



Fachbereich Ingenieurwissenschaften

– Regenerative Energietechnik –

*Bestimmung des Rohstoffbedarfs für den Netzausbau  
in Szenarien für die Energiewende*

Abschlussarbeit zur Erlangung des akademischen Grades

Bachelor of Engineering (B.Eng.)

vorgelegt von

**Niklas Ingelmann**

Erstbetreuer: Lynn Vincent, M.Eng.  
(Hochschule Nordhausen, in.RET)

Zweitbetreuer: Dr. Karl-Kiên Cao (DLR,  
Institut für Vernetzte Energiesysteme)

## **Abstrakt**

Mit dem zunehmenden Ausbau der erneuerbaren Energien und damit einhergehend einem immer weiter voranschreitenden Ausbau der Netzinfrastruktur, werden zunehmend Rohstoffe benötigt, die in einer Transformation des weltweiten Energiesystems als kritisch in ihrer Verfügbarkeit anzusehen sind. Um den Bedarf an diesen möglicherweise kritischen Rohstoffen für Europa zu bestimmen, wird in der folgenden Bachelorarbeit eine Kennzahl hergeleitet, die den Zusammenhang zwischen dem Netzausbau und dem Ausbau der erneuerbaren Energien möglichst einfach darstellt. In Verbindung mit weiteren Kennzahlen, welche den Zusammenhang zwischen den benötigten Rohstoffen und der Leitungslänge aufzeigen, wird daraus der gesamte Rohstoffbedarf bestimmt.

Die Kennzahl wird mittels einer Regression bestimmt, welche den Zusammenhang aus dem Netzausbau und der Leitungslänge innerhalb von festgelegten Clustern grafisch darstellt.

## **Danksagung**

An dieser Stelle möchte ich gerne die Gelegenheit nutzen, um mich bei allen Unterstützerinnen und Unterstützern dieser Arbeit zu bedanken. Ein besonderer Dank gilt dabei denjenigen, die mich bei der Bearbeitung meiner Arbeit geduldig mit Hilfsbereitschaft und Expertise unterstützt haben:

- Herr Dr. Karl-Kiên Cao seitens des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR)
- Frau Lynn Vincent (M.Eng.) seitens der Hochschule Nordhausen

Ein weiterer ganz besonderer Dank gilt meinen Eltern

- Silke Ingelmann und
- Reinhard Ingelmann,

die mich in meinem bisherigen Lebensabschnitt und besonders während meiner Studienzeit moralisch und finanziell zu jeder Zeit unterstützt haben und ohne die ich diesen Abschluss nie hätte erreichen können.

# Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis .....	I
Abbildungsverzeichnis .....	II
1. Einleitung .....	1
2. Literatur .....	7
2.1 dena-Verteilnetzstudie .....	7
2.2 Netzentwicklungsplan .....	8
3. Methodik .....	14
3.1 Vorgehensweise .....	14
3.1.1 Kennzahlen aus Studien herausarbeiten .....	14
3.1.2 Ansatz mit dem REMix-Modell .....	16
3.2 REMix-Modell .....	22
3.3 PyPSA .....	25
3.4 PyPSA-Eur .....	26
3.5 Clustering .....	26
3.5.1 K-Means Algorithmus .....	27
3.5.2 Agglomeratives Clustering .....	28
3.5.3 Spektrales Clustering .....	29
3.6 Ausgangsdaten .....	32
3.7 Startnetz .....	33
3.8 Rohstoffbedarf .....	33
4. Ergebnisse .....	35
5. Diskussion .....	40
6. Ausblick .....	42
Literatur .....	44

## Abkürzungsverzeichnis

BNetzA.....	Bundesnetzagentur
DLR.....	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
ENTSO-E .....	<i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i>
EnWG.....	Energiewirtschaftsgesetz
FfE.....	Forschungsstelle für Energiewirtschaft
FLM.....	Freileitungsmonitoring
GHD .....	Gewerbe und Handel
HTLS.....	<i>High Temperature Low Sag</i>
OR .....	<i>Operational Research</i>
PyPSA .....	<i>Python for Power System Analysis</i>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Szenario A (NEP) – Erzeugung.....	2
Abbildung 2: Szenario B (NEP) - Erzeugung.....	2
Abbildung 3: Szenario C (NEP) - Erzeugung.....	3
Abbildung 4: Szenario A (NEP) – Verbrauch.....	4
Abbildung 5: Szenario B (NEP) - Verbrauch.....	4
Abbildung 6: Szenario C (NEP) - Verbrauch.....	5
Abbildung 7: Bestand und Regionalisierungsergebnis der Aufdach-Photovoltaik für die Szenarien A_B_C 2037 und A_B 2045 auf Ebene der Postleitzahlgebiete.....	10
Abbildung 8: Bestand und Regionalisierungsergebnis der Freiflächen-Photovoltaik für die Szenarien A_B_C 2037 bzw. A_B 2045 auf Ebene der Postleitzahlgebiete .....	10
Abbildung 9: Bestand und Regionalisierungsergebnis der Windenergie an Land für die Szenarien A_B auf Ebene der Postleitzahlgebiete.....	11
Abbildung 10: Regionalisierungsergebnis: Stromverbrauch.....	12
Abbildung 11: Regionalisierungsergebnis: maximale Anschlussleistung.....	12
Abbildung 12: Ursprüngliches Netzwerk - 3475 Knoten .....	18
Abbildung 13: Subnetzwerk 4.....	19
Abbildung 14: Subnetzwerk 5.....	19
Abbildung 15: Struktur des Energiesystem-Optimierungsframework REMix.....	24
Abbildung 16: 10-Knoten Netzwerk - K-Means.....	28
Abbildung 17: 10-Knoten Netzwerk - Agglomeratives Clustering.....	29
Abbildung 18: 10-Knoten Netzwerk - Spektrales Clustering .....	31
Abbildung 19: 1415-Knoten - Ausschnitt (spektrales Clustering) .....	31
Abbildung 20: 1415-Knoten - Ausschnitt (K-Means).....	32
Abbildung 21: Regression – Jahresverbrauch .....	36
Abbildung 22: Regression - maximaler Bedarf .....	36
Abbildung 23: Rohstoffbedarf NEP - 2037 .....	38
Abbildung 24: Rohstoffbedarf NEP - 2045 .....	39

## 1. Einleitung

Die fortschreitende Energiewende stellt eine der maßgeblichsten Herausforderungen des 21. Jahrhunderts dar. Ihr Ziel ist es, die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen zu verringern und einen Übergang zu einer nachhaltigen Energieversorgung zu fördern. Ein wesentlicher Eckpfeiler dieser Transformation ist der Ausbau erneuerbarer Energiequellen wie Wind- und Solarenergie. Diese Veränderung erfordert jedoch nicht nur den Bau neuer Energieerzeugungsanlagen, sondern auch eine entsprechende Anpassung und Erweiterung der Netzinfrastruktur, um die erzeugte Energie effizient zu transportieren und zu verteilen. Ohne eine Erweiterung der Stromnetze, insbesondere der Übertragungsnetze, kann die stetig wachsende Menge an Strom, die für die fortschreitende Elektrifizierung des Energiesystems benötigt wird, nicht mehr ausreichend transportiert werden. Technisch gesehen kann dies zu Überlastungen der Übertragungskapazität führen, insbesondere wenn große Mengen elektrischer Energie aus den leistungsstarken Offshore-Windparks in der Nord- und Ostsee in den industriellen Süden transportiert werden müssen, beispielsweise nach Bayern oder Baden-Württemberg. Um lokale Schäden und Ausfälle im Stromnetz zu vermeiden, müssen bestehende Leitungen verstärkt oder neue Trassen gebaut werden. Die Gewährleistung einer zuverlässigen Stromversorgung erfordert daher eine kontinuierliche Modernisierung und Anpassung der Netzinfrastruktur.

Die Bestimmung des Rohstoffbedarfs für den Netzausbau in Szenarien für die Energiewende stellt daher eine essenzielle Aufgabe dar, um die Planung und Umsetzung dieser Infrastrukturprojekte zu unterstützen. Dieser Bereich der Forschung ist von großer Bedeutung, da er nicht nur die Materialressourcen betrifft, die für den Bau und die Wartung der Netze benötigt werden, sondern auch ökologische und wirtschaftliche Auswirkungen berücksichtigt.

