen spielen eine wichtige Rolle für eine ökonomisch sinnvolle Lösung. Auch den Gesamtlebenszyklus dieser Technologien zu betrachten und entsprechende Recyclingoptionen zu schaffen, ist ein wichtiger Aspekt. Ob es für das RR sinnvoll ist, eine oder mehrere dieser technologischen Entwicklungen lokal zu voranzutreiben, kann auf Basis der untersuchten Studien nicht festgestellt werden.

Kernerkenntnis 5: Die Weiterentwicklung von Technologien spielt eine wichtige Rolle, um das Energiesystem der Zukunft effizient und wirtschaftlich zu gestalten. Ob ein Standort für z. B. PV-Zellenfertigung oder PtG im RR sinnvoll ist, wurde bisher nicht untersucht. Dazu sind Machbarkeits- und Wirtschaftlichkeitsstudien notwendig.

2.4.3 Gesellschaftliche Auswirkung (Arbeitsplätze, Akzeptanz etc.)

Die gesellschaftliche Akzeptanz spielt eine tragende Rolle. Eine Technologie kann sehr sinnvoll sein – wenn sie jedoch nicht von der Bevölkerung akzeptiert wird, kann dies einen großen Konflikt verursachen (wie teilweise bei Windenergieanlagen und Stromübertragungsnetzausbau geschehen). Daher wird im Folgenden betrachtet, inwiefern die Akzeptanz bei den Studien untersucht wurde und wie sich die Transformation des Energiesystems bzw. einzelner Komponenten darauf auswirkt.

Akzeptanz ist ein facettenreicher Begriff. Allgemein kann man davon ausgehen, dass bei einem Umbauprozess i) das Ergebnis und seine Eigenschaften und ii) der Weg dorthin, die Kommunikation und die Partizipation für Akzeptanz sorgen können. Diese breite Behandlung des Themas wurde in den Studien jedoch nicht abgebildet. Ein Aspekt, der Veränderungen gut oder schwer akzeptierbar macht, ist die Auswirkung auf Arbeitsplätze bzw. Beschäftigung. Da dieser Aspekt in Studien thematisiert wurde, wird er im Folgenden beleuchtet.

2.4.3.1 Deutschland

In den bundesweiten Studien spielten gesellschaftliche Aspekte eine rein qualitative Rolle und standen nicht im Fokus. In einer der Studien wurde konkret auf Arbeitsplätze in den Arbeitssektoren Industrie und Gewerbe sowie Handel und Dienstleistung eingegangen. Die Zahlen sind in Tabelle 5 und in Tabelle 6 dargestellt.

Tabelle 5: Entwicklung Anzahl Beschäftigten des Industriesektors je Subsektor [11]

Subsektor	Anzahl Beschäftigte je Subsektor in 1.000 Beschäftigte				Veränderung 2050 zu 2020
	2020	2030	2040	2050	
Gewinnung von Steinen und Erden	40	30	24	22	-45 %
Ernährung und Tabak	286	244	203	192	-33 %
Papiergewerbe	438	377	322	292	-33 %
Grundstoffchemie	737	587	508	488	-34 %
Sonstige chemische Industrie	737	587	508	488	-34 %
Gummi- und Kunststoffwaren	273	261	236	211	-23 %
Glas u. Keramik	191	166	139	126	-34 %
Verarbeitung v. Steine u. Erden	191	166	139	126	-34 %
Metallerzeugung	595	541	467	416	-30 %
NE-Metalle, -gießereien	595	541	467	416	-30 %
Metallbearbeitung	595	541	467	416	-30 %
Maschinenbau	932	891	815	751	-19 %
Fahrzeugbau	1.344	1.300	1.169	1.087	-19 %
Sonstige Wirtschaftszweige	92	83	64	54	-41 %
Summe	7.046	6.315	5.528	5.085	-28 %

Es zeigen sich durch den Strukturwandel deutliche Reduzierungen der Arbeitsplätze im Industriesektor. Besonders betroffen sind durch den Rückgang der Stein- und Braunkohle die Arbeitsplätze in den Bereichen der Gewinnung von Steinen und Erden. Im GHD-Sektor hingegen ergibt sich in vielen Bereichen ein größerer Zuwachs an Beschäftigten; dies ist in Tabelle 6 dargestellt.

Tabelle 6: Anzahl Beschäftigte in Mio. im GHD-Sektor

Subsektor	Beschäftigte je Subsektor in Mio.			Veränderung 2050 zu 2020
	2020	2030	2050	
Handel	4,7	5,25	5,93	+26 %
Gastgewerbe	0,6	0,6	0,7	+17 %
IKT	1,8	1,9	1,9	+6 %
Finanzwesen	1,6	1,7	1,65	+3 %
Gesundheitswesen	4,0	4,2	4,4	+10 %
Schulen	2,3	2,3	2,0	-13 %
Öff. Verwaltung	3,3	3,3	2,8	-15 %
Andere Dienstleistungen	11,3	11,3	11,1	-2 %
Summe	29,6	30,6	30,5	+3 %

Kernerkenntnis 6: Es wird in den nächsten Jahrzehnten ein signifikanter Strukturwandel in allen Branchen stattfinden, die industrienah eingeordnet werden können. Hier müssen entsprechende Maßnahmen zur Unterstützung entwickelt werden. Die Branchen Handel, Informationstechnik oder Finanzwesen etc. werden hingegen wachsen.

2.4.3.2 Rheinisches Revier

Durch den Kohleausstieg gehen zunächst Arbeitsplätze in den Revieren verloren. Jedoch macht die Energiewende einen Umbau des Systems erforderlich. Die Studien zeigen auch auf, wie viele Arbeitskräfte dadurch gebraucht werden. Dies verdeutlicht die Chancen, die in diesem Wandel ergriffen werden können. Daher wird hier dargestellt, in welchen Beschäftigungszweigen es laut Studien potenziell wachsende Bedarfe gibt.

Bezüglich der gesellschaftlichen Auswirkungen wurde besonders in den Studien [2] und [4] eine intensive Analyse durchgeführt. Dabei zeigt sich, dass über 50 % der Beschäftigten im Braunkohletagebau älter als 50 Jahre sind [2 S. 7]. Nach den Untersuchungen durch [2 S. 11] werden ca. 14.300 direkt oder indirekt abhängige Beschäftigte durch den Braunkohleausstieg im RR betroffen sein. Je nach Ausstiegspfad gibt es nach [4 S. 137] zwischen 2.000 und knapp 6.000 weniger benötigte Erwerbspersonen im RR in Bezug auf die Braunkohlenwirtschaft, jedoch bis zu ca. 26.000 Beschäftigte [4 S. 164], die benötigt werden, um Gebäudesanierungen im RR durchzuführen, um die Energieeffizienzziele zu erreichen (siehe auch Abbildung 10). Bei Betrachtung des Szenarios „Moderat B“, welches am ehesten den realen Kohleausstieg entspricht, werden ca. 4.000 Erwerbspersonen weniger benötigt.

Nach [4] können potenziell bis zu 5.000 Vollzeitbeschäftigte dadurch einige Jahre weiter beschäftigt werden. Den Großteil macht dabei die Sanierung der Tagebauten mit ca. 96 % aus. Das größte Potenzial für den Bedarf an Arbeitskräften weist die Sanierung von Gebäuden auf. Die Sanierung muss deutlich schneller vorgehen, als es in den letzten Jahrzehnten der Fall war. Abbildung 10 zeigt den Sanierungsbedarf, welcher aufgrund der Einhaltung der Klimaziele resultieren würde. Dabei werden 13.000 bis 25.000 Arbeitskräfte gebraucht, um ungefähr die gleiche Anzahl an Gebäuden pro Jahr zu sanieren.

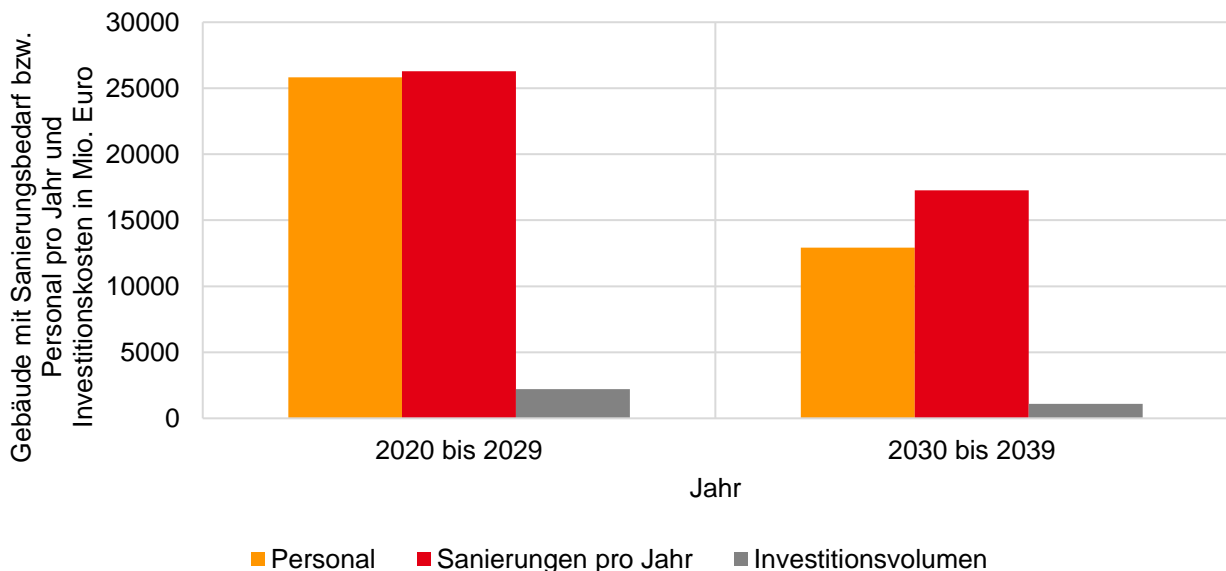


Abbildung 10: Entwicklung von Sanierungsbedarf, Investitionen und Personal nach [4]

Die Beschäftigungseffekte durch die Sanierung der Tagebaue und den Rückbau der Kraftwerke können den Wegfall von Arbeitsplätzen nicht vollständig kompensieren. Jedoch erwachsen aus der Energiewende, durch deren dezentrale Strukturen, neue Beschäftigungsmöglichkeiten innerhalb der Mechatronik und Elektrik in den Braunkohleregionen.

Die Beschäftigungseffekte (brutto) des Ausbaus und des Betriebs von Erneuerbaren Energien werden auf rund 3.820 Arbeitsplätze bis 2030 und auf rund 4.650 bis 2040 geschätzt. Für Ingenieur*innen sowie energie-technische und handwerkliche Berufe ergeben sich weitere Optionen bei der energetischen Sanierung von Gebäuden. Die Studien zeigen, dass das zusätzliche Beschäftigungspotenzial der Gebäudesanierung erheblich ist und in allen drei Braunkohleregionen die Zahl der in der Braunkohlenwirtschaft Beschäftigten übersteigen kann. So würde eine zur Erreichung der Klimaschutzziele auf 3,2 % gesteigerte Sanierungsrate in Deutschland anteilig in den Braunkohleregionen (Dekade von 2020 bis 2030) mehr als 25.000 zusätzliche Beschäftigte durch Sanierungen im Rheinland erfordern. Angesichts dieser Zahlen sollte genauer geprüft werden, ob die Regionen in der Lage wären, in ausreichendem Maße qualifizierte Beschäftigte bereitzustellen, um die Gebäudesanierung zu bewältigen. [4]

2.4.3.3 Zwischenfazit

Die Energiewende induziert einen Wandel, durch den Arbeitsplätze zunächst einmal bedroht sind. Jedoch entstehen bei jedem Wandel Arbeitsplätze in neuen Bereichen. Dies ist nicht genau vorhersehbar, jedoch gibt es relativ wahrscheinliche Bedarfe an Arbeit in Zukunft. Die Studien zeigen insbesondere den Bedarf an Arbeitskraft für Gebäudesanierungen sowie die Planung, den Bau und den Betrieb von EE-Anlagen auf. Tabelle 7 zeigt die wesentlichen Bereiche neuer Arbeitsplätze auf.

Tabelle 7: Maximale Arbeitsplätze je Bereich [2], [4]

Bereich	Arbeitsplätze
Rückbau von Kohlekraftwerken	200
Sanierung von Tagebau	4.850
Sanierung von Gebäuden	25.000
Ausbau und Betrieb von Erneuerbaren Energien	4.650

Ergänzend kommt der Bedarf der Forschung und Entwicklung im Bereich von Speicher- und Sektorenkoppelungstechnologien hinzu, welcher nicht quantitativ eingeschätzt wurde. Es liegt in der Hand der Politik, den Strukturwandel für Arbeitgeber und -nehmer positiv zu gestalten, Chancen zu erkennen und zu nutzen.

Kernerkenntnis 7: Die Art der Arbeitsplätze im RR steht vor einem fundamentalen Wandel. Insbesondere die Sanierung von Gebäuden wurde in den Studien als Haupttreiber erfasst. Darüber hinaus gilt es weitere Möglichkeiten für das RR, an der Wertschöpfungskette der zukünftigen Energiewirtschaft teilzuhaben.

2.4.4 Wirtschaftliche Aspekte

Neben der technischen Umsetzbarkeit und der gesellschaftlichen Akzeptanz spielt die Wirtschaftlichkeit für den Umbau des Energiesystems eine entscheidende Rolle. Im Folgenden wird dargestellt, welche Herstellungs- und Investitionskosten in den Studien als Annahmen genutzt oder ggf. als Ergebnis berechnet wurden.

2.4.4.1 Deutschland

In den deutschlandweiten Studien lag der Fokus zu den wirtschaftlichen Folgen insbesondere auf den Kosten für die Komponenten und die Systemtransformation, den Einflüssen auf Endverbraucherpreise und Großhandelspreise, Einflüssen auf die Wirtschaft sowie einer CO₂-Bepreisung für eine Dekarbonisierung. Die Aufteilung dieser Themen ist in Tabelle 8 dargestellt.

Tabelle 8: Schwerpunkte in den deutschlandweiten Studien in Bezug auf Wirtschaft

Nr.	Schwerpunkt	Beschreibung und Erläuterung	Studien
1	Entwicklung von Kosten von Komponenten und Systemkosten		
1a	Entwicklung von Leistungspreisen	Leistungspreise von Komponenten wie Photovoltaik, Sektorenkopplungselementen in €/kW	[11]
2	Entwicklung von Strom- und anderen Energiepreisen		
2a	Energieträgerpreise		[5], [7], [10]
2b	Endverbraucherpreise	Entwicklung der privaten Endverbraucherpreise auf die relevantesten Energieträger	[7]
3	Wirtschaftliche Einflüsse auf Branchen		
3a	Produktion Grundstoffe für Industrielle Prozesse	Darstellung, wie spezifische Branchen von dem Transformationsprozess beeinflusst sind.	[5]
4	CO ₂ -Preise für eine Dekarbonisierung	Angenommene CO ₂ -Preise aus den Studien	[9], [10]

Im ersten Schritt werden die Komponentenpreise aufgezeigt, wie sie in den Studien berücksichtigt wurden. Hierbei wird zwischen Erzeugern, Speichern, Sektorenkopplung und weiteren steuerbaren Erzeugern unterschieden. In Abbildung 11 werden regenerative Erzeugungs- und Speichertechnologien dargestellt. Auf der linken Achse sind die Leistungspreise in €/kW und auf der rechten Achse ist die prozentuale Kostenreduktion aufgetragen.

Es zeigen sich Schwerpunkte von Technologien, die eine sehr deutliche Reduktion erfahren werden:

- Dies sind sowohl die Freiflächen- als auch die Aufdach-**Photovoltaik-Anlagen** mit bis zu 41 %.
- Des Weiteren erfahren insbesondere die Off-Shore **Windkraftanlagen** eine deutliche Kostenreduktion mit bis zu 50 %, wodurch sie konkurrenzfähiger werden können.
- Die Onshore-**Windkraftanlagen** hingegen werden nur zu 16 % günstiger.
- Weiterhin werden **Batterietechnologien** eine Kostenreduktion von ca. 36 % bis zum Jahr 2050 erfahren.
- Zuletzt wird die **Geothermie** zu 14 % günstiger.

Andere Erzeuger- oder Speichertechnologien bleiben tendenziell konstant wie zum Beispiel Biomasse oder Pumpspeicherkraftwerke. Aus diesen Untersuchungen zeigt sich eine Verbesserung der Investitionen in derartige Technologien, da die Hürde in die Umsetzung deutlich geringer wird.

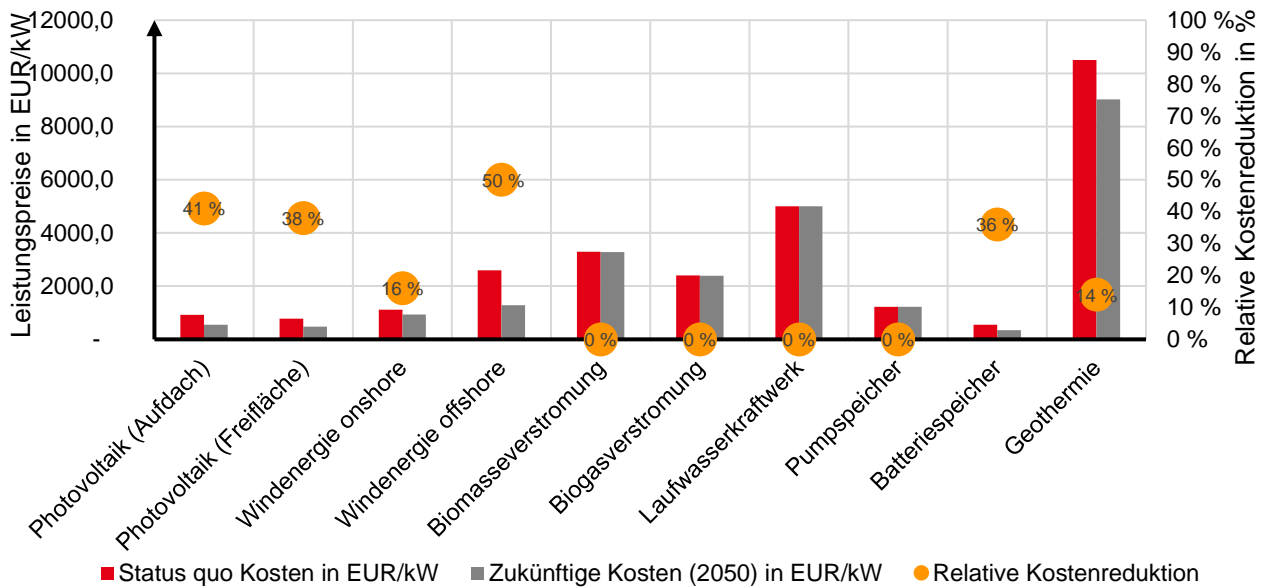


Abbildung 11: Kostenreduktion von Erzeugungs- und Speichertechnologien bis zum Jahr 2050 [11]

Als weitere interessante Kategorie sind die **Sektorenkopplungselemente** wie Power-to-Gas und Power-to-Heat zu untersuchen. Die Kostenreduktion dieser Technologien ist in Abbildung 12 dargestellt. Hier zeigen sich insbesondere bei Power-to-Gas-Technologien deutliche Potenziale, da diese in den nächsten Jahren öfter realisiert werden, wodurch sich Skaleneffekte in der Produktion, in der Umsetzung und der Genehmigung solcher Projekte einstellen dürften. Die Kostenreduktionen liegen zwischen 62 % und 84 %. Hingegen bei Power-to-Heat, wie zum Beispiel bei Wärmepumpen ergeben sich keine Kostenreduktionen; das Preisniveau bleibt konstant, liegt allerdings bereits bei niedrigen Werten von ca. 100 €/kW. Auch in der Betrachtung der Sektorenkopplung zeigen sich wieder deutliche Kostensenkungspotenziale in den nächsten Jahren. Es kann davon ausgegangen werden, dass in Zukunft deutlich mehr Power-to-Gas-Umsetzungen in Deutschland zu sehen sein werden.

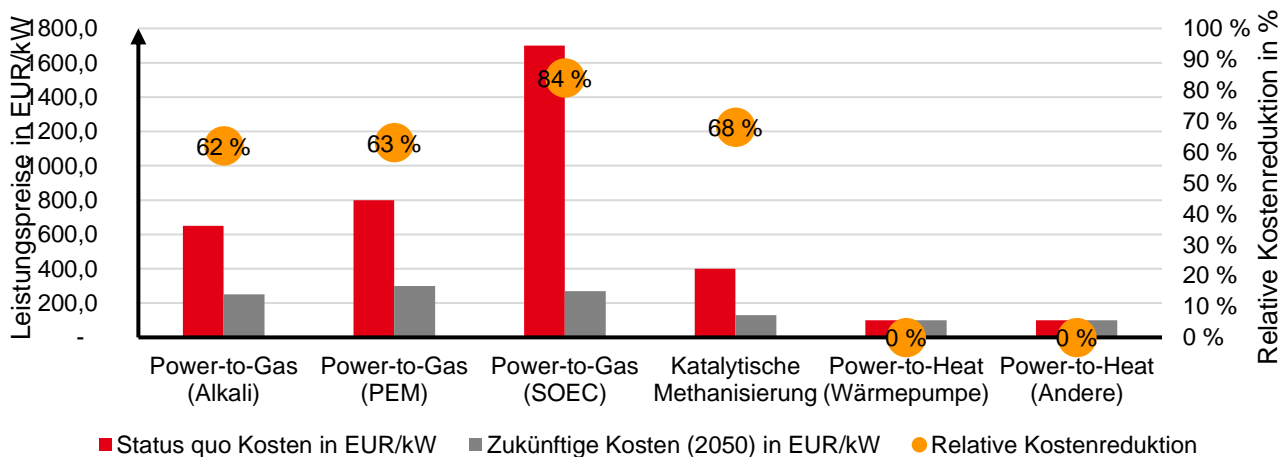


Abbildung 12: Kostenreduktion von Power-to-Gas und Power-to-Heat bis zum Jahr 2050 [11]

Als letzte weitere interessante Komponenten für die zukünftige Entwicklung sind andere Erzeugungstechnologien wie **Gasturbinen** und andere **KWK-Technologien** zu nennen; diese sind in Abbildung 13 dargestellt. Sie besitzen bis zum Jahr 2050 keinerlei nennenswerte Dynamik und bleiben auf einem gleichen bzw. einem ähnlichen Niveau. Hieraus lässt sich abschätzen, dass sich die Attraktivität solcher Erzeuger nicht verändern wird. Da insbesondere Gaskraftwerke wichtige Erzeuger bleiben werden, ist dies zunächst ein für den Transformationsprozess zuträglicher Faktor.

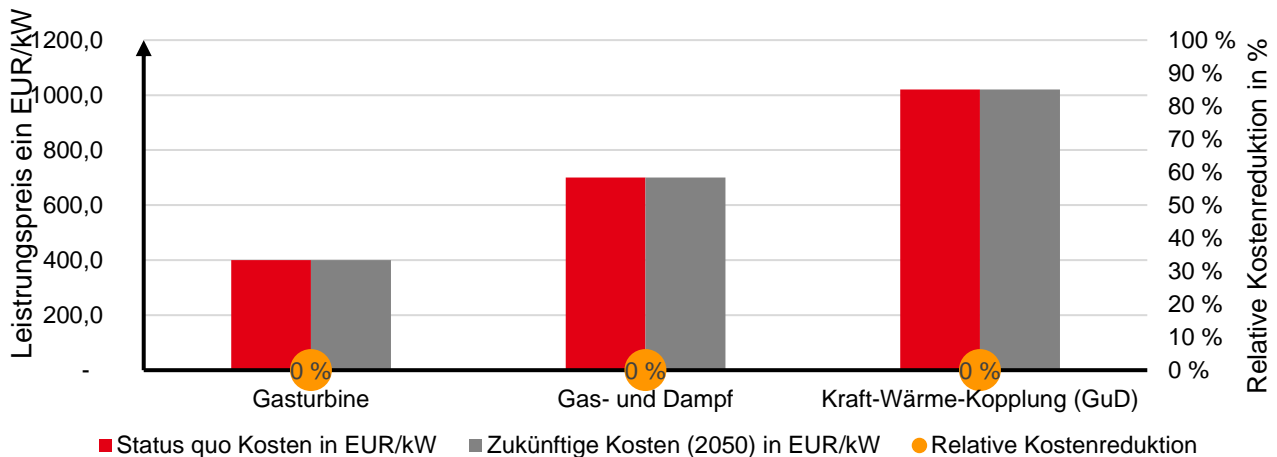


Abbildung 13: Kostenreduktion von weiteren Erzeugungstechnologien bis zum Jahr 2050 [11]

Die aufgezeigten Technologien werden im Transformationsprozess der Energiewirtschaft zu einem abgeänderten Energiesystem zusammengefügt. Hierbei kann zwischen zwei Transformationsprozessen unterschieden werden, wobei der erste 80 % der Ziele und der zweite 95 % der Ziele erreicht. Die Komponenten, die hinzugebaut werden müssen, und die, die abgeschaltet werden müssen, wirken sich hierbei unterschiedlich auf die Änderungen der jährlichen Kosten aus.

Großhandelspreise Strom

Zur weiteren Analyse der wirtschaftlichen Einflüsse durch die Dekarbonisierung müssen neben den Komponentenpreisen auch die Großhandelspreise als Basis genutzt werden. Die Investitionskosten sind in sich nicht aussagekräftig genug, um eine schlussendliche Aussage über die Wertschöpfungskette zu treffen. Die Großhandelspreise bieten hierzu einen ersten Anhaltspunkt. Diese sind in Studie [5] untersucht worden, wobei in ein Referenzszenario und ein Kohleausstiegsszenario unterteilt worden ist. Die Ergebnisse sind in Abbildung 14 dargestellt.

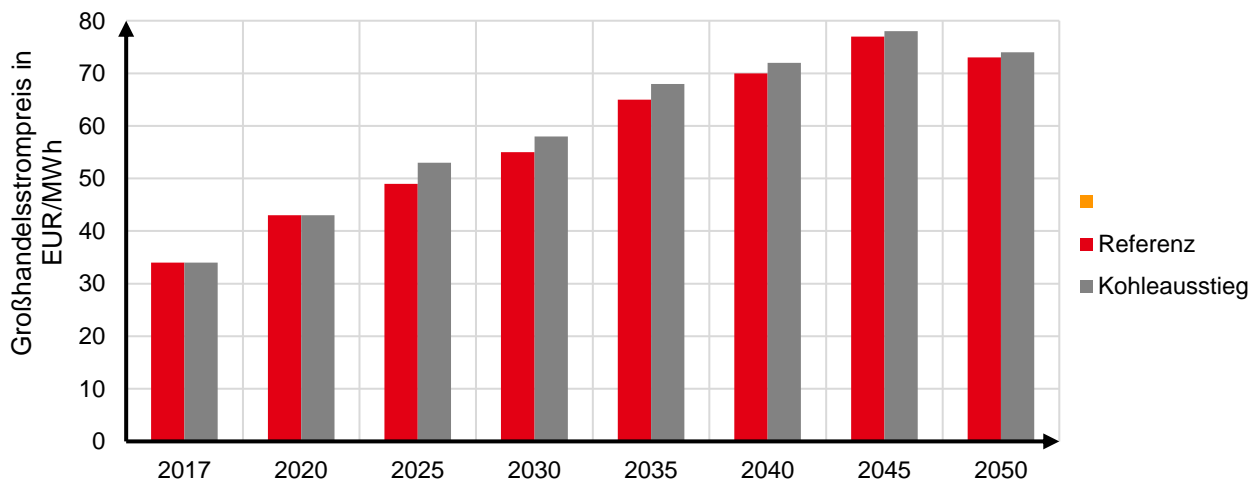


Abbildung 14: Großhandelspreise nach dem Referenzszenario und dem Kohleausstiegsszenario [5]

Diese Aussage über mögliche Entwicklungen des Strom-Großhandelspreises ist nur exemplarisch, es existiert eine Vielzahl von Szenarien und Projektionen in der aktuellen energiewirtschaftlichen Situation, die von unterschiedlichen Annahmen bezüglich ihrer Parameter getrieben werden. Die Unsicherheit über die genaue Entwicklung des Strompreises ist groß. Die meisten der Szenarien gehen jedoch von steigenden Strompreisen aus. Ein Parameter, der direkten Einfluss auf den Großhandelspreis hat, ist der CO₂-Preis. Daher wird dieser exemplarisch beleuchtet:

Oft wird eine partielle oder grundsätzliche CO₂-Bepreisung diskutiert, die in zwei Studien [9, 10] als Parameter für die Analysen angenommen worden ist. Bei der Studie [9] wurde diese Annahme zusätzlich in ein Referenzszenario und in ein Basisszenario unterteilt. Die zeitliche Entwicklung der CO₂-Bepreisung ist in Abbildung 15 dargestellt. Diese unterschieden sich hinsichtlich der angenommenen Klimaschutzziele.

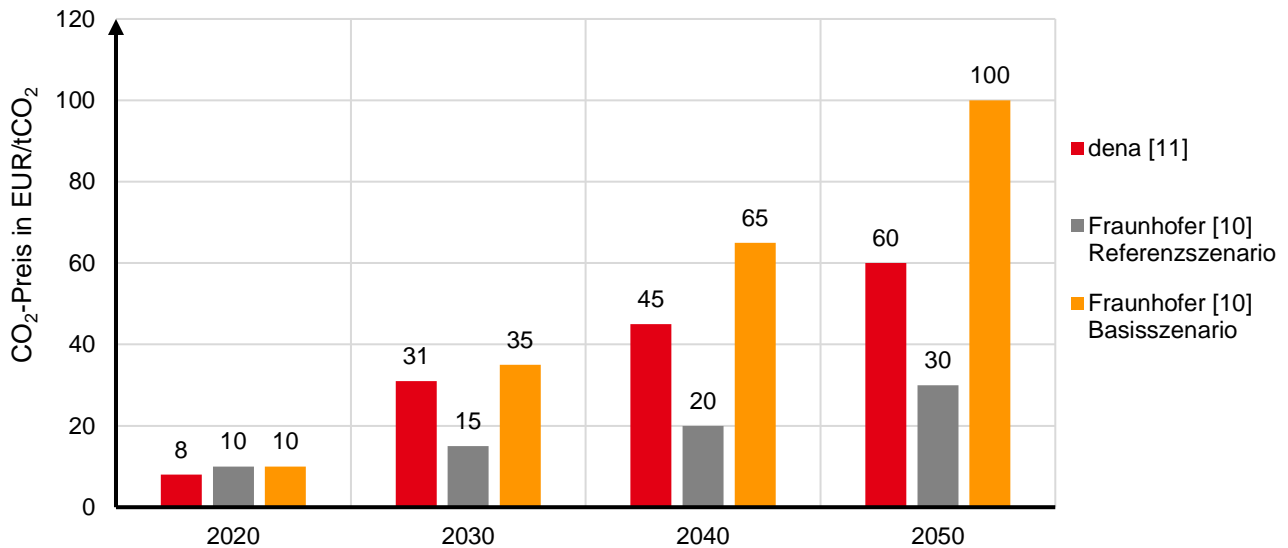


Abbildung 15: CO₂-Bepreisung in den deutschlandweiten Studien

Die Ergebnisse dieser Untersuchungen haben einen direkten Einfluss auf die Endverbraucherpreise, sowohl bei den Privathaushalten als auch bei den industriellen Verbrauchern. Die Endverbraucherpreise für die unterschiedlichen Energieträger sind in Abbildung 16 dargestellt. Der zeitliche Verlauf der Kosten ist von 2015 bis 2050 dargestellt. Der größte Effekt zeigt sich bei Heizöl, die Beschaffungskosten wachsen hier deutlich an. Ein steigender Beschaffungsanteil der Kosten ist ebenfalls beim Strom selbst zu beobachten. Dies spiegelt sowohl CO₂-Preise als auch der wachsende Bedarf an gesicherter Leistung wider. Der Kostentreiber EEG-Umlage sinkt im Jahr 2030 hingegen deutlich, bis dieser im Jahr 2050 vollständig verschwindet. Weiterhin anzumerken ist, dass in dieser Berechnung von einem gleichbleibenden Finanzierungsregime für Erneuerbare Energien und Netzinfrastrukturen ausgegangen wird. Die Netzentgelte steigen nur in geringem Maße.

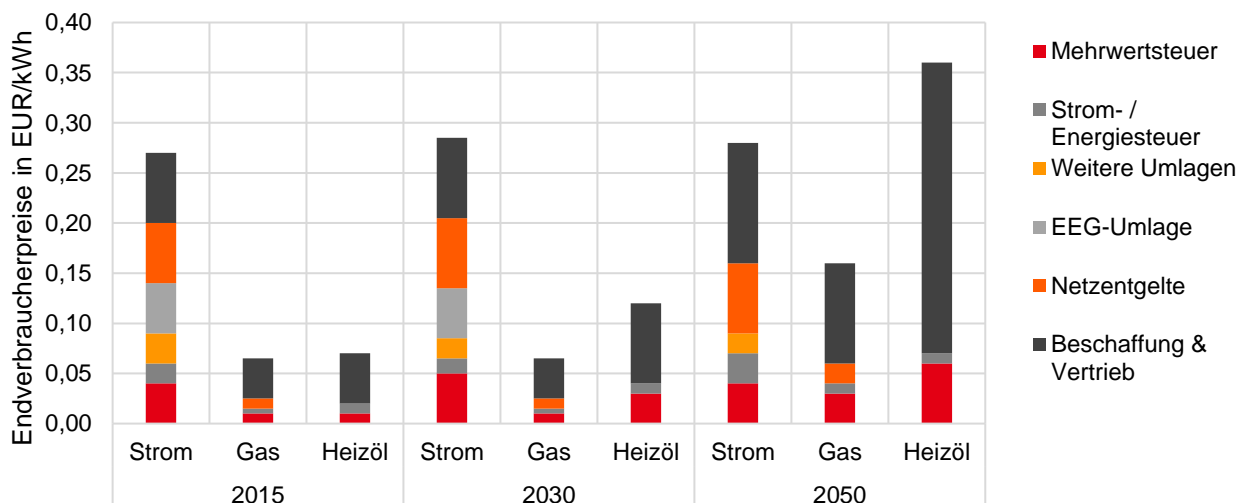


Abbildung 16: Endverbraucherpreise am Beispiel [7]

2.4.4.2 Rheinisches Revier

In Studie 4 werden ausführliche Untersuchungen zur Entwicklung der Wertschöpfung in Abhängigkeit von Ausstiegsszenarien abgeleitet und beschrieben. Was jedoch weder in dieser noch in den hier untersuchten weiteren Studien quantitativ untersucht wird, ist, wie eine mögliche Wertschöpfung durch Zukunftstechnologien ausgestaltet werden kann. Die einzigen Effekte, die untersucht wurden, sind die Effekte aufgrund von Gebäudesanierungen und des Baus von EE. Demnach wäre eine Untersuchung interessant, welche die verschiedenen Szenarien bzgl. der zukünftigen Wertschöpfung auf Basis unterschiedlicher Zukunftstechnologien analysiert.

Eine wichtige Erkenntnis des UBA [4] ist, dass die meisten absoluten Beschäftigungseffekte nicht in den Braunkohleregionen selbst anfallen. Die realen Arbeitnehmerentgelte pro Erwerbstätigen werden aufgrund des wegfallenden Hochlohnsektors besonders in den Braunkohleregionen geringer ausfallen. Es müssen neue attraktive Arbeitsplätze entstehen, damit die Erwerbsbevölkerung durch Abwanderung nicht noch stärker schrumpft. Der demografische Wandel hat jedoch deutlich stärkere Auswirkungen als die durch den Kohleausstieg induzierte Abwanderung aus den Braunkohleregionen.

2.4.4.3 Zwischenfazit

Die wirtschaftliche Entwicklung ist analog zu den gesellschaftlichen Auswirkungen im RR stark davon abhängig, ob es gelingt, die wegfallende Wertschöpfung und die Arbeitsplätze zu kompensieren. Die wichtigsten Möglichkeiten, um Wertschöpfung im RR zu erhalten, wurden unter 2.4.3 beschrieben.

2.4.5 Nachhaltigkeit bzw. Klimaneutralität

Das zentrale Ziel der Energiewende ist die Senkung von Treibhausgasemissionen und die Ermöglichung einer nachhaltigen Energiebereitstellung. Es wird demnach betrachtet, welche Technologien bzw. Wertschöpfungsketten die geringsten Auswirkungen auf die Treibhausgasemissionen bzw. den Ressourcenverbrauch haben.

2.4.5.1 Deutschland

In den Studien auf Bundesebene wurden CO₂-Minderungen berechnet. Über dies hinaus wurden keine weiteren ökologischen Faktoren berücksichtigt, wie zum Beispiel Feinstaub oder andere umweltschädliche Substanzen. In Abbildung 17 ist die CO₂-Bilanz für die Stützjahre 2020, 2030, 2040 und 2050 jeweils für die verschiedenen Sektoren und für ein 80%-Szenario und ein 95 %-Szenario dargestellt.

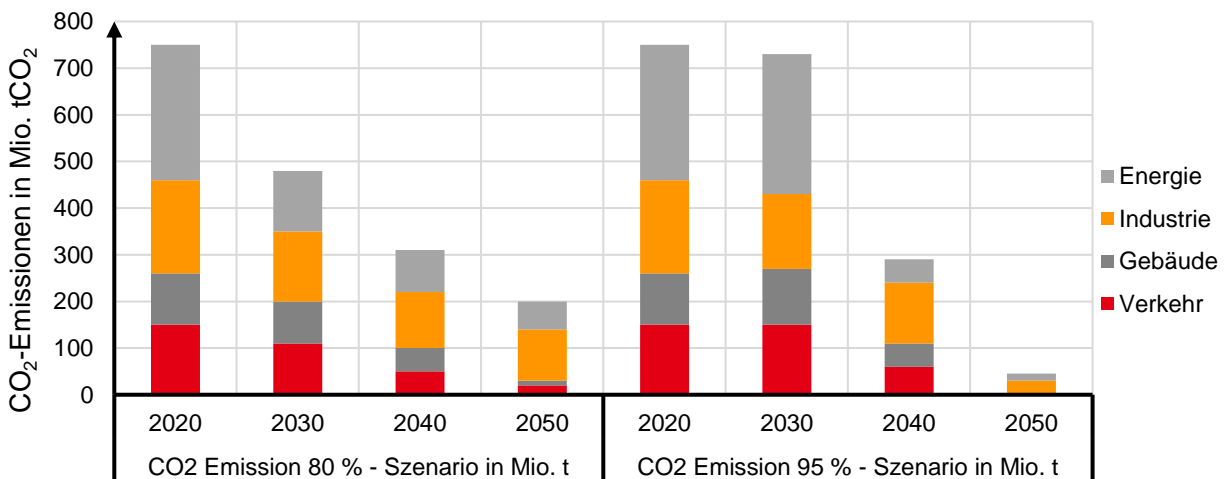


Abbildung 17: CO₂-Minderung in Deutschland für ein 80 % - und ein 95 % - Szenario nach Sektoren [6]

In dem 95%-Szenario würden die Pariser Klimaziele erreicht werden, in dem 80%-Szenario wäre nur eine Teilerfüllung möglich. Außerdem zeigt sich, dass in den beiden Szenarien unterschiedliche Strategien umgesetzt werden. In dem 80%-Szenario wird der Großteil der Minderung durch den Energiesektor und den Verkehrssektor erreicht. In dem 95%-Szenario wird auch schon frühzeitiger eine Minderung über den Gebäudesektor erreicht. Die Industrie ist allerdings in einem letzten Transformationsschritt bei der Reduzierung der Emissionen beteiligt. In Abbildung 18 sind die expliziten relativen Minderungen in den einzelnen Sektoren dargestellt. Es fällt auf, dass in dem 80%-Szenario direkt im Jahr 2030 deutliche Reduktionen der Treibhausgase im Energiesektor durchgeführt werden, im 95%-Szenario hingegen wird dies erst im Jahr 2040 umgesetzt, dann allerdings mit einer höheren Effektivität. Wie weiter oben bereits angesprochen, findet im 80%-Szenario kaum eine Reduktion im Industriesektor statt, auch ist die Reduktion im Gebäudesektor deutlich geringer.

