



Roadmap für die Trinationale Metropolregion Oberrhein (TMO/RMT)

Projektleitung: Prof. Dr. Barbara Koch, Universität Freiburg



Inhaltsübersicht

I. Einleitung	5
Kapitel 1. Ein regionaler Governance-Ansatz für die Energiewende mit Schlüsselkonzepten, Technologien und Instrumenten: EU-Politikkontext und Literaturübersicht	5
II. Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse des technischen Blocks	15
Kapitel 2. Arbeitspaket 2: Analyse der Potenziale für die Erzeugung und Speicherung erneuerbarer Energie	15
2.1 Analyse und Kartierung der Potenziale für erneuerbare Energien in der Oberrheinregion	15
2.1.1 Definition der Potenziale	15
2.1.2 Sachverständigengutachten	17
2.1.3 Annahmen	18
2.1.4 Methodik	19
2.2 Darstellung der Anschlussdistanzen bisher ungenutzter EE-Potenziale	21
2.2.1 Allgemeiner Aufbau	21
2.2.2 Regulatorische Bedingungen	22
2.2.3 Netzanschlussverfahren	22
2.2.4 Das Stromversorgungsnetz	23
2.2.5 Annahmen	24
2.2.6 Methodik	25
2.2.7 Ergebnisse	30
2.3 Szenarienbildung anhand von Fallstudien	39
2.3.1 Berechnung der Verhältnisse A & B	40
2.3.2 Die nutzbare Fläche pro Land	41
2.3.3 Analyse der Potenziale und ihrer Verteilung	42
2.4 Analyse der geologischen Speicherung von erneuerbarer Energie	43
Kapitel 3. Arbeitspaket 3: Modellierung und Szenarienbildung für das Stromsystem	46
3.1 Szenarien für das TMO-Stromsystem bis 2050	47
3.1.1 Modellierung und Annahmen	47
3.1.2 Ergebnisse	47
3.1.2.1 Entwicklung der erneuerbaren Energien und der Speicherung	47
3.1.2.2 Die TMO als eigenständiges Marktgebiet	49

3.1.2.3 Eigenverbrauch in der TMO	54
3.1.2.4 Sensitivitätsanalysen	54
3.1.3 Kritische Würdigung	56
3.1.4 Schlussfolgerungen	57
3.2 LEM-Forschung	58
3.3 Entwurf eines flexiblen Stromnetzes	58
3.4 Entscheidungsunterstützungsinstrument und seine Anwendung bei der Umsetzung von Energiestrategien	60
3.4.1 Algorithmus zur Verwaltung von REPM-Speichern und kontrollierbaren Quellen	61
3.4.2 Ergebnisse: Erstellung von REPM-Szenarien	63
3.4.3 Ergebnisse: Kostenbewertung der REPM-Szenarien	65
3.4.3 Ergebnisse: PERSEUS-Szenario gegenüber REPM-Szenarien	68
3.4.4 Schlussfolgerungen	69
Kapitel 4. Arbeitspaket 7: Datensicherheit in Smart Grids in der TMO	71
4.1 Europäische Regeln für die Sicherheit von Energiedaten	71
4.2 Umfrageantworten der Stromnetzbetreiber	71
4.3 Vorhersagemodelle für Datensicherheitsschwachstellen in der TMO	73
4.4 Empfehlungen zum trinationalen Schutz vor Cyberangriffen zur Verbesserung der Energiesicherheit	74
III. Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse der Analyse des soziokulturellen, rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmens	77
Kapitel 5. Arbeitspaket 4: Analyse der soziokulturellen Bedingungen und Integration der Ansichten der Stakeholder	77
Kapitel 6. Arbeitspaket 5: Analyse des regulatorischen Rahmens für das Strommarktdesign und Vorschläge für eine Verbesserung des rechtlichen Rahmens des Strommarktes	83
6.1 Herausforderungen der grenzüberschreitenden Zusammenarbeit bei der Entwicklung von EE	83
6.1.1 Die Bedeutung des geografischen Standorts von Projekten für erneuerbare Energien	83
6.1.2 Die Schlüsselrolle der (finanziellen) Unterstützungsmechanismen	84
6.1.3 Die Komplexität und Dauer der Verwaltungsverfahren	85
6.1.4 Europäische Governance für den Energiemix wird durch nationale Vorrechte herausgefordert	85
6.1.5 Fehlende rechtliche Bestimmungen für die grenzübergreifende Zusammenarbeit in den nationalen Rahmen, trotz der europäischen Strategie für zwischenstaatliche Zusammenarbeit	85
6.1.6 Die Top-Down-Logik der europäischen und nationalen Institutionen	87

6.2 Empfehlungen zur Verbesserung des Rechtsrahmens	87
6.2.1 Verstärkung der grenzüberschreitenden Dimension	88
Kapitel 7. Arbeitspaket 6: Studie über Anreizstrukturen in der Energieversorgung	91
7.1 Energiepolitische Potenziale und die Rolle von Energiegenossenschaften und politischen Entscheidungsträgern	91
7.2 Regulatorische Leitlinien für die Umgestaltung des europäischen Energiemarktes	97
7.3 Umsetzung der wirtschaftspolitischen Reformen	102
7.4 Akzeptanz der erneuerbaren Energien und Beteiligung der lokalen Akteure	107
Kapitel 8. Schlussfolgerung	110
Liste der Autoren	112
Liste der Abkürzungen	113
Liste der Abbildungen	116
Liste der Tabellen	119
Literatur	120

I. Einleitung

Kapitel 1. Ein regionaler Governance-Ansatz für die Energiewende mit Schlüsselkonzepten, Technologien und Instrumenten: EU-Politikkontext und Literaturübersicht

Ressourceneffiziente und klimaneutrale Energiesysteme sind das Kernstück einer defossilisierten Gesellschaft und Wirtschaft im Einklang mit den internationalen und politischen Zielen der EU. Der Energiesektor ist für mehr als 75 % der Treibhausgasemissionen in der EU verantwortlich. Mit dem Legislativpaket "Saubere Energie für alle Europäer" und dem damit überarbeiteten energiepolitischen Rahmen will die Europäische Union den EU-Energiesektor bis 2050 auf sozial gerechte Weise in Richtung Nachhaltigkeit und Emissionsneutralität transformieren. Die überarbeiteten Bestimmungen sehen eine Netto-THG-Emissionsreduzierung von mindestens 55 % unter das Niveau von 1990 bis 2030, ein Energieeffizienzziel von 32,5 %, ein Ziel für erneuerbare Energien von 32 % (beide bis 2030, ausgehend von 1990), mehr Rechte für Prosumenten, einen intelligenteren und effizienteren Strommarkt, der durch die Integration erneuerbarer Energiequellen (EE) zur Erhöhung der Versorgungssicherheit beiträgt, ein Risikomanagement und eine bessere grenzüberschreitende Zusammenarbeit vor (Europäische Kommission, 2018a, 2018b, 2019, 2022a). Der EU Green Deal mit der 1 Billion Euro schweren Investitionsoffensive für Europa für nachhaltige Investitionen wird der EU helfen, diese Ziele zu erreichen und gleichzeitig Regionen zu unterstützen, die noch immer von der Produktion fossiler Brennstoffe (hauptsächlich Kohle) abhängig sind, und bei der Erholung von der COVID-19-Pandemie helfen. Ein Drittel der 1,8 Billionen Euro Investitionen aus dem NextGenerationEU-Konjunkturprogramm und dem Siebenjahreshaushalt der EU werden den Europäischen Green Deal finanzieren (Europäische Kommission, 2022b).

Laut dem jüngsten Bericht "State of the Energy Union" (Europäische Kommission, 2021) bestehen die wichtigsten aktuellen Prioritäten darin, die EU energieeffizienter, weniger abhängig von fossilen Brennstoffen¹ und widerstandsfähiger zu machen und gleichzeitig den Klimawandel abzuschwächen und den Endverbrauchern saubere und erschwingliche Energie zu liefern. Zu diesem Zweck müssen die bestehenden Energieverbrauchs- und Produktionsmuster grundlegend geändert werden, wobei auch schwer zu dekarbonisierende Sektoren berücksichtigt werden müssen, beispielsweise durch erneuerbaren Wasserstoff im Einklang mit der EU-Wasserstoffstrategie.² Im Rahmen der Fazilität für Konjunkturbelebung und Widerstandsfähigkeit (RRF) 2021 verwenden fast alle EU-Mitgliedstaaten RRF-Mittel für Investitionen in erneuerbare Energien, Gebäudesanierung und nachhaltige Mobilität. Auf Gebäude entfallen etwa 40 % des gesamten Energieverbrauchs in der EU und 36 % der Treibhausgasemissionen aus dem Energiesektor, wobei derzeit 75 % des Gebäudebestands als energieineffizient eingestuft werden. Weitere Prioritäten sind die Entkopplung des Wirtschaftswachstums vom Energieverbrauch, die Verbesserung der Marktkopplung für eine gemeinsame EU-Handelsplattform für Strom,³ die Förderung von Gemeinschaften für

¹ Die Nettoenergieimportabhängigkeit in der EU erreichte 2019 60,6 % und damit den höchsten Stand der letzten 30 Jahre (Europäische Kommission, 2021).

² Ein wichtiges Ziel ist die Bereitstellung von 40 GW Kapazität für Elektrolyseure, die bis 2030 erneuerbaren Wasserstoff erzeugen (Europäische Kommission, 2021).

³ Marktkopplung im Rahmen des Elektrizitätsbinnenmarktes der Europäischen Union (IEM) bezeichnet die "Integration von zwei oder mehr Strommärkten aus unterschiedlichen Gebieten durch einen impliziten grenzüberschreitenden Allokationsmechanismus" (<https://www.emissions-euets.com/internal-electricity-market-glossary/481-market-coupling>). Ziel ist es, durch die Verknüpfung von Regelzonen und Marktgebieten einen zusammenhängenden europäischen Strommarkt zu bilden, um den Stromhandel zu harmonisieren und Preisunterschiede zu verringern. Es wird davon ausgegangen, dass die Umsetzung der Marktkopplung über alle

erneuerbare Energien und Bürgerenergie sowie deren Zusammenarbeit mit Verteilernetzbetreibern (DSO), die Gewährleistung der Cybersicherheit grenzüberschreitender Stromflüsse, die schrittweise Abschaffung von Subventionen für fossile Brennstoffe und die Straffung von Verfahren zur Beseitigung von Verwaltungs- und Investitionshindernissen für die Energiewende. Darüber hinaus hat die Europäische Kommission ein neues Ziel von 40 % für den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch der EU bis 2030 vorgeschlagen (Europäische Kommission, 2021).

Letztendlich werden diese EU-weiten Politiken und die entsprechenden nationalen Politiken jedoch auf den regionalen und lokalen Verwaltungsebenen umgesetzt. Dies sind nämlich die Regierungsebenen, die den Bürgerinnen und Bürgern am nächsten sind und somit am besten in der Lage sind, übergreifende Maßnahmen auf territoriale Besonderheiten zuzuschneiden (Gerbelová et al., 2021; Europäischer Ausschuss der Regionen, 2019). Die Europäische Kommission hat hervorgehoben, dass Städte und ihre Regionen für den Übergang zu einem dekarbonisierten Europa von zentraler Bedeutung sind und dass die lokale und regionale Ebene weitaus besser in der Lage ist, ehrgeizige Ziele für kohlenstoffarme Energien zu verabschieden und in die Tat umzusetzen (Europäische Kommission, 2020). Das Legislativpaket "Saubere Energie für alle Europäer" unterstreicht ebenfalls das Potenzial eines regionalen Ansatzes für die Energiewende. Es fördert sowohl regionale Energiesysteme mit integrierten Energiemärkten als auch regionale Lösungen mit tragfähigen Kapazitätsmechanismen zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit, Energieeffizienz und Kosteneffizienz im Zusammenhang mit der dezentralen Erzeugung aus erneuerbaren Energien (Europäische Kommission, 2019).

Nach Angaben der Internationalen Energieagentur (IEA, 2019) ist die grenzüberschreitende Integration von Stromsystemen eine wichtige Lösung, um den Anteil erneuerbarer Energien (EE) und die Versorgungssicherheit auf kosteneffiziente Weise zu erhöhen. Die größere Vielfalt der erneuerbaren Energien und der Lastprofile vergrößert die Sicherheitsmargen, erfordert weniger Ressourcen zur Deckung des Spitzenbedarfs und ermöglicht ein Management der gemeinsamen Nutzung von Reserven. Darüber hinaus können größere Gebiete besser mit dem intermittierenden Verhalten der erneuerbaren Energien umgehen. Das ideale grenzüberschreitende Elektrizitätssystem erfordert eine effektive Zusammenarbeit zwischen den Netzbetreibern, eine langfristige Planung und die Einbeziehung regionaler Institutionen. Herausforderungen sind die nicht harmonisierte Gewinnaufteilung, die mangelnde Koordinierung, die das Blackout-Risiko erhöht, und das Management von Ringleitungen oder Transitflüssen, insbesondere in Regionen mit hohem EE-Anteil. Diese Herausforderungen könnten durch eine verstärkte Echtzeit-Koordinierung durch die Regulierung von Marktrahmen und Institutionen, den Aufbau stabilerer Energiesysteme und die Verbesserung der Strukturen für den grenzüberschreitenden Energiehandel angegangen werden (IEA, 2019).

Es ist daher wichtig, sowohl regionale als auch grenzüberschreitende Ansätze für die Energiewende zu berücksichtigen. Die im Rahmen des RES-TMO-Projekts durchgeführten Forschungs- und Innovationsarbeiten sollen zur Umsetzung der Energiewendeziele der grenzüberschreitenden Oberrheinregion beitragen, die Teile der Region Grand Est (Frankreich), der Südpfalz und Baden (Deutschland) sowie der Nordwestschweiz umfasst. Die größte Herausforderung besteht darin, dass diese Länder unterschiedliche Sozial- und Regulierungssysteme haben. Auch ihr Energiemix, ihre Ansätze für erneuerbare Energien und ihre Dekarbonisierungspläne unterscheiden sich. Gleichzeitig deuten unsere Ergebnisse darauf hin, dass die grenzüberschreitende Zusammenarbeit den Übergang zu einem auf

EU-Binnengrenzen hinweg erhebliche Wohlfahrtsvorteile mit sich bringt und den Bedarf an Reservekapazitäten (fossile Kraftwerke) und damit die Treibhausgasemissionen verringert (Europäische Kommission, 2021).

erneuerbaren Energien basierendes Energiesystem effektiv beschleunigen könnte. Weitere Ziele des RES-TMO-Projekts sind die Bewertung der Potenziale für erneuerbare Energien und eine Analyse der Energiedekarbonisierungspfade für die TMO-Region. Auf der Ebene des Oberrheingebiets, im Rahmen des Aachener Vertrags⁴ und des Fessenheim Territory Project⁵ Der deutsch-französische Ministerrat hat sich auf die gemeinsame Weiterentwicklung des Gebiets um das Kernkraftwerk Fessenheim (KKW) nach dessen Stilllegung im Jahr 2020 geeinigt. Ein Hauptziel ist die Umwandlung des Gebiets in eine Pilotregion - eine treibhausgasfreie, innovative Wirtschaftsregion - mit einem nachhaltigen Energie- und Verkehrskonzept auf der Grundlage einer erneuerbaren Energieversorgung bei gleichzeitiger Förderung der lokalen wirtschaftlichen Wertschöpfung und Schaffung von Arbeitsplätzen. Die Ergebnisse des RES-TMO-Projekts können genutzt werden, um zu diesem Prozess im Rahmen der nachhaltigen Energiewende in der gesamten Oberrheinregion beizutragen.

Zahlreiche Studien haben sich mit dem **Umsetzungsprozess der Energiewende auf regionaler und lokaler Regierungsebene** befasst und dabei insbesondere die Governance der Energiewende, Schlüsseltechnologien, Konzepte und Instrumente sowie die wichtigsten Erfolgsfaktoren untersucht. Eine aktuelle Studie (Goers et al., 2021), in der die Stärken, Schwächen, Chancen und Risiken (SWOT) des Einsatzes erneuerbarer Energien in den Regionen des Regional Leaders Summit (RLS) ermittelt wurden, kam zu dem Schluss, dass die regionalen Regierungen im größeren Rahmen der nationalen und supranationalen Politik eine Schlüsselrolle bei der Transformation der globalen Energiesysteme spielen, indem sie die Regionen in die Lage versetzen, teilweise verteilte, dezentrale Energiesysteme auf der Grundlage erneuerbarer Energien mit integrierter Energiespeicherung, Nachfragesteuerung und intelligenten Technologien zu entwickeln. In diesem Prozess sollten die politischen Entscheidungsträger die regionalen Besonderheiten, die Marktbedingungen und die möglichen Auswirkungen auf Gesellschaft und Wirtschaft berücksichtigen, und es sollte eine breite Beteiligung und Zusammenarbeit der Interessengruppen gefördert werden. Während interne Faktoren wie EE-Potenziale und solide rechtliche Rahmenbedingungen die Rolle der EE bei der regionalen Energiewende stärken können, werden die Pfadabhängigkeit von fossilen Brennstoffen, die nach wie vor subventioniert werden, und die damit verbundenen energieintensiven Industriestrukturen als Schwachpunkte identifiziert. Was die externen Faktoren anbelangt, so kann der Einsatz von EE zusätzlich zu den Klimaschutzmaßnahmen auch Chancen in Bezug auf die Schaffung von Arbeitsplätzen und eine grüne Wirtschaft bieten, während Faktoren wie die mangelnde gesellschaftliche Akzeptanz und die Volatilität der EE die Bedeutung der EE bei der Umsetzung der regionalen Energiewende gefährden können. Darüber hinaus sind alternative Ansätze wie die grüne Wirtschaft, die Entkopplung des Wirtschaftswachstums vom Verbrauch fossiler Energieträger und entsprechende regionale Strategien erforderlich, um Gesellschaft und Wirtschaft zu dekarbonisieren und zu defossilisieren. Um den Fortschritt zu messen und zu überwachen, spielen qualitativ hochwertige Daten zu allen Aspekten der Energiewende eine entscheidende Rolle, wie auch bei den Forschungs- und Entwicklungsarbeiten im Rahmen des RES-TMO-Projekts deutlich wurde. Auf der Grundlage dieser Daten und zuverlässiger Indikatoren (z. B. aus den OECD-Empfehlungen) können regionale Regierungen die Fortschritte im Hinblick auf die Ziele ihrer Strategien für eine grüne Wirtschaft messen (Goers et al., 2021).

⁴ Vertrag von Aachen v. 22.01.2019:

<https://www.bundesregierung.de/resource/blob/997532/1570126/fe6f6dd0ab3f06740e9c693849b72077/2019-01-19-vertrag-von-aachen-data.pdf?download=1>

⁵ Projet de territoire de Fessenheim / Raumprojekt Fessenheim: <http://www.haut-rhin.gouv.fr/Politiques-publiques/Avenir-du-territoire-de-Fessenheim/Zukunft-des-Raumes-Fessenheim-Avenir-du-territoire-de-Fessenheim>

Internal Strengths	Internal Weaknesses
<ul style="list-style-type: none"> • Usage of RE for electricity, heat and fuels • RE potentials • Sound legal RE frameworks and instruments • RE research and development • Expertise in RE conversion and storage 	<ul style="list-style-type: none"> • Dependence on fossil energy • Energy-intensive industrial structures (which require stable energy supply historically supported by fossil fuels) • Limited grid access for RE
External Opportunities	External Threats
<ul style="list-style-type: none"> • Green economy • Employment (green jobs) • Economic growth • Contributions to climate protection • Technological innovation and Industry 4.0 	<ul style="list-style-type: none"> • Demographic developments • Lack of social acceptance • Volatility of RE resources

RE: renewable energy.

Abbildung 1.1: SWOT-Analyse für die Förderung erneuerbarer Energien in den Energiewende-Regionen des Regional Leaders' Summit (RLS) (Goers et al., 2021)

In einer Studie (Cooke, 2011), in der die Wechselwirkung zwischen regionalen und nationalen Triebkräften für den Übergang zu klimaneutralen Energiesystemen analysiert wird, werden Übergangsregionen definiert als "subnationale Gebiete, in der Regel mit einem gewissen Grad an dezentraler Governance in den Bereichen Innovation, wirtschaftliche Entwicklung und Energie, die aus noch zu belegenden Gründen als regionale 'Leuchttürme' für Öko-Innovation sowohl für andere Regionen als auch für Länder fungieren." Es wird festgestellt, dass solche Regionen durch die vorherrschenden (nationalen) soziotechnischen Systeme in ihrem Übergang entweder stimuliert oder behindert werden können. Es wird auch festgestellt, dass kleinere lokale Verwaltungen eine wichtige Rolle bei der Veränderung des nationalen Energiemixes spielen können, wie eine Fallstudie aus Dänemark zeigt, wo eine Verlagerung zu dezentralen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) stattfand, und dass das öffentliche Beschaffungswesen dazu beitragen kann, "strategische Nischen" zu entwickeln und die Öko-Innovation durch "Voranpassung" oder die Suche nach "Verwandtschaft" und "benachbarten Möglichkeiten" zu stimulieren, indem regionale "Pfadabhängigkeiten" gefördert werden" (Cooke, 2011).

Eine andere Studie, die sich auf einen Governance-Mechanismus zur Gewährleistung der Widerstandsfähigkeit von Stromsystemen, einschließlich Erzeugung, Übertragung und Verteilung, in den österreichischen Klima- und Energiemodellregionen konzentriert, kommt zu dem Schluss, dass eine Multi-Risk-Governance-Perspektive die "Widerstandsfähigkeit⁶ städtischer sozioökonomischer Systeme gegen Stromausfälle" stärken könnte und dass die Umsetzung eines solchen Prozesses von einer partizipativen Governance profitieren könnte. Letztere basiert auf einem Prozess, der die Beteiligten einbezieht und die Konzeption, Auswahl, Umsetzung und Bewertung von Strategien zur Katastrophenvorsorge umfasst. Wichtig ist, dass die Fallstudien zeigen, dass die Einwohner der CEM bereit waren, für Strom aus erneuerbaren Energien und aus ihrer Region einen Aufpreis zu zahlen, was mit unseren Ergebnissen für die Region Oberrhein, TMO (WP4), übereinstimmt. Darüber hinaus wurde festgestellt, dass Einwohner und Interessenvertreter auch bereit wären, sich an Entscheidungsprozessen zur Energiewende zu beteiligen, um Risiken anzugehen und die regionale Resilienz zu erhöhen, z. B. im Rahmen regionaler Energiegruppen. Es wird auch

⁶ Aus einer technischen Perspektive wird Resilienz definiert als "die Fähigkeit eines Systems, nach einer Störung in einen stabilen Zustand zurückzukehren" (Davoudi, 2012). Aus ökologischer Sicht bezeichnet sie die "Fähigkeit eines Systems, Veränderungen zu absorbieren" (Holling, 1993) und weiter zu funktionieren.

hervorgehoben, dass regionale Resilienz die Integration von Wissen erfordert, das interdisziplinär ist, von verschiedenen Interessenvertretern und von den Einwohnern selbst stammt, einschließlich eines "besseren Verständnisses der Perspektiven, Interessen und Bedürfnisse verschiedener Interessenvertreter aus dem privaten und öffentlichen Sektor" (Komendantova, 2018).

Lutz et al. (2017) analysierten die treibenden Faktoren für die regionale Umsetzung von EE auf der Grundlage von 18 ausgewählten Studienregionen des deutschen 100EE-Regionen-Netzwerks. Sie fanden heraus, dass umfassende und gut strukturierte Planungsprozesse, einschließlich eines effektiven Prozessmanagements und sorgfältig gewählter Meilensteine, einen erheblichen Unterschied in der Transition Governance für eine erfolgreiche regionale und lokale EE-Umsetzung ausmachen können. So schienen beispielsweise Regionen, die integrierte Klimaschutzprogramme (ICPP) einsetzten, besser auf den Umgang mit nationalen Klimaschutzmaßnahmen vorbereitet zu sein. Zweitens wird ein starkes Engagement in formellen Netzwerken als sehr vorteilhaft angesehen, insbesondere wenn die Netzwerke Möglichkeiten für einen intensiven Austausch von Wissen und Fachkenntnissen zwischen regionalen Akteuren und Experten bieten, da dies dazu beitragen kann, die komplexen Herausforderungen bei der Umsetzung von EE erfolgreich zu bewältigen. Ein weiterer Erfolgsfaktor sind Strategien für Regionen zur Kombination von EE-Finanzierung aus verschiedenen Quellen, einschließlich kommunaler Energieinitiativen (CEI) und öffentlicher Finanzierung (Lutz et al., 2017).

Müller et al. (2011) untersuchen die Energieautarkie, die als "eine Situation, in der die Energiedienstleistungen, die zur Aufrechterhaltung des lokalen Verbrauchs, der lokalen Produktion und des Exports von Gütern und Dienstleistungen genutzt werden, aus lokalen erneuerbaren Energieressourcen (EE) stammen", konzeptualisiert wird. Sie stellen fest, dass die Verwirklichung eines höheren Niveaus von Energieautarkie eine Steigerung der Energieeffizienz, die Nutzung regionaler EE-Potenziale und den Einsatz dezentraler Energiesysteme erfordert. In der Praxis erfordert dies auch, dass lokale Verwaltungen und zivilgesellschaftliche Akteure Projekte entwickeln, ihre Akzeptanz und Unterstützung durch die lokale Bevölkerung sicherstellen und mit relevanten Akteuren zusammenarbeiten. Eine nachhaltige Regionalentwicklung durch Energieautarkie kann eine "übergeordnete Vision oder einen Rahmen bieten, innerhalb dessen Innovationen im Bereich der erneuerbaren Energien positioniert werden können, und somit die soziale Akzeptanz von Innovationen im Bereich der erneuerbaren Energien erhöhen". Sie könnte auch die Weiterentwicklung des European Energy Award (EEA) und die Gemeinden, die bereits im EEA fortgeschritten sind, dazu inspirieren, "ihre Energiepolitik auf die nächste Stufe zu bringen" (Müller et al., 2011).

Schließlich wird in einer Studie ein Governance-Ansatz für die regionale Energiewende vorgeschlagen, der fünf Schlüsselbereiche umfasst: strukturelle Merkmale des regionalen Netzes, Zusammensetzung des regionalen Netzes, Merkmale der Akteure, Governance des regionalen Netzes und externe Faktoren. Der Rahmen wird auf eine Fallstudie angewandt, um das Verständnis der Governance der regionalen Energiewende zu verbessern. Die Erfolgsfaktoren sind mit den strukturellen Merkmalen des Netzwerks (z. B. regionale/lokale Regierung, die eine wichtige Rolle als Vermittler oder Erleichterer spielt), der regionalen Governance (z. B. die Bedeutung eines führenden Akteurs mit formellem Regierungsmandat) und den Merkmalen der Akteure (z. B. Gemeinden, die die Governance der Energiewende verfolgen) verbunden. Darüber hinaus wurden auch externe Faktoren wie die Abhängigkeit von der nationalen Regierung bei der Festlegung politischer Prioritäten und die Formulierung regionaler politischer und administrativer Prioritäten als wichtig eingestuft, da sie den Fortschritt bei der Festlegung der Agenda für die regionale Energiewende einschränken. Die Ergebnisse zeigen auch, dass die wichtigste Stadt der Region an den meisten regionalen Schlüsselprojekten beteiligt ist, die Beamten dieser Städte jedoch im Gegensatz zu denen in

den peripheren Gebieten der Region nicht immer an einer regionalen Zusammenarbeit interessiert sind (Hoppe & Miedema, 2020).

Zu den **wichtigsten technischen Herausforderungen, Technologien, Konzepten und Instrumenten** für die Umsetzung der Energiewende hin zu resilienten Energiesystemen auf der Grundlage erneuerbarer Energien, die für die regionale und lokale Ebene gelten, gibt es ebenfalls aktuelle Studien, die für unsere Projektergebnisse relevant sind. Da die wichtigste Strategie zur Emissionsreduzierung im europäischen Endenergieverbrauch von der Entwicklung und dem Ausbau variabler erneuerbarer Energien wie Wind und Sonne abhängt, bleibt ein zentrales Thema der Ausgleich von Energieangebot und -nachfrage, um die Stabilität des Stromnetzes (Frequenz- und Spannungsstabilität) jederzeit zu gewährleisten. Angesichts der starken saisonalen Schwankungen bei der Einspeisung von Solar- und Windenergie, d. h. ihrer intermittierenden Natur, besteht ein hoher Bedarf an Flexibilitätsmechanismen für die Stromnetze, einschließlich kurz- und langfristiger Energiespeichertechnologien (Brown et al., 2018). Zu den in vielen Studien gefundenen praktikablen Lösungen für die Systemflexibilität gehören nicht nur die Entwicklung von Energiespeichertechnologien und Back-up-Erzeugungssystemen, die nicht auf fossile Brennstoffe angewiesen sind, wie z. B. KWK, die mit erneuerbarem Wasserstoff betrieben wird, sondern auch der Ausbau der Netzkapazitäten, die Kopplung des Stromsektors mit dem Wärme- und Verkehrssektor, das Demand Side Management und die Digitalisierung (Gils et al., 2017; Victoria et al., 2019; Zimm et al., 2019).

Es gibt verschiedene Technologien zur Stromspeicherung, darunter elektrische Batterien und wasserstoffbasierte Speicher. Darüber hinaus unterstützt die Entwicklung angemessener Netzkapazitäten die dezentrale EE-Durchdringung, reduziert Netzengpässe aufgrund der Abschaltung von Kernkraftwerken (KKW) und dämpft die Auswirkungen ihrer Stilllegung auf den industrialisierten Süden (Deutschlands), insbesondere angesichts der Tatsache, dass der Großteil des Offshore- und Onshore-Windenergiepotenzials und -ausbaus im nördlichen Teil stattfindet (Schiffer et al., 2018). Schließlich erhöhen das Demand Side Management und die Digitalisierung die Flexibilität des Energiesystems, indem sie dazu beitragen, das Verhalten des Systems in "demand follows supply" umzuwandeln und wertvolle Energieeffizienzinsparungen zu erzielen (Zimm et al., 2019). Bei den für die langfristige Energiespeicherung benötigten Technologien handelt es sich um Techniken zur Umwandlung von Energie in Wasserstoff, Gas oder Kraftstoff, die auf verschiedene Weise eingesetzt werden können, z. B.: 1) Wasserstoffherzeugung durch Elektrolyse (zur Verwendung im Gasnetz, als Brennstoff für Strom und Wärme oder in Verbindung mit Brennstoffzellen und Elektromotoren); 2) Umwandlung von synthetischem Methan; 3) Umwandlung von Wasserstoff (H₂) in flüssige Kraftstoffe (Henning & Palzer, 2015). Es hat sich gezeigt, dass die direkte Nutzung von Wasserstoff zum Heizen zu kostspielig und ineffizient sein könnte und daher keine Lösung ist, um eine anspruchsvolle Renovierung von Gebäuden oder die Nachrüstung von erneuerbaren Heizsystemen zu vermeiden, aber sie könnte zur Dekarbonisierung schwer abbaubarer Sektoren beitragen. Mittel- und langfristig sollten Energieeffizienzoptionen genutzt werden, um die Prozesse zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung zu optimieren, da sie "sofort zu echten Kohlenstoffinsparungen führen und gleichzeitig einen wachsenden Anteil an erneuerbaren Energiequellen aufnehmen können" (Avere et al., 2020).

Um Kohlenstoffneutralität zu erreichen, ist es eine wichtige Voraussetzung, die Energiewende über den Stromsektor hinaus auf die Sektoren Industrie, Verkehr und Haushalte (einschließlich Heizung) auszudehnen, die nach dem Stromsektor die drei größten Emittenten in Deutschland sind und auf die sich die Anstrengungen zur Emissionsminderung bisher weit weniger konzentriert haben (UBA, 2020; Schiffer et al., 2018; Chen C. et al., 2019). Obwohl das deutsche und das französische Energiesystem in Bezug auf Energieerzeugung und -verbrauch unterschiedlich strukturiert sind, besteht eine Gemeinsamkeit darin, dass der Verkehrssektor in beiden Ländern einer der größten CO₂-Emittenten ist (IEA, 2020). In seiner

derzeitigen Form trägt die Mobilität in Frankreich zu ca. 30% und in Deutschland zu ca. 20% der nationalen schädlichen CO₂-Emissionen bei. Elektrofahrzeuge stellen eine Lösung dar, eine zweite Lösung könnte die Nutzung von Wasserstoff mit Brennstoffzellen oder Biokraftstoffmischungen für den Mobilitätssektor sein (Zimm et al., 2019).

Ein weiteres zentrales Thema ist die weitgehende Dekarbonisierung des Industriesektors. Der Energieverbrauch im Industriesektor beträgt etwa 3200 TWh pro Jahr mit einem schwankenden durchschnittlichen Anteil von 26 % am Gesamtverbrauch in der EU. Deutschland und Frankreich haben den höchsten industriellen Energieverbrauch in der EU (Papapetrou et al., 2018). Es hat sich gezeigt, dass industrielle Dekarbonisierungspfade einen stark fokussierten regionalen Ansatz erfordern, da sektorale Kosten und Vorteile, lokale Ressourcen wie erneuerbare Energien und politische Umstände im Allgemeinen regionsspezifisch sind (Bataille et al., 2018). Darüber hinaus hat sich gezeigt, dass die Stilllegung von Kern-, Öl-, Kohle- und anderen konventionellen Kraftwerken aufgrund des Endes ihrer technischen Lebensdauer große Chancen für das Repowering der europäischen Infrastruktur mit CO₂-armen Technologien sowie für die Umstellung von öl- und gasbefeuerten Kapazitäten auf kohlenstoffneutrale Brennstoffe bietet (Farfan & Breyer, 2017).

In Deutschland lag der Anteil der erneuerbaren Energien im Jahr 2019 bei 42,1 % im Stromsektor, 14,5 % im Wärmesektor und 5,6 % im Verkehrssektor (UBA, 2020a). Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch einschließlich Strom, Wärme und Verkehr stieg im Jahr 2019 auf rund 17,1 %, davon 41,5 % aus Wind Onshore, 10,1 % aus Wind Offshore, 19,5 % aus PV, 8,3 % aus Wasserkraft, 19,5 % aus Biomasse (einschließlich fester und flüssiger Biomasse, Biogas, Biomethan, Deponie- und Klärschlamm) und 0,1 % aus Geothermie (UBA, 2020a). Auf den gesamten Energiesektor entfielen ca. 83,9 % (2018) der gesamten THG-Emissionen, die stationäre und mobile Emissionsquellen, flüchtige Emissionen aus Kraftstoffen und die energetischen Emissionen der Industrie umfassen (UBA, 2020c). Das Klimaschutzgesetz (KSG) aus dem Jahr 2019 setzt verbindliche Ziele für die Reduktion der THG-Emissionen um mindestens 35 % bis 2020 und 55 % bis 2030 (jeweils ausgehend von 1990). Außerdem wird darin das langfristige Ziel Deutschlands festgelegt, bis 2050 Treibhausgasneutralität zu erreichen (UBA, 2020b, 2020c, 2020d). Kürzlich wurden neue Regeln eingeführt, und ab dem 31. August 2021 soll die THG-Neutralität bis 2045 erreicht werden, und die neuen THG-Emissionsreduktionsziele lauten: 65 % für 2030 und 88 % für 2040 gegenüber dem Stand von 1990 (Bundesregierung, n.d.). Das heute vorherrschende Narrativ einer kohlenstoffarmen, auf erneuerbaren Energien basierenden und atomstromfreien Energieversorgung wurde schon früh in die Politik umgesetzt (z.B. Einspeisevergütung 1990; erstes EEG im Jahr 2000, usw.). Bei der Umsetzung der Energiewende bestehen jedoch nach wie vor grundsätzliche Differenzen zwischen den langfristigen Zielen und der eher kurzfristigen Versorgungssicherheit und Angemessenheit der Strompreise (Leipprand, Flachslund & Pahle, 2017). Es hat sich gezeigt, dass Deutschland seine KKW's bis 2025 vollständig durch EE-Erzeugung ersetzen kann, wenn die damit verbundenen Herausforderungen gelöst werden, d. h. der Netzausbau und die Bereitstellung von Regelleistung (Lechtenböhmer & Samadi, 2013).

In Frankreich lag der Anteil des Stroms aus erneuerbaren Energien im Jahr 2019 bei 23 %, wovon 10 % aus Windkraft, 2,5 % aus Photovoltaik (PV) und 13,2 % aus Wasserkraft stammten. Ziel ist es, bis 2030 einen Anteil von 40 % erneuerbarer Energien am Strom- und 38 % am Wärmeendverbrauch zu erreichen (IEA, 2021). Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch betrug im Jahr 2019 17,2 %, was einem Anstieg von 8 % seit 2005 entspricht. Im Rahmen der EU-Richtlinie über erneuerbare Energien (nationale Umsetzung) hat sich Frankreich für 2020 einen Anteil von 23 % erneuerbarer Energien am Gesamtenergieverbrauch zum Ziel gesetzt, davon 33 % im Wärme- und Kältesektor, 27 % im Stromsektor und 15 % im Verkehrssektor (IEA, 2021). Das Mehrjahres-Energieprogramm, das 2015 mit dem Gesetz zur Energiewende für grünes Wachstum ("Loi relative à la transition

énergétique pour la croissance verte") eingeführt wurde, legt die Prioritäten für staatliche Maßnahmen im Energiebereich fest und ist mit der nationalen Strategie für niedrige Kohlenstoffemissionen ("Stratégie nationale bas carbone" SNBC) gekoppelt, die Frankreichs Fahrplan zur Eindämmung des Klimawandels beschreibt. Die Schließung der letzten Kohlekraftwerke wurde für 2022 erwartet, aber diese Kraftwerke durften trotz des zuvor festgelegten Ziels im Januar und Februar 2022 aufgrund von Befürchtungen von Stromausfällen tatsächlich Strom produzieren (Serafino, 2022). Eine interessante Tatsache ist, dass "nach dem Kohlenwasserstoffgesetz von 2017 nach 2040 keine Exploration und Produktion mehr erlaubt ist und seit Inkrafttreten des Gesetzes keine neuen Produktionsgenehmigungen erteilt wurden. Damit ist Frankreich eines der ersten Länder, das die Exploration von Erdgas und Erdöl auf seinem Staatsgebiet vollständig verbietet, auch wenn es sich dabei hauptsächlich um eine symbolische Maßnahme handelt, da es auf dem französischen Festland so gut wie keine nachgewiesenen und förderbaren Vorkommen gibt" (IEA, 2021). Das Ziel für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien für 2028 sieht einen Anteil von 33-36 % vor, während der Anteil der Kernenergie bis 2035 auf 50 % reduziert werden soll (IEA, 2021). Dies bedeutet die Abschaltung von 14 Kernreaktoren bis 2035, und die Option des Baus neuer KKW wird noch geprüft. Der SNBC-Fahrplan wird jedoch nicht vollständig eingehalten, da das erste Kohlenstoffbudget zwischen 2014 und 2017 aufgrund milderer Winter und der Abschaltung einiger KKW-Blöcke um 3,5 % überschritten wurde. Der Anstieg der THG-Emissionen ist hauptsächlich auf zwei Sektoren zurückzuführen: den Energieumwandlungssektor (Stromerzeugung) und den Wohnungssektor sowie in geringerem Maße auf den Verkehrssektor (Anstieg der Emissionen von benzinbetriebenen Fahrzeugen).

Im Jahr 2019 erreichte der Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch der Schweiz 24%, davon 23% im Wärmesektor und 58% im Stromsektor. Der Anteil der Wasserkraft an der Stromproduktion betrug rund 57 %. Die anderen erneuerbaren Energien - Sonne, Biomasse, Biogas, Wind und Abfallverbrennung - trugen zusammen 6,2 % zur gesamten Stromerzeugung bei. Im Rahmen des Pariser Abkommens von 2015 hat sich die Schweiz verpflichtet, ihre Treibhausgasemissionen bis 2030 im Vergleich zu 1990 zu halbieren. Darüber hinaus hat der Schweizer Bundesrat im Jahr 2019 das Ziel der Kohlenstoffneutralität für das Jahr 2050 verabschiedet (BFE, 2020). Eine Modellstudie zur Schweizer Energiewende ergab, dass eine stärkere Integration der Schweiz in den europäischen Strommarkt die kostengünstigste Stromerzeugung gewährleisten und die Rolle der Schweiz als Transit- und Speicherdrehscheibe stärken kann (Weiss et al., 2021). In einer anderen Studie wurde die thermische Speicherung als die wichtigste Technologie im Schweizer Speichermix für kohlenstoffarme Energieszenarien identifiziert, da sie bis zu 50 % des Speicherbedarfs decken und mit elektrischen Wärmepumpen, Fahrzeug-zu-Netz- und synthetischen Brennstoffspeichern kombiniert werden kann (Limpens et al., 2019).

In Bezug auf das Projektstudiengebiet kann ein rückläufiger Trend bei den THG-Emissionen beobachtet werden, wenn man die Energienachfrageseite in der Oberrheinregion betrachtet. Dieser Rückgang reicht jedoch nicht aus, um die nationalen und regionalen Klimaziele zu erreichen. Im gesamten grenzüberschreitenden Gebiet beliefen sich die Emissionen 2016 auf etwa 9 Tonnen pro Einwohner, einschließlich insbesondere energiebedingter Emissionen (TRION-climate, 2019).

Wird das Stromsystem mit dem Wärme- und dem Verkehrssektor gekoppelt (Sektorkopplung), lassen sich tiefgreifendere THG-Emissionsreduktionen erzielen. Die Sektorkopplung kann auf zwei Arten erhebliche zusätzliche Speicherkapazitäten schaffen: 1) Elektrizität kann in Batterien von Elektrofahrzeugen (EV) gespeichert werden, und 2) große kurz- und langfristige Kapazitäten von thermischen Energiespeichern können verfügbar werden, um die erheblichen saisonalen Schwankungen des Wärmebedarfs auszugleichen, und beide Lösungen können genutzt werden, bevor in zukünftigen Szenarien auf große Reservespeicherkapazitäten

zurückgegriffen wird (Victoria et al., 2019). Elektrofahrzeuge werden ein unverzichtbarer Bestandteil des zukünftigen Energiesystems sein, da einerseits der Antrieb mit Verbrennungsmotoren dreimal so energieintensiv ist wie der von Elektromotoren (Zimm et al., 2019) und andererseits EVs dazu beitragen, die Volatilität der Solarenergie auszugleichen, indem sie tagsüber laden und nachts entladen. Tatsächlich könnte eine europäische Flotte von E-Fahrzeugen die Integration großer Solarenergiekapazitäten erleichtern, indem sie durch intelligentes Laden und Entladen in das Netz als kurzfristige Energiespeicher dienen (Victoria et al., 2019).

Nachfragesteuerung, Digitalisierung und intelligente Systeme können eine unverzichtbare Unterstützung für EE-basierte Systeme darstellen (Weigel & Fishedick, 2019). Nachfragesteuerung und Digitalisierung erhöhen die Flexibilität des Energiesystems, indem sie dazu beitragen, das Verhalten des Systems in "Nachfrage folgt Angebot" umzuwandeln und wertvolle Energieeffizienzinsparungen zu erzielen. Trotz dieser Tatsache wird das Demand Side Management in Diskussionen über zukünftige Energieszenarien oft vernachlässigt, obwohl es das Potenzial hat, die Integration erneuerbarer Energien erheblich zu erleichtern. Die Nachfragesteuerung besteht darin, die Energienachfrage zu senken, um die Flexibilität auf der Angebotsseite zu erhöhen, indem die Nachfrage nach der Grundlast gesenkt und damit das Energieportfolio erweitert wird (Zimm et al., 2019). Darüber hinaus müssen die eingesparten Energieeinheiten durch die Umsetzung von Verhaltens- und Technologieänderungen gar nicht erst produziert werden oder können stattdessen an anderer Stelle eingesetzt werden. Außerdem kann die Verringerung der Energieeinheiten auf der Nachfrageseite unter Berücksichtigung der anfallenden Umwandlungsverluste (d. h. pro erzeugter, umgewandelter und transportierter Energieeinheit) zu wesentlich größeren Einsparungen von Energieeinheiten auf der Angebotsseite führen (Zimm et al., 2019). Durch die Verschiebung der Größenordnung und des Zeitpunkts der Stromnachfrage und in einigen Fällen durch die Bereitstellung anderer wesentlicher Zuverlässigkeitsdienste für das Energiesystem wird eine höhere Netzdurchdringung mit erneuerbaren Energien ermöglicht (Bowen, 2019). Es gibt verschiedene Strategien, mit denen Anreize für private, gewerbliche und industrielle Verbraucher geschaffen werden, ihr Nachfrageverhalten zu ändern oder dem Netzbetreiber zu erlauben, einen Teil ihrer Last direkt zu steuern. Dazu gehören:

- Preisreaktion, bei der die Verbraucher ihren Verbrauch von teureren Zeiten mit hoher Nachfrage auf billigere Zeiten mit niedriger Nachfrage verlagern;
- Peak Shaving, bei dem der Verbrauch in Zeiten hoher Nachfrage verlagert oder abgestellt wird, um die Spitzennachfrage zu reduzieren, wodurch die Nachfragebefriedigung den Bedarf an zusätzlichen Erzeugungskapazitäten ausgleichen kann;
- Zuverlässigkeitsreaktion, bei der die Nachfrage gedrosselt wird, um den Versorgungsausfall bei einem unvorhergesehenen Ereignis auszugleichen, z. B. bei einem ungeplanten Ausfall eines großen Kraftwerks;
- Regulierungsreaktion, bei der der Netzbetreiber die Nachfrage eines Verbrauchers kontinuierlich überwacht und anpasst, um das Gleichgewicht von Angebot und Nachfrage im Netz zu unterstützen (Bowen, 2019).

Die Digitalisierung wird von Weigel et al. (2019) definiert als die durch digitale Anwendungen verursachte, beschleunigte oder erleichterte Transformation, bei der es sich um Hardware oder Software oder beides handeln kann und die das Potenzial hat, wertvolle Veränderungen im Energiesystem zu bewirken und sogar die Wertschöpfungskette zu verändern. Intelligente Märkte, intelligente Netze, intelligente Zähler und intelligente Häuser sind Beispiele für diese Anwendungen. Eines der Ziele der Digitalisierung ist es, ein zukünftiges Energiesystem zu unterstützen, in dem "die Nachfrage dem Angebot folgt", so die Bundesnetzagentur. Darüber hinaus haben viele Studien gezeigt, dass die Digitalisierung durch maschinelles Lernen und

künstliche Intelligenz (KI) die Genauigkeit von Nachfrage-, Erzeugungs- und Preisprognosen erheblich steigern und somit die Integration von mehr erneuerbaren Energien in das Netz unterstützen kann. Der intelligente Stromzähler ist ein Gerät auf der Benutzerebene, dessen Nutzung einen Dominoeffekt in der gesamten Wertschöpfungskette auslösen kann. Es ist ein unverzichtbares Gerät für Smart-Home-Anwendungen und bietet die Möglichkeit, den Energieverbrauch in Echtzeit zu messen, den Verbrauch von Haushaltsgeräten zu verfolgen und zu charakterisieren und die Informationen für den Durchschnittsverbraucher klar darzustellen, wodurch Transparenz geschaffen wird und der Verbraucher in die Lage versetzt wird, entsprechende Energiesparentscheidungen zu treffen. Diese Art von Geräten bietet auch Flexibilität für den Verbraucher und kann aus der Ferne gesteuert und manuell oder automatisch optimiert werden, was die Kundenzufriedenheit erhöht (Weigel et al., 2019).

Es ist daher klar, dass die Energiewende und dezentrale Energiesysteme die Einführung digitaler Technologien erfordern, da sie Instrumente (z. B. intelligente Netze, intelligente Zähler) für die effiziente Koordinierung eines größeren und viel komplexeren Energiesystems auf der Grundlage einer Vielzahl erneuerbarer Energiequellen bieten. Sie können auch die Leistung von Energiesystemen verbessern, da sie eine aktive Beteiligung der Verbraucher am System und eine optimierte Nutzung erneuerbarer Energie ermöglichen. Zu klärende Fragen betreffen die Interoperabilität von Energie- und Informationssystemen und die Gewährleistung der Cybersicherheit (Duch-Brown & Rossetti, 2020); letzteres wird im Arbeitspaket (WP7) des RES-TMO-Projekts behandelt.

Schließlich ist die Szenarioanalyse eine bewährte Methode zur Entscheidungsunterstützung bei Ungewissheit, die Lernmöglichkeiten und transformative Veränderungen bieten kann. Szenarien können dabei helfen, potenzielle (Transformations-)Wege zu erkunden, und somit die Formulierung wirksamer Entscheidungen unterstützen, um die Transformation zur Nachhaltigkeit zu erleichtern (Hoolohan et al., 2019). Energietransformationsszenarien aus verschiedenen Studien haben deutlich gezeigt, dass das künftige Energiesystem nicht an die Grenzen eines Landes gebunden ist, sondern über diese hinausgeht. Fragen wie die Bewirtschaftung von Energieüberschüssen auf lokaler und regionaler Ebene, die Herausforderung, Angebot und Nachfrage aufeinander abzustimmen und das Gleichgewicht des Stromnetzes (Spannung und Frequenz) jederzeit aufrechtzuerhalten, sowie die kurz- und langfristige Energiespeicherung sind nach wie vor von zentraler Bedeutung in den Debatten über die Energiewende. Für eine Reihe von Technologien (z. B. die Langzeitspeicherung auf der Grundlage von Wasserstoff) sind noch erhebliche Kapitalinvestitionen erforderlich, um die Marktreife zu erreichen, und finanzpolitische Instrumente wie Kohlenstoffsteuern könnten Teil der Lösung sein. Es ist auch klar, dass ein Energiesystem, das sich weitgehend auf erneuerbare Energien stützt und lokale/regionale Potenziale ausschöpft, einen dienstleistungs- und technologieübergreifenden Ansatz mit Interventionen auf mehreren Verwaltungsebenen erfordert, wobei wirtschaftliche und technische Effizienz eine wesentliche Rolle spielen. Der Rohstoffbedarf und die Wiederverwertbarkeit bestimmter Technologien stellen derzeit noch große Einschränkungen dar.

II. Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse des technischen Blocks

Kapitel 2. Arbeitspaket 2: Analyse der Potenziale für die Erzeugung und Speicherung erneuerbarer Energie

Das Arbeitspaket 2 (WP2) war für drei Berichte im Zusammenhang mit der Abschätzung des EE-Potenzials verantwortlich. Der erste Bericht 2.1.1 (Najjar et al., 2022) konzentrierte sich auf die Auswertung der Literatur zur Entwicklung der Methodik für die Schätzung des EE-Potenzials in der URR und die Validierung der Ergebnisse. Der zweite Beitrag (Bericht 2.1.2) umfasste eine Studie über das Netzanschlussverfahren in den drei Ländern und die Nähe der im ersten Beitrag berechneten Potenziale zu den Netzkomponenten. Der dritte Beitrag (Bericht 2.1.3) umfasste eine quantitative Studie der Ergebnisse der ersten beiden Beiträge. Die Hauptergebnisse der Ergebnisse von WP2 werden im nächsten Abschnitt kurz vorgestellt.

2.1 Analyse und Kartierung der Potenziale für erneuerbare Energien in der Oberrheinregion

2.1.1 Definition der Potenziale

Der erste Schritt zur Berechnung des Potenzials der verschiedenen erneuerbaren Energieträger bestand darin, zu klären, was mit dem Begriff Potenzial gemeint ist, und eine klare Methodik auf der Grundlage der Literatur zu entwickeln.

In der Tat werden in der Literatur fünf Arten von EE-Potenzialen (theoretisch, geografisch, technisch, wirtschaftlich und realisierbar) definiert (Jäger et al., 2016), die in Form einer Hierarchie visualisiert werden können, wie in Abbildung 2.1 unten dargestellt. Im folgenden Abschnitt wird die ausführliche Definition der Potenziale in Anlehnung an Jäger et al. (2016) wiedergegeben.

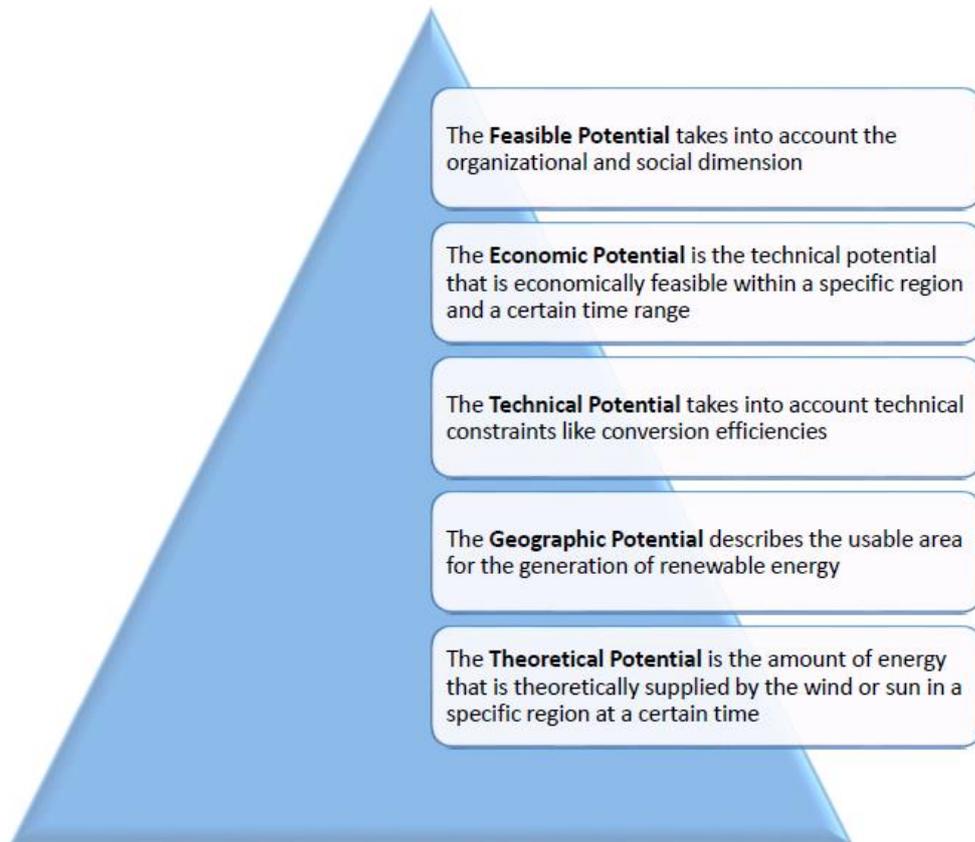


Abbildung 2.1: Die Potenzialhierarchie nach der Definition von Jäger et al. (2016)

Das theoretische Potenzial ist die Energiemenge, die theoretisch von Wind oder Sonne in einer bestimmten Region zu einem bestimmten Zeitpunkt geliefert wird. Zur Berechnung dieses Potenzials werden Daten über die atmosphärischen Bedingungen, insbesondere die Windgeschwindigkeit und die Sonneneinstrahlung, sowie deren zeitliche und räumliche Auflösung verwendet. Das Oberrheingebiet (URR) wird durch das Rheintal geprägt, das von den Gebirgsregionen der Vogesen im Osten und des Schwarzwaldes im Westen umschlossen wird. Am südlichen Rand befinden sich die Ausläufer des Juras in der Schweiz. Folglich ist die Orographie des Untersuchungsgebietes komplex, was die Modellierung z.B. der Windgeschwindigkeit zusätzlich erschwert. Das geografische Potenzial beschreibt die nutzbare Fläche für die Erzeugung erneuerbarer Energien unter Berücksichtigung konkurrierender Flächennutzungen wie städtische Ballungsräume, Naturschutz und geltende rechtliche Beschränkungen. In der URR ist die Berücksichtigung aller regionalen Regelungen aufgrund ihrer Trinationalität eine anspruchsvolle Aufgabe. Selbst innerhalb ein und desselben Landes (z. B. Deutschland und die Schweiz) sind die Vorschriften aufgrund der föderalen Struktur und Gesetzgebung unterschiedlich. Darüber hinaus können die rechtlichen Beschränkungen je nach Energiequelle unterschiedlich sein (z. B. Abstand zur Wohnbebauung bei Windkraftanlagen). Das geografische Potenzial bestimmt die nutzbare Fläche, die von der Energiequelle abhängt und für die verschiedenen erneuerbaren Energiequellen getrennt berechnet wird: Windenergie, Photovoltaik auf Dächern und Freiflächen-PV. Im Falle des Windenergie- und des Freiflächen-PV-Potenzials ist die nutzbare Fläche die Fläche, die nach Abzug der Sperrgebiete für jede Quelle wie Wohn- oder Schutzgebiete und deren Abstandspuffer von der Gesamtfläche des URR verbleibt. Der Abstandspuffer berücksichtigt den Abstand, der zwischen den möglichen Projektstandorten für erneuerbare Energien und den verschiedenen Sperrgebieten wie Städten und Straßen

eingehalten werden muss. Da das geografische Potenzial eng mit konkurrierenden Flächennutzungen zusammenhängt, kann die Freiflächen-PV auch in zwei Arten von Potenzialen unterteilt werden, die unterschiedliche Flächennutzungsarten erfordern: die konventionelle Freiflächen-PV und die landwirtschaftliche (Agro)-PV. Das Potenzial von GM-PV und Agro-PV wird berechnet, indem die verbleibende nutzbare Fläche für Freiflächen-PV weiter geteilt wird und die Art der Landnutzung berücksichtigt wird.

Das technische Potenzial berücksichtigt auch technische Beschränkungen, wie Kapazitätsfaktoren und Umwandlungswirkungsgrade, die den theoretischen Energieertrag weiter begrenzen. Das technische Potenzial wird von zahlreichen Parametern beeinflusst. Folglich bestimmt die Komplexität des zur Schätzung des technischen Potenzials verwendeten Modells in hohem Maße die Genauigkeit des resultierenden Potenzials. Der Umwandlungswirkungsgrad von PV-Modulen oder Windkraftanlagen wird durch windkraftanlagenspezifische oder PV-Modul-spezifische Leistungskurven bestimmt (Huld, 2017; Jung & Schindler, 2018). Bei der Windenergie ist die Luftdichte ein weiterer Parameter, der den Energieertrag beeinflusst (Jung & Schindler, 2019). Darüber hinaus bestimmen Nachlaufeffekte wie Turbulenzen und reduzierte Windgeschwindigkeiten das technische Windenergiepotenzial. Der technische PV-Energieertrag wird von vielen Faktoren beeinflusst, wie dem Reflexionsvermögen des PV-Moduls selbst, das mit dem solaren Einfallswinkel zusammenhängt, der Temperatur des PV-Moduls, die von der Umgebungstemperatur abhängt, und der vorherrschenden Windgeschwindigkeit an der Oberfläche (Huld, 2017).

Das wirtschaftliche Potenzial ist das technische Potenzial, das innerhalb einer bestimmten Region und eines bestimmten Zeitraums wirtschaftlich realisierbar ist. Die letzte Stufe der Potenzialhierarchie ist das realisierbare Potenzial, wobei zusätzlich die organisatorische und soziale Dimension berücksichtigt wird. Dazu gehört z.B. die gesellschaftliche Akzeptanz von Windenergieanlagen in Bezug auf Lärmbelästigung oder landschaftsästhetische Aspekte, Elemente, die in WP4 des Projekts behandelt wurden. Die beiden letztgenannten Potentialtypen wurden außerhalb des Rahmens von WP2 betrachtet, da sie projektspezifisch sind und von Fall zu Fall unterschiedlich sein können.

2.1.2 Sachverständigengutachten

Der nächste Schritt bei der Erarbeitung einer Methodik im ersten Teil der Studie war die Berücksichtigung von Expertenmeinungen zur Umsetzung von Projekten zur Nutzung erneuerbarer Energien aus jedem der drei Länder, die in die Studie einbezogen wurden. Einem Sachverständigen zufolge ist in Frankreich eine Baugenehmigung erforderlich, und jedes Projekt muss von Fall zu Fall geprüft werden, um festzustellen, ob es den für den Standort geltenden gesetzlichen Bestimmungen entspricht, wie z. B. minimale Auswirkungen auf die Umwelt, die Landschaft und geschützte Gebiete sowie die Einhaltung der Dienstbarkeiten der öffentlichen Versorgungsbetriebe und anderer Verwaltungsdienstbarkeiten. Das Projekt sollte auch die städtebaulichen, umwelt- und energierechtlichen Vorschriften einhalten. Deutschland hingegen, und insbesondere das Land Baden-Württemberg, hat klare Kriterien in Form eines veröffentlichten Kriterienkatalogs, wenn es um Solar- und Windenergie und die Gebiete geht, die für die Errichtung eines Wind- oder Solarparks geeignet sind. Der Kriterienkatalog definiert klar harte Restriktionsgebiete, die als Verbotszonen für die Ausbreitung von Wind- und Solarprojekten gelten, und bedingt oder teilweise eingeschränkte Zonen, die theoretisch genutzt werden können. Für die Solarenergie werden auch günstige Zonen genannt, wie z. B. benachteiligte Gemeinden (im Allgemeinen dort, wo der Boden für die Landwirtschaft nicht geeignet ist), in denen Investitionen in ein PV-Projekt gefördert werden. Die "benachteiligten Gebiete" sind nach deutschem Recht die zulässigen Gebiete für die Bewerbung um die Entwicklung eines Freiflächen-PV-Projekts (GM). Die Beschränkungen und andere relevante Informationen für erneuerbare Energien sind auf der Website Energieatlas Baden-Württemberg enthalten. (<https://www.energieatlas-bw.de/>) Das andere deutsche Bundesland, das zum Untersuchungsgebiet gehört, ist Rheinland-Pfalz, und auch hier gelten bestimmte Bedingungen für die Verbreitung von Wind- und Solar-PV-Projekten, die auf der Website der

Energieagentur Rheinland Pfalz (<https://www.energieagentur.rlp.de/>) zu finden sind. Was die Photovoltaik in der Schweiz betrifft, so ist es aufgrund der strengen Bodenschutzbestimmungen sehr schwierig, eine Baugenehmigung für ein GV-PV- oder ein landwirtschaftliches (Agro)-PV-Projekt zu erhalten. Der Unterschied zwischen den beiden Projekttypen wird in einer späteren Phase der Arbeit von WP2 näher erläutert. Darüber hinaus gibt es derzeit keine nationalen Regelungen für Einspeisetarife, was die Realisierung von PV-Anlagen auf Gebäuden und Strukturen für den Eigenbedarf des Betreibers am günstigsten macht. Bis heute sind alle PV-Anlagen Aufdachanlagen. Die strengen Flächennutzungsvorschriften behindern auch die Ausbreitung von Windparks, und tatsächlich gibt es in der ganzen Schweiz weniger als 40 Windparks. Es wurde sogar festgestellt, dass es im Schweizer Teil der URR keine einzige GM-PV- oder Agro-PV-Anlage und nur drei Windparks gibt (TRION-climate e.V., 2019). Schließlich konnte die entwickelte Methodik auf die genannten Expertenmeinungen zurückgreifen, um die im nächsten Abschnitt vorgestellten Annahmen zu definieren.

2.1.3 Annahmen

Der letzte Schritt bei der Entwicklung der Methodik für die Potenzialabschätzung war die Festlegung der Annahmen, die für die Durchführung der Abschätzung erforderlich sind:

Im Gegensatz zu den theoretischen und technischen Potenzialen, die sich über internationale Grenzen hinweg erstrecken, führt die Trinationalität des Untersuchungsgebiets zu einem trinationalen Regelungsumfeld, das sich auf das geografische Potenzial auswirkt. Das oben definierte geografische Potenzial sollte die Gebiete berücksichtigen, die aufgrund von Vorschriften als ungeeignet für die Verbreitung von Projekten für erneuerbare Energien eingestuft werden. Da das Untersuchungsgebiet drei verschiedene Länder mit ihren eigenen rechtlichen Rahmenbedingungen und Strukturen umfasst, gibt es große Unterschiede in der Qualität und Quantität der öffentlich verfügbaren Informationen.