Die Prognosen in Abbildung 1, Abbildung 2 und Abbildung 3 verdeutlichen einen signifikanten Anstieg der Stromerzeugung in den kommenden Jahrzehnten, wobei ein besonderes Augenmerk auf der Nutzung erneuerbarer Energien liegt. Bei der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien wie Windkraft oder Photovoltaik wird im Gegensatz zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern, kein klimaschädliches CO<sub>2</sub> emittiert. Im Folgenden wird für die Szenarien des Netzentwicklungsplanes (NEP) dargestellt, wie viel Erzeugung und Verbrauch für die betrachteten Referenzjahre angenommen wird, bevor die einzelnen Szenarien in 2.2 noch etwas genauer erläutert werden. Im Szenario A des Netzentwicklungsplans wird für die Referenzjahre 2020 und 2021 von einer installierten Leistung von 138,7 GW für regenerative Energieerzeugungsanlagen ausgegangen. Bis 2037

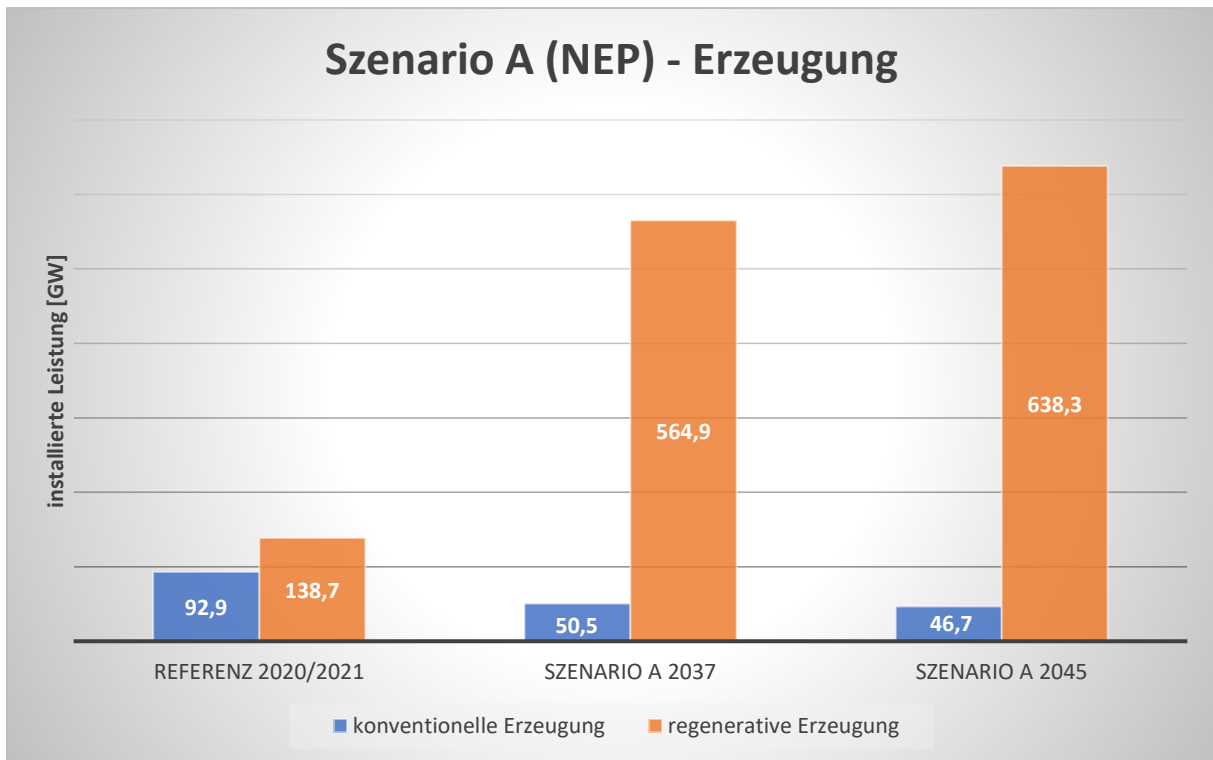


Abbildung 1: Szenario A (NEP) – Erzeugung

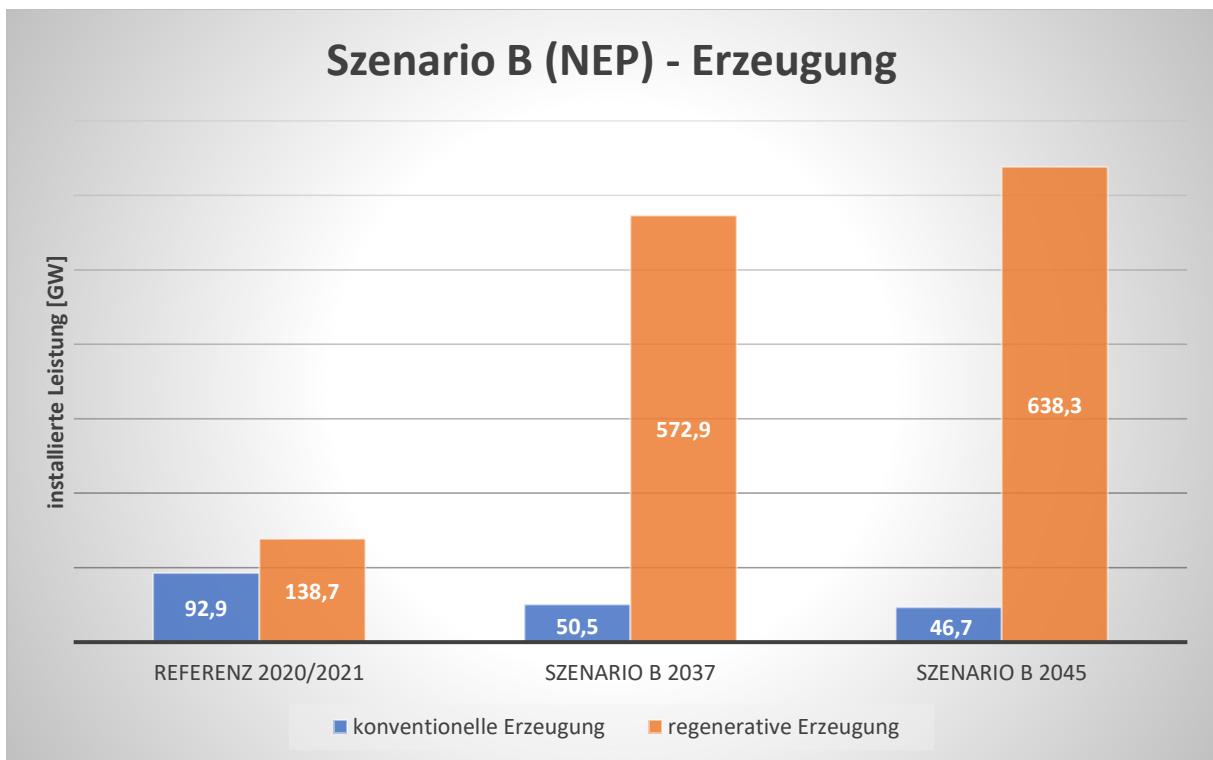


Abbildung 2: Szenario B (NEP) - Erzeugung

wird ein Anstieg auf 564,9 GW erwartet, was einer Vervierfachung der installierten Kapazitäten entspricht. Bis 2045 steigt die Leistung dann weiter auf 638,3 GW an. Für das Szenario B ergibt sich ein ähnliches Bild. Für das Jahr 2045 wird die gleiche installierte Leistung wie im Szenario A, sowohl für Energie aus konventionellen als auch aus