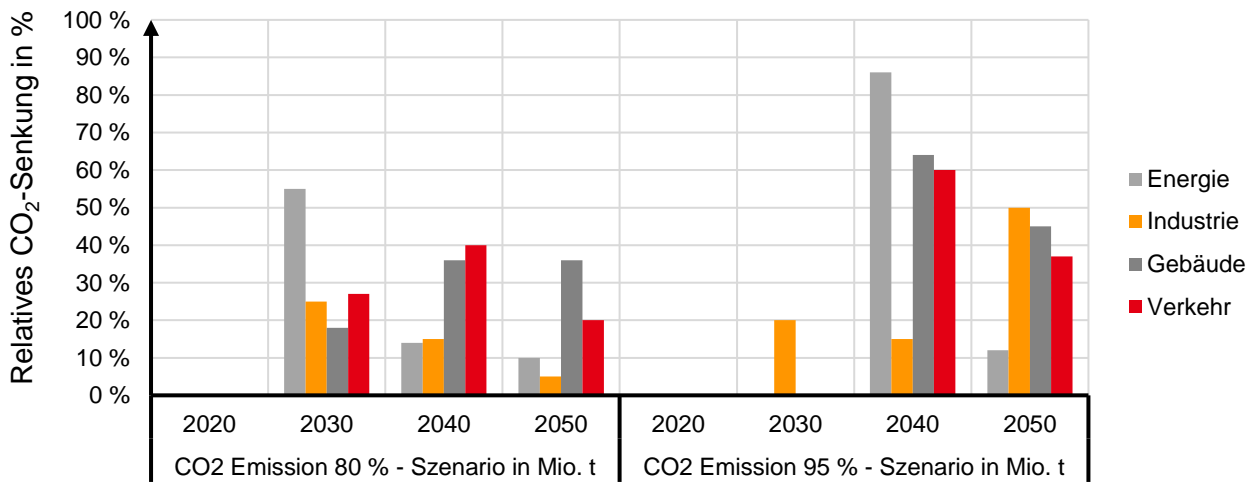


Abbildung 18: Relatives CO₂-Senkungspotenzial in Deutschland für ein 80 %- und ein 95 %- Szenario nach [6]

Die Reduktion der Sektoren zeigt also zwischen den Sektoren ein uneinheitliches Bild. In Abbildung 19 ist dargestellt, wie sich die Reduktion auf die Energieträger verteilt.

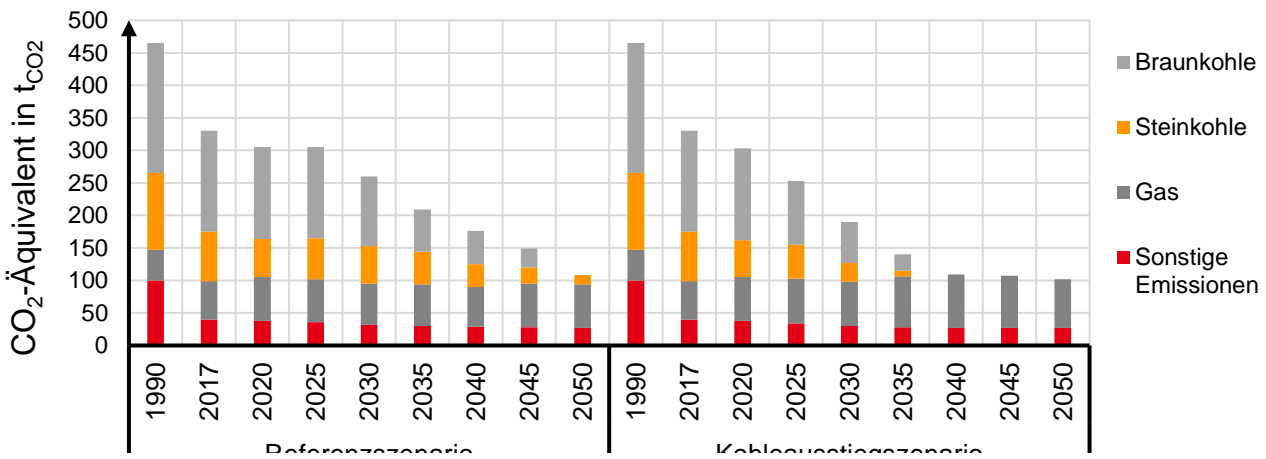


Abbildung 19: CO₂-Minderung in Deutschland für ein 80%- und ein 95%-Szenario nach Energieträgern [6]

In absoluten Werten ausgedrückt, ist der Senkungspfad der Emissionen deutlich erkennbar. Er betrifft zuerst Kohle, erst später Gas, das noch lange im Energiebereich eine Rolle spielen wird.

2.4.5.2 Rheinisches Revier

Die konkrete Analyse der Nachhaltigkeit (außer der Reduktion des CO₂-Ausstoßes durch Kraftwerksstilllegung) im RR wird in den Studien 1, 2, 3, 4, 8 und 12 nicht betrachtet.

2.4.5.3 Zwischenfazit

Für eine nachhaltige Energieversorgung werden Photovoltaik, Windenergie, Biomasse, Power-to-Gas, Power-to-Heat insbesondere Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge, Batteriespeicher sowie Kraft-Wärme-Kopplung die wichtigsten Komponenten sein. Die Kombination dieser Technologien weist niedrige Treibhausgasemissionen auf, sodass eine Klimaneutralität möglich erscheint.

Neben der Reduktion von Treibhausgasen spielen weitere Faktoren bei der Nachhaltigkeit wichtige Rollen. Was bisher in den Studien nicht ausführlich betrachtet wurde, jedoch nicht komplett zu vernachlässigen ist, ist der Einfluss bzw. Bedarf von seltenen Erden, Wasser, Rohstoffen wie Holz etc., Flächennutzung, Plastikvermeidung, Lebenszyklus bzw. Recyclingoptionen und Feinstaub/NOx-Ausstoß.

2.4.6 Geografische Auswirkung

Neben den zuvor genannten Punkten sind regionale Einflussfaktoren entscheidend. So wie die Braunkohlevorkommen das RR zu dem gemacht haben, was es heute ist, ist in Zukunft die Verfügbarkeit von Sonne, Wind und Geothermie entscheidend. Es wird betrachtet, wie in den Studien die räumliche Verteilung der zuvor beschriebenen Aspekte betrachtet wurde und wie sich der regionale Bedarf entwickelt.

2.4.6.1 Deutschland

In nur einer der deutschlandweiten Studien wurden, in Form von Trassen- und Netzplanungen, Untersuchungen zu geographischen Einflussfaktoren gemacht. Diese sind aber für diese Studie nicht relevant, da eine ausreichende Anbindung an das europäische Verbundnetz auf Grund der heutigen Kraftwerksstandorte als gesichert angenommen werden darf.

2.4.6.2 Rheinisches Revier

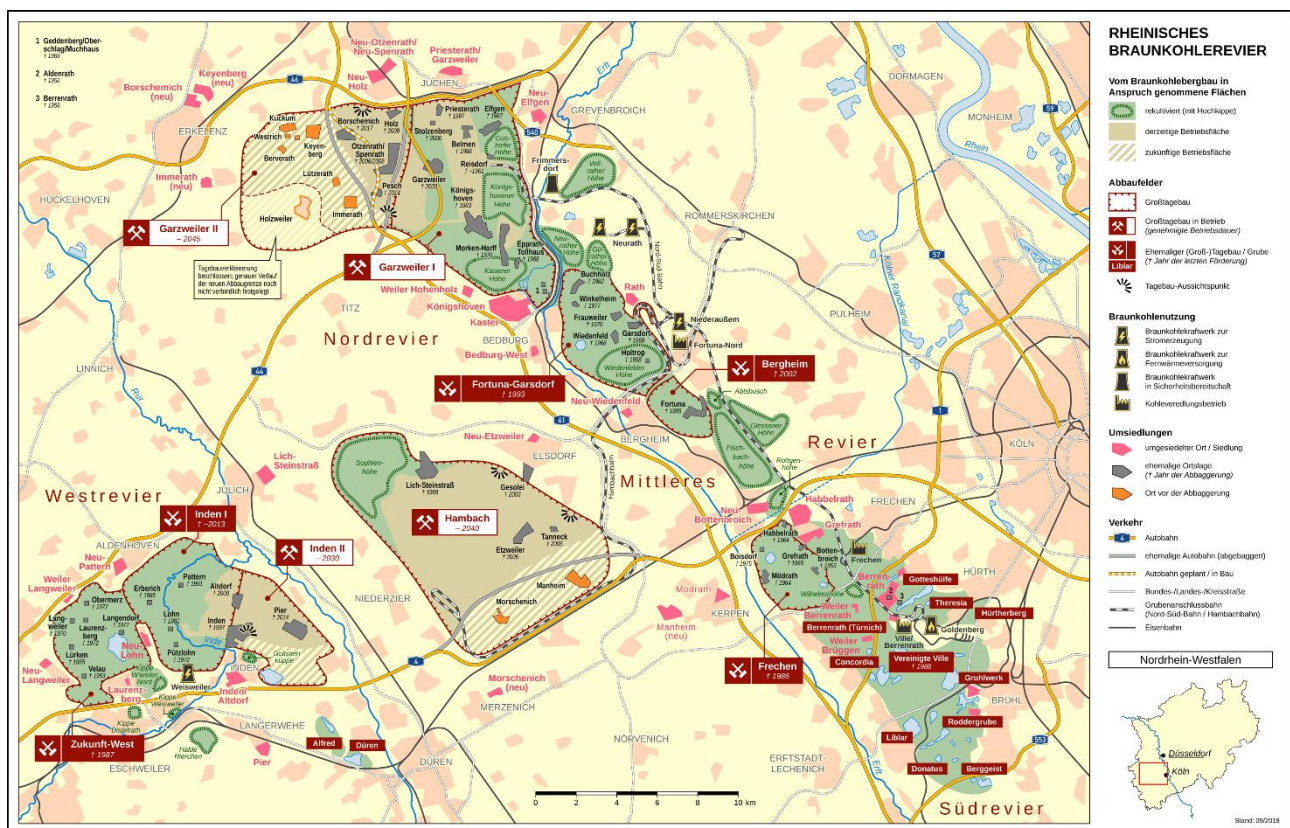


Abbildung 20: Übersicht des Rheinischen Reviers [1]

Das Untersuchungsgebiet des Rheinischen Reviers besteht aus den Landkreisen Rhein-Kreis Neuss, Kreis Düren, Rhein-Erft-Kreis, Städteregion Aachen, Stadt Mönchengladbach, Kreis Heinsberg und Kreis Euskirchen und umfasst eine Gesamtgröße von ca. 500.000 ha. Das Revier im engeren Sinne umfasst die Zülpicher und Jülicher Börde, die Erftniederung sowie die Ville. Damit ist das RR das größte Braunkohlerevier in Europa. [1]. Eine Übersicht des RR ist in Abbildung 20 dargestellt. Im RR wird noch in den drei Tagebauen Garzweiler, Hambach und Inden Braunkohle gefördert. Im gesamten Revier werden seit zwei Jahrzehnten konstant ca. 100 Millionen Tonnen Braunkohle pro Jahr gefördert. [1]

Wie in Abbildung 21 dargestellt ist, weist der Tagebau Hambach das größte theoretische Potenzial zur Nutzung der Tagebauflächen für die erneuerbare Stromerzeugung auf. Dort könnten kombiniert ca. 2.500 MW PV- und Windleistungen installiert werden. Aufgrund der ungeklärten Flächennutzung im aktiven Tagebau sind die PV-Potenziale aktuell theoretische Potenziale. Für die Nutzung auf den Flächen Wald, Gehölz und Landwirtschaft müsste eine Umwidmung erfolgen. Insbesondere auf den landwirtschaftlichen Flächen sind auch Kombi-Lösungen möglich (Agro-Photovoltaik).

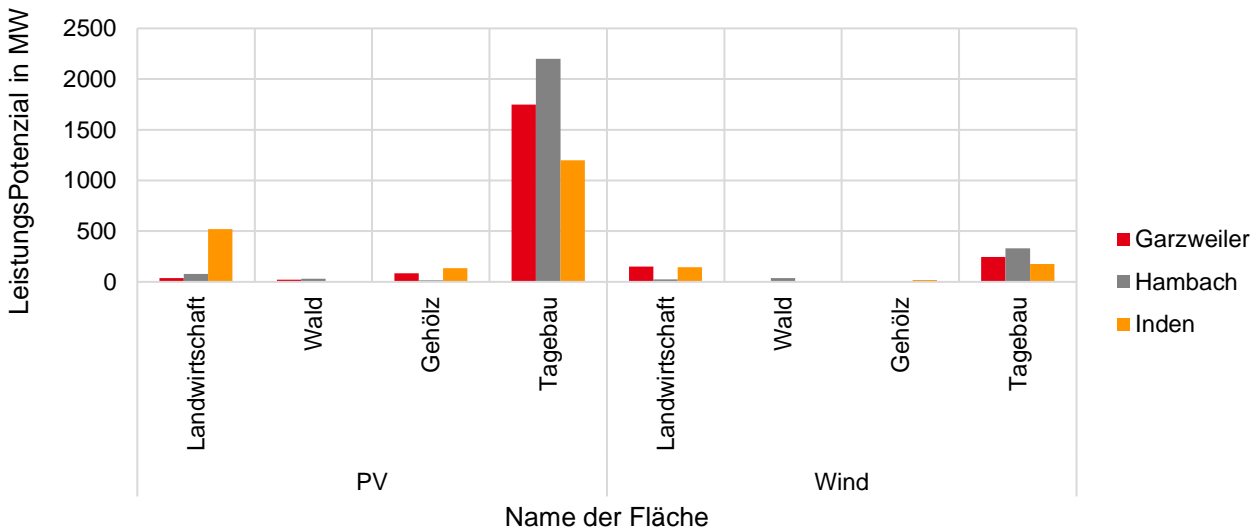


Abbildung 21: Potenziale für kombinierte Wind- & Photovoltaik-Leistungen je Tagebau und Flächentyp nach [1]

2.4.6.3 Zwischenfazit

Besonders die aktiven Tagebauflächen weisen die größten Potenziale für den Aufbau von EE-Anlagen auf. Bei einer vollständigen Nutzung der Tagebauflächen könnten über 5 GW EE-Stromerzeugung installiert werden. Dies wäre immer noch eine geringere Leistung als die aktuell 9 GW aus Braunkohle. Unter Berücksichtigung der Volllaststunden ist die erzeugte elektrische Energie zudem noch deutlich geringer. Nähere Betrachtungen folgen dazu mithilfe des Modellierungswerkzeugs. Zudem wurden die Potenziale für EE-Anlagen im Umland abgeschätzt und es zeigt sich, dass diese Potenziale ebenso aktiviert werden müssen. Die Wärme-gewinnung und -bedarfsdeckung des Bedarfes im Umland mittels Geothermie wurde in keiner der betrachteten Studien näher analysiert.

Bezogen auf das Hauptziel der Untersuchung des Aspekts „Geographische Auswirkungen“ wie der Verfügbarkeit von Geothermie o. ä., wurde in den Studien keine Analyse durchgeführt. Da das LANUV dazu jedoch Daten vorliegen hat, werden diese im Modellierungswerkzeug implementiert.

2.4.7 Auswirkung von Megatrends

Sogenannte Megatrends können Entwicklung überregional stark beeinflussen und müssen bei Zukunftsprognosen mitbetrachtet werden. Es wird untersucht, inwiefern die Studien Megatrends wie die Digitalisierung, den politischen Druck beim Klimaschutz, Globalisierung etc. berücksichtigen und bewerten.

2.4.7.1 Deutschland

Bei den deutschlandweiten Studien wird der Megatrend der Reduzierung von Treibhausgasen und die damit verbundene Installation von Erneuerbaren Energien berücksichtigt. Qualitativ wurde in einigen Studien die Digitalisierung als Treiber am Rande betrachtet.

2.4.7.2 Rheinisches Revier

Bei den regionaleren Untersuchungen wurden außer dem Kohleausstieg aufgrund des Megatrends Klimaschutz keine weiteren Megatrends nennenswert untersucht.

2.4.7.3 Zwischenfazit

Die Untersuchung von Megatrends gestaltet sich schwierig, da diese stark von disruptiven Entwicklungen abhängig sind. Wenn sich beispielsweise autonome Fahrzeuge etablieren, ändert dies die komplette Mobilitätsbranche in wenigen Jahren. Die Kombination aus mehreren solchen unsicheren, aber disruptiven Entwicklungen kann nicht durch die hier betrachteten Studien abgedeckt werden.

2.4.8 Rechtliche und regulatorische Annahmen (Subventionen, Förderung, Netzentgelte etc.)

Die politischen Rahmenbedingungen ermöglichen, unterstützen oder verhindern gewisse Entwicklungen. Hier soll untersucht werden, ob die Studien Subventionen, Förderungen, Gesetzesänderungen und weitere politische bzw. regulatorische Rahmenbedingungen und deren Entwicklung beachtet bzw. bewertet haben und welchen Einfluss diese auf die Ergebnisse haben.

2.4.8.1 Deutschland

In den deutschlandweiten Studien wurden verschiedene Maßnahmen und Regulierungen angewendet und vorgeschlagen; einige werden exemplarisch in Tabelle 9 aufgelistet.

Tabelle 9: Maßnahmen und Empfehlungen in den deutschlandweiten Studien [7], [10], [11]

Kategorie	Maßnahme und Empfehlung	Studie	Relevanz
Freier Wettbewerb und Endverbrauchs-sektoren	Freier Wettbewerb zwischen Treibhausgasvermeidungsoptionen	[7]	Grün
	Harmonisierung von Klimaschutzinstrumente	[7]	Grün
	Wettbewerbsfähigkeit, Energiekosten und Verteilungseffekte	[7]	Gelb
	Koordination von Stromerzeugung und Netz	[7], [11]	Grün
	Weitere Forschung	[7]	Grün
	Netzausbau	[7]	Grün
	Instrumente zum Schutz vor Carbon-Leakage	[11]	Grün
Netzausbau	HGÜ und querregelnde Transformatoren, um Netzausbaubedarf zu reduzieren		Gelb
	Einbeziehung von Netzflexibilität in den Netzentwicklungsplan	[7]	Grün
	Abschätzung Komfortgrenze von Netznutzern und Netzausbaubedarf	[7]	Gelb
	System zur Reduktion von Gleichzeitigkeitsfaktoren für bessere Planungssicherheit	[7]	Grün
	Regulatorische Voraussetzung zur Netzflexibilität	[7]	Grün
	Weiterentwicklung des Reservemechanismus für die Systemsicherheit	[11]	Gelb
Ordnungsrechtliche Vorschriften	Mindeststandards für Geräte	[10]	Rot
	Bessere Gebäudestandards (EnEV)	[10]	Rot
Subventionen und Zuschüsse	Höhere finanzielle Förderung von Energieaudits	[10]	Grün
Politische Steuerungsmechanismen	CO ₂ -Preis für nicht Emissionshandelssektoren	[10]	Grün
Verkehr	Erhöhung von Mineralölsteuersätzen	[10]	Gelb
	Einführung einer City-Maut in ausgewählten Großstädten	[10]	Gelb
	CO ₂ -Bepreisung von fossilen Kraftstoffen	[10]	Grün
	Biokraftstoffquote	[10]	Gelb
Haushaltssektor und Gebäude	Mindesteffizienzstandards für Geräte	[10]	Gelb
	Verbindliche Energieverbrauchskennzeichnungen	[10]	Gelb
	Anreiz zur Erhöhung von Sanierungsquoten und weitere Informationsangebote	[11]	Grün
	Energieeffizienzstrategien kontrollieren und monitoren durch Prüfen von Zielerreichung, Wirksamkeit und Kosten-Nutzenverhältnissen in einem stetigen Prozess	[11]	Grün
Sektorenkopplung	Instrumente zur Markteinführung von Power-to-Gas und Power-to-Liquid	[11]	Grün
Innovation	Instrumente für Sicherstellung von Technologieentwicklung und Markteinführung	[11]	Grün

In der Tabelle wird die Relevanz der verschiedenen Instrumente in einer Skala von Grün bis Rot bewertet. Hierbei steht Grün für sehr relevant und sollte kurz- bis mittelfristig umgesetzt werden. Gelb hingegen besitzt eine geringere Relevanz, kann allerdings der Dekarbonisierung auch helfen und sollte im Blickfeld bleiben. Rot hingegen wird eher negativ gesehen und sollte wenn als letztes umgesetzt werden.

2.4.8.2 Rheinisches Revier

In Tabelle 10 sind alle rechtlichen bzw. regulatorischen Instrumente, deren Wirken, der mögliche Handlungsbedarf und die Relevanz für das RR dargestellt. Die Übersicht zeigt, dass es vielfältige Maßnahmen zur politischen Einflussnahme gibt und diese im Rahmen des Strukturwandels im RR genutzt werden müssen, um die negativen Auswirkungen zu begrenzen.

Tabelle 10: Tabellarische Zusammenfassung der in den Studien untersuchten rechtlichen bzw. regulatorischen Instrumente, deren Wirken, möglicher Handlungsbedarf und Relevanz für das RR

Rechtliche/regulatorische Instrumente	Wirken (aktuell, Vergangenheit) Handlungsbedarf (Zukunft)	Quelle	Relevanz
Landesplanungsgesetz	Umfangreiche Sondervorschriften, die die Grundlagen der Braunkohlenplanung festlegen	[2]	
	-		
Landesentwicklungsplan	Zentrales Instrument auf Ebene des Landes	[2]	
	-		
Subventionen für den Erhalt der Kohlewirtschaft	„Weisen einen begrenzten nutzen auf“	[8]	
	Wandel voranbringen, statt zu bremsen		
Regionalpolitische Instrumente	-	[4]	
	Entwicklung von zukunftsfähigen Wirtschaftszweigen in den Regionen		
Arbeitsmarkt- und sozialpolitische Instrumente	Kompensieren zumindest teilweise negative Auswirkungen auf Beschäftigung und Einkommen der aus der Braunkohlebranche Entlassenen	[4]	
	Umschulungen oder Weiterbildungen fördern		
Instrumente zur räumlichen Steuerung der Anlagen (z. B. Sonderausschreibungen, planerische Maßnahmen)	-	[1]	
	Akteure aus Bund, Ländern und Kommunen müssen zusammenwirken und Optionen prüfen		
Ökonomische Teilhabe vor Ort durch geeignete Maßnahmen sicherstellen (z. B. Einnahmen aus Abgaben oder Gebühren, Investitionsbeteiligung etc.).	-	[1]	
	Wertschöpfung und Beschäftigung in der Region halten und damit die Akzeptanz steigern.		
Planungsrechtliche Nutzung von Flächen	-	[2]	
	Planungsrechtliche Sicherstellung der Verfügbarkeit der geeigneten Flächen für EE		
Entgelt-, Abgaben- und Umlagesysteme	Finanzierung von staatlich vorgegebener/induzierte Infrastruktur und Maßnahmen	[8]	
	Reformen sind notwendig. Es müssen Berechnungsmechanismen entwickelt werden, die den jeweiligen Beitrag eines Stromverbrauchers zur Netzbelastung adäquater reflektieren. Eine weitere Voraussetzung könnte die Implementierung entsprechender regionaler Marktplätze auf Verteilnetzebene sein. Auch die Schaffung von zunehmenden Anreizen zur Erforschung und Erprobung von Speichersystemen sollte geprüft werden.		
Kostenreflektierende Preissignale	-		
	Wertschöpfungsmaximierende Nutzung des Überschussstroms ermöglichen		
Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung	-	[12]	
	Fortführung der Förderung		
CO₂-Bepreisung	-	[1]	
	Konsequente Umsetzung über alle Sektoren		

2.4.8.3 Zwischenfazit

Die Grundlage, um die Energiewende sinnvoll umsetzbar zu machen, ist ein zweckmäßiger regulatorischer und rechtlicher Rahmen. Es ist eine Vielzahl von Anpassungen notwendig, wobei jedoch kein allgemeiner Konsens besteht, wie diese aussehen müssen, da dies von den jeweiligen Interessen beeinflusst wird. Das RR sollte sich an diesem Diskurs beteiligen.

Kernerkenntnis 8: Die Vielzahl an rechtlichen und regulatorischen Instrumenten, um die Energiewende zu gestalten, ermöglicht einen großen Handlungsspielraum. Hier wird es insbesondere wichtig sein, die Akzeptanz mit zu bedenken und die politische Einflussnahme so zu gestalten, dass die Menschen mitgenommen und nicht abgehängt werden.

2.5 Implikationen für das zukünftige Energiesystem im RR

Die Metaanalyse hat gezeigt, dass substanzielle inhaltliche Schwierigkeiten für eine quantitative Ableitung konsensueller Handlungsempfehlungen aus den untersuchten Studien auf das RR bestehen. Die zwei Hauptgründe dafür lauten:

- Die Entwicklung rund um die Energiewende ist hoch dynamisch. Ein plakatives Beispiel dafür ist, dass die Studien den tatsächlichen Ausstiegspfad der Kohle noch nicht berücksichtigen konnten. Aber auch andere, für die nationale und regionale Energiewende bestimmende Entscheidungen und/oder Dokumente, wie z. B. die nationale Wasserstoffstrategie oder ihr Pendant auf Landesebene sind erst nach Vorlage der Studien erschienen. Diverse bestimmende Aspekte konnten also nicht berücksichtigt werden.
- Der Fokus der Studien ist nur teilweise auf das RR zugeschnitten (vgl. auch Tabelle 1). Auch in diesen Studien werden diverse Aspekte, da sie keinen regionalen Charakter haben, nur national oder international diskutiert. Eine direkte und quantitative Ableitung auf das RR findet in der Regel nicht statt.

Ausgehend von diesem Befund, werden im Folgenden die gefundenen quantitativen und qualitativen Aussagen aufbereitet. **Erster Aufbereitungsschritt** ist dabei eine Matrix, die die Aspekte nach Wichtigkeit und Dringlichkeit differenziert. Die Einordnung ist aus den genannten Gründen teilweise subjektiv und stützt sich dabei auf die energiewirtschaftliche Erfahrung und Expertise der Gutachter. Die Matrix dient folglich auch als Anknüpfungspunkt für Fachdiskussionen.

Als **zweiter Aufbereitungsschritt** wird eine Liste der Punkte abgeleitet, die

- i) mit großer Sicherheit angegangen und/oder unternommen werden sollten, da Studienlage und Expertise nahelegen, dass sie einen wesentlichen Beitrag zum gelungenen Strukturwandel im RR leisten können („Must-have“), und
- ii) aus heutiger Sicht eher verworfen, verschoben oder zumindest noch eingehender untersucht werden sollten, bevor sie in das Portfolio der umzusetzenden Maßnahmen eingegliedert werden („No-Go“).

Diese Liste ist als ein „lebendes Dokument“ gedacht, denn ihre Elemente und deren Zuordnung müssen dem energiewirtschaftlichen Geschehen und anderem Erkenntnisgewinn sowie auch der angesprochenen Fachdiskussion stets nachgeführt werden.

2.5.1 Technologien und Maßnahmen Aufwands-/Nutzen-Matrix

Der Strukturwandel im RR verfolgt die Ziele, die Wertschöpfung zu sichern, die Energieversorgung klimaneutral zu gewährleisten und eine lebenswerte Zukunft zu ermöglichen. In diesem Abschnitt wird die Aufwands-/Nutzen-Matrix vorgestellt, welche in zwei Dimensionen analysiert, welche Technologien bzw. Maßnahmen für das RR eine entscheidende Rolle spielen können. Auf der Abszisse (X-Achse) ist der Aufwand der Technologie bzw. Maßnahme aufgeführt. Dieser Begriff beinhaltet die Kosten sowie die Zeitintensität. Beispielsweise ist die Erforschung der Kernfusion eine noch sehr kosten- und zeitintensive Technologie. Auf der Ordinate (Y-Achse) ist die Wirksamkeit, Nützlichkeit bzw. Bedeutsamkeit aufgetragen. Beispielsweise ist Windenergie eine sehr wirksame Möglichkeit, CO₂-neutral Strom zu erzeugen. Es bilden sich so vier Quadranten bzw. Felder in

der nachfolgenden Abbildung, welche zur Veranschaulichung mit verschiedenen Zuständen von Früchten verglichen werden können:

- „Low Hanging Fruits“ (die kostengünstigen, wirksamen Technologien/Maßnahmen),
- „High Hanging Fruits“ (die aufwändigen und wirksamen Technologien/Maßnahmen),
- „unreife Früchte“ (die aufwändigen und unwirksamen Technologien/Maßnahmen) und
- „verdorbene Früchte“ (kostengünstige, aber nicht mehr attraktive bzw. wirksame Technologien/Maßnahmen).

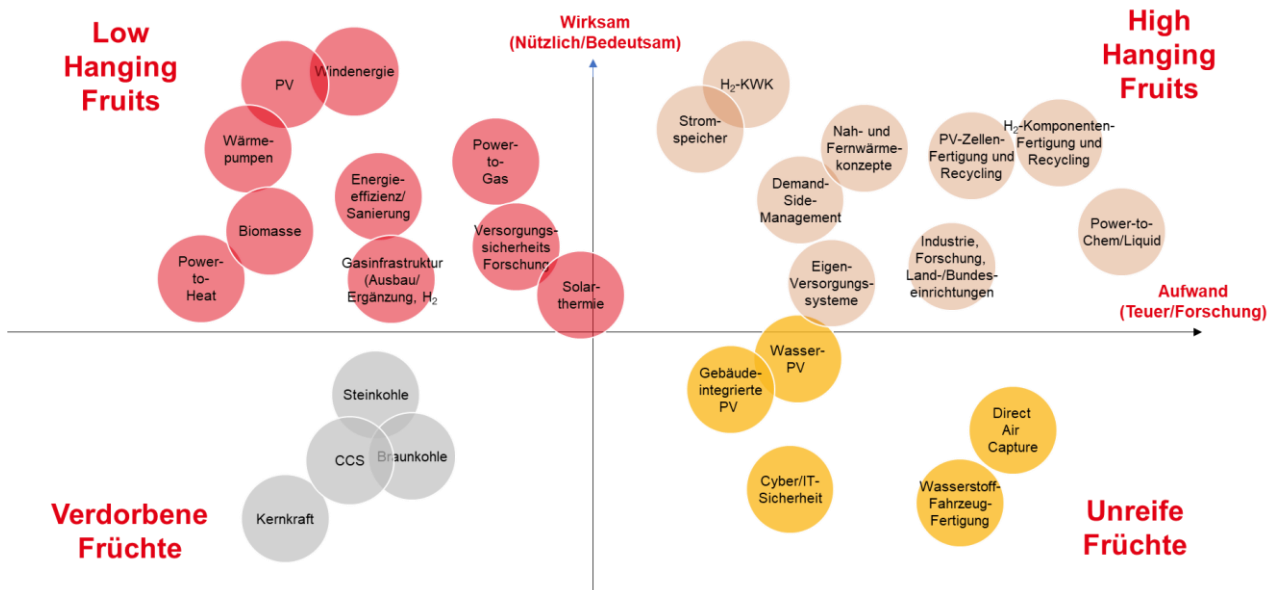


Abbildung 22: Technologien und Maßnahmen Aufwands-/Nutzen-Matrix

In den folgenden Abschnitten werden die aufgeführten Technologien/Maßnahmen der jeweiligen Quadranten aufgeführt und ihre Einordnung begründet. Diese Einordnung basiert einerseits auf den untersuchten Studien und andererseits auf der Erfahrung und Kompetenz der bearbeitenden Autoren. Es besteht dabei kein Anspruch auf Vollständigkeit – außerdem ist von einer Dynamik der Zuordnung auszugehen.

2.5.1.1 Low Hanging Fruits

Die Low Hanging Fruits, also "niedrig hängende Früchte" sind Aufgaben oder Maßnahmen, bei welchen mit geringem Aufwand ein hoher Erfolg erzielt werden kann. Im Folgenden werden die Technologien und Maßnahmen vorgestellt, welche auf Basis der vorangegangenen Betrachtungen als nützlichste, mögliche und wirtschaftlichste Maßnahmen zur Weiterentwicklung des Energiesystems im RR betrachtet werden.

Photovoltaik (Dach- und Freiflächenanlagen)

Photovoltaik wird und ist ein wesentlicher Bestandteil der erneuerbaren Stromerzeugung. Im RR wird es notwendig sein, über die nächsten Jahrzehnte einen Vollausbau der PV anzustreben, sowohl im Tagebau als auch auf geeigneten anderen Flächen. PV zeichnet sich durch seine etablierte, mittlerweile relativ kostengünstige Technologie aus. Hauptnachteil sind die geringen Volllaststunden und die typische Erzeugungskennlinie in Form einer Glocke, welche eine Speicherung und/oder Wandlung für einen Beitrag im Winter notwendig machen.

Windenergie (onshore)

Windenergie bietet aufgrund der höheren Energiedichte des Windes im Vergleich zur Solarstrahlung die Möglichkeit, auf einer relativ kleinen Fläche eine hohe erneuerbare Stromerzeugung zu realisieren. Im Vergleich zur Photovoltaik weist sie zudem deutlich höhere Volllaststunden auf und ergänzt die glockenförmige Einspeisekurve der PV, da der Wind nicht nur tags und eher im Winterhalbjahr stark weht. Die Technologie ist ausgereift und am Markt verfügbar.

Wärmepumpen (elektrisch)

Wärmepumpen werden in allen Klimaschutzszenarien als Schlüsseltechnologie für eine energieeffiziente Wärmeversorgung berücksichtigt. In Kombination mit Sanierungen ist in sehr vielen Gebäuden eine Nutzung dieser Technologie möglich und muss daher weiter gefördert werden. Im RR sollte bei der Entwicklung der Region die Nutzung dieser Technologie präferiert werden.

Power-to-Gas (Aufbau von Elektrolyseuren)

Power-to-Gas ist auf dem Weg, eine Schlüsseltechnologie für die klimaneutrale Versorgungssicherheit zu werden. Die Möglichkeit mithilfe erneuerbarer elektrischer Energie Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff aufzuspalten wird wesentlich zur Dekarbonisierung des Energiesystems beitragen. Die Speichermöglichkeit von Gasen ist, trotz aller Herausforderungen der Wasserstoffspeicher, tendenziell einfacher und wirtschaftlicher als in elektrochemischen Speichern. Die Anwendung des Wasserstoffs kann die Nutzung in Verkehr und Industrie sein, jedoch sind auch die Nutzung für Gebäudewärme und die Rückverstromung denkbar. Eine der Kernfragen bei der Elektrolyse ist, welche Energie dafür genutzt werden soll. Um die höchste Effizienz zu erreichen, ist es am Sinnvollsten, elektrische Energie direkt zu nutzen, anstatt diese erst umzuwandeln. Jedoch führt dies zu der Problematik, dass PtG-Anlagen damit aktuell nur auf sehr geringe Volllaststunden kommen würden. Daher wird der kombinierte Betrieb aus dauerhafter Elektrolyse ggf. mit Graustrom und einem netzdienlichen Betrieb in Starkeinspeise- bzw. Starklastsituationen einer der wesentlichen Aspekte in der Transformation im Energiesystem sein. Durch die bereits erwähnten Wasserstoffpläne von Land und Bund sind gewisse Elektrolyseurleistungen fest eingeplant. Anhand dieser Zahlen wird im weiteren Verlauf dieser Studie geprüft, inwiefern das RR als ein Standort für einen Teil dieser Leistung infrage kommt.

Biomasse

Die Nutzung von Biomasse oder auch Biogas sind etablierte Verfahren, um forst- oder landwirtschaftliche Produkte für den energetischen Einsatz zu erschließen. Da es sich hierbei um einen geschlossenen Kreislauf handelt, gilt diese Technologie als treibhausgasneutral. Hauptvorteil ist hierbei die konstante bzw. steuerbare Stromerzeugung. Im RR wäre es bspw. möglich, eine hybride Nutzung der Tagebauflächen zu realisieren, bei der neben Wind- und Photovoltaikenergie auch noch Biomasseprodukte angebaut werden.

Power-to-Heat (sonstige außer Wärmepumpen)

Für die Umwandlung von Strom zu Wärme kommen insbesondere Wärmepumpen infrage, welche zusätzlich zur elektrischen Energie noch Umweltwärme zur Wärmebereitstellung nutzen. Doch nicht in jedem Anwendungsfall können Wärmepumpen genutzt werden. Daher kann es Sinn machen, eine Direkterzeugung der Wärme aus Strom in Betracht zu ziehen („Tauchsieder-Konzept“). Dies ist eine sehr investitionsarme Möglichkeit, wie elektrische Energie, welche nicht genutzt wird, abtransportiert oder gespeichert werden kann. Es gibt auch die Möglichkeit, mit nachgelagerten Wärmespeichern so eine vergleichmäßigte Wärmeerzeugung zu generieren.

Solarthermie

Die Solarthermie spielt in Deutschland hauptsächlich als kostengünstige Unterstützung der Brauchwassererwärmung eine Rolle. Hochtemperatursolarthermie wie sie am Solarturmkraftwerk in Jülich erforscht werden,

sind in Deutschland nicht sinnvoll einsetzbar. Tendenziell werden in Haushalten mittlerweile eher Wärmepumpen und Photovoltaikkombinationen genutzt und auf die Solarthermie verzichtet.

Energieeffizienz/Sanierung

Neben dem Ausbau von Erneuerbaren Energien spielt insbesondere die Energieeinsparung bzw. -effizienz eine sehr wichtige Rolle, um die Klimaziele erreichen zu können. Insbesondere durch die Sanierung, Modernisierung und Dämmung von Gebäuden können erhebliche Energieeinsparungen erzielt werden. Die Umsetzung erfolgte in der Vergangenheit eher langsam, da diese Maßnahmen oft nicht kurzfristig wirtschaftlich sind, sondern sich ggf. erst nach zwei bis drei Jahrzehnten über die eingesparten Energiekosten amortisieren. Daher sind weiterhin Förderprogramme notwendig, um diese Maßnahmen realisierbar zu machen. Um das RR zu einer Energieregion der Zukunft zu wandeln, sind hier umfangreiche Modernisierungen notwendig, um die Grundlage eines treibhausgasneutralen Gebäudebestands zu schaffen. Da es vielfältige Möglichkeiten zur Energieeinsparung gibt und die Komplexität gering ist, erfolgt die Einordnung zu den Low Hanging Fruits.