Das geografische Potenzial beinhaltet die Berechnung der nutzbaren Fläche, die quellenabhängig ist und für die verschiedenen erneuerbaren Energiequellen Wind, Aufdach-PV und Freiflächen-PV getrennt berechnet wird. Im Falle des Windenergie- und Freiflächen-PV-Potenzials ist die nutzbare Fläche die Fläche, die nach Abzug der Sperrgebiete für jede Quelle wie Städte oder Naturschutzgebiete und deren Abstandspuffer von der Gesamtfläche des URR übrig bleibt. Der Abstandspuffer berücksichtigt einfach den Abstand, der zwischen den möglichen Projektstandorten für erneuerbare Energien und den verschiedenen Sperrgebieten wie Städten und Straßen eingehalten werden muss. Im Fall von PV-Dächern ist die nutzbare Fläche die Fläche der Dächer im URR. Da das geografische Potenzial eng mit konkurrierenden Flächennutzungen zusammenhängt, kann die Freiflächen-PV darüber hinaus in zwei Unterkategorien von Potenzialen unterteilt werden, die unterschiedliche Flächennutzungsarten erfordern: die konventionelle Freiflächen-PV (GM-PV) und die landwirtschaftliche PV (Agro-PV). Das GM-PV- und Agro-PV-Potenzial wird berechnet, indem die verbleibende nutzbare Fläche für Freiflächen-PV weiter geteilt wird und die Art der Landnutzung berücksichtigt wird.

Wie von den Experten bereits erwähnt, gibt es in der Schweiz strenge Vorschriften und keine klaren Leitlinien für Windenergie- und Freiflächen-PV-Projekte, und in Frankreich erfolgt die Bewertung von Projekten für erneuerbare Energien von Fall zu Fall. Die vom Land Baden-Württemberg veröffentlichten Kriterien stellen hingegen klare und konkrete Leitlinien auf, anhand derer die Gebiete bestimmt werden können, in denen die Verbreitung von Wind- oder Solarenergie ungünstig wäre. Daher wurden für die Photovoltaik und die Windenergie die BW-Kriterienkataloge bei der Kartierung der Sperrgebiete und damit der verfügbaren Nutzfläche herangezogen. Auf diese Weise wird der methodische Rahmen zwischen den drei Ländern homogener und vergleichbarer.

2.1.4 Methodik

Für die Abschätzung des Wind- und Solar-PV-Potenzials wurden die theoretischen, geografischen und technischen Potenziale berechnet. Das Endergebnis war das technische Potenzial pro Jahr in TWh für die Oberrheinregion.

Zur Berechnung des theoretischen Windpotenzials wurden Daten aus dem von Jung & Schindler (2017) entwickelten und beschriebenen Windgeschwindigkeits-Windscherungs-Modell (WSWS) verwendet. Es ist ein statistisches Windmodell, das Daten von meteorologischen Stationen der nationalen Wetterdienste als Input für seine Berechnungen verwendet. Mit statistischen Methoden wird die langfristige mittlere Windgeschwindigkeit auf einem hochauflösenden Gitter von etwa 250 m x 250 m abgebildet. Die Windgeschwindigkeitsdatensätze enthalten häufig Lücken in bestimmten Zeiträumen oder unlogische Werte. Um die Vergleichbarkeit der gemessenen Daten zu gewährleisten, haben wir daher Datenaufbereitungsmethoden wie Lückenfüllung, Homogenitätstests und De-Trending angewandt. Das Ergebnis ist der jährliche und monatliche Medianwert der Windgeschwindigkeit über den gesamten Zeitraum. Die mittleren Windgeschwindigkeiten wurden dann mit Hilfe des Hellmannschen Leistungsgesetzes auf die drei gewählten Nabenhöhen (120m, 140m und 160m) extrapoliert. Darüber hinaus wurde auch die Windleistungsdichte (WPD) berechnet und zur Bestimmung der Gebiete verwendet, die meteorologisch nicht für Windenergieprojekte geeignet sind. Die Gebiete mit ungeeigneter WPD, wie sie von Manwell et al. (2009) definiert wurden, wurden ebenfalls von der nutzbaren Fläche ausgeschlossen.

Anschließend wurde das geografische Potenzial, das die durch die Orographie und konkurrierende Landnutzung bedingten Einschränkungen berücksichtigt, berechnet, indem die eingeschränkten Flächen aus dem gesamten Untersuchungsgebiet ermittelt wurden. Anschließend wurden die Restriktionsflächen vom Gesamtuntersuchungsgebiet abgezogen und die für die Windausbreitung nutzbare Fläche ermittelt. Als Referenz für die Berechnung der Restriktionsflächen wurde der baden-württembergische Kriterienkatalog herangezogen.

Schließlich wurde das technische Potenzial berechnet. Das technische Potenzial minimiert das geografische Potenzial, indem der Wirkungsgrad der Turbine bei der Umwandlung der kinetischen Energie in der Nutzfläche in elektrische Energie (kWh/Jahr) berücksichtigt wird, was durch den jährlichen Energieertrag (AEY) dargestellt wird. (Grau et al., 2017) In der Literatur beschreibt Jung (2016) detailliert die Schritte zur Berechnung des AEY anhand von Leistungskurven.

Für Solar-PV (Aufdach-PV, GM-PV und Agro-PV) wurde das theoretische Potenzial mithilfe des Softwarepakets PVMAPS zur Berechnung der Sonneneinstrahlung berechnet. PVMAPS berücksichtigt Faktoren, die sich auf die Stromerzeugung von Solarmodulen auswirken, wie z. B. Lufttemperatur, Windgeschwindigkeitsdaten und den Gehalt an Wasserdampf und Aerosolen in der Atmosphäre. Darüber hinaus berücksichtigt die Software auch die Höhe des Geländes, ein Faktor, der für die Bestimmung der Strahlung bei klarem Himmel und die genauere Berechnung der Lufttemperatur wichtig ist. (Huld, 2017) Der Unterschied zwischen den drei PV-Solartypen ist der nächste Schritt der Berechnung des theoretischen Potenzials, bei dem der Neigungswinkel der PV-Paneele berücksichtigt wird. Aufgrund der unterschiedlichen Dachformen (schräg oder flach) und Ausrichtungen (Süden, Südosten, Südwesten, Norden usw.), die die Flexibilität bei der Platzierung der PV-Paneele auf den Dächern einschränken, musste das theoretische Potenzial der Aufdach-PV separat berechnet werden, während die Freiflächen-PV als flexibler in Bezug auf die Platzierung der Paneele angesehen wurde; daher wurde davon ausgegangen, dass die PV-Paneele statisch sind und eine optimale Ausrichtung und Neigungswinkel haben. Die Berechnung des theoretischen Potenzials der Aufdach-PV basierte auf Mainzer et al. (2014), die eine Methode für die

hochauflösende Schätzung des PV-Potenzials von Hausdächern in Deutschland entwickelt haben.

Das geografische Potenzial beinhaltet die Berechnung der nutzbaren Fläche, wobei die nutzbare Fläche bei Aufdach-PV die Fläche der Dächer im URR ist. Bei der Freiflächen-PV (Agro-PV und GM-PV) wurden in einem ersten Schritt die durch Verordnungen eingeschränkten Flächen wie Ballungsräume, Biosphärenreservate und Naturschutzgebiete (ermittelt durch den BW-Kriterienkatalog für die Solar-PV) aus dem Gesamtuntersuchungsgebiet entfernt und die verbleibende Nutzfläche (für die Freiflächen-PV) zweigeteilt: GM-PV und Agro-PV. Schindele et al. (2020) stellen fest, dass Agro-PV auf Flächen platziert werden könnte, auf denen landwirtschaftliche Aktivitäten stattfinden, da das Land gleichzeitig für die Energieerzeugung und landwirtschaftliche Aktivitäten genutzt werden kann. Andererseits wird die Nutzfläche von GM-PV als Grünland definiert, das auch für die Tierhaltung genutzt wird. Die nutzbare Fläche für Agro-PV und GM-PV wurde durch die sorgfältige Analyse der CORINE-Landbedeckungsdaten (CLC) für Europa ermittelt. Dieser Bodenbedeckungsdatensatz umfasst etwa 44 Schichten, die verschiedene Bodenbedeckungs- und Bodennutzungsklassen darstellen. Nach der Untersuchung der verschiedenen Datensätze und einer gründlichen Literaturrecherche zu den verfügbaren Definitionen von Agro-PV und GM-PV ordneten wir die folgenden Bodenbedeckungsklassen zu: unbewässertes Ackerland, Weinberge sowie Obstbäume und Beerenplantagen für die nutzbare Fläche von Agro-PV, während die nutzbare Fläche für GM-PV aus der Bodenbedeckung Weiden bestand. (EEA et al., 2019) Darüber hinaus fügten wir durch die Verwendung von CLC-Karten in einem weiteren Schritt ungeeignete Bodenbedeckungsklassen zu den Sperrgebieten hinzu.

Beim technischen Potenzial schließlich werden der Umwandlungswirkungsgrad und das Leistungsverhältnis der PV-Paneele berücksichtigt. Diese beiden Parameter wurden aus Gründen der Homogenität mit denen der Aufdach-PV gleichgesetzt.

Für die Wasserkraft haben wir aufgrund unserer Recherchen in der vorhandenen Literatur und in regionalen Studien das ausgebaute (bereits vorhandene) Potenzial berechnet und nicht das technische Potenzial wie im Fall von Wind und Photovoltaik. Unsere Recherchen ergaben, dass Experten und Energieerzeuger in den drei Ländern bestätigen, dass das Wasserkraftpotenzial in der Untersuchungsregion, insbesondere am Rhein, aufgrund der schädlichen Auswirkungen von Wasserkraftanlagen auf das Ökosystem, auf die in unserem Bericht näher eingegangen wird, nahezu ausgeschöpft ist. Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die verschiedenen regionalen Energieexperten eindeutig darin übereinstimmen, dass das regionale Wasserkraftpotenzial größtenteils ausgeschöpft ist und dass der Weg in die Zukunft für diese erneuerbare Energiequelle in der Verbesserung der Effizienz der bereits bestehenden Anlagen durch Modernisierung oder den Einsatz von Kleinstwasserkraftwerken liegt. Diese Bedingungen führten dazu, dass das berechnete Potenzial auf dem bereits vorhandenen Potenzial der Wasserkraftwerke am Rhein, dem größten fließenden Gewässer der Region, beruht. (Banque des Territoires, 2010, IKS, 2015, Axpo, 2018 & EnBW, n.d)

Im Falle der Bioenergie stützten wir uns auf die umfangreichen Forschungsergebnisse des Projekts "Biomass OUI", das die Energieerzeugung auf der Grundlage von Biomassepotenzialen in der Oberrheinregion untersuchte, sich über drei Jahre erstreckte und im Juli 2015 abgeschlossen wurde. Das Projekt war multidisziplinär und stützte sich auf die Beiträge verschiedener Beteiligter wie Ökonomen, Ingenieure, Forstwissenschaftler, Physiker, Biologen, Chemiker, Geografen und Soziologen aus den wichtigsten Forschungseinrichtungen der trinationalen Region. (Schumacher et al. (Eds.), 2017) Da es sich bei dem Projekt "Biomass OUI" um ein intensiv erforschtes und umfassendes Projekt mit konkreten

Ergebnissen handelt, wurden die dafür von der RA1 (Forschungsgruppe 1) gesammelten Daten als Grundlage für die Kartierung des Biomassepotenzials der URR durch die RES-TMO verwendet. Die Forscher dieser Gruppe stützten sich bei der Erfüllung ihrer Aufgabe auf "statistische Daten, Karten, Fernerkundung und Modellierung mit geografischen Informationssystemen (GIS)". Das Hauptziel bestand darin, "eine Bestandsaufnahme der derzeit verfügbaren Biomasseressourcen und der Landnutzung in der URR" zu erstellen, indem für jede der drei Teilregionen "die gesamte landwirtschaftliche Fläche und die Anteile der verschiedenen Kulturpflanzen sowie deren jeweilige Erträge" ermittelt wurden. (Schumacher et al. (Eds.), 2017) Die RA1 erstellte eine umfassende Bestandsaufnahme, die von uns zur Berechnung des Biomassepotenzials herangezogen wurde. In einem ersten Schritt wurden in einem von RA1 veröffentlichten Bericht die verschiedenen Quellen von Biomasse identifiziert. Dazu gehören: landwirtschaftlicher Anbau, forstwirtschaftliche Biomasse sowie organische Rückstände und Abfälle. (Weber et al., 2014). Die Spezifikationen der einzelnen Quellen sind in unserem Bericht enthalten. Der jährliche Wert für jede Quelle wurde in kWh/Kopf berechnet. Diese Werte wurden dann mit der Anzahl der Einwohner des URR multipliziert, um eine Schätzung des Biomassestrompotenzials pro Jahr zu erhalten. Es ist auch wichtig zu erwähnen, dass Biokraftstoffe weder für Biomass Oui noch für dieses Projekt untersucht wurden und dass sich das geschätzte Potenzial noch erhöhen könnte, wenn neue und fortschrittlichere Technologien entwickelt werden.

2.2 Darstellung der Anschlussdistanzen bisher ungenutzter EE-Potenziale

Um eine Methodik für die Berechnung der Anschlussdistanzen der im ersten Beitrag berechneten ungenutzten EE-Potenziale zu entwickeln, wurden die allgemeinen regulatorischen Bedingungen im Zusammenhang mit erneuerbaren Energien und die nationalen Netzanschlussverfahren in jedem der drei Länder untersucht. Es wurde auch auf Expertenmeinungen zurückgegriffen, um die realen Bedingungen des Netzanschlusses in Deutschland zu verstehen. Die nächsten Abschnitte enthalten einen Vergleich zwischen den drei Ländern zu den verschiedenen genannten Themen, und eine detailliertere Beschreibung kann im Originalbericht nachgelesen werden.

2.2.1 Allgemeiner Aufbau

In Deutschland sehen sich die großen Akteure der Energieerzeugung einer zunehmenden Konkurrenz durch die dezentrale Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien gegenüber. Außerdem ist die Zahl der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) auf 4 begrenzt, während die Zahl der Verteilernetzbetreiber (VNB) viel größer ist (derzeit rund 900). In Frankreich hingegen gibt es einen großen Akteur, EDF (Electricité de France), der den größten Anteil hat und im Jahr 2019 für 79,8 % der Stromerzeugung verantwortlich war. Seine herausragende Stellung ist darauf zurückzuführen, dass er früher ein Monopol auf die Stromerzeugung hatte und alle Kernkraftwerke in Frankreich besitzt und betreibt. Darüber hinaus wird das Übertragungsnetz ausschließlich von RTE, Réseau de Transport d'Electricité, betrieben, dem einzigen Übertragungsnetzbetreiber in Frankreich, der vor 2012 zu EDF gehörte. (Guénaire et al., 2020) In der Schweiz tragen rund 80 Unternehmen, die sich meist ganz oder teilweise in staatlichem Besitz befinden, auf kantonaler oder kommunaler Ebene zur Stromerzeugung bei. Swissgrid ist die nationale Netzgesellschaft und ÜNB, und es gibt rund 700 VNB. (Scholl, 2020)

Bei der Stromerzeugung machen erneuerbare Energien (einschließlich Wind- und Solarenergie) im Strommix laut IEA im Jahr 2020 in Deutschland 31,20 %, in Frankreich 10,20 % und in der Schweiz 3,72 % aus. Während die erneuerbaren Energien in Deutschland den größten Anteil an der Stromerzeugung haben, gefolgt von Kohle, ist in Frankreich die Kernenergie die wichtigste Stromquelle, gefolgt von der Wasserkraft, und in der Schweiz ist die Reihenfolge umgekehrt, denn hier folgt die Wasserkraft auf die Kernenergie. (IEA, n.d.)

2.2.2 Regulatorische Bedingungen

In Deutschland regelt das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) seit seiner Einführung im April 2000 die vorrangige Einspeisung erneuerbarer Energiequellen in das Stromnetz. Das EEG wurde im Laufe der Jahre mehrfach überarbeitet, die aktuellste Fassung ist das EEG 2021, wie auf der Website des Bundesministeriums für Justiz und Verbraucherschutz nachzulesen ist. Ziel des EEG ist es, den Ausbau der erneuerbaren Energietechnologien mit dem Netzausbau zu synchronisieren und die Marktintegration der EE zu verbessern. (50 Hertz, 2020a)

In Frankreich unterzeichnete der französische Präsident das Gesetz Nr. 2019-1147 vom 8. November 2019 über Energie und Klima (Loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat). Das Gesetz setzt einen Teil des EU-Gesetzespakets "Saubere Energie für alle Europäer" um, das aus vier Richtlinien und vier Verordnungen besteht, die im Zeitraum zwischen Juni 2018 und Juni 2019 veröffentlicht wurden. (Guénaire et al., 2020) Dieses Gesetz wird durch mehrere Verordnungen unterstützt. Die Gründe für dieses Gesetz liegen in der Einhaltung der Verpflichtungen, die Frankreich im Jahr 2015 im Rahmen des Pariser Abkommens eingegangen ist. (Boring, 2019)

In der Schweiz wurde das Energiegesetz (EnG) vollständig revidiert und im Mai 2017 vom Schweizer Stimmvolk in einer Volksabstimmung angenommen. Das Parlament erachtete die Revision als notwendig, um Fördermassnahmen einzuführen, die helfen, die Energiestrategie 2050 schrittweise umzusetzen. Die Energiestrategie 2050 hat zum Ziel, den Energieverbrauch zu senken, die Energieeffizienz zu steigern und erneuerbare Energien zu fördern. Darüber hinaus werden auch Wasserkraftwerke unterstützt, um ihre Produktionskosten zu decken. Auch andere geänderte Rechtsvorschriften tragen zur Einführung von Maßnahmen zur Unterstützung der Strategie bei. Darüber hinaus regelt die Energieverordnung (EnV) unter anderem die Raumplanung im Zusammenhang mit erneuerbaren Energien, die Abgeltung von Sanierungsmassnahmen für Wasserkraftwerke, die Fördermassnahmen im Energiebereich und die internationale Zusammenarbeit im Rahmen des EnG.

2.2.3 Netzanschlussverfahren

In Deutschland wird das Netzanschlussverfahren in eigenen Abschnitten des EEG in Bezug auf das Verfahren und die Regeln, die den Austausch zwischen Anlagenbetreibern und Netzbetreibern regeln, ausgearbeitet. Von den drei Ländern des Untersuchungsgebiets ist Deutschland das einzige Land, das in seinen Gesetzen den Einspeisevorrang für Erneuerbare-Energien-Projekte eindeutig festlegt. Insbesondere der § 12 des EEG (§ 12), der besagt, dass:

"Der Netzbetreiber ist verpflichtet, auf Antrag eines an der Einspeisung interessierten Betreibers einer Erneuerbare-Energien-Anlage das Netz unverzüglich nach dem Stand der Technik so zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, dass die Abnahme, Übertragung und Verteilung von Strom aus Erneuerbaren Energien gewährleistet ist. Diese Verpflichtung erstreckt sich auch auf die Netzbetreiber, an die die Anlage direkt angeschlossen ist, und auf vorgelagerte Netze mit höherer Spannung (110 kV), sofern der erforderliche Netzausbau notwendig ist, um die Abnahme, Übertragung und Verteilung von Strom zu gewährleisten. Die Anlagenbetreiber haben einen Anspruch auf den Ausbau, wenn dieser wirtschaftlich zumutbar ist." (EEG, 2021)

In Frankreich hingegen kann das Anschlussverfahren variieren und hängt von der Kapazität der Anlage und davon ab, ob die Anlage an das Hoch- oder Niederspannungsnetz

angeschlossen werden muss. Wenn das anzuschließende Projekt eine Kapazität von 12 MW oder mehr hat, wird der Anschlussantrag beim französischen Übertragungsnetzbetreiber RTE eingereicht (RTE, n.d.). Auch die französischen DSOs können Netzanschlussanträge für Projekte in Abhängigkeit von deren Kapazität bearbeiten. Die allgemeinen Verfahrensrichtlinien folgen im Wesentlichen einer ähnlichen Struktur. (Enedis, n.d.) Nach Angaben des französischen Übertragungsnetzbetreibers RTE gibt es verschiedene Schritte zur Herstellung eines Netzanschlusses, von denen einige obligatorisch und andere optional sind.

In der Schweiz muss die nationale Netzgesellschaft Swissgrid den diskriminierungsfreien Netzzugang für Dritte gewährleisten. Die technische Vereinbarung und die Bedingungen werden in Vertragsform zwischen Swissgrid und dem Stromproduzenten festgelegt. (Scholl et al., 2020) Um ein Projekt an das Netz anzuschließen, muss der Anlagenbetreiber einen Netzanschlussvertrag (NAV) unterzeichnen, dessen allgemeine Bedingungen im Anhang 2 aufgeführt sind. Die "Allgemeinen Bedingungen für den Netzanschluss an das Schweizerische Übertragungsnetz" (ABNA) legen die Rahmenbedingungen für den Anschluss von Anlagen an das Schweizerische Übertragungsnetz fest. Dabei kann es sich um unterschiedliche Anlagentypen wie Erzeuger, Speichereinrichtungen, Verteilnetze oder Endverbraucher handeln. Dass die Rahmenbedingungen erfüllt sind, ist eine wichtige und integrale Voraussetzung für den Abschluss eines Netzanschlussvertrages. (Swiss grid, 2017)

2.2.4 Das Stromversorgungsnetz

Die Grid-Komponenten

Die relevanten Netzkomponenten, die hier als Teile des Stromnetzes untersucht werden, sind Umspannwerke, Transformatoren und Übertragungsstrukturen:

1) Umspannwerke

Umspannwerke sind "die Punkte im Stromnetz, an denen Übertragungsleitungen und Verteilereinspeisungen durch Leistungsschalter oder Schalter über Sammelschienen und Transformatoren miteinander verbunden sind. Dies ermöglicht die Steuerung des Stromflusses im Netz und allgemeine Schaltvorgänge zu Wartungszwecken." (Bayliss & Hardy, 2012, Zusammenfassung des Verlags)

"Im Verteilernetz nehmen Transformatoren in der Regel mittlere oder "primäre" Spannungen auf, die in Tausenden von Volt gemessen werden, und wandeln sie in sekundäre Spannungen - wie 120, 240 oder 480 Volt - um, die sicher an Haushalte und Unternehmen auf der ganzen Welt geliefert werden können." (Bhattacharya, 2017)

2) Transformatoren

Ein Transformator ist ein Gerät, das mithilfe elektromagnetischer Induktion elektrische Energie zwischen zwei Wechselstromkreisen überträgt, indem es die Spannung entweder erhöht oder verringert. (Britannica, 2021)

Außerdem gibt es verschiedene Arten von Transformatoren, die in Umspannwerken zu finden sind. "Transformatoren in Umspannwerken können in verschiedene (möglicherweise unzusammenhängende) Gruppen eingeteilt werden, und zwar in Bezug auf ihre Spannungsebenen (Leistungsebenen), ihre Funktion in einem Stromnetz, ihre Isolationsklasse oder ihre Konstruktion usw." (Rafique, 2018, Abschnitt 3.1.5).

- a) "Umspannwerk: für die Verbindung von zwei oder mehr als zwei Übertragungsleitungen über Netztrennschalter. Diese Transformatoren werden in

das Netz eingefügt, um den Wirkungsgrad des Netzes durch die Verringerung der Leitungsverluste zu verbessern.

- b) Verteilerstation: Um die Leistung für die Verbraucher der Verteilungsebene zu dezimieren, wird ein Verteilertransformator verwendet.
- c) Sammelstation: in der Regel Aufwärtstransformatoren, die in der Regel angeschlossen werden, um die Leistung der Erzeugungsebene zu erhöhen, z. B. in Windkraftanlagen für die Verbraucher mit hoher Leistung.
- d) Umrichterstation: Diese Geräte können einige wichtige Parameter wie die Frequenz des angelegten Signals ändern." (Rafique, 2018, Abschnitt 3.1.5)

3) Übertragungsbauwerke (Masten, Türme)

"Übertragungsstrukturen tragen die Phasenleiter und Abschirmdrähte einer Übertragungsleitung. Bei den üblicherweise für Übertragungsleitungen verwendeten Strukturen handelt es sich entweder um Gitterkonstruktionen oder um Masten. Gitterstrukturen bestehen in der Regel aus Stahlwinkelprofilen. Masten können aus Holz, Stahl oder Beton bestehen. Jeder Strukturtyp kann auch selbsttragend oder abgespannt sein. Die Strukturen können eine der drei Grundkonfigurationen aufweisen: horizontal, vertikal oder im Dreieck, je nach Anordnung der Phasenleiter." (Fang et al., 1999, Einführung und Anwendung, S. 1)

Die Rasterstruktur

Nach Angaben des deutschen Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB) 50 Hertz ist das Stromnetz in vier Ebenen unterteilt. (50 Hertz, 2020b)

- 1) Das Höchstspannungsnetz (220 kV bis 380 kV)
- 2) Das Hochspannungsnetz (110 kV)
- 3) Das Mittelspannungs-Verteilungsnetz (3 kV bis 30 kV)
- 4) Das Niederspannungs-Verteilungsnetz (230 V oder 400 V)

Darüber hinaus können Projekte für erneuerbare Energien je nach Größe ihrer Kapazität an alle oben genannten Ebenen angeschlossen werden. So werden zum Beispiel große Projekte für erneuerbare Energien wie Offshore- und Onshore-Windenergieprojekte sowie große Wasserkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke an das Höchstspannungsnetz angeschlossen. An das Hochspannungsnetz können mittlere Anlagen für erneuerbare Energien wie Onshore-Windkraftanlagen und große Photovoltaikanlagen sowie mittelgroße Wasserkraft- und Pumpspeicherkraftwerke angeschlossen werden. Kleinere Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien in Form von Windenergieanlagen an Land, Fotovoltaikanlagen, Dachanlagen, Biomasseanlagen sowie kleinen Wasserkraftwerken und Pumpspeicherkraftwerken können an das Mittelspannungsnetz angeschlossen werden. Schließlich kann in das Niederspannungsnetz auch Strom eingespeist werden, der von kleinen Anlagen für erneuerbare Energien wie Onshore-Windkraftanlagen und Hausdachanlagen sowie von kleinen dezentralen Kraftwerken wie KWK-Anlagen erzeugt wird. (50 Hertz, 2020b)

2.2.5 Annahmen

Das Verfahren für den Netzanschluss kann von Projekt zu Projekt und von Land zu Land unterschiedlich sein, da jedes Projekt vor der Einspeisung in das Netz gesondert bewertet wird. Die Projekte können auch in Bezug auf die Kapazität variieren, und je nach der Struktur des Netzes können die potenziellen Projekte für erneuerbare Energien je nach ihrer Produktionskapazität an alle vier Ebenen angeschlossen werden. Im Falle der Schätzung für die URR gibt es kein spezifisches Projekt (mit definierten Grenzen und einer spezifischen Kapazität), das zu bewerten wäre. Darüber hinaus besteht die Untersuchung des Netzanschlusses aus einer umfassenden Analyse der spezifischen Bedingungen und

Energieflüsse und wird im Allgemeinen auf regionaler Ebene und im Besonderen auf Projektebene durchgeführt, was bedeutet, dass die Kapazität und der genaue Standort des Projekts bekannt sein müssen. Schließlich werden die in Bericht 2.1.1 ermittelten Potenziale für erneuerbare Energien im URR nach ihrer nutzbaren Fläche kartiert. Die nutzbare Fläche ist kontinuierlich über die gesamte URR-Region verteilt und nicht in Form von einzelnen Clustern, die mögliche Projekte an bestimmten Standorten darstellen. Darüber hinaus gibt es in den drei Ländern keine Vorgaben, welche Mindest- oder Maximalabstände ein potenzielles Projekt vom Netz haben sollte, um realisiert werden zu können. Die für die Struktur des regionalen Netzes verfügbaren Daten sind eine Abbildung der verschiedenen Punktkomponenten des Netzes (Umspannwerke, Übertragungsstrukturen und Transformatoren), wie im Abschnitt Hintergrundinformationen beschrieben.

Daher wurden aufgrund der oben genannten Bedingungen mehrere Annahmen getroffen. Zum einen, weil die Potenziale in Form einer zusammenhängenden Fläche dargestellt werden und nicht in Form von Projektclustern (mit jeweils spezifischer Kapazität und definierten Grenzen), die einer bestimmten Netzebene zugeordnet werden können. Außerdem ist es in diesem Fall nicht möglich, eine regionale Bewertung der Energieflüsse vorzunehmen. Daher musste die Untersuchung der Nähe der EE-Potenziale zum Netz statistisch erfolgen. Zweitens beruhen die in der Methodik gewählten Entfernungen auf Annahmen, die logisch, aber zufällig gewählt wurden, um die Nähe des Potenzials zum Netz zu bewerten. Drittens wurde angenommen, dass das Netz eine Summe seiner verschiedenen, oben beschriebenen Punktkomponenten ist.

2.2.6 Methodik

Um die Nähe der in Bericht 2.1.1 berechneten Potenziale zum Stromnetz zu untersuchen, wurde eine statistische Methode zur Berechnung der Entfernungen zwischen den EE-Potenzialen und dem Netz verwendet. Diese Methode betrachtet das Netz als eine Gruppierung seiner verschiedenen punktuellen Komponenten (Masten, Türme, Umspannwerke) und das EE-Potenzial als Landfläche, die über das gesamte Untersuchungsgebiet verteilt ist. Umspannwerke und Transformatoren werden gemeinsam betrachtet, da sich die meisten Transformatoren in Umspannwerken befinden.

Durch die Berechnung der Fläche der zuvor gefundenen Potenziale, die in der Nähe dieser verschiedenen Punktkomponenten liegt, lassen sich bestimmte Aussagen über die Nähe der ungenutzten erneuerbaren Energiepotenziale zum Netz treffen.

In einem ersten Schritt wurde ein Puffer um die verschiedenen Netzkomponenten (Masten, Türme, Umspannwerke) in unterschiedlichen Abständen (500 m, 1 km, 2 km) angelegt, um vier Nahbereiche pro Netzkomponente zu schaffen:

- 1) Zone A: Die in dieser Zone gelegenen Nutzflächen sind höchstens 500 m vom nächstgelegenen Netzanschlusspunkt entfernt
- 2) Zone B: Die in dieser Zone gelegenen Nutzflächen befinden sich in einem Umkreis von 500 m bis 1 km um den nächstgelegenen Netzanschlusspunkt
- 3) Zone C: Die in dieser Zone gelegenen Nutzflächen befinden sich in einem Umkreis von 1 bis 2 km um den nächstgelegenen Netzanschlusspunkt
- 4) Zone D: Die in dieser Zone gelegenen Nutzflächen sind mehr als 2 km vom nächstgelegenen Netzanschlusspunkt entfernt.

In den Abbildungen 2.2, 2.3 und 2.4 sind die vier Nahbereiche (A, B, C und D) um jede Netzkomponente (Masten, Türme bzw. Umspannwerke) dargestellt, um die für diese Studie wichtigen Bereiche zu kennzeichnen.

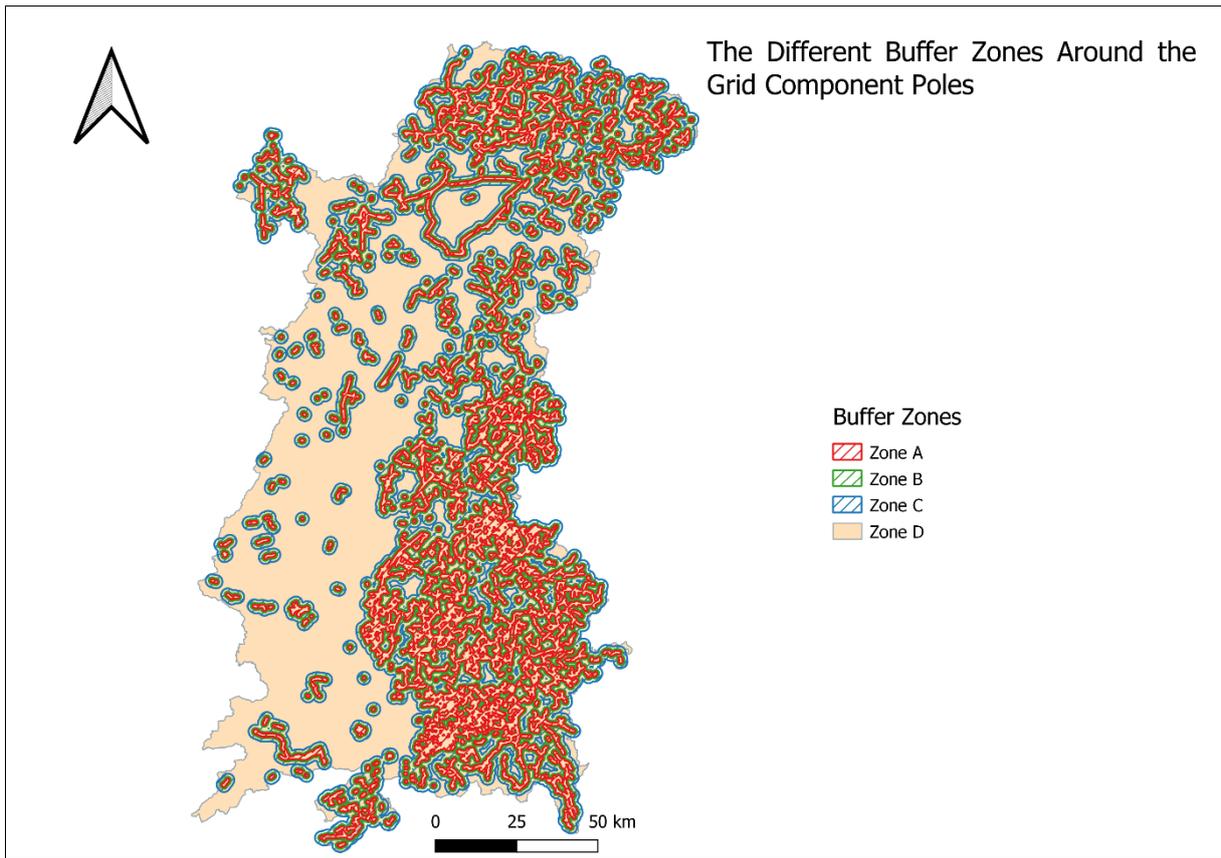


Abbildung 2.2: Pufferzonen um die Masten

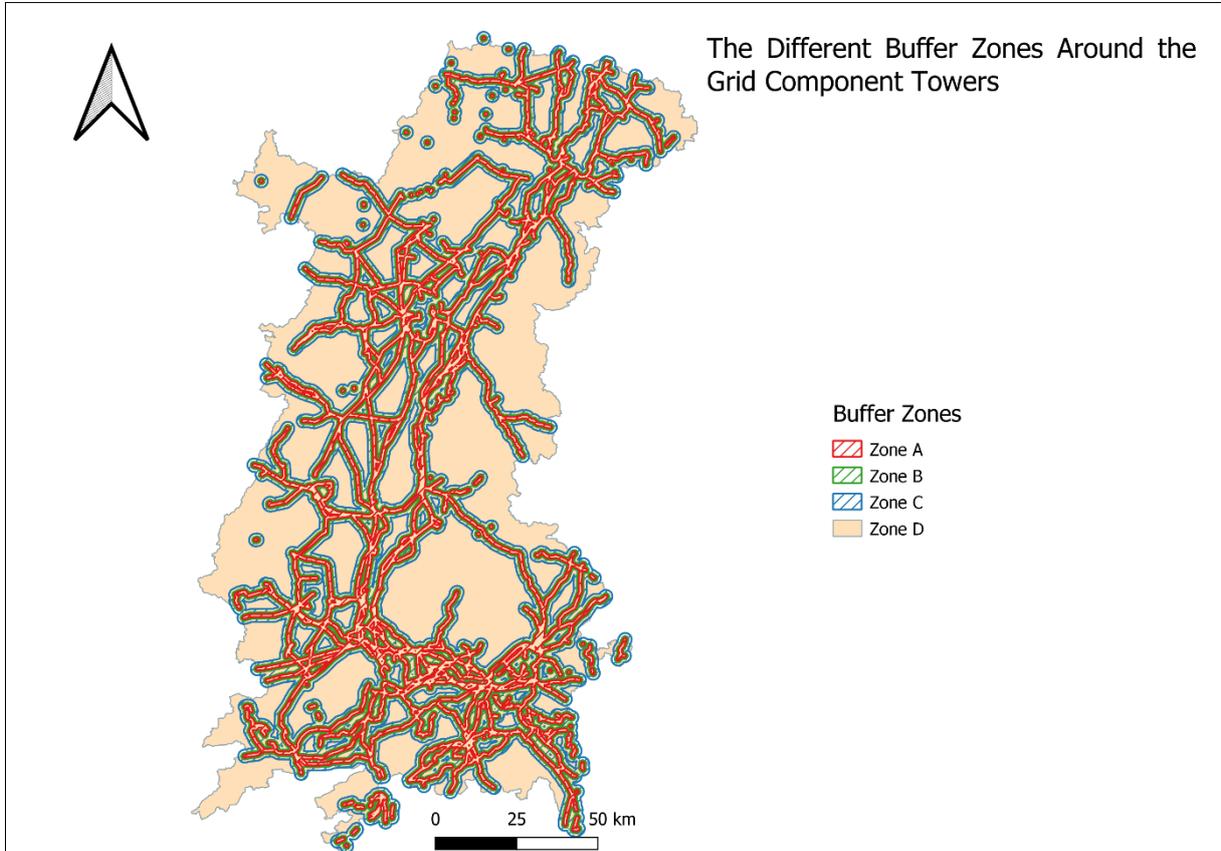


Abbildung 2.3: Pufferzonen um die Türme

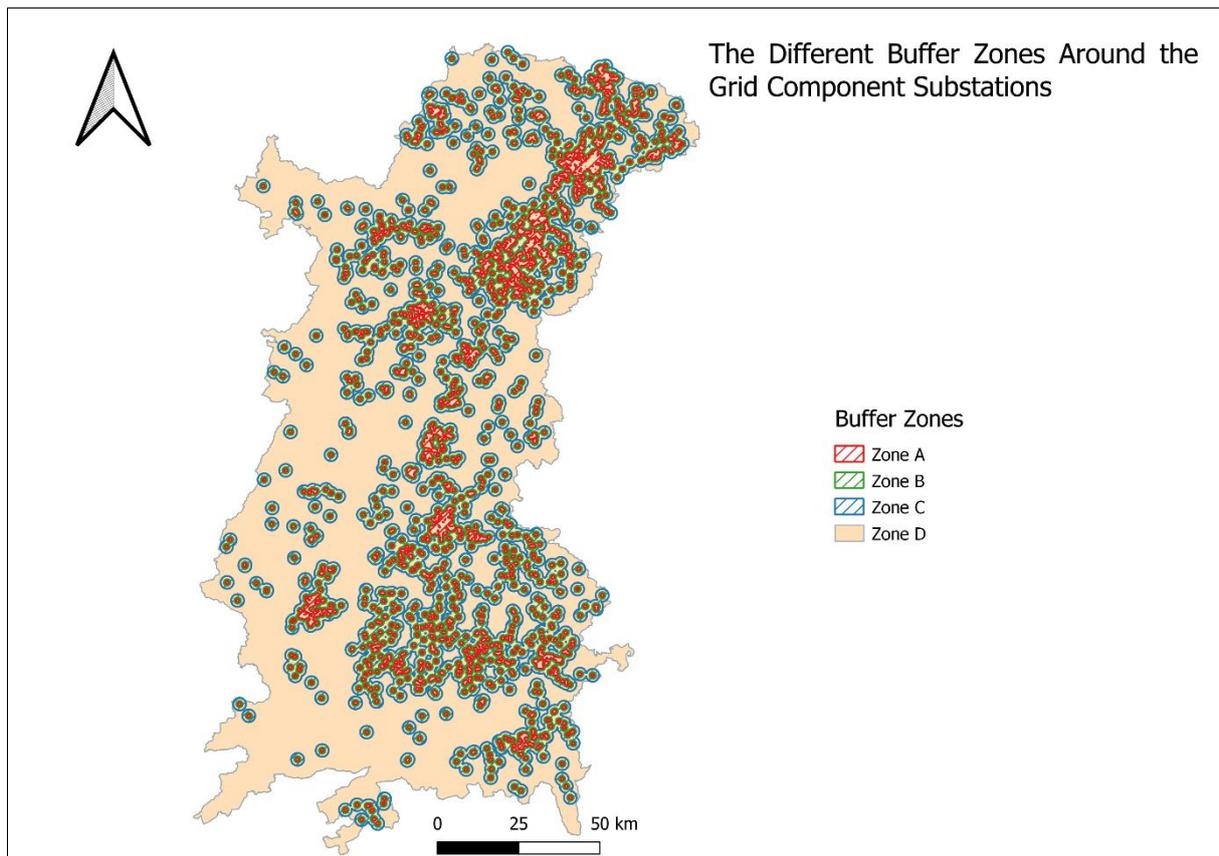


Abbildung 2.4: Pufferzonen um die Umspannwerke

An dieser Stelle werden die Zonen der Netzkomponenten einzeln analysiert. Am Beispiel der Türme, die Teil des Stromnetzes sind, sieht die Methode wie folgt aus:

- a) Die Fläche der vier Umgebungszonen (Zonen A, B, C und D), die um die Türme herum kartiert wurden, wird mit den Nutzflächen der einzelnen erneuerbaren Energien, der Windenergie und der Photovoltaik (Agro-PV, Freiflächen-PV und Aufdach-PV) verschnitten. Die sich daraus ergebende Schnittfläche stellt die Nutzfläche in jeder Zone dar. Die nachstehenden Abbildungen veranschaulichen das Beispiel der Umgebungszonen um die Türme der Netzkomponenten. Die gleiche Methode wird für die beiden anderen Netzkomponenten wiederholt. In den Abbildungen 2.5, 2.6, 2.7 und 2.8 ist ein Beispiel für die Ergebnisse der Gitterkomponenten-Türme dargestellt. Abbildung 2.5 zeigt das EE-Potenzial für jede Quelle (GM-PV, Agro-PV, Wind und Dach-PV) in der Zone A um die Türme. Abbildung 2.6 zeigt das EE-Potenzial in der Zone B. Abbildung 2.7 zeigt die EE-Potenziale in der Zone C und Abbildung 2.8 die EE-Potenziale der Zone D um die Türme der Netzkomponenten.

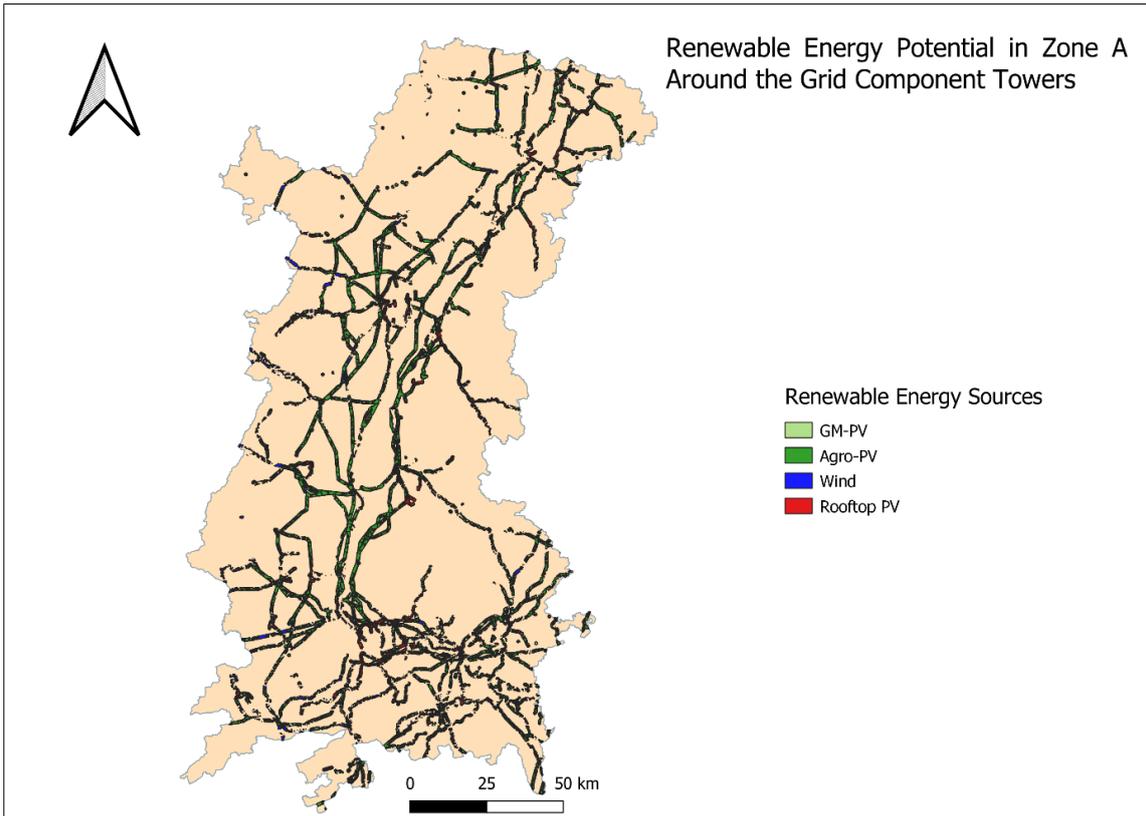


Abbildung 2.5: EE-Potenziale in Zone A um die Türme der Netzkomponente

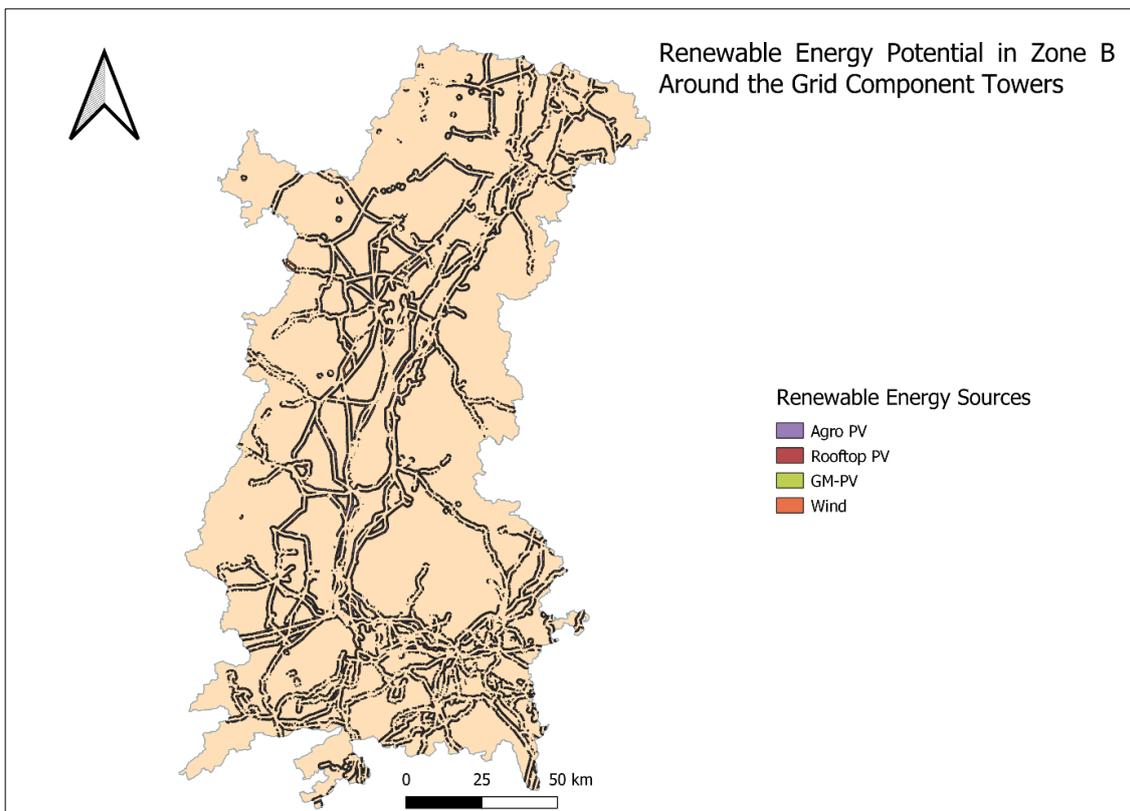


Abbildung 2.6: EE-Potenziale in der Zone B um die Türme der Netzkomponente

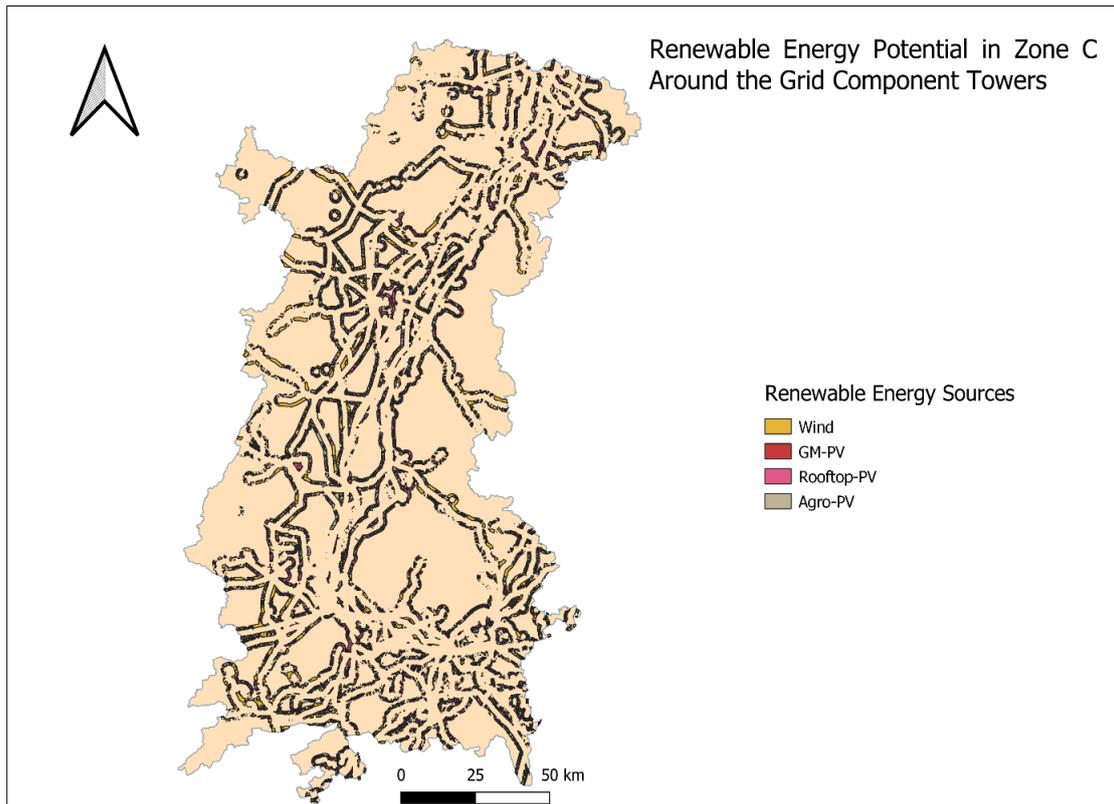


Abbildung 2.7: EE-Potenziale in Zone C um die Türme der Netzkomponente

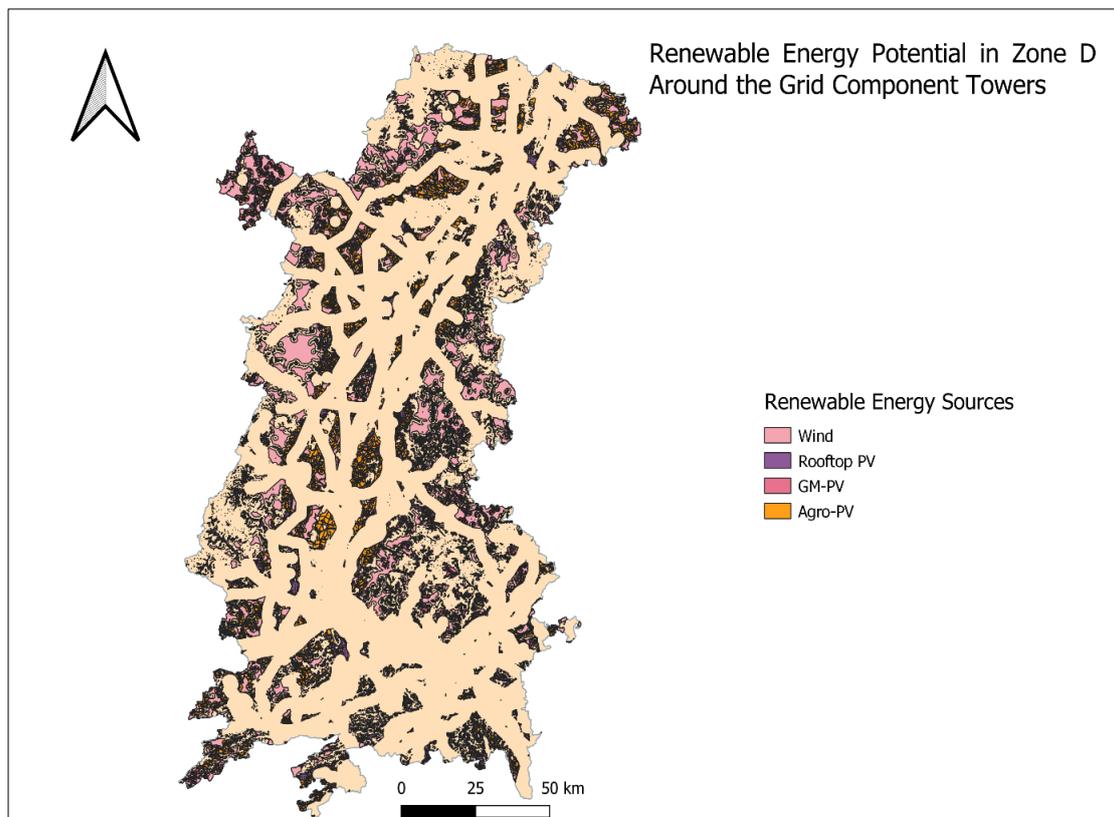


Abbildung 2.8: EE-Potenziale in Zone D um die Türme der Netzkomponente

- b) Für jede Kombination aus Zone (A, B, C und D) und erneuerbarer Energiequelle (Wind, Solar-PV (Agro-PV, GM-PV und Dach-PV)) wird die sich ergebende Fläche der

Kreuzung durch die Gesamtnutzfläche der erneuerbaren Energiequelle geteilt und das erhaltene Verhältnis (das so genannte Proximitätsverhältnis) in % angegeben. Das Proximitätsverhältnis wird in Bezug auf die Gesamtnutzfläche der erneuerbaren Energiequelle berechnet. Er gibt also das Verhältnis der in der Pufferzone befindlichen Fläche zur Gesamtfläche pro erneuerbarem Energieträger und Netzkomponente in % an. Größere Werte der Proximity Ratios bedeuten nicht, dass die Nutzfläche in den Proximity-Zonen größer ist, sondern vielmehr, dass ein größerer Anteil der Gesamtnutzfläche der EE innerhalb der Proximity-Zonen liegt.

- c) Nachdem die Berechnungen für jede Netzkomponente abgeschlossen sind, werden Durchschnittswerte für die Näheverhältnisse berechnet und die Ergebnisse in Bezug auf die Gesamtnähe des Netzes zu den verschiedenen erneuerbaren Energien dargestellt.

2.2.7 Ergebnisse

Validierungsmethode

Durch die Anwendung einer grundlegenden Methode zur Schätzung der Fläche, die für die Deckung des Energiebedarfs der URR durch die verschiedenen erneuerbaren Energiequellen (hauptsächlich Sonnen- und Windenergie) erforderlich ist, konnte Arbeitsseite 3 (WP3) eine maximale und minimale Schätzung des Potenzials pro Fläche der Region (in TWh/km²) erhalten. Ausgangspunkt waren die Sonneneinstrahlung und die Windgeschwindigkeit, und das Endergebnis waren zwei Szenarien für jede erneuerbare Energiequelle, ein Best-Case- und ein Worst-Case-Szenario in Form eines Flächenbereichs (vom Minimum bis zum Maximum), der erforderlich ist, um 100 % des Energiebedarfs der URR zu decken. Die maximale Fläche ist die Fläche, die benötigt wird, um den Bedarf zu decken, wenn die schlechtesten Bedingungen berücksichtigt werden (niedrigster Wert für die Sonneneinstrahlung oder die Windgeschwindigkeit in der Region), und die minimale Fläche ist die Fläche, die benötigt wird, um den Bedarf zu decken, wenn die besten Bedingungen berücksichtigt werden (höchster Wert für die Sonneneinstrahlung oder die Windgeschwindigkeit in der Region). Zwar gibt es Unterschiede in der Methodik der beiden Pakete, aber die von WP3 berechnete Flächenbandbreite lieferte einen guten Maßstab für die Genauigkeit der von WP2 erzielten Ergebnisse und führte zu weiteren Untersuchungen der EE-Potenziale. Darüber hinaus bot die in WP3 ermittelte Reichweite eine Grundlage für den Vergleich und die Validierung der Ergebnisse von WP2, zumal es keine frühere ähnliche Studie für die betreffende Region gibt, mit der man vergleichen könnte. Daher sind die unten aufgeführten Ergebnisse die endgültigen Ergebnisse, die validiert und mit der Skala von WP3 verglichen wurden.

Windenergie-Potenzial

Das gesamte Windenergiepotenzial wurde auf 128 TWh/Jahr geschätzt. Die nachstehende Abbildung zeigt die für die Windenergie nutzbaren Flächen (in Farbe) und die Sperrgebiete (in Weiß). Die Ergebnisse werden auch nach Ländern dargestellt. Wie zu erkennen ist, hat Frankreich das höchste technische Potenzial, gefolgt von Deutschland und der Schweiz.

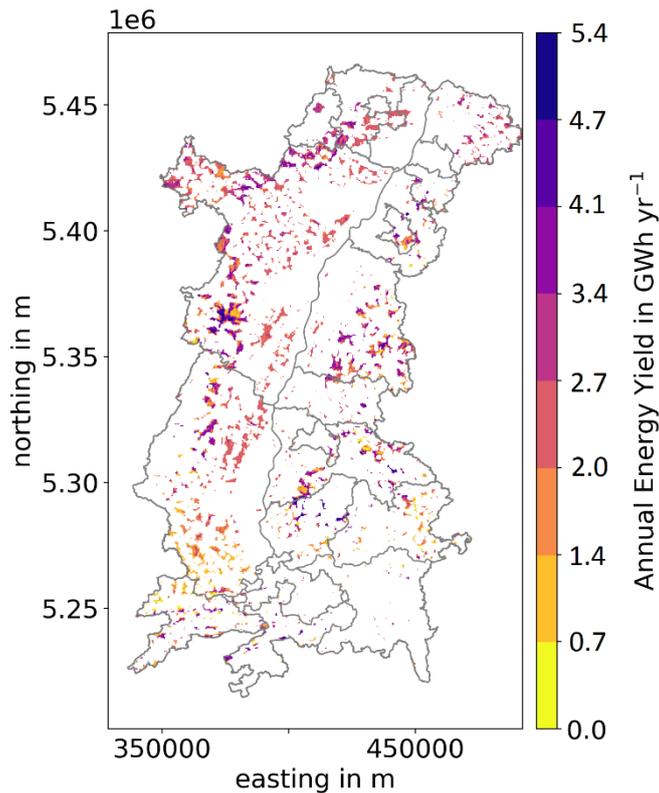


Abbildung 2.9: Die verfeinerte Verteilung des Windenergiepotenzials in der URR

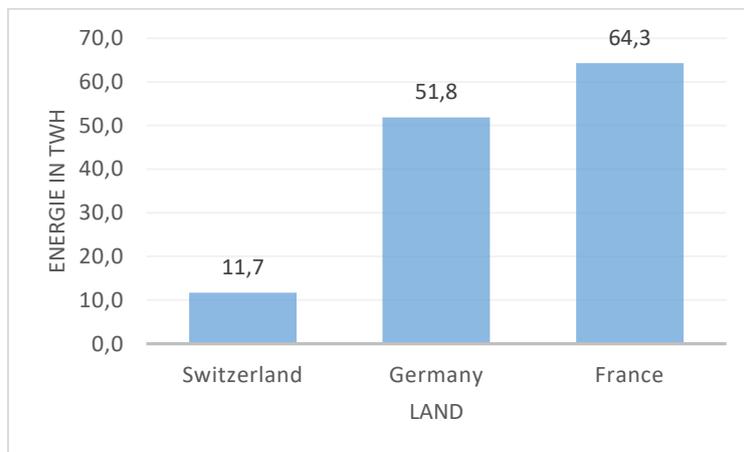


Abbildung 2.10: Verteilung des raffinierten Windenergiepotenzials pro Land in der URR in TWh/Jahr

Solar-PV-Potenzial

Solar-PV wurde in Agro-PV, GM-PV und Aufdach-PV unterteilt. Die vorgestellten Ergebnisse sind ebenfalls entsprechend unterteilt.

Agro-PV

Das Gesamtpotenzial für Agro-PV wurde auf 91,5 TWh pro Jahr geschätzt. In diesem Fall werden die Ergebnisse pro Gemeinde dargestellt, was bedeutet, dass die nutzbare Fläche in der folgenden Abbildung nicht abgebildet ist. Die Ergebnisse zeigen auch, dass Frankreich den größten Anteil des technischen Potenzials in dieser Kategorie hat, gefolgt von Deutschland und der Schweiz, wie im Falle der Windkraft.