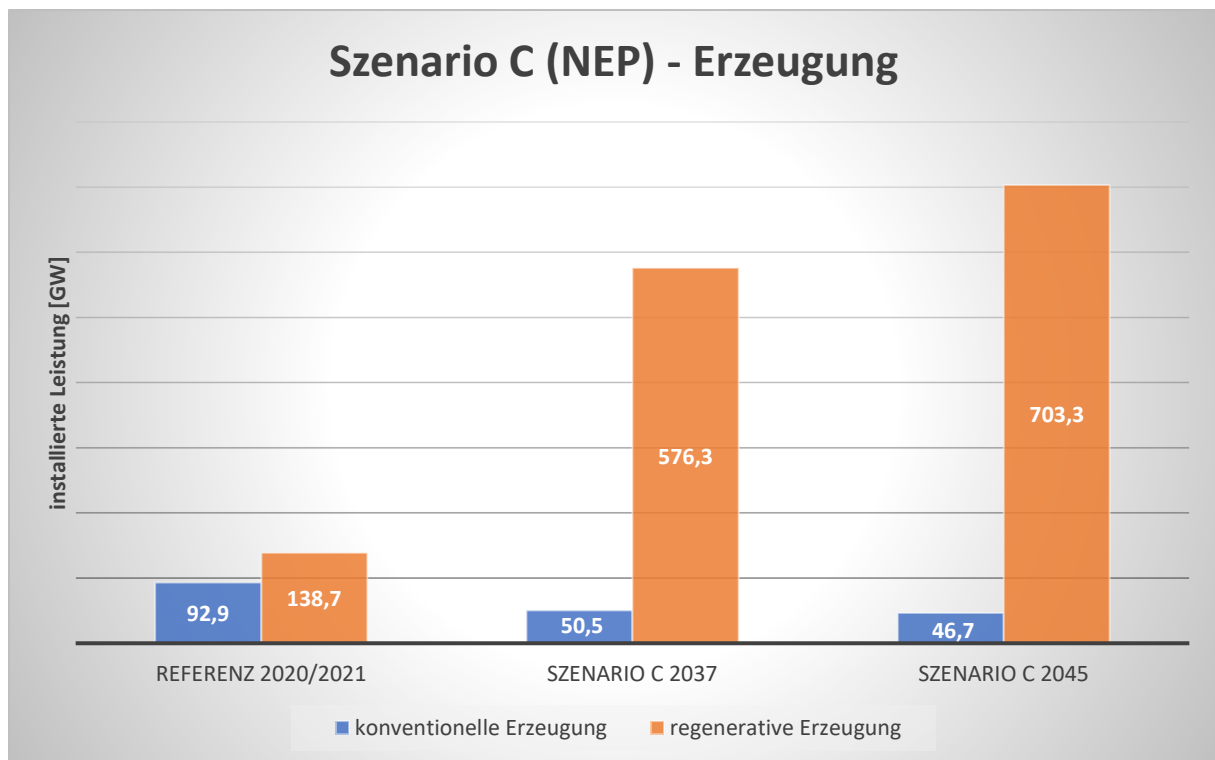


Abbildung 3: Szenario C (NEP) - Erzeugung

regenerativen Erzeugern angenommen. Einzig für das Jahr 2037 ist die installierte Leistung für das Szenario B mit 572,9 GW etwas größer als im Szenario A. Das optimistischere Szenario C des Netzentwicklungsplans prognostiziert sogar noch höhere installierte Leistungen, mit 576,3 GW im Jahr 2037 und 703,3 GW im Jahr 2050. Angesichts der Volatilität erneuerbarer Energien ist ein angemessenes Lastmanagement und ein entsprechender Netzausbau von großer Bedeutung, um die Schwankungen in der Energieerzeugung auszugleichen und einen reibungslosen Transport zu gewährleisten. Neben dem reinen Transport ermöglicht ein umfassender Netzausbau auch eine wetterbedingte volatile Erzeugung erneuerbarer Energien innerhalb eines Netzgebietes auszugleichen, sowohl zeitlich als auch räumlich.

Die Elektrifizierung verschiedener Sektoren führt neben den größeren Erzeugungskapazitäten auch zu einem Anstieg des Stromverbrauchs, wie in Abbildung 4, Abbildung 5 und Abbildung 6 zu erkennen ist. Während für die Referenzjahre 2020 und 2021 im Szenario A ein Bruttostromverbrauch von 533 TWh prognostiziert wurde, steigt dieser bis 2037 auf 899 TWh und bis 2045 auf 1079 TWh. Der Stromverbrauch verdoppelt sich somit bis 2045. Für das Szenario B wird ein Bruttostromverbrauch von 961 TWh im Jahr 2037 bzw. ein Bruttostromverbrauch von 1106 TWh im Jahr 2045 angenommen. Auch im Szenario C ist ein deutlicher Anstieg des Bruttostromverbrauchs zu verzeichnen, auf 1053 TWh im Jahr 2037

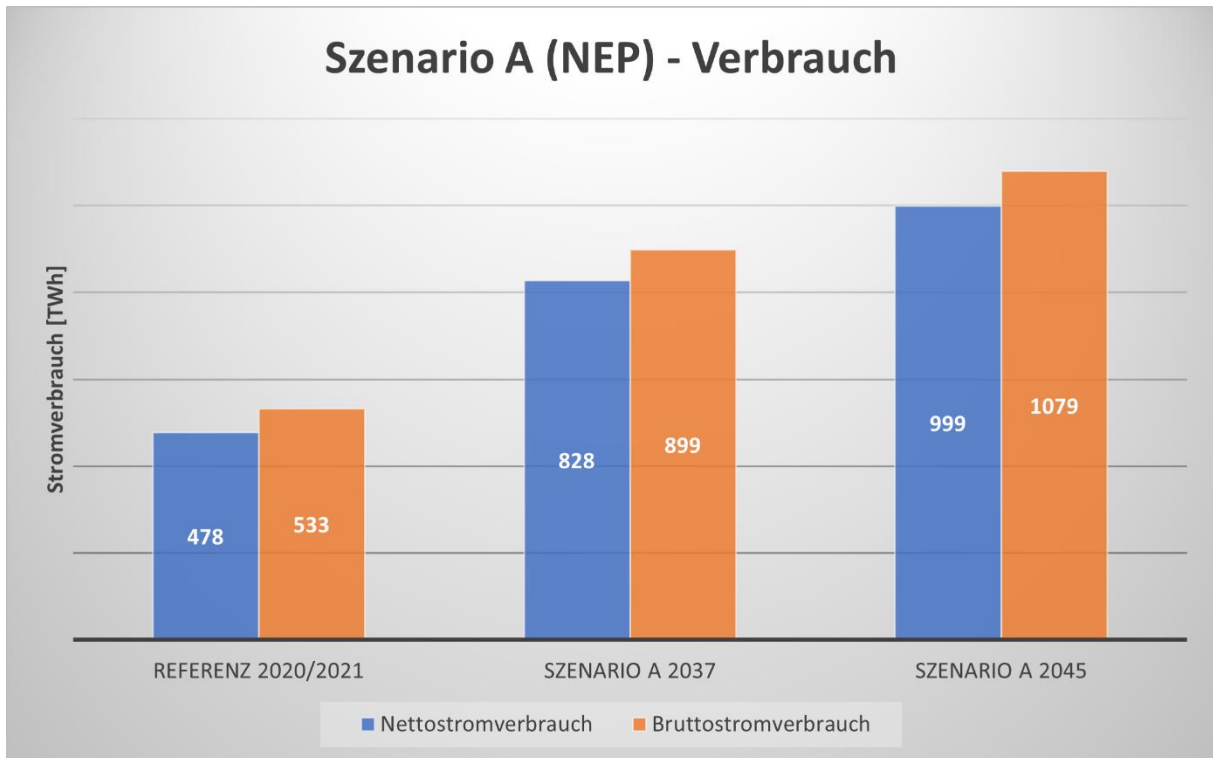


Abbildung 4: Szenario A (NEP) – Verbrauch

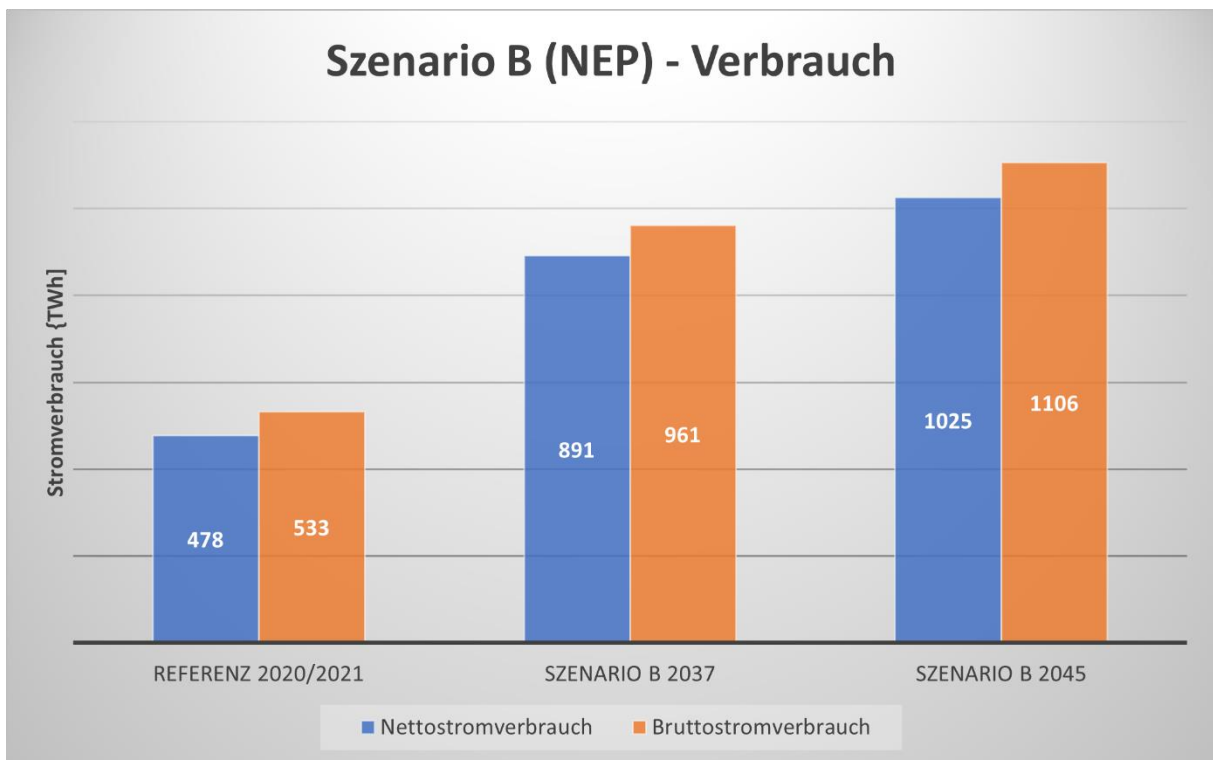


Abbildung 5: Szenario B (NEP) - Verbrauch

und 1303 TWh im Jahr 2045 – eine Steigerung um 244 % gegenüber den Referenzjahren. Diese Zunahme von Erzeugungs- und Verbrauchswerten verdeutlicht, dass zukünftig mehr Strom transportiert werden muss und ein umfassender Ausbau der Leitungen daher