Versorgungssicherheits-Forschung

Deutschland hat eine der höchsten Stromverfügbarkeiten der Welt. Auch die Braunkohlekraftwerke im RR leisten einen hohen Beitrag dazu. Der steigende Anteil an Erneuerbaren Energien ist eine enorme Herausforderung für die Systemstabilität. Da ein langanhaltender Stromausfall von mehreren Tagen erhebliche Folgen für die Wirtschaft, die Gesellschaft und die gesamte Grundversorgung hätte, sollte dieses Thema beim Strukturwandel einen hohen Stellenwert haben. Im RR oder angekoppelt an eine der Hochschulen bzw. Forschungszentren der Region könnte ein Versorgungssicherheits-Institut gegründet werden. Dort könnten Forscher umfangreiche Analysen zur Systemstabilität durchführen sowie Machbarkeits- und Wirtschaftlichkeitsstudien erstellen, in denen Maßnahmen für eine sichere Versorgung der Zukunft untersucht werden.

2.5.1.2 High Hanging Fruits

Die hochhängenden Früchte bzw. „High Hanging Fruits“ sind die Technologien und Maßnahmen, welche tendenziell erst nach den Low Hanging Fruits realisiert werden sollten. Auch finden sich in dieser Kategorie solche, die einer langen Vorlaufzeit bedürfen. Viele der hier aufgeführten Technologien haben einen noch nicht so hohen technologischen Reifegrad, sind weniger wirtschaftlich oder werden derzeit noch nicht benötigt. Wichtig ist hierbei, dass mit großer Weitsicht schon jetzt die Weichen gestellt werden müssen, um die besten High Hanging Fruits später zu „ernten“. Es müssen also teilweise schon jetzt Forschungs- und/oder Planungsprozesse gestartet werden, damit nach den Low Hanging Fruits ein nahtloser Übergang stattfinden kann und die High Hanging Fruits nach und nach zu Low Hanging Fruits reifen.¹

KWK (Wasserstoff)

Die Kraft-Wärme-Kopplung ist durch die gleichzeitige, gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme eine der effizientesten Energiebereitstellungstechnologien. Außerdem kann sie einen Beitrag zur Systemstabilität leisten, da sie i. d. R. hohe Benutzungsdauern aufweist. Bei einer gleichzeitigen Nutzung der Wärme ist diese Möglichkeit sehr attraktiv. GuD-Kraftwerke auf Erdgasbasis sind etabliert. An äquivalenten Turbinen auf Wasserstoffbasis wird aktuell geforscht. Daher könnte besonders für die später abzuschaltenden Kohlekraftwerke eine Möglichkeit darin bestehen, diese durch eines der ersten großskaligen Wasserstoff-GuD-Kraftwerke zu ersetzen. Auch Brennstoffzellen bieten die Möglichkeit der gekoppelten Wärmenutzung.

¹ Das Bild hinkt ein wenig – man stelle sich vor, wie die reifenden Früchte schwerer werden und die Äste herabbiegen ...

Power-to-Chem/Liquid

Neben der Nutzung von Wasserstoff wird die Nutzung von synthetischen Kraftstoffen derzeit viel diskutiert. In mehreren Studien wird davon ausgegangen, dass ein gewisser Anteil des Energiebedarfs durch solche Produkte gedeckt wird. Besonders für den Schwerlastverkehr, die Schifffahrt und die Luftfahrt könnte diese Technologie einen nachhaltigen Betrieb ermöglichen. Auch in der Wasserstoff-Roadmap NRW [14] werden der Bedarf und die Erzeugung dieser Produkte aufgeführt. Da bisher wenig konkrete Investitionskosten über den Bau der Erzeugungsanlagen vorliegen und keine Studie Untersuchungen dazu durchgeführt hat, kann an dieser Stelle keine konkrete Empfehlung abgegeben werden. Im Verlauf der Studie werden (zumindest energetisch) Betrachtungen dazu durchgeführt.

Ausbau und/oder Umwidmung der Gasinfrastruktur, insbesondere Wasserstoffinfrastruktur

Mit der Veröffentlichung der Nationalen Wasserstoffstrategie [15] und der Wasserstoff-Roadmap NRW [14] wurde deutlich gemacht, dass sowohl die Bundesrepublik als auch Nordrhein-Westfalen große Anstrengungen unternehmen werden, um Wasserstoff zu einem zentralen Energieträger im Energiesystem der Zukunft zu machen. Dazu ist langfristig eine Wasserstoffinfrastruktur unabdingbar. Da teilweise L-Gas-Leitungen zu Wasserstoffleitungen mit begrenztem Aufwand umfunktioniert werden können, hat Nordrhein-Westfalen die besten Voraussetzungen für eine gut vernetzte Wasserstoffwirtschaft. Auch das RR kann hier eine entscheidende Rolle spielen und es sollte im Detail geprüft werden, inwiefern eine mögliche Wasserstoffproduktion im RR an das Rheinland bzw. die Wasserstoffindustrie angekoppelt werden kann. Aufgrund der tendenziell langen Planungs- und Bauphasen hier die Einordnung High Hanging Fruits.

H₂-Komponentenfertigung

Neben dem Betrieb von PtG-Anlagen ist besonders die Fertigung von den notwendigen Komponenten ein wesentlicher Teil der Wertschöpfungskette. Zum Beispiel wurde im Oktober 2020 bekannt, dass die Firma Enapter ab 2022 AEM-Elektrolyseure in NRW bauen wird. Das zeigt, dass NRW grundsätzlich ein interessanter Standort für solche Fertigungen sein kann. Da in den untersuchten Studien keine Betrachtungen bezogen auf die Fertigungsindustrie durchgeführt wurden, kann an dieser Stelle keine Empfehlung bzgl. einer solchen oder ähnlichen Fertigungsstruktur im RR gegeben werden.

PV-Zellen-Fertigung und Recycling

Nach dem Boom der deutschen Photovoltaikindustrie hat sich die Herstellung zu großen Teilen nach Asien verlagert. Mittlerweile werden aber vermehrt Untersuchungen [16] publiziert, welche die Wettbewerbsvorteile Asiens schwinden sehen und eine europäische PV-Zellen-Fertigung wieder als wettbewerbsfähig ansehen, wenn sie einen gewissen Größenmaßstab überschreitet. Auch das Recycling von PV-Modulen wird in den nächsten Jahren an Bedeutung gewinnen. Alte Module verlieren an Leistung und könnten durch moderne effizientere Module ersetzt werden. Der Großteil der Ressourcen kann in Recyclingprozessen wieder nutzbar gemacht werden. Vorstellbar ist, dass eine Ansiedlung der Fertigung und/oder Recycling von PV im RR sinnvoll sein kann. Dies müsste eingehend geprüft werden.

Stromspeicher, Batteriespeicher

Die effizienteste Möglichkeit, kurzfristig elektrische Energie zu speichern, sind elektrochemische Speicher. Batteriespeicher weisen stark fallende Kosten auf und die Li-Ionen Technologie hat viele Nachteile älterer Stromspeichergenerationen ausgeräumt. Sowohl als Hausspeicher in Kombination mit PV-Anlagen sowie in Elektroautos spielen diese in der Energiewirtschaft bereits eine wichtige und noch stark steigende Rolle. Auch Großanwendungen sind mittlerweile eher die Regel als die Ausnahme. Besonders interessant sind Batteriespeicher, um die Volatilität von Sonne und Wind auszugleichen. Auch zur Regelleistungserbringung spielen sie mittlerweile eine wichtige Rolle. Im RR könnte eine großskalige Anwendung in Kombination mit erneuerbarer Erzeugung auf den Tagebauflächen einen wichtigen Beitrag zur kurzfristigen Systemstabilität bilden. Da die Wirtschaftlichkeit der Speicher stark von regulatorischen Rahmenbedingungen abhängt und eine Analyse

der Volatilität der Last und Erzeugung im RR erst noch durchgeführt werden muss, kann an dieser Stelle keine eindeutige Empfehlung ausgesprochen werden.

Demand Side Management

Neben der Nutzung von Sektorenkopplung als flexible Last wird dem Demand Side Management eine wichtige Rolle bei der Integration von Erneuerbaren Energien zukommen. Im Gegensatz zum konventionellen System muss die Last sich mittlerweile der Erzeugung anpassen, was sich in Zukunft noch verstärken wird. Daher müssen Flexibilitäten besonders in industriellen Prozessen erschlossen werden. Dies kann einen großen Beitrag zur Systemstabilität und auch bzgl. lokaler Netzengpässe leisten. Da in den betrachteten Studien das Potenzial von Demand Side Management im RR nicht näher betrachtet wurde, kann keine eindeutige Empfehlung gegeben werden.

Nah- und Fernwärmekonzepte

Nah- und Fernwärmekonzepte sind ein Teil von vielen nachhaltigen Wärmeversorgungsprojekten. Der Hauptvorteil besteht hier in der Nutzung von Abwärme, welche sonst oft ungenutzt bleiben würde. Die Nachteile sind hingegen hohe Investitionskosten, der Bedarf an einer gewissen Abnahmedichte, die örtliche Beschränkung und die höheren Verluste im Vergleich zur Gasübertragung. Bisher wurde die Auskopplung von Wärme aus den Braunkohlekraftwerken kaum genutzt. In den betrachteten Studien wurde nicht untersucht, inwiefern solche Konzepte bei der zukünftigen Ausgestaltung des RR eine Rolle spielen können. Besondere Herausforderungen sind dabei i) die Umstellung vorhandener Nah- und Fernwärme auf EE („Dekarbonisierung der Wärme“), ii) ggf. die Ausweitung der Nah- und Fernwärme und ggf. noch iii) die kalte Nahwärme. Eine erste Einschätzung soll im Laufe dieser Studie entstehen, durch die Analyse des Wärmebedarfs der Region.

Eigenversorgungssysteme

Der Ausbau von Erneuerbaren Energien muss für ein klimaneutrales Energiesystem sowohl zentral in Form von großskaligen Anlagen sowie dezentral auf Hausdächern etc. stattfinden. Bei dezentraler Erzeugung und dezentralem Bedarf ergibt sich automatisch ein Eigenverbrauch von elektrischer Energie. Einfamilienhäuser können mittlerweile mit der Kombination aus Photovoltaik, Batteriespeicher, Wärmepumpe und Elektroauto nahezu energieautark werden. Durch neue Systeme (wie bspw. der Firma HPS, [17]) ist es zudem möglich, durch die Ergänzung eines Kleinelektrolyseurs in Kombination mit Wasserstoffspeicher und Brennstoffzelle komplett autark zu werden. Volkswirtschaftlich ist es meist sinnvoller, den Skaleneffekt zu nutzen und so Preise zu senken. Jedoch sind solche Eigenversorgungssysteme immer häufiger vorhanden. Auch im Gewerbe oder in der Industrie sind solche oder ähnliche Varianten besonders im Zuge von Nachhaltigkeitsstrategien im Fokus. Im Zuge dieser Studie wird geprüft, inwiefern das RR von Stromexporteur sowie Gas- und Ölimporteur zum Exporteur eines nachhaltigen Eigenversorgungssystems werden kann.

Ansiedlung von Industrie, Forschung und Land-/Bundeseinrichtungen

Die Ansiedlung von Industrie, Forschung und Land-/Bundeseinrichtungen kann einen wichtigen Beitrag zum Strukturwandel im RR leisten. Es wurde jedoch in keiner der Studien ansatzweise untersucht, welche Industrien bzw. Einrichtungen angesiedelt werden könnten, noch wurde untersucht, wie eine Umsetzung aussehen würde. Daher wäre hier eine Machbarkeitsstudie notwendig.

2.5.1.3 Rotten Fruits – Verdorbene Früchte

In der Kategorie verdorbene Früchte sind die Technologien und Maßnahmen, welche aus klimatechnischen, politischen oder wirtschaftlichen Aspekten heute oder in Zukunft nicht mehr attraktiv sind. Durch den Kernkraft- und den Kohleausstieg sind die entsprechenden Kraftwerkstechnologien in dieser Kategorie.

Steinkohlekraftwerke

Die Steinkohlekraftwerke sind derzeit sehr zuverlässige und dargebotsunabhängige Stromerzeuger. Auf Grund der hohen CO₂-Emissionen, ist durch das Kohleausstiegsgesetz die baldige Beendigung der Nutzung von Steinkohle festgesetzt worden. Aus diesem Grund kommt diese Technologie in Zukunft nicht mehr für die Energieerzeugung in Frage.

Braunkohlekraftwerke

Die Braunkohle stellt in Deutschland einen großen Teil des gesamten Strombedarfs bereit. Analog zur Steinkohle ist jedoch auch für die Braunkohlekraftwerke eine Stilllegung gesetzlich bis spätestens 2038 festgelegt worden. Dies liegt auch hier an den sehr hohen CO₂-Emissionen, die in Zukunft vermieden werden sollen. Aus diesem Grund ist auch diese Kraftwerksart in Zukunft nicht mehr einsetzbar.

Kernkraftwerke

Wegen der drohenden Gefahr eines atomaren Unfalls sowie wegen der Problematik der Endlagerung ist für die Kernenergie ebenfalls ein gesetzlich verpflichtender Ausstieg bis 2022 festgelegt worden. Die Kernenergie ist daher ebenso wie die Stein- und Braunkohle zwar in Zukunft noch nutzbar, jedoch gesetzlich in Deutschland verboten.

CO₂-Abscheidung und -Speicherung (CCS)

Die großtechnische Speicherung von Kohlenstoff ist eine Möglichkeit, um Treibhausgasemissionen zu vermeiden. Aufgrund verschiedener politischer Entwicklungen wird diese Technologie in Deutschland nicht als umsetzbar betrachtet. Aufgrund des Kohleausstiegs hat der Einsatz von CCS nur noch begrenzte Anwendungsbereiche. Daher erfolgt die Einschätzung als „Verdorbene Frucht“. Diese Einschätzung ist allerdings nicht einhellige Meinung – es gibt durchaus Energiewirtschaftsexperten, die auch der CCS eine Zukunft in Deutschland zugestehen.

2.5.1.4 Unripe Fruits – Unreife Früchte

Die unreifen Früchte stellen Optionen dar, die noch in einem frühen Stadium der Entwicklung stehen. Der noch zurückzulegende Weg ist nochmals größer als bei den High Hanging Fruits. Dabei kann sich auch herausstellen, dass diese sich gar nicht in „genießbare Früchte“ entwickeln, sondern zu „ungenießbaren/verdorbenen Früchten“ werden. Meist sind sie zudem mit einem hohen Forschungs- und Entwicklungsbedarf gekoppelt.

Cyber-/IT-Sicherheit

Ein Sonderfall dieser Ansiedlungen könnte durch einen steigenden Bedarf an Cyber-Sicherheit angetrieben sein, denn durch die fortschreitende Digitalisierung gewinnt auch die digitale Sicherheit an Bedeutung. Im sächsischen Freital wird ein zweiter BSI-Standort errichtet, mit dem die Bundesregierung dieser Herausforderung entsprechen will. Ob das RR ein potenzieller Standort für ähnliche Einrichtungen sein kann, ist an dieser Stelle nicht bewertbar.

Gebäudeintegrierte und Wasser-PV

Neben den etablierten Methoden, PV-Zellen auf Freiflächen oder Dächern zu installieren, häufen sich Projekte, in denen Photovoltaik in Gebäudefassaden integriert oder auf Wasserflächen installiert wird. Beide Technologien haben Vor- und Nachteile. Im Vergleich zu Dach- und Freiflächenanlagen sind diese tendenziell teurer, bezogen auf die erzeugte elektrische Energie. Diese Technologien könnten trotzdem einen relevanten Beitrag zur Energieversorgung leisten und sollten im RR als Möglichkeit geprüft werden.

Direct Air Capture

Die Nutzung von Kohlenstoffdioxid könnte theoretisch dem Klimawandel entgegenwirken, wird derzeit aber als sehr kostenintensiv eingeschätzt und scheint damit kurz- bis mittelfristig für das RR nicht relevant zu sein. Die Technologie ist im Gegensatz zu CCS universeller anwendbar, da sie nicht räumlich an den Ort des Ausstoßes von Kohlenstoffdioxid (z. B. das Kraftwerk) gekoppelt ist.

Wasserstoff-Fahrzeug-Fertigung

Die Fertigung von Fahrzeugen ist einer der wichtigsten Wirtschaftszweige in Deutschland. Bei der Fertigung von Elektro- und Wasserstofffahrzeugen kann die deutsche Automobilindustrie ihrem Ruf noch nicht vollends gerecht werden. Die einzigen Wasserstoff-PKW in Serienfertigung stammen derzeit aus Asien. Wasserstoffschwerlastverkehr ist in der Entwicklung. Wasserstoffbusse werden auch noch nicht in Deutschland produziert. Ob das RR in dieser eher fremden Branche ein attraktiver Standort werden kann, scheint derzeit unwahrscheinlich. Möglicherweise könnte es sinnvoll sein, Teil der Zulieferindustrie zu werden. Ob das RR ein potenzieller Standort für ähnliche Einrichtungen sein kann, ist an dieser Stelle nicht bewertbar.

2.5.2 Erfolgsfaktoren

Aufbauend auf der Metastudie und der analysierten Relevanz von Maßnahmen im RR lassen sich zusammengefasst folgenden Erfolgsfaktoren erschließen. Um diese synthetisierte Liste von Maßnahmen weiter zu untermauern, wird im nachfolgenden Kapitel 3 das Modellierungswerkzeug vorgestellt.

Erfolgsfaktoren („Must-haves“)

1. Sanierung und Modernisierung von Gebäuden in der Region
2. Grüner(er) Fernwärmeersatz (KWK-Gas, Solarthermie, Geothermie)
3. Roadmap für die Ansiedlung von Dienstleistungen (Sanierung, PV-Bau, Wind, PtG-Bau)
4. PV- und Windausbau auf den Tagebauflächen sowie in der Region
5. Flexibilisierung von Last (Demand Side Management) fördern/ermöglichen (Dienstleistungen)
6. Errichtung eines Groß-Batteriespeichers, um EE zu speichern und Regelenergie bereitzustellen
7. Großskalige PtG-Pilot-Anlage im Revier
8. Machbarkeitsstudie und Planung eines Wasserstoff-GuD-Kraftwerks
9. Machbarkeitsstudie und Planung großskaliger Brennstoffzellen mit KWK
10. Prüfung der Ansiedlung von Forschungszentren (z. B. bezüglich der Versorgungssicherheit)

Misserfolgsfaktoren („No-Gos“)

1. Politische/regulatorische Hemmnisse
2. Protektionismus von vorhandenen Strukturen
3. Thematische Verzettelung auf zu viele Maßnahmen und Aktionen
4. Fehlende Beteiligung der Bevölkerung
5. Mangelnde Vision für die gemeinsame Aufgabe der Region

2.6 Fazit zur Metastudie

- Der Wandel (die Energiewende) ist ein nationaler Prozess. Das RR ist aber wie unter einem Brennglas davon betroffen.
- Die untersuchte Studienlandschaft ist heterogen und auf Grund des raschen Wandels und der regionalen Besonderheiten des RR nur bedingt aussagekräftig. Dennoch lassen sich die Studien als Ideenspeicher und Experten-Pool für den anstehenden Umbau nutzen.
- Der Wegfall an Stromerzeugung aus Kohle wird energetisch bei Weitem nicht zu kompensieren sein.
- Der Ausbau der EE wird einen Beitrag zum Wandel leisten – nicht nur in den Tagebauflächen, sondern im ganzen RR, in ganz NRW und ganz Deutschland.
- Wärme ist ein zentraler und immer noch unterschätzter Faktor in der Energiewende. Nicht nur aus energetischer Sicht ist sie zentral für ein dekarbonisiertes System. Auch die Effekte für den Arbeitsmarkt können im positiven Sinne erheblich sein, wenn die Gebäudesanierung forciert wird.
- Der bevorstehende Wandel umfasst aber nicht nur das Energiesystem. Weite Teile des gesellschaftlichen und sozialen Systems sind ebenfalls betroffen. Ein energetischer Ausgleich wegfallender Stromerzeugung ist daher nicht nur utopisch, er wäre auch nicht hinreichend zur Problemlösung.
- Der weniger augenfällige, aber größere Treiber des Wandels im RR ist die Demographie. Insbesondere bezüglich des Arbeitsmarktes und der Bevölkerung in den Städten und Orten des RR ist dieser Aspekt von großer Bedeutung. Er überlagert die Effekte des Kohleausstiegs.
- Es gibt eine Vielzahl von Handlungsoptionen und Technologien, die den Umbau verträglich gestalten helfen. Eine Priorisierung wurde in den vorstehenden Kapiteln angesetzt – diese ist jedoch Gegenstand laufender Diskussionen und muss zudem den dynamischen Randbedingungen nachgeführt werden. Diese Priorisierung ist daher vor allem als Ausgangspunkt für Diskussionen wertvoll und hilfreich.
- Bestehende Hemmnisse sind bekannt und müssen angegangen werden. Ein besonderes „No-Go“ wäre es, ohne Vision und ohne Akzeptanz der Betroffenen diesen Wandel gestalten zu wollen. Es gilt, großes Augenmerk auf die Bedürfnisse der Betroffenen zu lenken, um das Gelingen zu gewährleisten.

3 MODELLIERUNGSWERKZEUG

Das Modellierungswerkzeug erfüllt für den Umgang mit der Umgestaltung des RR verschiedene Zwecke. Zum einen macht es die Vielfalt vorhandener und noch kommender/zu erhebender Daten zugänglicher. Gerade die regional aufgelösten Daten, die sich zudem im Zeitverlauf ändern, sind ohne ein adäquates Werkzeug kaum sicht- und deutbar. Zum anderen dient es der Darstellung und Kommunikation verschiedener Überlegungen für den Kreis der Interessierten. Die Darstellung komplexer Zusammenhänge auf der Karte macht einen intellektuellen Zugang erheblich leichter und senkt daher die Schwelle, sich inhaltlich mit den zu Grunde liegenden Fragen beschäftigen zu können.

Um diese Aufgaben erfüllen zu können, muss eine Abwägung zwischen „Hubschrauberperspektive“ und „Detailberechnung“ gefunden werden, die den Ansprüchen gerecht wird. Eine zu hohe Flugebene, beispielsweise nur landes- oder regionsbezogene Datendarstellungen, würde das Potenzial der Kartendarstellung und den Erkenntnisgewinn aus der regionalen Differenzierung vergeben. Eine Detailbetrachtung technischer Zusammenhänge hingegen, wie z. B. eine integrierte Lastflussberechnung, würde nicht nur den Rahmen des hier Machbaren sprengen, sondern auch das Ziel der Kommunikation wegen der Datenüberflutung erschweren. Es gilt daher, den goldenen Mittelweg zu beschreiten.

3.1 Methodik

Das Modellierungswerkzeug besteht aus einem GIS- und Excel-basierten Tool (Landkarte, Basisdaten und Energiebilanz). So wird es auch nach dem Projekt möglich sein, Werte in Excel zu ergänzen oder zu ändern und diese anschließend wieder im GIS darzustellen.

In den nachfolgenden Abschnitten erfolgt eine Detailbeschreibung der einzelnen Arbeitspakete und ihrer jeweiligen Arbeitsschritte. Eine Übersicht über die Arbeitspakete ist in der folgenden Abbildung dargestellt.

Arbeitspaket	Kurzbeschreibung
<p>AP 1 Erhebung von Basisdaten und Erstellung einer Energiebilanz</p>	<p>In Koordination mit dem Auftraggeber wird eine Datengrundlage für das Modellierungswerkzeug erstellt.</p>
<p>AP 2 Erstellung des Modellierungswerkzeugs und einer interaktiven Landkarte</p>	<p>Die Erstellung des Modellierungswerkzeugs erfolgt, sodass auf Basis des AP 1 die Veränderungen im RR in einer Landkarte dargestellt werden können.</p>

Abbildung 23: Übersicht über die Arbeitspakete

Grundsätzlich besteht die Modellierung aus drei Phasen. Dabei handelt es sich um die Vorbereitung, die Nutzung und die fortlaufende Anpassung (siehe Abbildung 24 und Abbildung 25). Auf Basis der Energiebilanz und der Basisdaten wird das Modellierungswerkzeug aufgebaut. Zudem werden weitere Schnittstellen und Parameter mit dem Auftraggeber abgestimmt. In Phase 2 wurden fehlende Daten zwischen Stützjahren in der Energiebilanz oder in den Basisdaten interpoliert. Die Daten werden anschließend so aufbereitet, dass diese in Geoinformationssystemen genutzt werden können. Dies wird mit dem Auftraggeber sowie dem LANUV abgestimmt, sodass eine Einbindung in den Energieatlas NRW angestrebt wird.

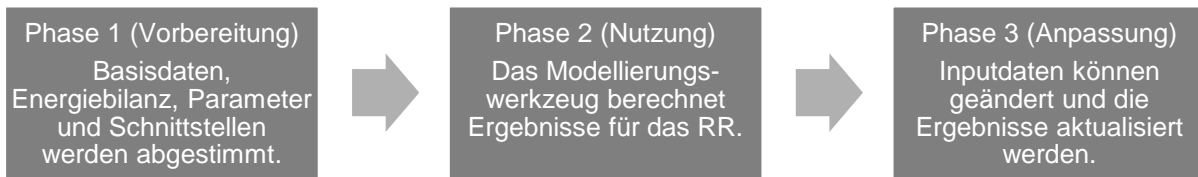


Abbildung 24: Modellierungsphasen

Abbildung 25 zeigt, wie die Bestandteile miteinander verknüpft sind. Das Modellierungswerkzeug verknüpft Basisdaten, Energiebilanz und die Landkarte miteinander. Wie zuvor beschrieben, bestehen zwischen den Basisdaten bzw. der Energiebilanz und dem Modellierungswerkzeug bidirektionale Verbindungen, da ggf. zwischen den Stützjahren Werte interpoliert werden müssen, um für jedes Jahr zwischen 2020 und 2050 einen Wert zu erhalten. Diese Daten werden dann in einer interaktiven Landkarte visualisiert.

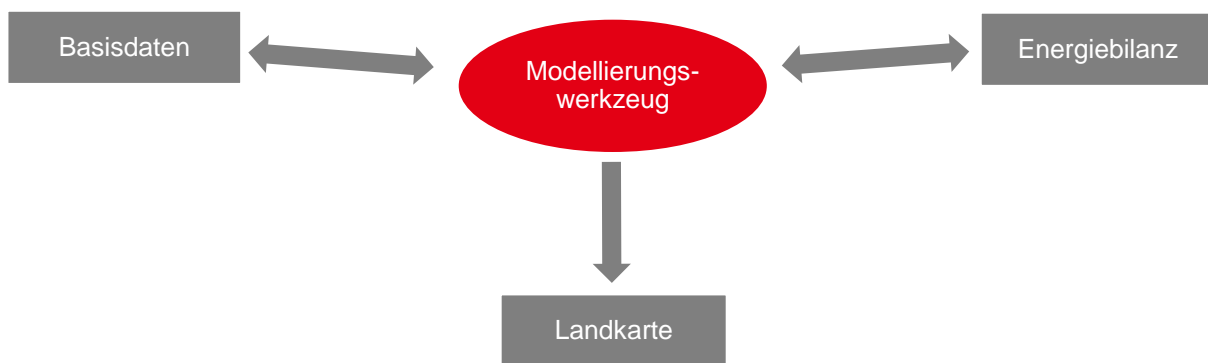


Abbildung 25: Verknüpfung der Basisdaten, der Energiebilanz, der Landkarte und des Modellierungswerkzeugs

Die interaktive Landkarte besteht aus verschiedenen Layern, welche ein- und ausgeblendet werden und die Entwicklung zwischen 2020 und 2050 darstellen können. Neben dem RR werden auch, soweit die Daten vorhanden sind bzw. abgeleitet werden können, die benachbarten Regionen bzw. Städte abgebildet. Bei einer Veränderung der Inputparameter ist es so möglich, auch die Landkarte zu aktualisieren und damit Effekte in den Sektoren Strom, Wärme, Verkehr und Industrie zu visualisieren. Auf der Landkarte werden alle Elemente dargestellt, welche entweder öffentlich zugänglich sind, durch den Auftraggeber zur Verfügung gestellt werden oder durch andere Daten abgeleitet werden können. Dazu können folgende Elemente gehören: Landkreise, Gemeinden, Kraftwerke, Tagebaue, Erneuerbare-Energien-Potenzialkataster, Wärme- und Wasserstoffsensoren, Stromnetze (Spannungsebene), Gasnetze (Druck), Wasserstoffnetze, Straßen, Schienen, Tankstellen, E-Ladepunkte, Industrie-/Gewerbeparks etc. Mithilfe der Landkarte können Fragen hinsichtlich der geeigneten Positionierung für Sektorenkopplungsanlagen, Erneuerbaren-Energien-Anlagen, Wasserstoffinfrastruktur etc. besser beantwortet werden.

Neben den Daten und Ergebnissen aus der Metaanalyse werden **Basisdaten** erhoben (Bevölkerungsentwicklung, Wirtschaftswachstum, Gebäudebestand, Sanierungsrate, Preisentwicklungen etc.), welche für die Entwicklung des Energiesystems des RR maßgebend sind. Diese Datenerhebung erfolgt in engem Austausch mit dem Revierknoten Energie und es werden alle relevanten Daten, die bereits beim Auftraggeber vorliegen, in das Modell integriert. Siehe hierzu Kap. 3.2.

Zudem erfolgt die Erstellung einer **Energiebilanz** nach den Vorgaben der Ausschreibung. Basierend auf den Ergebnissen der Metaanalyse sowie den Basisdaten, wird abgeleitet, wie sich die Transformation (Produktion) der verschiedenen Energieformen und der Bedarf (Verbrauch) von Energie in 1-Jahresschritten im RR entwickeln.

3.2 Basisdaten

In diesem Abschnitt werden kurz die für diese Studie erhobene bzw. in das Modellierungswerkzeug implementierten Basisdaten vorgestellt.

3.2.1 Landkreise

Das Rheinische Revier umfasst insgesamt sieben Landkreise. Dabei handelt es sich um die Städteregion Aachen, den Kreis Düren, den Kreis Euskirchen, den Kreis Heinsberg, den Rhein-Erft-Kreis, den Rhein-Kreis Neuss sowie die kreisfreie Stadt Mönchengladbach. Diese Landkreise sind in der Karte in Abbildung 26 dargestellt. Das Rheinische Revier nimmt einen großen flächenmäßigen Teil von NRW ein und ist somit von großer Bedeutung für das Land.



Abbildung 26: Landkreise im Rheinischen Revier

3.2.2 Gemeinden

Das Rheinische Revier ist in 65 Gemeinden untergliedert, die in Abbildung 27 dargestellt sind. Die Gemeinden mit der größten Einwohnerzahl sind Mönchengladbach, Aachen und Neuss.



Abbildung 27: Gemeinden im Rheinischen Revier

3.2.3 Bevölkerungsdichte

Die Bevölkerungsdichte im Rheinischen Revier ist auf der Karte in Abbildung 28 aufgetragen. Es ist deutlich zu erkennen, dass im Rheinischen Revier im Verhältnis zum Rhein-Ruhr-Gebiet deutlich weniger Menschen pro Fläche leben. Die Ballungsräume in NRW befinden sich außerhalb des Rheinischen Reviers. Ausnahmen bestehen auch hier in den Städten Aachen, Mönchengladbach und Neuss.

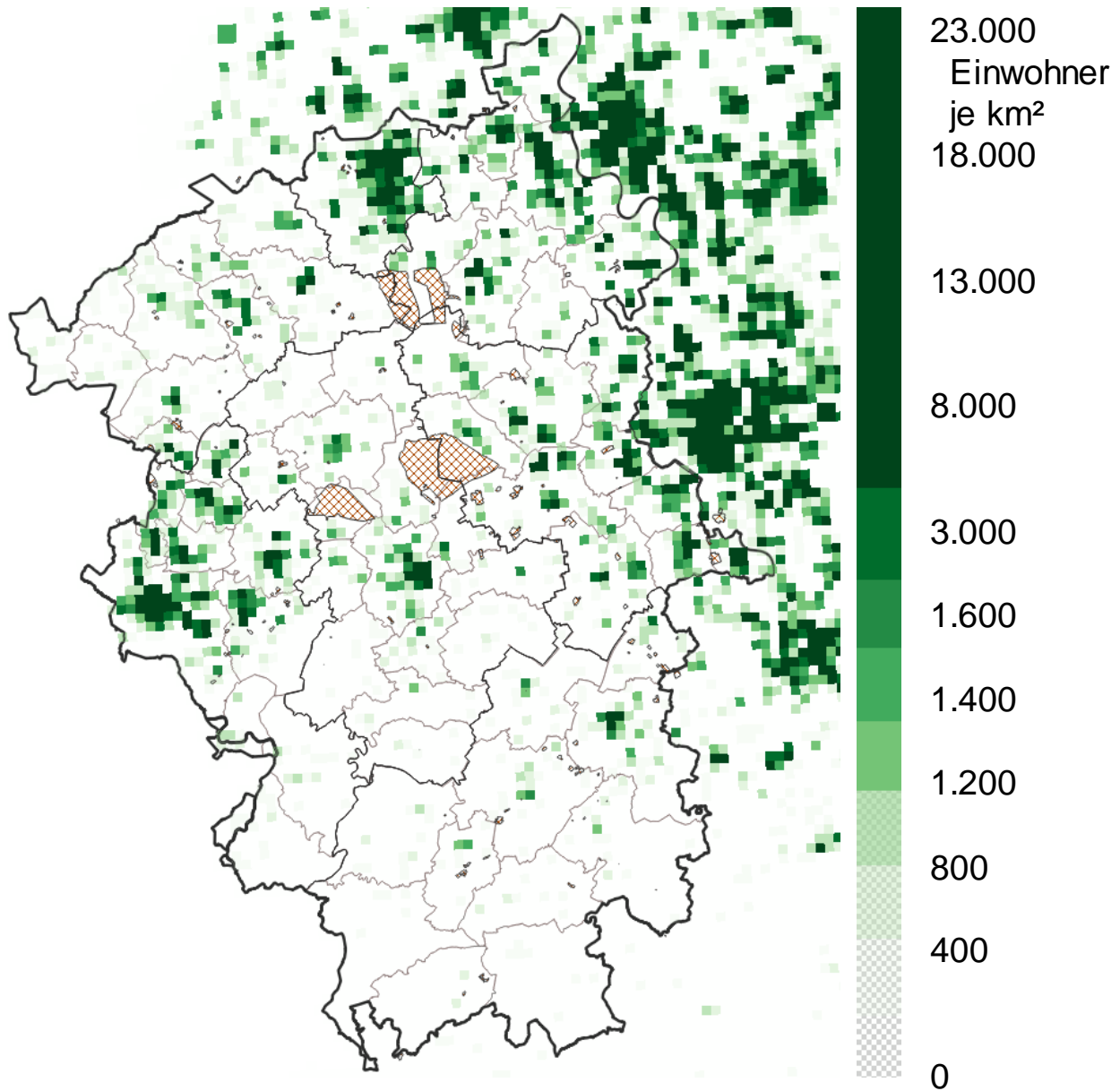


Abbildung 28: Bevölkerungsdichte im Rheinischen Revier

3.2.4 Straßeninfrastruktur

Das Rheinische Revier weist, wie auch der Rest von NRW, ein sehr dichtes Straßennetz auf. Dieses Straßennetz wird in Abbildung 29 dargestellt. Das Rheinische Revier ist sehr gut durch Autobahnen, Bundes- und Kreisstraßen ausgestattet. Die Karte weist nur drei Stellen auf, in denen keine Straßen vorliegen. Dabei handelt es sich um die drei großen Standorte des Braunkohletagebaus Garzweiler, Hambach und Inden.

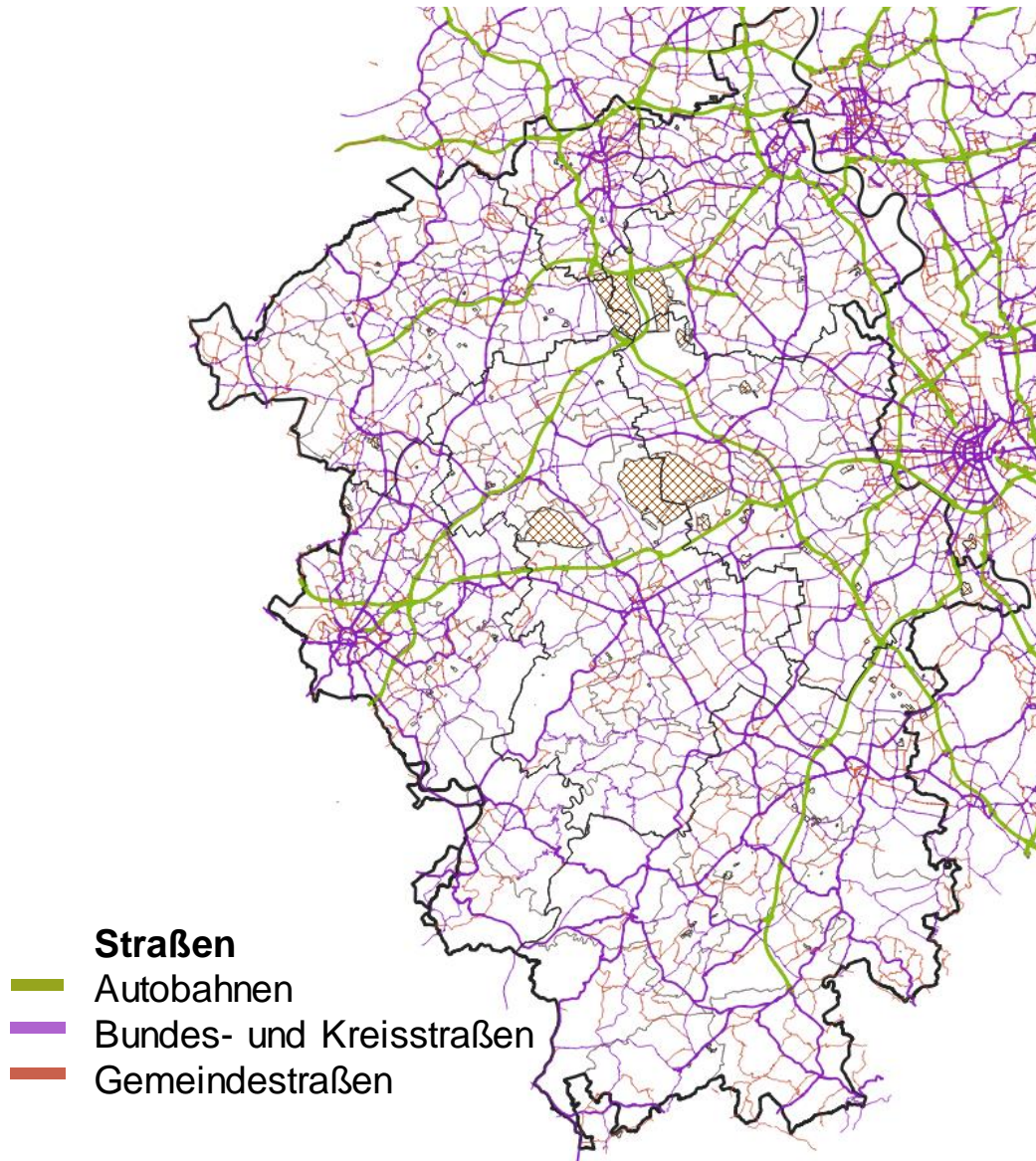


Abbildung 29: Straßennetz im Rheinischen Revier

3.2.5 Landnutzung

Das Rheinische Revier ist bezüglich seiner Flächennutzung eher ländlich geprägt. Dies zeigt auch Abbildung 30. Die meisten Flächen werden entweder landwirtschaftlich oder forstwirtschaftlich genutzt. Im Vergleich zu dem Bereich, der außerhalb des Rheinischen Reviers liegt, ist hier sehr viel Flächenpotenzial vorhanden. Auch auf dieser Karte sind die drei großen Tagebaugebiete deutlich zu erkennen. Nach der Beendigung der Kohleförderung entstehen hier ebenfalls freie Flächen, die für andere Zwecke verwendet werden können.