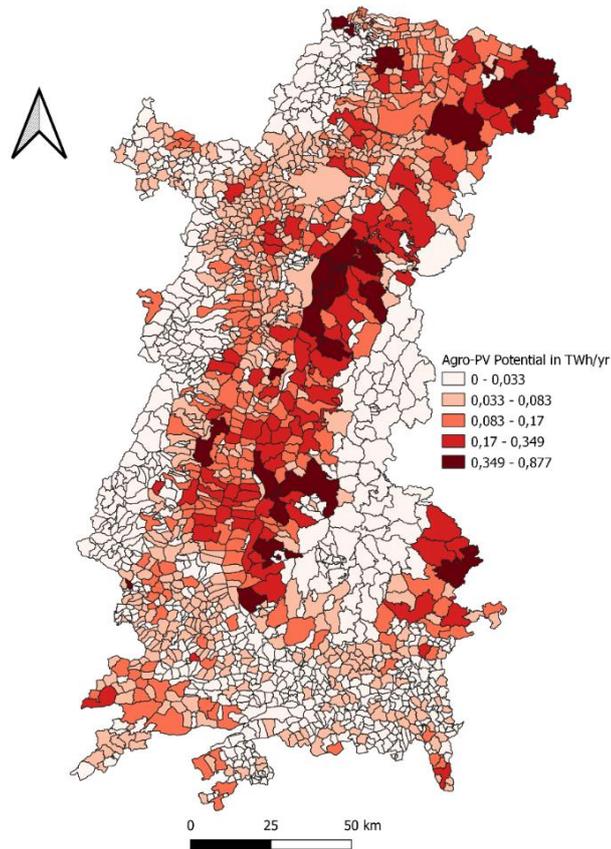


Abbildung 2.11: Das veredelte Agro-PV-Potenzial in der URR in TWh/Jahr pro Gemeinde

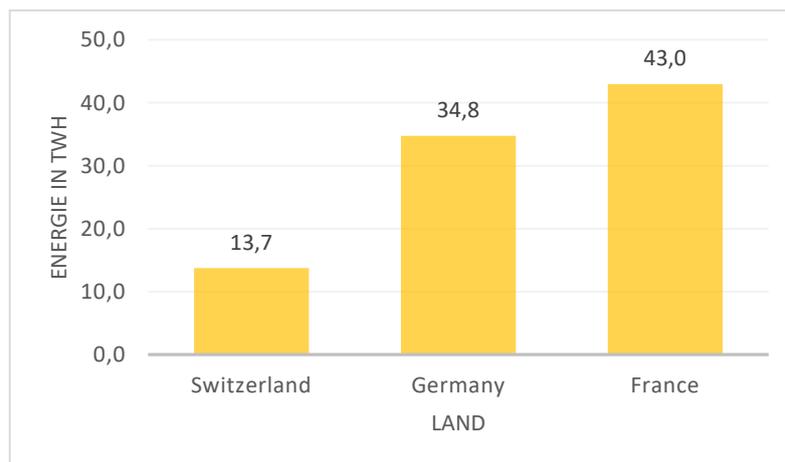


Abbildung 2.12: Verteilung des raffinierten Agro-PV-Potenzials pro Land in der URR in TWh/Jahr

GM-PV

Das Gesamtpotenzial für GM-PV wurde auf 68 TWh/Jahr geschätzt. Wie im Falle der Agro-PV werden die GM-PV-Potenziale pro Gemeinde dargestellt. Deutschland ist das Land mit dem höchsten Anteil an technischem Potenzial.

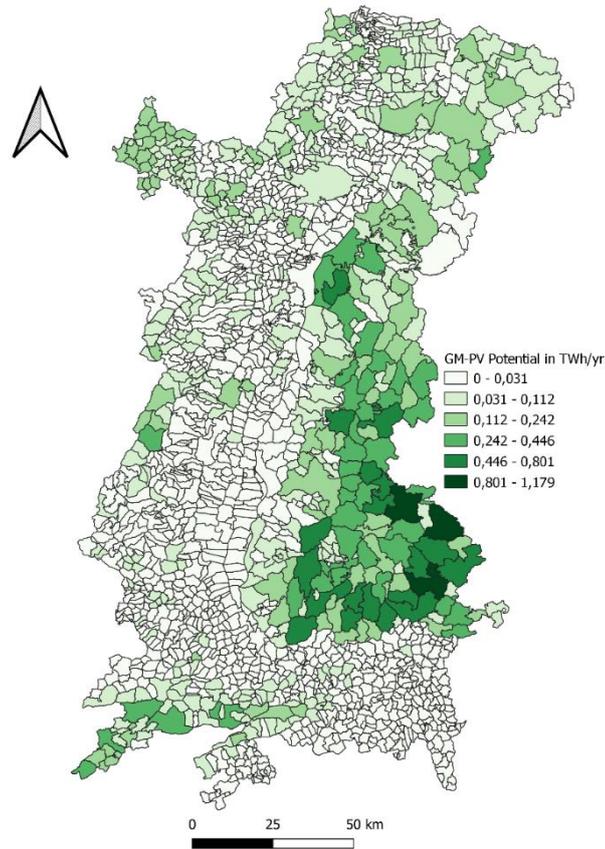


Abbildung 2.13: Das verfeinerte GM-PV-Potenzial in der URR in TWh/Jahr pro Gemeinde

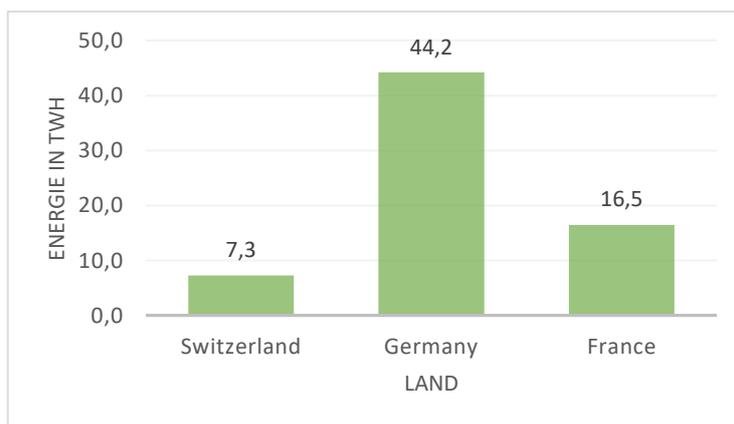


Abbildung 2.14: Die verfeinerte GM-PV-Potenzialverteilung pro Land in der URR in TWh/Jahr

PV auf dem Dach

Die Ergebnisse der Aufdach-PV zeigen, dass Deutschland im Vergleich zu den anderen in die Studie einbezogenen Ländern das höchste technische Potenzial hat. Darüber hinaus wurde das gesamte technische Potenzial auf 52,2 TWh/Jahr geschätzt.

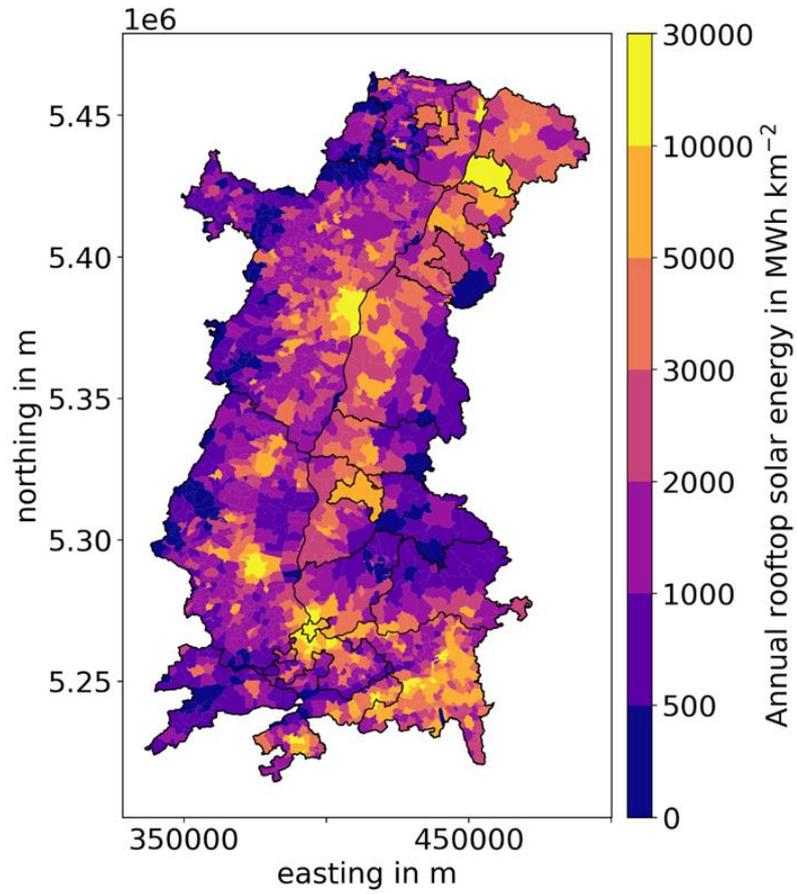


Abbildung 2.15: Räumliche Verteilung des jährlichen PV-Aufdachpotenzials in der URR

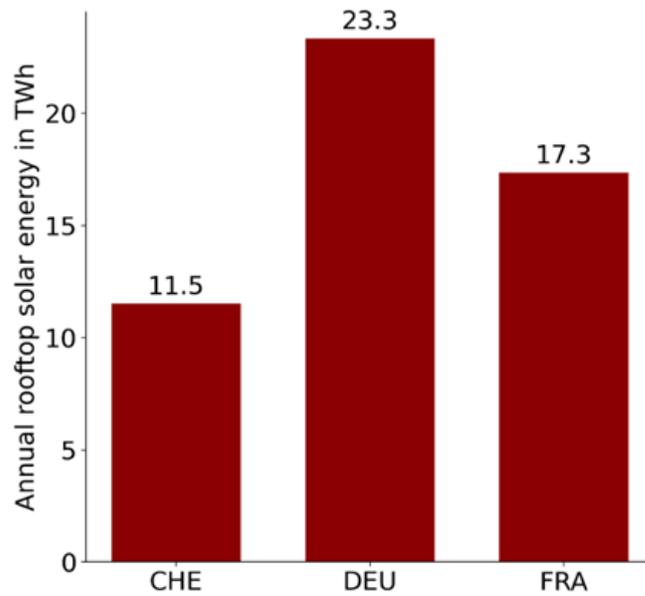


Abbildung 2.16: Jährliches PV-Dachflächenpotenzial in den drei Ländern der URR

Wasserkraft

Das Wasserkraftpotenzial ist das bereits vorhandene Potenzial, wie zuvor in der Methodik des Berichts 2.1.1 erwähnt. Auf französischer Seite produzieren die 10 deutsch-französischen Turbinen laut EDF (n.d.) im Durchschnitt 10 TWh pro Jahr. Auf der deutsch-schweizerischen Seite gibt es laut Axpo (2018) 11 Turbinen, die fast 5 TWh Strom pro Jahr liefern. Unter der Annahme, dass die produzierte Energie gleichmässig auf die 11 Turbinen verteilt werden kann, würden 8 Turbinen zusammen 3,6 TWh liefern. Die Ergebnisse werden in zwei Kategorien dargestellt, abhängig von den Ländern, die an den Rhein grenzen.

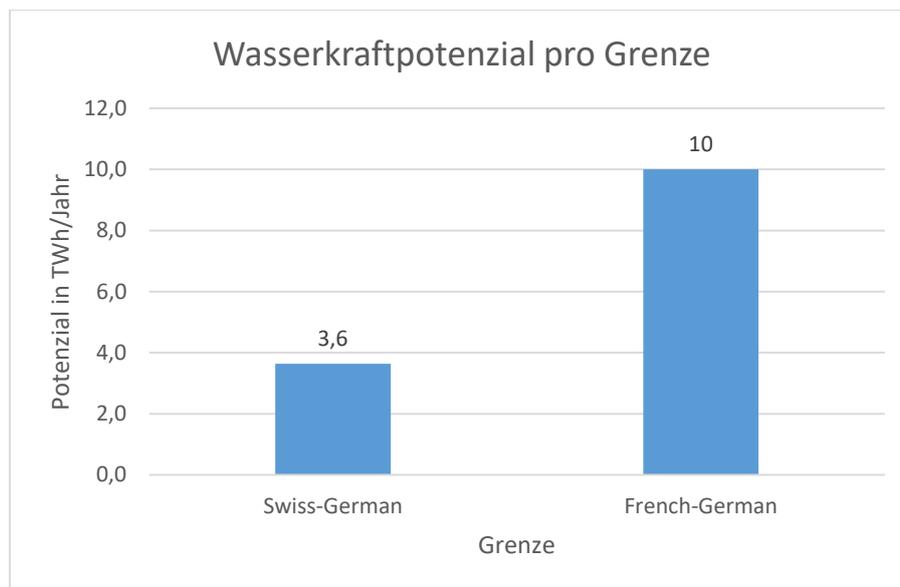


Abbildung 2.17: Jährliches Wasserkraftpotenzial pro Landesgrenze in der URR

Biomasse und Bioenergie

Das tatsächliche Biomassepotenzial wurde auf 5,2 TWh geschätzt. Wie im Abschnitt zur Methodik erwähnt, beruhen die Ergebnisse auf Daten, die für das Projekt "Biomass Oui" erhoben wurden, und wurden durch Multiplikation des Pro-Kopf-Potenzials jeder oben genannten Biomassequelle mit der Einwohnerzahl der Region berechnet; daher liegen die Ergebnisse aufgrund der Datenverfügbarkeit auf einer größeren Skala als der kommunalen Skala.

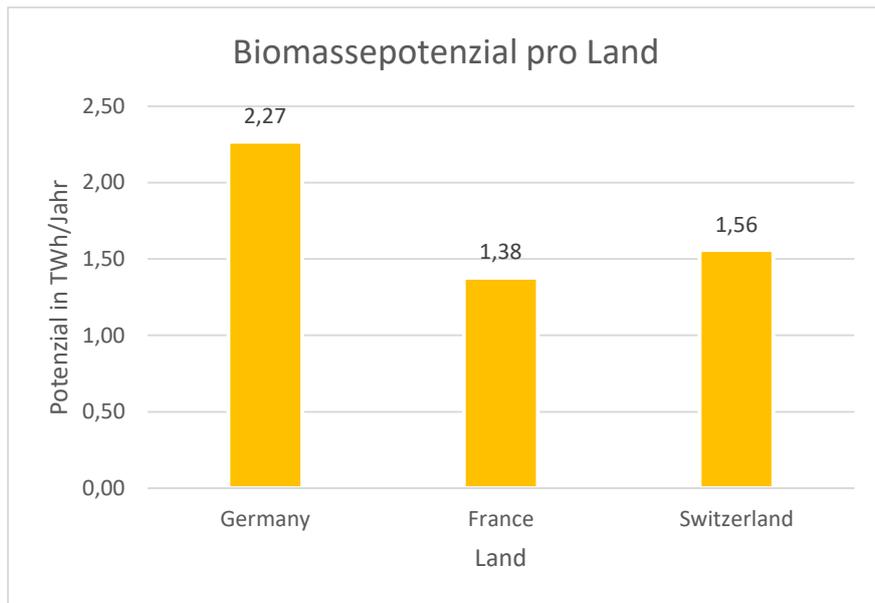


Abbildung 2.18: Jährliches Biomassepotenzial pro Land in der URR

Yearly Biomass Potential in the URR

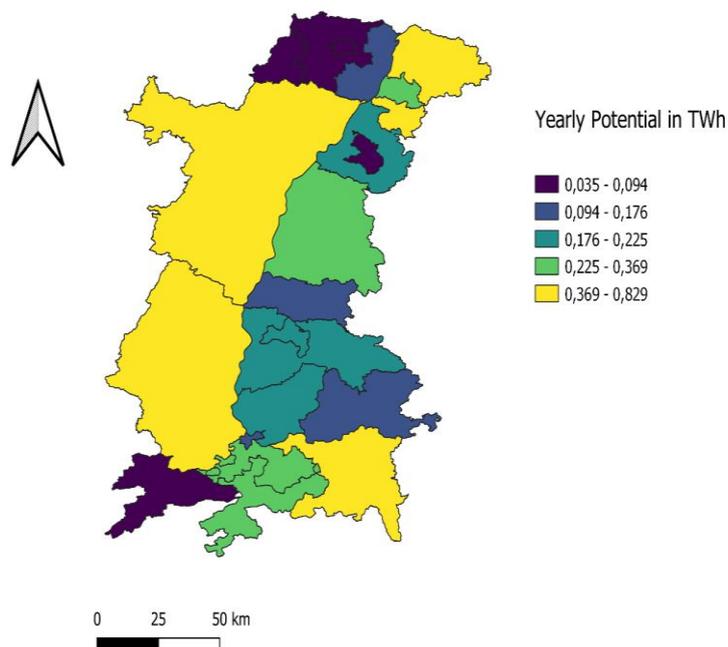


Abbildung 2.19: Jährliches Biomassepotenzial in der URR

Die Gesamtpotenziale

Laut Fraunhofer ISE (Hrsg.) (2020) gelten Photovoltaik und Wind als Säulen der zukünftigen Energieversorgung. Sie machen den Großteil des Potenzials der Region aus und stehen im Mittelpunkt unserer Studie. Die endgültigen Potenzialergebnisse sind in der nachstehenden Tabelle aufgeführt.

Die Summe der technischen Potenziale von Wind- und Solaranlagen in der URR beträgt etwa 340 TWh/Jahr. Die Photovoltaik ist die größte erneuerbare Energiequelle in der Region mit einem Gesamtpotenzial von etwa 212 TWh/Jahr. Auf die Photovoltaik folgt die Windenergie (128 TWh) als zweitgrößte erneuerbare Energiequelle. Innerhalb des PV-Potenzials liegt das größte Potenzial bei der Agro-PV, gefolgt von der GM-PV und der PV auf Dächern. Wenn es jedoch um die pro km² erzeugte Energie geht, hat GM-PV das höchste Potenzial, während Agro-PV und Aufdach-PV eine vergleichbare Energiedichte aufweisen. Addiert man das Potenzial der Photovoltaik und der Windkraft zu den anderen erneuerbaren Energien (Wasser und Biomasse), deren Potenzial dem tatsächlichen Potenzial entspricht, erreicht das Potenzial der erneuerbaren Energien einen Wert von fast 359 TWh/Jahr. In Tabelle 2.1 sind die Ergebnisse nach Quellen aufgeteilt.

Tabelle 2.1: Endgültiges EE-Potenzial in der URR einschließlich der Verfeinerungen für Wind und Solar

RE Quelle	Jährliches Potenzial (in TWh)
Wind	128
Solar-PV-Dächer	52.2
Solar PV Agro	91.5
Solar PV GM	68
Biomasse	5.2
Wasserkraft	13.6

Bebautes Potenzial

Das Interreg-Projekt TRION-climate bewertete die erneuerbaren Energiequellen im selben Untersuchungsgebiet und erstellte eine Karte mit allen Anlagen für erneuerbare Energien in der Region (Best-Practice-Karte). Die nachstehende Karte ist dem TRION-Klimabericht für 2019 entnommen. (<https://trion-climate.net/energieanlagen>).

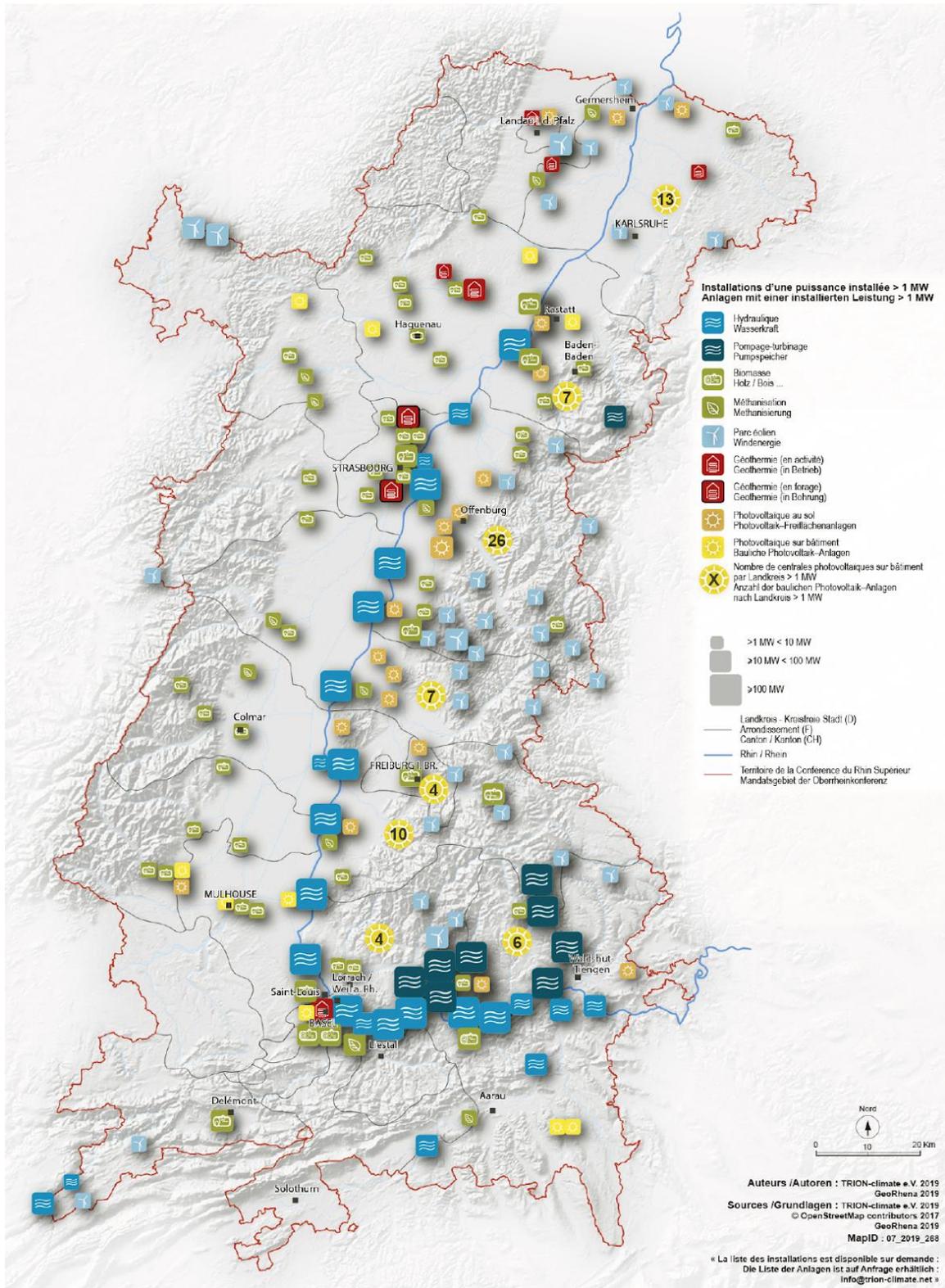


Abbildung 2.20: Die genutzten erneuerbaren Energiepotenziale in der URR (TRION-climate e.V., 2019)

Der Abstand zu den Rasterpunkten

In der nachstehenden Tabelle sind die Ergebnisse des Berichts 2.1.2 dargestellt. Abbildung 2.21 zeigt die Ergebnisse, die mit der oben beschriebenen Methodik erzielt wurden. Generell ist festzustellen, dass die größten Potenzialflächen in Zone D liegen. Es wird beobachtet, dass das Windpotenzial den geringsten Flächenanteil in Zone A und Zone B hat, während Aufdach-

PV die größten Anteile in Zone A und Zone B aufweist. Aufdach-PV wird gefolgt von GM-PV, die die zweithöchsten Anteile in den ersten beiden Zonen aufweist. Wind, Aufdach-PV und Agro-PV weisen in Zone C vergleichbare Prozentsätze auf (ca. 23 %). Im Allgemeinen befinden sich in den ersten drei Zonen mehr PV-Flächen (d. h. die meisten Flächen sind weniger als 2 km vom Netz entfernt), während die für Windkraft verfügbaren Flächen meist (60 %) mehr als 2 km vom Netz entfernt sind. Von den drei Arten der Solar-PV hat Agro-PV den höchsten Prozentsatz in Zone D, während Aufdach-PV und GM-PV im Allgemeinen näher am Netz liegen.

Was die Potenziale betrifft, so lässt sich feststellen, dass die Photovoltaik in der Nähe des Netzes ein größeres Potenzial hat als die Windenergie. Innerhalb der Photovoltaik ist die Aufdach-PV am netznahsten, dicht gefolgt von der GM-PV, während die Agro-PV am weitesten vom Netz entfernt ist. Die Logik hinter den Ergebnissen ist, dass PV auf Dächern in Städten oder Gebäuden konzentriert ist, die in der Regel gut an das Netz angeschlossen sind (oder sich in unmittelbarer Nähe des Netzes befinden), während GM-PV und Agro-PV auf Ackerflächen zu finden sind, die nicht unbedingt in unmittelbarer Nähe des Netzes liegen müssen. Die Ergebnisse scheinen auch darauf hinzudeuten, dass das für Windenergie nutzbare Gebiet am weitesten vom Netz entfernt ist.

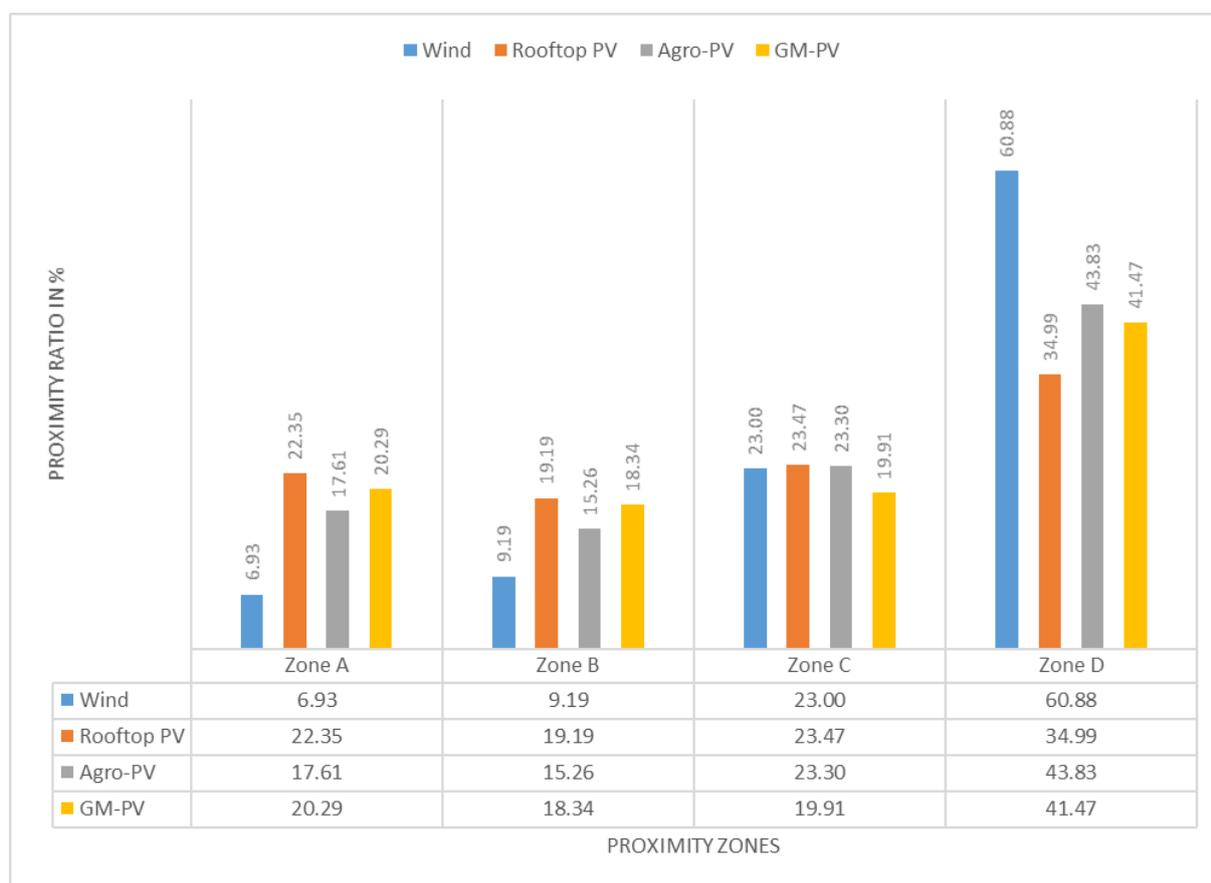


Abbildung 2.21: Tabelle mit dem Vergleich der Proximity Ratios der verschiedenen Grid-Komponenten

2.3 Szenarienbildung anhand von Fallstudien

In Bericht 2.1.3 werden die in Bericht 2.1.1. berechnete räumliche Verteilung der Potenziale auf Landesebene, die in Bericht 2.1.2. ermittelte Entfernung der nutzbaren Fläche der Potenziale von der Netzinfrastruktur sowie die Verteilung und die Merkmale der Gemeinden analysiert, um Erkenntnisse zu gewinnen, die den Aufbau künftiger Forschungsszenarien und Fallstudien ermöglichen. Daher stützt sich der Bericht auf die Ergebnisse der ersten beiden

Berichte und kombiniert sie. Die wichtigsten Ergebnisse werden im Folgenden zusammengefasst.

Zunächst wird eine quantitative Analyse des Potenzials an erneuerbaren Energien (Photovoltaik und Windkraft) in den Gemeinden in Form von zwei Quoten durchgeführt. Verhältnis A zeigt das Verhältnis zwischen der Anzahl der Gemeinden mit Null-Potenzial und der Anzahl der Gemeinden insgesamt, und Verhältnis B zeigt das Verhältnis zwischen der Anzahl der Gemeinden mit überdurchschnittlichem Potenzial und der Anzahl der Gemeinden insgesamt. Die beiden Verhältnisse geben Aufschluss über die Logik der Verteilung der Potenziale pro Land.

2.3.1 Berechnung der Verhältnisse A & B

Solar-PV

Tabelle 2.2: Berechnetes Verhältnis A und Verhältnis B für das Agro-PV-Potenzial der Gemeinden in der URR

Agro-PV	Number of Municipalities with 0 Potential	Total Number of Municipalities	Ratio A	Average Potential per Municipality (in TWh)	Number of Municipalities with Higher than Average Values	Ratio B
France	128	868	0,15	0,05	346	0,40
Germany	88	377	0,23	0,09	126	0,33
Switzerland	37	464	0,08	0,03	159	0,34

Tabelle 2.3: Berechnetes Verhältnis A und Verhältnis B für das GM-PV-Potenzial der Gemeinden im URR

GM-PV	Number of Municipalities with 0 Potential	Total Number of Municipalities	Ratio A	Average Potential per Municipality (in TWh)	Number of Municipalities with Higher than Average Values	Ratio B
France	442	868	0,51	0,02	240	0,28
Germany	40	377	0,11	0,12	111	0,29
Switzerland	328	464	0,71	0,02	93	0,20

Tabelle 2.4: Berechnetes Verhältnis A und Verhältnis B für das Aufdach-PV-Potenzial der Gemeinden im URR

Rooftop PV	Number of Municipalities with 0 Potential	Total Number of Municipalities	Ratio A	Average Potential per Municipality (in TWh)	Number of Municipalities with Higher than Average Values	Ratio B
France	1	867	0,001	0,02	204	0,24
Germany	1	377	0,003	0,06	106	0,28
Switzerland	1	462	0,002	0,02	151	0,33

Wind

Tabelle 2.5: Berechnetes Verhältnis A und Verhältnis B für das Windpotenzial der Gemeinden im URR

Wind	Number of Municipalities with 0 Potential	Total Number of Municipalities	Ratio A	Average Potential per Municipality (in TWh)	Number of Municipalities with Higher than Average Values	Ratio B
France	123	868	0,14	0,08	745	0,86
Germany	81	377	0,21	0,13	321	0,85
Switzerland	168	462	0,36	0,03	294	0,64

2.3.2 Die nutzbare Fläche pro Land

Ein weiteres wichtiges Kriterium ist die nutzbare Fläche pro Land. Das Verhältnis zwischen der Nutzfläche pro Land und der gesamten URR-Nutzfläche wird im Folgenden für jedes RES berechnet und die Ergebnisse werden in % angegeben.

Solar-PV

Tabelle 2.6: Der prozentuale Anteil der Nutzfläche pro Land an der Gesamtnutzfläche für die RES Agro-PV

Country	Agro-PV Usable Area/Total Area in %
Switzerland	47
Germany	15
France	38

Tabelle 2.7: Der prozentuale Anteil der Nutzfläche pro Land an der Gesamtnutzfläche für die RES GM-PV

Country	GM-PV Usable Area/Total Area in %
Switzerland	11
Germany	65
France	24

Tabelle 2.8: Der prozentuale Anteil der nutzbaren Fläche an der gesamten nutzbaren Fläche für die EE-Dach-PV pro Land

Country	Rooftop PV Usable Area/Total Area in %
Switzerland	22
Germany	45
France	33

Wind

Tabelle 2.9: Der prozentuale Anteil der nutzbaren Fläche pro Land an der gesamten nutzbaren Fläche für die EE-Windenergie

Country	Wind Usable Area/Total Area in %
Switzerland	10
Germany	39
France	51

2.3.3 Analyse der Potenziale und ihrer Verteilung

Einige wichtige Feststellungen zu den oben dargestellten Ergebnissen sind:

Die Schweiz hat von den drei Ländern in allen Fällen das niedrigste Potenzial, wenn es um die Verteilung aller Arten von PV- und Windkraftanlagen geht. Sie hat auch die geringste Anzahl von Gemeinden im Vergleich zu den anderen beiden Ländern (Tabellen 2.2, 2.3, 2.4 und 2.5) und die geringste Fläche, was der Grund für die niedrigeren berechneten Potenziale sein könnte. Der Schweizer Teil der URR nimmt etwa 3.583 km² oder 17 % der untersuchten Fläche ein. Deutschland und Frankreich hingegen nehmen mit 9.652 km² (45 %) bzw. 8.325 km² (38 %) der Gesamtfläche vergleichbarere Flächen ein, was erklären könnte, warum die Schweiz in Bezug auf das EE-Potenzial hinterherhinkt, da ein Großteil der Studie von der Fläche abhängt. Eine Ausnahme bildet die nutzbare Fläche für Agro-PV in der Schweiz, die die größte der drei Länder ist, wie aus Tabelle 2.6 hervorgeht.

Darüber hinaus hat Deutschland das größte Potenzial für Aufdach-PV und GM-PV (Abbildungen 2.14 und 2.16). Deutschland hat auch den höchsten Prozentsatz an nutzbarer Fläche für Aufdach-PV und GM-PV (Tabellen 2.7 & 2.8), was die ermittelten hohen Potenziale erklären könnte. Deutschland hat auch die höchste Einwohnerzahl im Vergleich zu den beiden anderen Ländern, was die Verfügbarkeit von nutzbaren Flächen für Aufdach-PV und folglich das Potenzial in Bezug auf Aufdach-PV erklären könnte. Ebenso wichtig für die Verfügbarkeit des Aufdachpotenzials sind die beiden Faktoren: die Verfügbarkeit von Dachflächen und die Sonneneinstrahlung.

Im Bereich der Agro-PV und der Windenergie hat Frankreich im Vergleich zu Deutschland und der Schweiz das höchste Potenzial (Abbildungen 2.10 und 2.12). Allerdings hat Frankreich auch eine höhere Anzahl von Gemeinden im Untersuchungsgebiet als Deutschland und die Schweiz (Tabellen 2.2, 2.3, 2.4 & 2.5). Darüber hinaus hat Frankreich den höchsten Anteil der Nutzfläche an der Gesamtnutzfläche für Wind (51 %), wie aus Tabelle 2.9 hervorgeht. Wie bereits erwähnt, hat die Schweiz den größten Anteil an der nutzbaren Fläche bei der Agro-PV (Tabelle 2.6), was bedeutet, dass Frankreich wahrscheinlich höhere Sonneneinstrahlungswerte auf der Stufe des theoretischen Potenzials erhält. Darüber hinaus hat Deutschland bei der Agro-PV den höchsten Wert für das Verhältnis A und Frankreich den höchsten Wert für das Verhältnis B, was bedeutet, dass Frankreich den höchsten Prozentsatz an Gemeinden mit überdurchschnittlichen Werten aufweist und Deutschland einen hohen Prozentsatz an Gemeinden mit einem Null-Potenzial hat (Tabelle 2.2). Im Gegenzug hat Frankreich das höchste Potenzial für Agro-PV.

Wie aus Tabelle 2.3 hervorgeht, hat die Schweiz den höchsten Wert für das Verhältnis A (höchster Prozentsatz von Gemeinden mit Null-Potenzial), was dazu beitragen könnte, dass die Schweiz das geringste Potenzial für GM-PV hat. Das Verhältnis B ist dagegen für

Deutschland und Frankreich vergleichbar, die ein höheres Potenzial für GM-PV haben. Interessanterweise haben alle Länder für Aufdach-PV ein kleines Verhältnis A, was bedeutet, dass es eine sehr kleine Anzahl von Gemeinden ohne Potenzial gibt, wie in Tabelle 2.4 zu sehen ist. Die Schweiz hingegen hat die höchste Anzahl von Gemeinden mit überdurchschnittlichen Werten in dieser Kategorie. Bei der Windenergie schließlich weist die Schweiz den höchsten Wert für das Verhältnis A auf, und Frankreich und Deutschland haben vergleichbare Werte für Gemeinden mit überdurchschnittlichen Potenzialwerten (Tabelle 2.5).

Betrachtet man andererseits die Untersuchung der Entfernungen der nutzbaren Fläche der erneuerbaren Energien vom Netz aus Abbildung 2.21, so kann man feststellen, dass GM-PV und Aufdach-PV auch den höchsten Prozentsatz der nutzbaren Fläche haben, die sich in der Nähe der elektrischen Netzkomponenten oder in den Zonen A und B befinden, wie in Bericht 2.1.2 erläutert. Das höchste Potenzial für beide und die größte nutzbare Fläche findet sich in Deutschland, so dass es auch möglich ist, dass Deutschland besser angebunden ist als die anderen beiden Länder oder dass die Studie, wie in Bericht 2.1.2 beschrieben, durch die Verfügbarkeit öffentlicher Netzdaten des Landes eingeschränkt ist.

2.4 Analyse der geologischen Speicherung von erneuerbarer Energie

Die Wasserstoffspeicherung in geologischen Einheiten des Oberrheingrabens (ORG) ist prinzipiell möglich und die Speicherung von Energie bis zu 11 TWh wäre machbar. Während die Speicherung in Porenspeichern sehr stark von den lokalen geologischen Gegebenheiten abhängt und flächendeckende detaillierte (Vor-)Untersuchungen erfordert, ist das Gebiet, in dem Salzkavernenspeicher möglich sind, räumlich gut abgrenzbar. Für die zukünftige geologische Energiespeicherung im ORG wird daher folgende Reihenfolge empfohlen:

1. die Salzkavernen in den Salzdiapiren des südlichen ORG (Bad Krozingen-Colmar-Wittenheim)
2. die Salzkavernen in den Salzdiapiren im südlichen ORG (Wittelsheim-Staffelfelden)
3. die Porenspeicher in tertiären Sandsteinen (Randgebiete des ORG, auch im nördlichen OR (siehe bestehende Gasspeicher)
- 4 Porenspeicher in den permo-triassischen Sandsteinen des ORG

Für eine detaillierte Potenzialanalyse der Salzdiapire und Salzsichten im südlichen ORG wird ein hochauflösendes 3D-Modell benötigt, das auf (neuen) hochauflösenden seismischen Daten sowie auf vorhandenen Bohrlochdaten basieren sollte. Ein solches Projekt sollte gemeinsam mit Partnern aus der Industrie (Energieunternehmen/Netzbetreiber, Salzkavernenhersteller (z.B. DEEP.KBB) sowie den entsprechenden geologischen Landesämtern angegangen werden.

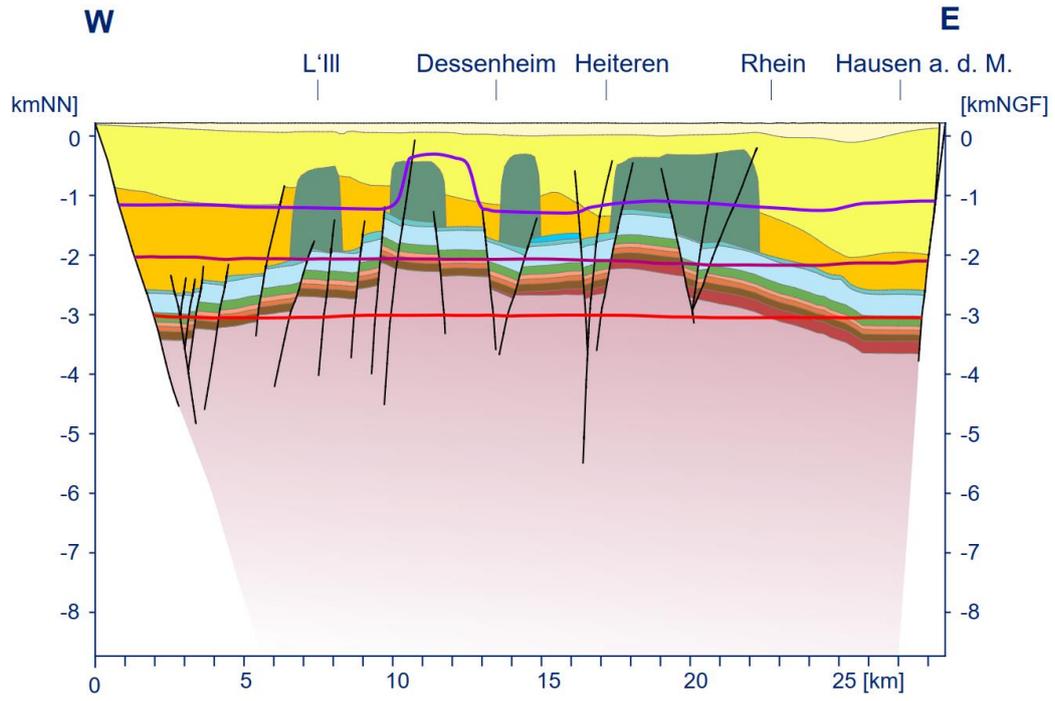


Abbildung 2.22: West-Ost-Profil durch das ORG etwas nördlich von Bad Krozingen (siehe Abb. 8). Die Salzdiapire sind deutlich sichtbar und erreichen eine Mächtigkeit von mehr als 1,5 km. Aus GeORG-Projektteam (2013)

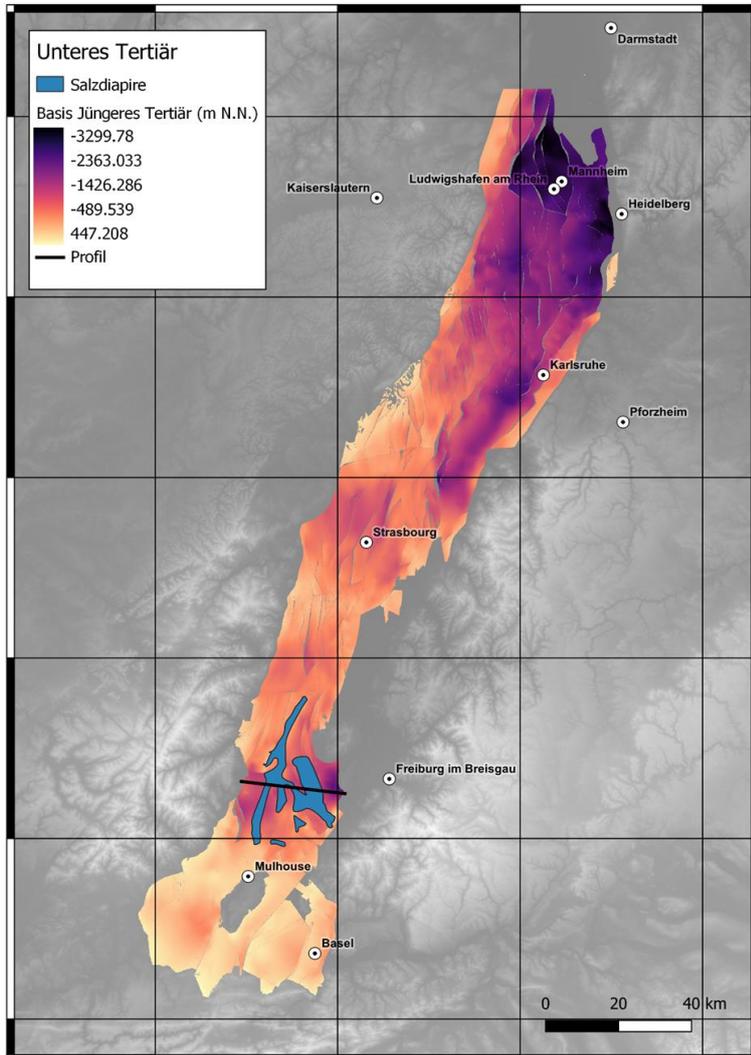


Abbildung 2.23: Lage der Salzdiapire im ORG. Die Profillinie markiert die Lage des Profils in Abbildung 2.22. Basierend auf dem GeORG-Projektteam (2013)

Kapitel 3. Arbeitspaket 3: Modellierung und Szenarienbildung für das Stromsystem

Die für das Funktionieren unserer modernen Gesellschaften notwendige Energieerzeugung erfolgt weitgehend durch die Verbrennung fossiler Brennstoffe. Diese Verbrennung führt zu Treibhausgasemissionen in die Atmosphäre. Es ist inzwischen wissenschaftlich erwiesen, dass diese Emissionen den globalen Klimawandel verursachen. Es besteht die dringende Notwendigkeit, fossile Brennstoffe durch weniger umweltschädliche Energiequellen zu ersetzen. Die Nutzung erneuerbarer Ressourcen wie Wind, Sonne und Wasser zur Stromerzeugung ist ein wirksames Mittel zur Verringerung der Treibhausgasemissionen. In Europa ist es von entscheidender Bedeutung, dass jede Region ihren Teil dazu beiträgt, indem sie die ihr zur Verfügung stehenden erneuerbaren Ressourcen optimal nutzt. Ziel des Arbeitspakets 3 des RES-TMO-Projekts ist es, die effizientesten Stromerzeugungsstrategien zu entwickeln, um die Treibhausgasemissionen in der Oberrheinregion zu reduzieren. Ausgehend von den Hauptmerkmalen des Elektrizitätssystems der Oberrheinregion, wie z.B. der Elektrizitätsnachfrage und dem Potenzial für die Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energiequellen, entwickeln wir Szenarien, um zukünftige Entwicklungen besser zu verstehen und den politischen Entscheidungsträgern Instrumente für ihre politischen Entscheidungen an die Hand zu geben. Zu diesem Zweck werden zwei mathematische Modelle verwendet: PERSEUS-EU und REPM.

PERSEUS-EU ist ein Modell des europäischen Elektrizitätssystems, in dem die Elektrizitätssysteme der einzelnen Länder als miteinander verbundene Knotenpunkte dargestellt werden. Im Rahmen von RES-TMO wurde die Oberrheinregion als eigenständige Region in das Modell integriert. Wir untersuchen Szenarien bis zum Jahr 2050, in denen die EU-Klimaziele im Stromsektor erreicht werden. Neben den erneuerbaren Energien beziehen wir auch Stromspeichertechnologien in unsere Analysen ein. Die Berechnungen zeigen, dass insbesondere die solare Stromerzeugung günstige Bedingungen vorfinden wird. Für die Nutzung der Windenergie, die in den Modellrechnungen ebenfalls eine wichtige Rolle spielt, bieten Standorte außerhalb des Untersuchungsgebiets der Oberrheinregion noch bessere Bedingungen, weshalb der Ausbau der Windenergie vor allem dort stattfindet. Um den dort erzeugten Strom tatsächlich nutzen zu können, sind wir jedoch auf einen Ausbau des Stromnetzes angewiesen. Deshalb analysieren wir in einem zweiten Schritt des Projekts auch die Bandbreite möglicher Szenarien mit einem ausgewogeneren Mix der Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie in der Oberrheinregion und deren Einfluss auf den regionalen Bedarf an Stromspeichern und regelbaren Erzeugungskapazitäten. Zu diesem Zweck wird das REPM-Modell verwendet.

Das REPM-Modell konzentriert sich auf die Oberrheinregion. Das Modell ist darauf ausgelegt, alle möglichen Szenarien der Stromerzeugung zu generieren. Dazu variiert es den Anteil der volatilen Ressourcen (Solar- und Windenergie) am Strommix und berechnet daraus die Energiemenge, die gespeichert oder durch steuerbare Ressourcen ergänzt werden muss, damit die Stromnachfrage jederzeit gesichert ist. Alle vom Modell generierten möglichen Szenarien werden dann in verschiedene Kategorien eingeteilt, um repräsentative Szenarien auszuwählen. Schließlich werden verschiedene Arten von Energieerzeugungs- und -speicherungstechnologien im Modell abgebildet, um wichtige Merkmale wie Kosten, Treibhausgasemissionen oder Flächenbedarf der ausgewählten Szenarien zu berechnen. Auf diese Weise erhalten die Entscheidungsträger Informationen über eine reduzierte Anzahl von Szenarien, um den Entscheidungsprozess zu unterstützen.

3.1 Szenarien für das TMO-Stromsystem bis 2050

Um umfassende Szenarioanalysen zu ermöglichen, wurde das Energiesystemmodell PERSEUS-EU in diesem Projekt um die Oberrheinregion als Teil des europäischen Stromsystems erweitert. Dieser Abschnitt geht kurz auf die wichtigsten Annahmen ein und stellt die wichtigsten Ergebnisse der Modellierungsarbeiten vor. Nach einer kritischen Würdigung folgen die wichtigsten Schlussfolgerungen.

3.1.1 Modellierung und Annahmen

Die TMO ist stark mit den umliegenden Ländern verflochten. Um die komplexen Wechselwirkungen zwischen Ländern und Marktgebieten zu verstehen, wurde das Energiesystemmodell PERSEUS-EU verwendet. Es wurden Szenarien für die Zusammensetzung der Stromerzeugungskapazitäten in der TMO bis 2050 entwickelt. Das Modell stellt das europäische Energiesystemmodell als ein lineares Optimierungsproblem dar, das die Gesamtsystemausgaben minimiert (Heinrichs 2014; Rosen 2007; Keles und Yilmaz 2020). Ziel ist es, Stromerzeugungskapazitäten zu bestimmen, die zentrale politische Rahmenbedingungen wie die Vermeidung von Treibhausgasemissionen erfüllen. Zu den untersuchten politischen Rahmenbedingungen gehören auch Annahmen zu CO₂-Preisen, zur Atompolitik in den verschiedenen Ländern der Oberrheinregion und zu Maßnahmen des Kohleausstiegs. Eine detaillierte Beschreibung der Annahmen zu den politischen Rahmenbedingungen findet sich in Bericht 3.1.3. Weiterhin sind die Entwicklung der Stromnachfrage in der Oberrheinregion (Bericht 3.1.1) und der Ausbau der Übertragungskapazitäten (Bericht 3.1.2) zu berücksichtigen.

Die für den kommerziellen Stromaustausch zwischen der TMO und den umliegenden Ländern verfügbaren Übertragungskapazitäten hängen von verschiedenen technischen Gegebenheiten ab, die in diesem Projekt nur teilweise berücksichtigt werden konnten. Daher wurden die Kapazitäten zwischen 0 % und 70 % der thermischen Leistung variiert, um auf diese Weise belastbare Ergebnisse im Hinblick auf den resultierenden Kraftwerkspark zu erhalten.

3.1.2 Ergebnisse

Bis 2050 werden wichtige Entscheidungen über die Zusammensetzung der Stromerzeugung in Europa zu treffen sein. Für jede Region stellt sich die Frage, welche Technologien am besten eingesetzt werden sollten, um Treibhausgasemissionen bis 2050 vollständig zu vermeiden. Vor diesem Hintergrund werden in diesem Abschnitt die wichtigsten Ergebnisse von Arbeitspaket 3 vorgestellt. Zunächst erörtern wir die Ergebnisse zur Kapazitätsentwicklung von erneuerbaren Energien und Speichertechnologien. Darüber hinaus diskutieren wir die Frage, inwieweit ein unabhängiges Marktgebiet in der TMO dazu beitragen kann, das europäische Energiesystem effizienter zu gestalten. Wir diskutieren die Eigenverbrauchsquote und gehen auf Modellsensitivitäten hinsichtlich kritischer Annahmen ein.

3.1.2.1 Entwicklung der erneuerbaren Energien und der Speicherung

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Modellrechnungen im Hinblick auf die daraus resultierenden installierten Kapazitäten an erneuerbaren Energien und Speichertechnologien diskutiert. Wie eingangs erwähnt, wird in jedem Szenario davon ausgegangen, dass die Treibhausgasemissionen im Stromsektor bis 2050 vermieden werden sollen. Die Erreichung dieses Ziels wird durch einen angenommenen steigenden CO₂-Zertifikatspreis unterstützt (IEA, 2016).

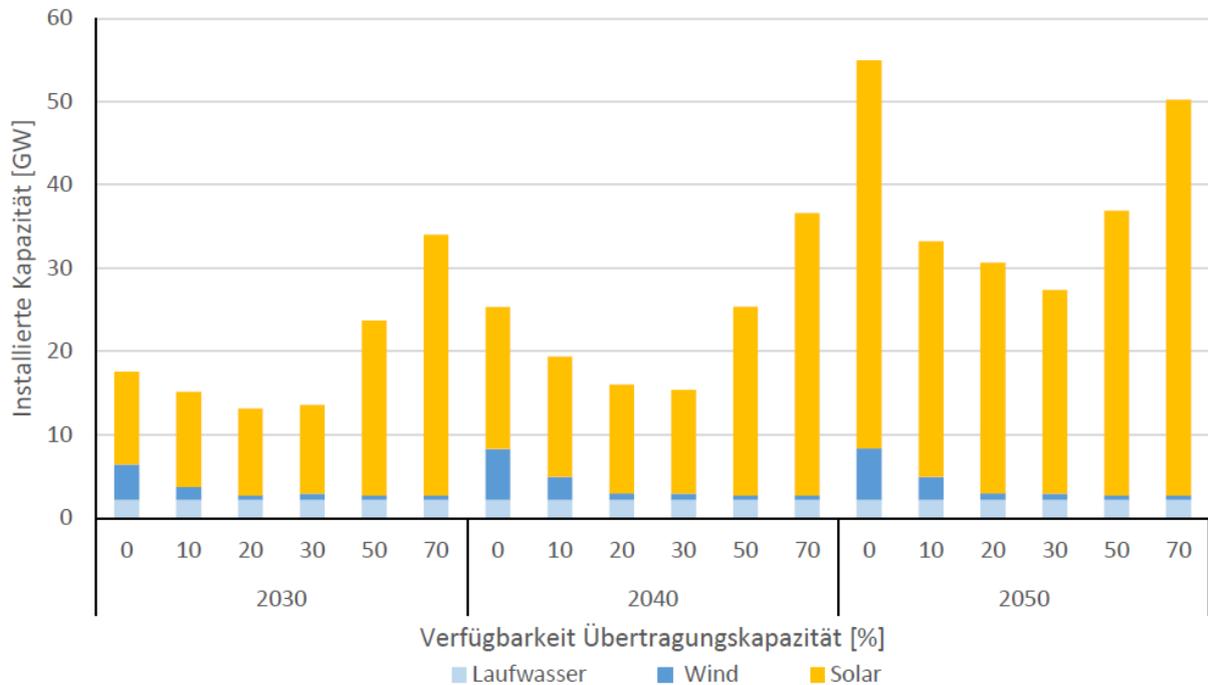


Abbildung 3.1: Installierte Kapazitäten erneuerbarer Energien in der Oberrheinregion bei unterschiedlicher Verfügbarkeit von Übertragungskapazitäten zu den Nachbarländern (eigene Berechnungen)

Abbildung 3.1 zeigt die installierten Kapazitäten der erneuerbaren Energien in der Oberrheinregion. Um den Einfluss der Übertragungsnetzgrenzen an den Knotenpunkten zu berücksichtigen, wurde deren Verfügbarkeit variiert. Der Verlauf der Laufwasserkapazitäten zeigt unsere Annahme, dass am Rhein keine zusätzlichen Großkraftwerke möglich sind. Die Biomasse wurde in dieser Darstellung aufgrund ihres geringen Ausbaugrades vernachlässigt. Im Falle der Windenergie zeigt diese Darstellung ein interessantes Phänomen: Aus Systemsicht ist die Installation zusätzlicher Windenergieanlagen am Oberrhein nur unter der Annahme einer schwachen Anbindung an die Nachbarländer wirtschaftlich, da ein nennenswerter Zubau nur in den Modellläufen mit 0 bzw. 10% Verfügbarkeit erfolgt. Dies deutet darauf hin, dass aus Systemsicht Standorte außerhalb der Oberrheinregion höhere Winderträge bieten, so dass eine Nutzung innerhalb der Oberrheinregion nur bei erhöhter Unabhängigkeit von den Nachbarländern wirtschaftlich wird. Im Extremfall einer vollständigen Unabhängigkeit ergibt sich daraus eine installierte Leistung von 6 GW Windenergie. In den Szenarien, die eher die aktuelle Netzsituation widerspiegeln, kommt es dagegen nur zu einem geringen Ausbau der Windenergie. Im 50%-Fall beispielsweise gibt es in der Region nur eine installierte Leistung von 477 MW.

Interessant ist auch der Verlauf der installierten Leistung von Solaranlagen. Bei Variation der Übertragungskapazität zu den Nachbarländern ergibt sich ein "U"-förmiger Verlauf, bei dem in den Grenzfällen deutlich mehr Solarleistung zugebaut wird als in den mittleren Fällen. Im Fall der vollständigen Autarkie erklärt sich dies aus der Notwendigkeit, die Last in der Oberrheinregion zu decken und der Vorgabe, dass dies bis 2050 emissionsfrei geschehen muss. Bei einer Verfügbarkeit von 70 % der Übertragungskapazitäten wird der Solarstrom zunehmend im deutschen Teil der Oberrheinregion erzeugt und nach Deutschland exportiert, da die Solarpotenziale am Oberrhein größer sind als im nationalen Durchschnitt. Gleichzeitig kauft der französische Teil billigen Strom aus Frankreich ein und verzichtet bei zunehmender Verfügbarkeit von Übertragungskapazitäten auf die Installation eigener Solaranlagen.

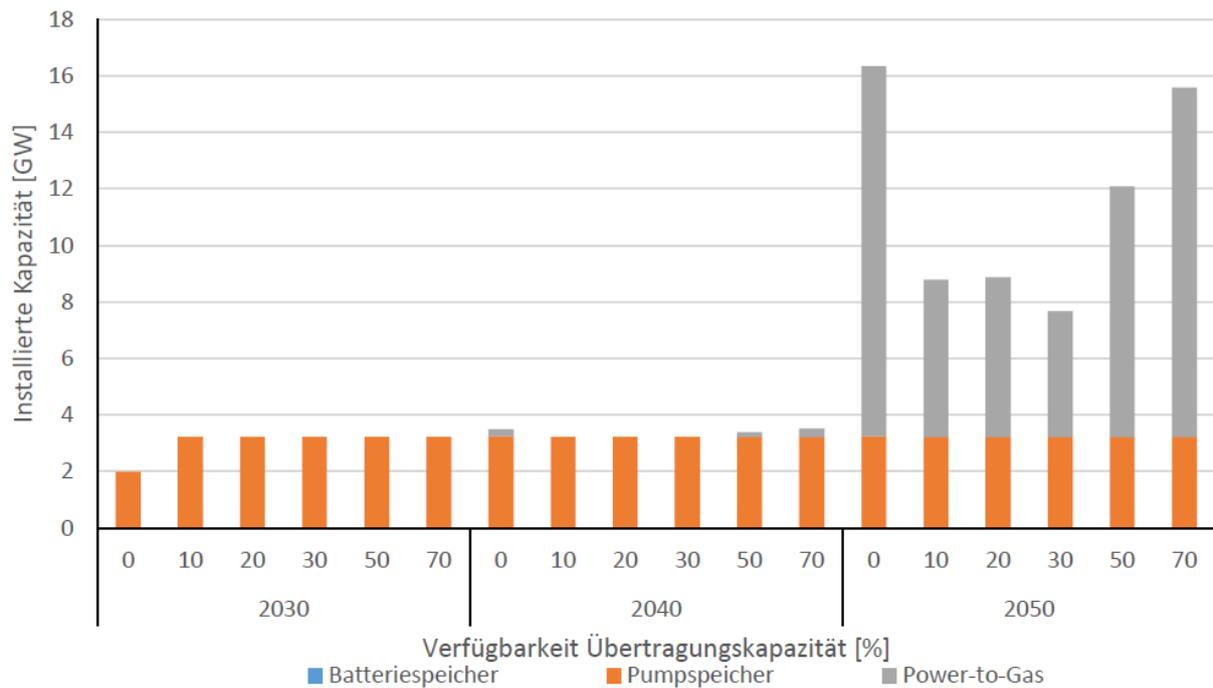


Abbildung 3.2: Installierte Kapazität der Speicher in der Oberrheinregion bei unterschiedlicher Verfügbarkeit von Übertragungskapazitäten in die Nachbarländer (eigene Berechnungen)

Zusätzlich zu den Kapazitäten der erneuerbaren Energien zeigt Abbildung 3.2 die Entwicklung der installierten Kapazität der Speicher in der Oberrheinregion. Für die Kapazität von Pumpspeichern ergibt sich ein konsistentes Bild: Die Kapazität in der Region wird in (fast) allen Fällen bereits im Jahr 2030 auf das angenommene Maximalpotenzial erhöht sein. Batteriespeicher werden unter den angenommenen Rahmenbedingungen in der Region kaum installiert werden. Lediglich im Fall der Vollautonomie ergibt sich ein Ausbau von etwa 17 MW im Jahr 2040. Für die Region Oberrhein lässt sich dieser geringe Ausbau der Kurzzeitspeicher am ehesten durch die hohe Verfügbarkeit von Pumpspeichern als Spezifikum der Oberrheinregion erklären. Die Entwicklung der Kapazitäten zur Erzeugung von synthetischem Gas (Power-to-Gas, PtG) ist weitgehend proportional zur Entwicklung der installierten Solarleistung. So führt ein Anstieg der installierten Solarleistung im Jahr 2050 um 1 GW zu einem Anstieg der installierten PtG-Leistung um etwa 0,23 MW. Das nahezu konstante Verhältnis der beiden Parameter deutet darauf hin, dass PtG im Wesentlichen dazu dient, die solare Stromerzeugung zu Spitzenzeiten zu speichern, um den Bedarf zu anderen Zeiten zu decken. Außerdem fällt auf, dass nur in den betrachteten Grenzfällen ein geringer Zubau von PtG vor 2050 stattfindet.

3.1.2.2 Die TMO als eigenständiges Marktgebiet

Um die Effektivität der Einführung eines Marktgebietes am Oberrhein beurteilen zu können, sind zwei Schritte notwendig. Zunächst werden bestehende Studien daraufhin untersucht, ob sich aus ihnen die Einführung eines eigenen Marktgebietes ableiten lässt. Wichtig sind dabei vor allem bestehende Engpässe an den Grenzen des neuen Gebietes und die Frage, ob die Einführung eines solchen Marktgebietes in den Bieterzonenüberprüfungen vorgesehen ist.

In einem zweiten Schritt wird das im Projekt weiterentwickelte PERSEUS-EU-Modell verwendet, in dem die Oberrheinregion in Form von drei Teilräumen abgebildet wird. Die Preisunterschiede zwischen den Nachbarländern und den Teilregionen der Oberrheinregion dienen als wesentlicher Indikator dafür, ob die Zonierung einen Mehrwert zum Engpassmanagement beitragen kann und ob darüber hinaus von ihrer Einführung zusätzliche Investitionsanreize ausgehen. Ähnlich dem Ansatz in der Literatur, der sich auf Knotenpreise

stützt, kann somit beurteilt werden, ob die Einführung einer Gebotszone für die Oberrheinregion zu signifikanten Preisunterschieden führt, die eine solche Aufteilung wünschenswert machen.