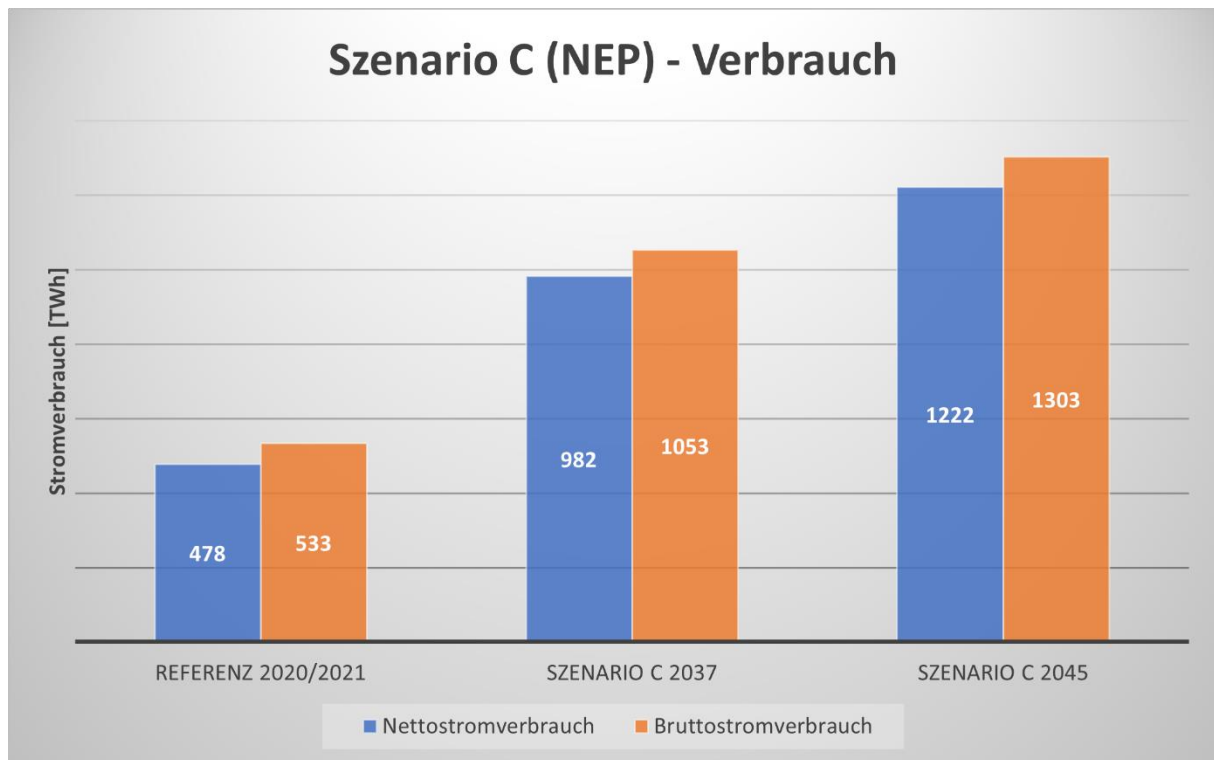


Abbildung 6: Szenario C (NEP) - Verbrauch

unumgänglich ist. [1–3]

Viele Studien, die sich mit zukünftigen Energiesystemen beschäftigen, konzentrieren sich auf die Entwicklung eines kostenoptimalen Gesamtsystems für das europäische Energienetz. Diese Analysen legen den Fokus hauptsächlich auf die Optimierung der Kosten und Strukturen des Energiesystems im großen Maßstab. Dabei bleibt jedoch oft unklar, wie viele Rohstoffe tatsächlich für den Netzausbau benötigt werden, da diese Betrachtungen sich hauptsächlich auf finanzielle Aspekte konzentrieren und den Rohstoffbedarf außer Acht lassen. Die Frage nach dem Rohstoffbedarf bleibt daher in vielen dieser Studien unbeantwortet [4–6]. Durch den bisherigen indirekten Ansatz aus vorangegangenen Studien konnten die benötigten Rohstoffe lediglich grob geschätzt werden. Im Gegensatz dazu legt diese Arbeit einen direkten Zusammenhang zwischen dem Ausbau erneuerbarer Energien und der erforderlichen Netzinfrastruktur dar. Dies ermöglicht die Entwicklung eines Ansatzes, der den Rohstoffbedarf durch den Ausbau von Übertragungsleitungen direkt quantifiziert, unabhängig von den reinen Kosten des Stromnetzausbaus. Die vorliegende Bachelorarbeit untersucht im Rahmen des Netzausbaus den Bedarf an Aluminium und Stahl, die zu den bedeutendsten und am häufigsten verwendeten Rohstoffen in diesem Bereich zählen. Durch diesen innovativen Ansatz kann eine vereinfachte Kennzahl abgeleitet werden, die den Zusammenhang zwischen dem Ausbau erneuerbarer Energien und dem Rohstoffbedarf

verdeutlicht. Auf Basis verfügbarer geeigneter Daten wird es in Zukunft möglich sein, auf europäischer Ebene präzise zu berechnen, wie viel Aluminium und Stahl insgesamt sowie für einzelne Länder sowohl für den heimischen als auch den länderübergreifenden Stromnetzausbau benötigt werden.

## 2. Literatur

Im anschließenden Abschnitt wird eine Übersicht über relevante Studien präsentiert, die sich mit ähnlichen Fragestellungen befassen, nämlich dem Bedarf an Netzausbau unter Berücksichtigung verschiedener Annahmen in unterschiedlichen Szenarien. Beispielsweise werden die Ergebnisse der dena-Verteilnetzstudie sowie des Netzentwicklungsplans detailliert untersucht. Bisher ist keine wissenschaftliche Literatur veröffentlicht worden, die sich genau mit demselben Thema befasst wie die vorliegende Arbeit. Viele Forscher konzentrieren sich in ihren Untersuchungen insbesondere auf ökonomische Aspekte im Zusammenhang mit dem Netzausbau, wobei der direkte Zusammenhang zwischen Netzausbau und dem Ausbau erneuerbarer Energien weniger beachtet wird.

### 2.1 dena-Verteilnetzstudie

In der dena-Verteilnetzstudie wurden zunächst zwei Szenarien angenommen, auf denen die darin getroffenen Abschätzungen basieren. Das erste Szenario, das Szenario NEP B 2012, orientiert sich am Szenario B des Netzentwicklungsplans 2012 der Bundesnetzagentur (BNetzA). Es basiert auf bereits veröffentlichten Daten und Studien. Das zweite Szenario, das Bundesländerszenario, basiert auf den aktuellen Zielen und Prognosen im Kontext der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien der einzelnen Bundesländer und setzt grundsätzlich höhere Ausbauziele als das erste Szenario voraus.

Um den Ausbaubedarf des Verteilnetzes für die betrachteten Jahre 2015, 2020 und 2030 zu bestimmen, wird dieser zunächst mithilfe realer Netzdaten regional auf Gemeindeebene bestimmt und anschließend auf das gesamtdeutsche Netz hochgerechnet. Die hierbei verwendeten Netzdaten wurden vorher von 16 deutschen Verteilnetzbetreibern bereitgestellt, welche insgesamt für rund die Hälfte aller deutschen Verteilnetze verantwortlich sind.