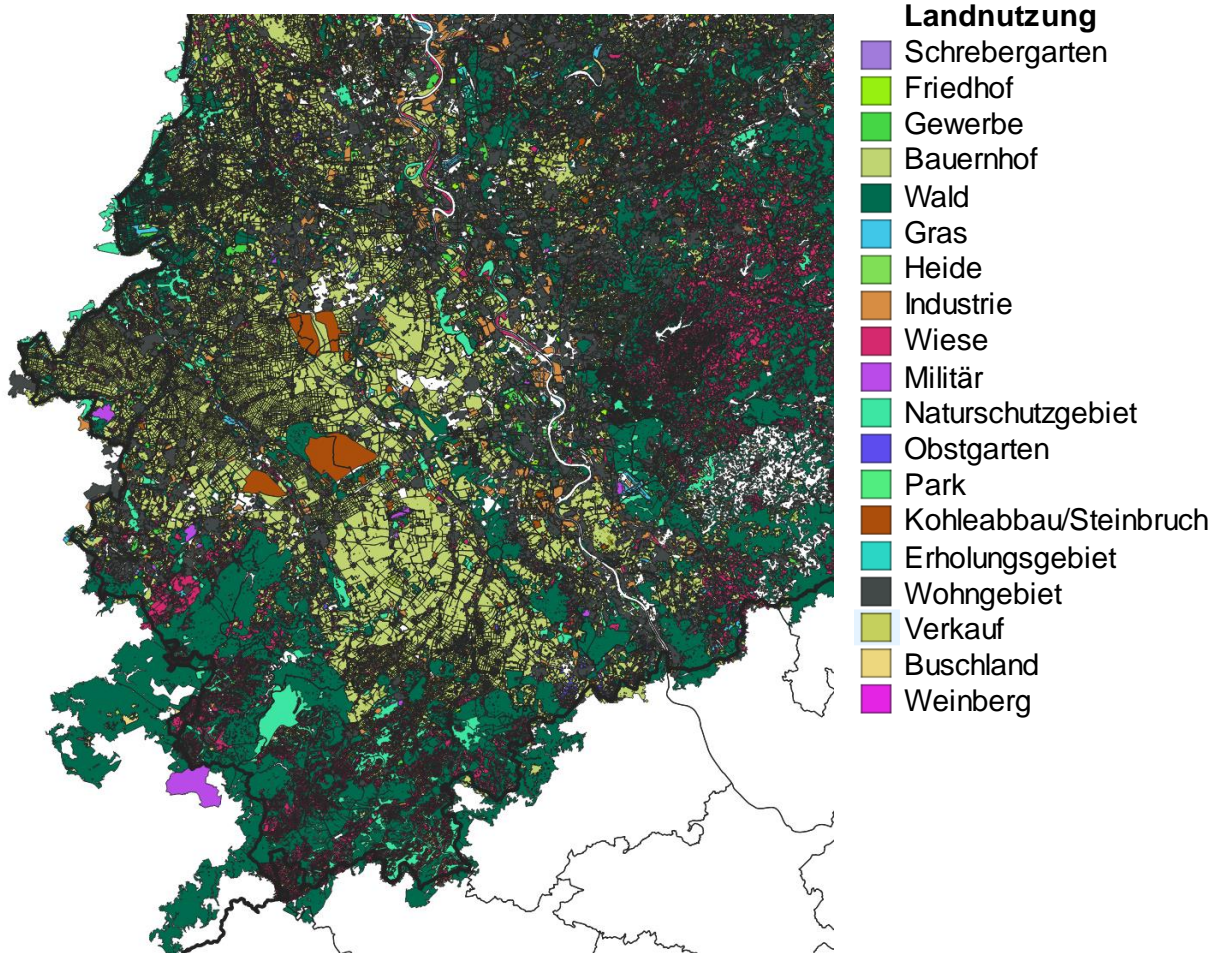


Abbildung 30: Landnutzung im Rheinischen Revier

3.2.6 Öffentlicher Personennahverkehr

Die Durchdringung des Rheinischen Reviers mit ÖPNV zeigt Abbildung 31. Dabei sind in Grün die Bushaltestellen dargestellt. Hier sind ebenfalls die größeren Städte aufgrund der größeren Bevölkerungsdichte stärker vertreten. Zudem sind in violett einzelne Bahnstrecken im Rheinischen Revier zu erkennen. Insgesamt ist die öffentliche Infrastruktur deutlich weniger stark ausgeprägt als im nordwestlichen Teil außerhalb des Rheinischen Reviers, was an der geringeren Bevölkerungsdichte liegt.

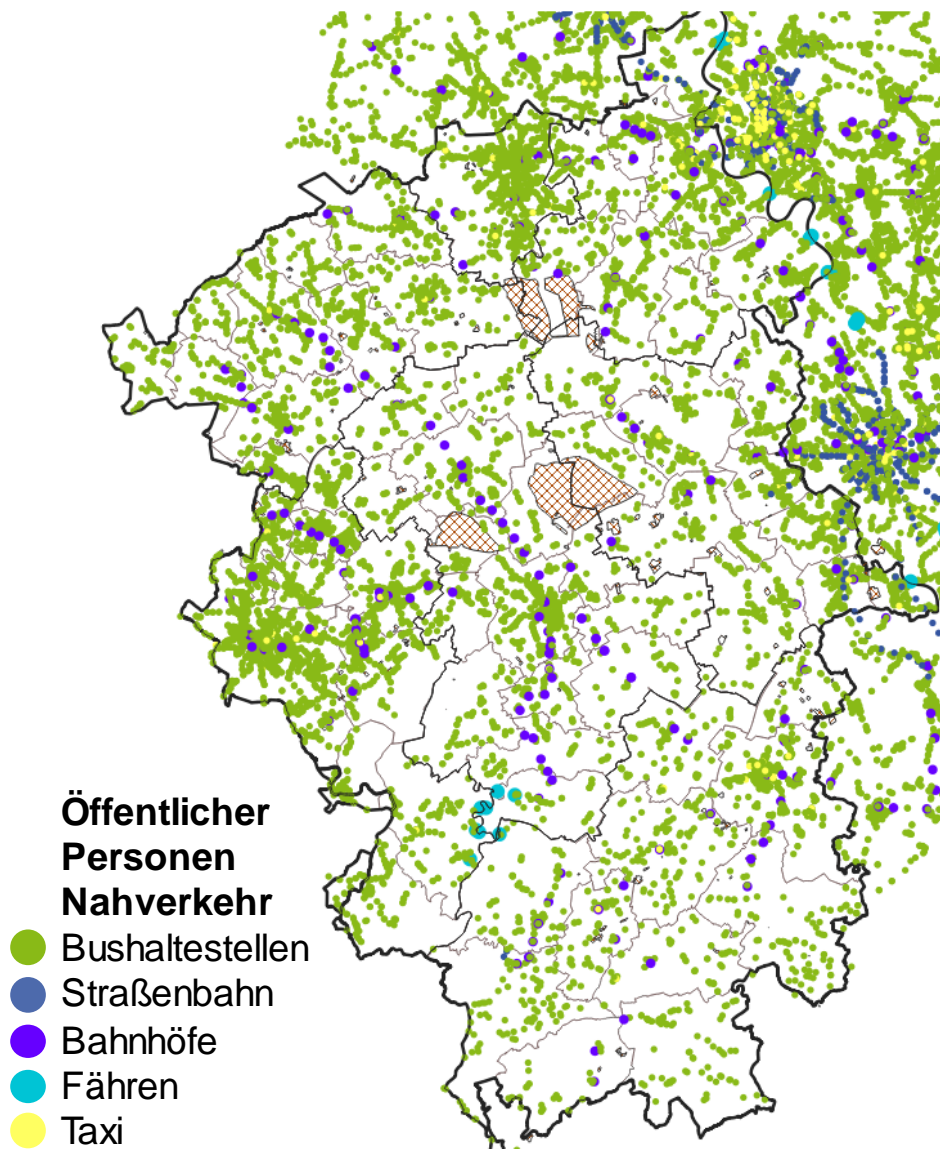


Abbildung 31: ÖPNV im Rheinischen Revier

3.3 Energiedaten

In diesem Abschnitt werden kurz die für diese Studie erhobenen bzw. in das Modellierungswerkzeug implementierten Energiedaten vorgestellt. Auf Basis dieser Daten wird anschließend dann das Energiesystem der Zukunft modelliert.

3.3.1 Strom- und Gasnetz

Das Rheinische Revier weist durch die großen Braunkohlekraftwerke und die Grenzen zum Ausland eine große Dichte an Hoch- und Höchstspannungsleitungen auf. Abbildung 32 zeigt die einzelnen Leitungen im Rheinischen Revier. Im Nord-Westen des Rheinischen Reviers ist die Leitung zu den Niederlanden zu erkennen, über die der Im- und Export von elektrischer Energie stattfindet. Zudem ist die HGÜ-Leitung nach Belgien in grün dargestellt. Sie ist die erste Direktleitung zwischen Deutschland und Belgien.

Das Gasnetz des Rheinischen Reviers ist anhand von Abbildung 33 dargestellt. Es weist eine ähnliche Durchdringung auf, wie das bereits gezeigte Hoch- und Höchstspannungsnetz. Hier sind besonders die Städteregeion Aachen und der Rhein-Kreis Neuss deutlich zu erkennen, da dort eine sehr hohe Gasnetzdicke besteht. Die Abbildung zeigt außerdem drei Leitungen zu den Niederlanden und zwei Leitungen nach Belgien.

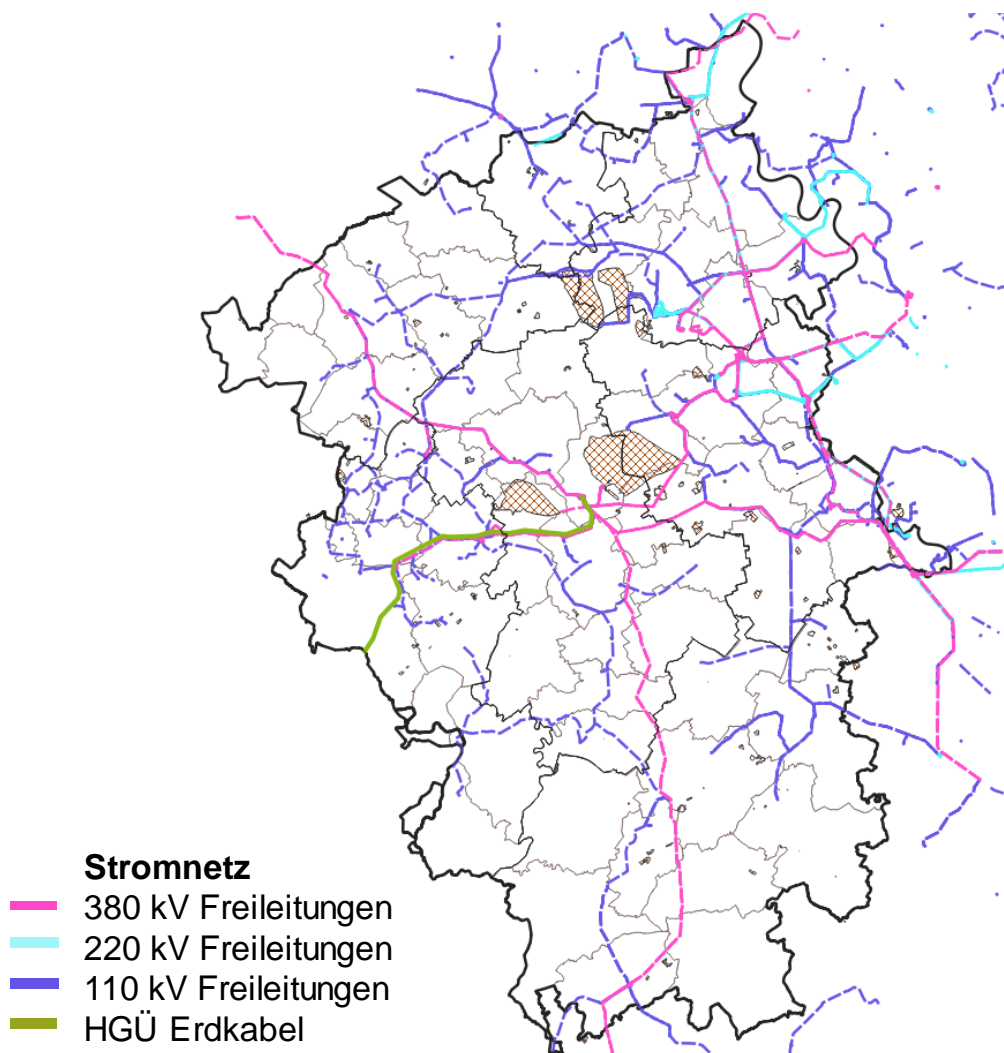


Abbildung 32: Hoch- und Höchstspannungsleitungen im Rheinischen Revier

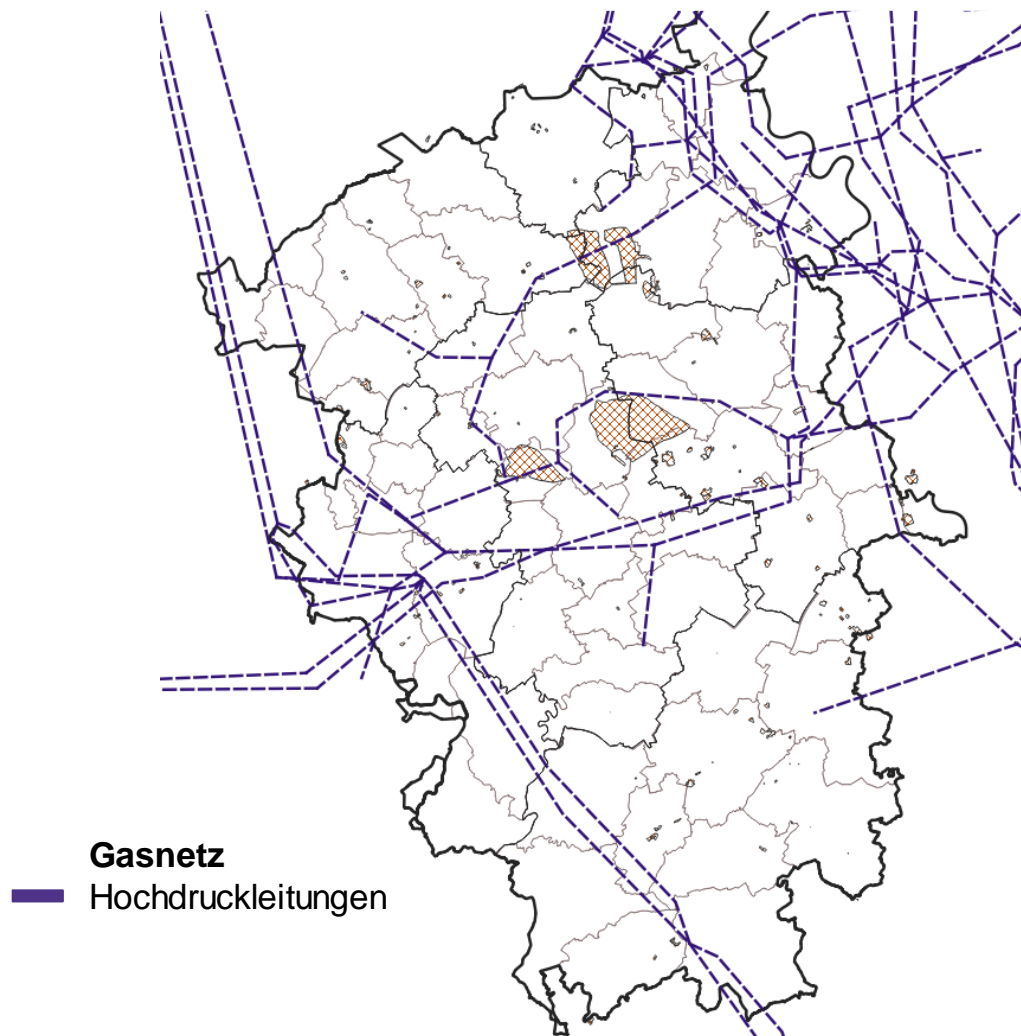


Abbildung 33: Hochdruckgasnetz im Rheinischen Revier

3.3.2 Nah- und Fernwärmenetze

Über Nah und Fernwärmedaten konnten im Rahmen dieser Studie keine zusammenhängenden Daten ermittelt werden. Für detaillierte Analysen könnte ein Datenbezug über den AGFW (Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.) sinnvoll sein.

3.3.3 Öffentliche Ladepunkte der Elektromobilität

Das Rheinische Revier weist bereits relativ viele Ladepunkte auf. Diese sind in Abbildung 34 dargestellt. Auch hier ist die Städtereion Aachen deutlich zu erkennen, da dort die höchste Dichte an Ladepunkten vorliegt, wie es anhand von Abbildung 35 in der herangezoomten Darstellung zu erkennen ist. Es wird jedoch auch deutlich, dass die größeren Anhäufungen an Ladepunkten außerhalb des Rheinischen Reviers in den Großstädten, wie z. B. in Düsseldorf oder Köln, liegen.

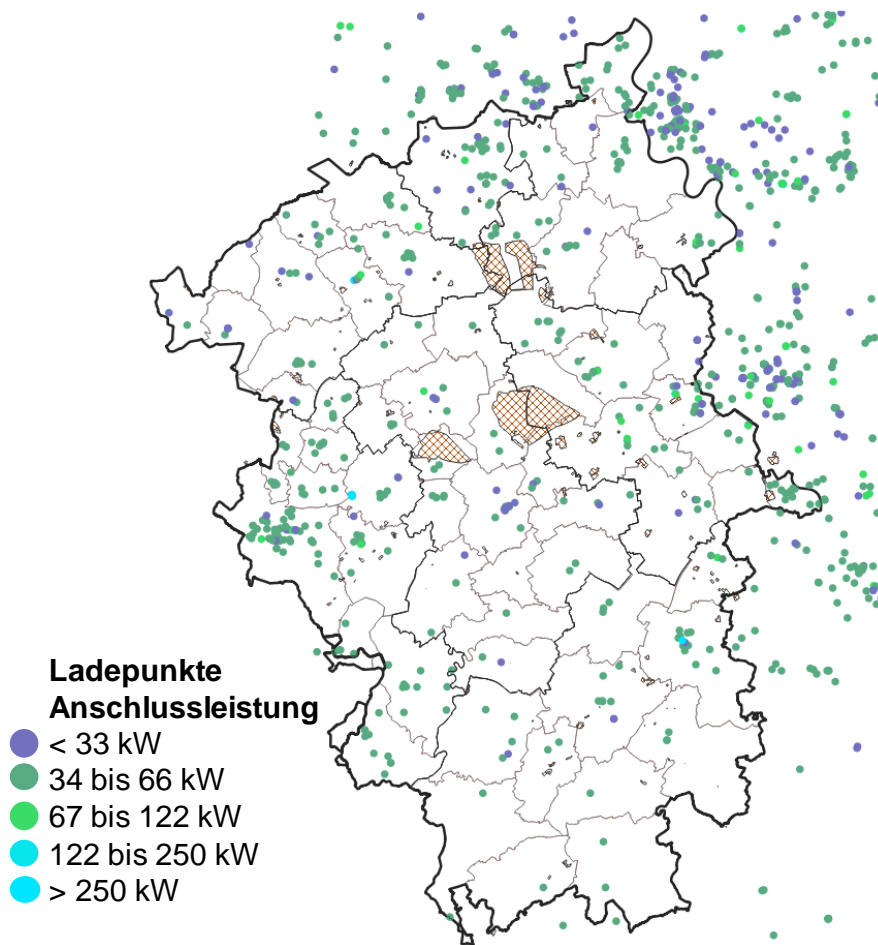


Abbildung 34: Ladepunkte im Rheinischen Revier

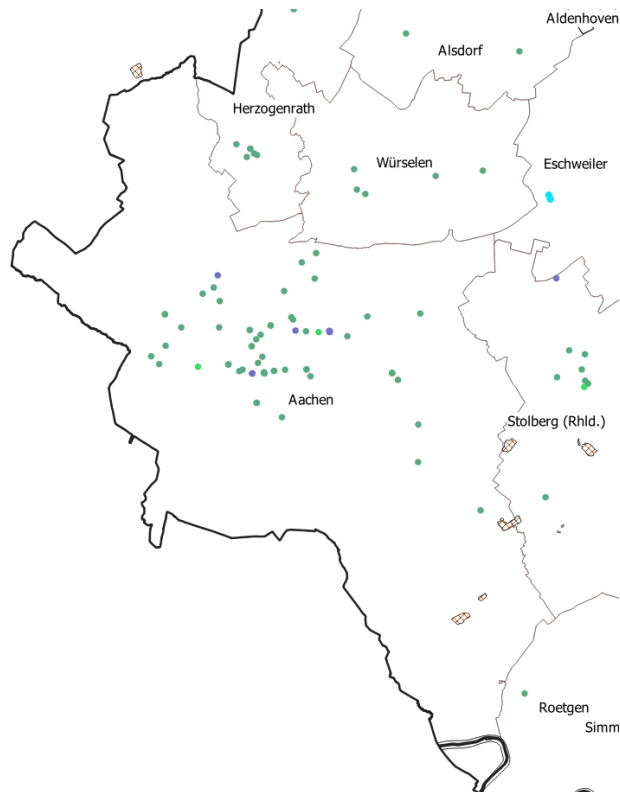


Abbildung 35: Ladepunkte in Aachen

3.3.4 Müllverbrennung, Biomasse und sonstige Strom- und Wärmeerzeuger

Alle sonstigen Strom- und Wärmeerzeuger im Rheinischen Revier zeigt die Karte in Abbildung 36. Hier ist eine relativ gleichmäßige Verteilung von Biomasseanlagen (grün) zu erkennen. Auffällig sind außerdem die orange dargestellten Standorte mit industrieller Abwärme. Sie nehmen hier den größten Teil ein und befinden sich hauptsächlich in den Kreisen Aachen und Düren.

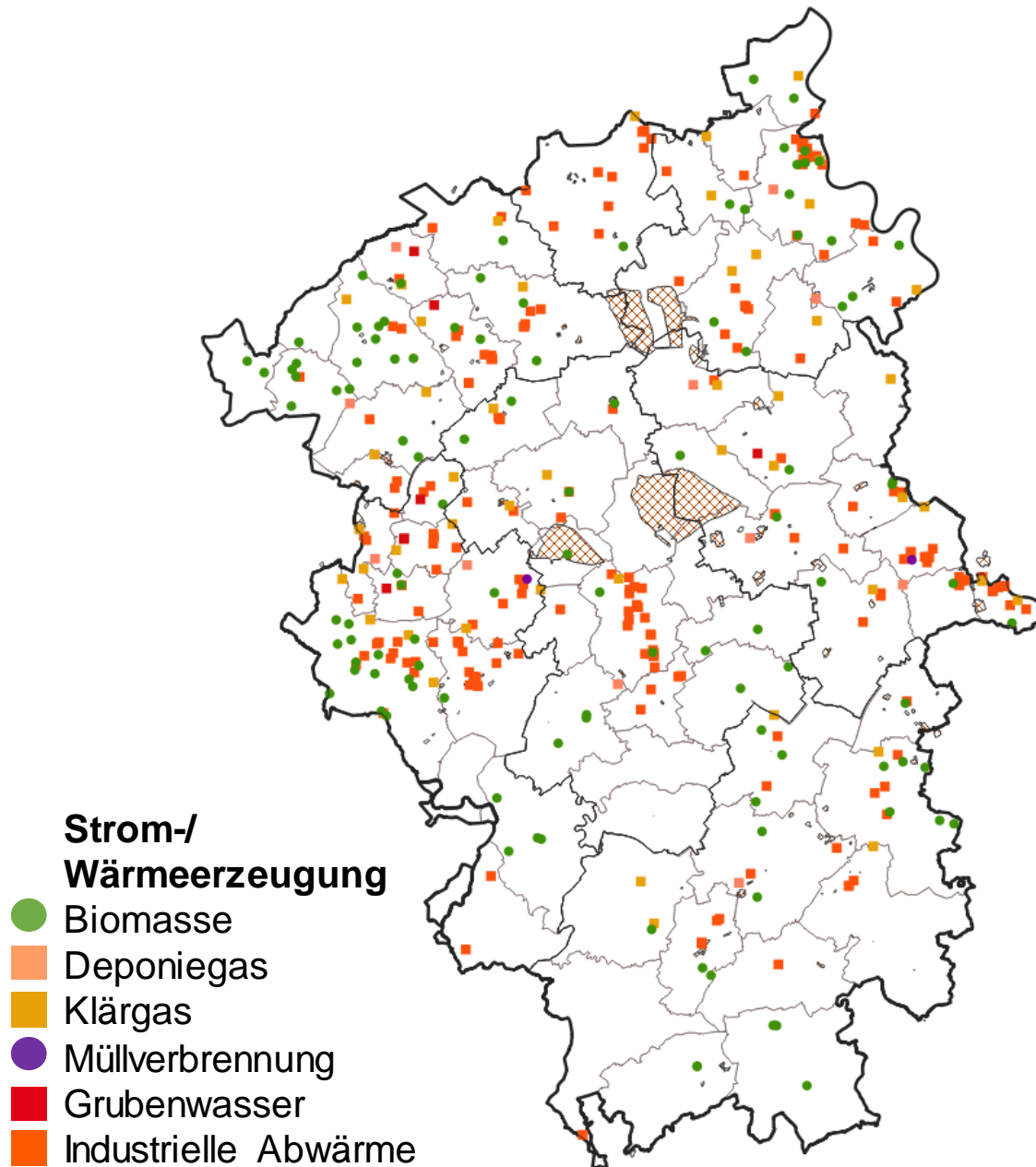


Abbildung 36: Sonstige Strom- und Wärmeerzeuger im Rheinischen Revier

3.3.5 Kraftwerke und EE-Anlagen

Die größten elektrischen Einspeiseanlagen nach Typen zeigt Abbildung 37. Energetisch dominant sind die Braunkohlekraftwerke an den Standorten Neurath, Niederaußem und Weisweiler. Diese stellen heute den weit überwiegenden Anteil der elektrischen Energie bereit. Ihre Stilllegung wird zu einem tiefgreifenden Wandel der Energiebilanz führen.

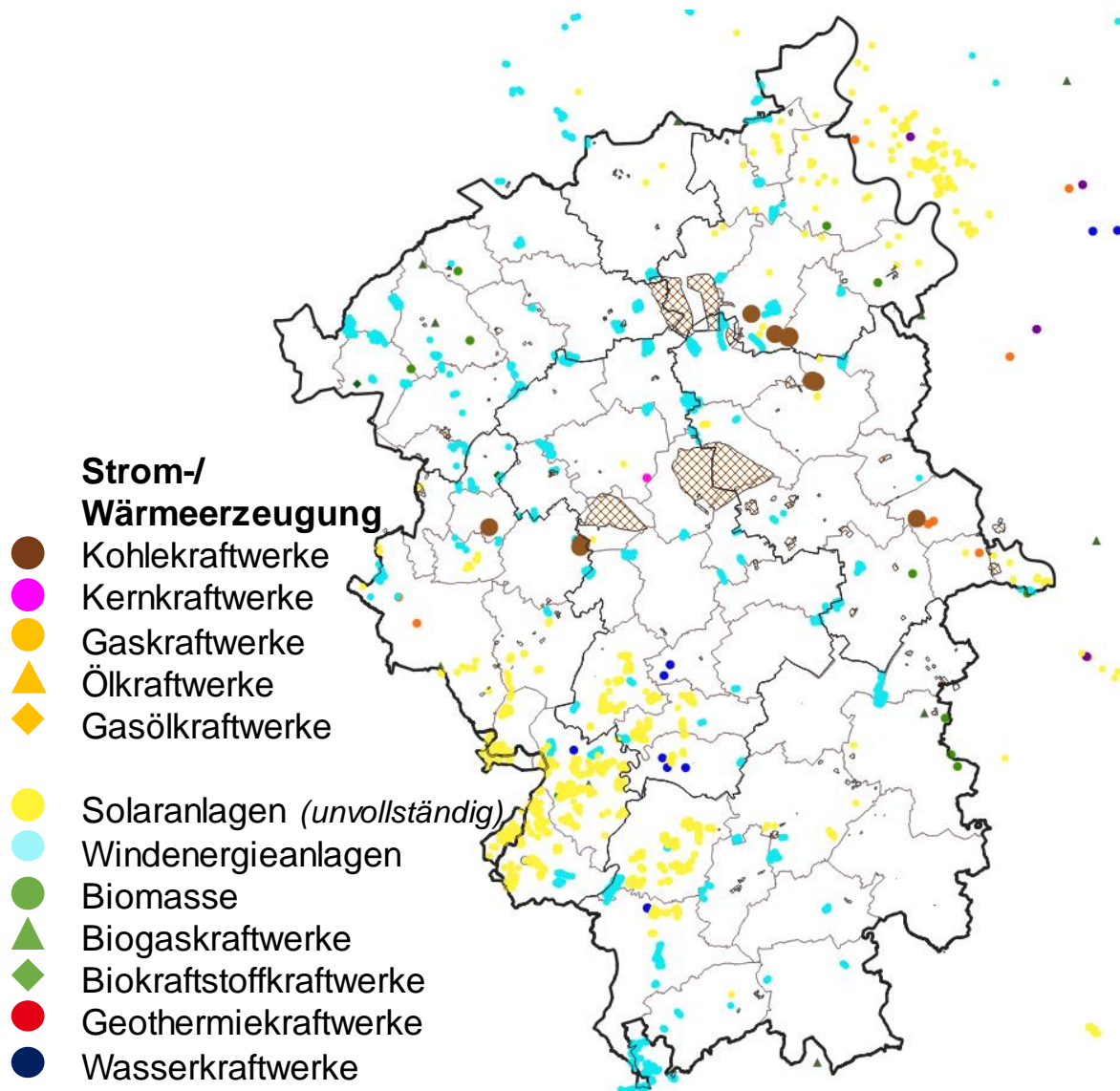


Abbildung 37: Große elektrische Einspeiser im Rheinischen Revier

3.3.6 Strom- und Gasnachfrage

Der Strombedarf im Rheinischen Revier konzentriert sich stark auf die städtischen Gebiete. Wie auf Abbildung 38 zu sehen ist, ist der Strombedarf in den ländlichen Gemeinden deutlich geringer.

Die Gasnachfrage im Rheinischen Revier ist insgesamt relativ gleichmäßig über die Landkreise verteilt. Dies zeigt Abbildung 39 anhand einer Karte, in der die einzelnen Landkreise und ihre Gasnachfragen aufgetragen sind. Hier sticht nur der Rhein-Erft-Kreis etwas heraus, der eine größere Gasnachfrage als das restliche Rheinische Revier aufweist.

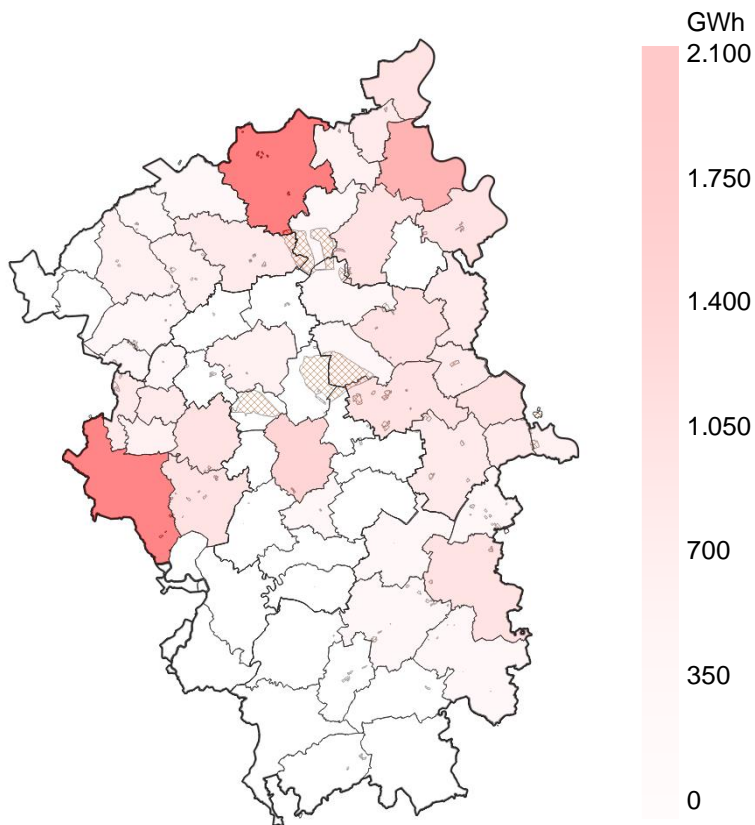


Abbildung 38: Stromnachfrage im Rheinischen Revier je Gemeinde (LANUV)

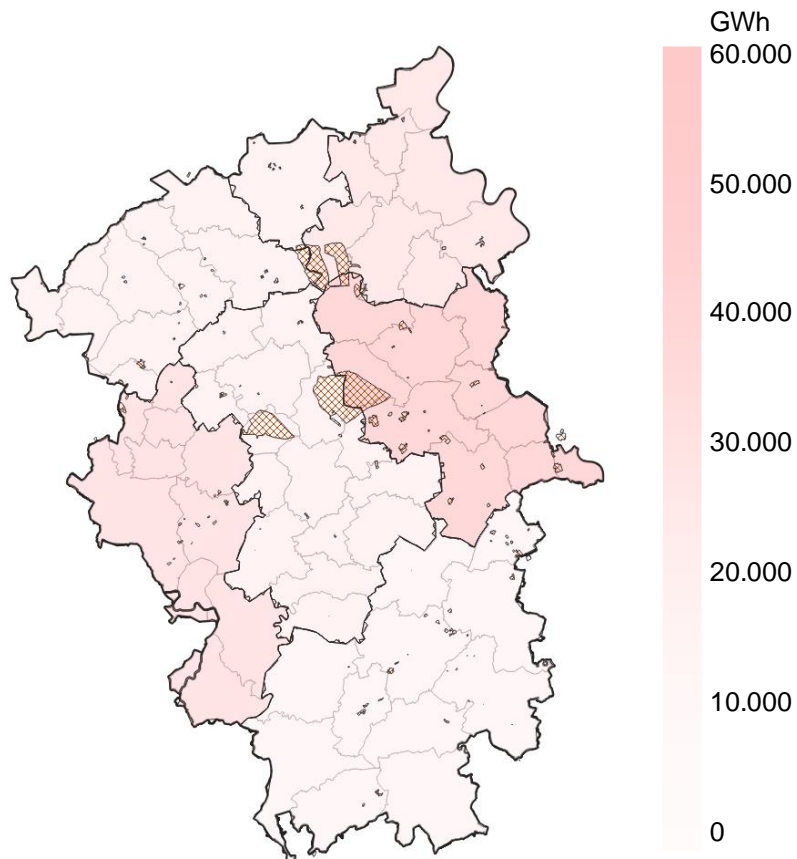


Abbildung 39: Gasnachfrage im Rheinischen Revier je Landkreis

3.3.7 Raumwärmebedarf

Anhand von Abbildung 40 ist der Raumwärmebedarf im Rheinischen Revier dargestellt. Auch hier ist eine deutliche Korrelation zur Bevölkerung bzw. zum Wohnraum erkennbar. Die größten Raumwärmebedarfe liegen deshalb ebenfalls in den großen Städten vor.