Engpässe in einem TMO-Marktgebiet

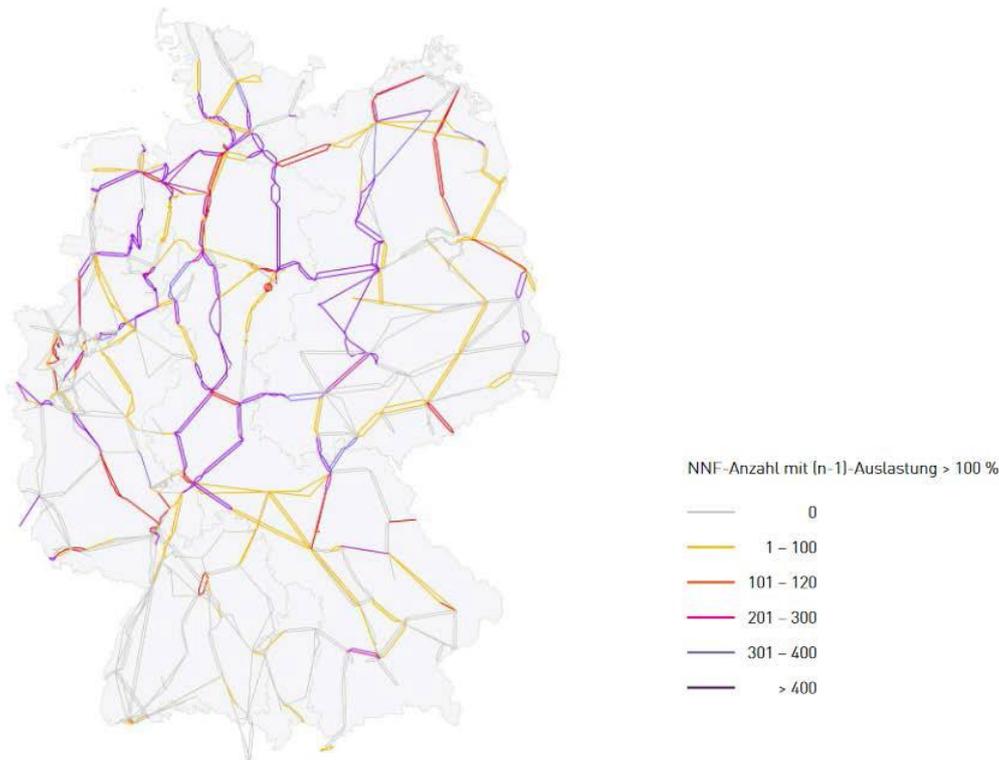


Abbildung 3.3: Häufigkeit der Auslastung über 100% bei Ausfall eines Netzelements im "Startnetz" (NEP 2021, S. 136)

Um die Versorgungssicherheit langfristig zu gewährleisten, entwickeln die europäischen Übertragungsnetzbetreiber regelmäßig Szenarien zur Planung des Ausbaus der Stromnetze unter Berücksichtigung zukünftiger Entwicklungen (NEP 2021; RTE 2019). Dabei werden u.a. Netzengpässe des bestehenden und des im Aufbau befindlichen Netzes analysiert und können so Hinweise darauf geben, ob Engpässe an den Grenzen der Oberrheinregion zu erwarten sind. Für Deutschland zeigt Abbildung 3.3 die Häufigkeit von Auslastungen über 100% im "Startnetz" des deutschen Netzentwicklungsplans 2021 (NEP 2021). Es fällt auf, dass im deutschen Teilgebiet der Oberrheinregion im Südwesten Deutschlands keine signifikanten Überlastungen zu erwarten sind. Auch der französische Netzentwicklungsplan (Schéma Décennal de Développement du Réseau; SDDR) sieht bis 2035 keine signifikanten Überlastungen in der Region (RTE, 2019, S. 75). Darüber hinaus wurden im Rahmen der Gebotszonenprüfung der europäischen Übertragungsnetzbetreiber verschiedene Zoneneinteilungen auf Basis von Experteneinschätzungen untersucht (ENTSO-E, 2018). Die hier vorgenommene Einteilung sieht keine Gebotszone vor, die der geografischen Ausdehnung der Oberrheinregion nahekommt.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass eine die Oberrheinregion umfassende Marktzone im europäischen Strommarkt in den bisherigen langfristigen Planungen nicht vorgesehen ist. Auch die Bewertung der in den Netzentwicklungsplänen erwarteten Engpässe deutet nicht darauf hin, dass die Einführung einer solchen Marktzone zu einer signifikanten Verbesserung der Effizienz des europäischen Strommarktes führen würde. Um ein besseres Gespür für die Auswirkungen der Einführung der Gebotszone Oberrhein zu bekommen, werden im

Folgendes die resultierenden Strompreisunterschiede zwischen den Teilen der Oberrheinregion und den jeweiligen Nachbarländern untersucht.

Modellgestützte Analyse

Um weiter zu untersuchen, ob eine Gebotszone in der Oberrheinregion zu Preisunterschieden zwischen den Ländern und den Teilregionen führen würde, verwenden wir das Energiesystemmodell PERSEUS-EU. Auf diese Weise kann abgeschätzt werden, ob die Übertragungsleitungen an den Grenzen der Oberrheinregion marktrelevante Engpässe darstellen könnten. Da im Rahmen dieses Projekts nur die thermischen Kapazitäten der jeweiligen Übertragungsleitungen bekannt sind und weitere Netzberechnungen den Rahmen des Projekts sprengen würden, nähern wir uns dieser Frage über eine Sensitivitätsanalyse.

Die Strommarktordnung des europäischen Binnenmarktes sieht vor, dass spätestens ab 2025 nach Abzug der notwendigen Sicherheitsmargen 70 % der Übertragungsleitungen für den Marktbetrieb zur Verfügung stehen müssen. Die Sicherheitsmarge kann je nach Übertragungsleitung variieren. Dies bedeutet, dass es eine Unsicherheit über die dem Markt zur Verfügung zu stellende Kapazität an den Verbindungsleitungen zwischen der Oberrheinregion und den umliegenden Ländern gibt. Aufgrund dieser Unsicherheit betrachten wir im Folgenden drei Modellvarianten (Abbildung 3.4, 3.5 & 3.6). Wir variieren die für den marktgesteuerten Stromaustausch verfügbare Kapazität, so dass in den Varianten 70 %, 50 % oder 30 % der thermischen Kapazität zur Verfügung stehen. Der 70%-Fall stellt das optimistische Szenario dar, dass keine Sicherheitsmarge verfügbar gehalten werden soll, der 30%-Fall dementsprechend, dass eine signifikante Marge verfügbar gehalten werden soll, um einen sicheren Systembetrieb zu gewährleisten.

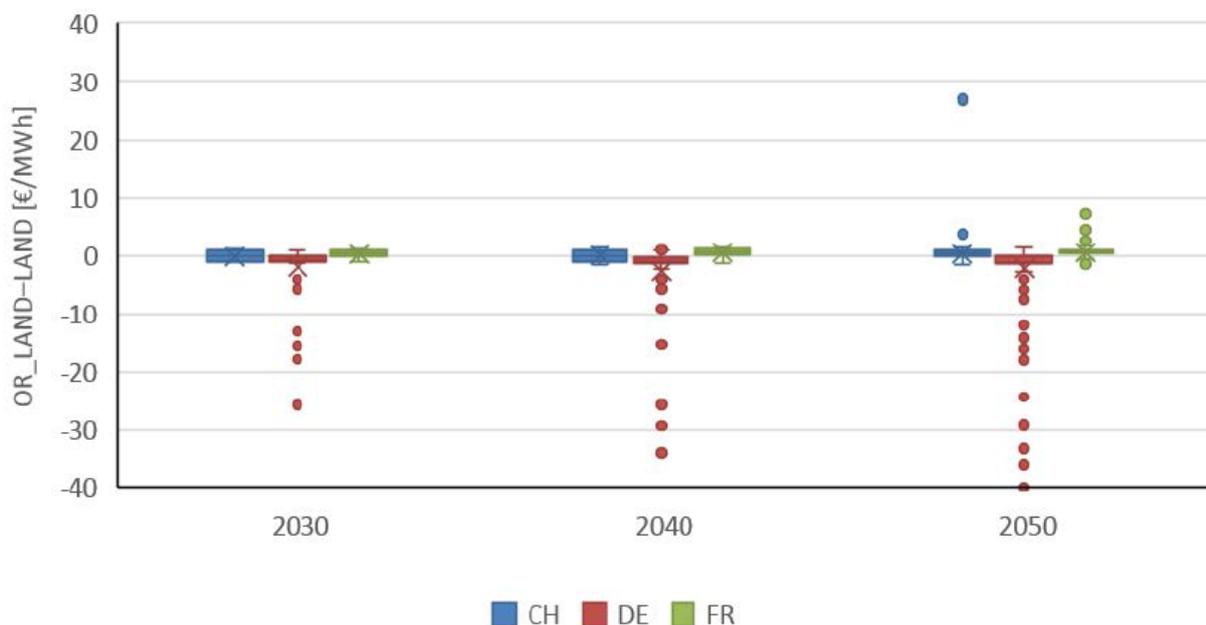


Abbildung 3.4: Preisunterschiede (OR_LAND - LAND) zwischen den Teilregionen des Oberrheins und den Nachbarländern unter der Annahme, dass 70% der thermischen Kapazitäten der Übertragungsleitungen zur Verfügung stehen. Aus Gründen der Visualisierung wurden einige negative Ausreißer nicht dargestellt

Abbildung 3.4 (70%) und Abbildung 3.5 (50%) zeigen dementsprechend, dass in beiden Fällen keine signifikanten Preisunterschiede zwischen den Gebieten des Oberrheins und den Nachbarländern zu erwarten sind. Nur in einigen wenigen Stunden kommt es zu signifikanten Preisabweichungen. Insbesondere der Strom im deutschen Teil des Oberrheingebietes ist tendenziell billiger als der Strom im übrigen Deutschland. Dies lässt sich durch den starken

Ausbau der Solarenergie am Oberrhein erklären, die hier bessere Bedingungen vorfindet als in weiten Teilen Deutschlands.

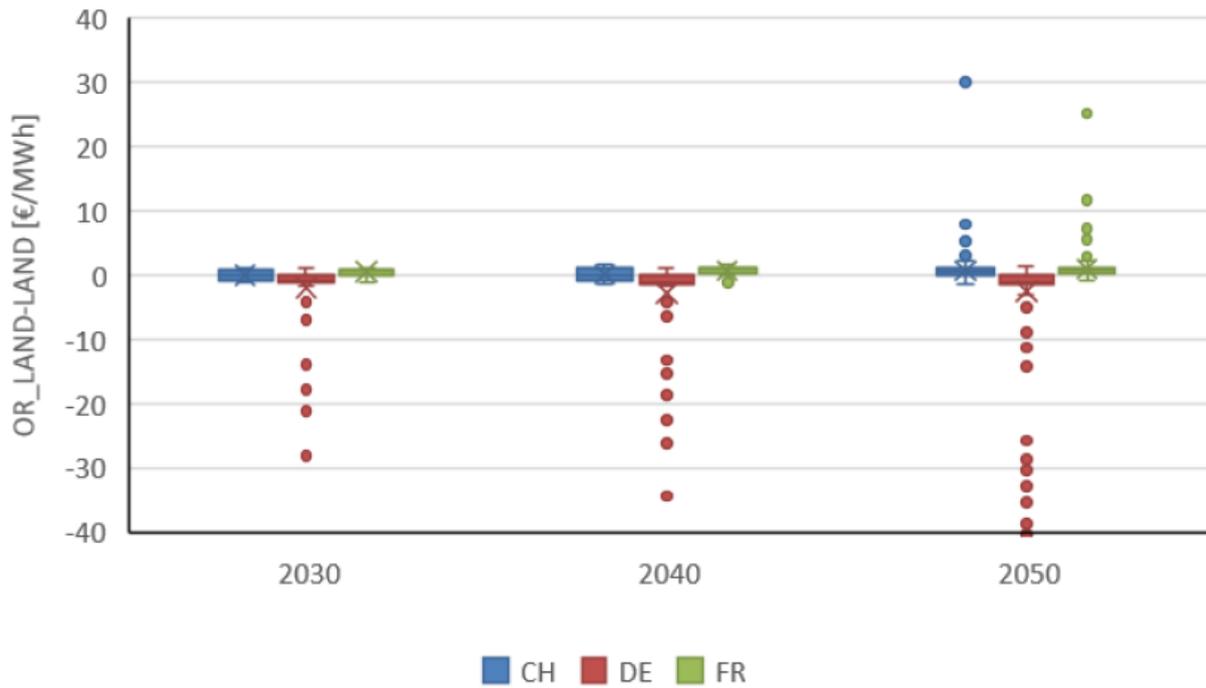


Abbildung 3.5: Preisunterschiede ($OR_LAND - LAND$) zwischen den Teilregionen des Oberrheins und den Nachbarländern unter der Annahme, dass 50 % der thermischen Kapazitäten der Übertragungsleitungen verfügbar sind. Aus Gründen der Visualisierung wurden einige negative Ausreißer nicht dargestellt

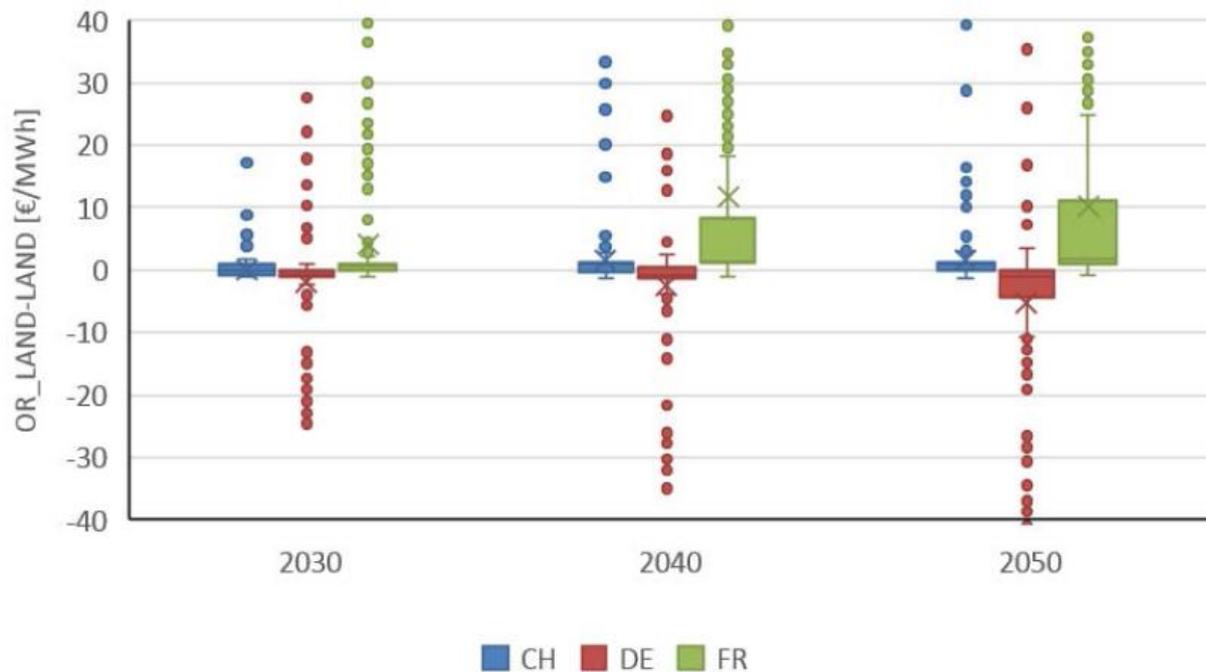


Abbildung 3.6: Preisunterschiede ($OR_LAND - LAND$) zwischen den Teilregionen des Oberrheins und den Nachbarländern unter der Annahme, dass 30 % der thermischen Kapazitäten der Übertragungsleitungen verfügbar sind. Aus Gründen der Visualisierung wurden einige negative und positive Ausreißer nicht dargestellt

Lediglich im pessimistischen Fall, dass 30% der thermischen Übertragungskapazität für den kommerziellen Stromaustausch zur Verfügung stehen, ergeben sich in den Jahren 2040 und 2050 relevante Preisunterschiede. Insbesondere zwischen Frankreich und dem französischen Teil des Oberrheingebiets entsteht eine regelmäßige positive Preisdifferenz: Hier ist der Strompreis in der Oberrheinregion höher als im Kerngebiet Frankreichs. Die Stromversorgung aus Kernkraftwerken sorgt hier für niedrige Grenzkosten des erzeugten Stroms im Vergleich zur Oberrheinregion, in der keine Kernkraftwerke mehr installiert sind. Dennoch liegen die beobachteten Preisunterschiede um fast 75 % unter 10 €/MWh.

3.1.2.3 Eigenverbrauch in der TMO

Abbildung 3.7 zeigt den Selbstversorgungsgrad der Oberrheinregion in den verschiedenen Modellläufen. Im Jahr 2030 wird in der Region in allen Fällen mehr Strom erzeugt als nachgefragt. Das Bild ändert sich im Jahr 2040, wo in einigen Fällen bei angenommener geringer Verfügbarkeit von Übertragungskapazitäten in die umliegenden Länder eine Unterdeckung zu beobachten ist, so dass die Oberrheinregion auf Importe angewiesen ist. Dies lässt sich durch die Abschaltung der bisher vorhandenen Kohlekraftwerke erklären. Andererseits bieten die Fälle mit höherer Verfügbarkeit von Übertragungskapazitäten (50 % und 70 %) Anreize, Solarstrom in der Oberrheinregion zu erzeugen und in das übrige Deutschland zu exportieren, da die Bedingungen für Solarstrom in der Oberrheinregion im Vergleich zur durchschnittlichen Sonneneinstrahlung im übrigen Deutschland günstig sind. Im Jahr 2050 übersteigt die Stromerzeugung in fast allen betrachteten Fällen die Stromnachfrage. Dabei ist zu berücksichtigen, dass bei einer vollständigen Umstellung der Stromversorgung auf erneuerbare Energien grundsätzlich eine Stromerzeugung benötigt wird, die die Nachfrage deutlich übersteigt, da in einigen Stunden Strom gespeichert werden muss, um die Nachfrage in Stunden mit geringem Angebot an erneuerbaren Energien durch Speicherung zu decken. Bei der Nutzung von Speichern treten zusätzliche Effizienzverluste auf. Dies zeigt der Fall der vollständigen Autarkie der Oberrheinregion, in der in den Modellrechnungen im Jahr 2050 ein Autarkiegrad von etwa 181 % erforderlich ist.

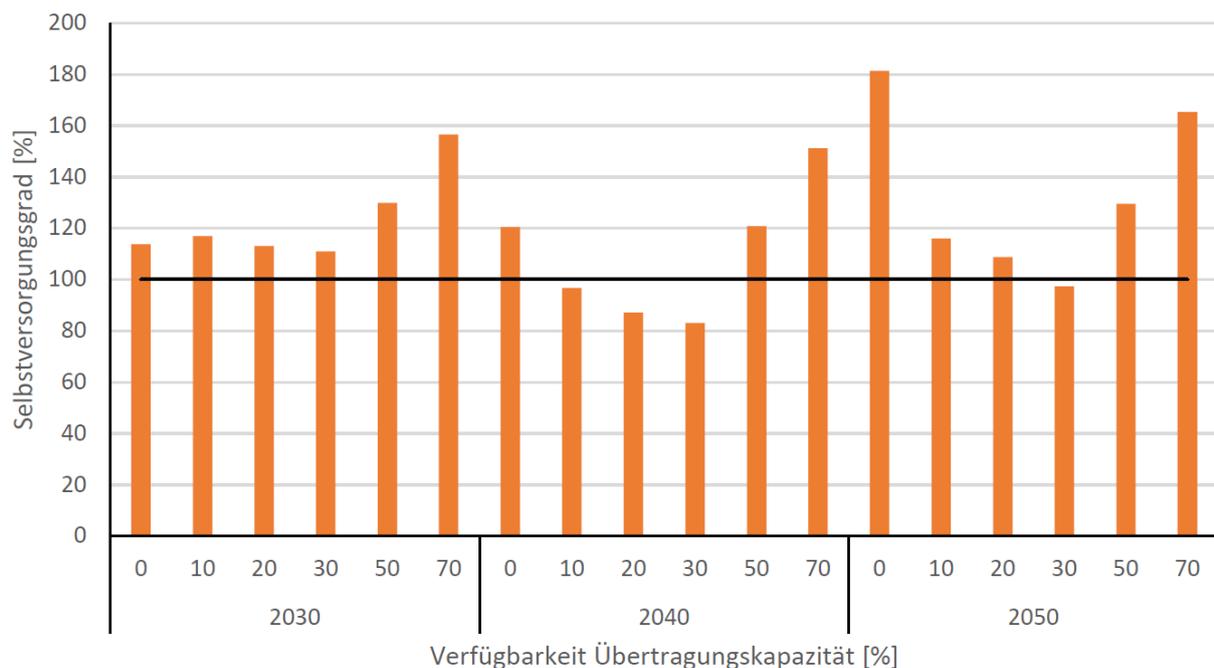


Abbildung 3.7: Autarkiegrad der Oberrheinregion mit elektrischer Energie unter Variation der Verfügbarkeit von Übertragungskapazitäten in die Nachbarländer (eigene Berechnungen)

3.1.2.4 Sensitivitätsanalysen

Kostenentwicklung Power-to-Gas

PtG ist ein entscheidender Baustein für den Übergang zu erneuerbaren Energien im Stromnetz und steht in engem Zusammenhang mit diesen. Daher ist die Entwicklung der Kosten der Technologie von besonderer Bedeutung.

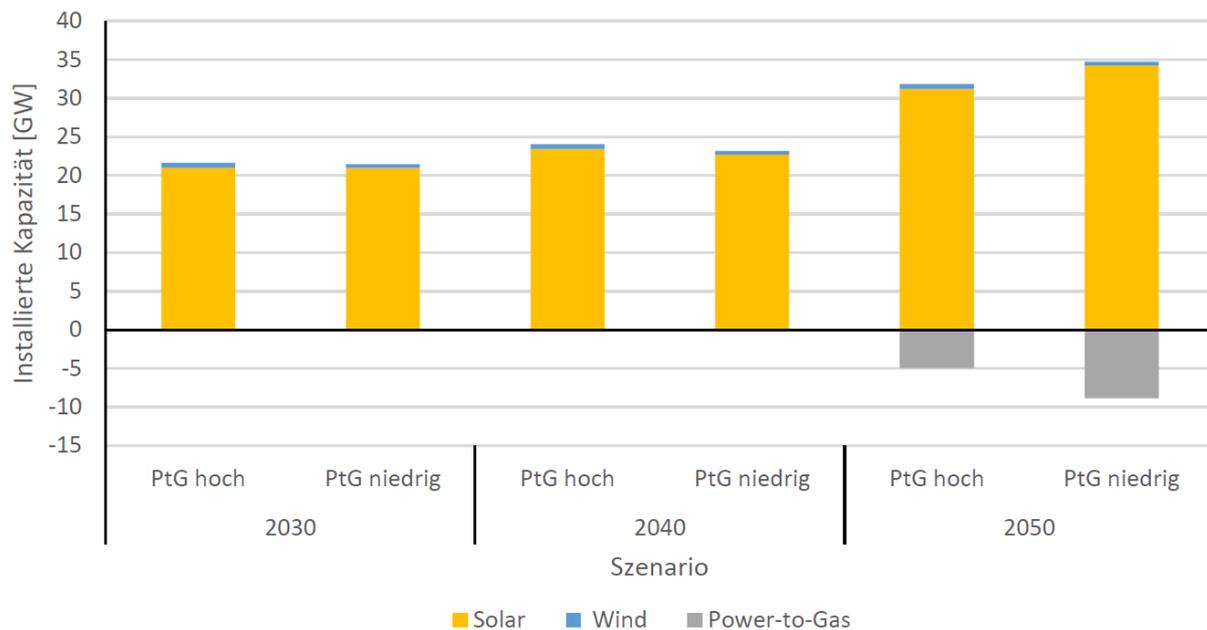


Abbildung 3.8: Installierte Leistung von erneuerbaren Energien und Power-to-Gas in der Oberrheinregion unter der Annahme, dass 50 % der Übertragungskapazitäten zu den Nachbarländern verfügbar sind (eigene Berechnungen)

Die Kostenentwicklung von Technologien zur Erzeugung synthetischer Gase ist jedoch mit Unsicherheiten behaftet. Mit Hilfe von Sensitivitätsanalysen lässt sich der Einfluss dieser Unsicherheiten auf die Modellergebnisse abschätzen. Die oben dargestellten Ergebnisse (Abbildung 3.8) gehen von einer optimistischen Kostenentwicklung aus. In einer weiteren Modellrechnung wurde daher untersucht, wie sich höhere Kosten der PtG-Technologien auf die installierten Kapazitäten im Modell auswirken. Dazu wurde angenommen, dass die Investitionen in PtG im Jahr 2050 700 €/kWh statt 450 €/kWh im optimistischeren Fall betragen. Für den Vergleich wurde das Szenario mit 50% der verfügbaren Übertragungskapazität gewählt. Die Ergebnisse zeigen, dass der erhöhte Investitionsbedarf für PtG-Technologien Auswirkungen auf die zugebaute Kapazität hat (Abbildung 3.8). Insbesondere sinkt die installierte Leistung von PtG von etwa 8,9 GW auf etwa 4,9 GW. Auch die installierte Leistung von Solaranlagen sinkt moderat von etwa 34,2 GW auf etwa 31,2 GW. Hinzu kommt ein etwas stärkerer Ausbau der Windenergie im Szenario mit höheren PtG-Kosten: Statt eines Ausbaus auf 477 MW im Jahr 2050 gibt es einen Ausbau auf 624 MW. Der Einfluss der Kostenunsicherheit der PtG-Technologien auf die Systemwirtschaftlichkeit der erneuerbaren Energien in der Oberrheinregion kann daher unter den angenommenen Rahmenbedingungen als moderat bewertet werden.

Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage

Eine weitere Unsicherheit in den Modellannahmen ergibt sich aus der Entwicklung der Stromnachfrage. Ein Grund für diese Unsicherheit könnte das Ausmaß der Elektrifizierung des Verkehrs und der industriellen Prozesse sein. Daher wurde in einer weiteren Modellrechnung die Sensitivität der Annahmen zur Entwicklung der Stromnachfrage untersucht. Im Basisszenario orientieren wir uns an der im EU-Referenzszenario (Capros et al., 2016) angenommenen Stromnachfrage. Gemäß dem Referenzszenario wächst die Stromnachfrage in Europa bis 2050 auf etwa 3700 TWh. Aufgrund der beschriebenen Unsicherheiten untersuchen wir ein Szenario, in dem die Entwicklung 10 % stärker ist als im Referenzszenario. Demnach beträgt die Stromnachfrage in diesem Szenario im Jahr 2050 in Europa etwa 4070 TWh.

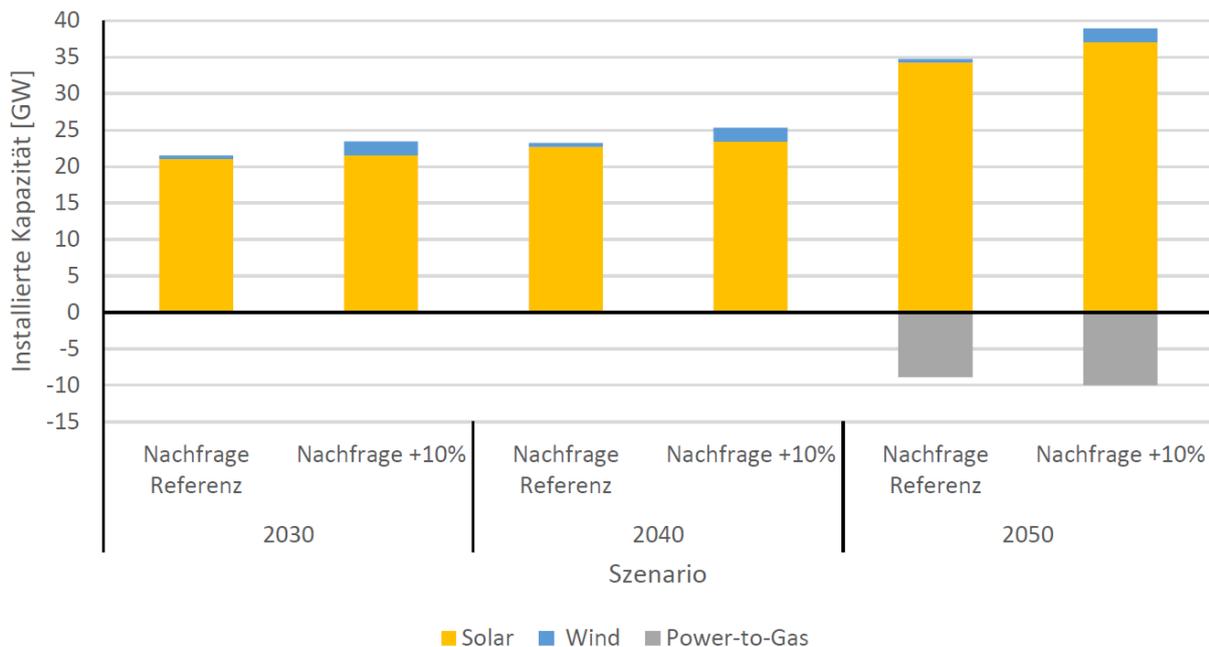


Abbildung 3.9: Installierte Leistung der erneuerbaren Energien und Power-to-Gas am Oberrhein unter der Annahme, dass 50 % der Übertragungskapazitäten in die Nachbarländer zur Verfügung stehen und die Stromnachfrage variiert (eigene Berechnungen)

Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse sind in Abbildung 3.9 dargestellt. Wie erwartet, steigt die installierte Leistung der erneuerbaren Energien. Während die Solarkapazitäten moderat von ca. 34,2 GW auf ca. 37 GW wachsen, erfährt die Windenergie eine deutlich stärkere Entwicklung von 477 MW auf ca. 1,9 GW bei gesteigerter Nachfrage. Die starken Auswirkungen auf die Installation von Windturbinen lassen sich durch die erhöhte Nachfrage auch während der Nachtstunden im Sensitivitätsszenario erklären. In Anbetracht der zunehmenden Marktdurchdringung mit Elektroautos ist eine zusätzliche Verlagerung der Stromnachfrage in die Abend- und Nachtstunden möglich.

3.1.3 Kritische Würdigung

Um die Ergebnisse dieser Studie einordnen zu können, ist es wichtig, zentrale Modellannahmen zu diskutieren. Dabei ist zu erwähnen, dass die Modellergebnisse durch Faktoren wie das angenommene Wetter im jeweiligen Jahr, die Entwicklung der Brennstoffpreise, die Entwicklung der Stromnachfrage oder die Kostenentwicklung der PtG-Technologien beeinflusst werden können. Der Einfluss der letztgenannten Faktoren auf die Modellergebnisse könnte im Rahmen von Sensitivitätsanalysen quantifiziert werden.

Aufgrund der Einschätzung, dass die Biomassepotenziale in der Region bereits zu einem großen Teil genutzt werden, wurde auf eine detaillierte Analyse des Biomasseausbaus verzichtet. Allerdings könnten technologische Innovationen in diesem Bereich zu zusätzlichen Potenzialen führen (Schumacher et al. (Hrsg.), 2017), die für die in dieser Studie vorgestellten Ergebnisse vernachlässigt wurden.

Darüber hinaus verfügt die Oberrheinregion aufgrund ihrer geografischen Lage über größere Potenziale zur Energiegewinnung aus Geothermie (TRION-climate e.V., 2019). Die Nutzung dieser Potenziale ist jedoch im Einzelfall umstritten und mit Akzeptanzproblemen behaftet, was immer wieder zu regionalen Konflikten führt. In diesem Projekt wurde daher entschieden, das Potenzial der Geothermie nicht in die Modellrechnungen einzubeziehen. Für eine umfassende Bewertung der Geothermie in der Oberrheinregion sind weitere Forschungen notwendig, die die Geothermie aus ökonomischer, ökologischer, rechtlicher und sozialer Sicht beleuchten sollten.

3.1.4 Schlussfolgerungen

Im Hinblick auf den Ausbau der erneuerbaren Energien ergibt sich aus den in dieser Studie durchgeführten Szenarioanalysen ein relativ klares Bild. Aus systemischer Sicht ist die Oberrheinregion besonders geeignet für die Stromerzeugung aus Solarenergie. Die Ergebnisse der Modellrechnungen variieren zwischen rund 24 GW und 47 GW installierter Leistung.

Bei der Windenergie ergibt sich ein anderes Bild. In den meisten Fällen zeigen die Modellrechnungen nur einen geringen Zubau an Windkraftkapazität. Dies deutet darauf hin, dass Standorte außerhalb der Oberrheinregion bessere Voraussetzungen für die Erzeugung von Strom aus Windenergie bieten. Über das bestehende Stromnetz kann dieser Strom in der Oberrheinregion genutzt werden. Lediglich in Fällen, die den Stromimport in die Oberrheinregion massiv einschränken oder verhindern, werden Installationen von Windenergieanlagen beobachtet. Solche Fälle können z.B. durch einen verzögerten Netzausbau innerhalb der Länder auftreten. Dies könnte zu dem Schluss führen, dass eine zusätzliche Förderung von Windenergieanlagen in der Region notwendig ist, sollte das Interesse an der Installation von Windenergieanlagen in der Region steigen.

In diesen Szenarien werden neben den bereits bestehenden Pumpspeicherkraftwerken weitere Speichermöglichkeiten für elektrischen Strom in der Oberrheinregion geschaffen. Es ist zu erkennen, dass die Modellrechnungen die Speicherung in synthetischem Gas gegenüber der Installation von Batterien bevorzugen. Dies könnte darauf zurückzuführen sein, dass die bestehenden Pumpspeicherkraftwerke in der Region bereits ein erhebliches Potenzial zur kurzfristigen Energiespeicherung bieten.

Die Analyse der Preisunterschiede hat gezeigt, dass eine Gebotszone in der TMO die Effizienz des europäischen Stromsystems wahrscheinlich nicht erhöhen würde. Nur für den Fall, dass nur 30% der thermischen Kapazitäten der neuen Interkonnektoren zum Marktgebiet Oberrhein für den Markt zur Verfügung stehen, ergeben sich relevante Preisunterschiede. Diese Annahme ist jedoch als pessimistisch anzusehen, zumal zukünftige Möglichkeiten des Netzbetriebs, wie z.B. das Freileitungsmonitoring, dafür sorgen sollten, dass Leitungskapazitäten besser ausgelastet werden können. Zudem plant die EU, 70% der Interkonnektoren für den Handel zur Verfügung zu stellen, um den europäischen Binnenmarkt zu stärken.

Darüber hinaus wurde der Autarkiegrad der Oberrheinregion unter verschiedenen Annahmen hinsichtlich der Verfügbarkeit von Übertragungskapazitäten in die Nachbarländer untersucht. Die Ergebnisse zeigen, dass auch unter der Annahme einer hohen Verfügbarkeit ein erheblicher Teil des Stroms in der Oberrheinregion erzeugt wird. Die Ergebnisse müssen vor dem Hintergrund bewertet werden, dass eine zentrale Modellannahme die Minimierung der europaweiten Kosten des Energiesystems ist. Mit Ausnahme des Falles der vollständigen Autarkie stellen die Ergebnisse somit eine "systemdienliche" Stromerzeugung in der Oberrheinregion dar und zielen nicht auf eine Erhöhung der Autarkie in der Region ab. Aufgrund der fehlenden Skaleneffekte und der dennoch notwendigen Nutzung der Netzinfrastruktur ist es in der Wissenschaft umstritten, ob eine ausgewogene Autarkie ein erstrebenswertes Ziel für kleinere Städte und Gemeinden ist (McKenna, 2018).

Die Analyse der Empfindlichkeit des Elektrizitätssystems gegenüber einem stärkeren Anstieg der Stromnachfrage deutet darauf hin, dass selbst in solchen Fällen die Windenergie in der Region zunehmend genutzt wird. Dies könnte auf eine erhöhte Stromnachfrage, auch in den Abend- und Nachtstunden, zurückgeführt werden und liegt aufgrund der zunehmenden - aber unsicheren - Marktdurchdringung von E-Autos im Bereich des Möglichen.

3.2 LEM-Forschung

Einer Reihe von Studien zufolge werden lokale Energiemärkte (LEM) einen erheblichen Einfluss auf Spannungsverletzungen und Engpässe haben. Prosumer-Nachfragezyklen scheinen sich auf das Spannungsniveau auszuwirken, aber das Ausmaß der Auswirkung und ob sie positiv oder negativ ist, hängt von dem verwendeten Marktmechanismus ab. Es gibt keine signifikanten Auswirkungen auf die Netzleistung in Bezug auf Spannungsungleichgewichte und Spannungsqualität, wenn ein Mechanismus verwendet wird, der die Spitzennachfrage des Systems nicht erhöht. Es ist zu betonen, dass sich die meisten Studien auf die Entwicklung von Marktmodellen, Kontrollmechanismen und Teilnehmermodellen konzentrierten, die eine positive technische Auswirkung auf die Spannung hatten, was bedeutet, dass negative Auswirkungen durch die Konstruktion vermieden wurden und daher in den Daten nicht auftauchen.

Da ein Phasenungleichgewicht im Netz zu höheren Spannungsanstiegen und Verlusten führen kann, sollten künftige Studien die Auswirkungen von LEMs auf Phasenungleichgewichte genauer untersuchen, zumal sich die meisten Anwendungsfälle auf Prosumer konzentrieren, die an Niederspannungsnetze angeschlossen sind.

Insgesamt hat sich gezeigt, dass die LEM-Forschung sehr transdisziplinär ist, was es schwierig macht, zwischen den Auswirkungen auf die Stromverteilungssysteme und der Gestaltung von Marktmodellen oder aktuellen politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen zu unterscheiden. Als Ergebnis unserer Untersuchung können wir feststellen, dass die Forschung in diesem Bereich immer noch durch die bestehenden Markt- und Politikrahmen eingeschränkt wird. Im Folgenden stellen wir die Auswirkungen von LEM auf Phasenungleichgewicht und Spannung auf der Ebene des Verteilernetzes dar.

3.3 Entwurf eines flexiblen Stromnetzes

Für diesen Bericht haben wir eine gründliche Literaturrecherche durchgeführt, um die Möglichkeiten der grenzüberschreitenden Zusammenarbeit auf der Ebene der Verteilernetze zu ermitteln und zu diskutieren. Während die Idee der grenzüberschreitenden Zusammenschaltung von Energienetzen viel Aufmerksamkeit erhalten hat, konzentriert sich ein Großteil der aktuellen Forschung auf die Ebene der Übertragungsnetze. Von allen durchgesehenen Artikeln wurde in (Hunt, 2006) eine neuartige Methode für den grenzüberschreitenden Verbund zweier Verteilernetze mit einem "Switch" im Hinblick auf die Einsparung von Systemkosten vorgestellt. Da die Verbindung der Verteilungsnetze der Niederlande und Deutschlands die erste Fallstudie für eine grenzüberschreitende Verbindung in der EU war, wurde die in (Hunt, 2006) erwähnte Methode im Rahmen des SEREH-Projekts umgesetzt. Nach den verschiedenen Studien gingen wir davon aus, dass die grenzüberschreitende Zusammenarbeit im Energiesektor auf lokaler Ebene, d.h. auf der Ebene der Verteilungsnetze, Vorteile bringen kann, so dass sich grenzüberschreitende Regionen entwickeln können. In Anlehnung an die in [18] erwähnte Methodik können wir das Ergebnis dieses Berichts wie folgt darstellen.

Allgemeine Annahmen über grenzüberschreitende Regionen:

- Sie sind in der Regel in wirtschaftlicher und infrastruktureller Hinsicht weniger entwickelt.
- Sie können oft komplementäre Merkmale in Bezug auf die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen und die Stromlast aufweisen
- Der wichtigste Faktor für Systemkosteneinsparungen

Nach (Hunt, 2006) zeigen die Ergebnisse, dass vor allem die Komplementarität der beiden benachbarten Regionen der betrachteten Fallstudie die Quelle von Vorteilen im Hinblick auf Systemkosteneinsparungen ist. Insbesondere führen alle untersuchten Optionen des "schaltbaren Elements" zu einer Reduzierung der Stromsystemkosten. Die Höhe und Verteilung der berechneten Systemkosteneinsparungen und damit der potenzielle Nutzen für ein grenzüberschreitendes KEK hängen jedoch in hohem Maße von der Art des schaltbaren Elements ab, das die benachbarten Regionen verbindet.

Sowohl eine "schaltbare Erzeugungsanlage" als auch ein "schaltbarer flexibler Verbraucher" senken die Gesamtkosten, bedeuten aber, dass die Vorteile ungleich zwischen den beiden Regionen verteilt sind. Während die "schaltbare Erzeugungsanlage" Vorteile für die "ländliche Schwachlastregion" bringt, bringt der "schaltbare flexible Verbraucher" Vorteile für die "städtische Hochlastregion". Nur der "schaltbare Speicher" würde zu Vorteilen in Form von Systemkosteneinsparungen für beide Regionen führen, hätte aber auch den geringsten Gesamtnutzen zur Folge. Die höchsten Gesamtkosteneinsparungen werden also nicht mit der Option erzielt, bei der die Vorteile gleichmäßiger verteilt sind. Um das Problem der ungleichen Verteilung zwischen den Regionen zu lösen, muss der zusätzliche Systemnutzen in einen Ausgleich für die KEK umgewandelt werden. Der CEC könnte die Vorteile zum Vorteil der gesamten grenzüberschreitenden Region im Interesse seiner Mitglieder und Anteilseigner nutzen und damit einen wichtigen Beitrag zur grenzüberschreitenden Energiekooperation auf lokaler Ebene leisten.

Mit anderen Worten, diese ungleiche Verteilung der Vorteile könnte durch die Organisation über eine grenzüberschreitende CEC gemildert werden, die die Vorteile an "ihre Mitglieder oder Anteilseigner oder die breitere Region, in der sie tätig ist", verteilt, wie in den Bestimmungen über CECs gemäß der Richtlinie 2019/944/EU gefordert. Auf diese Weise ist die CEC ein organisatorisches Instrument, um die Vorteile, die sich aus dem schaltbaren Element ergeben, gleichmäßiger zu verteilen, d. h. für die Grenzgemeinschaft.

Das in der bisherigen Forschung entwickelte Optimierungsmodell beschränkt sich auf die wirtschaftliche Perspektive und ist daher nicht auf die Planung der technischen Umsetzung, die Art der Stromübertragung zwischen MS (AC/DC), die technische Auslegung des Stromkreises, die Dimensionierung von Kabeln und Kabelwegen anwendbar.

Die Gesamtergebnisse der Modellrechnung zeigen, dass die Anbindung von Verteilnetzen über ein schaltbares Element, sei es eine Stromerzeugungsanlage, ein flexibler Verbraucher (Elektrolyzer) oder ein Batteriespeicher, zu einer höheren Systemauslastung und damit zu einer Reduzierung der Systemkosten führt.

Die berechneten Systemkosteneinsparungen können jedoch nicht als alleiniger Indikator für den wirtschaftlichen Nutzen eines solchen Verteilungsnetzes herangezogen werden. Stattdessen zeigen die Ergebnisse, dass die Kopplung von Regionen mit komplementären Stromerzeugungs- und -verbrauchsmerkmalen (wie zwei MS-Regionen in der Fallstudie, aber dies könnte auch für zwei verschiedene Verteilungsnetze innerhalb eines Landes gelten) das Potenzial hat, die (internationalen) Stromübertragungskapazitäten im EU-Stromsystem zu erhöhen und gleichzeitig den Bedarf an zusätzlicher Netzkapazität im Übertragungsnetz zu verringern.

Über die grenzüberschreitenden Regionen hinaus zeigen die Ergebnisse, dass die Verwendung eines schaltbaren Elements zur Verbindung von Regionen mit komplementären Merkmalen in Bezug auf Stromerzeugung und -nachfrage (z. B. Stadt-Land oder Industrie-Wohngebiet) zu einer besseren Zuweisung der Übertragungskapazitäten und allgemein zu einer effizienteren Netznutzung führt.

Die Ergebnisse zeigen jedoch, dass die Verteilung des Nutzens stark vom schaltbaren Element abhängt und dass die Wahl mit dem größten Gesamtnutzen nicht unbedingt mit der Wahl mit gleichmäßig verteiltem Nutzen identisch ist.

Dieses Ergebnis kann den nationalen Gesetzgebern helfen, wenn sie die MAB in ihren Rechtsrahmen aufnehmen. Es ist zu beachten, dass die MAB für eine grenzüberschreitende Beteiligung offen sein sollten. Darüber hinaus sollten die MAB eine finanzielle Vergütung für ihren Beitrag zu den Systemkosteneinsparungen erhalten.

Eine verbesserte grenzüberschreitende Stromerzeugung auf lokaler Ebene für die Energiewende würde erfordern, dass diese Punkte bei der Schaffung eines nationalen Rechtsrahmens für die Stromerzeugung berücksichtigt werden. Darüber hinaus könnte der grenzüberschreitende Betrieb von KEKs dazu beitragen, grundsätzlich schwache Grenzregionen zu stärken.

3.4 Entscheidungsunterstützungsinstrument und seine Anwendung bei der Umsetzung von Energiestrategien

Eine Vielzahl von Technologien (z. B. photovoltaische oder thermische Solarzellen, Kern-, Gas- oder Kohlekraftwerke, Wasserturbinen usw.) kann zur Energieerzeugung kombiniert werden. Die heute am weitesten verbreiteten Energieplanungsmodelle verwenden einen Ansatz, bei dem die Kosten für jedes mögliche Szenario geschätzt und dann dasjenige mit den niedrigsten Kosten ausgewählt wird. Diese Kosten berücksichtigen die über Nacht anfallenden Investitionen für den Erwerb und die Implementierung der Technologien zur Nutzung der Ressourcen sowie die Betriebs- und Wartungskosten. Bei kontrollierbaren Ressourcen werden auch die Kosten für die verbrauchten Brennstoffe in die Schätzungen einbezogen. Die Umweltauswirkungen werden durch spezifische Zusatzkosten berücksichtigt, die einige Technologien stärker betreffen als andere, wie zum Beispiel die Kohlenstoffsteuer. Dieser auf der Kostenoptimierung basierende Ansatz hat den Nachteil, dass er sich auf ein einziges Szenario konzentriert (das der geringsten Kosten), wodurch der Benutzer zu wenig Einblick in andere mögliche Optionen hat. Dies ist insofern ein großes Handicap, als die Schätzung der Kosten der Szenarien mit großen Unsicherheiten behaftet ist.

Die Kosten der Technologien können in der Tat im Laufe der Zeit stark schwanken, und diese Schwankungen können von einer Technologie zur anderen sehr unterschiedlich sein. Die Preise für Brennstoffe wie Öl oder Gas entwickeln sich jedoch je nach den verfügbaren Mengen, der Nachfrage auf den Energiemärkten oder den Börsenspekulationen unberechenbar. Aus diesem Grund ist es unmöglich, die Kostenentwicklung bei Technologien für fossile Brennstoffe genau vorherzusagen. Bei anderen Technologien sind die Trends deutlicher. So werden beispielsweise die Kosten für Kernkraftwerke regelmäßig nach oben korrigiert, da die Kosten für ihren Rückbau sowie die Kosten für die Behandlung und Lagerung ihrer Abfälle immer genauer eingeschätzt werden. Andererseits sinken die Kosten für Windturbinen, Fotovoltaikanlagen und bestimmte Speichertechnologien wie Batterien exponentiell, weil sie in immer größeren Mengen produziert werden, was eine Optimierung der Herstellungsprozesse ermöglicht. Diese Kosten berücksichtigen wahrscheinlich noch nicht die genauen Kosten für den Rückbau und das Recycling dieser Technologien am Ende ihres Lebenszyklus sowie die Kosten für die Rohstoffe, aus denen sie hergestellt werden (wie seltene Erden und Metalle), die in Zukunft wahrscheinlich knapper werden.

Niemand ist derzeit in der Lage, genau vorherzusagen, wie lange diese Trends anhalten werden. Daher sind die Kosten sicherlich ein unverzichtbarer Indikator für die Wahl der

Energiestrategie, aber sie sind nicht zuverlässig genug, um Optionen auszuschließen, nur weil sie teurer sind.

Die REPM-Methode (Regionales Energieplanungsmodell) zielt nicht darauf ab, nur die kostengünstigste Energieoption auszuwählen, sondern auf möglichst einfache und vollständige Weise die verschiedenen möglichen Optionen zu beschreiben. Sie besteht aus: 1) Bewertung der stündlichen Merkmale der Energienachfrage in der betrachteten Region; 2) Bewertung der in der betrachteten Region potenziell verfügbaren Ressourcen; 3) Schätzung der technischen Merkmale verschiedener Szenarien auf der Grundlage der Einführung intermittierender Energiequellen (Solar- und Windenergie) als Prozentsatz der endgültigen Elektrizitätsnachfrage; 4) Gruppierung der Szenarien mit ähnlichen Merkmalen in Gruppen; 5) Schätzung der Kosten der Energieerzeugung für jede Gruppe von Szenarien unter Berücksichtigung der verschiedenen Technologien, die die in jeder Gruppe von Szenarien ausgewählten Ressourcen nutzen könnten. Die Methode ist in der Lage, eine Liste von Szenarien zu erstellen (wobei jedes Szenario für ein Cluster steht), deren Merkmale so unterschiedlich sind, dass die Entscheidungsträger leicht die Option auswählen können, die ihnen am besten erscheint.

3.4.1 Algorithmus zur Verwaltung von REPM-Speichern und kontrollierbaren Quellen

Das REPM (Regionales Energieplanungsmodell) geht von einer Schätzung des stündlich zu deckenden Strombedarfs aus und variiert dann die Solar- und Windenergieproduktion innerhalb der in der betrachteten Region verfügbaren Grenzen. Durch die Kombination des stündlichen Strombedarfs und der stündlichen Solar- und Windenergieproduktion werden die erforderliche stündliche Speicherung und die zusätzliche Energiezufuhr durch steuerbare Quellen berechnet. Schließlich schätzt das Modell die Energie, die im Falle einer Überproduktion aus der Region exportiert werden könnte (Abbildung 3.10).

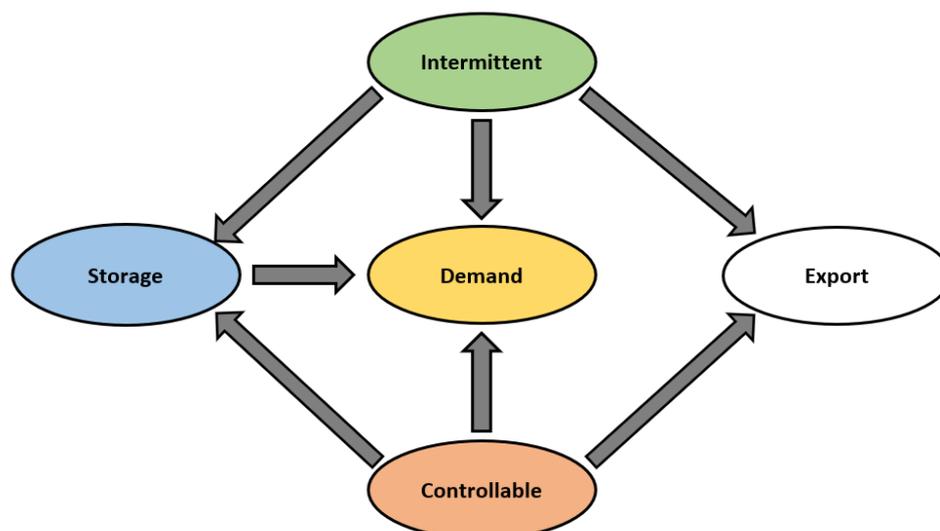


Abbildung 3.10: Energiesystemdiagramm des REPM-Modells

REPM berechnet stündlich die Restenergie (R), die nach der Einspeisung von Solar- und Windenergie in den Strommix noch zur Verfügung steht (Abbildung 3.11).

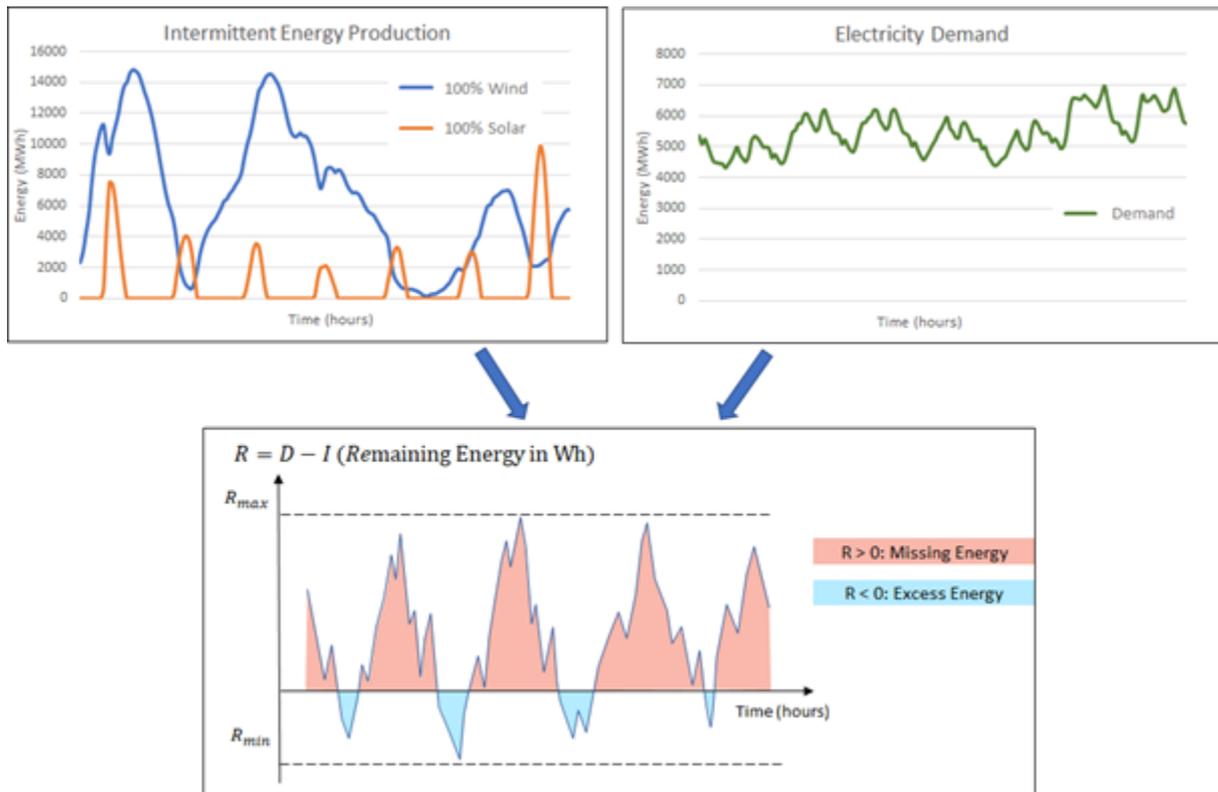


Abbildung 3.11: Berechnung der Restenergie (R), die jede Stunde von REPM aus dem stündlichen Energiebedarf (D , MWh) und der stündlichen intermittierenden Energieerzeugung (I , MWh) durchgeführt wird

Die stündliche Restenergie wird verwendet, um die zeitliche Entwicklung der gespeicherten Energie anhand von zwei verschiedenen Alternativen zu berechnen: "Methode der direkten Freisetzung" und "Methode der Spitzenlastreduzierung" (Abbildung 3.9). In beiden Fällen wird Energie gespeichert, wenn der Bedarf geringer ist als die von Sonne und Wind bereitgestellte Menge ($R < 0$), und freigegeben, wenn der Bedarf mehr als das Angebot von Sonne und Wind erfordert ($R > 0$). Die Energie wird so lange gespeichert, bis die maximale Speicherkapazität erreicht ist ($DS = S_{h+1} - S_h$ die stündliche Speicherschwankung ist gleich R , aber mit der Einschränkung: $0 < S < S_{max}$). Wenn die gespeicherte Energie nicht mehr zur Verfügung steht, weil sie aufgebraucht ist ($S=0$), liefert REPM die fehlende Energie mit Hilfe einer steuerbaren Energiequelle ($C = R$). Beim Algorithmus "Direkte Freigabe" wird die maximale Speicherkapazität (S_{max}) vom Benutzer festgelegt und die Energie freigegeben, sobald die Restenergie positiv ist (Abbildung 6 links). Der "Peak Shaving"-Algorithmus geht mit der Speicherung etwas anders um. Der Nutzer wählt das Niveau der Abschaltung der Restenergiespitzen, das der maximalen Kapazität der steuerbaren Quellen entspricht (C_{max}). Die gespeicherte Energie wird nur zum Zeitpunkt der Restenergiespitzen freigegeben. Die maximale Speicherkapazität wird angepasst, um die zu den Spitzenzeiten freizugebende Energie zu kompensieren (Abbildung 3.12 rechts).

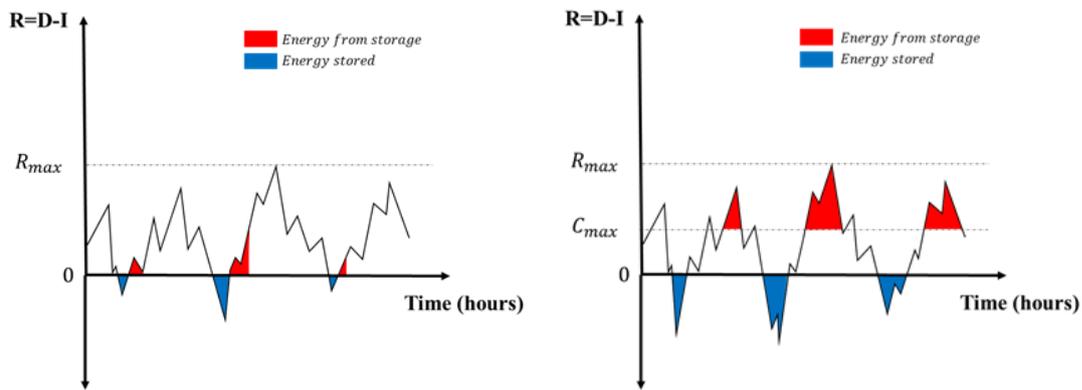


Abbildung 3.12: Last-Dauer-Kurve der Restenergie ($R = D - I$), berechnet mit dem REPM-Modell zur Unterscheidung verschiedener Alternativen zur Verwaltung der Energiespeicherung: Direkte Abgabe (links), Peak Shaving (rechts)

Abbildung 3.13 zeigt die Hauptunterschiede, die bei der Verwendung der beiden verschiedenen Alternativen für das Speichermanagement auftreten. Beim "Peak Shaving" sinkt die Kapazität der steuerbaren Quellen, wenn die Menge der in den Strommix eingebrachten intermittierenden Energie steigt. Sie erreicht Null, wenn die intermittierende Energie die Nachfrage und die Verluste vollständig deckt (etwa 110 % der Nachfrage). Das Stoking nimmt zu, je mehr intermittierende Energie in den Mix eingebracht wird. Sie erreicht ein Maximum, wenn die intermittierende Energie die Nachfrage und die Verluste vollständig deckt. Danach nimmt sie ab, was zeigt, dass die Überproduktion an intermittierender Energie den Bedarf an Speichereinrichtungen ausgleichen kann. Es ist zu beachten, dass bei einem Anteil von weniger als 20 % keine Speicherung erforderlich ist, da die Nachfrage immer höher ist als die intermittierende Erzeugung. "Direkte Freisetzung" zeigt die gleichen Trends wie "Peak Shaving", aber da diese Methode nicht auf Peak Shaving ausgelegt ist, kann sie die Kapazität der steuerbaren Quellen nicht verringern, bevor die intermittierenden Quellen die gesamte Nachfrage decken. Andererseits erfordert diese Methode zwar mehr Kapazität bei den steuerbaren Quellen, aber weniger Kapazität für die Speicherung.

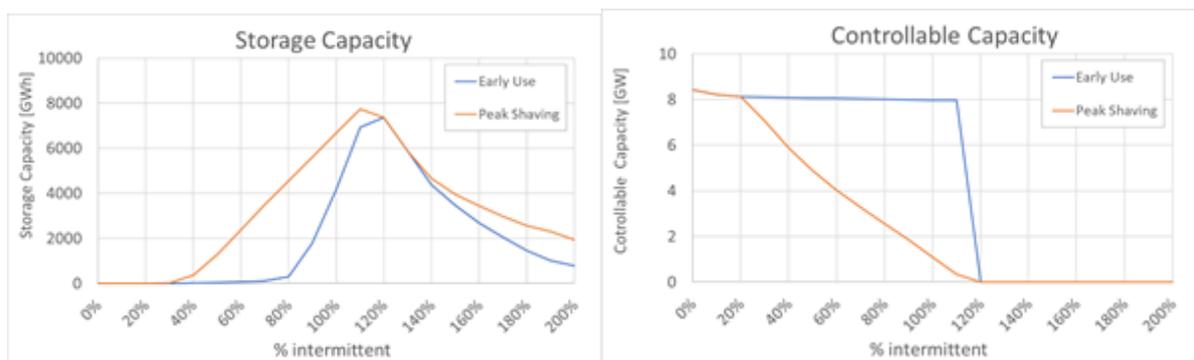


Abbildung 3.13: Speicherkapazität (links) und steuerbare Kapazität (rechts) im Vergleich zur Menge der in den Strommix eingebrachten Solar- und Windenergie (ausgedrückt in Prozent des Strombedarfs) für die Algorithmen "Direkte Freisetzung" (blaue Kurven) und "Peak Shaving" (rote Kurven)

3.4.2 Ergebnisse: Erstellung von REPM-Szenarien

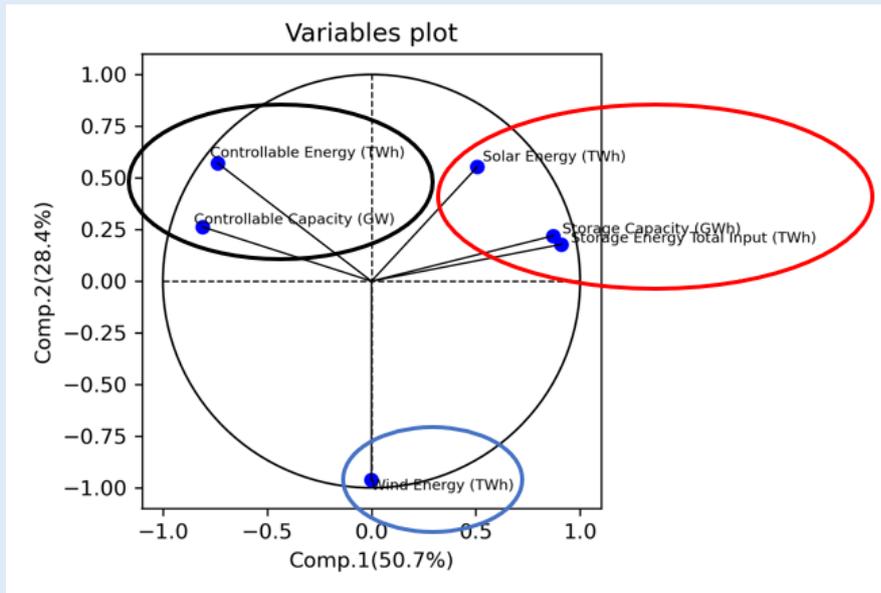
REPM wird verwendet, um eine Reihe möglicher Szenarien zu erstellen, indem die Eigenschaften der Speicherung und der steuerbaren Energie bewertet werden, die sich aus der unterschiedlichen Zufuhr von Energie aus intermittierenden Quellen ergeben. Die Aufteilung zwischen Solar- und Windquellen innerhalb des intermittierenden Anteils wird ebenfalls für einen Bereich von 0 % Solar (100 % Wind) bis 100 % Solar (0 % Wind) bewertet.

Die Charakteristika der Szenarien werden mit Hilfe der beiden Speichermethoden "Direkte Freisetzung" und "Peak-Shaving", aber auch durch Variation der für jede der beiden Methoden spezifischen Parameter, wie z. B. der maximalen Speicherkapazität und der steuerbaren Quellen, erstellt.