Diese Methode ermöglicht eine detaillierte Analyse des Ausbaubedarfs auf regionaler Ebene und liefert somit eine fundierte Grundlage für die Abschätzung des Gesamtausbaubedarfs des Verteilnetzes in Deutschland. Zu Beginn der Analyse werden zunächst die primären Treiber der zukünftigen Versorgungsaufgabe ermittelt. Diese umfassen in beiden betrachteten Szenarien die Stromerzeugung aus Windenergie an Land und Photovoltaik. Um die Netze anschließend untersuchen zu können, muss anschließend noch die Versorgungsaufgabe regionalisiert werden, um die spezifischen Anforderungen in verschiedenen Gebieten zu berücksichtigen. Um dies zu erreichen, werden verschiedene Daten wie die Einwohnerdichte und weitere gemeindescharfe Verteilschlüssel, einschließlich der Flächenpotenziale der

primären Treiber, kombiniert. Dadurch ergibt sich schlussendlich die spezifische Versorgungsaufgabe für jede Region. Anschließend werden die Gemeinden elf Netzgebietsklassen zugeordnet, die jeweils ähnliche Versorgungsaufgaben aufweisen. Diese differenzierte Betrachtung erlaubt eine präzise Analyse der regionalen Anforderungen und ermöglicht es, gezielte Maßnahmen zur Optimierung des Verteilnetzausbaus zu entwickeln, die den spezifischen Bedürfnissen der einzelnen Gebiete gerecht werden. Um repräsentative Gemeinden einer Netzgebietsklasse zu erhalten, werden Netzdaten aus mindestens zwei Untersuchungsregionen verwendet, wobei die realen Netze entsprechend auf die Gemeinde hochgerechnet werden. Nachdem der Netzausbaubedarf für die realen Netze für die Stützjahre berechnet wurde, kann das Ergebnis anschließend auf Deutschland hochgerechnet werden. Der flächenbezogene Netzausbaubedarf soll hierbei einfachheitshalber für alle Gemeinden innerhalb einer Netzgebietsklasse identisch sein. [7]

## 2.2 Netzentwicklungsplan

In diesem Kapitel wird detailliert darauf eingegangen, wie die Netzanalyse im Netzentwicklungsplan funktioniert.

In der Netzmodellierung gibt es zunächst Planungsgrundsätze, die bei der Modellierung im NEP berücksichtigt werden. Zuallererst besteht bei der Planung die sogenannte (n-1) - Sicherheit. Diese besagt, dass es bei Ausfall von lediglich einer Netzkomponenten (z. B. einer Übertragungsleitung) nicht zu Ausfällen im Netz durch Überlastungen kommen darf. Anders gesagt darf keine Komponente im Netz zu mehr als 100 % belastet bzw. überlastet sein. Sollte nur eine Komponente ausfallen, könnte dies im Anschluss den Ausfall einer weiteren Komponenten bedingen, was im schlimmsten Fall zu Kettenreaktionen und damit einhergehenden großflächigen Netzausfällen führen kann. Maßnahmen, die zum Beheben von Überlastungen angewendet werden müssen, gliedern sich nach dem sogenannten NOVA-Prinzip. Das NOVA-Prinzip ist eine Art Maxime, an der sich die Netzberechnung orientieren soll. Es besagt, dass Netzoptimierungsmaßnahmen noch vor Netzverstärkungsmaßnahmen durchgeführt werden müssen. Erst wenn Netzoptimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen nicht mehr ausreichen, müsse das Netz ausgebaut werden. Unter Netzoptimierungsmaßnahmen sind dabei Maßnahmen zu verstehen, welche am bestehenden Netz durchgeführt werden und zu einer besseren Ausnutzung des Netzes beitragen. Hierunter fällt beispielweise die Spannungserhöhung einer entsprechend ausgerüsteten Freileitung. Auch Freileitungsmonitoring (FLM) kann dazu beitragen, das bestehende Netz optimal zu nutzen. Da die Leitungskapazität der Freileitungen temperaturabhängig ist, können diese beim

FLM witterungsabhängig ausgelastet werden. Unter Netzverstärkungen werden Maßnahmen verstanden, wie der Austausch oder die Erweiterung bereits bestehender Netzbetriebsmittel. Dazu zählen beispielweise die Umbeseilung, also der Austausch von Freileitungen durch Kabel mit einer höheren Übertragungskapazität. Der Netzausbau schlussendlich, beinhaltet Maßnahmen, die das bestehende Netz erweitern. Dies geschieht beispielweise durch zusätzliche Umspannwerke oder Schaltanlagen bzw. durch zusätzliche Leitungen in neuen Trassen. Ein Netzausbau ist, wie bereits erwähnt, erst die letzte aller möglichen Maßnahmen und wird erst durchgeführt, wenn das Netz nicht auf eine andere Weise mehr Leistung transportieren kann. Eine Umbeseilung auf Hochstrom- oder Hochtemperaturleiterseile ist beispielweise aus immissionsschutzrechtlichen Grenzwerten nicht überall möglich.

Um nun zu bestimmen, wie viel elektrische Energie über jeden Knoten eingespeist bzw. verbraucht wird, wird im NEP zunächst eine Regionalisierung vorgenommen. Diese ist von besonderer Bedeutung, da es für die Bestimmung des Netzausbaubedarfes insbesondere darauf ankommt, den Verbrauch, sowie die Erzeugung so genau wie möglich über die einzelnen Knoten aufzuschlüsseln. Dazu findet zunächst eine Regionalisierung der Erzeugungskapazitäten statt, indem das entsprechende Erneuerbare-Energien-Potenzial, die regionalplanerisch ausgewiesene Flächennutzung und die entsprechenden Daten aus dem Marktstammdatenregister berücksichtigt werden. Anhand von meteorologischen Daten wie der zu erwartenden Windgeschwindigkeiten und der solaren Einstrahlung lassen sich nun die volatilen Erzeugungszeitreihen für Wind- und Solarenergie berechnen. In Abbildung 7, Abbildung 8 und Abbildung 9 werden exemplarisch die Regionalisierungsergebnisse für die Aufdach-Photovoltaik, die Freiflächen-Photovoltaik und die Onshore-Windenergie für die genannten Szenarien auf Ebene der Postleitzahlen dargestellt. Für die Aufdach-Photovoltaik lässt sich dabei ein besonders großes Potenzial für den Westen und Süden Deutschlands ausmachen. Während das größte Potenzial der Onshore-Windenergie vorwiegend in der nördlichen Hälfte Deutschlands zuzuordnen ist, verteilt sich das Potenzial für die Freiflächen-Photovoltaik über das gesamte Bundesgebiet. [1]

Neben den Erzeugungskapazitäten müssen die Lasten ebenfalls regionalisiert werden, um zu bestimmen, über welchen Knoten wie viel elektrische Energie verbraucht wird. Dazu werden die Lastzeitreihen ebenfalls mit einem modellgestützten Ansatz ermittelt. Hierzu wird für die Sektoren Verkehr, Gewerbe und Handel (GHD), Industrie und Haushalte zunächst die nationale Stromnachfrage dargestellt und anschließend addiert, woraus sich schlussendlich die gesamtdeutsche Nachfragekurve ergibt. Mithilfe von landkreisscharfen Parametern wie die



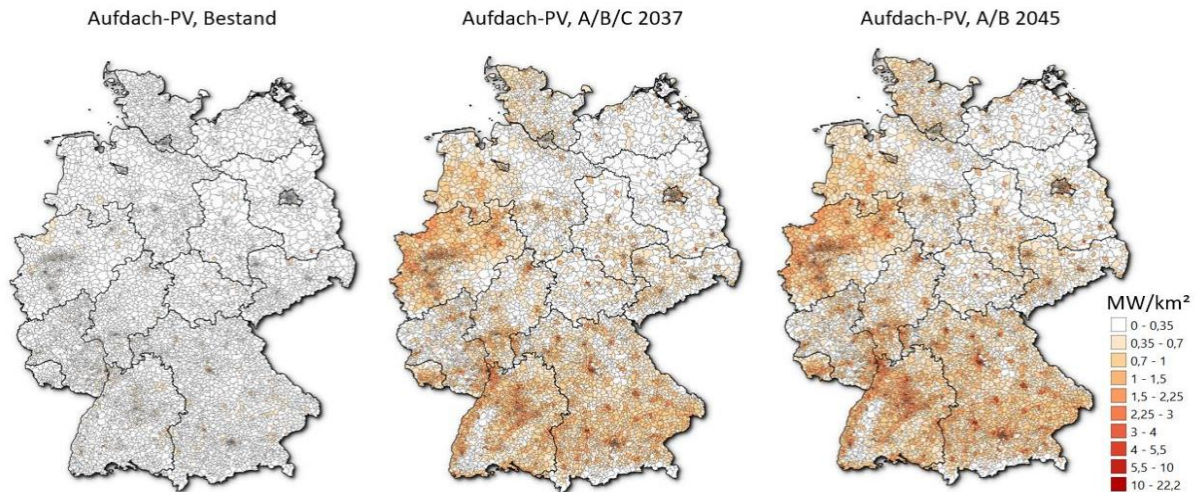


Abbildung 7: Bestand und Regionalisierungsergebnis der Aufdach-Photovoltaik für die Szenarien A\_B\_C 2037 und A\_B 2045 auf Ebene der Postleitzahlgebiete