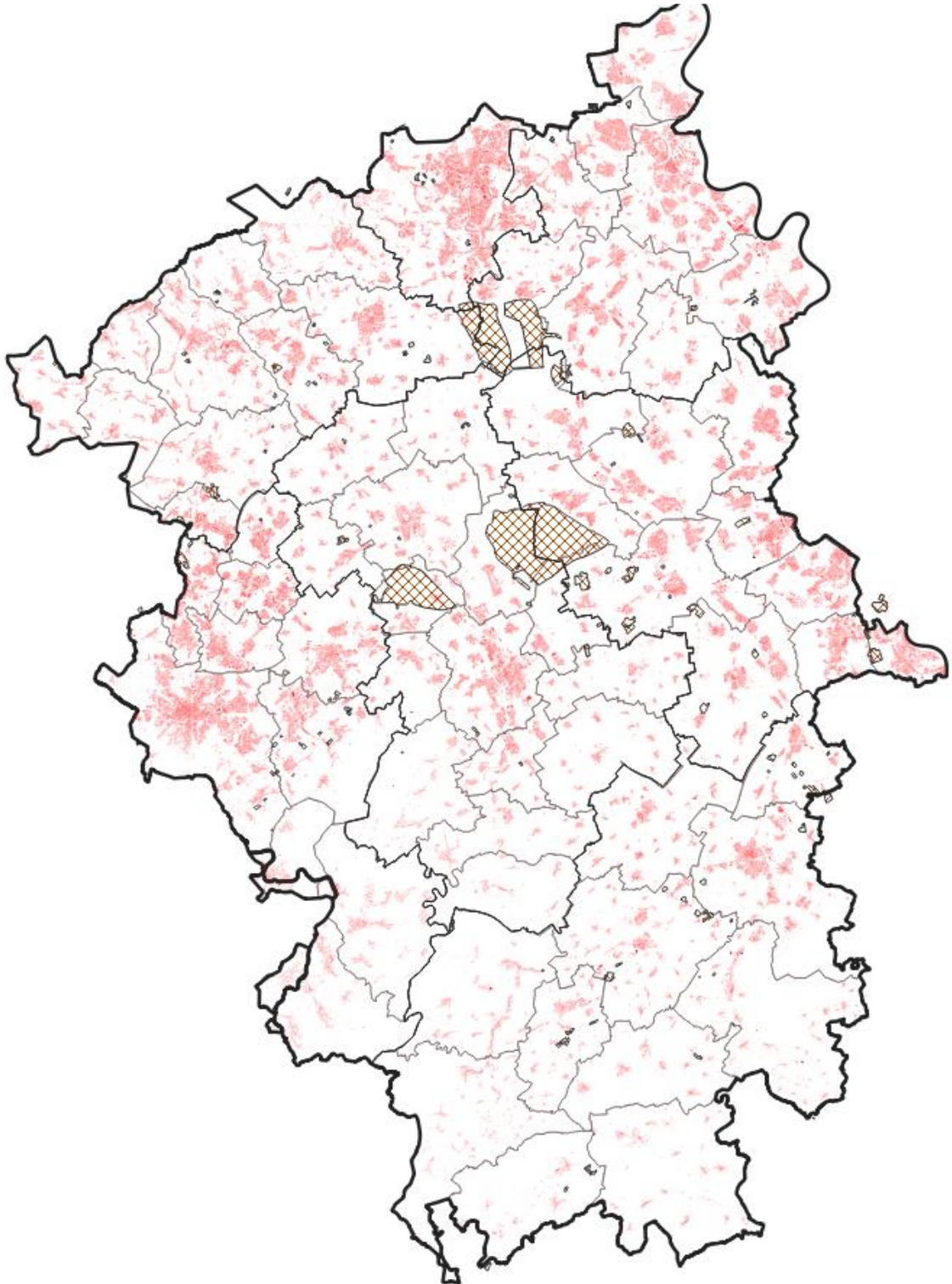


Abbildung 40: Raumwärmebedarf im Rheinischen Revier

3.3.8 Industrielle Abwärme

Der Industriesektor verursacht sehr viel industrielle Abwärme. Die Abwärme pro Gemeinde ist anhand von Abbildung 41 für das Rheinische Revier dargestellt. Anhand dieser Karte sind die großen Industriestandorte im Rheinischen Revier erkennbar. Insbesondere am östlichen Rand des Rheinischen Reviers liegt besonders viel Abwärme vor. Dies ist auf die vielen Industriegebiete im Umkreis der großen Städte Düsseldorf, Köln und Bonn zurückzuführen.

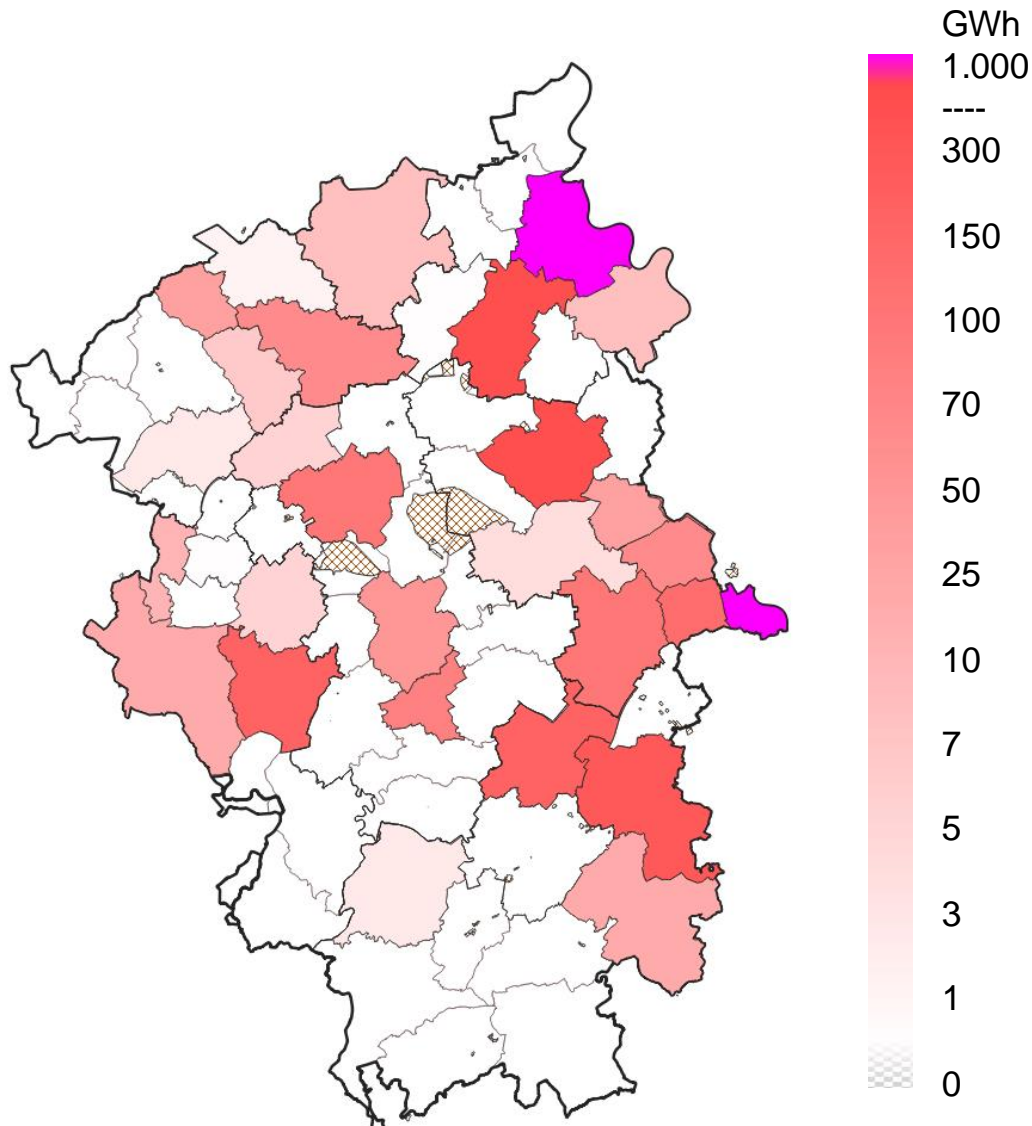


Abbildung 41: Industrielle Abwärme im Rheinischen Revier

3.3.9 Geothermie- (potenzielle Nutzung) und Solarthermiepotenzial

Die potenzielle Nutzung der Geothermie im Rheinischen Revier ist tendenziell in den größeren Gemeinden und den Städten höher als im ländlichen Bereich, was Abbildung 42 zeigt. Es handelt sich ausschließlich um die potenzielle Nutzung oberflächennaher Geothermie mittels Erdwärmesonde und Wärmepumpe. Da der Raumwärmebedarf mit in diese potenzielle Nutzung einfließt, steigt dieses bei einer höheren Bevölkerungsdichte.

Das Solarthermiefpotenzial, das in Abbildung 43 dargestellt ist, ähnelt dem Geothermiefpotenzial. Solarthermiefanlagen werden vor allem für die Erzeugung von warmem Wasser eingesetzt. Dabei wird die solare Strahlungswärme zumeist über auf Dächern oder an Fassaden installierte Kollektoren eingefangen.

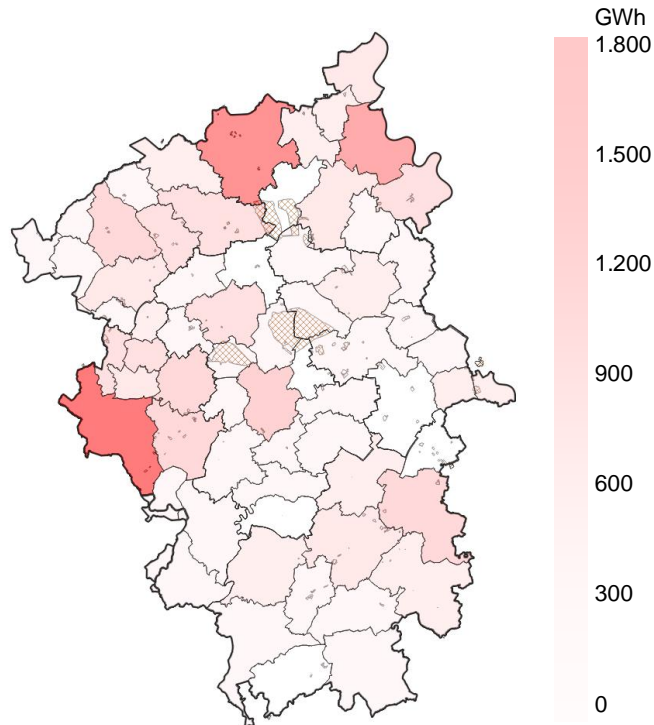


Abbildung 42: Potenzielle Geothermiefnutzung im Rheinischen Revier

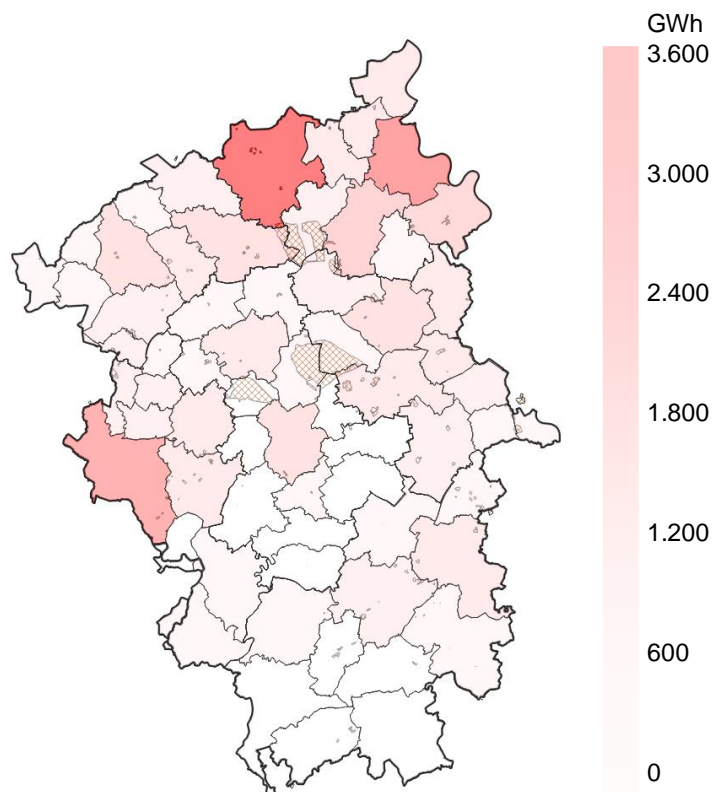


Abbildung 43: Solarthermiefpotenzial im Rheinischen Revier

3.3.10 Photovoltaik- und Windpotenzial

Das Photovoltaikpotenzial, welches in Abbildung 44 dargestellt ist, ähnelt dem der Solarthermie, da die verfügbaren Flächen, die für die Solarthermie in Frage kommen, prinzipiell auch immer für eine Photovoltaikanlage zur Verfügung stehen. Daher ist es nicht möglich, beide Potenziale komplett auszuschöpfen.

Das Windpotenzial, welches in Abbildung 45 dargestellt ist, weist deutlich höhere Werte in den ländlichen Gebieten auf. Es ist insgesamt gleichmäßiger verteilt, sodass die Windenergie in der Fläche erzeugt und verbraucht werden kann und tendenziell die Stromnetze weniger belastet werden.

Die dargestellten Karten zeigen einen Ausschnitt aus den Möglichkeiten, Basisdaten für das RR zu erheben. Im Zeitverlauf ist zu erwarten, dass weitere Datensätze hinzukommen.

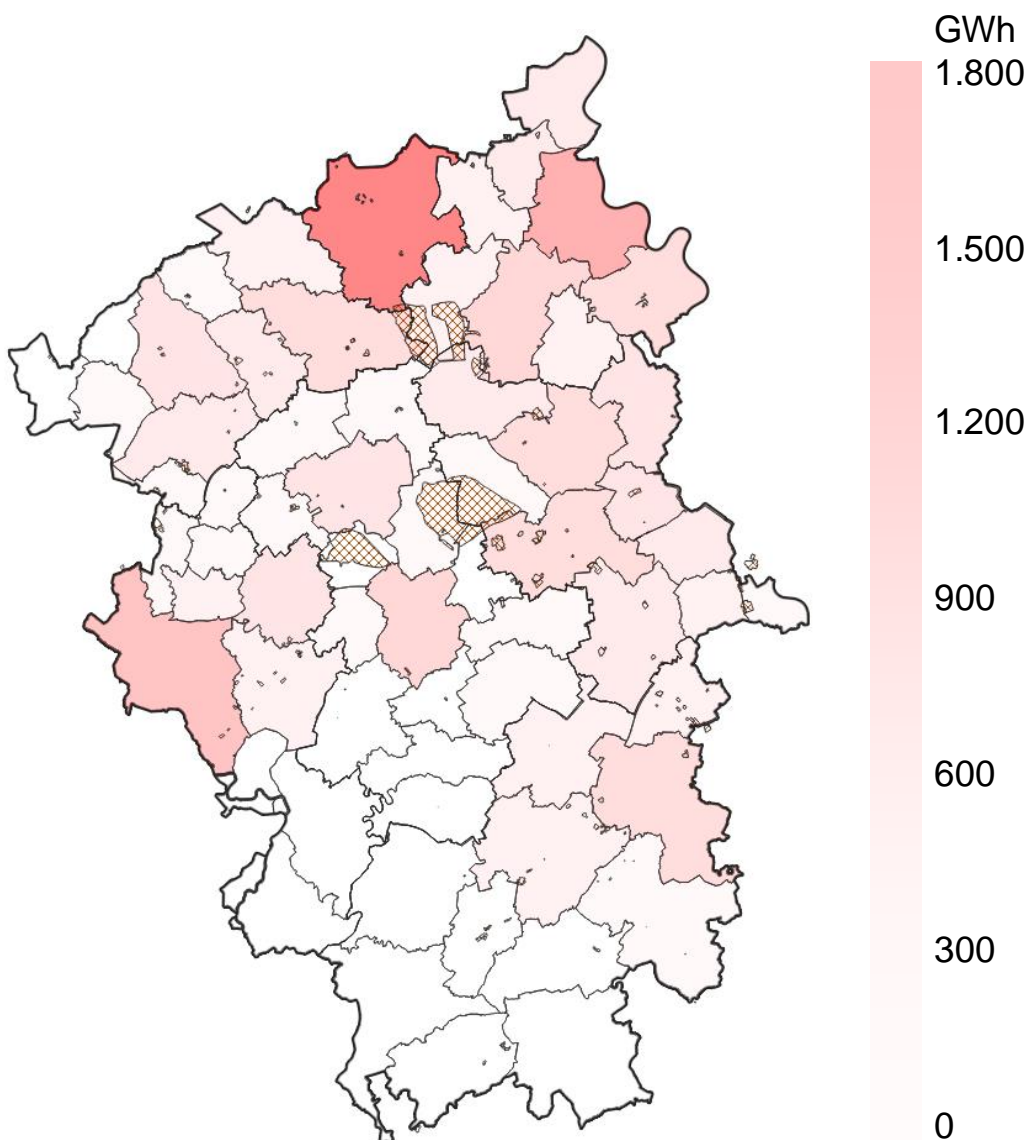


Abbildung 44: Photovoltaikpotenzial im Rheinischen Revier

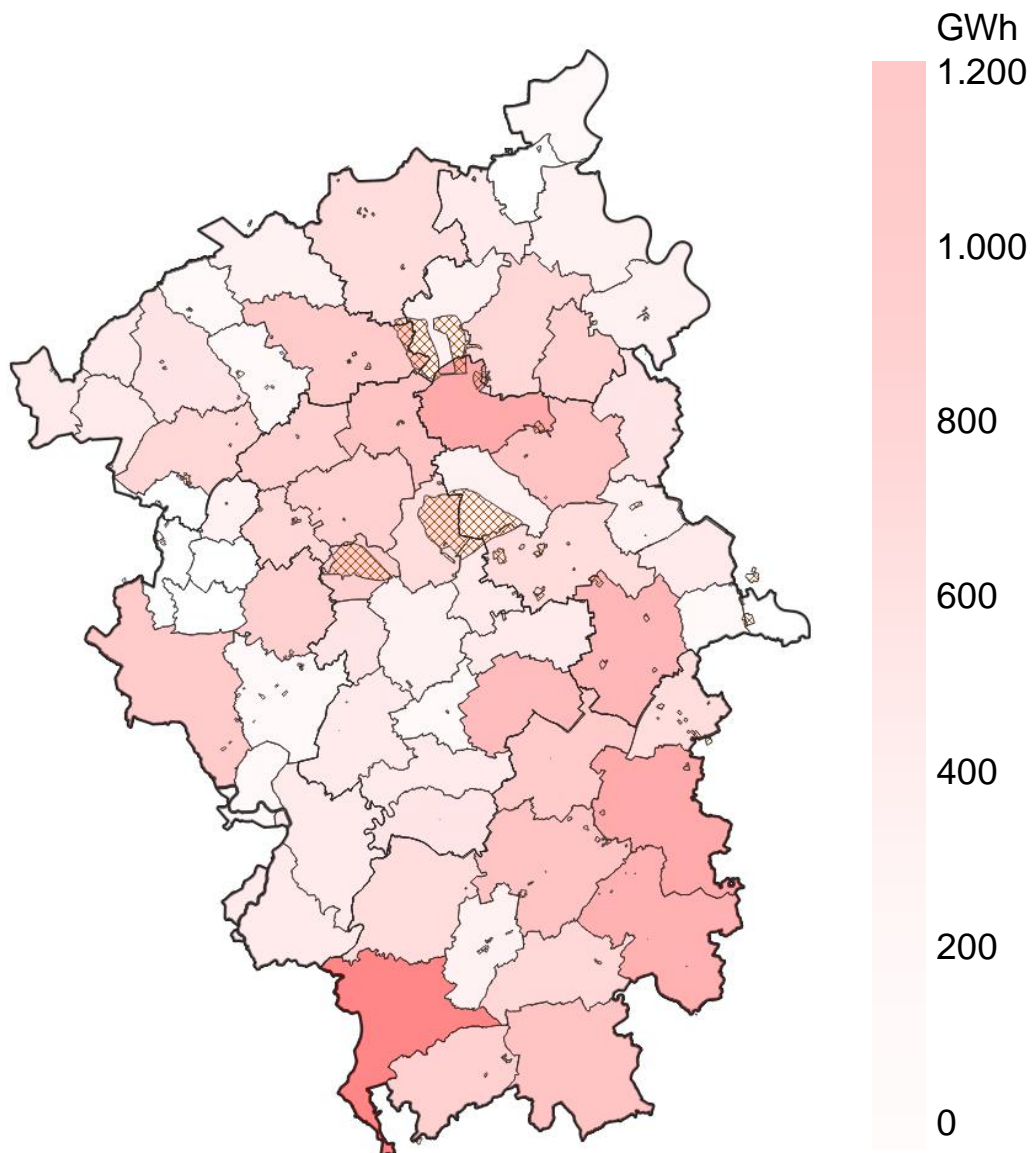


Abbildung 45: Windpotenzial im Rheinischen Revier

3.4 Energiebilanz

Um das Energiesystem der Zukunft des RR zu untersuchen, wird eine Energiebilanz erstellt. Da viele Daten zu gemeindespezifischen Energiebedarfen und -potenzialen vorliegen, wird eine Energiebilanz je Gemeinde erstellt. Auf Basis dieser Daten kann analysiert werden, wie sich die abnehmende Braunkohlestromerzeugung auf die Energiebilanz auswirkt und wie diese durch erneuerbare Stromerzeugung substituiert werden kann.

Hierbei werden die elektrischen Erzeugungsmengen der Braunkohle der Gemeinde zugeordnet, in der das Kraftwerk steht (obschon der eigentliche Energiebedarf der Gemeinde eher durch Heizwärme bestimmt wird). Dies führt zu Beginn des betrachteten Zeitstrahls zu einem verzerrten Bild, in welchem drei Gemeinden mit ihrem immensen Energieüberschuss die restlichen Gemeinden „überstrahlen“. Tatsächlich wird der erzeugte Strom direkt in das Übertragungsnetz eingespeist und weiträumig transportiert. Im weiteren Verlauf verliert sich durch die Abschaltung der Braunkohleblöcke dieser Effekt aber mehr und mehr und eine gleichmäßigere Verteilung im Zielsystem wird erkennbar.

Unter anderem soll dabei analysiert werden, wann das RR als Summe der betrachteten Gemeinden vom Stromexporteur zum -importeur wird. Zudem soll sektorenübergreifend betrachtet werden wie sich Bedarfe verschieben und so die Grundlagen für die Energiesystemanalyse geschaffen werden.

Die Energiebilanz je Gemeinde und Jahr umfasst folgende Daten, welche in den nachfolgenden Abschnitten näher erläutert werden und im Modellierungswerkzeug, welches zu dieser Studie gehört, abgerufen werden können:

Tabelle 11: Übersicht der gemeinde- und jahresspezifischen Energiebilanzdaten

Energiebilanz	Beispiel: 2020	Jahre 2020 bis 2050	Quelle
In GWh	Beispiel: Aachen	Alle Gemeinden des RR	
Stromerzeugung Braunkohle	0		[18]
Wärmeerzeugung Braunkohle	0		Wird berechnet
Stromerzeugung Gas	0		[18]
Biomasse	58		[19]
Deponiegas	0		[19]
Grubengas	0		[19]
Klärgas	9		[19]
PV	25		[19]
Wasser	1		[19]
Wind	87		[19]
Wasserstoffherzeugung	0		[14]
PtL-Erzeugung	0	siehe Modellierungswerkzeug	[14]
Strombedarf	1.984		[19], [11]
Gasbedarf	1.857		[20], [11]
Wärmebedarf	2.958		[19], [11]
Ölbedarf	1.826		[19]
Wasserstoffbedarf	0		[14]
PtL-Bedarf	0		[14]
Fernwärme	592		[19]
Import Strom	1.804		Wird berechnet
Import Gas	1.857		Wird berechnet
Import Öl	1.826		Wird berechnet
Import Wasserstoff	0		Wird berechnet
Import PtL	0		Wird berechnet

3.4.1 Status quo – 2020

Im Folgenden werden alle Zeilen bzw. Spalten der Energiebilanz erläutert. Einige Werte sind dabei real bzw. gemessen, manche sind abgeleitet und manche sind Annahmen. Daher soll an dieser Stelle erwähnt werden, dass alle Berechnungen, die hier durchgeführt werden, stark von der Qualität der Daten abhängig sind und die Aussagekraft entsprechend ist.

Import Strom

Der importierte Strom entspricht der Menge elektrischer Energie in GWh, welche das RR importieren muss. Positive Werte entsprechen einem Import, negative einem Export. Dieser Wert entspricht der Handelsbilanz und dementsprechend ist der Zeitverlauf innerhalb des Jahres daran nicht unmittelbar erkennbar. Dieser Wert kann genutzt werden, um die veränderte Stromerzeugung im RR zu untersuchen. Der sinkenden Stromerzeugung aus der Braunkohle steht die steigende Stromerzeugung aus EE gegenüber. Zudem steigt der Bedarf an elektrischer Energie.

Import Gas

Das importierte Gas entspricht der Menge chemischer Energie in GWh, welche das RR über das Erdgasnetz importiert. Es beinhaltet das Gas für die Stromerzeugung, BHKWs und Endverbraucher.

Import Fossile Treibstoffe (Benzin, Diesel, Öl)

Das importierte Öl entspricht der Menge chemischer Energie in GWh, welche das RR hauptsächlich für den Verkehrssektor importiert.

Import Wasserstoff

Der importierte Wasserstoff ist die Bilanz aus erzeugtem und benötigtem Wasserstoff im RR in GWh.

Import PtL

Die importierte Menge an PtL-Produkten ist die Bilanz aus erzeugten und benötigten PtL-Produkten im RR in GWh.

Stromerzeugung Braunkohle

Die Stromerzeugung aus Braunkohle umfasst die Menge elektrischer Energie in GWh der Kraftwerksblöcke, die in den jeweiligen Gemeinden erzeugt werden. Dabei ist der Ausstiegspfad des Kohleausstiegsgesetzes berücksichtigt und die erzeugte elektrische Energie nimmt entsprechend ab. Es wird in der Energiebilanz zunächst die erzeugte elektrische Energie von 2019 hinterlegt [18] und solange fortgeschrieben, bis der Kraftwerksblock vom Netz geht. Diese Werte können so wie alle anderen Werte grundsätzlich angepasst werden.

Wärmeerzeugung Braunkohle

Die Wärmeerzeugung aus Braunkohle umfasst die Auskopplung thermischer Energie in GWh der jeweiligen Kraftwerksblöcke. Diese ist an die Stromerzeugung prozentual gekoppelt, da nur die thermischen Leistungen je Kraftwerk vorlagen [21] [22]. Falls genauere Daten über die Wärmeauskopplung vorliegen, könnten diese ebenfalls genutzt werden.

Stromerzeugung Gas

Die Stromerzeugung aus Gas umfasst die Umwandlung von Erdgas zu elektrischer Energie in GWh. Dabei wurde als Basis die 2019 umgesetzte elektrische Energie (Quelle Fraunhofer Energy Charts) genutzt.

Stromerzeugung Biomasse, Deponiegas, Grubengas, Klärgas, Wasser, PV, Wind

Die Stromerzeugung aus den aufgeführten erneuerbaren Quellen in GWh wurde auf Basis der Daten aus 2019 (Quelle LANUV) implementiert.

Wasserstofferzeugung und -bedarf

Die Wasserstofferzeugung und der Bedarf in GWh im RR liegen im Rahmen dieser Studien nicht vor und werden wie in der dena-Studie [11] im Status quo mit 0 GWh modelliert.

PtL-Erzeugung und -Bedarf

Die PtL-Erzeugung und der PtL-Bedarf betragen im Status quo 0 GWh.

Strombedarf

Der Strombedarf liegt im Rahmen dieser Studie auf Basis der Daten des LANUV vor. Dort wurde der Strombedarf vom gesamten Land NRW über den Pro-Kopf-Stromverbrauch auf die Gemeinden regionalisiert. Diese

Methode weist eine gewisse Ungenauigkeit auf, da insbesondere der industrielle Stromverbrauch nicht äquivalent zur Einwohnerzahl ist. Falls in Zukunft genaue Daten je Gemeinde vorliegen, könnten diese ersetzt werden.

Gasbedarf

Der Erdgasbedarf liegt auf Basis eines Modells des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung e. V. (DIW Berlin) (Quelle Zenode/DIW) auf Landkreisebene vor. Analog zum Strombedarf wurde dieser Bedarf auf die Gemeinden über den Pro-Kopf-Verbrauch regionalisiert.

Wärmebedarf

Der Wärmebedarf, welcher zum Teil durch Erdgas gedeckt wird, liegt auf Basis Daten des LANUVs vor. Dieser basiert auf einem Modell, in welchem alle Gebäude in NRW erfasst sind. Dort wird entsprechend der Größe, dem Alter und weiteren Parametern der Wärmebedarf geschätzt.

Fossiler Treibstoffbedarf (Benzin, Diesel, Öl)

Der Mineralölbedarf im RR wurde über den Pro-Kopf-Verbrauch von den Zahlen des Landes (Quelle Energiedaten) regionalisiert. Hauptsächlich wird der Treibstoff im Verkehrssektor genutzt. Zudem gibt es weitere Nutzungen in der Industrie und als Heizöl.

Fernwärme

Über die Fernwärmeversorgung im RR gibt es keine vollumfänglichen Datenbanken. Anhand der vom LANUV erstellten Studie wurden für diese Studien die Gemeinden mit einer Fernwärmeversorgung ermittelt (Quelle LANUV-Bericht). Um den Anteil der Wärmeversorgung durch Fernwärme abzuschätzen, wurde davon ausgegangen, dass dieser Anteil im RR mit 10 % ungefähr dem in NRW entspricht. Diese 10 % des Gesamtwärmeverbrauchs wurden auf die Gemeinden, in welchen es ein Fernwärmenetz gibt, verteilt.

3.4.2 Prognosen von Daten – 2050

Um im Modellierungswerkzeug ein Energiesystem der Zukunft des RR analysieren zu können, werden anhand der analysierten Studien sowie weiterer Quellen Prognosen implementiert. Diese Prognosen werden in diesem Abschnitt vorgestellt. Viele dieser Daten beziehen sich auf das Jahr 2050, da dieses Jahr auch für das Pariser Klimaschutzabkommen [22] und die darin genannten Reduktionsziele das Zieljahr bildet. Daher wird im Modellierungswerkzeug auch das Jahr 2050 als Zieljahr implementiert. Alle Jahre zwischen 2020 und 2050 werden zunächst zwischen den Werten interpoliert, wobei grundsätzlich auch andere Verläufe möglich sind, wie z. B. die realen Ausstiegszeitpunkte der Braunkohlekraftwerke.

Import Strom, Gas, Öl, Wasserstoff und PtL

Die aufgezählten Importe werden analog zur Methodik im vorangegangenen Abschnitt berechnet.

Stromerzeugung und Wärmeerzeugung Braunkohle

Die Strom- und Wärmeerzeugung wird anhand des Kohleausstiegsgesetzes bestimmt und ist demnach im Zieljahr nicht mehr vorhanden.

Stromerzeugung Gas

Die Stromerzeugung Gas umfasst die Umwandlung von Erdgas zu elektrischer Energie in GWh. Dabei wurde als Basis die 2019 umgesetzte elektrische Energie (Quelle Fraunhofer Energy Charts) genutzt. Die Relevanz der Stromerzeugung aus Erdgas sinkt im Zuge der Dekarbonisierung, allerdings kann „grünes Gas“ im Sinne von z. B. methanisierendem Wasserstoff einen Teil dieser Lücke füllen.

Stromerzeugung Biomasse, Deponiegas, Grubengas, Klärgas, Wasser

Die aufgeführten Stromerzeugungsarten werden aufgrund fehlender Entwicklungsprognosen zunächst als konstant implementiert.

Stromerzeugung PV und Wind

Die Entwicklung von PV- und Windenergie ist vom Potenzial in den jeweiligen Gemeinden abhängig (Quelle LANUV). Es kann ein Ausbaugrad im Modellierungswerkzeug angegeben werden, welcher den Grad des Ausbaus von Photovoltaik und Windenergie in Bezug auf das technische Potenzial begrenzt.

Wasserstoff- und PtL-Erzeugung

Auf Basis der Wasserstoff-Roadmap NRW wird eine Wasserstoff- und PtL-Erzeugung im RR, welche über den Anteil der Bevölkerung am Land NRW ermittelt wurde, angenommen.

Strombedarf

Die Veränderung des Strombedarfs ist ein Parameter, welcher von vielen Faktoren beeinflusst wird. Als ein mögliches Szenario wird hier das Szenario TM95 der dena-Studie untersucht, in welchem der Strombedarf um ca. 45 % bis 2050 ansteigt. Auch hier sind Anpassungen im Modellierungswerkzeug möglich.

Gasbedarf

Der (Erd-)Gasbedarf muss ebenso wie die anderen fossilen Energieträger sehr stark reduziert werden, damit eine Klimaneutralität erreicht werden kann. In Anlehnung an die dena-Studie wird hier als Vorschlag der Untersuchung das Szenario TM95 genutzt mit einer Absenkung des Erdgasbedarfs von Kraftwerken auf 0 % und eine Absenkung im Bereich Gebäude, Handel, Dienstleistungen und Industrie auf 25 %.

Wärmebedarf

Die Reduktion des Wärmebedarfs ist eine der wichtigsten Effizienzmaßnahmen. Da der Gebäudebestand in Deutschland zu großen Teilen vor den Energieeinsparverordnungen gebaut wurde, benötigen viele Gebäude deutlich mehr Heizenergie als moderne Gebäude mit einer entsprechenden Dämmung. Entsprechend der dena-Studie wird eine Halbierung des Wärmebedarfs im Modellierungswerkzeug hinterlegt.

Ölbedarf

Analog zum Erdgas muss auch der Ölbedarf auf nahezu null reduziert werden. Besonders im Verkehrssektor ist dies eine große Herausforderung. Elektrisch betriebene Fahrzeuge werden insbesondere im Schwerlastverkehr auf der Straße, aber auch auf Schiffen und bei Flugzeugen nur begrenzt den Verbrennungsmotor ablösen können. Daher werden Antriebe auf Basis von Wasserstoff oder synthetischen Energieträgern eine wichtige Rolle einnehmen.

Wasserstoff und PtL-Bedarf

Der Wasserstoff- und PtL-Bedarf ist genauso wie die zugehörige Erzeugung an die Werte der Wasserstoff-Roadmap NRW angelehnt.

Fernwärme

Angelehnt an die dena-Studie wird eine konstante Fernwärmeabnahme prognostiziert. Das bedeutet, dass der Umfang der Netze leicht steigen wird, aber die durchschnittliche Abnahme aufgrund der Gebäudeeffizienz sinkt. Hierbei spielen insbesondere auch Nahwärme bzw. kalte Nahwärmenetze eine Rolle, insbesondere in Kombination mit klimaneutral bereitgestellter, „grüner“ Wärme.

3.4.3 Interpolation der Daten

Zwischen dem Status quo im Jahre 2020 und dem Zieljahr 2050 liegen 30 Jahre, in denen teilweise weitere Stützwerte in Bezug auf Erzeugung und Bedarf vorliegen. Grundsätzlich wird dort, wo keine besseren Annahmen vorlagen, eine lineare Interpolation zwischen dem Anfangs- und Endwert vorgenommen. Diese Betrachtungen können durch eine Anpassung im Modellierungswerkzeug beliebig angepasst werden.

3.5 Nutzung des Modellierungstools

Das vorgestellte Modellierungstool wird durch die Zukunftsagentur Rheinisches Revier öffentlich zugänglich gemacht. Weitere Informationen sind über den Revierknoten Energie der Zukunftsagentur erhältlich.

3.6 Zwischenfazit

Die vorgestellten Daten des Modellierungswerkzeugs bieten eine gute Basis für die Untersuchungen bzgl. eines Energiesystems der Zukunft im RR. Im Modellierungswerkzeug können alle Daten grundsätzlich angepasst und erweitert werden. So bietet es die größtmögliche Flexibilität für weitergehende Untersuchungen. Prognosen weisen stets große Unsicherheiten auf, sodass der Blick in die Zukunft immer nur eine Tendenz sein kann.

4 SYSTEMARCHITEKTUR

Um das Energiesystem der Zukunft im RR zu gestalten, müssen verschiedene Bausteine oder Komponenten und Akteure zusammengefügt werden. Diese Komponenten und Akteure bilden, wie in einem Architektorentwurf, das anzustrebende System. Die Kenntnis der Komponenten und ihrer Eigenschaften ist wichtig, um ihr Verhalten einzuschätzen und kann auf Basis der Metastudie und mithilfe des Modellierungswerkzeugs abgeschätzt werden. Ebenso wichtig sind das Zusammenspiel, die Interaktion und Interdependenz dieser Komponenten. Hinzu kommen in der Betrachtung die Akteure der Transformation, die die Komponenten ins Werk setzen müssen.

4.1 Methodik

Die Teil-Studie gliedert sich in insgesamt zwei Arbeitspakete, in denen die Aufgabenstellungen bearbeitet werden. Eine Übersicht über die Arbeitspakete ist in der folgenden Abbildung 46 dargestellt:

Arbeitspaket	Kurzbeschreibung
AP 1 Komponenten im Energiesystem der Zukunft im RR	Analyse möglicher Komponenten zur Kompensation abzuschaltender Kohlekraftwerke
AP 2 Akteure der Transformation	Betrachtung der Akteure im Energiesystem des RR und deren Beteiligung an der Transformation

Abbildung 46: Übersicht über die Arbeitspakete

4.2 Exkurs: Potenzialbegriff

Die Ermittlung von Leistungs- und Energiepotenzialen von Erneuerbaren Energien erfolgt unterschiedlich und es ist nicht immer nachvollziehbar, ob ein Potenzial theoretisch, technisch, wirtschaftlich oder tatsächlich erschließbar ist. Daher wird im Folgenden ein Exkurs zu diesem Thema eingeführt. Dieser soll für dieses Thema sensibilisieren und deutlich machen, dass nicht jedes Potenzial auch 100 % erreicht werden kann. Die Definition nach [23] sind im Folgenden beschrieben und in Abbildung 47 dargestellt:

Theoretisches Potenzial

„Das in einem bestimmten geographischen Raum in einer bestimmten Zeitspanne theoretisch nutzbare physikalische Energieangebot (z. B. Sonneneinstrahlung innerhalb eines Jahres)“ [23]

Technisches Potenzial

„Teil des theoretischen Potenzials, das unter Beachtung technischer Restriktionen nutzbar ist – oft werden auch andere „unüberwindbare“ Einschränkungen (z. B. gesetzliche Regelungen) bei der Ermittlung des technischen Potenzials berücksichtigt.“

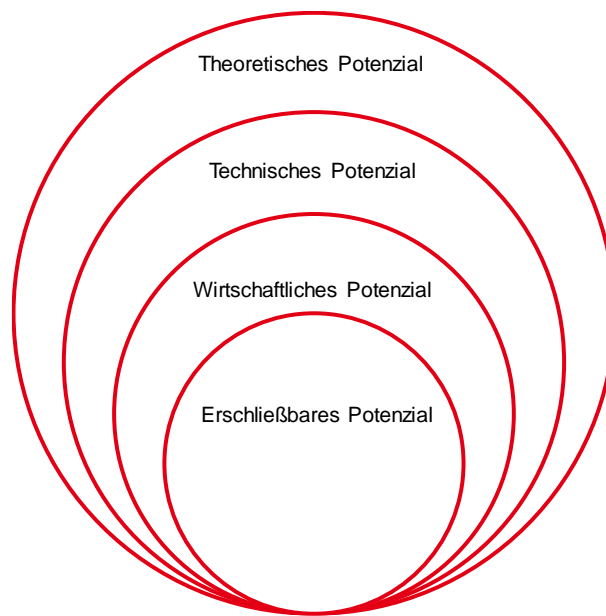


Abbildung 47: Theoretisches Potenzial und die jeweiligen Teilmengen

Wirtschaftliches Potenzial

Es ist abhängig von einer Vielzahl von Parametern. Großen Einfluss kann z. B. die Höhe der angenommenen Energiepreise haben. Das wirtschaftliche Potenzial kann unter einem volks- oder betriebswirtschaftlichen Blickwinkel betrachtet werden.“ [23]

Erschließbares Potenzial

„Potenzial, das unter dem Einfluss verschiedener Restriktionen und Hemmnisse (z. B. Herstellerkapazitäten, administrative Hürden), jedoch auch Anreizen (Fördermaßnahmen, Vergütungen, Informationskampagnen) tatsächlich erschlossen wird.“ [23].

4.3 Örtliche Verteilung im Status quo

In diesem Abschnitt wird nun anhand der gesammelten Daten dargestellt, wie die Energiebilanz des RR im Status quo ist. Dies dient als Ausgangsbasis, um die weitere Entwicklung des RR zu beurteilen. Dabei wird in der aufgeführten Analyse der Fokus auf die Veränderung des elektrischen Energiesystems gelegt, da dies die wichtigste Energieinfrastruktur sein wird.