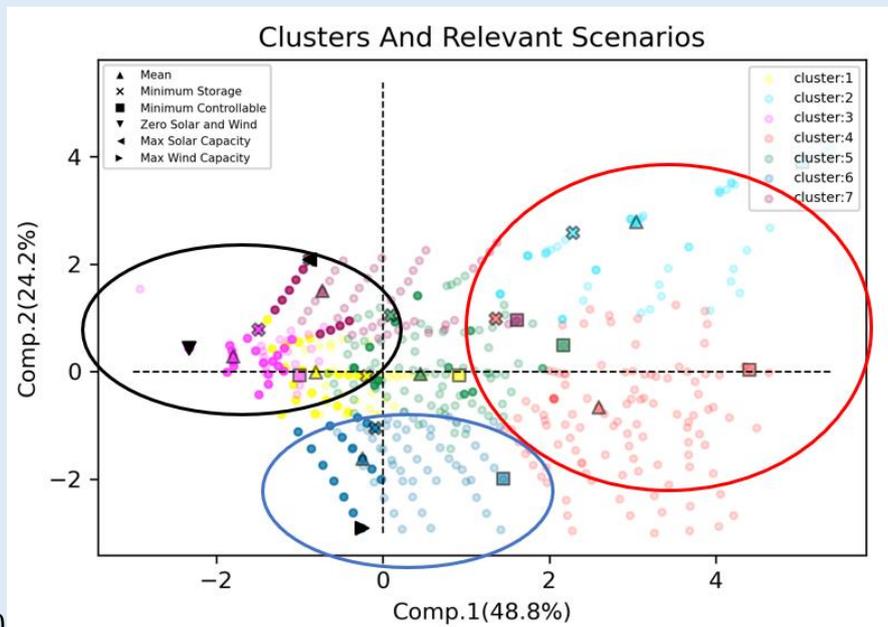
Infolgedessen generiert REPM eine große Anzahl von Szenarien, von denen jedes seine eigenen Merkmale hat, die sich auf die Kosten auswirken, z. B. die Kapazität und die aus intermittierenden Quellen (Wind und Sonne), steuerbaren Quellen und Speichern erzeugte Energie.

Es wurde eine Methodik entwickelt, um alle Szenarien darzustellen und ihre wichtigsten Merkmale zusammenzufassen. In einem ersten Schritt wird eine Hauptkomponentenanalyse (PCA) verwendet, um die Korrelationen zwischen den verschiedenen Merkmalen der Szenarien hervorzuheben. Es zeigt sich, dass die Merkmale der Szenarien durch nur zwei Komponenten, d. h. zwei Achsen, gut zusammengefasst werden können (Abbildung 3.14-a). Entlang der ersten Komponente (horizontale Achse) stehen die Szenarien mit einem hohen Anteil an steuerbaren Ressourcen (links) den Szenarien gegenüber, die in hohem Maße auf Speicherung setzen (rechts). Entlang der zweiten Komponente (vertikale Achse) stehen sich Szenarien mit einem höheren Anteil an Solarenergie (oben) und Szenarien mit einem höheren Anteil an Windenergie (unten) gegenüber. Im zweiten Schritt wird die K-Means-Clustermethode verwendet, um Szenarien mit relativ ähnlichen Merkmalen zu gruppieren. Das Diagramm in Abbildung 3.14-b stellt die verschiedenen Szenarien anhand der beiden PCA-Komponenten dar und zeigt die Verteilung der 7 Cluster, die durch unterschiedliche Farben gekennzeichnet sind. Die Cluster auf der linken Seite des Diagramms enthalten Szenarien, die viele kontrollierbare Quellen verwenden, während die Cluster auf der rechten Seite viel Speicherplatz benötigen. Die Cluster im oberen Teil des Diagramms nutzen mehr Solarenergie, während die im unteren Teil mehr Windenergie nutzen.

Innerhalb jedes der sich ergebenden Cluster wird ein repräsentatives Szenario des Clusters ausgewählt (mittleres Szenario), und die Szenarien mit den Extremwerten in der Gruppe (d. h. das Szenario mit der minimalen Speicher- und steuerbaren Kapazität, der maximalen Solar- und maximalen Windkapazität und das mittlere Szenario) sowie das Szenario "Null", das dem Szenario mit einer Solar- und Windenergiekapazität von Null und somit einer Speicherkapazität von Null entspricht. Dieser Satz von Szenarien innerhalb jedes Clusters wird als "repräsentative Szenarien" bezeichnet.



a)



b)

Abbildung 3.14: Analyse der aus REPM resultierenden Szenarien: a) Darstellung der Korrelation der resultierenden Szenarien mit den Komponenten 1 und 2 der PCA als Achsen und b) projizierte Lage der resultierenden Szenarien auf den PCA-Komponenten 1 und 2. Schwarze Kreise entsprechen Szenarien, die sich durch große regelbare Kapazität und Energie auszeichnen, blaue Kreise Szenarien mit großer Windkapazität und rote Kreise Szenarien mit großer Solar- und Speicherkapazität.

3.4.3 Ergebnisse: Kostenbewertung der REPM-Szenarien

Die jährlichen Gesamtkosten (TAC) der einzelnen Szenarien werden unter Berücksichtigung der Investitions-, Fix-, variablen und Brennstoffkosten bewertet:

$$TAC_t^{(s)} = IC_t^{(s)} * (AC_t + FC_t) + EP_t^{(s)} * \left(VC_t + \frac{FUC_t}{\eta_t} \right) \quad (1)$$

wo,

$IC_t^{(s)}$ ist die installierte Leistung in MW,

AC_t sind die annualisierten Kapitalkosten in \$/MW/Jahr, d. h. die Anfangsinvestition in die Infrastruktur, die sich über die geschätzte Lebensdauer amortisiert,

FC_t sind die jährlichen Fixkosten in \$/MW/Jahr, die den Kosten für den Betrieb des Systems über ein Jahr entsprechen und Personalkosten, Versicherungen, Steuern, Reparaturen oder Ersatzteile umfassen,

$EP_t^{(s)}$ ist die jährliche Energieproduktion in MWh/Jahr,

VC_t sind die jährlichen variablen Kosten in \$/MWh/Jahr, die die Ausgaben im Zusammenhang mit der Veränderung des mittleren Kapazitätsfaktors des Systems umfassen, z. B. Vertragspersonal, verbrauchte Materialien und Kosten für die Entsorgung von Betriebsabfällen pro Jahr, ausgenommen Brennstoffkosten,

FUC_t sind die Kosten der für die Stromerzeugung verbrauchten Brennstoffe in \$/MWh/Jahr, die mit dem Brennstoffnutzungsgrad η_t verwendet werden.

AC_t wird auf der Grundlage der Übernacht-Kapitalkosten der Technologie "t" (CC_t) im Energiemix in \$/MW, der Lebensdauer "l" in Jahren und des Diskontsatzes "r" berechnet:

$$AC_t = CC_t * \frac{r * (1 + r)^l}{(1 + r)^l - 1} \quad (2)$$

r soll sowohl die Depression des Geldes als auch den Wert der Technologie t im Laufe der Zeit berücksichtigen. Für die Analyse der Energiestrategien wird ein r-Wert von 5,77 % verwendet, der auf den in veröffentlichten Studien angegebenen Werten beruht.

Die Kosten der Speicherung werden mit einem Nullwert von FUC_t / η_t (da keine Brennstoffkosten mit der Speicherung verbunden sind) und $ES_t^{(s)}$, der jährlich gespeicherten Energie in MWh/Jahr, berechnet:

$$TAC_t^{(s)} = IC_t^{(s)} * (AC_t + FC_t) + ES_t^{(s)} * (VC_t) \quad (3)$$

Der AC_t der Speicher wird auf der Grundlage der Anzahl der Nutzungsperioden (np , in Jahren der Nutzung der Speicherinfrastruktur) berechnet:

$$AC_t = CC_t * \frac{r * (1 + r)^{np}}{(1 + r)^{np} - 1} \quad (4)$$

"np" wird als das Minimum zwischen der Lebensdauer der Speichertechnologie "l" und dem Verhältnis zwischen den jährlichen Speicherzyklen und den Nutzungszyklen angenommen:

$$np = \min\left(l, \frac{\text{simulated cycles}}{\text{use life cycles}}\right) \quad (5)$$

Die annualisierten Gesamtkosten des Szenarios "s" ($TAC^{(s)}$) ergeben sich aus der Summe der $TAC^{(s)}$ für alle Technologien.

Abbildung 3.15 zeigt die Kostenbewertung in einer recht einfachen Situation, in der die steuerbare Energie vollständig durch Gas- und Dampfturbinen (GuD), die Speicherung durch große Betontürme und die intermittierende Energie durch Windturbinen und photovoltaische Solarzellen bereitgestellt wird. Die Diagramme werden für die weniger kostspieligen Szenarien jedes Clusters erstellt (einschließlich des Szenarios Null, das keine intermittierenden Energiequellen verwendet).

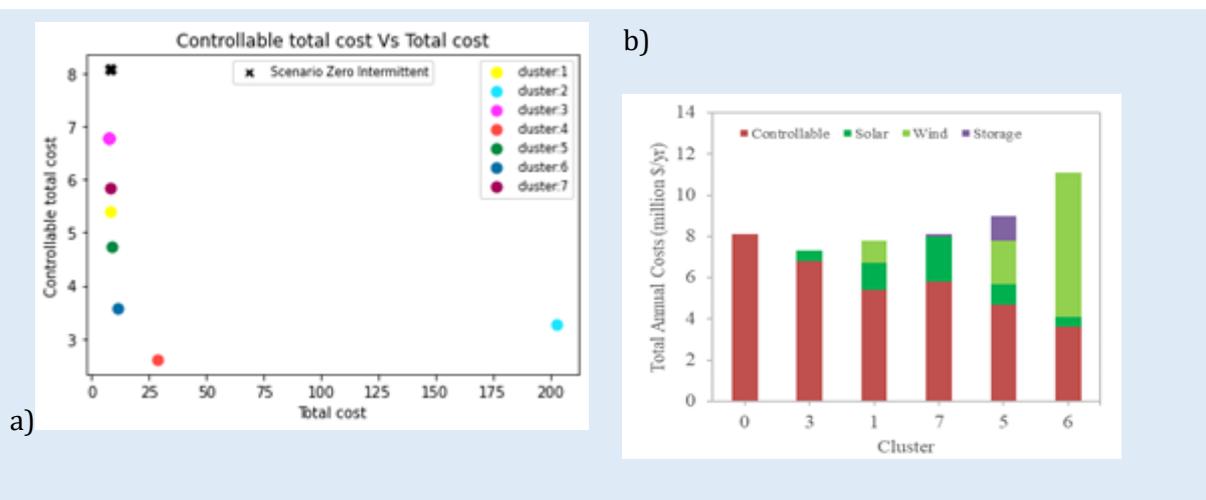


Abbildung 3.15 Kosten der steuerbaren und Gesamtkosten für die Szenarien mit der geringsten TAC in jedem Cluster und das Szenario ohne intermittierende Energiequellen im System, wobei als Referenztechnologien horizontale Windturbinen und photovoltaische Solarpaneele für die intermittierenden Energiequellen und für die steuerbaren und speicherbaren, Gas- und Dampfturbinen (GuD) und große Betontürme verwendet werden. Die Kosten werden in Milliarden US Dollar pro Jahr angegeben.

Abbildung 3.15-a zeigt, dass die jährlichen Gesamtkosten von Cluster 4 und 2 deutlich höher sind als die der anderen Cluster. Diese beiden Cluster verbrauchen eine große Menge an Solarenergie und benötigen große Speicherkapazitäten (Abbildung 3.14). Aufgrund ihrer prohibitiven Gesamtkosten erscheinen sie nicht in den Grafiken in Abbildung 3.12-b, die die Aufteilung der Kosten zwischen den steuerbaren, solaren und windigen Quellen und der Speicherung für das günstigste Szenario jedes Clusters zeigen. Die Kosten für die steuerbaren Ressourcen nehmen ab, wenn immer mehr Energie aus intermittierenden Ressourcen erzeugt

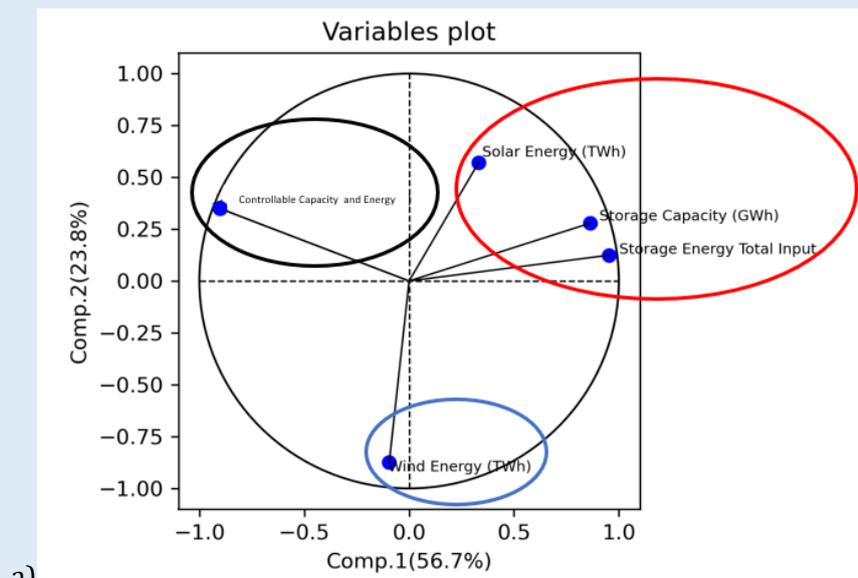
wird. Die jährlichen Gesamtkosten werden teurer als in Szenario 0, wenn eine große Menge an intermittierenden Ressourcen in den Mix eingebracht wird (Cluster 5 und 6). In einer solchen Situation stellt das Modell fest, dass mehr Windenergie als Solarenergie benötigt wird.

3.4.3 Ergebnisse: PERSEUS-Szenario gegenüber REPM-Szenarien

REPM ermöglicht die Modellierung verschiedener Szenarien, während die PERSEUS-Ergebnisse einem Szenario mit sehr spezifischen Bedingungen für die Energiespeicherung entsprechen. Das PERSEUS-Szenario wurde simuliert und in die Projektion der aus REPM resultierenden Szenarien einbezogen (Abbildung 3.13). Wir verwendeten die entwickelte Methodik auf der Grundlage der PCA- und K-Means-Methoden, um die Lage des PERSEUS-Szenarios im Verhältnis zu den aus REPM resultierenden Szenarien zu kartieren.

Die PERSEUS-Szenarien befinden sich in den schwarzen Kreisen im oberen linken Teil von Abbildung 3.13. Das bedeutet, dass das von PERSEUS ermittelte Szenario einen hohen Anteil an steuerbarer Energieerzeugung aufweist, d. h., dass es die gesamte oder den größten Teil der steuerbaren installierten Kapazität beibehält, und dass der intermittierende Anteil eher auf die Solarenergie als auf die Windkraft zurückzuführen ist. Im Vergleich zu den von REPM ermittelten Szenarien nutzt PERSEUS weniger Speicherkapazität.

Unterschiede wurden bei der Methode der Speicherverwaltung festgestellt. REPM nutzt die Speicher für ein kontrollierbares Spitzenausgleichsmanagement. Angewandt auf ein Energiesystem, das auf Kernenergie basiert, kann es dazu beitragen, den Bedarf an Kernkraftkapazität zu reduzieren. Wir haben festgestellt, dass im PERSEUS-Modell das Speichersystem, wenn kein Bedarf an Spitzenabdeckung besteht, immer dann betrieben werden kann, wenn es benötigt wird, und zwar innerhalb der Grenzen der Kapazität, die eine höhere Nutzungsfrequenz (größere Anzahl von Zyklen) ermöglicht. Auf diese Weise könnten weitere wirtschaftlich optimierte Szenarien für den Einsatz von Speichern in Betracht gezogen werden. Mit weniger Speicherbeschränkungen verwenden die kostengünstigsten REPM-Szenarien weniger steuerbare Energie und neigen dazu, die Speicherung zu reduzieren, indem die Winderzeugung auf Kosten der Solarerzeugung erhöht wird.



a)

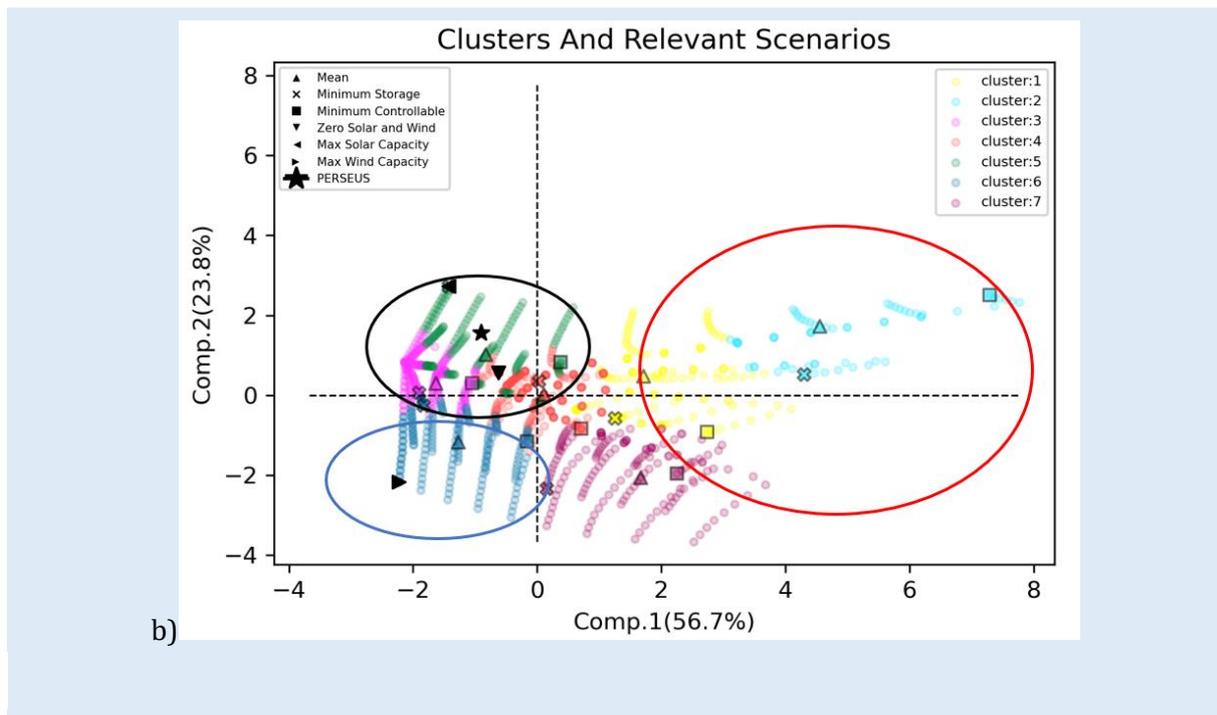


Abbildung 3.16 Vergleich zwischen PERSEUS- und REPM-Ergebnissen: a) Darstellung der Korrelation zwischen den Szenarien und den Komponenten 1 und 2 der PCA und b) projizierte Lage der Cluster und der daraus resultierenden Szenarien auf den PCA-Komponenten 1 und 2. Die schwarzen Kreise entsprechen den Szenarien, die sich durch eine große steuerbare Kapazität und Energie auszeichnen, die blauen Kreise den Szenarien mit großer Windkapazität und die roten Kreise den Szenarien mit großer Solar- und Speicherkapazität. Es sind repräsentative Szenarien jedes Clusters enthalten. Die Projektion des Szenarios, das den Ergebnissen des PERSEUS-Modells entspricht, ist dargestellt; es befindet sich im Cluster 5 innerhalb des schwarzen Kreises. Die dargestellten Szenarien entsprechen: $\gamma = 100\%$ & $\eta_{\text{StoToDem}} = 40\%$. Die Nachfrage, die als Input für REPM verwendet wird, entspricht demselben Profil, das für PERSEUS verwendet wurde

3.4.4 Schlussfolgerungen

Die Energiebilanz der Oberrheinregion ist in hohem Maße von der Einfuhr fossiler Ressourcen abhängig. Im Rahmen des RES-TMO-Projekts wurde eine neue Methodik getestet, um zu bewerten, wie lokale Strategien zur Erzeugung erneuerbarer Energien den Strombedarf der Oberrheinregion zu 100 % decken könnten. Die Berechnung des Potenzials der Wind- und Solarenergieerzeugung in der Oberrheinregion zeigt, dass dieses Potenzial ausreicht, um 100 % des Strombedarfs oder sogar mehr zu decken. Es wurde eine große Anzahl von Szenarien entwickelt, in denen die Menge der intermittierenden Energiequellen (Sonne und Wind), die in den Strommix eingebracht werden, variiert und die zur Deckung des Energiebedarfs erforderliche Speicher- und Regelenergie berechnet wurde.

Die Szenarien wurden in Clustern sortiert. Dann wurde jedem Szenario eine Reihe von Technologien zugeordnet, um die jährlichen Gesamtkosten für jedes Szenario zu berechnen (eine Technologie zur Erzeugung der steuerbaren Ressourcen und eine andere zur Gewährleistung der Speicherung). Das günstigste Szenario wurde als "repräsentatives Szenario" für jeden Cluster ausgewählt. Die Ergebnisse haben gezeigt, dass die Kosten für die steuerbaren Ressourcen sinken, wenn immer mehr Energie durch intermittierende Ressourcen erzeugt wird. Die jährlichen Gesamtkosten der Szenarien werden teurer als das Szenario, das nur steuerbare Quellen verwendet, wenn eine große Menge an intermittierenden Ressourcen in den Mix eingebracht wird. In einer solchen Situation zeigt das REPM-Modell, dass mehr Windenergie als Solarenergie benötigt wird. Es ist jedoch wichtig anzumerken, dass

sich das REPM-Modell nur auf die regionale Energieerzeugung der URR konzentriert und den potenziellen Energieaustausch mit anderen Regionen noch nicht berücksichtigt. Die Analyse der verschiedenen möglichen Szenarien muss noch verbessert werden, indem die Möglichkeit eingeführt wird, eine Reihe von Technologien für die Erzeugung von steuerbarer Energie sowie für die Speicherung zu berücksichtigen.

Kapitel 4. Arbeitspaket 7: Datensicherheit in Smart Grids in der TMO

4.1 Europäische Regeln für die Sicherheit von Energiedaten

Die Europäische Kommission plant die Einrichtung einer neuen gemeinsamen Cyber-Einheit zur Bekämpfung der zunehmenden Zahl schwerwiegender Cybervorfälle. Diese betreffen öffentliche Dienste, Unternehmen und Bürger in der gesamten EU und nehmen in Anzahl, Umfang und Auswirkungen zu. Um diesen ernststen Bedrohungen für unsere Sicherheit zu begegnen, sind daher fortschrittliche und koordinierte Maßnahmen im Bereich der Cybersicherheit erforderlich. Die EU hat versucht, dieses Problem unter anderem durch die EU-Richtlinien zur Netz- und Informationssicherheit (NIS) und zur allgemeinen Datenschutzverordnung (GDPR) anzugehen.

Alle relevanten EU-Akteure müssen bereit sein, gemeinsam zu reagieren und einschlägige Informationen weiterzugeben, und zwar nach dem Grundsatz der Prämisse "teilen müssen" und nicht "wissen müssen". In der Wertschöpfungskette der Energiewirtschaft müssen Regierungen, Versorgungsunternehmen und andere Akteure proaktiv nach Lösungen für die sich entwickelnden Cyberbedrohungen suchen. Dies kann durch eine langfristige Verpflichtung zur Zusammenarbeit und Partnerschaft unterstützt werden.

In der Praxis bedeutet dies, dass die Koordinierung zwischen den Mitgliedstaaten von entscheidender Bedeutung ist, damit sie die NIS-Richtlinie einhalten können. Dies erfordert nicht nur eine Zusammenarbeit auf nationaler Ebene zwischen dem einheitlichen Ansprechpartner jedes Mitgliedstaats und den CSIRTs (Computer Security Incident Response Teams), sondern auch zwischen den Regierungen und Durchsetzungsbehörden der Mitgliedstaaten.

Die Funktionalitäten intelligenter Anwendungen sind in offiziellen Normen, die in der Regel quantifizierende Kriterien in Form von technischen Spezifikationen definieren und vorschreiben, nicht klar umrissen. Aus diesem Grund ist es dringend erforderlich, an der Normung zu arbeiten, insbesondere für die wichtigsten Bestandteile des intelligenten Stromnetzes.

Richtlinien - das Rechtsinstrument der EU - haben jedoch einen inhärenten Schwachpunkt, da sie in die nationalen Rechtsvorschriften der einzelnen Mitgliedstaaten umgesetzt werden müssen. Dies führt unweigerlich zu weiteren Schwierigkeiten bei der Schaffung eines harmonisierten und hohen gemeinsamen Niveaus der Sicherheit von Netz- und Informationssystemen in der EU.

Daher ist ein besser koordinierter Ansatz für die Krisenreaktion erforderlich, damit die Mitgliedstaaten relevante kritische Informationen umgehend untereinander austauschen. Ebenso wichtig ist, dass die Botschaften an die Öffentlichkeit abgestimmt und kohärent sind, damit die schädlichen Auswirkungen von Cyberangriffen eingedämmt werden können.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die NIS-Richtlinie als Grundlage für die Cybersicherheit kritischer Infrastrukturen angesehen wird, wobei der Schwerpunkt auf Maßnahmen wie der Einrichtung von CSIRTs in den Mitgliedstaaten und deren Koordinierung durch ein CSIRT-Netzwerk liegt. Jede zusätzliche Regulierung sollte auf den durch die NIS- und die GDPR-Richtlinie geschaffenen Rahmen aufbauen und diesen ergänzen.

4.2 Umfrageantworten der Stromnetzbetreiber

Diese Arbeit wurde durch Umfragen auf der Grundlage mehrerer Einzelinterviews mit Vertretern der wichtigsten Energieunternehmen der Oberrheinregion (URR) sowie durch Stakeholder-Workshops mit Stromnetzbetreibern unterstützt. Diese trugen zur Klärung ihrer

Einstellung zur Energiedezentralisierung im Hinblick auf die regionale Energieresilienz durch dezentrale erneuerbare Energieressourcen (kleine bis mittelgroße erneuerbare Energieerzeugung) und ihre Bedenken, erwarteten Herausforderungen, Zukunftspläne und Entwicklungsperspektiven.

Die Umstellung des Stromsystems auf intelligente Netze stellt eine Herausforderung für die Entwicklung der Stromverteilungsnetze dar. Da die Berücksichtigung der Marktinteressen der Stakeholder und Akteure für eine erfolgreiche Modernisierung des Stromnetzes von entscheidender Bedeutung ist, können ihre Meinungen und Erfahrungen den politischen Entscheidungsträgern besonders wertvolle Erkenntnisse liefern. Dies gilt insbesondere für technologische Fragen im Zusammenhang mit der Integration und Nutzung dezentraler Energieressourcen (DER) sowie für die Netzoptimierung und -sicherheit (Sirviö et al., 2021).

Um die Cyber-Resilienz von Elektrizitätssystemen zu verbessern, müssen die politischen Entscheidungsträger zunächst das Bewusstsein schärfen und mit den Beteiligten zusammenarbeiten, um aufkommende Schwachstellen und Gefahren kontinuierlich zu erkennen, zu bewältigen und zu kommunizieren. Politische Entscheidungsträger sind auch in einer einzigartigen Position, um die sektorübergreifende Zusammenarbeit zu fördern, Informationsaustauschprogramme zu organisieren und Forschungsinitiativen in der Stromwirtschaft und darüber hinaus zu unterstützen. Die Zusammenarbeit im gesamten Ökosystem kann zu einem besseren Verständnis der Gefahren beitragen, die von den einzelnen Akteuren für das Ökosystem ausgehen, und auch umgekehrt.

Es gibt eine Fülle von Risikomanagement-Tools, Sicherheitsrahmen, technischen Lösungen und Methoden zur Selbstbewertung, aus denen man wählen kann. Politische Entscheidungsträger und Führungskräfte aus der Wirtschaft müssen das verwenden, was für ihre Situation relevant ist, und Resilienz als einen fortlaufenden Prozess und nicht als ein einmaliges Ereignis betrachten. Sowohl politische Entscheidungsträger als auch die Wirtschaft sollten sich zu einem kooperativen Ansatz verpflichten, der auf ständigen Gesprächen beruht.

Auch wenn eine vollständige Verhinderung von Cyberangriffen unmöglich ist, können Elektrizitätssysteme widerstandsfähiger gemacht werden, indem sie so konzipiert werden, dass sie Erschütterungen standhalten und in der Lage sind, diese schnell zu absorbieren, sich zu erholen oder sich anzupassen, wobei die Kontinuität des Betriebs kritischer Infrastrukturen oder zumindest eines großen Teils davon aufrechterhalten wird. Es ist von entscheidender Bedeutung, sich an neue Technologien sowie an neue Gefahren und Bedrohungen anpassen zu können.

Regierungen auf der ganzen Welt können die Cyber-Resilienz durch eine Vielzahl von Strategien und Vorschriften verbessern, die von sehr präskriptiven bis hin zu rahmenorientierten, leistungsbezogenen Methoden reichen. Stärker präskriptive Ansätze haben den Vorteil, dass sie eine effizientere Überwachung der Einhaltung der Vorschriften ermöglichen, aber sie können mit den sich entwickelnden Cyber-Bedrohungen nicht Schritt halten. Weniger präskriptive, rahmenbasierte Ansätze ermöglichen unterschiedliche Ansätze und Umsetzungsgeschwindigkeiten in den verschiedenen Rechtsordnungen, werfen aber auch die Frage auf, wie ein kohärenter und starker grenzüberschreitender Cybersicherheitsansatz entwickelt werden kann, der nachweislich eine wirksame Wirkung hat. Unter Berücksichtigung des globalen Charakters der Risiken sollten die Umsetzungstechniken an die nationalen Gegebenheiten angepasst werden (Marron et al., 2019).

Aufgrund des globalen und schnellen Charakters des Internets ist die internationale Zusammenarbeit besonders wichtig - ein Angriff auf ein einzelnes Objekt kann sich schnell über den ganzen Globus verbreiten. Internationale Organisationen und politische Entscheidungsträger spielen eine entscheidende Rolle bei der Förderung der internationalen

Zusammenarbeit. Die Zusammenarbeit zwischen allen wichtigen Interessengruppen, von politischen Entscheidungsträgern und Regulierungsbehörden bis hin zu einzelnen Versorgungsunternehmen und Anbietern elektrischer Geräte, sollte eine Priorität sein.

Eine Umfrage unter 947 Organisationen, die als Betreiber wesentlicher Dienste (OES) und Anbieter digitaler Dienste (DSP) identifiziert wurden, wurde im November 2021 in den 27 Mitgliedstaaten durchgeführt (Agentur der Europäischen Union für Cybersicherheit, 2021). Knapp die Hälfte der Befragten gab an, dass die EU-Richtlinie zur Netz- und Informationssicherheit (NIS) erhebliche positive Auswirkungen hat. Die Umfrage ergab auch, dass die überwiegende Mehrheit der Befragten der Ansicht ist, dass ihre Informationssicherheitskontrollen den Branchenstandards entsprechen oder diese übertreffen.

Aus finanzieller Sicht betonten jedoch die meisten Teilnehmer (67 %), dass die Umsetzung der NIS-Richtlinie ein separates Budget erforderte, das im Durchschnitt auf 40 000 EUR geschätzt wurde, was 5,1 % ihres Gesamtbudgets für Informationssicherheit entsprach und zusätzliche Vollzeitkräfte erforderte.

4.3 Vorhersagemodelle für Datensicherheitsschwachstellen in der TMO

In den letzten zehn Jahren haben sich die Energieinfrastrukturen, insbesondere die Elektrizitätsinfrastrukturen, erheblich verändert. Sie sind gekennzeichnet durch den Übergang von einem System, in dem sich die auf fossilen Brennstoffen basierende Erzeugung an den Verbrauch der Nutzer anpasst, zu einem System, in dem verschiedene Arten von Nutzern - Erzeuger, Verbraucher und diejenigen, die beides tun - gesteuert werden. (Canaan et al., 2020)

Eine weitere Entwicklung ist die umfassende Digitalisierung der gesamten Infrastruktur, um ein immer komplizierteres System zu optimieren, fernzusteuern und zu überwachen. Darüber hinaus steigt der Bedarf an Energieeffizienz und -optimierung, um der weltweit steigenden Energienachfrage und dem Klimawandel zu begegnen. Demand-Response-Dienste werden den Nutzern angeboten, um ihnen zu helfen, Energie zu sparen, indem sie ihren Verbrauch optimieren, z. B. indem sie ihren Stromverbrauch in Spitzenzeiten reduzieren oder ändern. Diese Dienste stützen sich auf vernetzte intelligente Geräte wie Sensoren und Aktoren, die in vielen Haushalten eingesetzt werden, um den Energieverbrauch zu überwachen und den Verbrauch von Energieanlagen zu begrenzen, um eine Überlastung zu vermeiden. Es wird erwartet, dass diese intelligenten Geräte, die oft als Internet der Dinge bezeichnet werden, in den kommenden Jahren in die Milliarden gehen werden. Zu den Vorteilen dieses Wandels dürfte eine kostengünstigere, langfristige und zuverlässige Energiequelle gehören. (Canaan et al., 2020)

Gleichzeitig werden die Energiesysteme immer anfälliger für Cyberangriffe. Aufgrund des weit verbreiteten Einsatzes von IKT (Informations- und Kommunikationstechnologien) und neuen Datenschnittstellen wie neuen und verbindungsorientierten Zählern, Kollektoren und anderen intelligenten Geräten vergrößert sich die Angriffsfläche und bietet Angreifern neue Eintrittspforten. Darüber hinaus sind Energiesysteme für Angreifer ein hochwirksames Ziel, um beispielsweise große Versorgungsunterbrechungen zu verursachen oder an wichtige Informationen zu gelangen. Die zunehmende Menge an privaten, sensiblen Verbraucherdaten, die Dienstleistern, Versorgungsunternehmen und Drittanbietern zur Verfügung stehen, kann ein potenzieller Grund für Cyberangriffe sein. Laut einer von der ENISA (Agentur der Europäischen Union für Cybersicherheit) im August 2016 veröffentlichten Studie, in der die Kosten von Cybersicherheitsvorfällen, die lebenswichtige Informationsinfrastrukturen

betreffen, gemessen wurden, scheint der Energiesektor einer der drei am stärksten betroffenen Sektoren mit den höchsten Vorkosten zu sein. (Canaan et al., 2020)

4.4 Empfehlungen zum trinationalen Schutz vor Cyberangriffen zur Verbesserung der Energiesicherheit

Im Vergleich zum teilweise robusten konventionellen Stromsystem steckt die Forschung zur Verbesserung der Sicherheit des elektrischen Stromdatensystems noch in den Kinderschuhen, und es gibt viele unentdeckte Sicherheitslücken.

Die Komplexität der aktuellen Stromnetze und die kritische Rolle, die sie in jedem Bereich spielen, stellen eine zweiseitige Herausforderung dar, vor allem wenn eine neu eingeführte Technologie selbst die Quelle einer Bedrohung sein könnte.

Elektrizitätssysteme arbeiten in Echtzeit, wobei Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit an erster Stelle stehen. Industrielle Stromsteuerungssysteme müssen in Sekundenbruchteilen reagieren, was den Einsatz von Cybersicherheitsprozessen wie Authentifizierung erforderlich macht, um sicherzustellen, dass die zugrunde liegenden industriellen Steuerungssystemfunktionen reibungslos ablaufen. Aufgrund des Echtzeitcharakters der Elektrizität sind grundlegende Cybersicherheitsvorgänge wie Patching und Neustart komplizierter als bei weniger kritischen Situationen, bei denen es einfach ist, den Betrieb für eine kurze Zeitspanne einzustellen.

Elektrische Systeme sind ebenfalls anfällig für Kaskadeneffekte und können durch Angriffe auf ihre digitalen und physischen Systeme beeinträchtigt werden. Ein Ausfall, der in einem bestimmten Teil des Systems verursacht wird, kann an anderer Stelle zu Problemen führen, und ein einzelnes Ereignis kann sich, wie bei anderen Fragen der Energiesicherheit, kaskadenartig auf das gesamte Stromnetz auswirken und zu weitreichenden Störungen führen.

Die Entwicklung und der Einsatz von CPS (Cyber Physical System) und IoT (Internet der Dinge) befinden sich an einem Scheideweg. Eine Vielzahl neuer Geräte wurde durch Fortschritte in den Bereichen Vernetzung, Verarbeitung, Sensorik und Kontrollsysteme ermöglicht. Diese Technologien werden jetzt entwickelt und eingesetzt, aber die Sicherheit wird häufig auf später verschoben. Funktionelle Anforderungen und schnelllebige Märkte führen dazu, dass sich Industrie- und Designtrends schnell ändern, und Standards beginnen sich erst jetzt zu entwickeln. Da viele bereits im Einsatz befindliche Technologien eine Lebensdauer von mehreren Jahrzehnten haben, werden sich die aktuellen Designentscheidungen in den nächsten Jahrzehnten auf das Transportwesen, das Gesundheitswesen, die Gebäudesteuerung, die Notfallhilfe, den Energiesektor und andere Bereiche auswirken.

Neue Arten von Kommunikations- und Datenverwaltungssystemen müssen nicht nur mit den verschiedenen aufkommenden Medientrends und intelligenten Geräten (z. B. computer- oder mikroprozessorbasiert) umgehen können, sondern auch mit den bestehenden Altsystemen in einer Weise, die skalierbar und vor allem resistent gegen Cyberangriffe ist. Zu diesem Zweck müssen die intelligenten Netze eine ergänzende Lösung darstellen und dürfen sie nicht ausschließen oder verdrängen. Diese technischen Unwägbarkeiten und die zusätzlichen Investitionskosten haben dazu geführt, dass sich die Energieversorgungsunternehmen politisch gegen diese Umstellung sträuben.

Europa arbeitet seit 2005 an der Energiewende und an intelligenten Netzen, angefangen mit der Schaffung der Technologieplattform für intelligente Netze. Es gab auch mehrere Initiativen,

die experimentelle Testumgebungen für Smart-Grid-Lösungen entwickelt haben, die darauf abzielen, die kritischsten Herausforderungen und Potenziale, die mit dieser Entwicklung einhergehen, und ihren Einfluss auf die europäischen Stromsysteme aufzuzeigen. Eine weitergehende und ganzheitlichere Analyse, die auf einem tiefgreifenden technischen Verständnis jeder einzelnen Systemarchitektur beruht und die Auswirkungen sowohl sozialer als auch wirtschaftlicher Aspekte auf solche heterogenen Systeme einbezieht, steht jedoch noch aus, um zwischen den bestehenden Ansätzen und Piloterfahrungen abwägen zu können und eine einzigartige und gültige Erfahrung zu wählen, die sich für eine Ausweitung und Replikation eignet.

Ein vielversprechender Ansatz zur Überwindung der meisten bisherigen Probleme sind Energiegemeinschaften, in denen die aktuellen Netzprobleme auf koordinierte Weise bewältigt werden, so dass eine kostspielige Netzverstärkung vermieden und gleichzeitig die angestrebten Werte des intelligenten Netzes aufrechterhalten werden. Aus diesem Grund können wir uns das künftige intelligente Netz als eine Art Aggregation mehrerer integrierter Einheiten oder Microgrids vorstellen, die über eine zuverlässige kommunikationsbasierte Schicht überwacht, kontrolliert und gesteuert werden. Dementsprechend ist das zunehmende Interesse an der Entwicklung von Mikronetzen als Kern der intelligenten Netzsysteme völlig gerechtfertigt, auch wenn diese zunehmende Interdependenz zwischen physischen und nicht-physischen Komponenten des Stromnetzes, die die so genannten cyber-physischen Systeme bilden, eine ganz neue Ebene von Komplikationen aufwirft.

Der Arbeit an der Anwendung von intelligenten Netzen fehlt es im Allgemeinen an Überschneidungen, und sie wird in der Forschung immer noch in getrennten Bereichen behandelt. Obwohl die Verwendung des Mikronetzmodells für die Durchführung von Experimenten zur cyber-physischen Sicherheit viele praktische Gründe hat, die auf die wichtige Rolle zurückzuführen sind, die es bei der Entwicklung intelligenter Netze, regionaler Resilienz und der Erleichterung der Einführung kleiner, mittelgroßer Einheiten zur Erzeugung erneuerbarer Energien spielt, wurde der Kontext des Mikronetzes hauptsächlich aufgrund der relativen Einfachheit bei der Erfassung und Aufzeichnung von Eingriffen, sei es in Form eines injizierten Angriffs oder einer Steuerungsänderung, herangezogen. So haben beispielsweise die "inselförmigen Mikronetze", die in einer ganzen Reihe von Beiträgen behandelt werden, insbesondere der Gleichstromtyp, unbestreitbare Vorteile in Bezug auf die Autonomie. Allerdings bleiben uns dann nur speziell zugeschnittene Methoden und Lösungen, die nicht unbedingt für alle Fälle geeignet sind. Dies spiegelt die hohe Komplexität wider, die für die Durchführung von Experimenten und die Entwicklung von Testumgebungen erforderlich ist, die der tatsächlichen Topologie des intelligenten Netzes entsprechen. Ganz zu schweigen von der mangelnden Bereitschaft der Netzbetreiber, jegliche Art von Daten, die die Integrität ihrer Systeme beeinträchtigen könnten, öffentlich zu machen.

Im Großen und Ganzen sind Cybersicherheitsmaßnahmen für Energiesysteme immer noch als Zubehör und nicht als integrierte Funktion zu sehen. Insbesondere die mit der Elektrizität verbundenen Geräte, die sich exponentiell weiterentwickeln, machen es für Cyberabwehrmechanismen extrem schwierig, mit dieser Entwicklung Schritt zu halten, da es keine aktuellen Normen und gemeinsamen Markttrends gibt. Zumindest erfordert die Sicherung des intelligenten Stromnetzes einen multidisziplinären Ansatz, und die wirtschaftliche und soziale Entwicklung sind in der Regel vergessene oder vernachlässigte Aspekte dieses Prozesses. Selbst die bemerkenswertesten technologischen Erfindungen sind nutzlos, wenn sie nicht von den Kunden angenommen werden.

Andererseits sind die Verankerung einer Kultur der Cyber-Hygiene und die Umsetzung von Risikomanagement-Strategien für eine cyber-resistente Anwendung des intensivierten digitalen modernen Lebens in allen Sektoren, einschließlich des Energiesystems, äußerst

wichtig, wobei ein wachsender Bedarf an sektorspezifischen Charakterisierungsmethoden besteht.

Eine strategische Priorität, an der in Europa gearbeitet werden muss, ist die Aneignung von Kompetenzen, um die Cybersicherheit im Energiesektor zu gewährleisten und die Forschung in der Energiebranche zu fördern.

III. Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse der Analyse des soziokulturellen, rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmens

Kapitel 5. Arbeitspaket 4: Analyse der soziokulturellen Bedingungen und Integration der Ansichten der Stakeholder

Das Arbeitspaket 4 (WP4) untersuchte die soziokulturellen Bedingungen (Baggioni *et al.*, 2019) für die Entwicklung eines erneuerbaren Energiesystems in der Oberrheinregion (Hamman & Vuilleumier, 2019 für einen Überblick; Pohn, 2016, der sich mit der Anti-Atom-Bewegung am Oberrhein befasst), um die Bedingungen besser zu verstehen, die für die Schlüsselakteure (z. B. Energieversorger, Netzbetreiber, Verbände) erforderlich sind, um grenzüberschreitend zusammenzuarbeiten. z. B. Energieversorger, Netzbetreiber, Verbände) für eine grenzüberschreitende Zusammenarbeit sowie die Akzeptanz sozialer Innovationen, die die Bürger (Bally, 2015; Bauwens *et al.*, 2016; Assié, 2021) in die lokale Erzeugung erneuerbarer Energien einbeziehen (Christen & Hamman, 2015a, 2015b; Pellegrini-Masini, 2020).



Abbildung 5.1: Eine Karte mit den wichtigsten Akteuren des öffentlichen und privaten Sektors in der TMO-Region

Was unsere Hauptergebnisse betrifft, so sind alle europäischen Politiken der Ansicht, dass die Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien am Energiemix eine Voraussetzung für die Dekarbonisierung der Energiesysteme ist, um die klimapolitischen Ziele zu erreichen (Evrard, 2013; Christen *et al.*, 2014; Bafoil, 2016). Die EU-Mitgliedstaaten haben sich insbesondere verpflichtet, die Kohlendioxidemissionen bis 2050 um 80 % zu reduzieren. Trotz dieses gemeinsamen Ziels bewegen sich alle Länder mit unterschiedlicher Geschwindigkeit darauf zu.

Der Anteil der erneuerbaren Energien am Strommix ist in Frankreich (24,1 %), Deutschland (45,7 %) und der Schweiz (61 %) sehr unterschiedlich, sowohl insgesamt als auch in Bezug auf die verwendeten Energieträger (siehe Grafiken unten):

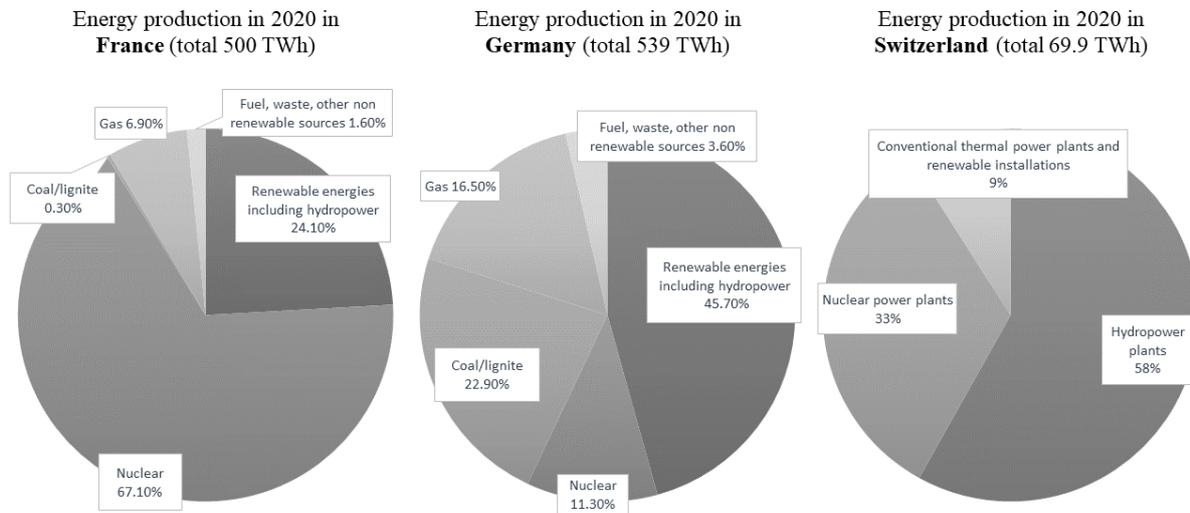


Abbildung 5.2: Nettostromerzeugung im Jahr 2020 in den französischen, deutschen und schweizerischen Großstädten, © Sophie Henck, UMR SAGE, 2022 (siehe: <https://allemagne-energies.com/bilans-energetiques/> ; und <https://www.admin.ch/gov/fr/accueil/documentation/communiqués.msg-id-83135.html>)

In Deutschland (Gailing & Moss, 2016; Bourgeois, 2011; Gamberini, 2016) sind Solar- und Windenergie stärker entwickelt worden, und die deutschen Gebiete am Oberrhein dienen oft als Vorbild für grenzüberschreitende französische und schweizerische Gebiete (Burger & Weinmann, 2013; Lestrade & Salles, 2019). Die am häufigsten genannte Variable ist der Strompreis, der in Deutschland höher ist als in Frankreich, was der Grund für die Förderung der rentableren Solarenergie sein könnte.

In Deutschland verdankt die Solarenergie einen großen Teil ihrer Entwicklung den Bürgerinitiativen. Die günstigen regulatorischen Rahmenbedingungen, die durch die Dezentralisierung und Liberalisierung des Energiemarktes in den 1990er Jahren entstanden sind, haben zu einer Vervielfachung solcher Initiativen geführt. Bürgerprotestbewegungen gegen die Kernenergie, die in Deutschland von Anfang an aktiv waren (insbesondere am Oberrhein (Pohl, 2016) und nach der Nuklearkatastrophe von Fukushima 2011 an Dynamik gewonnen haben, haben die Bemühungen um alternative Energiequellen (Gamberini, 2016) und die Gründung zahlreicher Bürgerenergiegenossenschaften auf kommunaler und interkommunaler Ebene verstärkt. Diese wichtige Entwicklung der Bürgerenergiegenossenschaften auf der deutschen Seite des Oberrheins scheint sich jedoch in den letzten Jahren verlangsamt zu haben, nachdem neue regulatorische Maßnahmen eingeführt wurden, die die Erzeugung erneuerbarer Energien weniger rentabel machen (Hamman & Mangold, 2020; Lestrade & Salles, 2019).

In Frankreich wie auch in der Schweiz entwickeln sich Bürgerenergiegenossenschaften und organisieren sich in regionalen Netzwerken (Christen & Hamman, 2015b; Hamman, 2022a), wobei auf französischer Seite 2019 das Netzwerk Grand Est Citoyen et Local d'Énergies Renouvelables (GECLER) gegründet wurde und in der Westschweiz seit 2018 ein Schweizer Verein für Bürgerenergie (ASEC) entsteht. Die Rolle der Bürgerenergie für die Zukunft eines integrierten Marktes für erneuerbare Energien am Oberrhein verdient daher Aufmerksamkeit. Die administrativen Hürden, auf die die Energiegenossenschaften in Frankreich stoßen, benachteiligen sie jedoch gegenüber den großen Stromnetzbetreibern.

Die Entwicklung der erneuerbaren Energien hängt weitgehend vom Engagement der lokalen Akteure, den nationalen Rahmenbedingungen und der Einführung neuer Projekte ab. Nationale Regierungen, Bundesstaaten (d. h. die deutschen *Länder*) und die Schweizer Kantone bieten die wichtigsten Anreize in Form neuer Vorschriften oder finanzieller Instrumente wie Einspeisevergütungen. Die lokalen Akteure sind sich dieser rechtlichen Rahmenbedingungen im Allgemeinen sehr wohl bewusst, während sie mit den europäischen Politiken und Normen im Allgemeinen nicht vertraut sind. Die Konzentration der lokalen Verwaltungen auf Energiefragen schlägt sich auch in speziellen Diensten und Beauftragten nieder (z. B. *Klimaschutzmanager* in Deutschland oder *chargé de mission transition énergétique* in Frankreich).

Wichtig ist, dass Vorschriften und Finanzinstrumente die Entwicklung erneuerbarer Energien sowohl unterstützen als auch behindern können (Burger & Weinmann, 2013; Campos *et al.*, 2020). So erleichtert beispielsweise die Senkung der Stromeinspeisetarife nicht die Entwicklung kleiner Photovoltaikanlagen, während sie von Bürgerenergiegenossenschaften oder ländlichen Gemeinden, die kleine Projekte für erneuerbare Energien in ihrem Gebiet "ausgliedern" wollen, bevorzugt werden. Dies zeigt, wie wichtig der nationale und regionale rechtliche und institutionelle Kontext ist, der die lokalen Akteure dazu bringen kann, je nach Land unterschiedliche Schlussfolgerungen zu ziehen.

Was die grenzüberschreitende Zusammenarbeit bei Projekten im Bereich der erneuerbaren Energien betrifft, so ergab die WP4-Umfrage nur eine geringe Anzahl von Fällen. Die bestehende Zusammenarbeit und der Austausch wurden in erster Linie von deutschen und französischen Akteuren initiiert, die die Möglichkeiten des gegenseitigen Austauschs und Lernens von den Erfahrungen der anderen schätzen. Diese Initiativen haben jedoch nicht zu konkreten gemeinsamen Projekten geführt.

Was regulatorische Fragen betrifft, so wird die Entwicklung erneuerbarer Energien durch zahlreiche rechtliche Beschränkungen behindert, die sowohl auf den nationalen regulatorischen Kontext als auch auf die Notwendigkeit der Übersetzung zwischen verschiedenen regulatorischen Kontexten bei grenzüberschreitenden Kooperationsprojekten zurückzuführen sind (z. B. für Prosumer: (Campos *et al.*, 2020)). Daher müssen die Normen für Stadtplanungsdokumente - d. h. für die Errichtung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien in bestimmten Gebieten mit spezifischen Bedingungen - und die Einspeisetarife, die je nach Land sehr unterschiedlich sind, überarbeitet werden.

Dies führt uns zu wirtschaftlichen Fragen. Um einen integrierten Markt am Oberrhein zu organisieren, muss die Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien einen Wettbewerbsvorteil gegenüber der Energieerzeugung aus Kernkraft oder fossilen Brennstoffen erlangen. Anreize, wie neue Regulierungsinstrumente und finanzielle Unterstützung, sollten in der Lage sein, ihren Wettbewerbsvorteil zu vergrößern und die Rolle der großen nicht-erneuerbaren Energieerzeuger zu begrenzen. Aus diesem Grund fordern die Gebietskörperschaften, die neue Projekte vorantreiben, die Möglichkeit, neue Mitarbeiter einzustellen, die mit den Fragen des Klimaplanes und der Zukunft der Energiesysteme der Gebiete vertraut sind.

Was die technischen Aspekte betrifft, so erfolgt die Entwicklung der erneuerbaren Energiesysteme immer noch im Rahmen der vorherrschenden soziotechnischen Systeme (Christen & Hamman, 2015a; Labussière & Nadaï, 2018). So kann es zu Debatten über die ökologischen Auswirkungen einiger technischer Innovationen kommen, die den Anteil der erneuerbaren Energien erhöhen sollen. Die Nutzung der Geothermie beispielsweise kann angesichts ihrer Grenzen und Auswirkungen auf den Boden in Frage gestellt werden,

insbesondere am Oberrhein, wo zahlreiche seismische Erschütterungen geothermische Bohrprojekte in der Region Basel zum Stillstand gebracht haben.⁷

Schließlich sollten die in diesem Arbeitspapier entwickelten gesellschaftspolitischen Gesichtspunkte die politischen Behörden dazu auffordern, die verschiedenen an der Erzeugung und dem Verbrauch erneuerbarer Energien beteiligten Akteure zu berücksichtigen (Hamman, 2019) und insbesondere zu vermeiden, dass Bürgerprojekten nur ein exemplarischer Status zuerkannt wird. Solche Initiativen, die auf eine starke politische und finanzielle Unterstützung angewiesen sind, zielen darauf ab, Energiefragen zu verlagern und den Bürgern eine Rolle in einem Energiesystem zu geben, das allzu oft von nationalen Industrieunternehmen dominiert wird und auf dematerialisierte Weise funktioniert, wodurch die Aneignung von Energiefragen durch Einwohner und Verbraucher eingeschränkt wird. Eine bessere Kenntnis der Beziehungen zwischen Erzeugern und Verbrauchern würde zu einem besseren und konkreteren Verständnis der aktuellen und künftigen Herausforderungen beitragen.

Der Energiepreis ist jedoch nach wie vor ein zentraler Faktor, wie einige Projektverantwortliche in den Gemeinden argumentieren, die eine Erhöhung des Preises für Strom aus Kernkraft oder fossilen Brennstoffen fordern, um die Wettbewerbsfähigkeit der erneuerbaren Energien zu erhöhen. Eines der Hauptthemen ist die Vermeidung neuer sozioökonomischer Spaltungen aus (selektiven) ökologischen Gründen, wie es nach der Schließung von Kernkraftwerken in Deutschland (Bourgeois, 2011) oder während der Bewegung der "Gelbwesten" in Frankreich der Fall war.⁸ Energiegerechtigkeit ist also ein wichtiges Thema (Day, 2021).

Eine der möglichen Anwendungen dieser Studie ist es, Entwürfe für zukünftige Politiken vorzuschlagen. So haben wir gezeigt, dass die Entwicklung erneuerbarer Energien im Zusammenhang mit der Energiewende - die weltweit einen immer größeren Platz auf der internationalen und nationalen Agenda einnimmt - mit vielschichtigen Herausforderungen verbunden ist, die regulatorische, wirtschaftliche, sozio-technische und sozio-politische Dimensionen, einschließlich der Gemeinschaftsenergie, umfassen (Bauwens et al., 2016).

Auf regulatorischer Ebene könnte es darum gehen, die Rahmenbedingungen auf internationaler (hier in der EU) oder interregionaler Ebene anzunähern, sei es bei den Planungsunterlagen für die Errichtung einer Anlage zur Nutzung erneuerbarer Energien, bei den Texten für die Erzeugung erneuerbarer Energien oder bei der Festlegung von Einspeisetarifen (Cointe, 2016).

Zu den wirtschaftlichen Aspekten gehören sowohl die Rolle der Anreizpolitik (Strompreise, die von Land zu Land sehr unterschiedlich sind und häufig die ökologischen Kosten der Erzeugung nicht berücksichtigen; Ad-hoc-Finanzhilfen für erneuerbare Energien usw.) als auch Fragen der Größenordnung, da an den Projekten für erneuerbare Energien Akteure unterschiedlicher Größe beteiligt sein können und auch die Energieeffizienz und die

⁷ Dies geschah 2006, aber auch 2013, trotz des Einsatzes einer anderen Technik. Auch im Elsass haben die jüngsten seismischen Erschütterungen, die sich 2019-2020 in Straßburg ereigneten und auf geothermische Bohrungen zurückgeführt wurden, die Debatte über die Sicherheit dieser erneuerbaren Energiequelle neu entfacht. Quellen: <https://www.rts.ch/info/regions/autres-cantons/5080077-forage-geothermique-suspendu-a-stgall-apres-un-seisme.html>; https://www.lepoint.fr/societe/alsace-un-projet-de-geothermie-profonde-a-l-origine-de-seismes-26-11-2019-2349537_23.php; <https://www.dna.fr/environnement/2020/10/28/les-seismes-de-la-nuit-dernieres-lies-au-site-de-geothermie>

⁸ Die Bewegung der "Gelben Jacken" (*Gilets Jaunes* - nach den sichtbaren Westen, die bei Demonstrationen getragen werden) entstand im Oktober 1918 in Frankreich, um gegen die Verteuerung von Kraftstoffen zu protestieren, die aus der Erhöhung der Verbrauchssteuer auf Energieprodukte (TICPE) resultierte. Ihre Forderungen weiteten sich dann auf andere soziale und politische Themen aus und veranlassten den Staat, eine nationale Debatte einzuleiten: Bourmeau Sylvain (Hrsg.), 2019, "*Gilets jaunes*": *hypothèses sur un mouvement*, Paris, La Découverte.

wirtschaftliche Rentabilität je nach Umfang der Projekte unterschiedlich sind (Größenvorteile und Betriebskosten auf der einen Seite und Fragen der Speicherung und des Verteilungsnetzes auf der anderen Seite).

Auf soziotechnischer Ebene ist ein ständiges Thema die Notwendigkeit, die unterschiedlichen Standpunkte zu konkreten Geräten zu berücksichtigen, sobald der Übergang von konsensualen Grundsätzen zur Energiewende zu operativen Geräten wie intelligenten Zählern oder Speicherlösungen vollzogen ist. Das Gleiche gilt, wenn die Zunahme der erneuerbaren Energien, die gemeinhin als "tugendhafte Alternativen" zu kohlenstoffhaltigen Energien angesehen werden, gegen die ökologischen Auswirkungen dieser technischen Innovationen abgewogen wird (z. B. wachsende Debatten über "seltene Erden" usw.). Diese soziotechnische Perspektive führt zur Identifizierung mehrerer miteinander verbundener Fragen: die Frage der Strukturierung der Wirtschaftssektoren (sowohl ihrer territorialen Dimension als auch ihrer großräumigen Verflechtungen); die Frage nach den Grundlagen der Energiewende, auf die man sich aus gesellschaftlicher Sicht einigen sollte ("besser oder weniger", d. h. sollte der Übergang zu erneuerbaren Energien mit einer größeren Energienüchternheit verbunden werden?); und die Frage nach dem Energiemix zwischen erneuerbaren Energien, wobei die soziale Akzeptanz zu berücksichtigen ist (Depraz et al., 2015; Roßmeier et al., 2018; Ravignan, 2021; Schumacher et al., 2019) von Energietechnologien und -infrastrukturen je nach Energiequelle sehr unterschiedlich ist, beispielsweise zwischen Tiefengeothermie, Windkraft und Photovoltaik. Schließlich hat unsere Studie über das Zusammenspiel von Akteuren auf der URR-Ebene die Rolle von Zwischenakteuren im weiteren Sinne aufgezeigt, insbesondere von solchen, die über Fachwissen zur Unterstützung von Projekten verfügen: Klima- und Energieprojektbeauftragte in lokalen Behörden, nationale Netzwerke von Bürgergenossenschaften usw.

Auf gesellschaftspolitischer Ebene besteht eine große Herausforderung darin, die Rolle aller auf die eine oder andere Weise beteiligten Akteure - von der Produktion bis zum Verbrauch - anzuerkennen, ob es sich nun um institutionelle Akteure oder Newcomer, Einwohner oder Aktivisten usw. handelt (Cao, 2015), um die Energiekreisläufe sichtbarer zu machen. Dies kann eine gewisse Wiederaneignung von Energiefragen auf lokaler Ebene bedeuten (was nicht gleichbedeutend mit Autarkie ist), wozu die erneuerbaren Energien beitragen können. Der Energie- und Strompreis ist auch ein politischer Hebel, um die erneuerbaren Energien "wettbewerbsfähiger" zu machen.

Schließlich erscheint die Umstellung auf erneuerbare Energien in der URR als ein Thema, das auf mehreren Ebenen angesiedelt ist und einen doppelten Aspekt aufweist (Hamman, 2022a, 2022b). Einerseits stellt sich die Frage nach dem Verhältnis zwischen allgemeinem Interesse und territorialem Interesse, wenn man die Ebenen betrachtet, auf denen die Entscheidungsprozesse stattfinden müssen, und die Legitimationsprozesse: Das allgemeine Interesse ist nicht unbedingt als global oder national definiert, und das territoriale Interesse ist nicht nur lokal. Daraus ergibt sich auch ein Spannungsverhältnis zwischen territorialer Energieautonomie und Solidarität zwischen den Gebieten oder sogar Verbindungen auf größerer Ebene, da es sich bei den erneuerbaren Energien um intermittierende Energien handelt. Die Bedeutung des Gemeinschaftsnutzens - sei es das Gemeinschaftseigentum, die Entwicklung verschiedener lokaler Akteure des Sektors usw. - sollte ebenfalls nicht außer Acht gelassen werden, wenn es darum geht, die Bürger in die Energiewende einzubeziehen (Pellegrini-Masini, 2020: 209-210). Andererseits impliziert die Governance der Energiewende eine Form der individuellen Verantwortung oder sogar der "Gouvernementalisierung" des

Wandels - im Sinne von Foucault (1991), d. h. der Herstellung individueller Selbstregulierungen -, die das Gewicht und die Rolle von Institutionen und sozialen Strukturen in der Realität unsichtbar machen kann, wenn der Übergang so gerecht wie möglich sein soll. Wie Benito Cao schreibt, "bedeutet Gouvernamentalität eine Verlagerung von der Herrschaft des Rechts (eine Reihe von Codes, die explizit und sichtbar sind) zur Herrschaft des Verhaltens (eine Reihe von Codes, die implizit sind und die Willensbildung prägen). [...] Politische Autoritäten gibt es immer noch, aber sie regieren auf eine andere Art und Weise, nämlich *durch die* Bürger und nicht *über die* Bürger, indem sie das menschliche Verhalten durch die Willensbildung formen und letztlich zur Selbstverwaltung führen" (Cao, 2015: 148). Die zunehmenden Aufforderungen an Verbraucher und Haushalte, sparsam mit Energie umzugehen, sind ein Beispiel für Nachhaltigkeitsgouvernamentalität und offenbaren eine Neudefinition der Maßstäbe öffentlichen Handelns (Hamman, 2019: 30-38), von kollektiven Maßstäben (insbesondere in Bezug auf den sozialen Zugang zu Gütern und Dienstleistungen und die ungleiche Verteilung im Zusammenhang mit dem ungleichen ökonomischen Kapital sozialer Gruppen) hin zu einem individuellen Maßstab, z. B. in Bezug auf den Energieverbrauch im Haushalt. Dieser Prozess der Neuskalierung führt dazu, dass die unterschiedlichen Fähigkeiten des Einzelnen, sich zu engagieren, verschleiert werden, was beispielsweise davon abhängt, ob er Mieter einer Sozialwohnung oder Eigentümer eines Hauses ist. In dieser Hinsicht werfen neue Energieentwicklungen, die sich mit kommunalen und erneuerbaren Energien befassen, weiterhin konkrete sozial-ökologische - sowohl verteilungs- als auch verfahrensbezogene - Gerechtigkeits- und Gleichheitsfragen auf (Day, 2021), die Aufmerksamkeit verdienen.