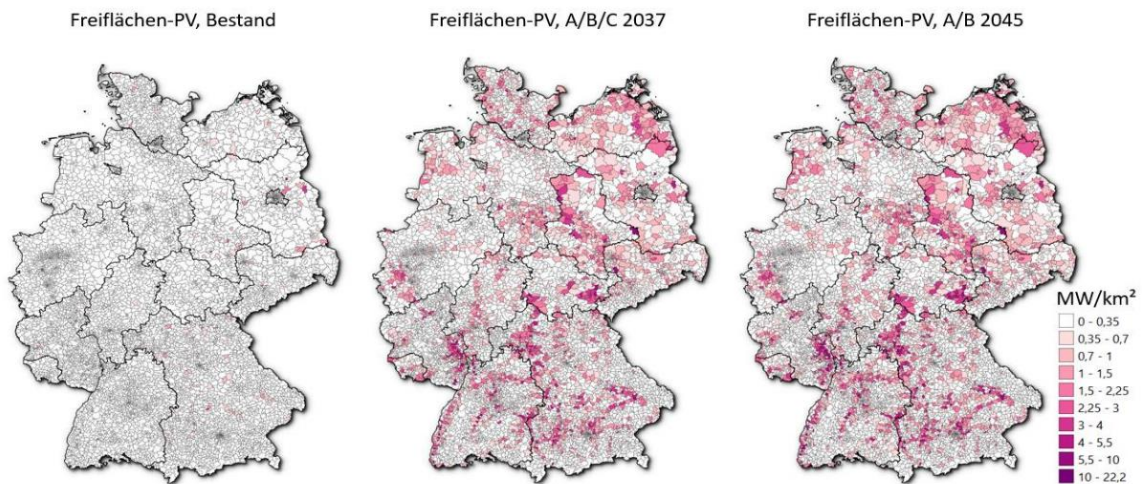


Abbildung 8: Bestand und Regionalisierungsergebnis der Freiflächen-Photovoltaik für die Szenarien A\_B\_C 2037 bzw. A\_B 2045 auf Ebene der Postleitzahlgebiete

Anzahl der Haushalte, die regionale Bevölkerungsentwicklung, die Anzahl von Beschäftigten je Region und Sektor und klimatischen Faktoren wird die gesamt nationale Nachfragekurve auf die einzelnen Landkreise verteilt. Um die Lastflüsse nun innerhalb des Netzes berechnen zu können, werden die Landkreise schließlich bestimmten Knoten zugeordnet. Abbildung 10 zeigt beispielsweise das Regionalisierungsergebnis für den Stromverbrauch für die Jahre 2025, 2035 und 2045. Dieses Regionalisierungsergebnis der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) berücksichtigt dabei sowohl Prozessverbrauch als auch sonstige Verbräuche für das sogenannte Elektrifizierungsszenario. In diesem Industrieszenario wird davon ausgegangen, dass aus Gründen der Systemeffizienz überall, wo es technisch sinnvoll und möglich ist, auf eine Direktstromnutzung gesetzt wird. Während Wasserstoff, Strom und Biomasse als Energieträger für dieses Szenario angesehen werden, spielen synthetische Brennstoffe keine



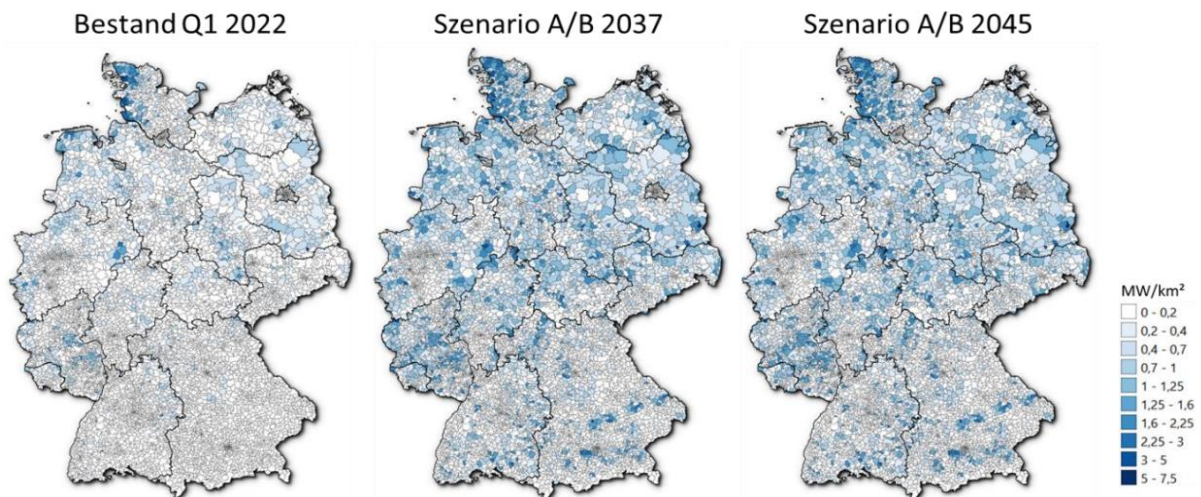


Abbildung 9: Bestand und Regionalisierungsergebnis der Windenergie an Land für die Szenarien A\_B auf Ebene der Postleistungsbereiche

Rolle. Im Vergleich zu anderen Elektrifizierungsergebnissen wird hier vor allem eine Elektrifizierung im Hochtemperatur-Prozesswärme-Bereich angestrebt, wo jedoch nicht pauschal elektrifiziert wird, sondern auch eine energetische Nutzung von Wasserstoff in Betracht gezogen wird. Eine erhöhte Wasserstoffnachfrage wird im Elektrifizierungsszenario auch für Prozesse wie die Ammoniaksynthese oder die Herstellung von Methanol angenommen, da hier eine Elektrifizierung erst sehr spät oder überhaupt nicht angenommen wird. [8]

Abbildung 11 zeigt analog zum Stromverbrauch aus Abbildung 10 das Regionalisierungsergebnis der maximalen Anschlussleistung. Ein besseres Verständnis vom Stromverbrauch und der maximalen Anschlussleistung ist in vielerlei Hinsicht eine wichtige Komponente bei einer besseren und effizienteren Netzplanung. Zum einen können so ausreichend Kapazitäten bereitgestellt werden, um die entsprechende Nachfrage zu decken. Netzbetreiber können durch die bereitgestellten Daten besser planen, wie sie erneuerbare Energiequellen in das zukünftige Stromnetz integrieren, um die lokale Nachfrage effizient decken zu können. Andererseits helfen diese Kennwerte den Netzbetreibern Ressourcen, die für den Netzausbau benötigt werden, effizienter zuzuweisen und auf diese Weise Engpässe zu vermeiden bzw. die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Mit der Kenntnis über den Stromverbrauch einer bestimmten Region können außerdem Lastmanagementstrategien entwickelt werden. Solche Strategien können beispielsweise die Förderung von Lastverschiebungsmaßnahmen oder die Implementierung intelligenter Netze umfassen. Nach der Regionalisierung wird im nächsten Schritt eine Marktmodellierung durchgeführt, um die zukünftige Transportaufgabe des Übertragungsnetzes abschätzen zu können. Dabei wird die