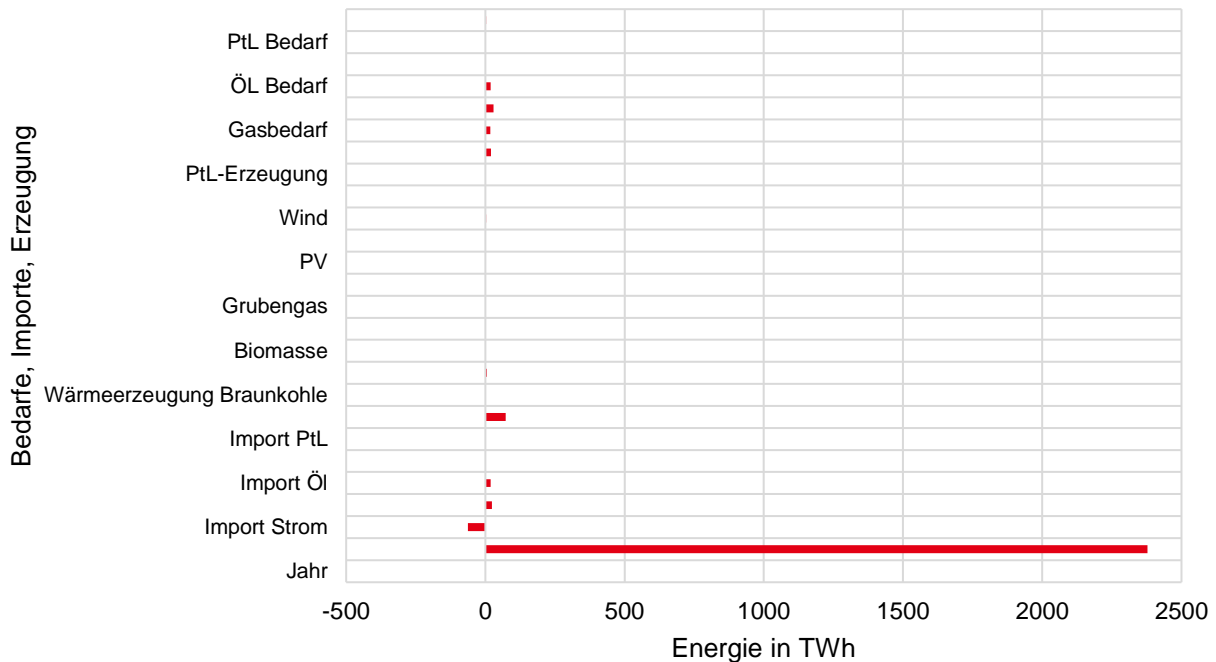


Abbildung 48: Energiebilanz des RR im Status quo

Mithilfe des Modellierungswerkzeugs sind weitere Analysen möglich. Die vorstehende Abbildung zeigt die Energiebilanz im Jahr 2020 des RR. Die erzeugte elektrische Energie aus den Braunkohlekraftwerken nimmt dabei den größten Posten ein. Sie resultiert aus dem Vorkommen der Braunkohle im RR und ist ein über Jahrzehnte prägendes Element. Da der Strombedarf des ganzen RR nur ca. ein Viertel dessen entspricht, exportiert (negativer Import) das RR einen sehr großen Teil dieser Energie. Zudem gibt es noch einen kleineren Anteil an Gaskraftwerken, welche ebenfalls Strom erzeugen. Die größten Energiebedarfe neben der elektrischen Energie ist der Gas- und Ölbedarf, welcher hauptsächlich für die Wärmebereitstellung und die Mobilität benötigt wird. Diese fossilen Energieträger werden, wie in ganz Deutschland, aus dem Ausland importiert.

Der Ausgangspunkt des RR ist demnach eine Importabhängigkeit von Öl und Gas und es ist ein Exporteur für elektrische Energie, die insbesondere im Rhein-Ruhr-Gebiet benötigt wird. In der nachfolgenden Abbildung ist die Strombilanz der Gemeinden dargestellt. Dabei zeigt die Farbe der Sechsecke, ob die jeweilige Gemeinde einen Export (grün) oder einen Import (rot) von elektrischer Energie aufweist. Die Größe der Sechsecke ist dabei proportional zur Höhe des Wertes. Die genauen Werte können in Abbildung 50 abgelesen werden (Import Strom).

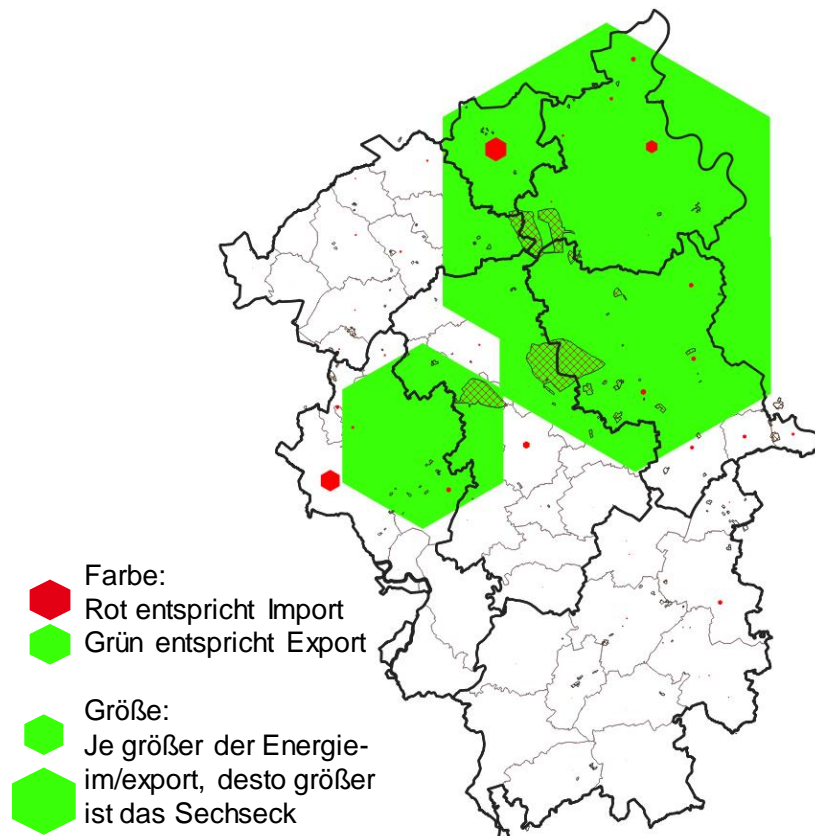


Abbildung 49: Strombilanz je Gemeinde im RR im Status quo

Das Modellierungswerkzeug enthält auch die Energieimporte je Gemeinde, wie in Abbildung 50 dargestellt ist. Der Herkunft der Werte ist im Modellierungswerkzeug selbst erläutert. Es handelt sich bei den Werten um Abschätzungen und es kann Abweichungen in Bezug auf real von den Gemeinden erhobenen Daten geben. Wenn solche Daten vorliegen, können diese in das Modellierungswerkzeug integriert werden und so das Modell genauer werden.

Die Energieimporte je Gemeinde im Status quo weisen große Unterschiede auf. Es stechen besonders die Gemeinden (Bergheim, Eschweiler und Grevenbroich) mit den Braunkohlekraftwerken heraus, welche sehr große Mengen elektrische Energie exportieren (negativer Import im Diagramm). Die positive Seite der Bilanz, dort wo Energie importiert wird, scheint dagegen gering. Jedoch haben besonders die bevölkerungsreichen Gemeinden (Aachen, Hürth, Mönchengladbach und Neuss) große Energiebedarfe. Die restlichen Gemeinden mit vorstädtischen bis ländliche Strukturen weisen geringere Energiebedarfe und damit auch geringere Energieimporte auf. Im weiteren Verlauf dieses Kapitels wird analysiert, wie sich dieser Zustand bei dem beschriebenen Szenario ändert.

Energieimporte je Gemeinde 2020 in TWh

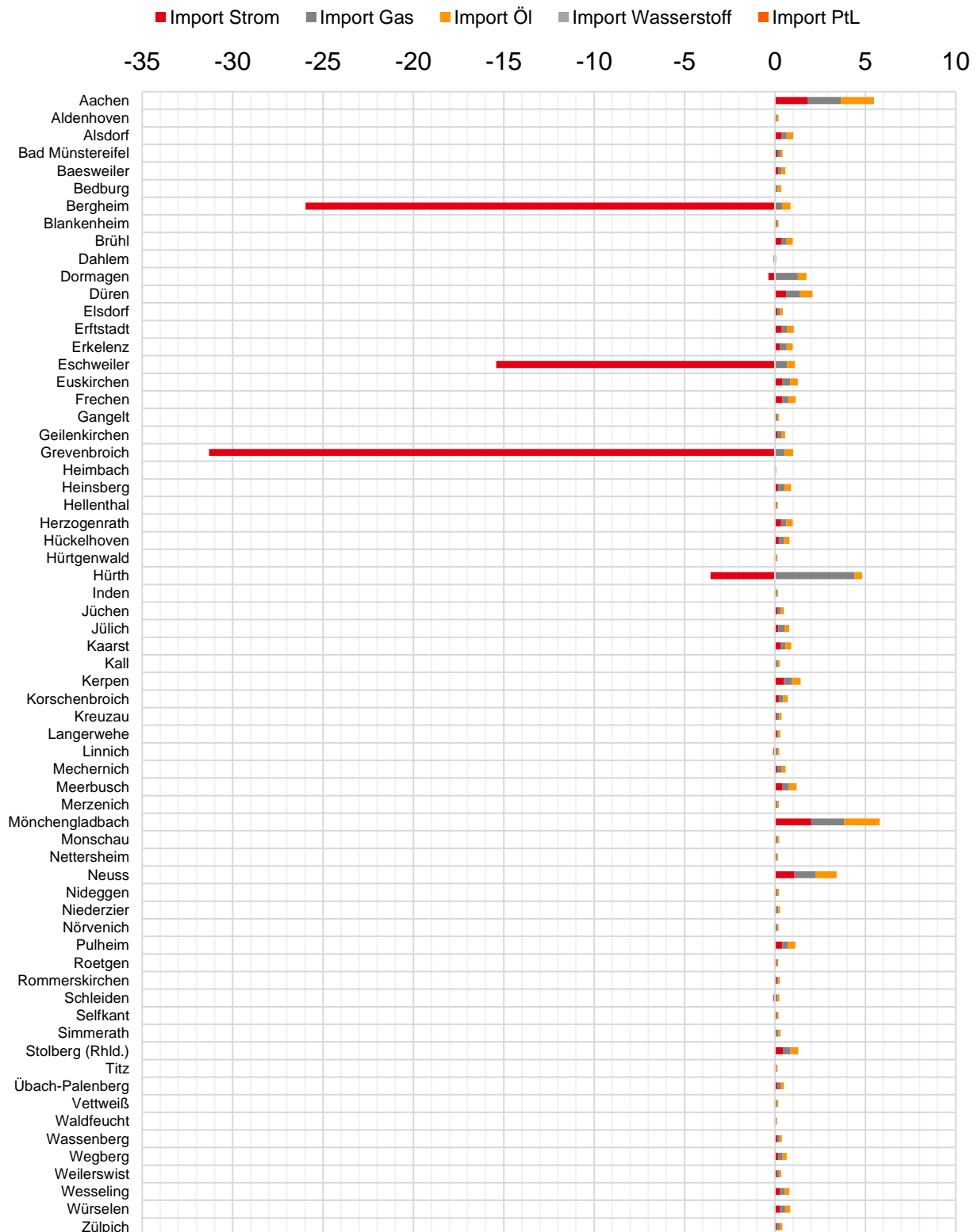


Abbildung 50: Energieim- und -exporte je Gemeinde 2020 in TWh, *negative Importe entsprechen einem Export

Die aufgezeigten Verhältnisse spiegeln sich auch bei der Betrachtung der Stromerzeugung in den Gemeinden wider, wie auf Abbildung 51 zu erkennen ist. Im Status quo ist die dominierende Größe die Braunkohlestromerzeugung und sämtliche erneuerbare Stromerzeugung ist deutlich geringer.

Stromerzeugung je Gemeinde 2020 in TWh

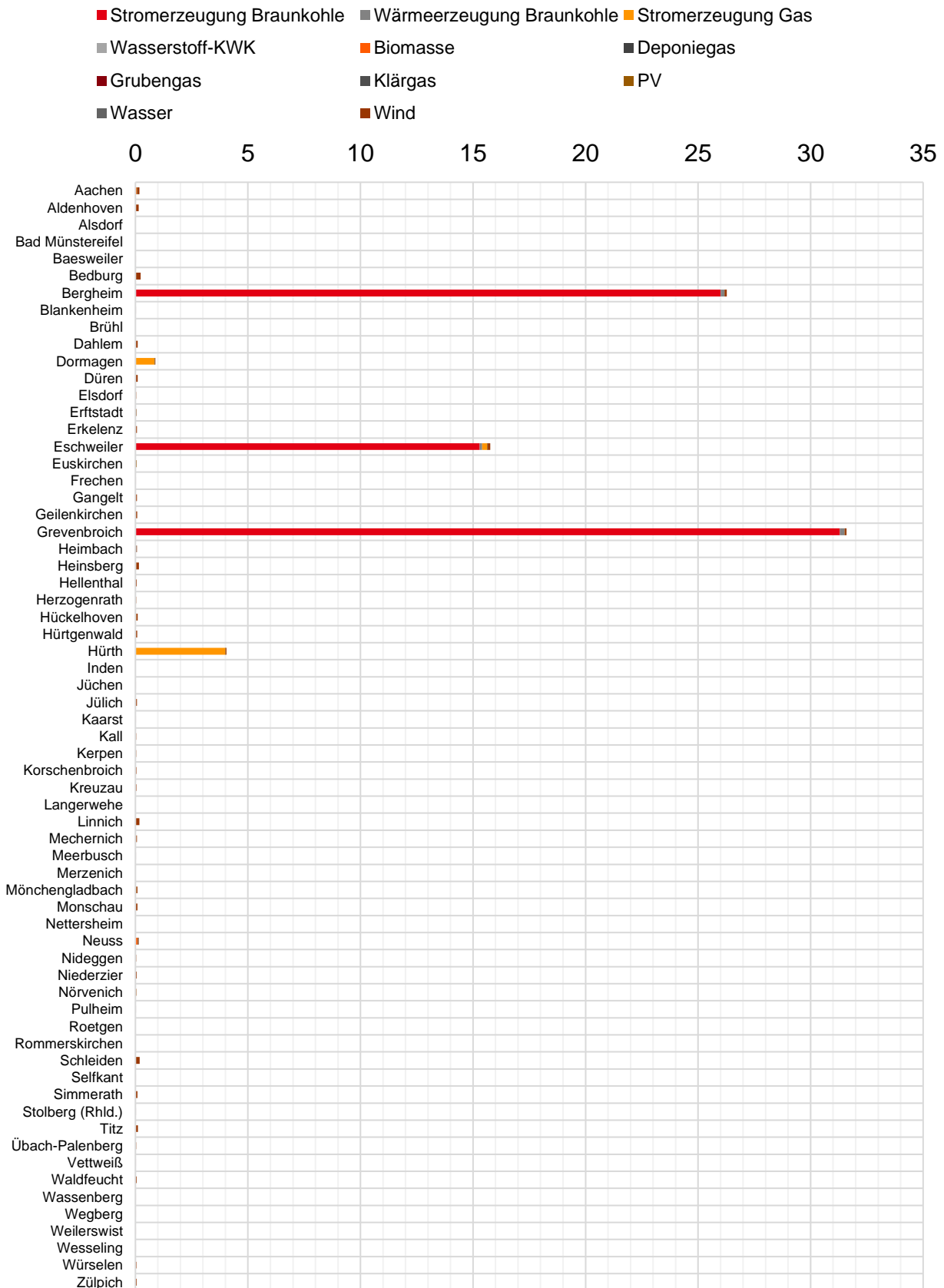


Abbildung 51: Stromerzeugung je Gemeinde 2020 in TWh

Die Fortschreibung der gezeigten Verhältnisse in die Zukunft wird in Kapitel 5 diskutiert.

4.4 Komponenten im Energiesystem der Zukunft im RR

Bei der Ausgestaltung eines Energiesystems der Zukunft im RR stellt sich die Frage nach den dazu am besten geeigneten Komponenten und deren Dimensionierung. Daher wird dieser Absatz darauf eingehen, welche Energie, Leistung und Funktionalität durch den Braunkohleausstieg verloren gehen und welche Komponenten dies am besten kompensieren könnten. Dabei wird in diesem Abschnitt die Zeitkomponente zunächst nicht miteinbezogen, da der Fahrplan der Umsetzung im nächsten Kapitel behandelt wird.

Die wichtigsten energetischen Kenngrößen zu den Braunkohlekraftwerken sind, dass es fast 9 GW installierte **elektrische Leistung** im RR gibt und diese 2019 ca. 73 TWh **elektrische Energie** in das Stromnetz einspeisen konnten. Damit wird bis 2038 ca. ein Zehntel der gesicherten Stromerzeugungsleistung (ca. 90 GW) Deutschlands abgeschaltet, welches einen großen Beitrag zur **Systemsicherheit und -stabilität** leistet. Zudem sind ca. 14.000 **Arbeitsplätze** im RR dadurch in Gefahr. In den nächsten Jahren wird sich die Stromerzeugungs- und Verbrauchsstruktur immer weiter ändern. Es kommen mehr Verbraucher wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Elektrolyseure in das System.

- Eine wesentliche Maßnahme, diesen Verlust zu kompensieren, ist der Aufbau **erneuerbarer Stromerzeugung**. Insbesondere Photovoltaik und Windenergie sind am ehesten dafür geeignet. Im RR bietet es sich an, die freiwerdenden Tagebauflächen dafür zu nutzen. Da diese Flächen aber bei weitem nicht ausreichen werden, um die Braunkohlestromerzeugung auch nur ansatzweise zu kompensieren, sollte in der ganzen Region ein verstärkter Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung erfolgen. Nur so kann das RR auch in Zukunft eine wichtige Rolle in der Energiewirtschaft einnehmen und eine Modellregion für den Strukturwandel werden. Nach Berechnungen des LANUV beträgt das maximale Potenzial im gesamten RR für EE-Stromerzeugung ca. 38 TWh.
- Da diese Energie jedoch nicht dargebotsunabhängig ist, muss eine **Speicherung** erfolgen. Für kurzfristige Speicherungen bieten sich am ehesten Batteriespeicher an. Diese können im RR genauso wie die Stromerzeugung im Tagebau einfach an die Hoch- und Höchstspannungsnetze angeschlossen werden.
- So ist es auch möglich, **Regelleistung** vorzuhalten und somit insbesondere die Primär- und Sekundärregelleistung der Braunkohlekraftwerke ansatzweise zu ersetzen.
- Intelligente Messsysteme können dazu beitragen, die Prosumer der Zukunft an den Aufgaben der Systemstabilisierung zu beteiligen. **Spitzenglättung** in Verteilnetzen und digitale Geschäftsmodelle bieten eine Chance hierfür. Daher sollte die Digitalisierung der Energieversorgung forciert werden.
- Smart-City-Lösungen sind die Fortsetzung dessen und werden in der hier betrachteten Zeitspanne eine wachsende Rolle spielen. Auch die Städte und Ortschaften im RR können sich zu **Smart Cities** entwickeln.
- Für die langfristige Speicherung und die Bereitstellung von grünem Wasserstoff im Verkehrs- und Industriesektor wird der weitere Aufbau von **Elektrolysekapazitäten** notwendig sein. Im Rahmen der Nationalen Wasserstoffinitiative und der Wasserstoff-Roadmap NRW wird deutlich, dass auch das RR hier eine Rolle spielen kann und aufgrund der guten Netzanbindung sind die Voraussetzungen hervorragend. Daher sollte der Aufbau von Wasserstoffherstellungskapazitäten im RR unbedingt verfolgt werden.

- Auch eine Anbindung an die vorhandene und zukünftige **Wasserstoffinfrastruktur** an Rhein und Ruhr sollte geprüft werden. Mit dieser Wasserstoffherzeugung könnten sowohl regionaler Überschussstrom als auch nationaler Überschussstrom umgewandelt werden.

Eines der wesentlichen Probleme eines auf erneuerbaren Energien basierenden Energiesystems ist die Überbrückung der sogenannten Dunkelflaute. Die Dunkelflaute ist ein Phänomen, in welchem über einen gewissen Zeitraum kaum ertragsreiche Sonneneinstrahlung herrscht und kaum der Wind weht. In Deutschland wird diese Dunkelflaute meist mit 14 Tagen angenommen. Für diese 14 Tage muss jedoch eine gesicherte Stromerzeugung gewährleistet sein. Diese gesicherte Stromerzeugung kommt also nicht aus Photovoltaik, Windenergieanlagen oder Batteriespeichern.

- Eine sinnvolle Option für ein treibhausgasneutrales Energiesystem ist die **Verstromung von grünen Gasen**. Die dazu verwendeten Anlagen können zudem über das ganze Jahr in Engpasssituationen aushelfen, da Gaskraftwerke sehr flexibel sind. Im RR sollte daher untersucht werden, ob und in welchem Umfang Wasserstoffgaskraftwerke mit optionaler Wärmeauskopplung aufgebaut werden können.
- Neben diesen Technologien sind weitere Maßnahmen zu prüfen und zu untersuchen. Dazu zählt insbesondere die **Gebäudesanierung** in der Region, die zweifach wirkt. Zum einen hilft der sinkende Bedarf von Heizwärme dabei, CO₂-Emissionen einzusparen. Zum anderen entfaltet eine verstärkte Sanierungsrate Bedarf an Arbeitskräften. Dieser Effekt ist im RR erwünscht und bietet eine Chance, den Wegfall von Arbeitsplätzen in der Kohle teilweise zu kompensieren.
- Unterstützend und flankierend kann der Aufbau von Forschungseinrichtungen und Recyclingindustrie hinzukommen.

Die Komponenten des neuen Systems werden sich im Laufe der Zeit noch ändern, wenn neue Erkenntnisse hinzukommen. Nach heutiger Kenntnis ist die Liste der „wahrscheinlichen“ Komponenten daher ein „lebendes Dokument“. Im nächsten Schritt soll der Zusammenschluss der Komponenten zu einem System betrachtet werden.

4.5 Akteure der Transformation

In der Energiewirtschaft handeln unterschiedliche Akteure. Neben den Kunden, die Energiebedarfe aufweisen, gibt es

- Netzbetreiber, die die notwendige Infrastruktur bereitstellen,
- Kraftwerksbetreiber, die für die Strom- und Wärmeerzeugung zuständig sind,
- Energiehändler, die Bedarf und Nachfragen „matchen“,
- Hersteller, die Zulieferer der Netz- und Kraftwerksbetreiber sind,
- politische Akteure auf
 - kommunaler und
 - staatlicher Ebene, die den gesetzlichen Rahmen und die Regulatorik vorgeben sowie
- Verbände, die eine vermittelnde Funktion und übergreifende Koordination ermöglichen.

Gewerbliche Kunden

Heutzutage sind die gewerblichen Kunden im Rheinischen Revier kaum aktiv agierend, sondern meist nur als Konsumenten in das Energiesystem eingebunden. Sie können jedoch in Zukunft aktiver an der energetischen Umgestaltung teilnehmen. Beispielsweise können sie durch Demand Side Management ihre Last auf die dargebotsabhängige Erzeugung anpassen und somit gleichzeitig ihre Strombezugskosten reduzieren sowie das Netz entlasten.

Zudem können die großen Industrielasten ihre Abwärme für ein Nah- oder Fernwärmenetz zur Verfügung stellen. Auch diese Maßnahme bedeutet auf der einen Seite ein wirtschaftliches Potenzial für die Gewerbekunden, auf der anderen Seite jedoch auch ein Potenzial, um erzeugte Energie im Rheinischen Revier effizienter zu nutzen.

Wenn in Zukunft größere EEG-Anlagen im Rheinischen Revier (z. B. auf den Tagebauflächen) entstehen, können die Gewerbekunden PPA²s mit den Anlagenbetreibern abschließen, um zu einem günstigen Preis mit regenerativem Strom versorgt zu werden.

Haushaltskunden

Die Haushaltskunden im Rheinischen Revier sind kaum von den Veränderungen betroffen. Die Stromverträge, die sie abschließen, sind meist überregional³, sodass der Haushaltskunde keine Kenntnis darüber hat, ob der bezogene Strom in einem Braunkohletagebau oder in einer Offshore-Windenergieanlage erzeugt wird. Insgesamt werden jedoch die Strompreise durch diesen fortschreitenden Umbau des Energiesystems langfristig steigen. Dies betrifft die Haushaltskunden direkt durch ihre Stromverträge. Es ist daher davon auszugehen, dass steigende Strompreise das Verhalten der Kunden ändern werden. So kann z. B. eine höhere Energieeffizienz erreicht werden, indem Strom effizienter genutzt (z. B. durch neuere Geräte) oder sogar eingespart wird (durch weniger Standby-Betriebe).

Unter den Haushaltskunden befinden sich in geringer Anzahl Anwohner der Braunkohletagebauflächen, die ggf. umgesiedelt werden müssen. Solche Beeinträchtigungen wird es durch den Ausstieg aus der Kohleverstromung in mittelfristiger Zukunft nicht mehr geben. Stattdessen werden in Zukunft vermehrt Windenergie- und Photovoltaikanlagen errichtet, die wiederum zu Nutzungskonflikten und Konflikten mit Anwohnern führen können.

Ähnliche Einflüsse hat der Strukturwandel auch auf die Beschäftigungsverhältnisse der Haushaltskunden. Viele (meist ältere) Menschen werden ihre Arbeitsstelle durch den Kohleausstieg verlieren, für viel Menschen werden jedoch auch neue Stellen entstehen. Die Schnittmenge beider Gruppen ist noch ungewiss.

Netzbetreiber

Die Stromnetzbetreiber im Rheinischen Revier stehen, wie überall in Deutschland, vor großen Herausforderungen. Besonders in den unteren Spannungsebenen entstehen derzeit immer mehr dezentrale Erzeugungsanlagen. Zusätzlich stellt die fortschreitende Elektrifizierung des Verkehrs die Stromnetzbetreiber teilweise vor große Ausbau-Aufgaben. Durch künftige Sektorkopplungselemente werden, abhängig vom Betriebsstandort, auch die Betreiber der Stromübertragungsnetze einen umfassenden Netzausbau bewältigen müssen.

² PPA: Power Purchase Agreement, Stromverkaufsvereinbarung

³ Ausgenommen sind dabei Haushalte, die von RWE Deputate erhalten.

Kraftwerksbetreiber

Die Kraftwerksbetreiber der Braunkohlekraftwerke im Rheinischen Revier werden künftig hohe Rückbaukosten zu tragen haben. Der Wandel zu regenerativen Erzeugern, wie z. B. großen Photovoltaikanlagen oder Windenergieanlagen, fordert hohe Investitionen und den Aufbau neuen Know-hows, sowohl wenn die heutigen Konzerne diese Entwicklung durchlaufen als auch wenn neue/andere Player die Marktrolle einnehmen.

Verbände

Die Verbände werden in Zukunft eine große Rolle im Rheinischen Revier einnehmen müssen, um die verschiedenen Interessen der Akteure zusammenzubringen. Im Konflikt zwischen Anlagenbetreibern, Mitarbeitern, Anwohnern und der Gesetzgebung sollten die Verbände eine vermittelnde Rolle einnehmen sowie Kompromisslösungen und neue, für beide Seiten vorteilhafte Ansätze erarbeiten. Zudem sollten die Verbände eine aufklärende Rolle übernehmen, um Ängste und Vorurteile vor dem Strukturwandel zu überwinden.

Kommunen

Die Kommunen der drei großen Tagebauflächen werden in Zukunft neue Nutzungskonzepte entwickeln. Dafür ist insbesondere die Zusammenarbeit mit den Verbänden und den Unternehmen in der Region empfehlenswert, um ein Konzept zu entwickeln, das wirtschaftliche und gesellschaftliche Vorteile für die Region hervorbringt.

Deutscher Staat

Der Staat hat bereits umfangreiche Fördermittel für das Rheinische Revier bereitgestellt, um den Strukturwandel erfolgreich zu meistern. Dies fördert die Entwicklung neuer innovativer Projekte, um künftige Energiekonzepte, die evtl. heute noch nicht wirtschaftlich sind, zu erproben und marktreifer zu gestalten. Des Weiteren sollte der Staat einen rechtlichen Rahmen schaffen, der fördert, dass das Potenzial der gezeigten neuen Technologien genutzt wird. So kann der Gesetzgeber u. a. die Netzentgeltssystematik und die Regulierung von Netzausbaukosten überarbeiten, um energieeffizientere Konzepte und Maßnahmen wirtschaftlicher zu gestalten.

Hersteller

Die Hersteller der verschiedenen vorgestellten Technologien sind sehr von den Entscheidungen anderer Akteure, wie z. B. der Gesetzgebung, abhängig. Hier empfiehlt sich eine aktive Kommunikation und die Bereitschaft, z. B. an Forschungsprojekten teilzunehmen, um die eigene Technologie weiterzuentwickeln, den Akteuren näher zu bringen und die Eignung für die Region zu validieren.

Energiehändler

Die Energiehändler sind primär nicht so stark vom Strukturwandel betroffen, da der Ursprung des eingekauften Stroms nur teilweise relevant ist. Es können sich jedoch auch zusätzliche Geschäftsfelder eröffnen, indem z. B. regional erzeugter Strom in der Region vermarktet wird. Einige erste Projekte zeigen, dass darin ein hohes Potenzial besteht.

4.6 Zwischenfazit

Die Analyse der Systemarchitektur zeigt, dass erhebliche Anstrengungen notwendig sind, um die Stromerzeugung im RR zu substituieren und auch die Wertschöpfung zu erhalten. Als mögliche Komponenten kommen insbesondere Photovoltaik und Windenergie infrage. Aber auch die Herstellung von grünen Gasen und synthetischen Energieträgern könnte im RR erfolgen. Zudem spielt die sichere und flexible Stromerzeugung eine

wichtige Rolle, wo das RR auch in Zukunft einen großen Beitrag leisten könnte. Die mögliche Dimensionierung, Positionierung und zeitliche Optionen werden im letzten Untersuchungsteil näher analysiert.

Die Nachnutzung der Braunkohletagebaue ist dabei ein Baustein, der besondere Beachtung verdient. Herausforderungen bestehen unter anderem darin, dass z. B. vor der Errichtung eines Windparks auf einer Halde der Eigentumswechsel bzw. die Umwidmung der Fläche vollzogen sein muss. Die Fläche unterliegt im Status quo dem Bergrecht. Auch in statischer Hinsicht (bezogen etwa auf Setzungsgeschehen im Untergrund) muss Sicherheit bestehen, bevor in neue Technologie investiert wird.

Besondere Kreativität ist für eine geeignete Nutzung der Braunkohlerestseen gefragt. Diese werden für die Zukunft die Landschaft prägen. Allerdings darf bei den diesbezüglichen Planungen nicht vernachlässigt werden, dass bis zur Fertigstellung dieser Seen und damit zur Option einer (auch energetischen) Nutzung, sei es für schwimmende PV-Anlagen oder ähnliches, noch mehrere Jahrzehnte vergehen werden. Allein die Befüllung des „Indesees“ wird mit 20 bis 25 Jahren veranschlagt. Eine genaue Zeitplanung wird von der Ausgestaltung der Rhein- oder Rurwasserüberleitungen und den weiteren Konkretisierungen der Tagebauplanungen abhängen.

5 FAHRPLAN

Der letzte Studienteil befasst sich mit dem Fahrplan des Systemumbaus. Hiermit ist gemeint, dass ein Zielsystem, wie in Kapitel 3.4 skizziert, im Laufe der Zeit angestrebt und Stück für Stück umgesetzt werden muss. Die heutige Ausgangslage lässt erste Umriss dieses Zielsystems erkennen. Es ist aber absehbar, dass diese sich noch weiter wandeln und weiterhin Gegenstand der Diskussion sein werden. Ein jeder Fahrplan muss also flexibel gehalten werden. Die Notwendigkeit des Nachjustierens ist stets zu erwarten.

5.1 Kosten, Verfügbarkeit und Reife der Technologien

Im Folgenden werden die Investitionen, die Reife der Technologien sowie der Verfügbarkeit abgeschätzt werden. Zudem können Lieferfähigkeit und Bezugsmöglichkeiten im RR untersucht werden. Zu den einzelnen Technologien können eine Möglichkeit der F&E-Aktivität sowie die Auflistung von beispielhaften Geschäftsmodellen ergänzend aufgezeigt werden.

Ergebnis des AP ist eine Übersicht auf dem Zeitstrahl, welche der „Komponenten“ wann einen Beitrag zur Substitution des ausgewiesenen Bedarfes leisten kann. Hieraus wird – im Zusammenspiel mit dem Parallelprojekt „Komponenten und Akteure ...“ zudem ableitbar, welche Akteure hierzu besonders eingebunden werden müssen.

5.1.1 Investitionsvolumina

In Abschnitt 2.4.4.1 wurden Investitionskosten und deren Prognosen aus den untersuchten Studien aufgeführt. Dabei wurden lineare Kostenannahmen bzgl. der Investition je Leistung angenommen. Dies ist für sehr umfangreiche Untersuchungen und Optimierungen üblich, spiegelt jedoch nur bedingt die Realität wider. Meist ist der Zusammenhang nicht linear, sondern die spezifische Investition ist eher exponentiell (mit negativer Potenz). Daher können diese Kosten im Rahmen von realen Investitionsentscheidungen nur für eine grobe Einschätzung genutzt werden und spiegeln nicht den real entstehenden Investitionen wider. Daher wird in diesem Abschnitt in Bezug auf das RR analysiert, bei welchen der Technologien große bzw. weniger große Kostendegressionen zu erwarten sind und wie sich dies auf die Planung und Umsetzung auswirkt. Die hier aufgeführten Potenziale für Erneuerbare Energien beziehen sich im Gegensatz zu Abschnitt 2.4.1.2 auf die ermittelten Daten des LANUV, da dort eine umfangreichere Betrachtung als in den untersuchten Studien durchgeführt wurde.

Onshore-Windenergie-Anlagen sind schon sehr stark kostenoptimiert. Die Anlagen werden von mehreren großen Herstellern in großer Stückzahl produziert. Es wird lediglich eine geringe Kostendegression aufgrund der wahrscheinlich noch leicht steigenden Leistung der Anlagen bei ähnlichen Kosten angenommen. Daher besteht hier lediglich die Restriktion, dass der aktive Tagebau erst nach der Stilllegung genutzt werden kann. Um eine maximale Stromerzeugung im Rheinischen Revier aus Erneuerbaren Energien zu erreichen, könnte bspw. ein konstanter Aufbau von Windenergieanlagen als Strategie zu Grunde gelegt werden. Da in der Region ein technisches Potenzial von ca. 8,1 GW Windenergie und in den Tagebauten nochmal bis zu 1,17 GW möglich sind, würde dies bei einem konstanten Zubau bis 2050 eine neu zu installierende Leistung von ca. 300 MW pro Jahr bedeuten. Dies entspricht ca. 90 Windenergieanlagen (bei 3,3 MW je Anlage). Dies würde einen enormen Investitionsaufwand von 300 Mio. Euro pro Jahr bedeuten (bei durchschnittlich 1.000 Euro/kW).

Bei **Photovoltaikanlagen** sind aufgrund steigender Wirkungsgrade noch Kostendegressionen zu erwarten. Unabhängig davon müsste ähnlich zu den Windenergieanlagen bei einem Streben nach einem möglichst klimaneutralen RR ein Vollausbau bis 2050 angestrebt werden. In der Region liegt ein technisches Potenzial von ca. 15,7 GW vor, wozu weitere bis zu 6,2 GW im Tagebau hinzukommen könnten. Bei einem konstanten

Ausbau über die nächsten 30 Jahre würde das einen Ausbau von 730 MW pro Jahr bedeuten. Dies würde einen enormen Investitionsaufwand von über 500 Mio. Euro pro Jahr bedeuten (bei durchschnittlich 700 Euro/kW).

Investitionskosten von weiteren **Biomassenanlagen** werden aufgrund des verhältnismäßig geringen prognostizierten Wachstums nicht quantifiziert.

Der Ausbau von **Batteriespeichern** in der Region kann einen wichtigen Beitrag zur kurzfristigen Speicherung von Energie leisten. Insbesondere als Hausbatteriespeicher sind diese weit verbreitet und werden mittlerweile fast immer bei dem Kauf einer PV-Anlage mitinstalliert. Bei einer typischen Kapazität von einer Kilowattstunde je installiertem Kilowatt Photovoltaikleistung bedeutet das bis zu 730 MWh/a Batteriespeicherkapazitätzubau. Dies entspricht bei ca. 500 Euro/kWh einer Summe von 365 Mio. Euro/a.

Die Transformation des Verkehrssektors spielt eine wesentliche Rolle bei der Reduktion des fossilen Treibstoffbedarfs und den damit verbundenen Treibhausgasemissionen. Die steigende Anzahl von **E-Fahrzeugen** ermöglicht die Nutzung von EE-Energie und damit die Dekarbonisierung des motorisierten Individualverkehrs. Da die Kosten von E-Fahrzeugen sich immer stärker denen der verbrennungsmotorgetriebenen Fahrzeuge annähern, wird an dieser Stelle auf eine Investitionskostenschätzung verzichtet. Diese Kosten verlagern sich lediglich.

Um die schon in Abschnitt 2.4.3.2 aufgeführten **Sanierungsmaßnahmen** durchzuführen, um den Gebäudeenergiebedarf auf ein Minimum zu reduzieren, sind Investitionen in Höhe von insgesamt 33 Mrd. Euro notwendig, was 1,1 Mrd. Euro/a über die nächsten 30 Jahre entspricht. Dazu kämen noch die Kosten für die Ausstattung mit Wärmepumpen, welche mit ca. 10.000 Euro je Gebäude bei (z. B.) 1 Mio. Gebäude in der Region weitere 10 Mrd. Euro Investitionsvolumen bedeutet (333 Mio. Euro/a).

Um die langfristige Speicherung der EE-Stromerzeugung im RR zu ermöglichen, ist **Power-to-Gas** die sinnvollste Möglichkeit. Basierend auf der Wasserstoff-Roadmap NRW müsste, bei einer relativ zur Bevölkerung verteilten Wasserstoffherzeugung, eine PtG-Energieumwandlung von ca. 2,9 TWh/a erfolgen. Je nachdem mit wie viel Volllaststunden die Anlagen betrieben werden, entspricht dies 0,5 bis 2 GW PtG-Leistung. In Abhängigkeit des Zeitpunktes belaufen sich die Investitionen bei 800 Euro/kW (heute) bzw. 300 Euro/kW (2050) zwischen 150 Mio. Euro und 1,6 Mrd. Euro. Daran wird deutlich, dass hier eine große Differenz zwischen früher großen Investitionen und später kleineren Investitionen herrscht. Daher ist eine zu empfehlende Strategie, früh mit einem Know-how-Aufbau zu beginnen, jedoch nicht unmittelbar übermäßige Investitionen zu tätigen. Um das „Henne-Ei-Problem“ zu vermeiden, ist bei der Wasserstoffherzeugung und der -abnahme ein enger Austausch zwischen den Akteuren notwendig. Das RR könnte dabei den ersten Schritt machen und Wasserstoff zur Verfügung stellen. Im Umland kann dieser durch die Industrie und bspw. Wasserstoffbusse abgenommen werden. Zudem könnte der Wasserstoff für die Rückverstromung genutzt werden, was im nächsten Abschnitt thematisiert wird.