Die Politik der Energiewende steht heute vor der Herausforderung, die derzeitige Wahrnehmung der Kosten und Vorteile "alternativer" Energieoptionen zu ändern (Pellegrini-Masini, 2020: 215), um die Wirtschaftsakteure, die lokalen Entscheidungsträger sowie die Bürger und Einwohner sowohl in städtischen als auch in ländlichen Gebieten zu überzeugen. Regionale Energiemärkte, wie der des Oberrheins in Europa, ermöglichen es, dies besser zu verstehen, indem sie grenzüberschreitende Realitäten mit langfristigen nationalen Energiepfaden und supranationalen Zielen auf der Ebene der Europäischen Union verbinden (Bafoil, 2016). Lokale Innovationen und sozialer Wandel werden nicht einfach durch die nationale und internationale Verbreitung vorbildlicher "Modelle" Realität, auch nicht durch die der berühmten deutschen *Energiewende*. Als konkrete Praktiken jenseits allgemeiner Diskurse erscheint die Energiewende vollständig eingebettet in einen Dreiklang aus Recht, Wirtschaft und Gesellschaft, der mit sozialen Transaktionen sowie zeitlichen und räumlichen Kontexten korrespondiert, die sich stets weiterentwickeln und auf mehreren politischen, gesellschaftlichen und menschlich-natürlichen Ebenen interagieren (Baggioni et al., 2019).

Kapitel 6. Arbeitspaket 5: Analyse des regulatorischen Rahmens für das Strommarktdesign und Vorschläge für eine Verbesserung des rechtlichen Rahmens des Strommarktes

Dieses Kapitel gibt einen Überblick über die rechtlichen Hindernisse und Hebel sowie mögliche Lösungen zum Abbau von grenzüberschreitenden Hindernissen für die Zusammenarbeit bei der Entwicklung und dem Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) und zur optimalen Nutzung potenzieller grenzüberschreitender Komplementaritäten. Ausgehend von der Annahme, dass Regulierung entweder ein Hebel oder eine große Bremse für die Entwicklung von EE sein kann, führte das Arbeitspaket 5 (WP5) eine eingehende Analyse der Auswirkungen verschiedener europäischer und nationaler gesetzlicher Regelungen zur Förderung von EE in Frankreich, Deutschland und der Schweiz durch, wobei der Schwerpunkt auf grenzüberschreitenden Auswirkungen lag. Methodisch verfolgte WP5 sowohl einen traditionellen Ansatz (juristische Dokumentenrecherche und vergleichende Analyse) als auch einen empirisch-induktiven Ansatz, der auf einer Analyse auf der Grundlage von Stakeholder-Interviews basierte (Aras, 2021a).

6.1 Herausforderungen der grenzüberschreitenden Zusammenarbeit bei der Entwicklung von EE

6.1.1 Die Bedeutung des geografischen Standorts von Projekten für erneuerbare Energien

Wie aus den Forschungsarbeiten von WP2 hervorgeht, hat die Photovoltaik in der trinationalen Oberrheinregion das größte Potenzial, insbesondere für Anlagen auf Gebäuden, da es in Frankreich, Deutschland und der Schweiz zahlreiche Landnutzungskonflikte gibt, sei es im Zusammenhang mit der Landwirtschaft oder dem Naturschutz.

Dagegen hat die Wasserkraft, mit Ausnahme der Kleinwasserkraft, kein weiteres regionales Entwicklungspotenzial. Es sei jedoch darauf hingewiesen, dass die Wasserkraft sowohl in Frankreich als auch in der Schweiz eine effiziente und sichere Möglichkeit zur Deckung des Strombedarfs darstellt.

Die Windenergie stößt in der Region auf Entwicklungsschwierigkeiten aufgrund rechtlich-administrativer Erwägungen (Abstand zur Wohnbebauung), ökologischer Erwägungen (Probleme mit der biologischen Vielfalt und dem Landschaftsschutz) und technischer Erwägungen (militärisches Radar, meteorologisches Radar, schwache Winde), aber auch wegen der geringen gesellschaftlichen Akzeptanz in allen Teilen der Region. Die lokale Akzeptanz von Windparks ist für Projektentwickler am schwierigsten zu erreichen, vor allem aufgrund des "Nicht in meinem Hinterhof"-Syndroms. Vor allem in Deutschland hat die Windenergie in den letzten zehn Jahren erheblich zugenommen, doch droht ihre Entwicklung derzeit durch weniger vorteilhafte Finanzierungsmechanismen gebremst zu werden.

Die geothermische Stromerzeugung ist im Untersuchungsgebiet sehr heterogen. Es gibt einen leichten Unterschied in der Entwicklungspolitik dieser erneuerbaren Energie zwischen Frankreich einerseits und Deutschland und der Schweiz andererseits. Das erste Kraftwerk der Welt, das die Technologie des Enhanced Geothermal Systems (EGS) nutzt, wurde im Elsass entwickelt und ist derzeit in Betrieb (Kraftwerk Soultz-sous-forêt), und es ist eine Vereinfachung der Vorschriften zu beobachten, die es dem Projektentwickler erleichtert, eine Genehmigung für die Erkundung zu erhalten. Allerdings haben die jüngsten Erdbeben in Straßburg in den Jahren 2020 und 2021 den Präfekten des Bas-Rhin dazu veranlasst, drei Tiefengeothermieprojekte in der Umgebung von Straßburg auszusetzen. In Deutschland und der Schweiz werden derzeit zahlreiche Studien durchgeführt und zahlreiche Projekte in Angriff genommen, aber man zögert, diese wenig bekannte Technologie zu nutzen: In diesen beiden

Ländern wird das Gesamtrisiko, das Bohrungen zur Stromerzeugung mit sich bringen können, stärker berücksichtigt. Ein gemeinsamer Punkt in der Politik dieser drei Länder ist die finanzielle Unterstützung des Sektors, der als wesentliche erneuerbare Energie für die Energiewende angesehen wird.

Bioenergie auf der Grundlage von Biomasse ist eine der am meisten genutzten erneuerbaren Energiequellen in der trinationalen Oberrheinregion. Bis 2030 wird erwartet, dass sie 50 % der europäischen Produktion erneuerbarer Energien ausmacht. In Anbetracht des gefährlichen Charakters und der Risiken von Biomasseanlagen (Verbrennung, Abfallentsorgung, Methanisierung) sind die Vorschriften für diesen Sektor von großer Bedeutung, und die Dienstleister müssen Genehmigungen einholen, die mehreren speziellen und allgemeinen Anforderungen entsprechen. Obwohl die Biomasse vielversprechend ist, wird sie von der lokalen Bevölkerung aufgrund ihrer direkten und indirekten Auswirkungen auf die Umwelt (Abholzung), der von ihr verursachten Treibhausgasemissionen und der Konflikte, die sie in Bezug auf die Flächennutzung (Naturschutz vs. Landwirtschaft) und die Verwendung von Rohstoffen (Lebensmittel vs. Brennstoffe) auslösen kann, nicht allgemein akzeptiert. In allen drei Ländern würde der Sektor von präziseren Vorschriften profitieren, die eine nachhaltigere Bewirtschaftung von Biomasse ermöglichen würden.

Unsere empirischen Ergebnisse zeigen, dass alle drei nationalen Regulierungssysteme, insbesondere im Bereich des Umweltrechts, für grenzüberschreitende Projekte unzureichend sind. Umweltverträglichkeitsprüfungen, öffentliche Untersuchungen und der Zugang zu Gerichten sind allesamt Instrumente, die derzeit nicht für die Herausforderungen grenzüberschreitender Projekte ausgelegt sind und daher die soziale Akzeptanz grenzüberschreitender Energieprojekte, z. B. von Bürgerenergiegenossenschaften, nicht erleichtern.

6.1.2 Die Schlüsselrolle der (finanziellen) Unterstützungsmechanismen

Was die Photovoltaik betrifft, so eröffnen die Begrenzung des Einspeisetarifs und der Vergütungszuschlag, insbesondere in Frankreich, die Möglichkeit des "direkten Contracting" für die Produktion von weniger als 100 kWh (kürzlich durch die Verordnung vom 6. Oktober 2021 von 100 auf 500 kWh geändert)⁹. Die Komplexität und die Dauer der Verwaltungsverfahren gehören ebenfalls zu den Hindernissen, die die Entwicklung des Sektors bremsen. Für kleine Projekte (< 100 kWh) ist es außerdem oft schwierig, Bankkredite zu erhalten.

Auch die Ausschreibungsverfahren schränken die öffentliche Beteiligung an den Fördermechanismen aufgrund des starken Wettbewerbs ein. Insbesondere die Windenergie hat in den letzten zehn Jahren ein beträchtliches Wachstum erfahren, doch besteht derzeit die Gefahr, dass ihre Entwicklung aufgrund weniger vorteilhafter Finanzierungsmechanismen gebremst wird. In Deutschland beispielsweise wurden diese Bedingungen mit der Einführung von Ausschreibungen im Jahr 2017 und dem Auslaufen der ersten Windenergie-Einspeisetarife Ende 2020 weniger vorteilhaft. In Frankreich stellt sich auch das Problem der Rentabilität des kollektiven Eigenverbrauchs, für dessen Entwicklung es nicht genügend Unterstützung und Anreize gibt (keine Einspeisevergütung oder Steuerbefreiung) (Aras et al., 2021).

⁹ Verordnung vom 6. Oktober 2021 zur Festlegung der Bedingungen für den Bezug von Strom aus photovoltaischen Solaranlagen mit einer installierten Leistung von weniger oder mehr als 500 Kilowatt, wie sie in Artikel 3 des Artikels D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale, [JORF n°0235 du 8 e 2021.octobr](#)

6.1.3 Die Komplexität und Dauer der Verwaltungsverfahren

Generell wird die Entwicklung der Sektoren durch den Schwierigkeitsgrad der Verwaltungsverfahren behindert. Dieses administrative Hindernis ist teilweise die Ursache für die Diskrepanz zwischen den für verschiedene Zeiträume (2023, 2028, 2030 usw.) programmierten nationalen Zielen und der Realität der EE-Entwicklung vor Ort. Das Vorhandensein mehrerer Ebenen von Verwaltungsformalitäten ("administrative millefeuille"), die Bewertung von Projekten von Fall zu Fall aufgrund ihres technischen Charakters und ihres geografischen Standorts oder die Verzögerung bestimmter regionaler Pläne für die Entwicklung erneuerbarer Energien machen die Konkretisierung von Projekten für erneuerbare Energien in zeitlicher Hinsicht komplex. So ist beispielsweise die Biomasse eine der am häufigsten genutzten erneuerbaren Energien in der trinationalen Region Oberrhein. Aufgrund der Gefährlichkeit der Biomassetätigkeiten (Verbrennung, Abfallentsorgung, Methanisierung) sind die Vorschriften für diesen Sektor jedoch sehr streng, und die Dienstleister müssen Genehmigungen einholen, die mehrere spezielle und allgemeine Anforderungen erfüllen. Auch bei der Onshore-Windenergie ist der rechtliche Rahmen für die Entwicklung dieser Technologien aufgrund der Frage der sozialen Akzeptanz komplexer (ICPE-Regelung - klassifizierte Anlage für den Umweltschutz, die für die meisten Windparks in Frankreich gilt), was die Zeit für den Bau und die Inbetriebnahme der Anlagen verlängert. In Frankreich betrug die Onshore-Windkapazität im Juni 2020 17 GW. Bis 2028 soll sich diese Kapazität verdoppeln (24,1 GW bis 2023 und zwischen 33,2 und 34,7 GW bis 2028).

6.1.4 Europäische Governance für den Energiemix wird durch nationale Vorrechte herausgefordert

Die Zuständigkeit der EU im Energiebereich spiegelt sich in der Governance der Koordinierung der Klima- (Art. 191-193 AEUV) und Energiepolitik (Art. 194 AEUV) der Mitgliedstaaten wider. Diese europäische Governance ist vor allem notwendig, um die vermeintlich widersprüchlichen Herausforderungen im Zusammenhang mit der massiven Entwicklung und dem Ausbau der erneuerbaren Energien in Einklang zu bringen, nämlich die Reduzierung der Treibhausgase und die Sicherheit der Energieversorgung zu geringeren Kosten. Die europäische Energiepolitik bleibt jedoch angesichts der Vorrechte der Mitgliedstaaten in Bezug auf ihren Energiemix und ihre Kapazitäten zur Erzeugung erneuerbarer Energien begrenzt. Auf EU-Ebene gibt es keine rechtlichen Verpflichtungen, in bestimmte Mengen bestimmter Technologien zu investieren. Außerdem steht es den Mitgliedstaaten frei, ihr eigenes Niveau der Energieversorgungssicherheit festzulegen.

6.1.5 Fehlende rechtliche Bestimmungen für die grenzübergreifende Zusammenarbeit in den nationalen Rahmen, trotz der europäischen Strategie für zwischenstaatliche Zusammenarbeit

In der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (2009/28/EG) hat die Europäische Kommission optionale Kooperationsmechanismen im Rahmen des europäischen Energiebinnenmarktes vorgesehen, wie z. B. statistische Transfers, die Möglichkeit der Kofinanzierung von Projekten im Bereich der erneuerbaren Energien und gemeinsame Förderprogramme, um die Klima- und Energieziele zeitnah und kosteneffizient zu erreichen (Artikel 6-11). Im Fortschrittsbericht der Kommission über den Sektor der erneuerbaren Energien ("Grenzüberschreitende Zusammenarbeit und Nutzung von Kooperationsmechanismen")¹⁰ wird festgestellt, dass diese Mechanismen nicht wirksam genutzt werden (derzeit gibt es vier Vereinbarungen, die die Nutzung statistischer Transfers ermöglichen: zwei Vereinbarungen wurden 2017 geschlossen,

¹⁰ KOM(2020)952 endgültig, Fortschrittsbericht Erneuerbare Energien, 14.10.2020.

eine zwischen Luxemburg und Litauen¹¹ und die andere zwischen Luxemburg und Estland¹², und zwei weitere Vereinbarungen wurden bisher für 2020 unterzeichnet, eine zwischen den Niederlanden und Dänemark¹³ und die andere zwischen Malta und Estland¹⁴. Insbesondere Frankreich hat in seinem nationalen Aktionsplan für erneuerbare Energien keine Zusammenarbeit zwischen 2009 und 2020 vorgesehen.

Im Geiste der Solidarität und Effizienz ermutigt die EU die Mitgliedstaaten jedoch weiterhin, die grenzüberschreitende Zusammenarbeit im Bereich der erneuerbaren Energien zu fördern. Die europäische Strategie für die Energieunion (KOM/2015/80 endgültig) befürwortet eindeutig die grenzüberschreitende Zusammenarbeit bei der Entwicklung sauberer und erneuerbarer Energiequellen. So finden sich im jüngsten Legislativpaket "Saubere Energie für alle Europäer"¹⁵ neue Maßnahmen in diesem Bereich: die Möglichkeit, Förderregelungen für eine grenzüberschreitende Beteiligung zu öffnen; die Möglichkeit, Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften (RECs) und Bürgerenergiegemeinschaften (CECs) für eine grenzüberschreitende Beteiligung einzurichten, vorgesehen in der Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, der Erneuerbare-Energien-Richtlinie und der Elektrizitätsrichtlinie (EU) 2019/944 über gemeinsame Vorschriften für einen Elektrizitätsbinnenmarkt.

Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie ermutigt die Mitgliedstaaten, ihre EE-Förderregelungen (schrittweise) für eine grenzüberschreitende Beteiligung zu öffnen (Erwägungsgründe 2 und 23). So können die Mitgliedstaaten Projekte zur Nutzung erneuerbarer Energien in anderen Mitgliedstaaten unterstützen. Die Formulierung der Maßnahmen für die schrittweise Öffnung wird den Mitgliedstaaten überlassen, unter der Bedingung, dass sie sich nicht unverhältnismäßig auf die nationalen Förderregelungen auswirken (insbesondere unter Beachtung der Artikel 30, 34 und 110 AEUV). Um sicherzustellen, dass die Öffnung der Stützungsregelungen auf Gegenseitigkeit beruht und für beide Seiten von Vorteil ist, müssen Kooperationsvereinbarungen nach dem Grundsatz der Gegenseitigkeit zwischen den teilnehmenden Mitgliedstaaten unterzeichnet werden (Erwägungsgrund 24). Es hat sich jedoch gezeigt, dass die grenzüberschreitende Zusammenarbeit in den nationalen Rahmen derzeit nicht ausreichend entwickelt ist. Diese neuen Regelungen werden noch nicht umfassend erprobt. Die meisten der durchgeführten Förderprogramme beschränken sich auf nationale Projekte für erneuerbare Energien. In Deutschland gibt es beispielsweise eine (teilweise) Öffnung von 5 % der jährlich neu installierten Kapazität für erneuerbare Energien für Anlagen in anderen Mitgliedstaaten (§ 88a - Grenzüberschreitende Ausschreibungen - Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)). Nur zwei Mitgliedstaaten haben ihr Förderprogramm für grenzüberschreitende Projekte geöffnet: Im November 2016 wurde erstmals eine grenzüberschreitende Ausschreibung zwischen Deutschland und Dänemark für ein Volumen von 50 MW Photovoltaik-Freiflächenanlagen¹⁶ durchgeführt.

¹¹ https://ec.europa.eu/info/news/agreement-statistical-transfers-renewable-energy-amounts-between-lithuania-and-luxembourg-2017-oct-26_en (29. Juni 2020).

¹² https://ec.europa.eu/info/news/second-agreement-statistical-transfers-renewable-energy-amounts-between-estonia-and-luxembourg-2017-nov-13_en (5. September 2020).

¹³ Die Vereinbarung ist online verfügbar: https://www.euractiv.com/wp-content/uploads/sites/2/2020/06/Agreement_for_Statistical_Transfer_of_Energy_from_renewable_sources.pdf (29. Januar 2021).

¹⁴ Die Vereinbarung kann hier eingesehen werden: https://www.riigiteataja.ee/aktilisa/2090/9202/0001/Malta_Engl.pdf (29. Januar 2021).

¹⁵ Alle Referenzen sind über diese Website zugänglich: https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en (5. Januar 2021).

¹⁶ <https://planetsave.com/2016/10/13/germany-denmark-launch-cross-border-solar-electricity-auction/> (29. Juni 2022).

Es wurde auch festgestellt, dass die Möglichkeit der grenzüberschreitenden Beteiligung an Gemeinschaften für erneuerbare Energien noch nicht in nationales Recht umgesetzt wurde. Das französische Energie- und Klimagesetz von 2019 hat RECs eingeführt, ohne jedoch den grenzüberschreitenden Aspekt umzusetzen. Im trinationalen Gebiet des Oberrheins gibt es nur sehr wenig grenzüberschreitende "Zusammenarbeit" im Bereich der erneuerbaren Energien, abgesehen von der "Zusammenarbeit Solar Colmar", die von der Partnerschaft FESA Energie Geno - Énergie Partagée Alsace im Bereich der Photovoltaik umgesetzt wird, oder der historischen Zusammenarbeit CERGA-RKI im Bereich der Wasserkraft. (Hamman (Hrsg.), 2022)

6.1.6 Die Top-Down-Logik der europäischen und nationalen Institutionen

Schließlich gibt es das Problem der Diskrepanz zwischen "den Fakten" und "dem Gesetz", was die Arbeit der Regulierungsbehörden/Rechtsanwälte kompliziert und wenig effektiv macht. Obwohl der Sektor der erneuerbaren Energien gefördert wird, bleibt der Einfluss lokaler Akteure wie lokaler Behörden und Regierungen, Genossenschaften, kleiner Unternehmen und Bürger auf dem Energiemarkt, der seine eigene Dynamik hat, schwach (Epiphänomen). Die Regulierung ist an monopolistische Akteure angepasst, während die erneuerbaren Energien kleine Akteure mobilisieren (z. B. die Kosten des Netzanschlussstarifs - Tarifausgleich). Ebenso ist zu beachten, dass die Dezentralisierung der Energie die Finanzierung der öffentlichen Netze problematischer machen könnte.

Darüber hinaus wird das Phänomen der "Pfadabhängigkeit", insbesondere bei den großen nationalen Energieentscheidungen (z. B. Kernenergie in Frankreich, Kohle in Deutschland), nicht ausreichend berücksichtigt. Trotz der Förderung der Beteiligung von Gemeinden und Bürgern an der Umsetzung der Energiewende und der dezentralen Energiewirtschaft überwiegt daher die Top-down-Logik der europäischen und nationalen Institutionen. Dies wirft immer noch die Frage der Energiegerechtigkeit bei der Verteilung der Auswirkungen der Energiewende auf die Gebiete auf. (Aras, 2021b & Aras, 2021c)

6.2 Empfehlungen zur Verbesserung des Rechtsrahmens

Besondere Aufmerksamkeit wird dem Wasserstoffsektor in der trinationalen Region Oberrhein gewidmet. Generell wird Wasserstoff in Europa stark gefördert, wobei das Jahr 2020 durch die Verabschiedung von nationalen und EU-Wasserstoffstrategien gekennzeichnet ist: Deutschland im Juni 2020, Frankreich im September 2020, die Europäische Kommission im Juli 2020. Dies war mit zahlreichen Investitionszusagen verbunden (siehe vergleichende Broschüre). Grüner, erneuerbarer Wasserstoff hat viele interessante Eigenschaften: Abgesehen davon, dass er eine effiziente Energiespeicherung ermöglicht, kann er eine wirksame Alternative zu herkömmlichen Kraftstoffen werden, er könnte in der chemischen Industrie oder als effiziente Strom- und Wärmequelle genutzt werden. Allerdings ist Wasserstoff derzeit nicht erneuerbar. Um die ehrgeizigen nationalen und europäischen Entwicklungsziele zu erreichen, sind noch große technische und rechtliche Fortschritte erforderlich. Unterschiede zwischen den Regionen sowie fehlende Vorschriften und Verkehrsinfrastrukturen behindern noch immer die Entwicklung des Sektors. Ein weiteres Problem ist die Harmonisierung der Rechtsvorschriften auf europäischer Ebene im Hinblick auf die unterschiedlichen bestehenden Definitionen.

Obwohl die drei Länder das Potenzial von wasserstoffbasierten Technologien für den Energiesektor anerkennen, unterscheiden sich ihre Entwicklungsstrategien. In der Schweiz hat der Bundesrat 2021 mit der Motion "Grüne Wasserstoffstrategie für die Schweiz" und dem Postulat "Wasserstoff - Analyse und Handlungsoptionen für die Schweiz" eine strategische Ausrichtung für die zukünftige Rolle von Wasserstoff empfohlen. Unter anderem wird geprüft, wo der Einsatz von Wasserstoff sinnvoll ist, wo er produziert wird, wie er transportiert,

importiert und eventuell gespeichert wird und welche regulatorischen Rahmenbedingungen für die Entwicklung eines Wasserstoffmarktes in der Schweiz notwendig sind. Frankreich hingegen ist bereits bestrebt, seinen nationalen Wasserstoffsektor auszubauen und fördert seine Wasserstoffproduzenten. Deutschland schließlich plant den Import von grünem Wasserstoff und konzentriert sich auf Forschung und Entwicklung, um seine Technologien und Arbeitskräfte zu exportieren.

6.2.1 Verstärkung der grenzüberschreitenden Dimension

Die Intervention der EU im Bereich der Energiepolitik im Zusammenhang mit der Verwirklichung des Energiebinnenmarktes besteht darin, ihren allgemeinen Rahmen so zu gestalten, dass politische Maßnahmen im Einklang mit gemeinsamen Zielen und im Geiste der Solidarität zwischen den Mitgliedstaaten getroffen werden, um insbesondere die Kontinuität der Energieversorgung zu gewährleisten. Die Europäische Kommission macht in ihrer Folgenabschätzung für den Rahmen für die Klima- und Energiepolitik 2030 (KOM (2014) 15, SWD (2014) 016) deutlich, dass die Mitgliedstaaten zunehmend voneinander abhängig sind, wenn es darum geht, einen sicheren, nachhaltigen und wettbewerbsfähigen Zugang zu Energie zu gewährleisten, zumal die Energiewende weniger kostspielig sein wird, wenn die Mitgliedstaaten zusammenarbeiten. Die grenzüberschreitende Zusammenarbeit bei der Entwicklung erneuerbarer Energien ("Zusammenarbeit auf der Erzeugungsebene") auf lokaler Ebene in einem bestimmten Gebiet, bei der die Interaktion lokaler Akteure, einschließlich lokaler Behörden, Energiegenossenschaften/Gemeinschaften, Unternehmen und Netzakteure (wie z. B. lokale Elektrizitätsversorgungsunternehmen), im Vordergrund steht, ist jedoch ein Forschungsbereich, der aufgrund seiner erst kürzlich erfolgten Entstehung noch wenig bekannt ist. Die grenzüberschreitende Zusammenarbeit im Energiebereich innerhalb der EU wird zunächst über das Übertragungsnetz und das Konzept der Zusammenschaltung in einem viel größeren Maßstab beobachtet ("Zusammenarbeit auf Netzebene"). Auf territorialer Ebene ist die grenzüberschreitende Zusammenarbeit kein ausreichend entwickeltes Konzept in den nationalen Vorschriften. Derzeit besteht die einzige Möglichkeit, sich an Projekten zur Errichtung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien, die im Hoheitsgebiet eines Mitgliedstaates geplant sind, zu beteiligen, in einer Beteiligungsfinanzierung.

Die Kosten für die Integration erneuerbarer Energien in das Netz spielen ebenfalls eine wichtige Rolle. Der geografische Standort von Anlagen für erneuerbare Energien ist wichtig, da die Erschließung neuer Energiequellen eine Netzverstärkung oder den Bau von Anlagen erfordern kann. Die Kostenfrage wird als ein hemmender Faktor für die dezentrale Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien angesehen. Es ist daher notwendig, eine optimale Integration der erneuerbaren Energien in jedem geografischen Gebiet zu erreichen, um den besten Kompromiss zwischen Netz und Erzeugung zu finden. Ganz allgemein würde dieser Kompromiss für Energiegerechtigkeit bei der Verteilung der Auswirkungen der Energiewende auf das Gebiet sorgen.

Unsere Untersuchung zeigt, dass ein günstiger Rechtsrahmen erforderlich ist, um die Dezentralisierung der Energieversorgung in grenzüberschreitenden Gebieten zu stärken. Die Vervielfachung lokaler Initiativen für erneuerbare Energien wäre ohne einen günstigen finanziellen und rechtlichen Rahmen nicht denkbar. Diesbezüglich haben wissenschaftliche Arbeiten bereits gezeigt, dass es ein breites Spektrum miteinander verbundener Faktoren gibt, die funktionale Unsicherheiten bei der dezentralen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien verursachen. Zu diesen funktionalen Unsicherheiten gehören vor allem das Verhalten der Verbraucher und ihre Anpassung an das Aufkommen innovativer Technologien (wie intelligente Netze). Daher ist die Rolle der lokalen Akteure von entscheidender Bedeutung für die Umsetzung der Energiewende auf regionaler Ebene. Im grenzüberschreitenden Kontext ist auch festzustellen, dass die Zusammenarbeit in Ermangelung von Exekutivbefugnissen für

die institutionellen Akteure eher dazu dient, die traditionellen zwischenstaatlichen Beziehungen zu stärken, als das Funktionieren eines Multiskalensystems zu konsolidieren. Daher ist es sehr wichtig, allen Akteuren einen "förderlichen Rahmen" zu bieten, um die Entwicklung dezentraler erneuerbarer Energien sowohl auf lokaler als auch auf grenzüberschreitender Ebene zu stärken. Dies erfordert sicherlich das Eingreifen der nationalen und/oder regionalen Regierungen, je nach dem politischen System und der Energiepolitik des Landes, schließt aber die Einführung spezifischer, sogar experimenteller Regelungen nicht aus. In diesem Sinne kann das grenzüberschreitende Gebiet als Pilotgebiet für die Durchführung von regulatorischen und rechtlich-administrativen Experimenten betrachtet werden, um die europäischen und nationalen Ziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien zu erreichen. Die Idee eines Versuchslabors ist umso realistischer, als der derzeitige rechtliche Rahmen, der sich aus dem Paket für saubere Energie ergibt, für Experimente im Bereich der Entwicklung erneuerbarer Energien günstig ist.

Auch Gesundheits- und Umweltaspekte müssen berücksichtigt werden, da alle erneuerbaren Energien Auswirkungen auf die Umwelt und die menschliche Gesundheit haben. Für den Bau von Solarzellen werden seltene Metalle benötigt, die nicht alle recycelbar sind. Wenn die Paneele zu heiß werden, können außerdem Vögel und Insekten Verbrennungen erleiden oder sogar sterben, wenn sie über die Zellen fliegen. Wasserkraftwerke haben Auswirkungen auf die Umgebung: Für den Bau des Stausees wird Land geflutet. Dies führt zur Zerstörung von Wäldern, natürlichen Lebensräumen, Bauernhöfen und Landschaften, und manchmal müssen sogar Gemeinden umgesiedelt werden. Windturbinen haben Auswirkungen auf die menschliche Gesundheit: Der stroboskopische Effekt, der durch den Schatten der Rotorblätter entsteht, führt manchmal zu Epilepsie, Übelkeit oder Unwohlsein. Psychologische Faktoren (individuelle Empfindlichkeiten, soziale und finanzielle Faktoren), die mit dem Vorhandensein von Windturbinen und deren Belästigung (Lärm, Landschaft usw.) verbunden sind, können bei den Anwohnern von Windturbinen Unbehagen hervorrufen. Die biologische Vielfalt wird häufig beeinträchtigt (insbesondere Vögel und Fledermäuse). Außerdem sind einige seltene Metalle und Kupfer in Windturbinen enthalten und lassen sich nur schwer recyceln. Die geothermische Energie birgt hydrologische Risiken: Das Wasser in der Umgebung kann durch Sulfide, Salze und andere Moleküle verunreinigt werden. Der Betrieb einer geothermischen Anlage kann auch zu einer Verschmutzung der Umgebungsluft durch die von der geothermischen Energie erzeugten Stoffe (Schwefelwasserstoff, Kohlendioxid, Ammoniak, Methan, Buren) führen. Gelangen sie in die Atmosphäre, können sie zu saurem Regen oder Krankheiten führen. Schließlich birgt der Bergbau geologische und seismische Risiken. In der Nähe von geothermischen Anlagen kann es zu Erdbeben kommen. Auch die Biomasse ist eine Quelle der Belästigung. Die Auswirkungen auf die Umwelt lassen sich in drei Kategorien einteilen: Abholzung der Wälder, schädliche Emissionen (einschließlich Kohlenmonoxid und Stickoxid) und Veränderungen des Lebensraums in der Umgebung. Schließlich ist Wasserstoff ein gefährliches Produkt. Diese Gefährlichkeit ist gesellschaftlich schwer zu akzeptieren. Obwohl die Explosions- und Unfallrisiken gering sind, können sie verheerend sein. Diese verschiedenen Nachteile der erneuerbaren Energien für die Gesundheit und die Umwelt können sich in einem grenzüberschreitenden Kontext noch verstärken, da das Recht, insbesondere das Umweltrecht, unzureichend ist, um die Auswirkungen grenzüberschreitender Projekte zu bewerten.

Das Arbeitspaket 5 (WP5) hat eine Broschüre erstellt, die einen synthetischen Überblick über die Regelungen in Bezug auf Wind, Photovoltaik, Geothermie, Wasserkraft, Biomasse und Wasserstoff in der Oberrheinregion gibt und die verschiedenen regulatorischen Aspekte bei der Entwicklung der erneuerbaren Energien, einschließlich des grenzüberschreitenden Aspekts, hervorhebt. (Aras, 2021) In Anbetracht der Tatsache, dass der europäische Rechtsrahmen die grenzüberschreitende Zusammenarbeit im Rahmen der Energiewende

begünstigt und dass sich die nationalen Gesetze somit an die Erfordernisse der Umsetzung der Energiewende auf ihrem Gebiet durch die Entwicklung von Technologien für erneuerbare Energien anpassen, ist die Dezentralisierung der Erzeugung und des Verbrauchs von Strom aus erneuerbaren Quellen ein wichtiger Aspekt in der trinationalen Region. Die Anforderungen an die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit und die Koexistenz verschiedener Aspekte (Wirtschaft, Umwelt, Soziales usw.) machen jedoch die Notwendigkeit eines wesentlich stärker zentralisierten rechtlich-politischen Rahmens deutlich.

Kapitel 7. Arbeitspaket 6: Studie über Anreizstrukturen in der Energieversorgung

7.1 Energiepolitische Potenziale und die Rolle von Energiegenossenschaften und politischen Entscheidungsträgern

Im Rahmen des Work Package 6 (WP6) wird deutlich, dass die Integration des europäischen Energiemarktes das zentrale Element zur Verwirklichung einer Europäischen Energieunion ist. Diese strebt eine klimaneutrale, emissionsarme, sichere und kostengünstige Energieversorgung durch erneuerbare Energien in Europa an. Die Möglichkeit, die Übertragungskapazitäten zwischen den einzelnen EU-Mitgliedsstaaten für den grenzüberschreitenden Stromhandel zu nutzen, sowie der Ausbau der Marktkopplung sind Voraussetzung dafür. Historisch bedingt sind die grenzüberschreitenden Kuppelstellen zwischen den einzelnen Mitgliedsstaaten eher schwach ausgebaut, da der Austausch mit den Nachbarstaaten bisher eine untergeordnete Rolle spielt. Mit dem Wandel in der Energieversorgung und einer steigenden Stromnachfrage müssen die Netze grenzüberschreitend ausgebaut werden. Den Netzausbauprojekten, die für die aktuellen und unmittelbar geplanten Erzeugungskapazitäten der erneuerbaren Energien benötigt werden, stehen jedoch verschiedene Barrieren entgegen. Ein Kernproblem sind die nationalen energiepolitischen Präferenzen sowie die öffentliche Akzeptanz von neuen Energieprojekten in den verschiedenen Regionen der EU. Langwierige und unterschiedliche Verwaltungsprozesse innerhalb und zwischen den EU-Mitgliedstaaten führen zu Verzögerungen beim Netzausbau von bis zu 20 Jahren. Das Governance-System der Energieunion sieht wenig Haftung und keine Sanktionen vor. So obliegt es den Mitgliedsstaaten auf nationaler Ebene, die Vorgaben, Strategien und Maßnahmen für die Klimaziele in ihre nationalen Klimapläne zu integrieren. Im Falle von Verzögerungen oder Nichteinhaltung gibt es keine Sanktionen, was den energiepolitischen Handlungsspielraum zur Bekämpfung des Klimawandels einschränkt. Die Kosten für den Netzausbau erfordern eine starke und koordinierte politische, technische und finanzielle Anstrengung, die in ganz Europa Jahrzehnte in Anspruch nehmen wird. Die Kosten für den Ausbau sind jedoch weitaus geringer als die langfristigen wirtschaftlichen, ökologischen und die Versorgungssicherheit betreffenden Kosten, die der EU ohne diese Maßnahmen entstehen würden.

Bei der bisherigen Entwicklung der Energiewende war die Vielzahl kleiner Energieerzeugungsimpulse ein Schlüsselfaktor für ihren Erfolg. Insbesondere der Aufstieg neuer, dezentral organisierter Akteure in der Bereitstellung erneuerbarer Energien unterstützt die Energiewende in bemerkenswerter Weise. Die Intensivierung der Zusammenarbeit und die kontinuierliche Aktivierung von privatem Kapital sind für den weiteren Erfolg unerlässlich. Im weiteren Verlauf wird die Rolle von Genossenschaften bei der Verwirklichung der Ziele aufgezeigt. Dabei wird auch auf die Probleme hingewiesen, die sich in diesem Zusammenhang ergeben.

Politiker und Wissenschaftler sind sich einig, dass die Bottom-up-Bewegung im Rahmen der Energiewende von großer Bedeutung ist und auch Einfluss auf das bürgerschaftliche Engagement hat (Ohlhorst, 2018a). Die Kernkompetenz von Genossenschaften ist die Bündelung von finanziellen Ressourcen und Interessen, die Verfolgung gemeinsamer Ziele und die Intensivierung der Kommunikation. Dadurch haben sie das Potenzial, die Akzeptanz für erneuerbare Energien zu erhöhen und deren Ausbau zu fördern. Im Rahmen der Beratungs- und Weiterbildungsangebote werden den Bürgern alltägliche Lebensweisen, aber auch langfristige Aspekte näher gebracht. Auf diese Weise wird die Gesellschaft für die Notwendigkeit der Reduzierung des Energiebedarfs und der Steigerung der Energieeffizienz sensibilisiert. Durch die Teilnahme an Bildungsmaßnahmen wird das Bewusstsein der Bürger geschärft, was sich in einer verstärkten Beteiligung an der Energiepolitik niederschlägt.

Darüber hinaus ist es möglich, bisher unmotivierte sowie unentschlossene Bürgerinnen und Bürger zu erreichen und sie zu einem Engagement zu bewegen. Durch die lokale Verankerung und die Non-Profit-Orientierung fällt es der Organisation leichter, langfristig Sozialkapital und Vertrauen aufzubauen. Dies spiegelt sich insbesondere in den transparenten Investitionen und regionalen Wertschöpfungsketten wider. Durch ihre lokale Verankerung kennen die Genossenschaften die Besonderheiten und Stärken des Einzugsgebietes und wissen diese optimal zu nutzen. So unterstützen sie die Steigerung der lokalen Wertschöpfung und des Wirtschaftswachstums. Nach dem Prinzip "aus der Region für die Region" werden Aufträge, z.B. für den Bau von Anlagen, deren Instandhaltung und Betrieb, an lokale Unternehmen vergeben und neue Arbeitsplätze in der unmittelbaren Umgebung geschaffen. Darüber hinaus generieren die Gemeinden durch die genossenschaftlichen Aktivitäten Miet- und Steuereinnahmen. Durch die gleichen und fairen Mitgliedsbeiträge ist es somit auch für finanzschwache Haushalte möglich, an der Energiewende teilzunehmen. Umgekehrt trägt die Genossenschaft auch zur Verringerung der Energiearmut bei. Aspekte der Geschlechtsneutralität werden auch bei der diskriminierungsfreien Auswahl der potenziellen Mitglieder berücksichtigt. Im Vergleich zu anderen Organisationsformen sind Instrumente wie Gender Budgeting, Frauenquoten und Führungstrainings leichter zu etablieren (Eichermüller et al., 2017). Aufgrund der zugrundeliegenden Vielfalt haben Genossenschaften das Potenzial, die Bedürfnisse ihrer Mitglieder umfassend zu berücksichtigen und deren Know-how voll auszuschöpfen. Da sich die Aktivitäten einer Genossenschaft an den Bedürfnissen und Zielen ihrer Mitglieder orientieren, kann sie flexibler agieren und sich an lokale Gegebenheiten anpassen. Was auf den ersten Blick vorteilhaft erscheint, kann sich schnell als Hindernis erweisen. Die Vielfalt ist geprägt von der sozioökonomischen Zusammensetzung der Mitglieder und den verfügbaren Budgets. Wenn die Interessen sehr unterschiedlich sind, ist es fast unmöglich, einheitliche Handlungsempfehlungen zu geben (Schröder & Walk, 2014).

Insbesondere der Bereich der erneuerbaren Energien ist durch eine Abhängigkeit von lokalen Gegebenheiten, Witterungseinflüssen und gesellschaftlicher Akzeptanz gekennzeichnet. In der Oberrheinregion gibt es aufgrund der Transnationalität unterschiedliche Sprachen und Kulturen, was ein Hindernis für die Zusammenarbeit darstellen kann. Zudem befinden sich Deutschland, Frankreich und die Schweiz in unterschiedlichen Ausgangspositionen hinsichtlich der Ziele, der Stromerzeugung und der rechtlichen Rahmenbedingungen. Für Genossenschaften bieten die Gegebenheiten jedoch die Chance, eine wesentliche Schlüsselrolle zu spielen. Aufgrund ihrer Eigenschaften können sie sich flexibel an die geografischen und rechtlichen Unterschiede anpassen. Der Aufbau eines Gemeinschaftsgefühls in der Region ist eine vielversprechende Grundlage für die weitere Zusammenarbeit. Genossenschaften könnten mit kleinen, speziell organisierten Projekten ein Beispiel für andere Unternehmen geben. Andere Akteure (Behörden oder konventionelle Unternehmen) könnten ihrem Beispiel folgen und ihre Investitionen in die transnationale Zusammenarbeit intensivieren.

Mögliche Hindernisse und Schwächen des kooperativen Modells sollten nicht außer Acht gelassen werden. Für die Region Oberrhein ist vor allem das Problem des Verlustes des regionalen Bezugs hervorzuheben. Die Zusammenarbeit in der Oberrheinregion ist nicht nur überregional, sondern geht auch über die Landesgrenzen hinaus. Hinzu kommt, dass die Länder ein unterschiedliches Verständnis von Genossenschaften haben. Dies kann die Suche nach potentiellen Kooperationspartnern erschweren und sich im Nachhinein als falsch herausstellen. Wie bereits beschrieben, ist die Mitgliedschaft in einer Genossenschaft durch Freiwilligkeit gekennzeichnet. Sobald Mitglieder das Gefühl haben, dass ihre Interessen nicht ausreichend vertreten werden, besteht die Gefahr, dass sie sich von der Genossenschaft abwenden. Aus diesem Grund ist ein Konfliktmanagement erforderlich, um sicherzustellen, dass die Mitglieder die Aktivitäten der Genossenschaft befürworten. Die Länder, die zur

Fokusregion gehören, haben unterschiedliche Kulturen, Sprachen und Haltungen. Die Vernachlässigung dieser Aspekte kann zu Missverständnissen und damit zu einer ineffizienten Zusammenarbeit führen. Darüber hinaus beeinträchtigen Sprachbarrieren die Koordinierung von Aktivitäten, was wiederum die Zusammenarbeit erschwert (Braun et al., 2019).

Darüber hinaus ist die Abhängigkeit vom gesetzlichen Rahmen eines der größten Hindernisse für Genossenschaften. Im Rahmen dieser Forschungsarbeit wurde die Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) konkreter analysiert, da sie die vorliegende Problematik optimal beschreibt. Bereits bei der Einführung des EEGs konnte Deutschland große Bewegungen verzeichnen und eine internationale Vorreiterrolle in der Klima- und Energiepolitik einnehmen. Dieser Erfolg spiegelte sich auch in der Zahl der gegründeten Energiegenossenschaften wider, die in der Folgezeit einen regelrechten Boom erlebten. Bis zur erwähnten EEG-Novelle war der Fördermechanismus eine feste Einspeisevergütung, deren Höhe je nach Technologie und Prognose vom Parlament festgelegt wurde. Aus Sicht der politischen Entscheidungsträger war dies jedoch problematisch, da die tatsächlichen Kosten von den Prognosen abwichen. In der Folge erwies sich die Höhe der Subvention als zu hoch oder zu niedrig. Die Lösung, die sich daraus ergab, war das Ausschreibungsverfahren, das immer noch in Kraft ist. Allerdings besteht nun die Gefahr, dass durch diese Umstellung die Chancen der großen, finanzstarken und überregional tätigen Anbieter steigen, ihre Marktanteile zu erhöhen, während die Umstellung für kleinere Projekte mit lokalem Charakter deutlich schwieriger wird. Denn bisher ermöglichten die Einspeisevergütung und die geförderte Direktvermarktung den Akteuren, die Investitionsrisiken zu kalkulieren und Projekte besser zu bewerten. Sie boten den Akteuren Planungssicherheit und reduzierten die Transaktionskosten für die beteiligten Investoren. Für die Genossenschaften stellt die Novelle jedoch eine ernsthafte Bedrohung dar, da sie nicht über die notwendigen finanziellen Mittel verfügen. Sie sind daher nicht in der Lage, die Transaktionskosten und Risiken zu tragen, die zum Beispiel durch die Teilnahme an den Auktionen entstehen. Es ist zu erwarten, dass sich der Markt in Zukunft auf große Marktteilnehmer konzentriert und der Wettbewerb auf dem Strommarkt abnimmt. Im Auktionsverfahren sind die Genossenschaften mit der Unsicherheit konfrontiert, ob sie den Zuschlag für ein Projekt erhalten. Doch selbst wenn sie den Zuschlag für ein Projekt erhalten, können die Kosten höher ausfallen als prognostiziert. In diesem Fall muss die Organisation erhebliche Strafen zahlen. Darüber hinaus verfügen große Unternehmen im Gegensatz zu Genossenschaften über ein breit gefächertes Portfolio. Dies ermöglicht es ihnen, Unsicherheiten durch eine breitere Streuung der Risiken zu verringern. Dementsprechend ist es für die betroffenen Genossenschaften schwieriger, die entstehenden Kosten aufzufangen. Es ist naheliegend, dass sie an den Risiken und den komplexen Aufgaben scheitern werden (Ohlhorst, 2018b). Die finanzielle Unterstützung stellt somit den wichtigsten Faktor für eine erfolgreiche Gründung und den Betrieb dar. Im Rahmen der EEG-Novelle werden die Genossenschaften dazu angehalten, ihr Portfolio breiter zu diversifizieren bzw. ihre Organisation angesichts der Risiken zu erweitern. Eine Erweiterung kann durch eine Erhöhung der Mitgliederzahl, der Mitgliedsbeiträge oder durch die Aufhebung des regionalen Schwerpunkts erreicht werden. Bei der Ausgestaltung der finanziellen Beiträge ist jedoch darauf zu achten, dass alle gesellschaftlichen Gruppen erreicht werden. Unter dieser Voraussetzung wird die lokale Akzeptanz bestmöglich gefördert, was wiederum die Energiewende bejaht (Wierling et al., 2018).

Außerdem bietet die Digitalisierung den Genossenschaften die Möglichkeit, Hürden zu überwinden. So können neue Geschäftsmodelle entwickelt werden, die über die bisherigen Tätigkeitsfelder hinausgehen. Dabei bietet die Digitalisierung den Vorteil, dass Informationen jederzeit und für jeden frei zugänglich sind. Neben einer deutlichen Senkung der Informationskosten können auch Arbeitsprozesse automatisiert und der Kontakt zu den Stakeholdern optimiert werden. In diesem Zusammenhang ist eine effiziente Ausbildung sowie

die Einbindung von Stakeholdern auf Projekt- und Unternehmensebene möglich (Bertram & Primova, 2019). Darüber hinaus beseitigt der Einsatz der Digitalisierung die zugrundeliegenden Probleme der Reputation und der unausgewogenen Soziodemografie. Online-Präsenzen, insbesondere in sozialen Medien, bieten die Möglichkeit, den Kontakt zu jungen Bürgern zu intensivieren. Darüber hinaus ist das Internet eine optimale Informationsplattform und ermöglicht es den Betroffenen, unverbindliche Rückmeldungen oder Wünsche zu äußern. Mit Hilfe einer angemessenen Präsentation der relevanten Informationen und der Demonstration der Vorteile von Genossenschaften können neue potenzielle Mitglieder gewonnen werden - eine Strategie, die von prominenten Genossenschaften wie RTE, TennetTSO, National Grid Uk und 50 Hertz bereits seit geraumer Zeit angewandt wird. Darüber hinaus bieten virtuelle Bildungsaktivitäten die Möglichkeit, Teile der Gesellschaft zu erreichen, die sonst nicht an den Seminaren oder Workshops teilnehmen würden (Bhagwat et al., 2018).

Neben den Online-Tools könnten qualifizierte Vertreter der Genossenschaft Vorträge an Universitäten oder Schulen halten. Klima-, Umwelt- und Energiethemen würden genutzt, um die Akteure zu ermutigen, sich mit der Energiewende zu beschäftigen. Das Konzept ist gerade deshalb so vielversprechend, weil die junge Generation bereits großes Engagement in der Klima- und Umweltpolitik zeigt, aber nicht über den Zusammenhang mit der Energiewende informiert ist. Darüber hinaus kann die Zusammenarbeit mit Sozialunternehmen zu einem Imagegewinn führen. Als Beispiel ist die bisherige Zusammenarbeit von Swissgrid mit Greenpeace, WWF, ProNatura und anderen Organisationen zu nennen. Im Rahmen dieser Kooperation wurde der Netzausbau in der Schweiz gemeinsam diskutiert und eine für alle Beteiligten zufriedenstellende Lösung herbeigeführt. Aus Sicht der Genossenschaft profitiert man nicht nur von der Unterstützung der jeweiligen Organisation, sondern es bietet sich die Perspektive, neue Anspruchsgruppen zu erschließen (Bhagwat et al., 2018).

Für eine umfassende Analyse der Bedeutung von Energiegenossenschaften wird das Problem der finanziellen Hürden angesprochen. Die Genossenschaft Somenergia widerspricht der Annahme, dass eine Ausweitung der Mitgliederzahl oder des geografischen Einzugsgebiets mit erheblichen Risiken verbunden ist. Die 2010 in Girona gegründete Genossenschaft ist nicht nur die erste Energiegenossenschaft Spaniens, sondern hat auch international Vorbildcharakter. Mit derzeit 66.933 Mitgliedern ist sie eine der größten Genossenschaften und ihre Aktivitäten erstrecken sich auf das gesamte Land (Somenergia, 2020; Kunze und Becker, 2015). Die Entwicklung in Deutschland zeigt aber auch, dass sich immer mehr Genossenschaften aus dem lokalen Umfeld lösen und zunehmend regional agieren. Dies ist auf die Zusammenarbeit mehrerer Genossenschaften oder die Einbeziehung neuer Akteure (kleinere Unternehmen, lokale Energieversorger) zurückzuführen. Da Genossenschaften meist auf Hindernisse in den nationalen Rahmenbedingungen stoßen, kann sich die Zusammenarbeit mit lokalen Behörden und Entscheidungsträgern als vorteilhaft erweisen. Durch diese Zusammenarbeit erhalten die Genossenschaften nicht nur mehr Eigenkapital, sondern auch andere finanzielle Unterstützung, z. B. in Form eines leichteren Zugangs zu Darlehen und gewährten Garantien. Darüber hinaus erhalten sie durch die Kooperation einen leichteren Zugang zu Grundstücken und profitieren von einer schnelleren Bearbeitung in Genehmigungsverfahren. Auch die Kommunen profitieren von der Zusammenarbeit, weshalb sie großes Interesse an einer Kooperation zeigen. Neben den durch die Kooperation geschaffenen Arbeitsplätzen und Steuereinnahmen kann die Kommune auch als Vorbild und Vorreiter für andere Kommunen fungieren (Meister et al., 2020).

Eine der Hauptursachen für die Verzögerung des Ausbaus eines europäischen Strombinnenmarktes lässt sich im Rahmen einer Public-Choice-Analyse darauf zurückführen, dass auch die EU-Kommission und das EU-Parlament mit einer zentral ausgerichteten Energiepolitik eine Maximierung ihres Einflusses anstreben, was wiederum dem Anreiz von Politikern zuwiderläuft, die nationalen Energierechten so zu verteilen, dass sie ihren eigenen

Nutzen maximieren (Gawel et al., 2014). Dies geht einher mit der Befürchtung, dass eine EU-weite Zuweisung von Energieerzeugungskapazitäten die nationalen Industriestrukturen negativ beeinflussen könnte (Strunz et al., 2014). Zudem ist die Energieversorgung als fundamentales Gut zentral für die nationale Wettbewerbsfähigkeit (Haas, 2019). Weitere Schwierigkeiten des Binnenmarktes lassen sich aus strukturellen Unterschieden in EE-Förderprogrammen, Netzinfrastruktur und Energiemixen ableiten (Munaretto et al., 2019; Schülke, 2010). Für die Trinationale Metropolregion Oberrhein (TMO) konnten Munaretto et al. (2019) unterschiedliche Regulierungen, mangelnden Informationsaustausch, fehlendes politisches Vertrauen, divergierende Governance-Strukturen sowie finanzielle und bürokratische Hindernisse als Haupthindernisse für die politische Strommarkt Kooperation zwischen Frankreich und Deutschland identifizieren.

Da der Vertrag von Lissabon den Mitgliedstaaten die Souveränität über ihren Energiemix einräumt (Art. 194 Abs. 2 AEUV), besteht die Strategie der EU-Kommission darin, die nationalen Energiepolitiken zu beeinflussen, indem sie potenzielle Hindernisse für den gemeinsamen Binnenmarkt beseitigt, zu dessen Errichtung sich alle Mitgliedstaaten verpflichtet haben (Strunz et al., 2016). Zusammen mit dem Paket "Saubere Energie für alle Europäer", das die Mitgliedsstaaten verpflichtet, nationale Aktionspläne zu entwickeln, die mit den Klimazielen der EU-Politik in Einklang stehen (Art. 13-15, 25, 39 RL 2018/1999/EU). In Bezug auf die oben beschriebenen Pfadabhängigkeiten nimmt die EU unterschiedliche Rollen ein: Zum einen ist sie eine externe, äußere Kraft, die durch ein einschneidendes Ereignis, z.B. in Form eines Gerichtsverfahrens, einen unmittelbaren Politikwechsel einleiten kann, oder sie ist in der Position eines unabhängigen "Change Agents", der in Form von Verhandlungen mit den Mitgliedsstaaten aktiv auf das politische Zusammenspiel der Mitgliedsstaaten Einfluss nimmt, z.B. im Hinblick auf die Leitlinien für staatliche Beihilfen. Leiren und Reimer (2018) konnten diese aktive Rolle der EU-Kommission bei der Umstellung auf das Auktionssystem beobachten, die ab 1990 schrittweise Druck auf Deutschland ausübte, auf ein wettbewerbsgerechteres Subventionssystem umzustellen und angesichts einer drohenden Insolvenz der Big Four als "Schattenverhandler" in für den Bundestag undurchsichtiger Form zum Ausdruck brachte, dass die Freistellung stromintensiver Unternehmen nicht mit den Beihilfavorschriften vereinbar sei (EC, 2013; Gawel & Strunz, 2014), was milliardenschwere Nachzahlungen der betroffenen Industrien zur Folge gehabt hätte. Die Subventionen wurden jedoch von der deutschen Politik als notwendig erachtet, um einen Konsens zur Energiewende zu finden, weshalb sie sich gezwungen sah, die Subvention zu ändern, die gleichzeitig von der EU-Kommission in ihre Leitlinien für Umwelt- und Energiesubventionen aufgenommen wurde, die de facto für alle Mitgliedsstaaten verbindlich sind (Leiren & Reimer, 2018). Die EU-Kommission hat damit, so die Forscher, den Weg für eine Energiepolitik der Industrieinteressen entscheidend bzw. erheblich beschleunigt mit geebnet. Eine Entscheidung, die der deutschen Politik auch insofern entgegenkam, als sie die Verantwortung für den Politikwechsel auf eine höhere Ebene verlagern konnte, um so den vielen Vetopunkten des föderalen Systems zu entgehen und den Befürwortern der EE-Fraktion weniger Möglichkeiten zum Widerstand zu geben, was wiederum die Tendenz nationaler Politiker verdeutlicht, politisch unpopuläre Entscheidungen auf die höhere EU-Ebene zu verlagern (Leipprand & Flachslund, 2018).

Der befürchtete Machtverlust spiegelt sich auch im Verhältnis zur Schweiz wider, die sich seit 2007 nicht mehr mit der EU auf ein Strommarktabkommen einigen konnte, da die EU den Abschluss an andere institutionelle Vereinbarungen knüpft, was wiederum wegen der Reduzierung der Autonomie bei Wählern und Politikern höchst umstritten ist. Der aktuelle Stand der meist informellen Abkommen schwächt die Position der Schweiz auf dem europäischen Strommarkt erheblich (Thaler, 2020; vanBaal & Finger, 2019), insbesondere seit

der Einführung des Pakets "Saubere Energie für alle Europäer", das die Harmonisierung der Gesetzgebung zwischen den Mitgliedsländern zur Stärkung des Binnenmarktes zum Ziel hat.

Eine der wichtigsten Implikationen für die Beschleunigung der Energiewende ist die Notwendigkeit, glaubwürdige, klare und zeitlich begrenzte politische Ziele und kohärente politische Maßnahmen zu formulieren. Darüber hinaus könnte ein Technologieausstieg leichter umgesetzt werden, wenn die Politik gleichzeitig auch der konventionellen Industrie den Umstieg auf alternative Technologien erleichtern und dabei dezentrale Interessen ausgleichen würde (Kungl & Geels, 2018). Um gesellschaftliche und industrielle Widerstände zu vermeiden, ist es wichtig, zunächst Reformprojekte umzusetzen, aus denen sich im Laufe der Zeit "Gewinner" herauskristallisieren (Rodrik, 1996). Politische Botschaften sollten sich auf die Schaffung neuer Arbeitsplätze statt auf den Verlust von Arbeitsplätzen konzentrieren, was in den vom Strukturwandel betroffenen Regionen durch glaubwürdige Kompensationen, den Aufbau neuer Institutionen und Umschulungs- oder Vorruhestandsmaßnahmen konsequent umgesetzt werden muss. Das mit dem Problem des politischen Feilschens um Wählerstimmen verbundene Abweichen von bisherigen Versprechen zu Lasten der Umwelt könnte durch stärkere rechtliche Absicherungen und Institutionen flankiert werden, die den politischen Ermessensspielraum bei der Ressourcenverteilung angemessen einschränken (Jacobs & Matthews, 2017; Uzar, 2020). Eine externe Überwachung der Einhaltung von Klimazielen, wie sie in Frankreich mit der Einrichtung einer neuen Institution, dem "Hohen Rat für Klimafragen", geschaffen wurde, kann ebenfalls hilfreich sein (Millot et al., 2020). Laut Fesenfeld und Rinscheid (2020) erhöht der Einsatz von politischen Botschaften, die die Dringlichkeit des Klimawandels betonen, um die zeitliche Diskontierung abzuschwächen, lediglich die Zustimmung zu "kostengünstigen" politischen Maßnahmen, ermöglicht aber aufgrund der emotionalen Distanz keine Verhaltensänderung oder erhöhte Akzeptanz für einschneidende Reformvorhaben. Dennoch ist die Identifizierung von zeitlichen Risiken im Zusammenhang mit politischen Maßnahmen zur Reduzierung des Klimaproblems unter Berücksichtigung der zeitlichen Restriktionen von Politikern durchaus sinnvoll. Insbesondere die Kombination verschiedener politischer Instrumente (Steuern, Subventionen) bietet sich an (Millot et al., 2020; Nicolli & Vona, 2019). Wenn kostspielige Maßnahmen zusammen mit als vorteilhaft erachteten Kompensationen präsentiert werden, wird das wahrgenommene Kosten-Nutzen-Verhältnis in eine Richtung gemildert, die die öffentliche Unterstützung erhöht (Dermont, 2019; Fesenfeld et al., 2020). Die gesellschaftliche Akzeptanz eines Kohlenstoffpreises steigt, wenn die Einnahmen nicht nur in den Staatshaushalt fließen oder mit Senkungen anderer Steuern einhergehen, sondern für spezifische Umweltmaßnahmen zweckgebunden sind oder an einkommensschwächere Haushalte zurückgegeben werden, um bestehendes politisches Misstrauen abzubauen. Die Zustimmung wird auch erhöht, wenn bestimmte aktuelle Kosten auf künftige Generationen umverteilt werden (z.B. mit Green Bonds) oder der bereits kurzfristig erfahrbare Zusatznutzen (weniger Lärm, Luftverschmutzung) des Klimaschutzes betont wird (Rinscheid et al., 2020).

Caferra et al. (2021) merken im Zusammenhang mit der Schwierigkeit der Kontrolle von Steuern und Subventionen an, dass die Politik auch Verhaltenseffekte berücksichtigen sollte. Die Bedeutung des sozialen Vertrauens kann bewusst genutzt werden, indem politische Botschaften eine wünschenswerte Norm betonen, in dem Sinne, dass die Mehrheit der Bevölkerung das gewünschte Verhalten bereits zeigt. Eine weitere Möglichkeit sind Gruppenanreizsysteme, die so gestaltet sind, dass alle Mitglieder einen Bonus für die Einhaltung der Norm insgesamt erhalten. Die Menschen sind umso kooperationsbereiter, je wohlwollender sie staatliches Handeln wahrnehmen und je weniger sie den Einfluss von Interessengruppen in Form von Korruption wahrnehmen, was wiederum eine Stärkung des politischen Vertrauens durch mehr Transparenz des staatlichen Handelns und der öffentlichen Verwaltung impliziert (Caferra et al., 2020; Hübner et al., 2020; Uzar, 2020). Darüber hinaus

sollte angesichts der Gelbwestenproteste und der steigenden Energiearmut in Europa bei der Gestaltung einer erfolgreichen Energiewende eine sozial gerechte Verteilung der anfallenden Kosten berücksichtigt werden (Mastropietro, 2019; Poupeau, 2020). Die Ergebnisse von Schuhmacher et al. (2019) und Cousse et al. (2020) machen deutlich, dass sich die politischen Entscheidungsträger bei der Planung konkreter EE-Projekte nicht auf die übergreifende nationale Stimmung, sondern auf lokale Einstellungen und Bedürfnisse verlassen sollten. Kurzfristig ist es wichtig, diejenigen aktiv einzubinden, die eine aktive Beteiligung in Erwägung ziehen (Schumacher & Schultmann, 2017). Langfristig sollte der politische Fokus jedoch darauf liegen, die schweigende (noch unentschlossene) Mehrheit der Bevölkerung für sich zu gewinnen, um ein Umschwenken in eine negative Haltung zu vermeiden. In diesem Zusammenhang könnte es sinnvoll sein, die verschiedenen Vorteile von EE zielgruppengerecht zu betonen; konservative Wähler bevorzugen beispielsweise die Betonung der Energieunabhängigkeit (Cousse et al., 2020).

Um lokale Widerstände zu vermeiden, ist es wichtig, ein umfassendes Informationsangebot sowie Besichtigungen ähnlicher EE-Anlagen anzubieten, um Ängste abzubauen, oder die Bevölkerung in einem Bottom-up-Ansatz bereits in der Planungsphase aktiv einzubinden. Akzeptanzsteigernde Faktoren, wie die Schaffung von Partizipationsmöglichkeiten (bevorzugt werden Maßnahmen mit geringer Verantwortung, z.B. Informationskampagnen und Konsultationen) oder die Auswirkungen der Standortwahl, müssen im Vorfeld ausreichend berücksichtigt werden (Cuppen et al., 2020; Schuhmacher et al., 2019). Die wahrgenommenen Kosten müssen abgewogen werden, denn wenn die sozialen und ökologischen Kosten hoch sind, besteht die Gefahr, dass ein Projekt selbst die stärksten Befürworter verliert (Stadelmann-Steffen, 2021). Die größere EE-Akzeptanzlücke im französischen TMO-Gebiet könnte indirekt durch eine Verbesserung der rechtlichen Rahmenbedingungen wie eine vorrangige EE-Netzeinspeisung und den Abbau von bürokratischen Beteiligungshürden verbessert werden. In der grenzüberschreitenden Zusammenarbeit sollte die Politik den gemeinsamen Informationsaustausch stärken (Schuhmacher et al., 2019), dem die Arbeit des trinationalen Energienetzwerks TRION-climate in der TMO bereits Rechnung trägt.