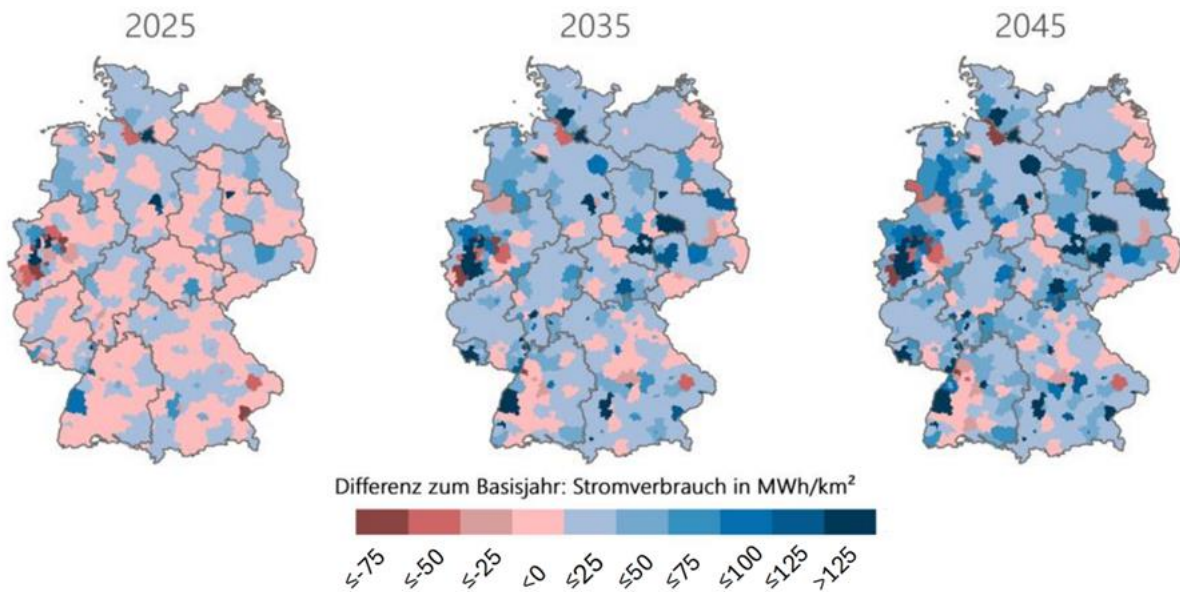


Abbildung 10: Regionalisierungsergebnis: Stromverbrauch

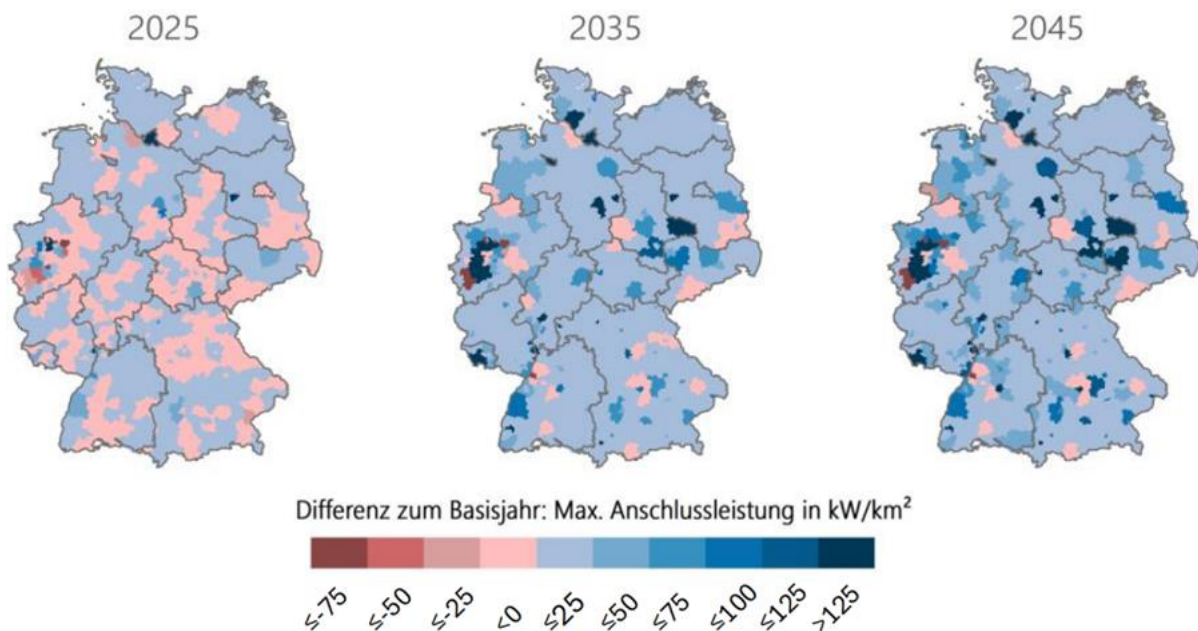


Abbildung 11: Regionalisierungsergebnis: maximale Anschlussleistung

Deckung der Residuallast möglichst realitätsnah modelliert, indem neben der Regionalisierung nun auch die zeitliche Komponente des zukünftigen Energiesystems berücksichtigt wird. Dies ist von entscheidender Bedeutung, da vor allem Energie aus erneuerbaren Quellen einer hohen zeitlichen Volatilität unterliegt [9]. Für die Berechnung der zukünftigen Transportaufgabe muss demzufolge eine stündliche Auflösung aller Ein- bzw. Ausspeisungen für jeden Knotenpunkt des europäischen Übertragungsnetzes bekannt sein. Mittels eines Optimierungsmodells und den Annahmen zur Regionalisierung, sowie Eingangsdaten über den zukünftigen Kraftwerkspark wird eine Marktsimulation durchgeführt.

Die Verbrauchs- und Erzeugungswerte der Regionalisierung werden dabei zu Zeitreihen umgewandelt, denen zudem Wetterdaten zugrunde liegen. Die Daten aus dem Jahr zeichnen sich durch ein ausgewogenes Wetterprofil aus und finden deswegen Verwendung in der Marktsimulation. Das Ergebnis ist ein stundenscharfes kostenoptimales System für die Jahre 2037 und 2045, welches zu jeder Zeit ein Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage schafft.

Als letzter Schritt kann nun die Netzberechnung und damit auch die Netzplanung durchgeführt werden. Durch die vorausgegangene Regionalisierung der Erzeugungskapazitäten und der Last, sowie der Marktmodellierung liegen jetzt stunden- und netzknotenscharfe Modelle zugrunde, die aufzeigen wie viel Strom zu jedem Zeitpunkt und an jedem Standort für die entsprechenden Zieljahre erzeugt und verbraucht werden. Das reale Verhalten des Stromflusses wird nun mittels eines Simulationsprogrammes dargestellt, woraufhin Lastflussberechnungen durchgeführt werden können. Diesen Berechnungen liegt ein mathematischer Algorithmus zugrunde, welcher die Stromflüsse berechnet und für jede Leitung und Stunde im Übertragungsnetz einen Belastungswert, angegeben in einem prozentualen Verhältnis zu der maximalen thermischen Stromtragfähigkeit der Leitung ausgibt. [1, 10]

### 3. Methodik

Zu Beginn der Arbeit wurde eine ausführliche Literaturrecherche durchgeführt, mit dem Ziel Daten, bezüglich des Netzausbaus herauszuarbeiten. Außerdem wurde versucht, zu analysieren, wie andere Studien zum Thema Netzausbaubedarf gearbeitet haben. Hierbei ist besonders der Netzentwicklungsplan hervorzuheben (vgl. 2.2), der die Vorgehensweise bei der Bestimmung des Netzausbaubedarfes detailliert beschreibt.

Die nachfolgende Arbeit wurde anschließend zu großen Teilen in Python geschrieben, eine der weltweit am häufigsten genutzten Open-Source Programmiersprachen. Python besitzt eine Vielzahl an allgemeinen mathematischen, sowie verschiedenen fachspezifischen Bibliotheken, wie zum Beispiel NetworkX, welche in dieser Arbeit zu großen Teilen verwendet wurde. Diese Bibliothek ermöglicht es, dem Benutzer komplexe Netzwerke zu erstellen und zu manipulieren sowie die Netztopologie und die dynamischen Vorgänge in einem Netzwerk zu berechnen und darzustellen. [11]

#### 3.1 Vorgehensweise

##### 3.1.1 Kennzahlen aus Studien herausarbeiten

Tabelle 1: Überblick über verschiedene Netzausbaustudien

<b>Studie</b>	<b>Netzebene</b>	<b>Bundesweiter Netzausbaubedarf</b>
<b>Verteilnetzstudie Hessen</b>	Verteilnetze	-
<b>Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg</b>	Verteilnetze	-
<b>dena-Verteilnetzstudie</b>	Verteilnetze	134.800 km (2030/Szenario NEP B 2012, alle Spannungsebenen, nur Ausbau, Stromkreiskilometer) 192.900 km (2030/Bundesländerszenario)
<b>Netzentwicklungsplan</b>	Übertragungsnetze	12.430 km (2037/2045, Trassenkilometer)
<b>World Energy Outlook</b>	Alle Netzebenen	-