Die Kosten, welche durch die **großtechnische Speicherung von Wasserstoff** anfallen, sind derzeit nicht einschätzbar, da im Rahmen dieser Studie keine Informationen vorlagen, inwiefern Wasserstoffspeicher im RR realisiert werden könnten bzw. wie hoch die damit zusammenhängenden Kosten sind.

Die Versorgungssicherheit über das ganze Jahr, aber besonders in den Zeiten einer Dunkelflaute, wird hauptsächlich auf Gaskraftwerken mit grünen Gasen basieren. Damit das RR seine Rolle einer sicheren Energieversorgung behalten kann, ist ein Know-how-Aufbau in diesem Bereich entscheidend. Der Bau eines Pilotprojektes für ein **Wasserstoffturbinenkraftwerk** ggf. mit Wärmeauskopplung könnte dazu einen entscheidenden Beitrag leisten. Da diese Technik noch in einem nicht kommerziellen Entwicklungsstatus ist, können die Kosten an dieser Stelle, auch aufgrund der unklaren Dimensionierung, nicht abgeschätzt werden.

Sowohl bei der Umwandlung von Wasser und Elektrizität zu Wasserstoff als auch bei der Rückverstromung, fällt Abwärme an. Diese könnte in Kombination mit **industrieller Abwärme** aus der Region genutzt werden, um **Wärmenetze** zu speisen und Städte mit hoher Bevölkerungsdichte zu versorgen. Dies weist auch den

Vorteil auf, dass es in Städten teilweise nicht möglich ist, den Wärmebedarf durch Wärmepumpen zu decken, was zudem wegen der hohen Lastdichte auch erhebliche Auswirkungen auf die Verteilnetze hätte. Wärmenetze können nur sinnvoll betrieben werden, wenn die Abnahmequote hoch genug ist, daher ist eine Versorgung im ländlichen Raum nicht sinnvoll.

Die aufgeführten Investitionsvolumina zeigen, dass erhebliche Investitionen notwendig sind, um einen Umbau zu einem möglichst klimaneutralen Energiesystem im RR zu erreichen.

5.1.2 Reife der Technologien

In der Studie „Technologien für die Energiewende“ vom Wuppertal Institut, Fraunhofer ISE und der Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme gGmbH sind aktuell thematisierte Technologien besonders umfassend bzgl. ihrer technologischen Reife (Technology Readiness Level, TRL) analysiert worden [24]. Für die Technologiebewertung sind unterschiedliche Langfrist-Energieszenarien, sowohl für Deutschland als auch international, zugrunde gelegt worden. Darunter fallen z. B. die Ableitung von Marktpotenzialen, die Kostenentwicklung entlang von Lernkurven oder die Abschätzung der vermiedenen Treibhausgase im Zeitablauf.

In der Studie sind sieben Technologiebereiche (TB) untersucht worden:

- | | |
|--|--|
| 1) Erneuerbare Energien | 5) Energie- und ressourceneffiziente Gebäude |
| 2) Konventionelle Kraftwerke | 6) Energie- und Ressourceneffizienz in der Industrie |
| 3) Infrastruktur | 7) Integrative Aspekte |
| 4) Technologien für die Sektorenkopplung (P2X) | |

Die einzelnen Technologien (teilweise zusammengefasst) sind anhand von Abbildung 52 dargestellt. Je weiter rechts eine Markierung eingetragen ist, desto höher ist der Reifegrad (von Grundlagenforschung bis Kommerzialisierung).

Im Technologiebereich Erneuerbare Energien haben bisher nur die Solarthermie für Strom, Wärme und Kälte und die Nutzung von Umweltwärme (Geothermie, Wärmepumpen) den Grad der Kommerzialisierung erreicht. An der Grenze zur Kommerzialisierung stehen ebenfalls die Photovoltaik, die Windenergie und die Tiefengeothermie. Einzig die Bioenergie befindet sich noch weit am Anfang der Technologieentwicklung. Insgesamt besteht hier jedoch eine relativ hohe Technologiereife. Diese Technologien werden im Rheinischen Revier künftig immer mehr an Bedeutung für die Energieerzeugung gewinnen, da die Kohleverstromung nach und nach eingestellt wird.

Im Bereich Konventionelle Kraftwerke bestehen die kommerziellen Technologien aus GuD-Kraftwerken, KWK-Anwendungen sowie dezentralen Gaskraftwerken. Die CO₂-Technologien sind insgesamt noch nicht weit genug erforscht. Auch diese Ergebnisse stimmen weitestgehend mit den Bewertungen aus Abschnitt 2.5 überein. Diese Ergebnisse sind auch auf das Rheinische Revier übertragbar. Oft werden an stillgelegten Kohlekraftwerksstandorten neue Gaskraftwerke o. ä. errichtet.

Die Ergebnisse des Bereichs Infrastruktur zeigen deutlich, dass bereits einige Typen von Energiespeichern kommerziell nutzbar sind. Speicher werden in der dargebotsabhängigen zukünftigen Energieversorgung, auch im Rheinischen Revier, eine entscheidende Rolle spielen, um die Last und die Erzeugung zusammenzubringen. Auch diese Einordnung deckt sich insgesamt mit der Bewertung der Technologien in Abschnitt 2.5.

Die Technologien im Bereich Sektorenkopplung sind z. B. im Vergleich zu denen der Erneuerbaren Energien in der Entwicklung noch nicht so weit fortgeschritten. Nur in den unteren beiden Kategorien sind einzelne Technologien bereits kommerzialisiert. Auch hier decken sich die Bewertungen insgesamt mit denen in Abschnitt 2.5, jedoch werden derzeit, auch im Rheinischen Revier bzw. in NRW, Technologien wie z. B. die

Nutzung von Wasserstoff stark durch die Politik gefördert, wodurch sich diese Technologien vermutlich schneller entwickeln als andere Technologien.

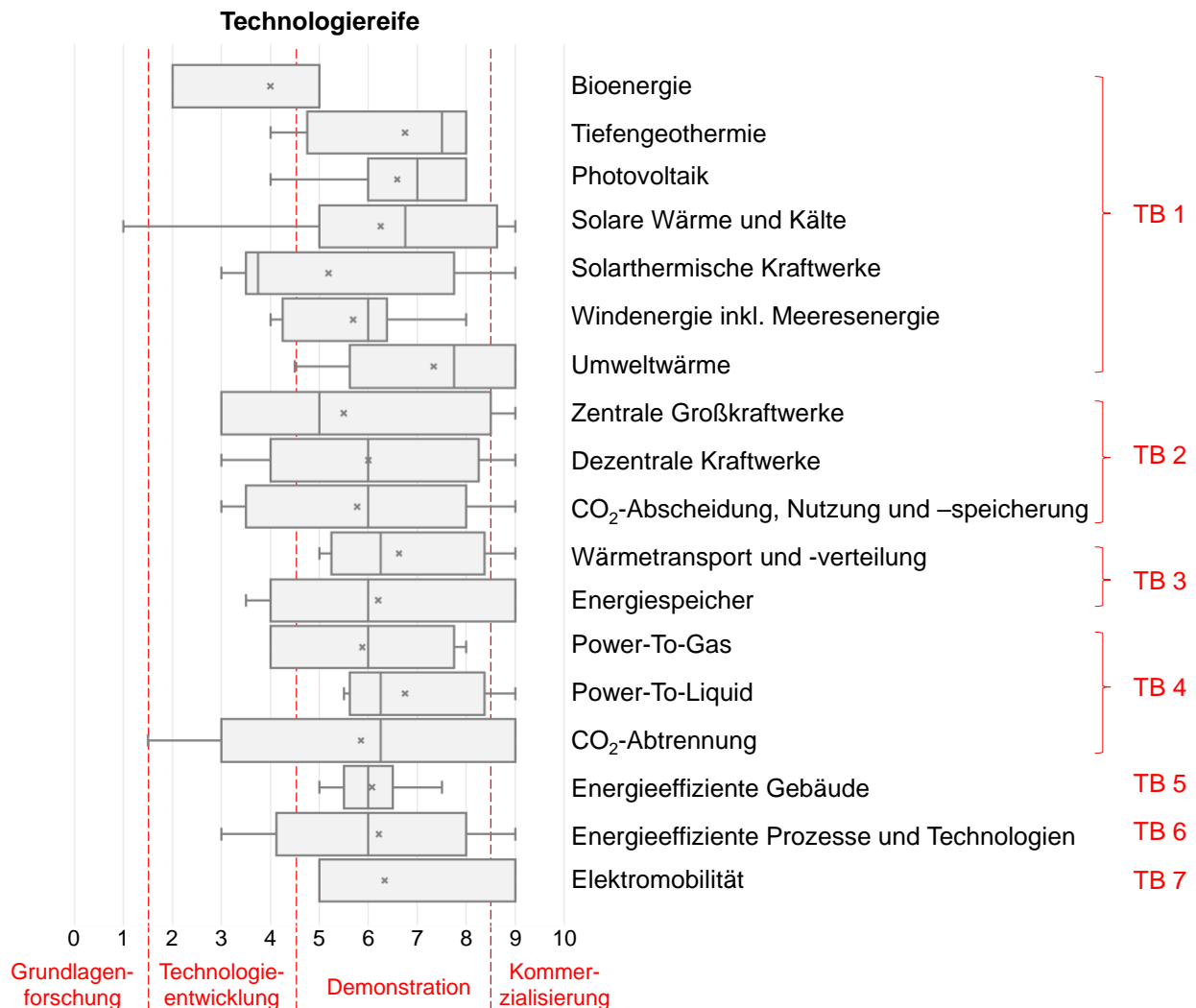


Abbildung 52: Technologiebewertung der einzelnen Technologien [24]

Anhand der Technologiebewertung des Technologiebereichs Energieeffizienz wird ersichtlich, dass sich in diesem Bereich sehr viele Technologien in der Entwicklung befinden. Im Bereich Energieeffiziente Gebäude und Gebäudetechnik befinden sich sehr viele Technologien in der Demonstrationsphase. Kommerzialisiert sind bereits Wärmetechnologien wie Power-to-Heat, Abwärmennutzung oder Wärmepumpen. Auch im Rheinischen Revier werden die genannten Technologien in Zukunft durch ihre rasche Weiterentwicklung an Bedeutung zunehmen.

Im letzten Technologiebereich Integrative Aspekte stehen besonders AC- und DC-Laden im Fokus, die bereits weit fortgeschritten sind und immer mehr an Bedeutung in Deutschland, wie auch im Rheinischen Revier, gewinnen. Andere Technologien, wie z. B. Oberleitungen, befinden sich noch in den Anfängen der Demonstrationsphase.

5.1.3 Geschäftsmodelle

Der Fahrplan für den Systemumbau erfordert neben den Technologien und den ökonomischen Kennzahlen wie Kosten auch Geschäftsmodelle, nach denen die Technologien wirtschaftlich in die Energiewirtschaft integriert werden können. Ein Geschäftsmodell wird hierbei als eine Geschäftslogik verstanden, nach der eine Organisation oder ein Einzelakteur Werte schaffen kann und dadurch für sich Gewinne erwirtschaftet (dies kann in Form einer Unternehmung oder einer Investition sein) oder ihre Aufgabe der Daseinsvorsorge erfüllen (Kommune). [25] Diese Definition schließt sowohl Einzelunternehmen, EVU, VNB, „Prosumer“ als auch Kommunen mit ein.

Tabelle 12 Technologien, Akteure und ihre Geschäftsmodelle

Komponenten	Akteure						
	Organisation				Einzelakteur		
	Kommune	Strom- und Gasnetzbetreiber	Kraftwerksbetreiber (neu/alt)	Hersteller	Energiehändler/Dienstleister und Aggregatoren	Gewerbliche Kunden	Prosumer
Erzeuger (insb. EE und KWK)	Standort zur Verfügung stellen → Gewerbesteuer		Portfolio erweitern	Produktion, Wartung und Recycling	Pooling, flexible Tarife, Messstellenbetreiber	EE-Stromverkauf (PPA/Netz)	EE-Stromverkauf (PPA/Netz)
Speicher	Standort zur Verfügung stellen → Gewerbesteuer	Optimierung Netzausbau	Produktion, Wartung und Recycling	Produktion, Wartung und Recycling	Pooling	Bereitstellung von Flexibilitäten	Bereitstellung von Flexibilitäten
Power-to-Gas und Power-to-X	Standort zur Verfügung stellen → Gewerbesteuer	Bereitstellung von Infrastrukturen	Produktion, Wartung und Recycling	Produktion, Wartung und Recycling	Vermarktung	Wasserstoffverkauf	Lokale Wasserstoffherzeugung für den Eigengebrauch
Wasserstofffahrzeuge	ÖPNV	Bereitstellung von Infrastrukturen		Produktion, Wartung und Recycling	Vertrieb von Wasserstoff an Tankstellen		
Elektrofahrzeuge	ÖPNV, Bereitstellung von Standorten für Ladesäulen	Bereitstellung von Infrastrukturen		Produktion, Wartung und Recycling	Stromtarife für Ladestrom		
Immobilien (z. B. Wärmedämmung)	Förderung von Ausbildung und Kompetenzbereitstellung			Projektumsetzung	Bereitstellung von Energieberatung	Investieren (eigene Immobilien)	Investieren (eigene Immobilie)

In einer Übersichtsmatrix ist in Tabelle 12 dargestellt, wie sowohl die oben identifizierten Akteure als auch die behandelten Technologien durch mögliche Geschäftsmodelle in Beziehung gesetzt werden. Es zeigt sich, dass die identifizierten Geschäftsmodelle die Technologien und die Akteure in Verbindung bringen. Dabei sind die Akteure in Organisationen wie Kommunen oder Netzbetreibern hin zu Einzelakteuren wie gewerbliche Kunden oder Prosumern differenziert. Die einzelnen Technologien mit den denkbaren Geschäftsmodellen werden im Weiteren erläutert. Hierbei werden die einzelnen Akteure in der Reihenfolge, wie in Tabelle 12 dargestellt, diskutiert. Für jeden Akteur werden die unterschiedlichen Komponenten und die jeweiligen Geschäftsmodelle analysiert.

Geschäftsmodelle für Kommunen

Die Komponenten **Erzeuger** und **Speicher** werden von der Kommune (und weiteren lokalen Akteuren) das Zurverfügungstellen von neuen Standorten erfordern. Dies können sowohl Freiflächen als auch Dachflächen sein. Hierdurch ließen sich mit wachsenden Investitionen in den Standort Gewerbesteuern für die Kommune erzielen. Das gleiche gilt für **Power-to-Gas und Power-to-X**: Auch hier können die Kommunen eine Möglichkeit der Gewerbesteuereinnahme etablieren. Bei der Komponente **Elektrofahrzeuge** lässt sich durch den Bau von Ladesäulen und das Ausstellen von Genehmigungen eine weitere Einnahmequelle etablieren. Im Bereich **Immobilien** haben die Kommunen insbesondere die Aufgabe, für die Bereitstellung von Fachpersonal durch geeignete Ausbildungsstätten und neue Berufsgruppen zu sorgen, etwa für die Dämmung oder für die technische Gebäudeausrüstung.

Geschäftsmodelle für Strom- und Gasnetzbetreiber

Netzbetreiber haben für die Komponente **Erzeuger** diverse Aufgaben. Zunächst sind sie aktuell verpflichtet, neue EE-Erzeugungsanlagen an das Netz anzuschließen. Das grundlegende Geschäftsmodell eines Netzbetreibers ist hierbei sehr streng durch Regulierungsvorgaben festgelegt, Weiterentwicklungen erscheinen bedingt möglich, weswegen die Bereitstellung der Netzinfrastruktur weiterhin das Kerngeschäft bleiben wird. Eine aktuelle Herausforderung ist die Reduzierung des Netzausbaus. Denkbar wäre die Einteilung des Netzgebiets in sog. Energiezellen, um den energetischen Ausgleich optimaler bilanzieren zu können. [26] Die sich hieraus ergebenden Mikronetze bedürfen auch einer elementaren Überwachung, Instandhaltung und Weiterentwicklung bei sich immer wieder ändernden Versorgungsaufgaben. Hiermit ließen sich für die Netze besser Flexibilitäten anbieten, um die oben genannten Herausforderungen kosteneffizient zu lösen. Hierdurch erhalten Flexibilitäten auch auf Verteilnetzebene eine neue Bedeutung, die für eine Bewirtschaftung des Netzes elementar werden können.

Speicher bilden durch die zeitliche Verlagerung der Nachfrage bzw. des Angebotes besonders für Netzbetreiber aus technischer Sicht eine Flexibilitätsquelle, um den Netzausbau zu reduzieren bzw. diesen zeitlich zu verschieben, die allerdings derzeit regulatorisch noch nicht vorgesehen ist. Technisch kann dies entweder in Form des eigenen Betriebs von Speichern funktionieren oder durch die Teilnahme an Plattformen eines Aggregators z. B. in Form eines lokalen Flexibilitätsmarktes. Für **Power-to-Gas** und **Power-to-X** haben die Netzbetreiber die Möglichkeit, zwei unterschiedliche Ansätze zu nutzen. Zum einen müssen die Anlagen in das elektrische Netz integriert werden, was Flexibilität verfügbar macht. Zum anderen kann der Verteilnetzbetreiber (wenn er auch das Gasnetz betreibt) auch auf der Gasseite aktiv werden und über eine mögliche Wasserstoffinfrastruktur ein weiteres Geschäftsmodell aufbauen.

Für **Wasserstofffahrzeuge** ergibt sich die Herausforderung, der Wasserstoffwirtschaft eine Infrastruktur zu bieten. Dies betrifft, wie oben bereits erwähnt, sowohl die Erzeugungsanlagen für den Wasserstoff als auch die Verteilung bis zu den Abnehmern wie zum Beispiel Wasserstofftankstellen. Ähnliche Geschäftsmodelle zeigen sich bei **Elektrofahrzeugen**; die Netzbetreiber sind für die Integration der Ladepunkte zuständig. Dies ist zum einen eine Herausforderung, beinhaltet aber auch eine Chance, um weitere Flexibilität im System zu nutzen.

Geschäftsmodelle für Kraftwerksbetreiber (neu/alt)

Die **Erzeugung** ist das Kerngeschäft der Kraftwerksbetreiber, dies gilt auch für das umgebaute Energiesystem. Hierfür werden sich die Kraftwerksbetreiber aber zukünftig grundlegend umstrukturieren müssen. Das jeweilige Portfolio wird nicht mehr wie in der Vergangenheit aufgebaut sein und die Betreiber werden das Portfolio durch weitere volatile Anlagen, aber auch flexible Anlagen (z. B. wasserstoffbetriebene KWK) erweitern. Hier ergeben sich neue Geschäftsmöglichkeiten im Strukturwandel. Ähnliches gilt für **Speicher**, die ebenfalls in das Portfolio der Kraftwerksbetreiber integriert werden können. Kraftwerksbetreiber sind ebenfalls potenziell geeignet, **Power-to-Gas** und **Power-to-X** zu betreiben – sie müssten dafür in die jeweiligen Anlagen investieren. Dies hat den Vorteil, dass auf diesem Weg der Wasserstoff für die KWK-Kraftwerke bereitgestellt werden kann.

Geschäftsmodelle für Hersteller

Um derartige Portfolios zu erweitern bzw. umzurüsten sind neben den Erzeugern auch die Hersteller ein wichtiger Akteur. Sie sind für die Produktionsprozesse und für den Lebenszyklus, was sowohl die Wartung als auch das Recycling von z. B. Windkraftanlagen anbelangt, verantwortlich. Hierdurch werden ein gesamtheitlicher Kundenservice und ein umweltfreundlicher Betrieb ermöglicht. Die Produktion weiterer **Speicher** sowie **Power-to-Gas** und **Power-to-X** durch die Hersteller stellt ein potenziell interessantes Geschäftsmodell dar. Relevant können auch Second-Live-Konzepte sein, um eine Zweitverwertung von Batteriespeichern zu ermöglichen. Bezüglich der Herstellung von **Wasserstofffahrzeugen** sind hier insbesondere Fahrzeughersteller, die die Produktion auf neue Antriebstechnologien wie der Brennstoffzelle oder die Verbrenner auf Wasserstoff umrüsten müssen, gefordert. Es ist allerdings anzumerken, dass für das Rheinische Revier eine Etablierung von Wasserstofffahrzeugen als eher unwahrscheinlich angesehen werden kann.

Bei den Elektrofahrzeugen ergeben sich neben dem eigentlichen Vertrieb viele weitere Möglichkeiten, das Geschäftsmodell zu erweitern, zum Beispiel mit Softwareupdates oder anderen Services, um einen engeren Kundenkontakt zu ermöglichen. Um den Elektrofahrzeugen mit dem benötigten Ladestrom zu versorgen, werden neue Ladetarife benötigt – einige Unternehmen bieten bereits auch derartige Tarife im Portfolio. Hier ließen sich ähnlich wie bei den Erzeugern dynamische Tarife entwickeln, die auch der überregionalen Energiebereitstellung gerecht werden. [27] Damit die **Immobilien** technisch neuartig ausgerüstet werden können, werden die Hersteller von Wärmeerzeugern oder von Dämmmaterial benötigt. Hier ergeben sich Geschäftsmodelle, die entweder bereits etabliert sind und noch erweitert werden, oder Geschäftsmodelle, die teilweise neu etabliert werden können.

Geschäftsmodelle für Energiehändler, Dienstleister, Aggregatoren

Die bereitgestellte Energie der dezentralen **Erzeuger** muss vermarktet werden. Hier bieten sich spezifische Energiehändler, Dienstleister und Aggregatoren an. Diese können zum einen Energie handeln und zum anderen Flexibilität über sogenanntes „Pooling“ bereitstellen. Sie aggregieren also mehrere Erzeuger zu einem Bilanzkreis, um die Vermarktung zu erleichtern und so Vertriebskosten zu senken bzw. um so einen Vertrieb zu erleichtern. Konzepte, die sich hier als zukunftstauglich erweisen können, sind PPA-Konzepte, virtuelle Kraftwerke oder regionale Flexibilitätsmärkte. Auch wäre das Angebot von flexiblen Strompreisen für private und unternehmerische Endverbraucher denkbar. Diese Tarife können sich am Grad der Bedarfsdeckung aus Windenergie und Photovoltaik orientieren. Dabei sind die Preise immer hoch, wenn aus Speichern oder brennstoffabhängigen Anlagen Strom geliefert wird.

Die weitere Vermarktung von **Speichern, Power-to-Gas** und **Power-to-X** durch Multi-Use-Geschäftsmodelle bietet gute Möglichkeiten für Energiehändler, Dienstleister und Aggregatoren, die anderen Akteure bei ihren jeweiligen Geschäftsmodellen zu unterstützen. Die **Energiehändler, Dienstleister und Aggregatoren** können die Anlagen zur Vermarktung in virtuellen Kraftwerken nutzen, um etwa an Regelleistungsmärkten Zusatz Erlöse zu generieren. Für die Energiehändler, Dienstleister und Aggregatoren kommen in Bezug auf **Wasserstofffahrzeuge** der Vertrieb von Wasserstoff als mögliches Geschäftsmodell in Frage. Dies kann zum Beispiel in Form neuer Wasserstofftankstellen geschehen oder durch Umrüstung bestehender Tankstellen auf den neuen Brennstoff. [27] Im **Immobilienbereich** können Energieberatungen angeboten werden, die zum einen die Gebäudeausstattung betreffen kann, zum anderen aber auch das Nutzerverhalten. Damit die energetische Sanierung der Immobilien umgesetzt werden kann, müssen entsprechende ökonomische Anreize für die Eigentümer existieren.

Geschäftsmodelle für gewerbliche Kunden

Gewerbliche Kunden können im Bereich der **Erzeuger** und **Speicher** aktiv werden indem sie lokalen Strom auf Handelsplattformen anbieten. Ähnlich können gewerbliche Kunden lokal Wasserstoff erzeugen, um diesen selbst zu nutzen oder ihn an Endverbraucher verkaufen. Für gewerbliche Kunden ergeben sich im Bereich **Immobilien** Möglichkeiten zur Investition in die Erneuerung der Gebäudehülle. [27]

Geschäftsmodelle für Prosumer

Für die Prosumer ergeben sich ebenfalls ähnliche Geschäftsmodelle wie für die gewerblichen Kunden. Dies betrifft insbesondere die **Erzeuger** und **Speicher**, wenn diese zur Bereitstellung lokal erzeugten Stroms verwendet werden. Außerdem ist es perspektivisch möglich, zuhause eigenen Wasserstoff mit **Power-to-Gas** und **Power-to-X** zu erzeugen, dies kann aber eher als Zukunftsszenario angesehen werden. Ebenso ist für den Immobilienbereich Investitionen in die Gebäudehülle ein rentables Geschäftsmodell. [27]

5.2 Fahrplan zur Kompensation abzuschaltender Kohlekraftwerke

Aufbauend auf den Erkenntnissen der Metastudie und durch die Anwendung des Modellierungswerkzeugs wird in diesem Kapitel dargestellt, mit welchen Komponenten zu welcher Zeit an welchem Ort eine Kompensation der reduzierten Stromerzeugung im RR in der Zukunft möglich ist. Dazu wird zunächst die ausführliche Abschaltreihenfolge aus dem Kohleausstiegsgesetz für das RR analysiert.

5.2.1 Kohleausstiegsgesetz und Abschaltreihenfolge

Folgende Tabelle zeigt die Abschaltreihenfolge basierend auf dem Kohleausstiegsgesetz [28]. Die Abschaltung erfolgt hauptsächlich anhand des Wirkungsgrades und der damit verbunden Treibhausgasemissionen je erzeugter Kilowattstunde. Besonders die Blöcke, die in den 2000er Jahren mit Wirkungsgraden über 40 % ans Netz gegangen sind, werden voraussichtlich bis 2038 betrieben.

Tabelle 13: Braunkohlekraftwerksblöcke im RR nach der Stilllegungsreihenfolge

Kraftwerke NRW	Block	Start	Stilllegung (Gesetz)	η	MW _{el}	GWh/a	alternativ Stilllegung
Niederaußem	D	1968	31.12.2020	0,33	297	2723	
Neurath	B	1972	31.12.2021	0,35	288	2267	
Niederaußem	C	1965	31.12.2021	0,33	294	2695	
Weisweiler	F	1967	31.12.2021	0,33	304	2587	oder E
Neurath	A	1972	01.04.2022	0,33	277	2181	
Frechen/Wachtberg		1959	31.12.2022	0,33	118	k. A.	
Neurath	D	1975	31.12.2022	0,37	607	4778	
Neurath	E	1976	31.12.2022	0,37	604	4755	
Weisweiler	E	1965	01.01.2025	0,33	312	2655	oder F
Weisweiler	G	1974	01.04.2028	0,37	590	5021	oder H
Weisweiler	H	1975	01.04.2029	0,37	592	5038	oder G
Niederaußem	G	1974	31.12.2029	0,37	653	5987	oder H
Niederaußem	H	1974	31.12.2033	0,37	648	5941	oder G
Neurath	F BoA 2	2012	31.12.2038	0,43	1100	8659	
Neurath	G BoA 3	2012	31.12.2038	0,43	1100	8659	
Niederaußem	K	2003	31.12.2038	0,43	944	8654	

Die Kraftwerke liefern neben Strom in unterschiedlichem Maße auch Wärme. Zwar ist diese Energieform in viel geringerem Umfang betroffen, doch ein Ersatz für die Wärmebereitstellung im Zuge der Dekarbonisierung des Energiesystems ist eine zusätzliche Herausforderung, denn die in den Braunkohlekraftwerken anfallende Wärme hat ein hohes Temperaturniveau und kann daher auch Fernwärmesysteme speisen, wie z. B. im Fall des Kraftwerks Weisweiler⁴.

Bei der Betrachtung des Zeitverlaufs in der nachfolgenden Abbildung ist zu erkennen, dass schon bis 2023 ca. 3 GW der installierten Leistung abgeschaltet werden. Bis 2035 werden nach und nach weitere 3 GW abgeschaltet, bis zum Schluss die letzten 3 GW abgeschaltet werden.

⁴ Technische Details zu den Kraftwerken können z. B. Anlage 1 des Gutachtens zu Folgekosten des Braunkohleausstiegs (B E T 2019) entnommen werden. Abrufbar unter www.BET-Energie.de.

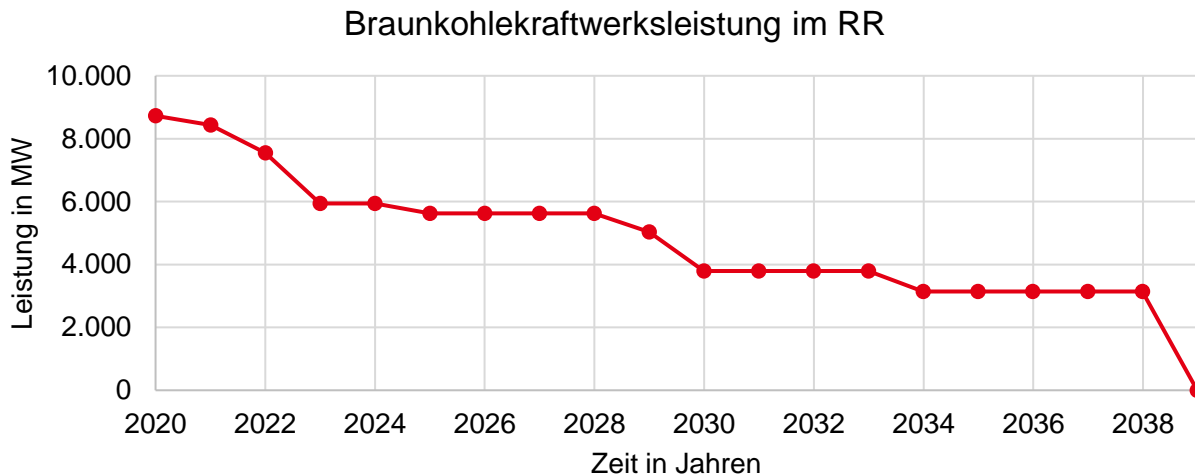


Abbildung 53: Braunkohlekraftwerksleistung im Laufe des Ausstiegs

In den nachfolgenden Abschnitten wird analysiert, wie die Energiebilanz des RR zu vier Zeitpunkten aussehen könnte, wenn sehr hohe Klimaschutzambitionen zu entsprechenden Maßnahmen führen würden. Die dargestellten Analysen zeigen demnach eine mögliche Ausgestaltung und Entwicklung des Energiesystems im RR, die auf den theoretischen Potenzialen basiert und hier nicht abschließend bewertet werden kann, wie stark dieses Potenzial ausgenutzt werden kann. Mithilfe des erstellten Modellierungswerkzeugs ist die Untersuchung von weiteren Szenarien möglich, da alle Parameter angepasst werden können.

5.2.2 Mittelfrist/2030

Im Jahr 2030 sind noch 4 GW installierte Braunkohlekraftwerksleistung in Betrieb. Der Umbau des Energiesystems schreitet stetig voran, was zu steigender erneuerbarer Stromerzeugung, Wasserstofferzeugung, PtL-Erzeugung, sinkendem Wärmebedarf, Braunkohlestromerzeugung und Ölbedarf führt (siehe auch Abbildung 54).

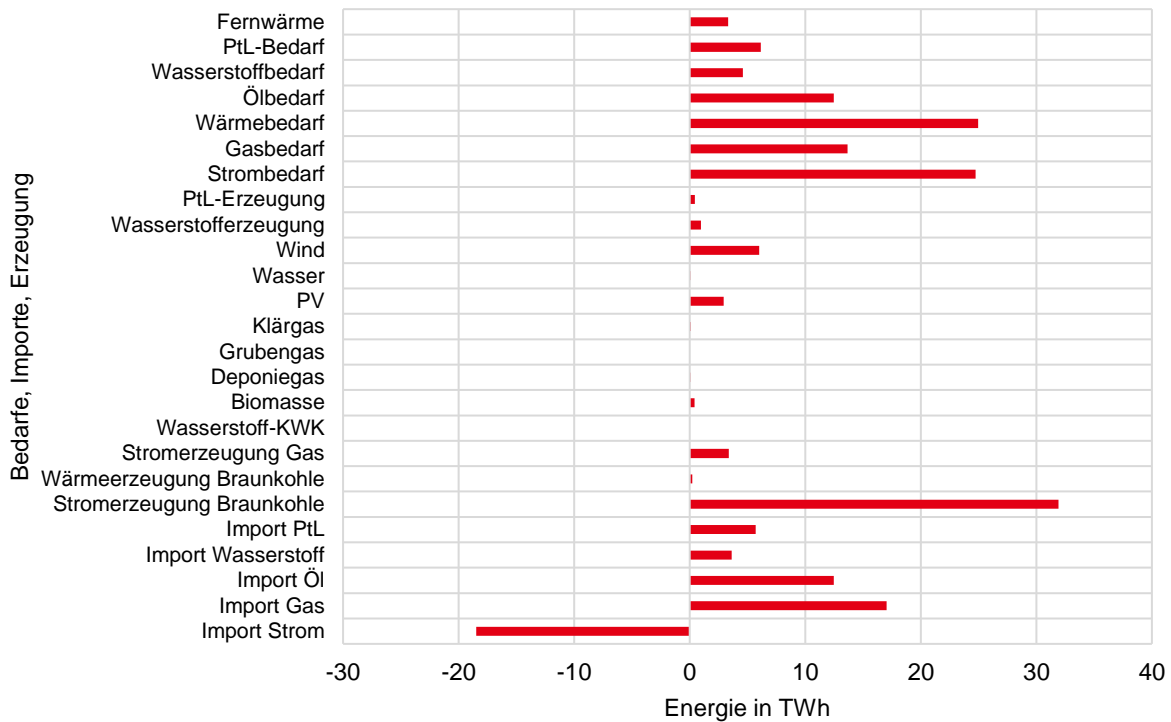


Abbildung 54: Energiebilanz des RR im Jahr 2030

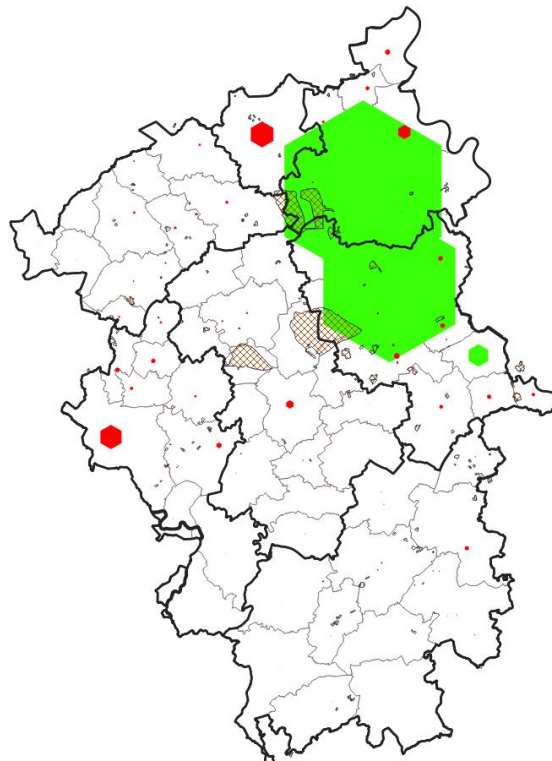


Abbildung 55: Strombilanz je Gemeinde im RR im Jahr 2030

Wie schon beschrieben wurde, ist hier ein Aufbau der EE-Stromerzeugung im RR mit dem Ziel des Vollausbau bis 2050 hinterlegt. Abbildung 55 zeigt die Verteilung der Strombilanz über die Gemeinden im RR. Zu erkennen ist, dass im Vergleich zum Status quo die Braunkohlestromerzeugung und der damit verbundene Export von Energie stark abgenommen haben. Die Last ist im Vergleich noch deutlich kleiner, sodass die rot eingefärbten Sechsecke sehr klein erscheinen.

5.2.3 Kohleausstieg/2040

Im Jahr 2040 wird der Kohleausstieg abgeschlossen sein. Dies führt dazu, dass das RR kein Stromexporteur mehr ist, auch wenn vom beschriebenen Vollausbau der EE-Stromerzeugung bis 2050 ausgegangen wird. Wie Abbildung 56 zeigt, wird nun Strom in das RR importiert. Der größte Energiebedarf ist zudem nun die elektrische Energie (ca. 26 TWh) und nicht mehr der Wärmebedarf (ca. 20,8 TWh). Die konventionellen Energieträger nehmen einen immer kleineren Anteil an der Energieversorgung ein und damit ist das RR auf dem Weg, zu einem nahezu nachhaltigen Gebiet zu werden.

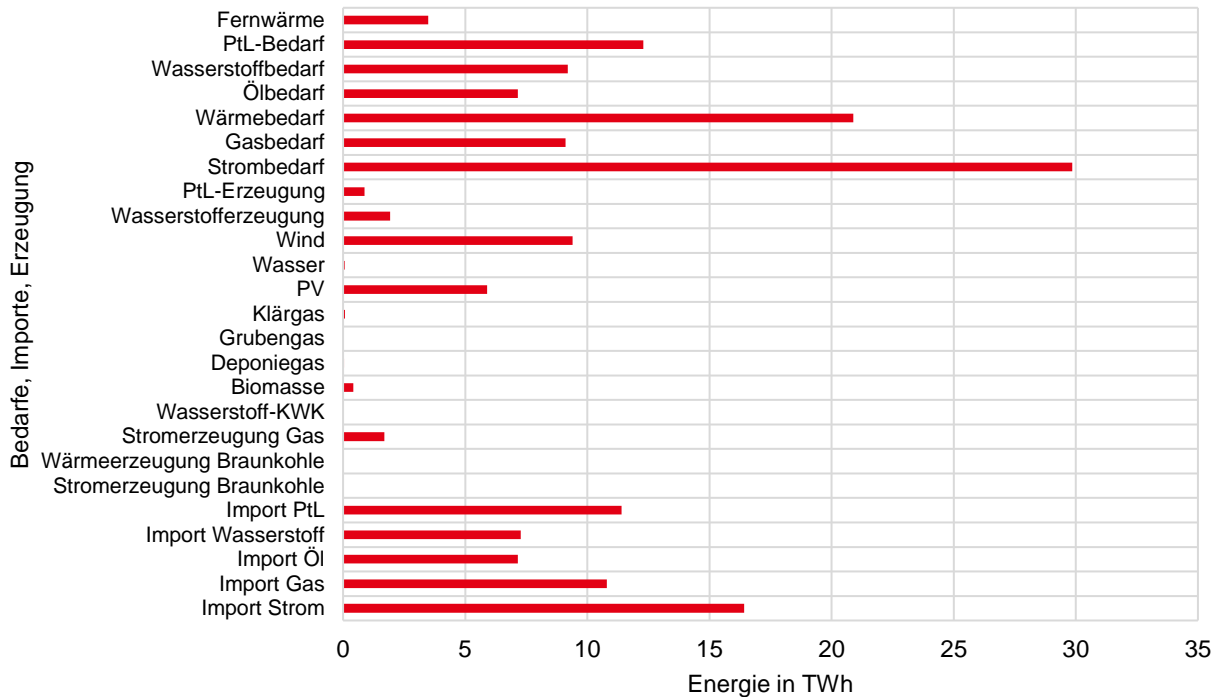


Abbildung 56: Energiebilanz des RR im Jahr 2040

Bei der Betrachtung der Strombilanz der Gemeinden in Abbildung 57 ist zu erkennen, dass die meisten Gemeinden eine sehr ausgeglichene Energiebilanz aufweisen. Besonders die großen Städte in der Region sind weiterhin Stromimporteure.