7.2 Regulatorische Leitlinien für die Umgestaltung des europäischen Energiemarktes

Die Transformation des Strommarktes wird weltweit von immer mehr Ländern zur Bekämpfung des Klimawandels angestrebt. Die politische Umsetzung in Form des deutschen EEG ist jedoch vor allem als Negativbeispiel zu sehen, das die Folgen der Abkehr von Euckens zweitem staatspolitischem Prinzip veranschaulicht: Eine verfehlte politische Marktsteuerung führte zu enormen Strompreissteigerungen für die Verbraucher, einer geringen Wirkung auf den Klimaschutz und einem unkoordinierten Ausbau der EE, der sogar die Stabilität der Stromnetze in den Nachbarländern in Frage stellt (Feld et al., 2014).

Das Ziel, den quantitativen Ausbau der erneuerbaren Energien zu fördern, wurde dagegen durch die hohen Einspeisevergütungen des EEG weitgehend erreicht; ebenso konnte industriepolitisch die technologische Entwicklung von Windkraft und Photovoltaik beschleunigt werden. Die vollständige Liberalisierung des Marktes und die damit verbundene Trennung von Übertragungsnetzbetreibern und Stromversorgern war an sich eine optimale Voraussetzung für einen funktionierenden Wettbewerbsmarkt, der den Zielen der Freiburger Schule entsprach. Die EEG-Gesetzgebung vernachlässigte jedoch das zweite staatspolitische Prinzip: Der Staat lenkte die Investitionsentscheidungen privater Investoren, indem er die Voraussetzungen für einen gleichmäßigen flächendeckenden Ausbau aller Energieträger schuf: Für Onshore-Windkraftanlagen beispielsweise machte das sogenannte Referenzertragsmodell den Ausbau an jedem Standort unabhängig von der meteorologischen Eignung wirtschaftlich lukrativ (Hilligweg, 2018). Das marktbasierende Preissystem konnte somit

seine koordinierende und effizienzsichernde Wirkung nicht mehr entfalten. Dies förderte bei den Energieerzeugern eine sogenannte "produce and forget"-Mentalität, also einen ständigen Anreiz für die Erzeuger, die Produktion zu steigern, ohne die Folgen für den Markt zu bedenken (Feld et al., 2014).

Einer der positiven Aspekte im Sinne der Freiburger Schule ist die Auflösung der Marktmacht der Energiekonzerne. Die Gefahr der Marktmacht auf dem Strommarkt hat sich jedoch auf einen anderen Aspekt verlagert: Durch die nicht steuerbare EE-Einspeisung kommt es zu Preisspitzen, wenn eine hohe Stromnachfrage auf eine geringe EE-Einspeisung trifft. Einzelne Erzeugungsanlagen - meist flexibel regelbare Kohle- oder Gaskraftwerke mit hohen Produktionskosten - werden dann entscheidend für die Deckung der Marktnachfrage oder die Versorgungssicherheit. Ihre Betreiber - aufgrund der hohen Investitionsvolumina meist Großkonzerne - erhalten dadurch die Macht, die Preise im Rahmen des Merit-Order-Prinzips zu bestimmen. Zugleich besteht ein Anreiz zur preissteigernden Kapazitätszurückhaltung (Monopolkommission, 2019). Die Preisspitzen resultieren daraus, dass der EOM diejenigen Kraftwerke verdrängt, die aufgrund der geringeren Grenzkosten der EE nur dann eingesetzt werden, wenn die EE keinen oder nicht ausreichend Strom liefern können. Dies hat zur Folge, dass die Gesamtkosten der Reservekraftwerke in sehr kurzer Zeit gedeckt werden müssen oder die Fixkosten auf eine sehr geringe Strommenge verteilt werden (Monopolkommission, 2017). Durch den zunehmenden Ausbau und die Diversifizierung der Energieträger werden diese Kraftwerke immer seltener benötigt, müssen aber dennoch für diese Situationen vorgehalten werden. Ist dies für die Anbieter nicht mehr rentabel, müssen die Kapazitäten separat ausgeschrieben und subventioniert werden, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten (Buck et al., 2016).

Das Prinzip des vollständigen Wettbewerbs lässt sich daher nur bedingt auf einen Strommarkt anwenden: Ein EOM entspricht diesem Prinzip in hohem Maße und mehr als die derzeitige Marktsituation in der TMO mit den beschriebenen Einspeisevergütungen und Kapazitätsmechanismen. Allerdings hat die Entwicklung der Märkte gezeigt, dass das oben beschriebene Marktversagen auch im EOM auftreten kann. Neben der Versorgungssicherheit war daher auch die Begrenzung der Marktmacht ein Grund für die Einführung von Kapazitätsmechanismen. Da diese in Deutschland jedoch nur eine ergänzende Maßnahme zum EOM und kein Kapazitätsmarkt im eigentlichen Sinne sind, werden die Markteffizienzpotenziale, die auch durch einen Kapazitätsmarkt im Sinne der Freiburger Schule erschlossen werden können, nicht genutzt (Next-Kraftwerke GmbH, o.J.). Eine Stärkung des grenzüberschreitenden Handels kann in solchen Fällen zusätzlich Marktmacht abbauen und sollte daher zur Förderung des Wettbewerbs angestrebt werden (Zachmann, 2013). Ein weiterer Aspekt ist die Pfadabhängigkeit der nationalen Struktur der Energieträger, wobei der Bestand an konventionellen Kraftwerken die Fähigkeit zur marktwirtschaftlichen Transformation beeinflusst. Die flexiblen Wasserkraftwerke mit Speicherkapazität sind in dieser Hinsicht ein Vorteil der Schweiz, im Gegensatz zu den Kohle- oder Atomkraftwerken in Deutschland oder Frankreich.

Das Design der Kapazitätsreserve-Ausschreibungen hält jedoch oft die unflexiblen alten Technologien auf dem Markt, anstatt neuen, innovativen Kraftwerkstypen den Markteintritt zu ermöglichen. Die unzureichende Wirkung des Emissionshandelssystems (ETS) der Europäischen Union trägt wesentlich zu den geringen Effekten der Energiewende für den Klimaschutz bei. Aufgrund einer zu großen Anzahl von Zertifikaten hat deren niedriger Preis keine Lenkungswirkung auf die Emissionsvermeidung (Buck et al, 2016). Die in Deutschland aufgrund des hohen EE-Anteils im Stromsektor vermiedenen Emissionen werden somit in andere EU-Länder verlagert.

Die Forschungsfrage, inwieweit regulatorische Anreizstrukturen im Sinne des Neuen Ordoliberalismus (NO) bereits in den bestehenden Anreizstrukturen der EU und der TMO-Staaten realisiert sind, kann mit einem gemischten Ergebnis beantwortet werden. Neumärker (2017, S. 836 f.) stellt fünf Kriterien vor, die regulatorische Anreizstrukturen im Sinne des NO bedingen. Das erste Kriterium basiert auf den Grundprinzipien der Neid- und Konfliktfreiheit. Das zweite Regulierungskriterium des NO basiert auf der Nachverhandelbarkeit von Regeln. Das dritte Ordnungskriterium innerhalb des NO ist definiert als die strategischere Ordnung von Regeln. Das vierte Kriterium bezieht sich auf die Durchsetzung von Regeln. Ein Regelwerk, das postkonstitutionell keine Konflikte erzeugt und das Kriterium der Konfliktfreiheit erfüllt sowie reform- und strategiefest ist. Das fünfte Kriterium definiert sich als die Neuverhandlung von Regeln als zweitbeste Lösung. Artikel 7 der EU kann im Prinzip die Regeln zur Sozialverträglichkeit der Kosten-Nutzen-Verteilung sowie der verschiedenen nationalen Anreizinstrumente abdecken. Die erstgenannte Regel ist bei den Kriterien 1-4 nicht eindeutig und bei Kriterium 5 erfüllt. Die zweitgenannte Regel ist bei den Kriterien 1-2 nicht eindeutig und bei den Kriterien 3-5 erfüllt. Eine Umsetzung der Regel für die Anreizsetzung sowie für die verschiedenen nationalen Energiepolitiken konnte nicht unbedingt nachgewiesen werden. Darüber hinaus kann Artikel 9 der EU auch die Regel zur Sozialverträglichkeit der Kosten-Nutzen-Verteilung abdecken, jedoch sind die Kriterien 1-4 mehrdeutig zu interpretieren, während Kriterium 5 erfüllt werden kann. Auch die theoretisch ausgearbeitete Regel der verschiedenen nationalen Förderinstrumente lässt sich in Artikel 9 nachvollziehen, jedoch ist nur eine gemischte Erfüllung der Kriterien zu erkennen. Dementsprechend werden in Artikel 9 zwei der vier Regeln analog zu Artikel 7 nur teilweise verwirklicht. Die Regeln zur Anreizsetzung sowie zu unterschiedlichen nationalen Energiepolitiken werden nicht umgesetzt.

Für die in Artikel 12 der EU (2020) festgelegte grenzüberschreitende Kostenaufteilung (CBCA) kann in Bezug auf Regel 3 für jedes Kriterium eine zweideutige Auslegung nachgewiesen werden. In Bezug auf die Regeln 1, 2 und 4 können hingegen keine Indizien gefunden werden. Die Grenzüberschreitende-Erneuerbare-Energien-Verordnung (GEEV 2017) Deutschlands zeigt die Verletzung aller Kriterien durch die gewählte Interpretation auf Basis eines kooperativen Engagements mit der Schweiz und kann indes keine der theoretisch erarbeiteten Regeln umsetzen. Die Nichtberücksichtigung von Art. 9 EU (2009) in der GEEV (2017) kann nur so interpretiert werden, dass die deutsche Energiepolitik im Verhältnis zur EU tatsächlich als differenziert zu betrachten ist und damit die Regel 2 in einem negativen Kontext verwirklicht. Der französische Nationale Aktionsplan für erneuerbare Energien (NREAP) 2009 hingegen weist keine positive Kongruenz mit einer der theoretisch erarbeiteten Regeln auf und kann daher keines der Kriterien erfüllen. Nur in diesem Sinne kann ein negativer Bezug zur Regel der differenzierten nationalen Energiepolitik nachgewiesen werden, da der NREAP eine Harmonisierung mit den EU-Vorschriften ausschließt. Schließlich kann durch die Analyse des Schweizer Energiegesetzes (2018) auf der Grundlage von Artikel 54 ein Bezug zum Gebot differenzierter nationaler Förderinstrumente aufgezeigt werden, bei dem allerdings nur die Einhaltung einer strategischeren Ordnung festgestellt werden kann.

Basierend auf den in dieser Arbeit analysierten Anreizstrukturen der EU sowie der TMO-Staaten sind Kooperationen zwischen den TMO-Staaten derzeit nicht geplant oder machbar. In Bezug auf die EU (2009) bieten Artikel 7 und Artikel 9 Anreize für internationale Kooperationen zwischen den TMO-Staaten. Allerdings können die meisten Kriterien der NO in dieser Hinsicht nur erfüllt werden, wenn die jeweiligen privaten Akteure keine Anreize haben, relevante Informationen zu verheimlichen, um die von der EK (2013) empfohlene CBCA nicht zu verfälschen. Dabei müsste die EU nicht nur die Transaktionskosten zur Erreichung des notwendigen Wissensstandes berücksichtigen (Weber et al., 2015). Auch die Interessengruppen nach Resch et al. (2013) innerhalb der EU sowie der TMO-Staaten müssen

so sensibilisiert werden, dass eine politische Koordination die differenzierten Interessen der Stakeholder zu einheitlichem Handeln führen kann (Pahl-Wostl, 2009). An dieser Stelle zeigt sich auch der ausgearbeitete kritische Ansatz der NO gegenüber der konventionellen Verfassungsökonomie zur mangelnden Praktikabilität (Neumärker, 2017). Aus rein normativer Sicht bedingen die genannten EU-Kooperationsmechanismen kooperative EE-Allianzen innerhalb der TMO. Aus positiver Sicht können diese jedoch nur unter bestimmten Voraussetzungen gewährleistet werden, die von Caldés et al. (2019) auf die Ungewissheit über Kosten und Nutzen von Kooperationen zurückgeführt werden und insbesondere durch die bereits erwähnte potenzielle Informationsverschleierung privater Akteure verstärkt werden. Der gewählte Ansatz des NO zur Herstellung von mehr Regulierungsgerechtigkeit in der Forschung (Neumärker, 2017) könnte durch die von Neumärker genannten Experimente realisiert werden. Indem die jeweiligen Stakeholder in verschiedenen Experimenten und Simulationen die für sie faire Kosten-Nutzen-Allokation wählen, können so auch auf der postkonstitutionellen Ebene neidfreie und strategiesichere Zustände realisiert werden.

Zu erwähnen ist auch, dass die EU (2009) zusammen mit der EK (2013) mit den Artikeln 7 und 9 die notwendige Relevanz für die Regel der sozialen Akzeptanz in der Bevölkerung betont, die für eine politische Umsetzung elementar ist (Resch et al., 2013). Dieser Umstand wird jedoch durch den französischen NREAP (2009) und den deutschen NREAP (2009) aufgrund der Nichtberücksichtigung der Kooperationsmechanismen und des entsprechenden Energiegesetzes (2018) auf Schweizer Seite per se negiert.

In Bezug auf das NEIN ist ordnungspolitisch anzumerken, dass der ab dem Jahr 2021 gültige französische "Integrierte Nationale Energie- und Klimaplan für Frankreich" (2020) die Nichtberücksichtigung der EU-Kooperationsmechanismen durch den NREAP (2009) aufheben und somit als Lösungsansatz dienen kann. Durch die Ermöglichung der Zusammenarbeit mit Partnern innerhalb des Pentalateralen Energieforums auf Basis der EU-Kooperationsmechanismen könnte dies einer Neuverhandlung als Second-Best-Lösung entsprechen, da die fehlenden Kooperationsanreize des französischen NREAP und die damit verbundenen Defizite behoben werden (Neumärker 2017). Daraus ergibt sich politisch implizit, dass eine TMO-Kooperation von Deutschland und Frankreich ab 2021 ermöglicht werden könnte, wobei wiederum fraglich ist, inwieweit der französische Energie- und Klimaplan (2020) die Schweiz als möglichen Kooperationspartner benennt und darüber hinaus auch die NO-Kriterien erfüllen kann. Auf der Ebene der politischen Zusammenarbeit könnte der neue französische Energie- und Klimaplan (2020) das Kriterium der Konfliktfreiheit nicht erfüllen, wenn der inaktive Beobachterstatus der Schweiz im Pentalateralen Energieforum die Anwendung von Artikel 9 nicht zulässt (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2020; Umpfenbach et al., 2015).

Um eine TMO-Energiegemeinschaft auch mit der Schweiz zu konkretisieren, muss also nicht nur das fehlende Referendum im Schweizer Energiegesetz (2018) berücksichtigt werden. Das in diesem Papier analysierte fehlende Anwendungspotenzial des EU-Artikels 9 (2009) mit Drittstaaten und damit auch der Schweiz muss aus reformtheoretischer Sicht auch im neuen französischen Energie- und Klimaplan (2020) angepasst werden. In diesem Zusammenhang könnte ein zukünftiges Stromabkommen zwischen der Schweiz und der EU (Tobler & Beglinger, 2020) ein institutionelles Lösungskonzept schaffen, das nicht nur den Artikel 9 der EU (2009) integriert, sondern auch eine aktive Rolle der Schweiz im Rahmen des Pentalateralen Energieforums ermöglicht, um eine TMO-Energiegemeinschaft entsprechend aufzubauen.

Doch nicht nur ein mögliches Stromabkommen der Schweiz mit der EU müsste an die Kriterien des NE angepasst werden. Auch auf deutscher Seite müsste die GEEV (2017) theoretisch so reformiert werden, dass eine bilaterale Zusammenarbeit mit der Schweiz mit Hilfe von Artikel

9 der EU ermöglicht wird. Darüber hinaus müsste die GEEV (2017) auf konzeptioneller Ebene so reformiert werden, dass auch Projekte auf Basis von Geothermie oder Biomasse im Sinne einer bilateralen Zusammenarbeit mit Frankreich oder der Schweiz möglich sind. Während die EU (2009) Projekte auf Basis aller gängigen EE-Typen zulässt, beschränkt die GEEV (2017) internationale EE-Projekte auf Solar- und Windanlagen, aber auch Geothermie- und Biomasseanlagen können auf französischer und Schweizer Seite realisiert werden (Franz et al., 2019).

Implizit könnte diese Reform das Kriterium der Konfliktfreiheit erfüllen und auch auf Projekte außerhalb von Solar- und Windanlagen abzielen. Die oben genannten Reformansätze können zu einer stärkeren Harmonisierung der nationalen Energiepolitiken innerhalb der TMO-Länder führen (Resch et al., 2013), die als wesentlicher Bestandteil der TMO-Energiekooperation herausgearbeitet wurde. Sollten diese Reformansätze konkretere Potenziale zur Nutzung der EU-Kooperationsmechanismen in der Richtlinie 2009/28/EG (2009) ermöglichen, würden auch die Regeln zur Akzeptanz der Kosten-Nutzen-Verteilung sowie differenzierte nationale Förderinstrumente eingehalten werden, da diese in den Artikeln 7 und 9 der EU (2009) geregelt sind.

Lediglich die Regelung zur Anreizsetzung ist in diesem Zusammenhang nicht konsequent integriert, weder durch die bestehenden Anreizstrukturen der EU noch der TMO-Staaten. Zwar legt die EU (2018) in der Richtlinie 2018/842 ein EU-weites Anreizsystem auf Basis des Bruttoinlandsprodukts pro Kopf fest, um länderspezifische THG-Minderungsziele zu definieren. Es ist jedoch fraglich, inwieweit dieser Ansatz auf die regionale Anreizsetzung innerhalb der TMO-Staaten anwendbar ist. Die analysierte CBCA der EU (2020) kann zwar auch normativ eine faire grenzüberschreitende Kostenallokation bedingen, ist aber weniger geeignet, das Gemeinwohlproblem zu beseitigen, das durch das Trittbrettfahrerproblem in internationalen Kooperationen gekennzeichnet ist (Grasso, 2007). Die Richtlinie 2009/28/EG (2009) nennt in diesem Zusammenhang in Artikel 3 separate nationale EE-Ziele, die innerhalb der Mobilité Spatiale (MS) verbindlich zu erreichen und mit dem übergeordneten EU-Ziel zu harmonisieren sind. Dabei werden die unterschiedlichen EE-Erzeugungspotenziale und die differenzierten Energiemixe bei der Berechnung dieser verbindlichen EE-Ziele berücksichtigt (Europäische Union, 2009) und erfüllen die Konfliktfreiheit, da den unterschiedlichen Ausgangspositionen der TMO-Staaten Rechnung getragen wird (Franz et al., 2019).

Die Schweiz ist jedoch ein Drittland innerhalb der EU (Schweizerische Eidgenossenschaft, 2015) und ist nicht verpflichtet, die verbindlichen nationalen EE-Ziele innerhalb der EU einzuhalten (Consentec Forschungskonsortium, 2018). Um die Schweiz einzubeziehen, müsste die Richtlinie 2009/28/EG entsprechend reformiert werden und würde damit implizit die Kriterien der Neuverhandlungssicherheit und der Regeldurchsetzung verletzen (Neumärker, 2017). Die Schweizerische Eidgenossenschaft (2019) verweist in diesem Zusammenhang auf das bereits erwähnte Lösungskonzept eines Stromabkommens zwischen der EU und der Schweiz und sieht die Verpflichtung eines verbindlichen Schweizer EE-Ziels als Teil des Abkommens. Auf diese Weise könnten die institutionellen Unvereinbarkeiten zwischen der EU und der Schweiz zunächst durch eine Second-Best-Lösung entschärft und als Second-Best-Lösung nach dem Kriterium der Neuverhandlung vorbereitet werden (Neumärker, 2017).

Allerdings wären verbindliche EE-Ziele auf rein nationaler Ebene nicht notwendigerweise gleichbedeutend mit regionaler Zusammenarbeit, wie mitunter der deutsche NREAP und der französische NREAP (2009) zeigen, in denen der Einsatz von EU-Kooperationsmechanismen nicht vorgesehen ist. Implizit kann also festgehalten werden, dass die Integration eines verbindlichen regionalen EE-Ziels im Sinne von Gephart et al. (2015) in einen für die TMO-Staaten verbindlichen Regelungsrahmen einen ersten Anreiz zur Kooperation darstellen

könnte. Dies würde die Einhaltung der Anreizregel ermöglichen, müsste aber auch eine klar definierte Verteilung der Verantwortlichkeiten aufweisen, um die von Gephart et al. (2015) aufgezeigten Konflikte zu vermeiden und die Konfliktfreiheit entsprechend einzuhalten (Neumärker, 2017). Die erwähnte Harmonisierung der energiepolitischen Regeln könnte dann in einem nächsten Schritt die Nutzung der entsprechenden EU-Kooperationsmechanismen zur Realisierung regionaler TMO-Kooperationen erfordern. Damit wären EE-Projekte innerhalb der TMO-Staaten realisierbar, die auch die Regel der sozialen Akzeptanz sowie die differenzierten nationalen EE-Förderinstrumente durch die Nutzung der mit den experimentellen Simulationen modifizierten EU-Kooperationsmechanismen abdecken würden.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass für einen TMO-Energiemarkt für nachhaltige und EE auf Basis der NO aus reformtheoretischer Sicht entsprechende Anpassungen an den bestehenden Anreizstrukturen vorgenommen werden müssten, bevor eine solche Kooperation effektiv etabliert werden kann. Aufgrund der Kapazitätsgrenzen dieser Arbeit ergeben sich zwangsläufig auch Einschränkungen, da die in dieser Arbeit analysierten Anreizstrukturen der EU und der TMO-Staaten keineswegs alle relevanten Anreizstrukturen repräsentieren, die im Sinne der NO analysiert werden können. Die definierten Regeln können zudem durch weitere, auf dem NO basierende Regeln ergänzt werden. Eine Erweiterung der Analyse wäre durch zusätzliche regulatorische Rahmenbedingungen denkbar. Im Rahmen einer TMO-Kooperation sind beispielsweise der Umgang mit Preisregulierungen (Jacobsen et al., 2014) oder mögliche Verzerrungen der grenzüberschreitenden Versorgungssicherheit (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2020) sowie die Regulierung von Interkonnektoren (Forschungskonsortium Consentec, 2018) zu nennen. Im Bereich der bestehenden Anreizstrukturen bieten Artikel 6 und Artikel 11 der EU-Richtlinie 2009/28/EG (2009) weitere Möglichkeiten, die Anwendung der NO-Kriterien zu prüfen. Das Fehlen weiterer konkreter Handlungsanleitungen für die regionale Zusammenarbeit innerhalb der TMO-Staaten könnte auf das Fehlen einer grenzüberschreitenden Zusammenarbeit im Sinne der in diesem Papier analysierten EU-Kooperationsmechanismen zurückzuführen sein (Caldés et al., 2019). Es bleibt abzuwarten, inwieweit sich dieser Mangel an realen Kooperationsszenarien auch innerhalb der TMO-Staaten durchsetzen und einen kooperativen Energiemarkt entsprechend negieren wird. Insbesondere die Tatsache, dass die TMO-Staaten dennoch auf eine nicht-kooperative Erreichung ihrer jeweiligen EE-Ziele setzen könnten (Ragwitz et al., 2012), könnte darauf hindeuten und würde folglich die Integration der in dieser Arbeit untersuchten NO-Regeln und -Kriterien erschweren.

7.3 Umsetzung der wirtschaftspolitischen Reformen

Um die Frage der Reformverzögerungen für einen europäischen Markt für erneuerbare Energien zu beantworten, haben wir die Theorie der ökonomischen Politikreform verwendet, um die vergangenen Bemühungen und Verzögerungen zu analysieren. Im ökonomischen Reformverzögerungsmodell sind u.a. das Risiko des sich schließenden Reformfensters, die Status-quo-Kosten und die Reformkostenallokation entscheidend für die Dauer der Reformverzögerung. Es konnte gezeigt werden, dass im TMO-Strommarkt das Fehlen eines sich schließenden Reformfensters gegen eine schnelle Reformumsetzung spricht. Eine Überschreitung des Zeitfensters erhöht jedoch die Status-quo-Kosten, wenn Pönalen fällig werden. Die Status-quo-Kosten sind bereits heute hoch und werden in Zukunft noch steigen. Theoretisch spricht dies für eine rasche Umsetzung der Reform.

In der TMO hingegen kann sich eine Verzögerung der Reform aus der Kostenbeteiligung ergeben. Durch Abwarten kann eine höhere Kostenbeteiligung der anderen Länder erreicht werden. Das Problem wurde am Beispiel der Schweiz diskutiert. Es lässt sich jedoch auf alle Länder übertragen, die durch Reformmaßnahmen einen überproportionalen Anteil an den

Kosten zu tragen haben. Die Länder der TMO haben somit einen Anreiz, ihre Zustimmung zu Reformmaßnahmen hinauszuzögern, um ihre Auszahlung zu erhöhen und eine Verbesserung ihrer Leistungen zu erzielen. Alle Akteure verharren im Status quo. Obwohl sich die EU-Länder bereits 2011 für eine umfassende Integration der Strommärkte ausgesprochen haben (EC, 2011) und auch die Schweiz seit 2007 ein Stromabkommen mit der EU verhandelt (UVEK, 2017), ist es bisher nicht zu einer umfassenden Umsetzung entscheidender Reformmaßnahmen gekommen. Dies stützt die These, dass die Kosten des Status quo derzeit noch nicht der entscheidende Faktor für die Reformumsetzung sind und dass die asymmetrische Verteilung der Reformkosten in der TMO ein wesentliches Reformhindernis darstellt.

Es konnte gezeigt werden, dass die individuelle Unsicherheit über die Auswirkungen der Reformmaßnahmen in der TMO eine Rolle spielt. Daher ist es schwierig, ex ante zu bestimmen, wer zu den Gewinnern oder Verlierern gehören wird. Es ist zwischen den verschiedenen Reformmaßnahmen zu differenzieren: Bei Infrastrukturprojekten entstehen Unsicherheiten auch dann, wenn es sich um rein nationale Projekte handelt. Durch die grenzüberschreitenden Auswirkungen von Ausbauprojekten im Strommarkt kommen grenzüberschreitende Unsicherheiten über die Kosten-Nutzen-Verteilung zwischen den Ländern hinzu. Sie verkomplizieren die Reformsituation. Es ist jedoch möglich, Ausgleichsmechanismen einzuführen, um potenzielle Verluste auszugleichen, so dass der erwartete und tatsächliche Nettonutzen positiv ist. Im Falle einer grenzüberschreitenden Organisation der Versorgungssicherheit entsteht Unsicherheit nur durch grenzüberschreitende Zusammenarbeit. Im Falle einer ausgewogenen Eigenversorgung würde es keine grenzüberschreitende Unsicherheit geben. Da die nationale Energieversorgung eine kritische Infrastruktur darstellt, ist dies für die Länder besonders relevant. Das Risiko eines Stromausfalls wird von den Ländern im Falle einer grenzüberschreitenden Zusammenarbeit höher eingeschätzt und der zu erwartende Verlust bei Nichterfüllung von Lieferverträgen ist sehr hoch. Die Länder werden daher Lösungen bevorzugen, die sie in der Versorgungssicherheit nicht vom Ausland abhängig machen und bei denen sie Unsicherheiten vermeiden können. In der Energieerklärung des deutsch-französischen Ministerrats (2015) wird ausdrücklich betont, dass die Versorgungssicherheit eine rein nationale Angelegenheit bleiben soll. Insofern können auch gemeinsame Kapazitäten und ein gemeinsamer Ausbau der erneuerbaren Energien nur in dem Maße realisiert werden, wie die nationale Versorgungssicherheit nicht beeinträchtigt wird.

Im Modell der Reformresistenz ist bei individueller Unsicherheit ein Verbleib im Status quo wahrscheinlicher als eine erfolgreiche Umsetzung von Reformmaßnahmen (Status quo Bias). Obwohl es Chancen und Vorteile für die Länder im Verbund gibt, muss man davon ausgehen, dass aufgrund der potenziell hohen Kosten und der individuellen Unsicherheit der erwartete Nettonutzen der Reformmaßnahmen negativ sein wird, wenn die Maßnahmen als Reformpaket vollständig umgesetzt werden. In diesem Fall werden die Länder voraussichtlich nicht vom Sektor L in den Sektor W wechseln. Die individuelle Unsicherheit über den tatsächlichen Nettonutzen kann daher ein erhebliches Hindernis für die Umsetzung von Reformmaßnahmen in der TMO darstellen.

Auf der Grundlage des politischen Verlierermodells können wir davon ausgehen, dass der Unterschied in den Wahrscheinlichkeiten des politischen Machterhalts in den TMO-Ländern hoch ist, d.h. die Wahrscheinlichkeit des politischen Machterhalts ist bei einer Blockade höher als bei einer Duldung der Reform. Gleichzeitig ist der Verlust für den Monopolisten hoch, wenn er die Macht abgibt. Dies spricht für eine Blockade der Reformen durch die politischen Verlierer. Ein Argument gegen eine Blockade ist jedoch, dass die Kosten der Blockade hoch sind. Die aktuellen Verzögerungen bei der Vollendung des Strombinnenmarktes sowie die Verzögerungen beim Abschluss eines Stromabkommens mit der Schweiz deuten jedoch

darauf hin, dass die Kosten der Blockade im Verhältnis zu den politischen Verlusten noch nicht hoch genug sind. Die im Modell für eine Reformblockade entscheidende Ungleichheit kann daher als erfüllt angesehen werden. Politische Verlierer sind als entscheidendes Reformhindernis in der TMO zu betrachten.

Im Modell der Reformverzögerung ist die Verzögerung umso kürzer, je geringer der Unterschied zwischen der aktiven und der passiven Auszahlung ist. Im Falle der Gleichheit erfolgt eine direkte Reform, weil sich das Warten nicht lohnt (Alesina & Drazen, 1991). Daher ist es wichtig, die Kostenteilung bei der Gestaltung der Reform zu berücksichtigen. Eine Verringerung der Differenz kann durch die Besteuerung der Reformgewinner (α sinkt) und/oder durch einen Ausgleich für die relativen Reformverlierer erreicht werden (Schröder, 2006). Es bedarf also eines Kompensationsmechanismus, durch den eine asymmetrische Kosten-Nutzen-Verteilung verhindert und das Reformprogramm gerechter gestaltet wird. Darüber hinaus ist es wichtig, die Kostenverteilung und den Ausgleich ex ante festzulegen, so dass keine andere Verteilung durch Abwarten erreicht werden kann. Eine Möglichkeit, dies zu erreichen, ist die Aufteilung der zu tragenden Kosten auf die Länder im Verhältnis zum erzielten Nutzen. Damit wird von vornherein festgelegt, wie die Kosten auf die beteiligten Länder verteilt werden. Eine proportionale Kostenteilung kann jedoch schwierig umzusetzen sein. Nicht alle Länder haben das gleiche Verständnis von Kosten und Nutzen, und es ist wichtig, bei grenzüberschreitenden Investitionen ein allgemein anerkanntes Kostenrechnungsprinzip anzuwenden. Darüber hinaus sollten bestehende Unsicherheiten angemessen behandelt werden (Meeus & He, 2014). Darüber hinaus können bei der Einführung von Ausgleichszahlungen die folgenden Schwierigkeiten auftreten: Durch die Besteuerung der (relativen) Reformgewinner können zusätzliche Kosten durch eine verzerrende Wirkung der Besteuerung entstehen. Das gewünschte Ergebnis kann nicht mehr erreicht werden und die Effizienz des Mechanismus ist nicht mehr gegeben. Asymmetrische Informationen über tatsächlich realisierte Verluste (auch wenn nur relative Verluste auftreten) können dazu führen, dass die Ausgleichszahlungen zu hoch ausfallen. Dies führt zu einer Überkompensation, die nicht optimal ist (Roland, 2002).

Laut einer Studie von Consentec (2018) haben die Staaten bei bestehenden Ausgleichsmechanismen auf EU-Ebene Anreize, den nationalen Nutzen so niedrig wie möglich zu veranschlagen, um ihre eigene Kostenbeteiligung zu reduzieren. Diese Aspekte sollten bei der Gestaltung der Reform berücksichtigt werden. Auf EU-Ebene wurde die grenzüberschreitende Kostenbeteiligung mit der Verordnung 347/2013 (CBCA) eingeführt, um den grenzüberschreitenden Ausbau der Stromnetze zu fördern. Grundsätzlich ist dieses Instrument für Projekte gedacht, bei denen die beteiligten Länder Nettoverluste erzielen. Ein Ausgleich der relativen Verlierer wird daher nicht explizit berücksichtigt (Energy Community, n.d.). Es gibt jedoch Beispiele, bei denen eine grenzüberschreitende Kostenteilung erfolgreich stattgefunden hat, obwohl ex ante keine Nettoverlierer erwartet wurden. So einigten sich Lettland und Litauen darauf, den Bau einer Gaspipeline in Litauen gemeinsam zu finanzieren und auch ein Projekt in Lettland gemeinsam durchzuführen (Meeus & Keyaerts, 2015). Litauen begründete seinen Beitrag mit sich abzeichnenden Synergieeffekten. Polen und die Tschechische Republik begründeten einen grenzüberschreitenden Ausgleichsmechanismus damit, dass er die Stabilität der Investition und das Engagement für den Ausbau auf beiden Seiten der Grenze sicherstellt. Schweden und Norwegen nutzten ebenfalls eine Kosten-Nutzen-Analyse, um eine grenzüberschreitende Kostenteilung zu ermöglichen. Norwegen erreichte durch Ausgleichszahlungen an Schweden, dass das Land den Ausbau einer grenzüberschreitenden Leitung schneller fertigstellte und Norwegen so seine Kosten für den Status quo reduzieren konnte. Die Übertragungsnetzbetreiber beider Länder einigten sich zu diesem Zweck auf einen gemeinsamen Ausbauevertrag. Mees und He gehen davon aus, dass

sich die Höhe der Zahlungen an den Kosten einer Verzögerung und den zusätzlichen Kosten für Schweden durch einen schnelleren Ausbau orientiert (Meeus & He, 2014).

Folglich können Kostenteilungsvereinbarungen zur Verwirklichung von Projekten mit asymmetrischen Kosten-Nutzen-Auswirkungen beitragen. Mechanismen zur grenzüberschreitenden Kostenteilung sollten daher auch für den Fall, dass keine Nettoverluste entstehen, sondern eine Verzögerung durch asymmetrisch verteilte Kosten und Nutzen eintritt, angewandt und institutionell in der TMO verankert werden. Im Reformverzögerungsmodell ist es zudem sinnvoll, verbindliche Fristen einzuführen, innerhalb derer die Reformmaßnahmen umgesetzt werden müssen. Dies führt jedoch zu dem bereits diskutierten Problem, dass sich das Reformfenster nicht wirklich schließen kann. Zudem gibt es in der TMO selbst keine Stelle, die die Einhaltung des Zeitrahmens kontrolliert und gleichzeitig die Kompetenz hat, Sanktionen zu verhängen. Regelungen hierzu könnten auf EU-Ebene getroffen werden, da auf dieser Ebene Zwangsgelder durchgesetzt werden können (EC, n.d.b). Diese müssten aber so hoch angesetzt werden, dass die Kosten für den Status quo erheblich steigen würden. Die Umsetzung der Reform wird dann umso dringlicher.

Ausgehend vom Modell der Reformresistenz stellt sich die Frage, wie die Unsicherheit reduziert werden kann, so dass die Gewinner der Reform bereits ex ante einen positiven Nutzen erwarten ($\Delta \pi > 0$) und wie die tatsächlichen Verlierer der Reform kompensiert werden können, so dass sie einen positiven Nettonutzen erzielen. Um Reformzwänge zu überwinden, schlägt Roland (2002) mehrere Strategien vor: Die Gestaltung von Reformpaketen, die eine Kompensation der absoluten Reformverlierer beinhalten, Maßnahmen, die eine nur teilweise Umsetzung von Reformen vorsehen, und die Einführung von Institutionen, die eine Kompensation glaubwürdig machen. Bei Infrastrukturprojekten mit einer unsicheren und potenziell stark asymmetrischen Kosten-Nutzen-Verteilung sind Kompensationsmechanismen auf Basis der Modellanwendung zu initiieren, damit Länder keine absoluten Verluste erleiden und Reformblockaden ausgeschlossen werden können. Daher wird in diesem Abschnitt auf die Kompensation von absoluten Verlierern eingegangen. Länder, die mit hoher Wahrscheinlichkeit Nettoverlierer sind, können durch Nettogewinner kompensiert werden. Meeus und He bezeichnen dies als "Mindestkompensation" (Meeus & He, 2014). Eine strikte Ablehnung von grenzüberschreitenden Projekten kann so verhindert werden. Wenn jedoch nur die absoluten Verluste entschädigt werden, kann nicht sichergestellt werden, dass es keine Anreize für Verzögerungen gibt, da Kosten und Nutzen immer noch asymmetrisch sein können. Dies steht im Gegensatz zu einer Entschädigung, bei der Kosten und Nutzen für alle Länder im gleichen Verhältnis stehen. Wie bereits untersucht wurde, können bei Ausgleichszahlungen Probleme auftreten. Neben Effizienzverlusten durch Besteuerung und möglicher Überkompensation von Reformverlierern kann es auch schwierig sein, Ausgleichszahlungen glaubwürdig zu vermitteln. Dies erfordert Institutionen, die die Transferzahlungen absichern (Roland, 2002). Beispielsweise könnte die EU als externer Akteur in der TMO dafür sorgen, dass die Kompensation gesichert ist. Um Reformblockaden beim Ausbau eines grenzüberschreitenden, nachhaltigen Strommarktes in der TMO zu verhindern, sollten daher mögliche absolute Verluste identifiziert und Ausgleichsmechanismen glaubwürdig vereinbart werden, damit alle Länder ex ante und ex post einen positiven Nettonutzen erwarten.

Eine weitere Möglichkeit, Reformblockaden zu verhindern und die Unsicherheit zu verringern, besteht darin, Teilreformen durchzuführen. Dies kann von Vorteil sein, da erste Lerneffekte über die möglichen Auswirkungen der Maßnahmen erzielt werden können und die Kosten einer Rückkehr zum Status quo noch nicht so hoch sind. Auch die Entschädigungszahlungen sind bei Teilreformen geringer (Roland, 2000). Die Länder der TMO könnten zunächst nur beschließen, gemeinsam erneuerbare Energien auszubauen und einen Teil der Kapazitäten gemeinsam zu organisieren, ohne die Versorgungssicherheit grenzüberschreitend zu

organisieren. Die Unsicherheit bezüglich der Energieversorgung aus dem Ausland ist in diesem Fall weniger entscheidend als bei der Umsetzung umfassender Reformen, da die Versorgungssicherheit nicht beeinträchtigt wird. Allerdings kann es auch bei der Durchführung einer Teilreform zu Effizienzverlusten kommen, und möglicherweise werden nicht alle Vorteile einer vollständigen Reform erreicht (Roland, 2000). Wenn sich die Entwicklung eines grenzüberschreitenden Strommarktes in der TMO auf die grenzüberschreitende Zusammenarbeit bei der Entwicklung erneuerbarer Energien beschränkt, können folglich nicht alle Kostenvorteile erzielt werden. Gleichzeitig ist es wichtig zu beachten, dass Projekte komplementär sein können und die daraus resultierenden Kosten und Vorteile nur dann korrekt bestimmt werden können, wenn diese Komplementaritäten berücksichtigt werden (Meeus & He, 2014). Daher kann es wiederum vorteilhafter sein, das Reformpaket ganzheitlich umzusetzen. Rechlitz et al. (2014) haben in ihrer Studie berechnet, dass nur dann alle Länder besser abschneiden, wenn die betrachteten Kooperationsmaßnahmen in ihrer Gesamtheit umgesetzt werden. Werden einzelne Maßnahmen umgesetzt, kommt es zu absoluten Verlusten für die Schweiz und Deutschland (Rechlitz et al., 2014). Folglich ergeben sich aus den genannten Reformkonzepten Vor- und Nachteile.

Darüber hinaus gibt es weitere Maßnahmen, die zum Abbau von Unsicherheiten beitragen können. Laut EU-Kommission (2013) wird die Zurückhaltung der Mitgliedsstaaten gegenüber grenzüberschreitenden Kooperationsmechanismen abnehmen, wenn die direkten und indirekten Vor- und Nachteile genauer identifiziert und in einem Kooperationsvertrag explizit genannt werden. Erst dann kann entschieden werden, ob sich eine Kooperation lohnt und welche Transferleistungen notwendig sind (EC, 2013). Um Unsicherheiten zu vermeiden, ist es wichtig, dass die Länder ihre energiepolitischen Strategien klar kommunizieren. Agora und IDDRI (2018) plädieren dafür, dass Deutschland und Frankreich bei ihren nationalen Strategien, insbesondere beim Betrieb konventioneller Kraftwerke, eng zusammenarbeiten und verbindliche Ziele festlegen. Eine stärkere grenzüberschreitende Koordinierung in dieser Hinsicht ist eine notwendige Voraussetzung dafür, dass kooperierende Länder Einwände erheben können, bevor nationale Entscheidungen getroffen werden. Fragen einer angemessenen und zuverlässigen Stromversorgung in der Region können in einem Gremium erörtert werden, in dem Vertreter aller beteiligten Länder und der verschiedenen Sektoren des Strommarktes vertreten sind. So kann eine rein nationale und einseitige Perspektive vermieden und Komplementaritäten können besser genutzt werden (Bössner, 2015).

Um die Unsicherheit über die tatsächlichen Stromlieferungen zu verringern, weist die EU-Kommission (2013a) darauf hin, dass grenzüberschreitende Lieferungen nicht davon abhängig gemacht werden sollten, dass das exportierende Land einen Überschuss bei der Stromerzeugung erzielt. Darüber hinaus werden, wie bereits erörtert, die Auswirkungen von Projekten auf die Versorgungssicherheit in den KNA-Verfahren nur unzureichend berücksichtigt. Dies kann zu weniger effizienten, suboptimalen Entscheidungen führen. Es wird daher empfohlen, Ansätze einzubeziehen, die eine Monetarisierung der Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit ermöglichen (Consentec, 2018). Darüber hinaus kann die Erhöhung der öffentlichen Akzeptanz dazu beitragen, Unsicherheiten zu verringern. Hierfür ist eine transparente und öffentliche Darstellung aller ermittelten Kosten und Nutzen wichtig. Vor allem sollte deutlich gemacht werden, dass durch Kooperationen auch nationale Potenziale und Ziele gefördert werden (EC, 2013). Gerade bei Netzausbaumaßnahmen können bestimmte Maßnahmen geeignet sein, die Akzeptanz zu erhöhen. Dazu gehören Ausgleichsmechanismen, die Verlegung von Erdkabeln und die frühzeitige Einbindung aller relevanten Akteure (Consentec, 2018). Frankreich kann hier als positives Beispiel dienen. Dort gibt es zum Beispiel ein umfassendes Verfahren zur Öffentlichkeitsbeteiligung. Planungs- und Genehmigungsschritte werden unter Beteiligung der betroffenen Akteure durchgeführt.

Darüber hinaus ist der französische Übertragungsnetzbetreiber RTE verpflichtet, nachhaltige Projekte in betroffenen Regionen mitzufinanzieren (Consentec, 2018).

Die Anwendung des politischen Verlierermodells hat gezeigt, dass der Verlust von politischem Einfluss auch in der TMO ein blockierender Grund sein kann. An dieser Stelle ist es jedoch recht schwierig, Ansatzpunkte für ein Reformdesign abzuleiten, das für den Ausbau des grenzüberschreitenden Strommarktes in der TMO hilfreich ist. Ein Vorschlag wäre die weitere Entflechtung von Politik und Energieunternehmen, damit die Wahrscheinlichkeit des Machterhalts im Falle einer Blockade sinkt und damit die Differenz geringer wird. Mehr Befugnisse in der Energiepolitik könnten auf die EU-Ebene verlagert werden, um auch den Politikern Macht zu entziehen. Diese Bestrebungen sind jedoch schwer umzusetzen, da es auch hier darum geht, politische Macht abzugeben, die im Modell als Grund für die Blockade von Reformen identifiziert wurde. Hierüber müssen die EU-Staaten auf EU-Ebene entscheiden (Knodt, 2019). Ein Machttransfer kann nicht glaubwürdig mit Kompensationsvereinbarungen verbunden werden (Acemoglu & Robinson, 2000).

Trotz der Annahme, dass ein Energiebündnis grundsätzlich für alle beteiligten Staaten langfristig vorteilhaft ist, können während des Vereinbarungsprozesses Probleme auftreten. Jeder Staat versucht, dem rationalen Verhalten zu folgen, den größtmöglichen Nutzen und damit die geringstmöglichen Kosten zu erzielen. Es besteht die Gefahr, dass Reformmaßnahmen nicht umgesetzt werden, da jeder Staat taktiert, um Trittbrettfahrerverhalten anwenden zu können. Derzeit fehlt es auf der supranationalen Ebene an der notwendigen Entscheidungsmacht, um diesem Problem entgegenzuwirken. Denn obwohl die Umsetzung der Reformmaßnahmen für jeden Staat mit Kosten verbunden ist, bedeutet die Nichtumsetzung weitaus höhere Kosten in der Zukunft, da die langfristigen Vorteile einer Energieallianz nicht genutzt werden können. Zur Lösung können z.B. verbindliche Verträge beitragen, die das Fehlverhalten der Parteien sanktionieren und damit unrentabel machen. So könnte ein sozial effizientes Gleichgewicht geschaffen werden.

7.4 Akzeptanz der erneuerbaren Energien und Beteiligung der lokalen Akteure

Die erhobenen Daten zeigten, dass in allen drei Nationen Erfahrungen mit sowie Kenntnisse über erneuerbare Energiequellen und -anlagen zu einer höheren Akzeptanz von EE beitragen. Dies gilt sowohl für die Unterstützung (passive Akzeptanz) für den Bau von EE-Anlagen als auch für die finanzielle Beteiligung (aktive Akzeptanz) an EE-Anlagen. Die geringere finanzielle Beteiligungsbereitschaft der französischen Befragten im Vergleich zu den Teilnehmern der beiden anderen Länder steht im Einklang mit der realen Bereitschaft zur Beteiligung an EE-Projekten in Frankreich. Hinsichtlich des Engagements lokaler Akteure, zum Beispiel im Rahmen von Energiegenossenschaften, in EE-Projekten liegt Frankreich deutlich hinter Deutschland und der Schweiz (DGRV, 2021; Kahla et al., 2017; Rivas et al., 2018; Sebi & Vernay, 2020). Während die Schweiz gemessen an der Einwohnerzahl ähnlich viele Energiegenossenschaften wie Deutschland aufweist, sind Bürgerenergiemodelle jeglicher Art in Frankreich kaum verbreitet (Rivas et al., 2018; Sebi & Vernay, 2020). Dies kann auf die günstigeren institutionellen Rahmenbedingungen in Deutschland und der Schweiz zurückgeführt werden. Wie bereits beschrieben, sind die energiepolitischen Rahmenbedingungen in der Schweiz und in Deutschland vergleichbar; es wurden ähnliche finanzielle Anreizmechanismen geschaffen, um die Bereitschaft der lokalen Akteure zur Beteiligung zu mobilisieren. Die Verbesserung der institutionellen Rahmenbedingungen sollte daher eine zentrale Rolle bei der Aktivierung der finanziellen Beteiligungsbereitschaft der Bürger spielen. Aktuell wird in Frankreich versucht, institutionelle Barrieren abzubauen und mit sogenannten Crowdfunding-Modellen direkte finanzielle Beteiligungen zu etablieren (Drogosch, 2018). In Frankreich könnte zum Beispiel die Einrichtung eines vorrangigen Netzzugangs für EE-Anlagen dafür sorgen, dass das finanzielle Engagement der Bevölkerung

erhöht wird (Schumacher et al., 2019). Es zeigte sich auch, dass sowohl Wissen als auch Erfahrung einen stärkeren Einfluss auf die aktive Akzeptanz in Form einer finanziellen Beteiligung haben als die bloße Befürwortung einer EE-Anlage in unmittelbarer Nachbarschaft. Dies unterstreicht einmal mehr die immense Bedeutung der beiden Akzeptanzfaktoren für das Gelingen der Energiewende und den Ausbau der EE unter Einbeziehung und aktiver Beteiligung privater Akteure.

Weiterhin konnte gezeigt werden, dass der Akzeptanzfaktor Wissen einen stärkeren Einfluss auf die Einstellung zum Bau einer EE-Anlage in unmittelbarer Nähe hat als bereits vorhandene Erfahrungen. Das Wissen hatte bei den meisten Formen der erneuerbaren Energien einen signifikanten Einfluss, während die Erfahrung keinen signifikanten Einfluss auf die Einstellung der Befragten hatte, mit Ausnahme von Windenergieanlagen. Dieses Ergebnis unterstreicht, dass mangelnde Information ein Grund für die mangelnde Akzeptanz sein kann und dass die aktive Aufklärung der Anwohner über Technologien für erneuerbare Energien für die Ausweitung von EE-Anlagen von wesentlicher Bedeutung ist. Die Daten deuten darauf hin, dass die Bereitschaft der Befragten in allen Ländern, sich finanziell an EE-Projekten zu beteiligen, im Allgemeinen höher ist als die tatsächliche Beteiligung in den jeweiligen Ländern. Das Potenzial für die tatsächliche Beteiligung scheint verankert zu sein, so dass zu erwarten ist, dass mit entsprechenden Maßnahmen die finanzielle Beteiligung der Bevölkerung erhöht werden kann. Es gibt viele Möglichkeiten für politische Akteure, entsprechende Beteiligungsmöglichkeiten anzubieten, um diejenigen Bürgerinnen und Bürger zu erreichen, die sich z.B. aufgrund mangelnder Informationen über EE nicht finanziell und damit aktiv an EE-Projekten beteiligen (Schumacher et al., 2019). Der Informationsmangel kann auch mit der Investitionsmöglichkeit selbst zusammenhängen. Langer et al. (2017) betonen, dass die Bereitschaft, in EE-Projekte zu investieren, erhöht werden kann, wenn Finanzinstitute die Bevölkerung besser über Investitionsmöglichkeiten im EE-Sektor informieren.

Die vorliegende Studie konzentrierte sich auf die allgemeine Wahrnehmung der Befragten in Bezug auf erneuerbare Energietechnologien und deren Umsetzung auf gesellschaftlicher Ebene. Wie die meisten Studien zur Akzeptanz von EE fand diese Studie also auf der Ebene der gesellschaftspolitischen Akzeptanz (auch als gesellschaftliche Akzeptanz bezeichnet) statt und ist rein einstellungsbezogen (Ohlsen, 2018; Schäfer & Keppler, 2013). Wie in diesem Beitrag dargestellt, ist die Ebene der gesellschaftspolitischen Akzeptanz nur eine von drei Dimensionen gesellschaftlicher Akzeptanz, wie sie von Wüstenhagen et. al (2007) definiert wurden. Vor diesem Hintergrund kann die vorliegende Studie daher keine Wechselbeziehungen zwischen gesellschaftspolitischer Akzeptanz, Marktakzeptanz und lokaler Akzeptanz aufzeigen. Zudem kann sie keine Aussagen über die lokale Akzeptanz konkreter EE-Projekte machen.

Der Einstellungsebene kann die gesellschaftspolitische Dimension zugeordnet werden, die vor allem die gesellschaftliche Einstellung zu EE erfasst (Schäfer & Keppler, 2013 in Schumacher et al., 2019). Für die erfolgreiche Bewältigung der Energiewende und des damit verbundenen Ausbaus bedarf es jedoch neben der passiven Befürwortung auch einer aktiven Beteiligung der Akteure, d.h. einer positiven Einstellung, die einer Handlungsdimension zuzuordnen wäre. Im Rahmen dieser Befragung wurde die Bereitschaft der Befragten, sich an EE-Projekten zu beteiligen, mehrfach abgefragt. Die einstellungsbezogene Akzeptanz, die in dieser Befragung abgefragt wurde, beinhaltet zwar eine Handlungsabsicht, sagt aber nichts über den tatsächlichen Erfolg einer Handlung aus (Schäfer & Keppler, 2013). Es ist davon auszugehen, dass die abgefragte Bereitschaft zur aktiven Beteiligung nicht die tatsächliche Beteiligung widerspiegelt.

Hildebrand und Renn (2019) betonen, dass es in Forschung und Praxis ein divergierendes Verständnis von Akzeptanz gibt; in der Praxis wird Akzeptanz oft ohne die

Handlungsdimension betrachtet und passive Befürwortung wird als Akzeptanz verstanden. Diese Einschränkung muss bei der Interpretation von rein einstellungsbasierter Akzeptanzforschung berücksichtigt werden. Es ist auch denkbar, dass es Probanden gibt, die ihre Bereitschaft zur finanziellen Beteiligung geäußert haben und sich auch tatsächlich finanziell beteiligen würden, aber einfach nicht über die dafür notwendigen finanziellen Mittel verfügen. Auch in Bezug auf die Gruppengröße gab es ein ungünstiges Verhältnis von Probanden mit und ohne Erfahrung mit verschiedenen spezifischen Formen erneuerbarer Energien. Darüber hinaus gab es, wie bereits erläutert, eine große Diskrepanz zwischen dem Durchschnittsalter der Befragten aus der Schweiz und dem Durchschnittsalter der Schweizer Bevölkerung insgesamt. Die Absichten und Einstellungen des jüngeren Teils der Schweizer Bevölkerung sind in dieser Studie besser repräsentiert als die der älteren Bevölkerung. Diese beiden Einschränkungen bezüglich der Stichprobe sollten berücksichtigt werden.

Trotz ihrer Einschränkungen bietet die vorliegende Studie wichtige Daten im Hinblick auf die Akzeptanzforschung im länderübergreifenden Kontext. Es gibt nur wenige Studien im Bereich der sozialen Akzeptanzforschung, die empirische Daten nutzen, um regionale oder nationale Vergleiche anzustellen (Schumacher et al., 2019). Die durchgeführte Studie reiht sich in die Gruppe der Forschungsarbeiten von Schumacher et al. (2019), Schumacher und Schultmann (2017), Jobert et al. (2007) oder auch Warren et al. (2005) ein, die ebenfalls die soziale Akzeptanz von EE im Ländervergleich untersucht haben (Schumacher et al., 2019). Es wurde gezeigt, dass davon auszugehen ist, dass die abgefragte finanzielle Bereitschaft zur Teilnahme höher ist als die tatsächliche Bereitschaft zur Teilnahme. Für das Gelingen der Energiewende ist es weiterhin notwendig, die finanzielle Beteiligungsbereitschaft privater Akteure zu mobilisieren und die Lücke zwischen hypothetischer und tatsächlicher Beteiligungsbereitschaft weiter zu schließen. Anhand der Ländervergleiche konnte festgestellt werden, dass Deutschland und die Schweiz eine höhere Beteiligungsbereitschaft aufweisen als Frankreich. Neben den bereits erwähnten politischen Rahmenbedingungen, die in Deutschland und der Schweiz vergleichsweise besser sind, ist auch die mangelnde Erfahrung und Kenntnis der französischen Bevölkerung für die nationalen Unterschiede verantwortlich. Die Ergebnisse dieser Studie legen nahe, dass die Bereitschaft zur finanziellen Beteiligung durch gezielte Informationsangebote erhöht werden kann. Die gewonnenen Erkenntnisse bieten den Ländern viele Ansatzpunkte, wie die passive und aktive Akzeptanz gegenüber EE-Anlagen in Zukunft weiter gesteigert werden kann.

Kapitel 8. Schlussfolgerung

Trotz der vielen nationalen Unterschiede, insbesondere in Bezug auf den Energiemix, die rechtlichen, wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen, haben sich alle drei Länder, Deutschland, Frankreich und die Schweiz, das Ziel gesetzt, bis spätestens 2050 Kohlenstoffneutralität zu erreichen (IEA, 2021a; BFE, 2020; Bundesregierung, n.d.). Darüber hinaus ist festzustellen, dass ihre Strategien zur Erreichung dieses Ziels unter anderem auf einer beträchtlichen Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energiequellen (EE) an ihrem Energiemix beruhen.

Der Gesamtenergiebedarf in der Oberrheinregion wurde in einer Durchführbarkeitsstudie, die für dasselbe Untersuchungsgebiet durchgeführt wurde, für das Jahr 2022 auf 212 TWh geschätzt. Nach den Ergebnissen von WP2 ist das gesamte technische Potenzial für die Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien, das auf 359 TWh/Jahr geschätzt wird, groß genug, um diesen Bedarf zu decken. Das technische Potenzial wird jedoch, wie in Kapitel 2 erläutert, durch das wirtschaftliche und realisierbare Potenzial begrenzt. Darüber hinaus wird dieses Potenzial auch durch eine Reihe anderer Faktoren begrenzt, wie z. B. Flächennutzungskonkurrenz durch die Nahrungsmittelproduktion, Umweltauswirkungen, landschaftliche Aspekte, gesellschaftliche Akzeptanz und wirtschaftliche Rahmenbedingungen. Die Bedeutung der Berechnung des technischen Potenzials liegt in der Unterstützung besserer Rahmenbedingungen, die durch die Einbindung der verschiedenen Interessengruppen wie Bürger und Unternehmen in den Prozess erleichtert werden könnten, was der Schwerpunkt von WP4 war. (Koch (Hrsg.), 2022) Konkret analysierte WP4 die soziokulturellen Bedingungen für die Entwicklung eines erneuerbaren Energiesystems in der Region, indem es sich auf die günstigen Bedingungen konzentrierte, die es den regionalen Akteuren ermöglichen, über nationale Grenzen hinweg zusammenzuarbeiten, sowie auf die Bedeutung der Einbeziehung der Bürger in den regionalen Entscheidungsprozess im Zusammenhang mit erneuerbaren Energien.

Die von WP2 durchgeführte Studie konzentrierte sich auf die Ermittlung der nutzbaren Fläche, auf der die Ausbreitung von EE-Projekten stattfinden könnte. Im Falle von WP2 bezog sich die Schätzung der Potenziale hauptsächlich auf die räumliche Verfügbarkeit von Landflächen, und das berechnete Potenzial wurde als jährliche Schätzung vorgelegt. Andererseits erfordert die Einspeisung von EE in das Stromnetz ein gewisses Maß an Flexibilität und Speichermöglichkeiten, wie in WP3 untersucht wurde. Wegen des intermittierenden Charakters der erneuerbaren Energien untersuchte WP3 die stündlichen Schwankungen der Stromnachfrage in der URR und simulierte verschiedene Szenarien, die verschiedene Kombinationen von Speicherung und erneuerbaren Energien in der zukünftigen Energieversorgung beinhalteten, um die optimalste Kombination zu finden und auch um mögliche zukünftige regionale Energiesysteme zu analysieren. Um die steigende Nachfrage nach Strom und erneuerbaren Energien bewältigen zu können, muss das regionale, nationale und transnationale Netz gut ausgestattet sein. Aus diesem Grund beleuchtet die Forschung des AP6 die Notwendigkeit, das Netz über die Grenzen hinweg auszubauen, insbesondere in Anbetracht der schlecht entwickelten Kopplungspunkte der Mitgliedsstaaten, da der Stromaustausch mit den Nachbarländern bisher eine eher untergeordnete Rolle gespielt hat. Darüber hinaus befasste sich WP6 mit den Hindernissen, denen Netzausbauprojekte trotz des dringenden Bedarfs an steigender Erzeugungskapazität aus erneuerbaren Energien weiterhin gegenüberstehen. Wie bereits in der Einleitung betont wurde, werden Nachfragesteuerung und Digitalisierung die Sicherheit des zukünftigen Energiesystems erhöhen, beispielsweise durch intelligente Netze und Zähler. Cyberangriffe stellen heutzutage eine erhebliche Sicherheitsbedrohung dar; daher lag der Schwerpunkt von WP7 auf der Datensicherheit und

der Bekämpfung der zunehmenden Bedrohungen durch Cyberangriffe in einem Aspekt der Digitalisierung, nämlich den intelligenten Netzen.

Eines der größten Hindernisse bei diesem Projekt war die Verfügbarkeit und Einheitlichkeit der Daten in den Grenzregionen aufgrund der strukturellen Unterschiede der einzelnen Länder. Die Trinationalität der Region trägt auch zu großen Unterschieden in der rechtlichen und regulatorischen Struktur der drei Länder bei. Daher befasste sich WP5 mit der Vielzahl rechtlicher Hindernisse und zeigte viele mögliche Lösungen zum Abbau dieser Hindernisse auf, um die Verbreitung und Entwicklung von Technologien für erneuerbare Energien zu erleichtern. WP5 analysierte auch die Auswirkungen der europäischen und nationalen Vorschriften im Zusammenhang mit erneuerbaren Energien auf deren Entwicklung in jedem der drei Länder.

Schließlich war das Hauptziel des Projekts, wie zuvor definiert, "die Synergien zu untersuchen, die sich aus komplementären Erzeugungs-, Nachfrage- und Speicherkapazitäten sowie aus grenzüberschreitenden Energieinitiativen in der TMO ergeben, um politische Empfehlungen zur Unterstützung der Energiewende zu entwickeln." Es ist klar, dass die nun abgeschlossene Forschung der Arbeitspakete des RES-TMO-Projekts miteinander verbunden und ganzheitlich war. Noch wichtiger ist, dass es den Paketen durch ihre Ergebnisse gelungen ist, einen Überblick über verschiedene, relevante Themen rund um die EE zu geben. Dazu gehören: die Potenziale der erneuerbaren Energien und ihre Einbindung in die verschiedenen möglichen Szenarien für das künftige regionale Energiesystem sowie die derzeitige lokale Atmosphäre in Bezug auf rechtliche und regulatorische Hindernisse auf regionaler, nationaler und europäischer Ebene für die Entwicklung von Netzen und Projekten für erneuerbare Energien, Bedrohungen für das Netz, die Energie- und Datensicherheit durch Cyberangriffe und die soziale Akzeptanz von EE-Projekten sowie die Beteiligung der Bürger am Entscheidungsprozess.

Als Schlussfolgerung stellte die IEA (2021b) fest, dass "Regierungen das Wachstum der erneuerbaren Energien weiter beschleunigen können, indem sie zentrale Hindernisse wie Herausforderungen bei der Genehmigung und Netzintegration, Fragen der sozialen Akzeptanz, uneinheitliche politische Ansätze und unzureichende Vergütungen angehen." Das RES-TMO-Projekt hat viele der oben genannten Ideen zur Beschleunigung des Wachstums der erneuerbaren Energien in einem trinationalen regionalen Kontext aufgegriffen, in der Hoffnung, nicht nur in einem, sondern in drei Ländern etwas zu bewirken und eine ideale Modellregion für zukünftige grenzüberschreitende Kooperationsprojekte zu schaffen.