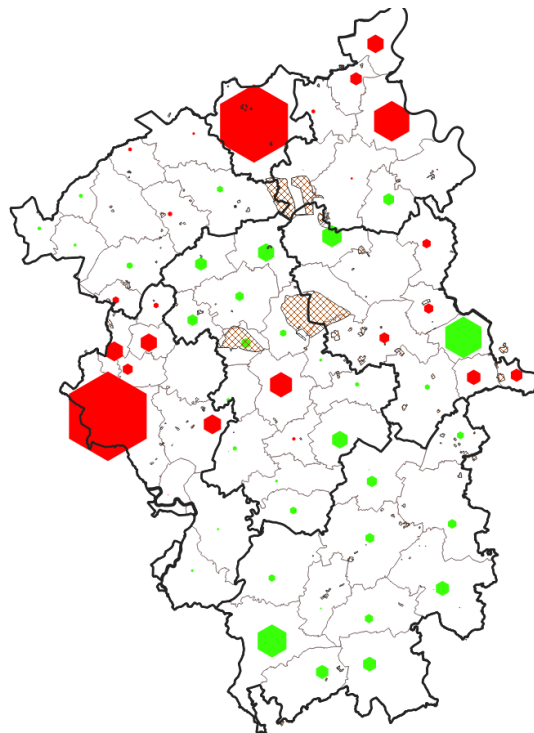


Abbildung 57: Strombilanz je Gemeinde im RR im Jahr 2040

5.2.4 Zielsystem/2050

Im Jahr 2050 soll die EU nach aktuellen Plänen klimaneutral sein. Auch das RR ist aufgrund dieser übergeordneten Entwicklung starker Änderung unterworfen. Wie Abbildung 58 zeigt, kann das RR wieder zu einem Stromexporteur werden.

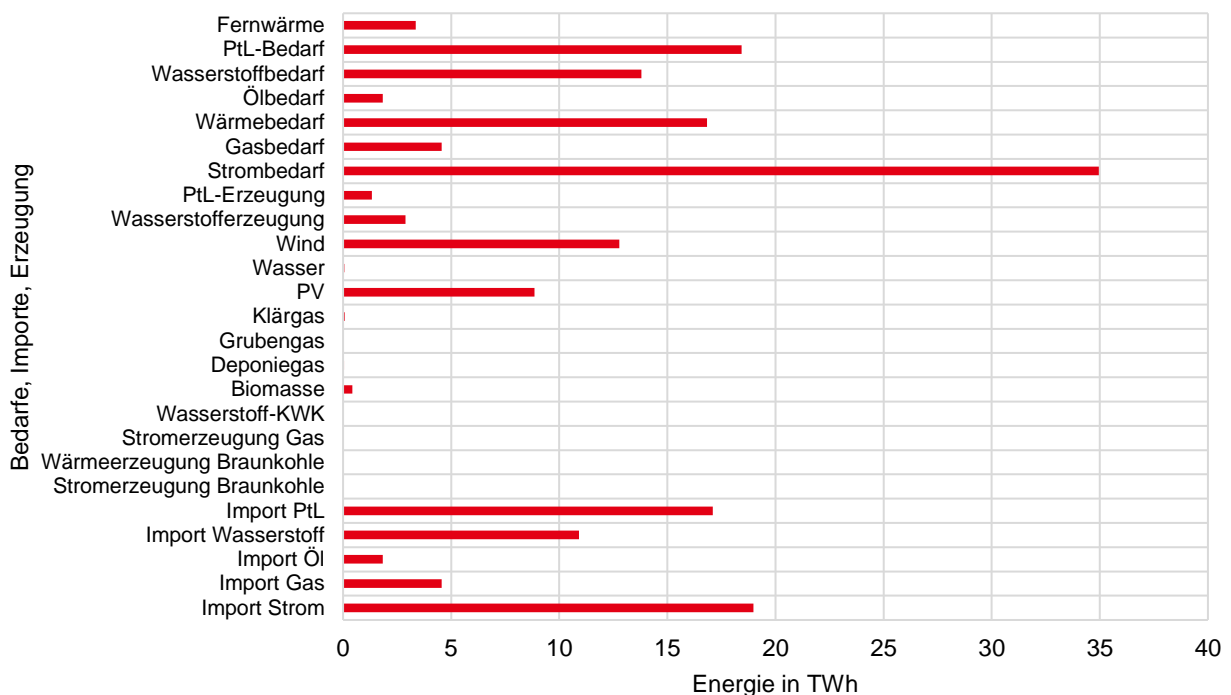


Abbildung 58: Energiebilanz des RR im Jahr 2050

Jedoch werden trotz der Herstellung von Wasserstoff und PtL-Produkten Importe dieser grünen Energieträger aus dem In- oder Ausland benötigt. Das RR wird es auf Basis der derzeitigen Potenziale, trotz EE-Vollausbau, nicht schaffen, bilanziell energieautark zu werden. Trotzdem kann das RR im Vergleich zu heute einen wesentlich besseren CO₂-Fußabdruck haben, da die Braunkohlestromerzeugung zu nicht unerheblichen Teilen durch EE-Stromerzeugung ersetzt werden kann. Dabei ist jedoch festzuhalten, dass das RR im Gegensatz zu heute kein besonders großer Stromlieferant für die Rhein-Ruhr-Region und weitere anliegende Gebiete Deutschlands sein kann.

In Abbildung 59 wird die Strombilanz der Gemeinden gezeigt. Die Größenverhältnisse sind dabei nicht deckungsgleich mit den vorher gezeigten. Es ist nun sehr gut zu erkennen, dass die ländlichen Gemeinden meist einen Stromüberschuss erzielen können, da der Strombedarf unterhalb der möglichen EE-Stromerzeugung liegt. Diese elektrische Energie benötigen wiederum die Städte. Demnach wird sich in Zukunft wahrscheinlich in ganz Deutschland ein ähnliches Bild ergeben. Der Energiefluss, insbesondere der elektrische, wird vom ländlichen Bereich in den städtischen gerichtet sein. Das Ziel der Energie ist demnach ähnlich wie heute, nur dass die Energie in der Fläche gewonnen werden muss und nicht an wenigen Standorten in großen Mengen gewonnen werden kann.

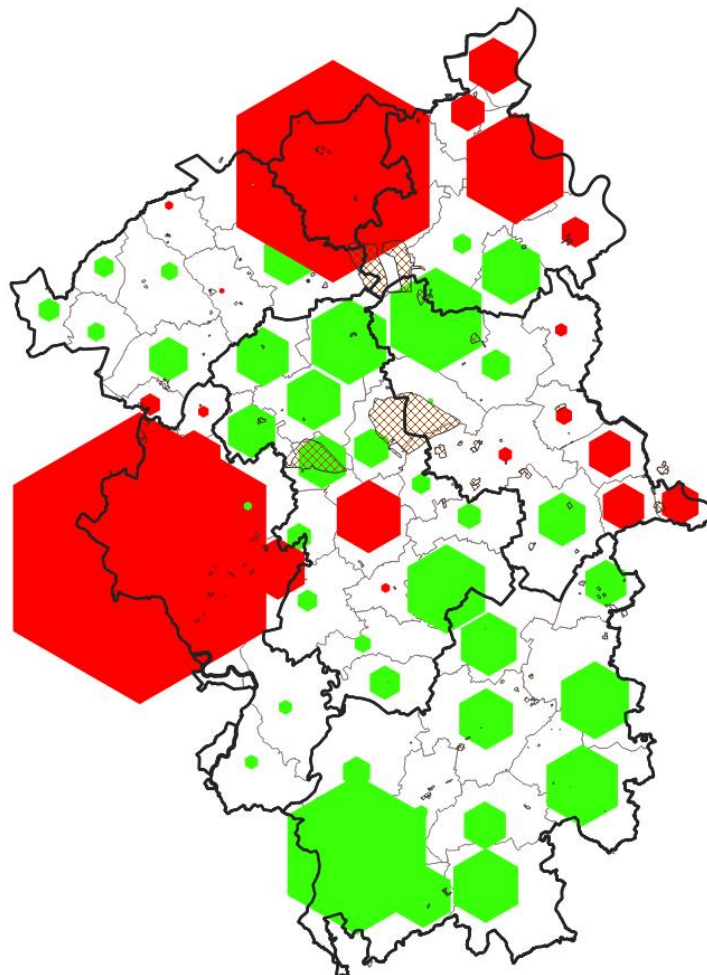


Abbildung 59: Strombilanz je Gemeinde im RR im Jahr 2050

5.2.5 Jahresübergreifende Analyse der Ergebnisse

In diesem Abschnitt wird eine jahresübergreifende Analyse der Entwicklungen im Energiesystem im RR durchgeführt. Wie die nachfolgende Abbildung 60 zeigt, nimmt der Überschuss der elektrischen Energie im RR bis zum Jahr 2038 kontinuierlich ab. Nur durch den hier betrachteten Ausbau bis zum theoretischen Potenzial der

EE-Stromerzeugung ist es möglich, dass das RR nach dem Kohleausstieg nicht zu einem Großimporteur elektrischer Energie wird, sondern durch PV- und Windenergie eine bilanzielle Eigenversorgung erreichen könnte. Die Aufteilung der Komponenten ist in Abbildung 61 dargestellt.

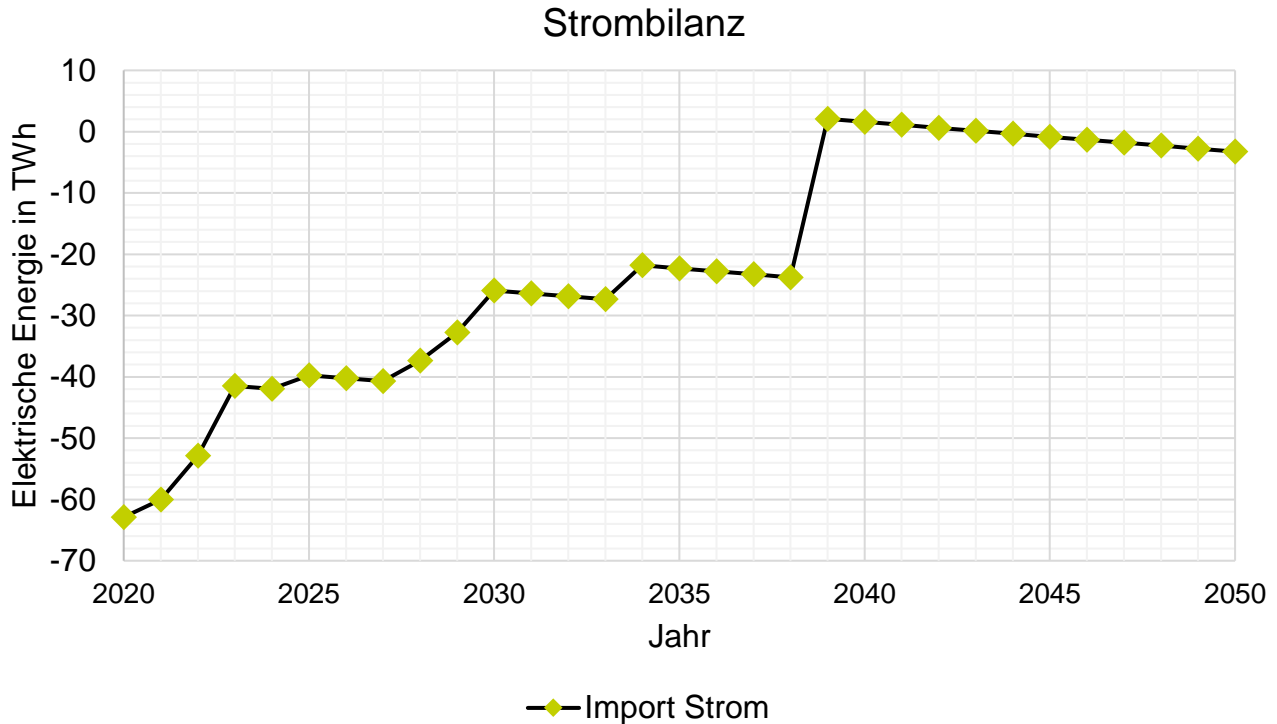


Abbildung 60: Strombilanz des RR im Jahresverlauf

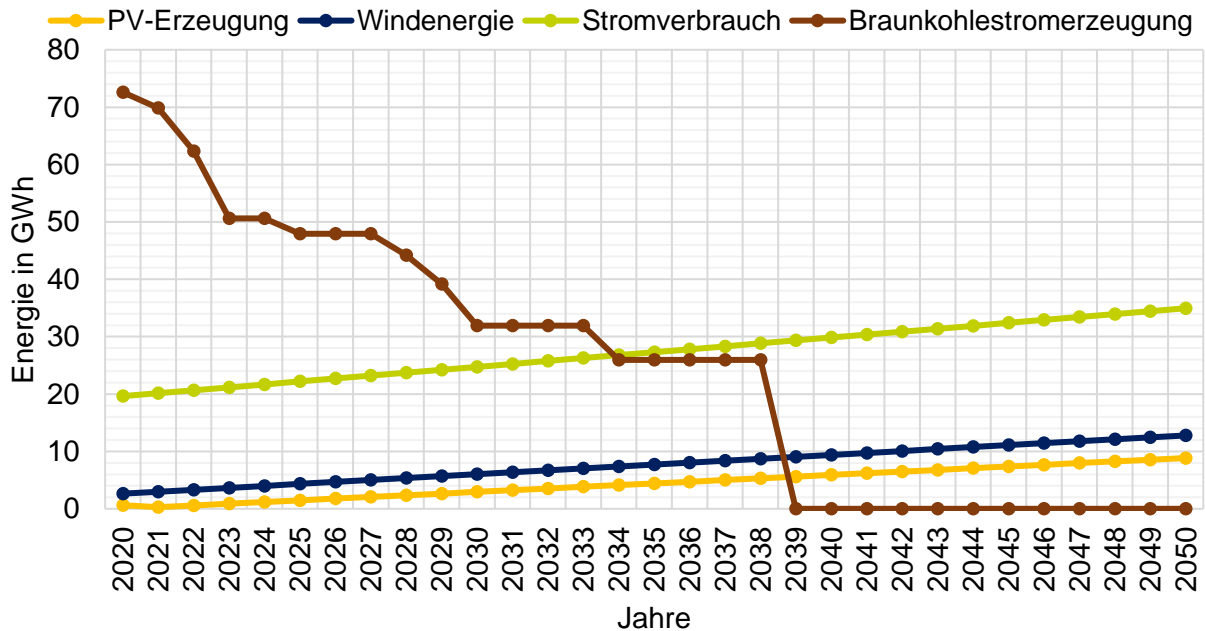


Abbildung 61: Stromerzeugung und -bedarf im RR im Jahresverlauf

5.3 Zwischenfazit

Die Analyse zeigt, wie sich Kosten, Reife der Technologien, Geschäftsmodelle sowie die örtliche und zeitliche Ausgestaltung des Energiesystems im RR verändern. Dabei werden verschiedene Kernergebnisse deutlich:

1. Das RR wird von einem (Groß-)Stromexporteur im besten Falle zu einer Region mit einer ausgeglichenen Strombilanz.
2. Das RR könnte bei einem Ausbau der EE, der nahe an das technische Potenzial reicht, bilanziell ausgeglichen sein; jedoch ist nicht hinreichend untersucht, wie hoch der tatsächlich erschließbare Anteil am technischen Potenzial ist.
3. Ländliche Regionen werden auch in Zukunft aufgrund ihrer höheren Potenziale und geringeren Bedarfe eher einen Stromüberschuss aufweisen, welcher wiederum von den Großstädten benötigt wird.
4. Die durchgeführten Betrachtungen treffen keine Aussagen über den zeitlichen Verlauf der Strombedarfe und der -erzeugung innerhalb des bilanzierten Jahres, also z. B. im Stundenraster. Eine Speicherung und Flexibilisierung sowie eine gesicherte Erzeugung sind notwendig.

6 WEITERER FORSCHUNGSBEDARF

Das Ziel eines klimaneutralen Energiesystems ist seit der Pariser Klimakonferenz allgegenwärtig. Spätestens seit dem beschlossenen Kohleausstieg ist der Weg der Treibhausgasemissionsreduktion auch für das RR klar aufgezeigt. Doch wie kann der Strukturwandel ausgestaltet werden? Die hier durchgeführten Analysen zeigen ein Spektrum von Optionen auf – jedoch sind weitere Detailbetrachtungen notwendig, um konkrete Maßnahmen zu vergleichen und abzuwägen, welche die sinnvollsten und wirtschaftlichsten Varianten sind.

Die Metastudie zeigt, dass die Entwicklungen auf Bundesebene in den letzten Jahren vielseitig untersucht wurden und auch im RR die ersten Untersuchungen durchgeführt wurden. Es zeigt sich jedoch, dass es ein gewisses Ungleichgewicht zwischen dem „was getan werden muss, um die Klimaziele zu erreichen“ auf Bundesebene und dem „was kann lokal in welcher Reihenfolge am sinnvollsten umgesetzt werden“ besteht.

Weiterer Forschungsbedarf bzw. notwendige nächste Schritte sind insbesondere Folgende

Die konkrete Planung des EE-Stromerzeugungs-Ausbaus auf den Tagebauflächen und in der Region

Das Potenzial des Ausbaus von EE-Stromerzeugung im RR und der Region ist ermittelt. Es sollten darauf aufbauend weitere Untersuchungen durchgeführt werden, wie eine Ausbaustrategie aussehen kann. Dabei ist man besonders außerhalb der Tagebauflächen auch von anderen Akteuren abhängig. Außerdem stellt sich die Frage, wie die Region zusammen sinnvoll an der Transformation arbeiten kann und die Wertschöpfung möglichst in der Breite ankommt. Auf den Tagebauflächen konkurriert der Ausbau der EE-Stromerzeugung mit anderen Maßnahmen. Hier muss gemeinsam untersucht werden, was gesamtheitlich betrachtet die beste Lösung bzw. den besten Kompromiss ergibt. Eine Kombination aus Agrarwirtschaft und Photovoltaik ist beispielsweise möglich und sinnvoll.

Konkrete Planung von Speichern

Um die dargebotsabhängige EE-Stromerzeugung im Tages- und Jahresverlauf zu speichern, sind unterschiedliche Speichertechnologien notwendig. Im RR könnte ein Modellvorhaben für die kurz- und langfristige Speicherung von Energie durchgeführt werden. Dazu sind weitere Fragen noch im Detail unklar: Welche Technologien können aus energetischer und wirtschaftlicher Sicht dafür am besten kombiniert werden? An welchen Standorten ist dies möglich und sinnvoll? In welcher Dimension werden Speicher benötigt? Welche Geschäftsmodelle können genutzt werden? Zu all diesen Fragen kann konkret auf Basis des Modellierungswerkzeuges mit weiteren ergänzenden Analysen geforscht werden.

Konkrete Planung von Netzen

In den Hoch- und Höchstspannungsnetzen werden an den Kraftwerksstandorten Anschlusskapazitäten frei; jedoch ist innerhalb dieser Studie nicht untersucht worden, inwiefern das Netz durch die veränderte Einspeisestruktur in Zukunft belastet ist. Daher muss bei der Ausgestaltungsplanung berücksichtigt werden, inwiefern bspw. in den Netzentwicklungsplänen sich Engpässe rund um das RR entwickeln.

Mittel- und Niederspannungsnetze stehen noch vor deutlich größeren Herausforderungen. Ein Großteil der neuen Lasten und Einspeiser wird auf diesen Netzebenen angeschlossen und es herrscht ein sehr großer Digitalisierungs- und Ausbaubedarf in den nächsten Jahrzehnten. Auch hier sind weitere Untersuchungen auf Basis von Szenarien in den Netzebenen sinnvoll, um möglichst nachhaltig den altersbedingten Austausch von Netzbetriebselementen zu gestalten.

Studie zur Versorgungssicherheit und der Rolle des RR

Das RR hat einen großen Beitrag an der Versorgungssicherheit durch die Stromerzeugung der Braunkohle. Damit das RR auch in Zukunft an dieser Aufgabe teilhaben kann, sind gesicherte Erzeugungskapazitäten

notwendig. Die in dieser Studie diskutierten Möglichkeiten, wie z. B. durch Wasserstoffgasturbinen oder Wasserstoff-KWK, könnten im RR modellhaft umgesetzt werden. Dabei könnte erprobt werden, wie groß der Anteil dieser Technologien in Zukunft an der Versorgungssicherheit haben wird.

Businesspläne/Studie zu Recycling von Komponenten

Die Metaanalyse hat aufgezeigt, dass es aktuell keine detaillierten Untersuchungen dazu gibt, ob ein Recycling von unterschiedlichsten Komponenten, die durch den Umbau des Energiesystems anfallen, innerhalb des RR eine wirtschaftliche und sinnvolle Option darstellen. Um dies zu beantworten, ist eine ausführliche Untersuchung bezüglich des Lebenszyklus, aktueller Recyclingoptionen, damit verbundener Kosten etc. notwendig.

7 ZUSAMMENFASSUNG

Diese Studie zeigt viele grundsätzliche Optionen zur Ausgestaltung des zukünftigen Energiesystems des RR auf. Es wurde auf Basis von zwölf untersuchten Studien aufgezeigt, wie sich das Energiesystem auf der Bundesebene entwickeln kann. Zudem wurde untersucht, wie sich dies auf das RR auswirkt und welche Handlungsoptionen sich daraus ergeben. Dabei zeigt sich grundsätzlich, dass ein Ausbau von EE-Stromerzeugung sowie die Wandlung und Speicherung der Energie im RR auch in Zukunft eine wichtige Rolle spielen kann. Die EE-Stromerzeugung wird dabei jedoch nur einen Teil des Braunkohlestroms substituieren können.

Bezüglich der Arbeitsplatzentwicklung im RR zeigte sich, dass insbesondere die Gebäudesanierung den größten Bedarf an Arbeitskraft aufweisen könnte. Um Maßnahmen umsetzen zu können, sind zudem eine Menge rechtlicher und regulatorischer Fragen zu beantworten bzw. Anpassungen notwendig, welche in den Studien adressiert wurden. Insgesamt wurde dabei deutlich, dass viele Detailfragen noch nicht geklärt sind und so folgt aus der Metastudie an vielen Stellen weiterer Forschungsbedarf.

Um weitere Aspekte in Zukunft untersuchen zu können, wurde ein Modellierungswerkzeug erstellt, welches auf Daten aus den Studien und weiteren Quellen basiert. Dazu gehören grundlegende Daten über Bevölkerung, den öffentlichen Personennahverkehr sowie Daten über das Energiesystem wie Stromnetze, Ladepunkte, Energiebedarfe, EE-Potenziale usw. Auf Basis dieser Daten kann untersucht werden, wie sich der Energiebedarf der Gemeinden im RR über die Jahre entwickelt. Dazu sind verschiedene Parameter implementiert worden, die laufend an die neuesten Erkenntnisse und Szenarien angepasst werden können. So ist es möglich, Bau- und Planungsprozesse, die eine gesamtheitliche Betrachtung der Entwicklung im RR zu Grunde legen, zu begleiten.

Ein wichtiger Aspekt wird derzeit noch nicht vom Modellierungswerkzeug abgebildet: Die notwendige Speicher- und Wandlerbetriebsweise kann nur auf Basis von Zeitreihen, die bspw. die Einspeisung von Wind- und PV-Energie abbilden, analysiert werden. Daher wäre eine Erweiterung des Modellierungswerkzeuges sinnvoll, welches die Dimensionierung von Speichern, Wandlern und weiteren Komponenten abbilden kann.

Auf Basis der Metastudie und mithilfe des Modellierungswerkzeugs wurden mögliche Komponenten im zukünftigen Energiesystem im RR untersucht und analysiert. Zudem wurde aufgezeigt, welche Akteure in an dem Prozess teilhaben. Es wurde die derzeitige Energiebilanz im RR aufgezeigt und wie sich die Strombilanz geografisch auf die Gemeinden verteilt. Durch das Modellierungswerkzeug ist es möglich, solche und weitere Auswertungen für jedes Jahr von 2020 bis 2050 durchzuführen und die Parameter beliebig zu variieren.

Eine Einschätzung, wie sich das RR energetisch bis 2050 entwickelt, wurde anhand eines Extremszenarios des maximalen EE-Stromerzeugungsausbau, entsprechend hohen Sanierungsraten, Wasserstoffproduktion etc. in Abschnitt 5.2 dargestellt. Es zeigt sich, dass das RR grundlegend die Voraussetzungen aufweist, um sich in Zukunft zu großen Teilen lokal aus erneuerbaren Energien zu versorgen. Importe von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern werden notwendig sein, jedoch in kleinerem Ausmaß, als aktuell Öl und Gas importiert werden. Um die annähernde Klimaneutralität zu erreichen, bedarf es großer Anstrengungen in den beschriebenen Bereichen, wie z. B. dem EE-Stromerzeugungsausbau, der Sanierung, etc.

Wenn der Ausbau von EE-Stromerzeugung sowie weitere Maßnahmen wie Sanierung in den nächsten 30 Jahren so ambitioniert durchgeführt werden, wie für die Erreichung der Klimaziele notwendig ist, werden pro Jahr Investitionsvolumina von über 1,5 Mrd. Euro benötigt. Das sind Investitionsvolumina, die nicht nur staatlich getragen werden müssen, sondern auch in der ganzen Region von Privatpersonen, Gewerbe und Industrie erbracht werden müssten. Zudem sind große Teile dieser Investitionen auch rentabel, sodass durch gewisse Unterstützung und Förderung viele Technologien und Maßnahmen so rentabel werden, dass sie auch ökonomisch interessant sind.

Insgesamt wird deutlich, dass das RR die Voraussetzungen aufweist, auch in Zukunft eine wichtige Rolle in der Energiewirtschaft darzustellen. Wie dieser Weg im Zusammenhang mit dem Strukturwandel am besten ausgestaltet wird, muss in vielen Details weiterbearbeitet werden. Dabei zeigt sich, dass in vielen Punkten eine enge Zusammenarbeit aus Politik, Industrie, Bürgern und Wissenschaft erfolgen muss, damit ein zielgerichteter und angemessener Strukturwandel erfolgen kann.

8 ABBILDUNGS- UND TABELLENVERZEICHNIS

ABBILDUNGEN

Abbildung 1: Übersicht über die Arbeitspakete	3
Abbildung 2: Dekarbonisierung des deutschen Energiesystems in den bundesweiten Studien in der Braunkohle [5], [6], [7], [9], [10], [11]	19
Abbildung 3: Dekarbonisierung des deutschen Energiesystems in den bundesweiten Studien in der Steinkohle [5], [6], [7], [9], [10], [11].....	19
Abbildung 4: Installation von Erneuerbaren Energien in den bundesweiten Studien [5], [6], [7], [9], [10], [11]	20
Abbildung 5: Installierte Braunkohlekraftwerksleistung in verschiedenen Ausstiegsszenarien DE [4]	20
Abbildung 6: Ausbauempfehlung für EE-Anlagen im RR [4]	21
Abbildung 7: Vergleich zwischen der Stromerzeugung in der Zukunft aus EE und Braunkohle.....	22
Abbildung 8: Veränderung des Strombedarfs nach Sektor und Treibhausgasszenario [6, 10]	24
Abbildung 9: Potenzial von Demand Side Management in der Industrie [7]	26
Abbildung 10: Entwicklung von Sanierungsbedarf, Investitionen und Personal nach [4]	28
Abbildung 11: Kostenreduktion von Erzeugungs- und Speichertechnologien bis zum Jahr 2050 [11].....	31
Abbildung 12: Kostenreduktion von Power-to-Gas und Power-to-Heat bis zum Jahr 2050 [11]	31
Abbildung 13: Kostenreduktion von weiteren Erzeugungstechnologien bis zum Jahr 2050 [11].....	32
Abbildung 14: Großhandelspreise nach dem Referenzszenario und dem Kohleausstiegsszenario [5]	32
Abbildung 15: CO ₂ -Bepreisung in den deutschlandweiten Studien	33
Abbildung 16: Endverbraucherpreise am Beispiel [7]	33
Abbildung 17: CO ₂ -Minderung in Deutschland für ein 80 % - und ein 95 % - Szenario nach Sektoren [6]	34
Abbildung 18: Relatives CO ₂ -Senkungspotenzial in Deutschland für ein 80 %- und ein 95 % - Szenario nach [6].....	35
Abbildung 19: CO ₂ -Minderung in Deutschland für ein 80%- und ein 95%-Szenario nach Energieträgern [6]	35
Abbildung 20: Übersicht des Rheinischen Reviers [1]	36
Abbildung 21: Potenziale für kombinierte Wind- & Photovoltaik-Leistungen je Tagebau und Flächentyp nach [1].....	37
Abbildung 22: Technologien und Maßnahmen Aufwands-/Nutzen-Matrix	42
Abbildung 23: Übersicht über die Arbeitspakete	50
Abbildung 24: Modellierungsphasen	51
Abbildung 25: Verknüpfung der Basisdaten, der Energiebilanz, der Landkarte und des Modellierungswerkzeugs	51
Abbildung 26: Landkreise im Rheinischen Revier	52
Abbildung 27: Gemeinden im Rheinischen Revier	53
Abbildung 28: Bevölkerungsdichte im Rheinischen Revier	54
Abbildung 29: Straßennetz im Rheinischen Revier	55
Abbildung 30: Landnutzung im Rheinischen Revier.....	56

Abbildung 31: ÖPNV im Rheinischen Revier	57
Abbildung 32: Hoch- und Höchstspannungsleitungen im Rheinischen Revier	58
Abbildung 33: Hochdruckgasnetz im Rheinischen Revier.....	59
Abbildung 34: Ladepunkte im Rheinischen Revier.....	60
Abbildung 35: Ladepunkte in Aachen.....	60
Abbildung 36: Sonstige Strom- und Wärmeerzeuger im Rheinischen Revier.....	61
Abbildung 37: Große elektrische Einspeiser im Rheinischen Revier	62
Abbildung 38: Stromnachfrage im Rheinischen Revier je Gemeinde (LANUV)	63
Abbildung 39: Gasnachfrage im Rheinischen Revier je Landkreis	63
Abbildung 40: Raumwärmebedarf im Rheinischen Revier	64
Abbildung 41: Industrielle Abwärme im Rheinischen Revier.....	65
Abbildung 42: Potenzielle Geothermienutzung im Rheinischen Revier	66
Abbildung 43: Solarthermiepotezial im Rheinischen Revier.....	66
Abbildung 44: Photovoltaikpotenzial im Rheinischen Revier	67
Abbildung 45: Windpotenzial im Rheinischen Revier	68
Abbildung 46: Übersicht über die Arbeitspakete	74
Abbildung 47: Theoretisches Potenzial und die jeweiligen Teilmengen	75
Abbildung 48: Energiebilanz des RR im Status quo.....	76
Abbildung 49: Strombilanz je Gemeinde im RR im Status quo.....	77
Abbildung 50: Energieim- und -exporte je Gemeinde 2020 in TWh, *negative Importe entsprechen einem Export.....	78
Abbildung 51: Stromerzeugung je Gemeinde 2020 in TWh.....	79
Abbildung 52: Technologiebewertung der einzelnen Technologien [24].....	88
Abbildung 53: Braunkohlekraftwerksleistung im Laufe des Ausstiegs	93
Abbildung 54: Energiebilanz des RR im Jahr 2030	94
Abbildung 55: Strombilanz je Gemeinde im RR im Jahr 2030	94
Abbildung 56: Energiebilanz des RR im Jahr 2040	95
Abbildung 57: Strombilanz je Gemeinde im RR im Jahr 2040	96
Abbildung 58: Energiebilanz des RR im Jahr 2050	96
Abbildung 59: Strombilanz je Gemeinde im RR im Jahr 2050	97
Abbildung 60: Strombilanz des RR im Jahresverlauf	98
Abbildung 61: Stromerzeugung und -bedarf im RR im Jahresverlauf.....	98

TABELLEN

Tabelle 1: Übersicht der in den Studien behandelten Aspekte, aufgeteilt nach dem grundsätzlichen Fokus auf Deutschland oder die Tagebauregionen.	17
Tabelle 2: Identifizierte Schwerpunkte in den Studien bzgl. der Energiesystemdesigns	18
Tabelle 3: Einordnung der Relevanz von Technologien für das RR (grün = hoch, gelb = mittel, rot = gering)	23
Tabelle 4: Übersicht technologische Entwicklungen [11]	25
Tabelle 5: Entwicklung Anzahl Beschäftigten des Industriesektors je Subsektor [11]	27
Tabelle 6: Anzahl Beschäftigte in Mio. im GHD-Sektor.....	27
Tabelle 7: Maximale Arbeitsplätze je Bereich [2], [4]	29
Tabelle 8: Schwerpunkte in den deutschlandweiten Studien in Bezug auf Wirtschaft.....	30
Tabelle 9: Maßnahmen und Empfehlungen in den deutschlandweiten Studien [7], [10], [11]	39
Tabelle 10: Tabellarische Zusammenfassung der in den Studien untersuchten rechtlichen bzw. regulatorischen Instrumente, deren Wirken, möglicher Handlungsbedarf und Relevanz für das RR.....	40
Tabelle 11: Übersicht der gemeinde- und jahresspezifischen Energiebilanzdaten	69
Tabelle 12 Technologien, Akteure und ihre Geschäftsmodelle.....	89
Tabelle 13: Braunkohlekraftwerksblöcke im RR nach der Stilllegungsreihenfolge	92

9 LITERATURVERZEICHNIS

- [1] IFOK GmbH, Deutsche WindGuard GmbH, Solarpraxis Engineering GmbH, Prognos AG, Institut für ökologische Wirtschaftsforschung GmbH (gemeinnützig), Becker Büttner Held PartGmbH, „Projektbericht Erneuerbare Energien-Vorhaben in den Tagebauregionen“, 2018.
- [2] Leibniz Institut für Wirtschaftsforschung, „Strukturdaten für die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“, 2018.
- [3] Prognos AG, „Zukünftige Handlungsfelder zur Förderung von Maßnahmen zur Strukturanpassung in Braunkohleregionen“, 2018.
- [4] DIW Berlin, IZES, IWH, Öko-Institut, „Klimaschutz und Kohleausstieg: Politische Strategien und Maßnahmen bis 2030 und darüber hinaus“, 2019.
- [5] Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI), „Auswirkungen einer Beendigung der Kohleverstromung bis 2038 auf den Strommarkt, CO₂-Emissionen und ausgewählte Industrien“, 2018.
- [6] Institut für Energie- und Klimaforschung: Techno-ökonomische Systemanalyse (IEK-3) Forschungszentrum Jülich GmbH, Lehrstuhl für Brennstoffzellen RWTH Aachen University, „Wege für die Energiewende“, 2019.
- [7] EWI Energy Resarch & Scenarios, ef.Ruhr GmbH, „Kosteneffiziente Umsetzung der Sektorenkopplung“, 2018.
- [8] Frontier Economics Ltd, „Energiepolitischer Handlungsbedarf durch einen beschleunigten Kohleausstieg“, 2019.
- [9] Aurora Energy Research, „65 Prozent Erneuerbare bis 2030 und ein schrittweiser Kohleausstieg“, 2018.
- [10] Fraunhofer ISI, Consentec GmbH, IFEU, Technische Universität Wien, M-Five, TEP Energy GmbH, „Projektbericht „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“, 2017.
- [11] ewi Energy Research & Scenarios gGmbH, „dena-Leitstudie Integrierte Energiewende“, 2018.
- [12] Agora Energiewende, „Die Kohlekommission. Ihre Empfehlungen und deren Auswirkungen auf den deutschen Stromsektor bis 2030“, 2019.
- [13] Zukunftsagentur Rheinisches Revier, „Wirtschafts- und Strukturprogramm für das Rheinische Zukunftsrevier 1.0“, 2019.
- [14] Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen, „Wasserstoff Roadmap Nordrhein-Westfalen“, 2020.
- [15] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Die Nationale Wasserstoffstrategie“, Berlin, 2020.

- [16] pv magazine, „Herstellung von Photovoltaik-Produkten in Europa wird attraktiver“, Oktober 2020. [Online]. Available: <https://www.pv-magazine.de/unternehmensmeldungen/herstellung-von-photovoltaik-produkten-in-europa-wird-attraktiver/>.
- [17] Home Power Solutions, „Ihre Energiewende mit Picea“, 2020. [Online]. Available: www.homepowersolutions.de/file/download.
- [18] Fraunhofer ISE, „Energy-Charts“, 2020. [Online]. Available: <https://energy-charts.info/charts/energy/chart.htm?l=de&c=DE>.
- [19] Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen, „Energieatlas“, 2020. [Online]. Available: <https://www.energieatlas.nrw.de/site?>.
- [20] Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e.V., „Reference Data Set: Electricity, Heat, and Gas Sector Data for Modeling the German System“, 2020. [Online]. Available: [10.5281/zenodo.1044463](https://zenodo.org/record/1044463).
- [21] Bundesnetzagentur, „Kraftwerksliste“, 2020. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html.
- [22] United Nations, „Decisions adopted by the Conference of the Parties Parties (Pariser Klimaschutzabkommen)“, Paris, 2016.
- [23] Institut für ökologische Wirtschaftsforschung, „Potenziale erneuerbarer Energien in Berlin 2020 und langfristig – Quantifizierung und Maßnahmengenerierung zur Erreichung ambitionierter Ausbauziele“, 2010.
- [24] P. Viebahn und e. al, „Technologien für die Energiewende“, 2018.
- [25] T. Bieger, D. z. Knyphausen-Aufseß und C. Krys, Innovative Geschäftsmodelle, Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2011.
- [26] T. Benz, J. Dickert, M. Erbert, N. Erdmann, C. Johae, B. Katzenbach, W. Glaunsinger, H. Müller, P. Schegner, J. Schwarz, R. Speh, H. Stagge und M. Zdrallek, Der Zellulare Ansatz, Frankfurt am Main: Energietechnische Gesellschaft (ETG), 2015.
- [27] O. D. Doleski, Herausforderung Utility 4.0 - Wie sich die Energiewirtschaft im Zeitalter der Digitalisierung verändert, Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH, 2017.
- [28] Bundesregierung, „Kohleausstiegsgesetz“.