Liste der Autoren

Redakteure: Barbara Koch, Ines Gavrilut, Zeina Najjar, Adem Ugurlu, Kristina Izmailova

Kapitel 1:

Ines Gavrilut, Zeina Najjar

Prof. Barbara Koch

Kapitel 2:

Zeina Najjar, Felix Kytzia, Prof. Barbara Koch

Johannes Miocic, Martin Kügel

Kapitel 3:

Joris Dehler-Holland

Bushra Canaan, Djaffar Ould Abdeslam

Marco Guevara, Adrien Barth, Alain Clappier, Nadège Blond

Kapitel 4:

Bushra Canaan, Djaffar Ould Abdeslam

Kapitel 5:

Marie Mangold, Sophie Henck, Philippe Hamman

Kapitel 6:

Melis Aras, Elisabeth Lambert, Sophie Gambardella, Theresa Hüscher, Jens-Peter Schneider

Kapitel 7:

Bianca Blum, Dominik Schröder, Marcel Franke, Bernhard Neumärker.

Schlussfolgerung:

Zeina Najjar

Liste der Abkürzungen

AEY	Jährliche Energieausbeute
AI	Künstliche Intelligenz
ASEC	Schweizerischer Verband für Bürgerenergie
CBCA	Grenzüberschreitende Kostenzuweisung
CCGT	Gas- und Dampfturbinen
CECs	Bürgerenergiegenossenschaften
CEI	Gemeinschaftliche Energieinitiativen
CEM	Klima- und Energiemodell
CHP	Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen
CLC	CORINE Bodenbedeckung
CPS	Cyber Physical System
CSIRTs	Computer Security Incident Response Teams
DERs	Verteilte Energieressourcen
DSP	Digitale Dienstleister
DSOs	Verteilernetzbetreiber
EDF	Electricité de France
EEA	Europäischer Energiepreis
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EGS	Verbesserte geothermische Systeme
ENISA	Die Agentur der Europäischen Union für Cybersicherheit
EOM	Energy Only Market
ETS	Emissionshandelssystem
EV	Elektrofahrzeuge
GDPR	Allgemeine Datenschutzverordnung
GECLER	Grand Est Citoyen et Local d'Énergies Renouvelables
GEEV	Grenzüberschreitende-Erneuerbare-Energien-Verordnung
Treibhausgase	Treibhausgasemissionen
GIS	Geografisches Informationssystem
GM	Bodenmontiert
H ₂	Wasserstoff
ICPE	Als Umweltschutz eingestufte Anlagen
ICPP	Integrierte Klimaschutzprogramme
ICT	Informations- und Kommunikationstechnologien

IEA	Internationale Energieagentur
IoT	Internet der Dinge
LEM	Lokale Elektrizitätsmärkte
MS	Mobilité Spaciale
NIS	Netz- und Informationssicherheit
NO	Neuer Ordoliberalismus
NPP	Kernkraftwerk
NREAP	Der nationale Aktionsplan für erneuerbare Energien
OES	Betreiber von wesentlichen Diensten
ORG	Oberrheingraben
PERSEUS	Programmpaket für Strategien zur Emissionsminderung bei Energienutzung und -versorgung - Handel mit Zertifikaten
PtG	Strom zu Gas
PV	Fotovoltaik
RA1	Forschungsgruppe 1
RE	Erneuerbare Energie
RECs	Gemeinschaften für erneuerbare Energien
REPM	Regionales Energieplanungsmodell
RES	Erneuerbare Energiequellen
RLS	Gipfel der regionalen Führungskräfte
RRF	Fazilität für Erholung und Widerstandsfähigkeit
SNBC	Nationale Strategie für Basiskohlenstoff
SWOT	Stärken, Schwächen, Chancen und Bedrohungen
TAC	Jährliche Gesamtkosten
TMO	Trinationale Metropolregion Oberrhein
TSOs	Übertragungsnetzbetreiber
URR	Oberrheinische Region
WPD	Wind Power Density
WP 2	Arbeitspaket 2
WP 3	Arbeitspaket 3
WP 4	Arbeitspaket 4
WP 5	Arbeitspaket 5
WP 6	Arbeitspaket 6
WP 7	Arbeitspaket 7

WSMS Windgeschwindigkeit Windscherung

Liste der Abbildungen

Abbildung 1.1: SWOT-Analyse für die Förderung erneuerbarer Energien in den Energiewende-Regionen des Regional Leaders' Summit (RLS) (Goers et al., 2021)	8
Abbildung 2.1: Die Potenzialhierarchie nach der Definition von Jäger et al. (2016)	17
Abbildung 2.2: Pufferzonen um die Masten	27
Abbildung 2.3: Pufferzonen um die Türme	28
Abbildung 2.4: Pufferzonen um die Umspannwerke	28
Abbildung 2.5: EE-Potenziale in Zone A um die Türme der Netzkomponente	29
Abbildung 2.6: EE-Potenziale in Zone B um die Türme der Netzkomponente	30
Abbildung 2.7: EE-Potenziale in Zone C um die Türme der Netzkomponente	30
Abbildung 2.8: EE-Potenziale in Zone D um die Türme der Netzkomponente	31
Abbildung 2.9: Die verfeinerte Verteilung des Windenergiepotenzials in der URR	32
Abbildung 2.10: Verteilung des raffinierten Windenergiepotenzials pro Land in der URR in TWh/Jahr	33
Abbildung 2.11: Das veredelte Agro-PV-Potenzial in der URR in TWh/Jahr pro Gemeinde	34
Abbildung 2.12: Verteilung des raffinierten Agro-PV-Potenzials pro Land in der URR in TWh/Jahr	34
Abbildung 2.13: Das verfeinerte GM-PV-Potenzial in der URR in TWh/Jahr pro Gemeinde	35
Abbildung 2.14: Die verfeinerte GM-PV-Potenzialverteilung pro Land in der URR in TWh/Jahr	35
Abbildung 2.15: Räumliche Verteilung des jährlichen PV-Aufdachpotenzials in der URR	36
Abbildung 2.16: Jährliches PV-Dachflächenpotenzial in den drei Ländern der URR	36
Abbildung 2.17: Jährliches Wasserkraftpotenzial pro Landesgrenze in der URR	37
Abbildung 2.18: Jährliches Biomassepotenzial pro Land in der URR	38
Abbildung 2.19: Jährliches Biomassepotenzial in der URR	38
Abbildung 2.20: Die genutzten erneuerbaren Energiepotenziale in der URR (TRION-climate e.V., 2019)	40
Abbildung 2.21: Tabelle mit dem Vergleich der Proximity Ratios der verschiedenen Grid-Komponenten	41
Abbildung 2.22: West-Ost-Profil durch das ORG etwas nördlich von Bad Krozingen (siehe Abb. 8). Die Salzdiapire sind deutlich sichtbar und erreichen eine Mächtigkeit von mehr als 1,5 km. Aus GeORG-Projektteam (2013)	46

Abbildung 2.23: Lage der Salzdiapire im ORG. Die Profillinie markiert die Lage des Profils in Abbildung 2.22. Basierend auf dem GeORG-Projektteam (2013)	46
Abbildung 3.1: Installierte Kapazitäten erneuerbarer Energien in der Oberrheinregion bei unterschiedlicher Verfügbarkeit von Übertragungskapazitäten zu den Nachbarländern (eigene Berechnungen)	49
Abbildung 3.2: Installierte Kapazität von Speichern in der Oberrheinregion bei unterschiedlicher Verfügbarkeit von Übertragungskapazitäten in die Nachbarländer (eigene Berechnungen)	50
Abbildung 3.3: Häufigkeit der Auslastung über 100% bei Ausfall eines Netzelements im "Startnetz" (NEP 2021, S. 136)	51
Abbildung 3.4: Preisunterschiede (OR_LAND - LAND) zwischen den Teilregionen des Oberrheins und den Nachbarländern unter der Annahme, dass 70% der thermischen Kapazitäten der Übertragungsleitungen zur Verfügung stehen. Aus Gründen der Visualisierung wurden einige negative Ausreißer nicht dargestellt	52
Abbildung 3.5: Preisunterschiede (OR_LAND - LAND) zwischen den Teilregionen des Oberrheins und den Nachbarländern unter der Annahme, dass 50 % der thermischen Kapazitäten der Übertragungsleitungen verfügbar sind. Aus Gründen der Visualisierung wurden einige negative Ausreißer nicht dargestellt	53
Abbildung 3.6: Preisunterschiede (OR_LAND - LAND) zwischen den Teilregionen des Oberrheins und den Nachbarländern unter der Annahme, dass 30 % der thermischen Kapazitäten der Übertragungsleitungen verfügbar sind. Aus Gründen der Visualisierung wurden einige negative und positive Ausreißer nicht dargestellt	53
Abbildung 3.7: Autarkiegrad der Oberrheinregion mit elektrischer Energie unter Variation der Verfügbarkeit von Übertragungskapazitäten in die Nachbarländer (eigene Berechnungen)	55
Abbildung 3.8: Installierte Leistung von erneuerbaren Energien und Power-to-Gas in der Oberrheinregion unter der Annahme, dass 50 % der Übertragungskapazitäten zu den Nachbarländern verfügbar sind (eigene Berechnungen)	56
Abbildung 3.9: Installierte Leistung der erneuerbaren Energien und Power-to-Gas am Oberrhein unter der Annahme, dass 50 % der Übertragungskapazitäten in die Nachbarländer zur Verfügung stehen und die Stromnachfrage variiert (eigene Berechnungen)	57
Abbildung 3.10: Energiesystemdiagramm des REPM-Modells.	62
Abbildung 3.11: Berechnung der Restenergie (R), die jede Stunde von REPM aus dem stündlichen Energiebedarf (D, MWh) und der stündlichen intermittierenden Energieerzeugung (I, MWh) durchgeführt wird	63
Abbildung 3.12: Mit dem REPM-Modell berechnete Lastdauer-Kurve der Restenergie ($R = D - I$) zur Unterscheidung verschiedener Alternativen zur Verwaltung der Energiespeicherung: Direkte Freigabe (links), Peak Shaving (rechts).	64
Abbildung 3.13: Speicherkapazität (links) und steuerbare Kapazität (rechts) im Vergleich zur Menge der in den Strommix eingebrachten Solar- und Windenergie (ausgedrückt in Prozent des Strombedarfs) für die Algorithmen "Direkte Freisetzung"	64

(blaue Kurven) und "Peak Shaving" (rote Kurven)	
Abbildung 3.14: Analyse der aus REPM resultierenden Szenarien: a) Darstellung der Korrelation der resultierenden Szenarien mit den Komponenten 1 und 2 der PCA als Achsen und b) projizierte Lage der resultierenden Szenarien auf den PCA-Komponenten 1 und 2. Schwarze Kreise entsprechen Szenarien, die sich durch große regelbare Kapazität und Energie auszeichnen, blaue Kreise Szenarien mit großer Windkapazität und rote Kreise Szenarien mit großer Solar- und Speicherkapazität.	66
Abbildung 3.15: Kosten der steuerbaren und Gesamtkosten für die Szenarien mit der geringsten TAC innerhalb jedes Clusters und das Szenario ohne intermittierende Energiequellen im System, wobei als Referenztechnologien horizontale Windturbinen und photovoltaische Solarpaneele für die intermittierenden Energiequellen und für die steuerbaren und speicherbaren, Gas- und Dampfturbinen (GuD) und große Betontürme verwendet werden. Die Kosten werden in Milliarden US Dollar pro Jahr angegeben.	68
Abbildung 3.16: Vergleich zwischen PERSEUS- und REPM-Ergebnissen: a) Darstellung der Korrelation zwischen den Szenarien und den Komponenten 1 und 2 der PCA und b) projizierte Lage der Cluster und der daraus resultierenden Szenarien auf den PCA-Komponenten 1 und 2. Schwarze Kreise entsprechen Szenarien mit großer steuerbarer Kapazität und Energie, blaue Kreise Szenarien mit großer Windkapazität und rote Kreise Szenarien mit großer Solar- und Speicherkapazität. Es sind repräsentative Szenarien jedes Clusters enthalten. Die Projektion des Szenarios, das den Ergebnissen des PERSEUS-Modells entspricht, ist dargestellt; es befindet sich im Cluster 5 innerhalb des schwarzen Kreises. Die dargestellten Szenarien entsprechen: $\gamma = 100\%$ & $\eta_{\text{StoToDem}} = 40\%$. Die Nachfrage, die als Input für REPM verwendet wird, entspricht demselben Profil, das für PERSEUS verwendet wurde	70
Abbildung 5.1: Eine Karte mit den wichtigsten Akteuren des öffentlichen und privaten Sektors in der TMO-Region	78
Abbildung 5.2: Nettostromerzeugung im Jahr 2020 in den Großstädten Frankreichs, Deutschlands und der Schweiz, © Sophie Henck, UMR SAGE, 2022	79

Liste der Tabellen

Tabelle 2.1: Endgültiges EE-Potenzial in der URR einschließlich der Verfeinerungen für Wind und Solar	35
Tabelle 2.2: Berechnetes Verhältnis A und Verhältnis B für das Agro-PV-Potenzial der Gemeinden in der URR	38
Tabelle 2.3: Berechnetes Verhältnis A und Verhältnis B für das GM-PV-Potenzial der Gemeinden im URR	38
Tabelle 2.4: Berechnetes Verhältnis A und Verhältnis B für das Aufdach-PV-Potenzial der Gemeinden im URR	38
Tabelle 2.5: Berechnetes Verhältnis A und Verhältnis B für das Windpotenzial der Gemeinden im URR	39
Tabelle 2.6: Der prozentuale Anteil der Nutzfläche pro Land an der Gesamtnutzfläche für die RES Agro-PV	39
Tabelle 2.7: Der prozentuale Anteil der Nutzfläche pro Land an der Gesamtnutzfläche für die RES GM-PV	39
Abb. 2.8: Der prozentuale Anteil der nutzbaren Fläche an der gesamten nutzbaren Fläche für die EE-Dach-PV pro Land	39
Tabelle 2.9: Der prozentuale Anteil der nutzbaren Fläche pro Land an der gesamten nutzbaren Fläche für die EE-Windenergie	40

Literatur

Kapitel 1:

Avere et al. (2020). Open letter Decarbonising the EU building stock with available solutions and no direct use of hydrogen. Retrieved October 24, 2022., from https://euase.net/wp-content/uploads/2021/01/210120_Open-letter_Timmermans_hydrogen.pdf

Bataille, C., Åhman, M., Neuhoff, K., Nilsson, L. J., Fishedick, M., Lechtenböhmer, S., Solano-Rodriguez, B., Denis-Ryan, A., Stiebert, S., Waisman, H., Rahbar, S., Sartor, O. (2018). A review of technology and policy deep decarbonization pathway options. *Journal of Cleaner Production*, 187 (2018), 960-973. Doi: 10.1016/j.jclepro.2018.03.107

Bowen, T. (2019). CIFF MOOC 3. EdX course material: Incorporating Renewable Energy in Electricity Grids from Imperial College London online learning initiative (10/2018 - 02/2019).

Bundesamt für Energie – BFE (2020). (June, 2019). Schweizerische Statistik der Erneuerbaren Energien 2019, Bundesamt für Energie – BFE (2020). Bern. <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/9765>.

Bundesregierung (n.d). Bundesregierung, Retrieved June 2022 from: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672> [Webpage]

Chen C., Bing X., Guotian C., Heiko T., & Stueckrad S. (2019). Comparing the energy transitions in Germany and China: Synergies and recommendations. *Energy Reports* (2019), 5, 1249-1260. doi: <https://doi.org/10.1016/j.egy.2019.08.087>

Cooke, P. (2011). Transition regions : Regional – national eco-innovation systems and strategies. *Progress in Planning*, 76(3), 105–146. <https://doi.org/10.1016/j.progress.2011.08.002>

Duch-Brown, N. & Rossetti, F. (2020). Digital platforms across the European regional energy markets, *Energy Policy*, 144 (October 2019). <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111612>

European Commission (2018a). Commission Welcomes Political Agreement on Conclusion of the Clean Energy for all Europeans Package, Press release, 18 December 2018, Brussels, available at: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_18_6870

European Commission (2018b). Clean Energy for all Europeans, official website, available at: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans>

European Commission (2019). The State of the Energy Union Explained, Fact Sheet, 9 April, Brussels, available at: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/MEMO_19_1875

European Commission (2020). How Can Your City Become... 100% Renewable?, Luxembourg, Publications Office, available at: <https://data.europa.eu/doi/10.2779/212569>.

European Commission (2021). State of the Energy Union 2021 – Contributing to the European Green Deal and the Union’s recovery. Brussels, 26.10.2021. COM(2021) 950 final. Available at: https://energy.ec.europa.eu/system/files/2021-10/state_of_the_energy_union_report_2021.pdf

European Commission (2022a). 2030 Renewable energy targets, official website, available at: https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-targets_en

European Commission (2022b). A European Green Deal. Striving to be the first climate-neutral continent, official website, available at: https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en

Gerbelová, H., Spisto, A., & Giaccaria, S. (2021). Regional Energy Transition: An Analytical Approach Applied to the Slovakian Coal Region. *Energies*, 14, 110. <https://doi.org/10.3390/en14010110>

Gils, H. C., Simon, S., & Soria, R. (2017). 100% Renewable energy supply for Brazil-The role of sector coupling and regional development. *Energies*, 10(11). <https://doi.org/10.3390/en10111859>

Goers, S., Rumohr, F., Fendt, S., Gosselin, L., Jannuzzi, G. M., Gomes, R. D. M., ... Wolvers, R. (2021). The Role of Renewable Energy in Regional Energy Transitions : An Aggregate Qualitative Analysis for the Partner Regions Bavaria , Georgia , Québec , São Paulo , Shandong , Upper Austria , and Western Cape. *Sustainability* , 13(1), 76; <https://doi.org/10.3390/su13010076>

Henning, H.-M., Palzer, A. (2015). Was kostet die Energiewende? Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg. <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-Studie-Was-kostet-die-Energiewende.pdf>.

Hoolohan, C., Mclachlan, C., & Larkin, A. (2019). Technological Forecasting & Social Change “Aha” moments in the water-energy-food nexus : A new morphological scenario method to accelerate sustainable transformation. *Technological Forecasting & Social Change*, 148 (August), 119712. <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2019.119712>.

Hoppe, T., Miedema, M. (2020). A Governance Approach to Regional Energy Transition: Meaning, Conceptualization and Practice. *Sustainability*, 12, 915. doi:10.3390/su12030915.

IEA (2019). Integrating Power Systems Across Borders – Analysis, Technology report, June, Retrieved August 25, 2021 from <https://www.iea.org/reports/integrating-power-systems-across-borders>.

Limpens G., Jeanmart H., Moret S., Guidati G., Li X., Maréchal F. (2019). The Role of Storage in the Swiss Energy Transition, Proceedings of the 32nd International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems, 1 (1): 761–774. <https://dial.uclouvain.be/pr/boreal/object/boreal:218561>.

Papapetrou M., Kosmadakis G., Cipollina A., La Commare U., & Micale G. (2018). Industrial waste heat: Estimation of the technically available resource in the EU per industrial sector, temperature level, and country. *Applied Thermal Engineering*, 138, 207-216. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2018.04.043>.

Schiffer H. W., Trueby J. (2018). A review of the German energy transition: taking stock, looking ahead, and drawing conclusions for the Middle East and North Africa. *Energy Transitions*, 2, 1–14. <https://doi.org/10.1007/s41825-018-0010-2>.

Serafino, P. (2022). France Coal-Fired Power Plants Get Short-Term Right to Burn More. Bloomberg. <https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-02-06/france-coal-fired-power-plants-get-short-term-right-to-burn-more?leadSource=verify%20wall>

TRION-climate e.V. (2019). Trinationaler Klima- und Energiebericht. Treibhausemissionen, Energieverbrauch, Erneuerbare: Umsetzung der Klima- und Energieziele am Oberrhein, Kehl, available at: https://trion-climate.net/fileadmin/Aktivitaeten/Trion_Studien/Energiebericht/Trinationaler_Klima-_und_Energiebericht_TRION_Nov._2019_final.pdf.

Umweltbundesamt (2020). Umweltbundesamt. Retrieved: October 2020 from <https://www.umweltbundesamt.de/>.

Umweltbundesamt (2020a). ‘Emissionsquellen’, available at: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/treibhausgas-emissionen/emissionsquellen>.

Umweltbundesamt (2020b). ‘Energiebedingte Emissionen’, available at: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energiebedingte-emissionen>.

Umweltbundesamt (2020c). ‘Treibhausgasminderungsziele Deutschlands’, available at: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgasminderungsziele-deutschlands>.

Umweltbundesamt (2020d). ‘Erneuerbare Energien in Deutschland 2019’, available at: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/erneuerbare-energien-in-deutschland-2019>.

Victoria M., Zhu K., Brown T., Andresen G B., Greiner M. (2019). The Role of Storage Technologies Throughout the Decarbonisation of the Sector-Coupled European Energy System. *Energy Conversion and Management*, 201, 111977. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.111977>.

Weigel P.I, Fishedick M. (2019). 'Review and Categorization of Digital Applications in the Energy Sector'. *Applied Sciences*, 9 (24): 5350. <https://doi.org/10.3390/app9245350>.

Weiss O., Pareschi G., Georges G., Boulouchos K. (2021). The Swiss Energy Transition: Policies to Address the Energy Trilemma, *Energy Policy*, 148,111926, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111926>.

Zimm, C., Goldemberg, J., Nakicenovic, N., & Busch, S. (2019). Is the renewables transformation a piece of cake or a pie in the sky? *Energy Strategy Reviews*, 26, 100401. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.100401>.

Kapitel 2:

Axpo (2018). Water's Power. Available Online: <https://www.axpo.com/ro/en/magazine/renewable-energy/the-power-of-the-river.html>

Banque des Territoires (juin 2010). La micro-hydraulique a de l'avenir en Alsace. <https://www.banquedesterritoires.fr/la-micro-hydraulique-de-lavenir-en-alsace>

Bayliss C.R. & Hardy B.J. (2012). Chapter 3 - Substation Layouts, Transmission and Distribution *Electrical Engineering* 4, 93-119. 10.1016/B978-0-08-096912-1.00003-4

Bhattacharya S. (2017). Smart Transformers Will Make The Grid Cleaner and More Flexible. *IEEE Spectrum*.

<https://spectrum.ieee.org/smart-transformers-will-make-the-grid-cleaner-and-more-flexible>

Boring N. (2019, Dec. 4). France: Law on Energy and Climate Adopted. Library of Congress. <https://www.loc.gov/item/global-legal-monitor/2019-12-04/france-law-on-energy-and-climate-adopted/>

Britannica (2021, 23 Jul). Transformer. *Encyclopedia Britannica*. Retrieved 26 October 2021 from <https://www.britannica.com/technology/transformer-electronics>.

EDF (n.d.). Les Aménagements Hydroélectriques Du Rhin. EDF. https://www.edf.fr/sites/default/files/Hydraulique/Alsace-Vosges/documents/les_amenagements_hydroelectriques_du_rhin_franco-allemand.pdf

EEA, Lechner Knowledge Center (Lechner Tudásközpont) & Umweltbundesamt (2019). Updated CLC Illustrated Nomenclature Guidelines.

https://land.copernicus.eu/user-corner/technical-library/corine-land-cover-nomenclature-guidelines/docs/pdf/CLC2018_Nomenclature_illustrated_guide_20190510.pdf

EEG (2021). Erneuerbare-Energien-Gesetz [Renewable Energy Sources Act], Part 2, § 8 et seq.. https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/

EnBW (n.d.). Hydropower. EnBW. <https://www.enbw.com/renewable-energy/wasserkraft/>

Enedis (n.d.). Se raccorder ou modifier une installation. Enedis. <https://www.enedis.fr/se-raccorder-ou-modifier-une-installation>

Fang S. J., Roy S., & Kramer J. (1999). Transmission Structures. *Structural Engineering Handbook*. <http://freeit.free.fr/Structure%20Engineering%20HandBook/15.pdf>

Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE (Ed.) (2020). Agrivoltaics: Opportunities for Agriculture and the Energy Transition.

<https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/agrivoltaics-opportunities-for-agriculture-and-the-energy-transition.html>

Grau L., Jung C. & Schindler D. (2017). On the Annual Cycle of Meteorological and Geographical Potential of Wind Energy: A Case Study from Southwest Germany. *Sustainability*, 9, 7, 1169. 10.3390/su9071169

Guénaire M., Dufour T., George E., Assayag S., & Nouel G.L. (2020). Electricity Regulation in France: overview. Thomson Reuters Practical Law. [https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/7-629-7567?transitionType=Default&contextData=\(sc.Default\)&firstPage=true](https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/7-629-7567?transitionType=Default&contextData=(sc.Default)&firstPage=true)

Huld T. (2017). 'PVMAPS: Software Tools and Data for the Estimation of Solar Radiation and Photovoltaic Module Performance Over Large Geographical Areas'. *Solar Energy*, 142, 171-181. 10.1016/j.solener.2016.12.014.

IEA (n.d.). International Energy Agency. Retrieved October 2021 from <https://www.iea.org/countries/>

Jäger T., McKenna R., Fichtner W. (2016). The Feasible Onshore Wind Energy Potential in Baden-Württemberg: A Bottom-up Methodology Considering Socio-Economic Constraints. *Renewable Energy*, 96, 662–675. 10.1016/j.renene.2016.05.013.

Jung C. & Schindler D. (2017). Development of a Statistical Bivariate Wind Speed-Wind Shear Model (WSWS) to Quantify the Height-Dependent Wind Resource. *Energy Conversion and Management*, 149, 303–317, 10.1016/j.enconman.2017.07.033.

Jung C. & Schindler D. (2018). 3D Statistical Mapping of Germany's Wind Resource Using WSWS. *Energy Conversion and Management*, 159, 96–108. 10.1016/j.enconman.2017.12.095.

Jung C. & Schindler D. (2019). 'The Role of Air Density in Wind Energy Assessment – A Case Study from Germany'. *Energy*, 171, 385–392. 10.1016/j.energy.2019.01.041.

Jung C. (2016). High Spatial Resolution Simulation of Annual Wind Energy Yield Using Near-Surface Wind Speed Time Series. *Energies*, 9, 344. 10.3390/en9050344

Mainzer K., Fath K., McKenna R., Stengel J., Fichtner W. & Schultmann F. (2014). A High-Resolution Determination of the Technical Potential for Residential-Roof-Mounted Photovoltaic Systems in Germany. *Solar Energy*, 105, 715–731. 10.1016/j.solener.2014.04.015.

Manwell J. F., McGowan J. G. & Rogers A. L. (2009). *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*. Chichester, John Wiley & Sons. 10.1002/9781119994367.

Najjar, M., Gavrilut, I. and Miocic, J. (2022). RES-TMO Report 2.1.1. Representation of RES Potentials in the Upper Rhine Region. University of Freiburg

Rafique H. (2018) Energy Management in Network Systems. *Comprehensive Energy Systems*. 5, 581-647. 10.1016/B978-0-12-809597-3.00531-9

RTE (n.d.), Connecting a generating facility [Webpage]. <https://www.services-rte.com/en/learn-more-about-our-services/connecting-a-generation-facility.html>

Scholl P. & Bär & Karrer Ltd (2020). *Electricity Regulation in Switzerland: Overview*, Thomas Reuters Practical Law. [https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/Document/lcd17cf50207211e89bf099c0ee06c731/View/FuIIText.html?transitionType=Default&contextData=\(sc.Default\)&comp=pluk](https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/Document/lcd17cf50207211e89bf099c0ee06c731/View/FuIIText.html?transitionType=Default&contextData=(sc.Default)&comp=pluk)

Schumacher K., Fichtner W. & Schultmann F. (Eds.) (2017). *Innovations for Sustainable Biomass Utilization in the Upper Rhine Region*. KIT Scientific Publishing. 10.5445/KSP/1000048433

Swiss Grid (2017). NAV Anhang 2: Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss an das Schweizer Übertragungsnetz (ABNA). <https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/customers/topics/legal-system/grid-connection/netzanschlussvertrag-anhang-2-de.pdf>

TRION-climate e.V. (2019). Treibhausemissionen, Energieverbrauch, Erneuerbare: Umsetzung der Klima- und Energieziele am Oberrhein, Kehl.

https://trion-climate.net/fileadmin/Aktivitaeten/Trion_Studien/Energiebericht/Trinationaler_Klima-_und_Energiebericht_TRION_Nov._2019_final.pdf.

Weber C., Tran T. D. B., Elsaesser D., Fritz A., Knapp M., Serradj A., Skupinski G. & Pehle A. (2014). Synthesis Report on Current Resources of Land and Biomass to Produce Bioenergy in the Upper Rhine Region (URR). KITopen. <https://publikationen.bibliothek.kit.edu/250099732>

Kapitel 3:

Capros, P. Vita, A. de, Tasios, N., Siskos, P., Kannavou, M., Petropoulos, A. et al. (2016). EU Reference Scenario 2016 - Energy, transport and GHG emissions -Trends to 2050. Europäische Kommission.

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20160713%20draft_publication_REF2016_v13.pdf

ENTSO-E (2018): First Edition of the Bidding Zone Review. Final Report. ENTSO-E. Online verfügbar unter [https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/nc-tasks/EBGL/CACM_A32_2018-03_First_Edition_of_the_Bidding_Zone_Review%20\(1\).pdf](https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/nc-tasks/EBGL/CACM_A32_2018-03_First_Edition_of_the_Bidding_Zone_Review%20(1).pdf).

Heinrichs, H. U. (2014). Analyse der langfristigen Auswirkungen von Elektromobilität auf das deutsche Energiesystem im europäischen Energieverbund. Karlsruhe, Germany: KIT Scientific Publishing

IEA (2016). World Energy Outlook 2016. IEA. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/680c05c8-1d6e-42ae-b953-68e0420d46d5/WEO2016.pdf>.

Keles, D. and Yilmaz, H. Ü. (2020). Decarbonisation through coal phase-out in Germany and Europe — Impact on Emissions, electricity prices and power production. Energy Policy 141, p. 111472. DOI: 10.1016/j.enpol.2020.111472

McKenna, R. (2018). The double-edged sword of decentralized energy autonomy. Energy Policy 113 (3), 747–750. 10.1016/j.enpol.2017.11.033.

NEP (2021): Netzentwicklungsplan Strom 2035, zweiter Entwurf. Hg. v. Übertragungsnetzbetreiber Deutschland. Online verfügbar unter <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2035-2021>.

RES-TMO Report (2.1.1) (2022): Representation of RES Potentials in the Upper Rhine Region. Unter Mitarbeit von Zeina Najjar, Ines Gavrilut und Johannes Miocic. Online verfügbar unter https://www.res-tmo.com/fileadmin/PDFs/Outputs/RES-TMO_Deliverable_2.1.1.pdf.

RES-TMO Report (3.1.1) (2022): Eine geografische Beschreibung des Marktgebietes Oberrhein. Unter Mitarbeit von Joris Dehler-Holland.

RES-TMO Report (3.1.2) (2022): Zwei Szenarien für den Ausbau transnationaler Stromübertragungskapazitäten. Unter Mitarbeit von Joris Dehler-Holland.

RES-TMO Report (3.1.3) (2022): Ein Szenario für den schrittweisen Ausstieg aus verschiedenen konventionellen Technologien. Unter Mitarbeit von Joris Dehler-Holland.

RES-TMO Report (3.2.2) (2022): Ein Modell der Strommärkte in der TMO und den umliegenden Regionen. Unter Mitarbeit von Hasan Ümitcan Yilmaz und Joris Dehler-Holland.

RES-TMO Report (3.2.2) (2022): Ein Modell der Strommärkte in der TMO und den umliegenden Regionen. Unter Mitarbeit von Hasan Ümitcan Yilmaz und Joris Dehler-Holland.

Rosen, J. (2007). The future role of renewable energy sources in European electricity supply. A model-based analysis for the EU-15. Dissertation. Universität Karlsruhe, Karlsruhe. <http://digbib.ubka.uni-karlsruhe.de/volltexte/documents/347096>

RTE (2019): Le schéma décennal de développement du réseau. Hg. v. RTE. Online verfügbar unter <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/le-schema-decennal-de-developpement-du-reseau>.

Schumacher K., Fichtner W. & Schultmann F. (2017). Innovations for Sustainable Biomass Utilization in the Upper Rhine Region, KIT Scientific Publishing .doi: <https://doi.org/10.5445/KSP/1000048433>

Kapitel 4:

Canaan B., Colicchio B., Ould Abdeslam, D. (2020). Microgrid Cyber-Security: Review and Challenges toward Resilience, *Applied Sciences*, 10, 5649. 10.3390/app10165649.

Cyberwatching.eu (2021a) EU Cybersecurity Act | Cyberwatching. Retrieved July 14 , 2021 from <https://www.cyberwatching.eu/policy-landscape/cybersecurity/eu-cybersecurity-act>

Marron, J., Gopstein, A., Bartol, N. and Feldman, V. (2019) Cybersecurity Framework Smart Grid Profile. National Institute of Standards and Technology Technical Note 2051 National Institute of Standards and Technology. Tech. Note 2051, 142. 10.6028/NIST.TN.2051.

Kapitel 5:

Assié A. (2021). Refaire de l'énergie, les épreuves de porteurs de projets "citoyens" dans la production d'électricité. *Flux*, 126, 26-38. <https://doi.org/10.3917/flux1.126.0026>

Bafoil F. (2016). Gouvernances, conflits et acceptabilité sociale de l'énergie éolienne: une synthèse comparée, in: Bafoil François (ed.), *L'énergie éolienne en Europe. Conflits, démocratie, acceptabilité sociale*. Paris, Presses de Sciences Po, 221–251

Baggioni V., Burger C., Cacciari J., Mangold M. (Eds.) (2019). *Repenser la transition énergétique. Un défi pour les sciences humaines et sociales*. Rennes, Presses Universitaires de Rennes, coll. Espace et territoires, 272 pp.

Bally F. (2015). Vers une transition énergétique citoyenne. La réappropriation des questions environnementales par les acteurs ordinaires. *Rives méditerranéennes*, 51, 67–79. 10.4000/rives.4940

Bauwens T., Gotchev B., Holstenkamp L. (2016). What Drives the Development of Community Energy in Europe? The Case of Wind Power Cooperatives. *Energy Research & Social Science*, 13, 136–147. 10.1016/j.erss.2015.12.016

Bourgeois I. (2011). Sortie du nucléaire – quelques pistes de réflexion. *Regards sur l'économie allemande*, 101, 33–37. 10.4000/rea.4296

Burger C., Weinmann J. (2013). *The Decentralised Energy Revolution. Business Strategies for a New Paradigm*. Basingstoke, Palgrave Macmillan, 221 pp.

Campos I., Pontes Luz G., Marin-Gonzalez E., Gähr, S., Hall S., Holstenkamp L. (2020). Regulatory Challenges and Opportunities for Collective Renewable Energy Prosumers in the EU. *Energy Policy*, 138, 10.1016/j.enpol.2019.111212

Cao B. (2015). *Environment and Citizenship*. Abingdon, New York, Routledge, 308 pp.

Christen G., Hamman P. (2015a). Transition énergétique et inégalités environnementales. Énergies renouvelables et implications citoyennes en Alsace. Strasbourg, Presses Universitaires de Strasbourg, coll. Études alsaciennes et rhénanes , 228 pp.

Christen G., Hamman P. (2015b). Associer les habitants à la transition écologique: Quelle dimension participative des projets d'énergies renouvelables en Alsace?. *Cahiers de recherche sociologique*, 58, 119–137. 10.7202/1036209ar

Christen G., Hamman P., Jehling M., Wintz M. (Eds.) (2014). *Systèmes énergétiques renouvelables en France et en Allemagne. Synergies et divergences*. Paris, Éditions Orizons, 331 pp.

- Cointe B. (2016). Le tarif d'achat photovoltaïque comme outil d'innovation territoriale : l'exemple des Fermes de Figeac. *Vertigo*, 16, 10.4000/vertigo.17040
- Day R. (2021). Energy Justice, in: Coolsaet Brendan (ed.), *Environmental Justice. Key Issues*. Abingdon, New York, Routledge, 161–175
- Depraz S., Cornec U., Grabski-Kieron U. (Eds.) (2015). *Acceptation sociale et développement des territoires*. Lyon, ENS Éditions, 266 pp.
- Evrard A. (2013). *Contre vents et marées. Politiques des énergies renouvelables en Europe*. Paris, Presses de Sciences Po, coll. Académique, 200 pp.
- Foucault M. (1991). Governmentality, in: Burchell Graham, Gordon Colin, Miller Peter (Eds.), *The Foucault Effect: Studies in Governmentality*. Chicago, University of Chicago Press, 87–104.
- Gailing L. & Moss T. (Eds.) (2016). *Conceptualising Germany's Energy Transition. Institutions, Materiality, Power, Space*. Basingstoke, Palgrave Macmillan, 147 pp.
- Gamberini J. (2016). *Villes en transition énergétique : recomposition de l'action urbaine de l'énergie en Allemagne*, thèse en urbanisme et aménagement. Université Grenoble-Alpes
- Hamman P. (Ed.) (2019). *Sustainability Governance and Hierarchy*. Abingdon, New York, Routledge, 276 pp.
- Hamman P. (2022a). Les coopératives énergétiques citoyennes, paradoxe de la transition énergétique?. *Lormont, Le Bord de l'eau*, coll. *En Anthropocène*, 200 pp.
- Hamman P. (Ed.) (2022b). *Cross-border Renewable Energy Transitions: Lessons from Europe's Upper Rhine Region* (Ed.). Abingdon, New York, Routledge, *Routledge Studies in Energy Transitions Series*, 266 pp.
- Hamman P. & Mangold M. (2020). Les coopératives énergétiques, levier de transition écologique? Quelques réflexions comparées France-Allemagne-Suisse-Belgique. *Etopia – Revue d'écologie politique*, 14, 136–173. <https://etopia.be/revues/>
- Hamman P. & Vuilleumier S. (Eds.) (2019). *Sustainability Research in the Upper Rhine Region. Concepts and Case Studies*. Strasbourg, Presses Universitaires de Strasbourg, coll. *Études alsaciennes et rhénanes*, 346 pp.
- Labussière O. & Nadaï A. (Ed.) (2018). *Energy Transitions. A Socio-technical Inquiry*. Basingstoke, Palgrave Macmillan, 348 pp.
- Lestrade B. & Salles A. (2019). La transition énergétique allemande : un pas en avant, deux pas en arrière?. *Allemagne d'aujourd'hui*, 227, 3-6. 10.3917/all.227.0003
- Pellegrini-Masini G. (2020). *Wind Power and Public Engagement. Co-operatives and Community Ownership*. Abingdon, New York, Routledge, 250 pp.
- Pohl N. (2016). Une histoire du temps présent nucléaire: le mouvement anti-nucléaire franco-allemand dans la région du Rhin supérieur, in: Droit Emmanuel, Miard-Delacroix Hélène, Reichherzer Frank (eds.), *Penser et pratiquer l'histoire du temps présent. Essais franco-allemands*. Villeneuve d'Ascq, Presses Universitaires du Septentrion, 27–36
- Ravignan A. (2021). Les énergies renouvelables sont-elles vraiment une catastrophe écologique?. *Alternatives Économiques*, 416, 60–63. 10.3917/ae.416.0060
- Roßmeier A., Weber F., Kühne O. (Eds.) (2018). *Wandel und gesellschaftliche Resonanz – Diskurse um Landschaft und Partizipation beim Windkraftausbau*, in: Kühne Olaf, Weber Florian (Eds.), *Bausteine der Energiewende*. Wiesbaden, Springer VS, 653–679
- Schumacher K., Krones F., McKenna R., Schultmann F. (2019). Public Acceptance of Renewable Energies and Energy Autonomy: A Comparative Study in the French, German and Swiss Upper Rhine Region. *Energy Policy*, 126, 315–332. 10.1016/j.enpol.2018.11.032

Aras M. (2021a). WP5 Rapport final, Analyse des conditions et des cadres réglementaires pour la coopération transfrontalière en matière de développement des sources d'énergies renouvelables dans la région trinationale du Rhin supérieur. <https://res-tmo.com/fr/>

Aras M. (2021b). Énergies renouvelables et coopération transfrontalière: la gouvernance multi-niveaux du processus de planification énergétique. *Vertigo* - la revue électronique en sciences de l'environnement. 21 (1). 10.4000/vertigo.31269

Aras M. (2021c). Territorial Governance of EU Cross-Border Renewable Energy Cooperation: A Soluble or Turbulent Model in the Current Framework?. *Global Energy Law and Sustainability*. 2 (1), 79-97. 10.3366/gels.2021.0048

Aras M., Malfrait L., Hüscher T. (2021). Brochure comparative Regards comparés sur la réglementation des énergies renouvelables dans la région trinationale du Rhin supérieur: clés de lecture pour une coopération régionale renforcée. <https://res-tmo.com/fr/>

Directive 2009/28/EC. on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives. European Parliament and Council. <http://data.europa.eu/eli/dir/2009/28/oj>

Hamman P. (Ed.) (2022) Franco-German Cross-Border Cooperation on Hydropower: Regulatory Issues and Future Challenges. *Cross-Border Renewable Energy Transitions Lessons from Europe's Upper Rhine Region*. Routledge. Energy Transitions Series.

Treaty on the Functioning of the European Union Article 191. Official Journal of the European Union. http://data.europa.eu/eli/treaty/tfeu_2016/art_191/oj

Treaty on the Functioning of the European Union Article 192. Official Journal of the European Union. http://data.europa.eu/eli/treaty/tfeu_2012/art_192/oj

Treaty on the Functioning of the European Union Article 193. Official Journal of the European Union. http://data.europa.eu/eli/treaty/tfeu_2012/art_193/oj

Treaty on the Functioning of the European Union Article 194. Official Journal of the European Union. http://data.europa.eu/eli/treaty/tfeu_2012/art_194/oj

Kapitel 7:

Acemoglu, D., Robinson J.A. (2000): Political Losers as a Barrier to Economic Development, *The American Economic Review*, Vol. 90, No. 2, S. 126 – 130.

Agora Energiewende, IDDRI (2018): Die Energiewende und die französische Transition énergétique bis 2030 – Fokus auf den Stromsektor. Deutsch-französische Wechselwirkungen bei den Entscheidungen zu Kernenergie und Kohleverstromung vor dem Hintergrund des Ausbaus der Erneuerbaren Energien.

https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/EW_Deutschland_Frankreich/Agora_IDDRI_French_German_Energy_Transition_2030_Study_DE_WEB.pdf

Alesina, A., Drazen, A. (1991). Why are Stabilizations Delayed? *The American Economic Review*, 81(5), 1170–1188. <http://www.jstor.org/stable/2006912>

Bertram, R. Primova, R. (2019). *Energieatlas. Daten und Fakten über die Erneuerbaren Energien in Europa*. Hg. v. Heinrich Böll Foundation.

<https://www.boell.de/de/2018/03/20/energieatlas-daten-und-fakten-ueber-die-erneuerbaren-energien-in-europa>

Bhagwat, P. Keyaerts, Ni, Meeus, L. (2018). Enlarging Incentive Regulation to improve Public awareness and Trust in electricity Transmission Infrastructure development. Hg. v. European University Institute. Robert Schuman Centre for Advanced Studies.

https://cadmus.eui.eu/bitstream/handle/1814/54884/FSR_Report2018.pdf?sequence=4&isAllowed=y

Bössner, S. (2015). Strengthening the European Electricity Market through improved Franco-German Cooperation, Policy Paper 127, Jacques Delors Institute, <https://institutdelors.eu/wp-content/uploads/2018/01/franco-germanenergycooperation-boessner-jdi-mar15.pdf>

- Braun, J. F., Roos, H., Schermers, Bart, V.G., Lucia, Z.C. (2019). Dutch-German Energy R&D Cooperations: Practices and Opportunities. Energy R&D Made in Germany: Strategic Lessons for the Netherlands. Hague Centre for Strategic Studies, 51–66. www.jstor.org/stable/resrep19562.7
- Buck, M., Redl, C., Steigenberger, M., Graichen, P., Agora E. (2016). The power market pentagon. A pragmatic power market design for Europe's energy transition. https://www.agora-energiawende.de/fileadmin/Projekte/2016/Power-Market-Pentagon/Agora_PENTAGON_WEB.pdf
- Caferra, R., Colasante, A., Morone, A. (2021). The less you burn, the more we earn: The role of social and political trust in energy-saving behaviour in Europe. Energy Research & Social Science, 71, 1-7.
- Caldés, N., Del Río, P., Lechón, Y., Gerbeti, A. (2019): Renewable energy cooperation in Europe: What next? Drivers and barriers to the use of cooperation mechanisms. Energies 12 (1), S. 1–22.
- Consentec GmbH (2018): Ziele, Anreize und Hemmnisse für den grenzüberschreitenden Ausbau der Stromnetze, Abschlussbericht AP2 für das BMWi, https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/ziele-anreize-und-hemmnisse-fuer-den-grenzueberschreitenden-ausbau-der-stromnetze-ap2.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- Cousse, J., Wüstenhagen, R., Schneider, N. (2020). Mixed feelings on wind energy: Affective imagery and local concern driving social acceptance in Switzerland. Energy Research & Social Science, 70, 1-16.
- Cuppen, E., Ejderyan, O., Pesch, U., Spruit, S., van de Grift, E., Correljé, A. & Taebi, B. (2020). When controversies cascade: Analysing the dynamics of public engagement and conflict in the Netherlands and Switzerland through “controversy spillover”. Energy Research & Social Science, 68, 1-9.
- Dermont, C. (2019): Environmental decision-making: The influence of policy information. Environmental Politics, 28(3), 544-567.
- Franco-German Council of Ministers (2015). Gemeinsame Energieerklärung, https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/C-D/deutsch-franzoesischer-ministerrat-gemeinsame-energieerklaerung.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- DGRV. (2021). Energiegenossenschaften 2021: Jahresumfrage des DGRV. <https://www.dgrv.de/news/dgrv-jahresumfrage-energiegenossenschaften/>
- Drogosch, B. (2018). Bürgerschaftliche Beteiligung an Erneuerbare-Energien-Projekten in Frankreich. DFBEW. <https://energie-fr-de.eu/de/systeme-maerkte/nachrichten/leser/buergerschaftliche-beteiligung-an-erneuerbare-energien-projekten-in-frankreich.html>
- Eichermüller, J., Furlan, M., Habersbrunner, K., Kordic, Z. (2017). Energy cooperatives. Comparative analysis in Eastern Partnership countries and Western Balkans. Hg. v. Z. E.Z. WECF https://calendar.boell.de/sites/default/files/companalysis_e-coops_eastern_europe_short_version.pdf
- Eucken, W., Eucken-Erdsiek, E. (1952): Grundsätze der Wirtschaftspolitik. Bern: Francke.
- European Commission (n.d.). Vertragsverletzungsverfahren, https://ec.europa.eu/info/law/law-making-process/applying-eu-law/infringement-procedure_de
- Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (2020). Bundeswirtschaftsminister Altmaier wirbt bei EU-Konferenz gemeinsam mit den Staaten des Pentalateralen Forums für die Zukunftstechnologie Wasserstoff [Press release]. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2020/20200615-bundeswirtschaftsminister-altmaier-wirbt-bei-eu-konferenz-fuer-die-zukunftstechnologie-wasserstoff.html>
- Feld, L.P., Fuest, C., Haucap, J., Schweitzer, H., Wieland, V., Wigger, B.U. (2014). Neustart in der Energiepolitik jetzt! Berlin: Stiftung Marktwirtschaft. <https://www.stiftung-marktwirtschaft.de/inhalte/publikationen/kronberger-kreis-studien/detailansicht/neustart-in-der-energiepolitik-jetzt/kronberger-kreis-studien/show/Publications/>
- Fesenfeld, L., Wicki, M., Sun, Y., Bernauer, T. (2020). Policy packaging can make food system transformation feasible. Nature Food, 1, 173-182.
- Fesenfeld, L.P., Rinscheid, A. (2020). Emphasizing Urgency of Climate Change No SilverBullet to Increase Policy Support. One Earth, 1- 57.
- Franz, K., Goetz, S., Nabholz, M., Raber, W., Zimmer, Y. (2019): Trinationaler Klima- und Energiebericht. Treibhausemissionen, Energieverbrauch, Erneuerbare: Umsetzung der Klima- und

- Energieziele am Oberrhein. Hg. v. TRION-climate e.V. https://trion-climate.net/fileadmin/Aktivitaeten/Trion_Studien/Energiebericht/Trinationaler_Klima-_und_Energiebericht_TRION_Nov._2019_final.pdf
- Gawel, E., Korte, K. (2014). Das Grünbuch Strommarktdesign: Subventionen für konventionelle Kraftwerke ante portas? WISO Direkt- Analysen und Konzepte zur Wirtschafts-und Sozialpolitik, Dezember 2014, 1-4. <https://library.fes.de/pdf-files/wiso/11080.pdf>
- Gawel, E., Strunz, S. (2014). State aid dispute on Germany's support for renewables. Is the Commission on the right course?. *Journal for European Environmental & Planning Law*, 11(2), 137-150.
- Gephart, M., Tesnière, L., Klessmann, C. (2015). Driving regional cooperation forward in the 2030 renewable energy framework. Hg. v. Heinrich-Böll-Stiftung. Europäische Union. https://eu.boell.org/sites/default/files/hbfecofys_regional_cooperation.pdf
- Goldschmidt, N., Wohlgemuth, M. (2012). Grundtexte zur Freiburger Tradition der Ordnungsökonomik. Tübingen, Mohr Siebeck, 191-222, 315-345
- Grasso, M. (2007). A normative ethical framework in climate change. *Climatic change* 81 (3-4), 223–246. <http://www.aari.ru/docs/pub/070316/gra07.pdf>
- Haas, T. (2019). Struggles in European Union energy politics: A gramscian perspective on power in energy transitions. *Energy Research & Social Science*, 48 (February 2019) pp. 66-74. *Energy Research & Social Science*
- Hildebrand, J., Renn, O. (2019). Akzeptanz in der Energiewende. *Energiewende*, 261–282, Springer.
- Hilligweg, G. (2018). Grundlagen der deutschen Energiepolitik. Träger - Ziele - Instrumente. Berlin, Münster: LIT (Schriftenreihe des Fachbereichs Wirtschaft der Jade Hochschule Wilhelmshaven, Oldenburg, Elsfleth, Band 8).
- Hübner, G., Pohl, J., Warode, J., Gotchev, B., Ohlhorst, D., Krug, M., Salecki, S. & Peters, W. (2020). Akzeptanzfördernde Faktoren erneuerbarer Energien, Bundesamt für Naturschutz BfN-Skripten 551. <https://www.bfn.de/fileadmin/BfN/service/Dokumente/skripten/Skript551.pdf>
- Jacobs, A.M., Matthews, J.S. (2017). Policy Attitudes in Institutional Context: Rules, Uncertainty, and the Mass Politics of Public Investment. *American Journal of Political Science*, 61(1), 194- 207.
- Jacobsen, H., Klinge, P., Lise L., Schröder, S., Thorsten, K., L. (2014): Cooperation mechanisms to achieve EU renewable targets. *Renewable Energy* 63, S. 345–352.
- Jobert, A., Laborgne, P. Mimler, S. (2007). Local acceptance of wind energy: Factors of success identified in French and German case studies. *Energy policy*, 35(5), 2751–2760.
- Kahla, F., Holstenkamp, L., Müller, J. R. & Degenhart, H. (2017). Entwicklung und Stand von Bürgerenergiegesellschaften und Energiegenossenschaften in Deutschland. 10.13140/RG.2.2.19726.46407.
- Knodt, M. (2019). Steuerung der Energietransformation durch die EU, in: *Der moderne Staat. Zeitschrift für Public Policy. Recht und Management*, Vol. 12, No. 2, S. 367-381.
- Kungl, G. & Geels, F.W. (2018). Sequence and alignment of external pressures in industry destabilisation: Understanding the downfall of incumbent utilities in the German energy transition (1998-2015). *Environmental Innovation and Societal Transitions*, 26, 78-100.
- Kunze, C., Becker, S. (2015): Collective ownership in renewable energy and opportunities for sustainable degrowth. *Sustainability Science*, 10 (3), 425–437.
- Langer, K., Decker, T. & Menrad, K. (2017). Public participation in wind energy projects located in Germany: Which form of participation is the key to acceptance? *Renewable energy*, 112, 63–73.
- Leipprand, A., Flachsland, C. (2018). Regime destabilization in energy transitions: The German debate on the future of coal. *Energy Research & Social Science*, 40, 190-204.
- Leiren, M.D., Reimer, I. (2018). Historical institutionalist perspective on the shift from feed-in tariff towards auctioning in German renewable energy policy. *Energy Research & Social Science*, 43, 33-40.
- Mastropietro, P. (2019). Who should pay to support renewable electricity? Exploring regressive impacts, energy poverty and tariff equity. *Energy Research & Social Science*, 56, 1-8.

Meister, Thomas; Schmid, Benjamin; Seidl, Irmi; Klagge, Britta (2020): How municipalities support energy cooperatives: survey results from Germany and Switzerland. *Energy, sustainability and society* 10 (1), 18.

Meeus, Leonardo & He, X.. (2014). Guidance to Project Promoters and Regulators on the Cross-border Cost Allocation of Projects of Common Interest, 2014/02, 1-6. https://cadmus.eui.eu/bitstream/handle/1814/29679/PB_2014.02_dig.pdf;jsessionid=ECD9836194D8C40FA57798D51E1B514A?sequence=1

Meeus, L., Keyaerts, N. (2015). First series of cross-border cost allocation decisions for projects of common interest: Main lessons learned, Florence School of Regulation, No. 2015/1, Policy Briefs, Energy, Gas. https://cadmus.eui.eu/bitstream/handle/1814/35017/FSR_PB_2015_01.pdf

Millot, A., Krook-Riekkola, A., Maïzi, N. (2020). Guiding the future to netzero emissions: Lessons from exploring differences between France and Sweden. *Energy Policy*, 129, 1-13.

Monopolies Commission (2017). *Energie 2017: gezielt vorgehen, Stückwerk vermeiden*. Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 EnWG. 1. Auflage. Baden-Baden: Nomos

Monopolies Commission (2019). *Wettbewerb mit neuer Energie* Sektorgutachten der Monopolkommission gemäß § 62 EnWG. 7. Sektorgutachten Energie. Bonn.

Munaretto, S., Ward, B. (2019). SIM4NEXUS D2.2. Nexus-relevant policies in the transboundary, national and regional case studies -Main Report-, European Union -Horizon 2020-Societal challenge 5-Climate action, environment, resource Efficiency and raw materials. https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/Deliverable_2.2_Policy_analysis_case_studies_final-report_2019.02.18.pdf

Neumärker, K. J.B. (2017): Ordnungspolitik, neuer Ordoliberalismus und Mainstream Economics. *WISU*.(46) 830, S. 830–844.

Next-Kraftwerke (n.d.). What is the energy-only market (EOM)?. Next-Kraftwerk. <https://www.next-kraftwerke.com/knowledge/energy-only-market>

Nicolli, F. & Vona, F. (2019). Energy market liberalization and renewable energy policies in OECD countries. *Energy Policy*, 128, 853-867.

Ohlsen, N. (2018). *Klimawandelbewusstsein und Akzeptanz erneuerbarer Energien* [Universität Bremen].

Ohlhorst, Dörte (2018a). Akteursvielfalt und Bürgerbeteiligung im Kontext der Energiewende in Deutschland: das EEG und seine Reform. In: Lars Holstenkamp und Jörg Radtke (Hg.): *Handbuch Energiewende und Partizipation*. Wiesbaden: Springer VS (Handbuch), 101–102.

Ohlhorst, Dörte (2018b). Akteursvielfalt und Bürgerbeteiligung im Kontext der Energiewende in Deutschland. Das EEG und seine Reform. In: Lars Holstenkamp und Jörg Radtke (Hg.): *Handbuch Energiewende und Partizipation*. Wiesbaden: Springer VS (Handbuch), 108–110.

Pahl-Wostl, C. (2009). A conceptual framework for analysing adaptive capacity and multi-level learning processes in resource governance regimes. *Global environmental change* 19 (3), 354–365.

Poupeau, F.M. (2020). Everything must change in order to stay as it is. The impossible decentralization of the electricity sector in France. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 120, 1-11.

Ragwitz, M., Steinhilber, S. and Breitschopf, B., Resch, G., Ortner, A., Busch, S. (2012). *RE-Shaping: Shaping an effective and efficient European renewable energy market* Authors. Fraunhofer ISI. https://www.researchgate.net/publication/265186295_RE-Shaping_Shaping_an_effective_and_efficient_European_renewable_energy_market_Authors

Resch, G., Held, A., Faber, T., Panzer, C., Toro, F. and Haas, R. (2008). Potentials and Prospects for Renewable Energies at Global Scale. *Energy Policy* 36(11), pp. 4048-4056. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2008.06.029>

Rinscheid, A., Pianta, S. & Weber, E.U. (2020). Fast track or Slo-Mo? Public support and temporal preferences for phasing out fossil fuel cars in the United States. *Climate Policy*, 20, 30-45.

Rivas, J.; Schmid, B.; Seidl, I., (2018). *Energiegenossenschaften in der Schweiz: Ergebnisse einer Befragung*. WSL Berichte, 71. 108 .

Rodrik, D. (1996). Understanding Economic Policy Reform. *Journal of Economic Literature*, 34(1), 9-41.

- Roland, G. (2000): *Transition and economics: politics, markets, and firms*, Cambridge, Massachusetts: The MIT Press.
- Roland, G. (2002). *The Political Economy of Transition*. *The Journal of Economic Perspectives*, 16(1), 29–50. <http://www.jstor.org/stable/2696575>
- Schröder, P.J.H. (2006): *Reformverzögerung: Eine Theorie und drei Beispiele*. in: T. Eger (Hrsg.), *Voraussetzungen für grundlegende institutionelle Reformen*, Berlin: Duncker & Humblot, S. 55–72.
- Schröder, C., Walk, H. (Hg.) (2014): *Genossenschaften und Klimaschutz*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden.
- Schumacher, K., Krones, F., McKenna, R. & Schultmann, F. (2019). *Public acceptance of renewable energies and energy autonomy: A comparative study in the French, German and Swiss Upper Rhine region*. *Energy Policy*, 126, 315-332.
- Schumacher, K. & Schultmann, F. (2017). *Local Acceptance of Biogas Plants: A Comparative Study in the Trinational Upper Rhine Region*. *Waste and Biomass Valorization*, 8, 2393- 2412.
- Schulke, Ch. *The EU's Major Electricity and Gas Utilities since Market Liberalization*. France. Available at: <https://www.ifri.org/sites/default/files/atoms/files/etudesn10cschulke.pdf> (Accessed 20 February 2022)
- Sebi, C. & Vernay, A. L. (2020). *Community renewable energy in France: The state of development and the way forward*. *Energy policy*, 147. 111874. [10.1016/j.enpol.2020.111874](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111874).
- Schäfer, M. & Keppler, D. (2013). *Modelle der technikorientierten Akzeptanzforschung*. Discussion paper Nr. 34/2013 12/2013, TU Berlin. <https://api-depositonce.tu-berlin.de/server/api/core/bitstreams/e0ae8a09-2125-4d4f-a088-e70c87b3299d/content>
- Somenergia (2020): *Homepage*, siehe URL. Online verfügbar unter <https://www.somenergia.coop/es/#>
- Stadelmann-Steffen, I. & Dermont, C. (2021). *Acceptance through inclusion? Political and economic participation and the acceptance of local renewable energy projects in Switzerland*, *Energy Research & Social Science*, 71, 1-12.
- Strunz, S. (2014): *The German energy transition as a regime shift*, *Ecological Economics*, 100, 150-158.
- Strunz, S., Gawel, E. & Lehmann, P. (2016). *The political economy of renewable energy policies in Germany and the EU*. *Utilities Policy*, 42, 33-41.
- Thaler, P. (2020). *Energy cooperation between the EU and Switzerland: Partnery by destiny in search of a new model*. *GovTran Policy*. Nr.01: GovTran network, 1-6.
- Tobler, C., Beglinger, J. (2020): *Tobler/Beglinger-Brevier zum Institutionellen Abkommen Schweiz-EU*, S. 1–67. https://edoc.unibas.ch/78360/1/Tobler-Beglinger-Brevier-Institutionelles-Abkommen_2020-08.1.pdf
- Umpfenbach, K., Graf, A., Bausch, C. (2015): *Regional cooperation in the context of the new 2030 energy governance*. Report commissioned by the European Climate Foundation. Berlin: Ecologic Institute, S. 1–23. <https://www.ecologic.eu/sites/files/publication/2015/regional-cooperation-energy-2030.pdf>
- UVEK (2017). *Linking of the Swiss and European emissions trading systems: big step forward* [Press Release]. <https://www.uvek.admin.ch/uvek/en/home/detec/media/press-releases.msg-id-67745.html>
- Uzar, U. (2020). *Political economy of renewable energy: Does institutional quality make a difference in renewable energy consumption?*. *Renewable Energy*, 155, 591-603.
- Van Baal, P.A. & Finger M. (2019). *The Effect of European Integration on Swiss Energy Policy and Governance*. *Politics and Governance*, 7(1), 6-16.
- Warren, C. R., Lumsden, C., O'Dowd, S., Birnie, R. V. (2005). *'Green on green': public perceptions of wind power in Scotland and Ireland*. *Journal of environmental planning and management*, 48(6), 853–875.
- Weber, D., Hoffrichter, A., Weber, A., Beckers, T., Boldt, B. (2015). *Grenzüberschreitende Kooperation beim Zubau von Erneuerbare-Energien-Anlagen in Europa*, S. Working Paper, 1–75. [https://www.wip.tu-](https://www.wip.tu-berlin.de/wordpress/wp-content/uploads/2015/09/Weber-2015-Grenzueberschreitende-Kooperation-beim-Zubau-von-Erneuerbare-Energien-Anlagen-in-Europa.pdf)

berlin.de/fileadmin/fg280/forschung/publikationen/2015/weber_et_al_2015-grenzueberschreitende_kooperation_beim_ee-zubau_in_europa-v96.pdf

Wierling, A., Schwanitz, V., Zeiß, J., Bout, C., Candelise, C., Gilcrease, W., & Gregg, J. S. (2018). Statistical Evidence on the Role of Energy Cooperatives for the Energy Transition in European Countries. *Sustainability*, 10(9), [3339]. <https://doi.org/10.3390/su10093339>

Wüstenhagen, R., Wolsink, M. & Bürer, M. J. (2007). Social acceptance of renewable energy innovation: An introduction to the concept. *Energy policy*, 35(5), 2683–2691.

Zachmann, G. (2013). Front Matter. In *Electricity without borders: a plan to make the internal market work* (pp. i–ii). Bruegel. <http://www.jstor.org/stable/resrep28599.1>

Schlussfolgerung:

Bundesamt für Energie – BFE (2020). Schweizerische Statistik der Erneuerbaren Energien 2019, Bern. <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/9765>.

Bundesregierung (n.d). Retrieved: June 2022 from <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672> [Webpage]

International Energy Agency (2021a). France 2021 Energy Policy Review. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/7b3b4b9d-6db3-4dcf-a0a5-a9993d7dd1d6/France2021.pdf>

International Energy Agency (2021b). Renewable electricity growth is accelerating faster than ever worldwide, supporting the emergence of the new global energy economy.

<https://www.iea.org/news/renewable-electricity-growth-is-accelerating-faster-than-ever-worldwide-supporting-the-emergence-of-the-new-global-energy-economy>

Koch B. (Ed.) (2022). Report for the Feasibility Study Innovation Region Fessenheim Upper Rhine. https://www.sustainability-upperrhine.info/fileadmin/documents/FinalReport_Innovation-Region-Fessenheim_preamble-1.pdf