Zunächst wurden zahlreiche Studien analysiert, die sich mit dem Thema Netzausbau befassen, um einen ersten Überblick darüber zu erhalten, wie der Bedarf für den Netzausbau in vergleichbaren Untersuchungen ermittelt wurde. Einige dieser Studien konzentrierten sich, im Gegensatz zur vorliegenden Arbeit, hauptsächlich auf den Ausbau des deutschen Verteilnetzes. Insbesondere sind hier Länderstudien wie die Verteilnetzstudie Hessen oder die Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg zu erwähnen, die wichtige Erkenntnisse lieferten (vgl. Tabelle 1) [1, 7, 12–14]. Besonders interessant waren jedoch die dena-Verteilnetzstudie und der Netzentwicklungsplan der Bundesnetzagentur. Diese beiden Untersuchungen zeichnen sich durch eine sehr detaillierte Methodik aus, die einen Einblick gibt, wie die Forschungsfrage in der vorliegenden Arbeit angegangen werden könnte. Ihre umfassende Analyse bietet wertvolle Ansätze für die weitere Untersuchung des Netzausbaubedarfs unter verschiedenen Szenarien und Annahmen. Der Netzentwicklungsplan beschäftigt sich mit dem Netzausbau der deutschen Übertragungsnetze und ist deshalb von besonderer Bedeutung für diese Arbeit. Im Folgenden wird genauer auf die Vorgehensweise bei der Netzausbauplanung in der dena-Verteilnetzstudie und dem Netzentwicklungsplan eingegangen, um aufzuzeigen, wie der Ausbaubedarf in gängigen Studien bestimmt wird (vgl. 2.1 und 2.2). Ein weiteres Ziel war es dabei außerdem eine mögliche erste Kennzahl, die den gesuchten Zusammenhang zwischen Netzausbaubedarf und Materialbedarf darstellt, aus dem Netzentwicklungsplan herauszuarbeiten und diesen bereits für die Arbeit zu verwenden oder zumindest die Methodik dahinter zu übernehmen. Auch die anderen Studien wurden auf eine Kennzahl untersucht, die den Zusammenhang zwischen dem Netzausbau des Übertragungsnetzes und dem Ausbau der erneuerbaren Energien darstellt. Aus verschiedenen Studien ließen sich für unterschiedliche Szenariorahmen durch die jeweiligen Kennzahlen Punktpaare bilden. Aufgrund der Vielfalt an Ansätzen zur Beantwortung der Forschungsfrage in den zahlreichen Studien und der Varianz in den getroffenen Annahmen, beispielsweise bezüglich der Erzeugerkapazitäten, hätte sich aus der gezeichneten Regressionskurve der Datenpunkte ein breiter Bereich von Annahmen und verschiedenen Zielwerten ergeben können. Wenn jedoch ein solch breiter Annahmenbereich berücksichtigt wird, führt dies bei einer geringen Anzahl an Kennzahlen zu einer wenig aussagekräftigen Regression als Ergebnis. Die ermittelte Kennzahl wäre mit einer Reihe von verschiedenen Unsicherheiten belastet und würde auch für eine grobe Abschätzung keine genauen Ergebnisse liefern. Aufgrund dessen, dass in der Analyse der Studien nur äußerst wenige geeignete Kennzahlen zu dem gesuchten Zusammenhang lieferten, wurde dieser erste Ansatz verworfen und eine neue Idee entwickelt.

### 3.1.2 Ansatz mit dem REMix-Modell

Für den zweiten Ansatz wurde das REMix-Modell des DLR zu Hilfe gezogen. Mithilfe des Modells lassen sich durch einen beliebigen Clustering-Algorithmus und eine Regression der einzelnen Cluster eine aussagekräftige Kennzahl herleiten. Diese Kennzahl stellt letztendlich den Zusammenhang zwischen dem Ausbau der erneuerbaren Energien und dem benötigten Rohstoffbedarf dar. Die Kennzahl soll in der Praxis dabei helfen, eine grobe und schnelle Abschätzung über den Materialbedarf ausgewählter Materialien zu geben. Da sich dieses Kapitel einzig auf die Vorgehensweise der Bachelorarbeit beschränkt, wird auf das REMix-Modell in 3.2 noch etwas näher eingegangen. Auf Basis von Daten aus dem PyPsa-Eur-Datensatz werden mit dem Remix-Modell anschließend Berechnungen durchgeführt, wobei über ein Jahr verschiedene Parameter wie der Jahresbedarf oder der maximale Bedarf über jeden einzelnen Knoten in sekundlicher Auflösung dargestellt werden kann. Der PyPsa-Eur-Datensatz ist dabei ein Datensatz, welcher das europäische Übertragungsnetz im Tätigkeitsbereich des Verbandes Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) darstellt und aus ursprünglich 8807 Knoten besteht. Es ist anzumerken, dass in der folgenden Bachelorarbeit nicht der ursprüngliche Datensatz verwendet wird, sondern ein Gridkit-Auszug des Datensatzes. Dieser wurde bereits auf 3475 Knoten zusammengefasst und wurde aus Gründen der vereinfachten Anschauung für die Berechnungen verwendet. Auch wurde die Version des Auszuges bereits in vorigen Arbeiten und Studien des DLR erfolgreich als Datengrundlage verwendet, was die Arbeit mit der Version im Umfeld des DLR zusätzlich vereinfacht hat. In der „buses.csv“-Datei und der „lines.csv“-Datei, welche hauptsächlich zur Verwendung kommen und dem Datensatz zugrunde liegen, sind Informationen über die einzelnen Knoten und Verbindungen enthalten wie zum Beispiel die Geokoordinaten der Knoten oder die Leitungslängen der Verbindungsleitungen in Kilometer. In der Arbeit wurden die Dateien umbenannt und heißen jetzt „buses\_2020\_richtig\_Auswertung“ bzw. „lines\_2020\_richtig“. Mit diesen Eigenschaften lässt sich nun im Folgenden das Netzwerk erstellen und bearbeiten, was die Grundlage der weiteren Berechnungen darstellt. Dabei wird mit der NetworkX Bibliothek in Python zunächst ein Netzwerk erstellt, welchem anschließend die Knoten und die jeweiligen Verbindungsleitungen hinzugefügt werden. Die Eigenschaften werden den Knoten und Kanten jeweils als Attribute zugewiesen. Die Knoten bekommen dabei jeweils die Attribute „Koordinaten“, den jährlichen Bedarf als „annual\_demand“, den maximalen Bedarf innerhalb eines Jahres als „max\_demand\_knoten“, die Jahresleistung als „annual\_power“ und die maximale Leistung innerhalb eines Jahres als „max\_power\_knoten“ zugewiesen. Die Kanten erhalten jeweils die Attribute „Länge“ und



„Circuits“, welche die Längenangaben der Kanten in Kilometer, sowie die Anzahl der Verbindungsleitungen innerhalb einer Kante darstellen. Die Grundidee besteht nun darin, das ursprüngliche Netzwerk mit seinen 3475 Knoten (vgl. Abbildung 12) zunächst in kleinere Subnetzwerke aufzuteilen. Anschließend werden die Leitungslängen für jedes der einzelnen Subnetzwerke zusammengezählt. Aus dieser direkten Zuordnung der Gesamtleitungslänge zu einem bestimmten Cluster lässt sich schlussendlich ein Zusammenhang zwischen der Leitungslänge und der Leistung der erneuerbaren Energien pro Cluster bestimmen. Die Leistung der erneuerbaren Energien lässt sich mit den oben zugewiesenen Attributen der Knoten darstellen. Auf diese Weise ist es möglich, mit verschiedenen Parametern einen möglichst akkuraten Zusammenhang darzustellen. Aus der Leitungslänge kann dann in Verbindung mit dem jährlichen Bedarf und dem maximalen Bedarf, eine Regressionskurve erstellt werden. Die Regressionskurven werden anschließend miteinander verglichen, indem das Bestimmtheitsmaß für jede Regressionskurve bestimmt wird. Das Bestimmtheitsmaß einer Regressionskurve gibt dabei an, wie weit die einzelnen Punkte von der Regressionskurve entfernt liegen. In der folgenden Arbeit soll ein linearer Zusammenhang zwischen den beiden Werten gefunden werden, weshalb es sich bei der Regressionskurve um eine Gerade handeln muss, die an verschiedenen Stellen der y-Achse, also der Leitungslänge, beginnt. Je näher die Gesamtheit der Punkte an dieser Geraden liegt, desto näher liegt das Bestimmtheitsmaß, welches mit der Variablen  $R^2$  bezeichnet wird, an 1. Ein Bestimmtheitsmaß von 1 bezeichnet dabei eine perfekte lineare Verteilung der Punkte und ist somit das maximale Bestimmtheitsmaß, welches eine Regressionskurve erreichen kann. [15–17]

Um ein repräsentatives Ergebnis zu bekommen, sollen die 3475 Knoten des ursprünglichen Netzwerkes im ersten Schritt in eine ausreichend große Anzahl an Clustern zusammengefasst werden. Um Cluster zu erhalten, die ebenfalls als repräsentativ angenommen werden können, soll dabei auf eine möglichst gleichmäßige Zuteilung der Knoten zu den Clustern geachtet werden. Da es sich bei den Knoten nicht um ein großes, zusammenhängendes europäisches Übertragungsnetz handelt, kann es vorkommen, dass in dem verwendeten Datensatz Inselnetze vorliegen. Dies sind Netze, die vom Rest des Stromnetzes getrennt und eigenständig sind. Um also zu identifizieren, welche Netze aus dem Datensatz nun als zusammenhängende Netze vorliegen, werden mit der „connected\_components“-Methode alle zusammenhängenden Knoten dargestellt. Nach Darstellung der Anzahl der Knoten für jedes zusammenhängende Netz wird deutlich, dass im Datensatz tatsächlich viele Inselnetze vorhanden sind, die teilweise nur aus einem einzigen Knoten bestehen. Aufgrund des

## Ursprüngliches Netzwerk - 3475 Knoten

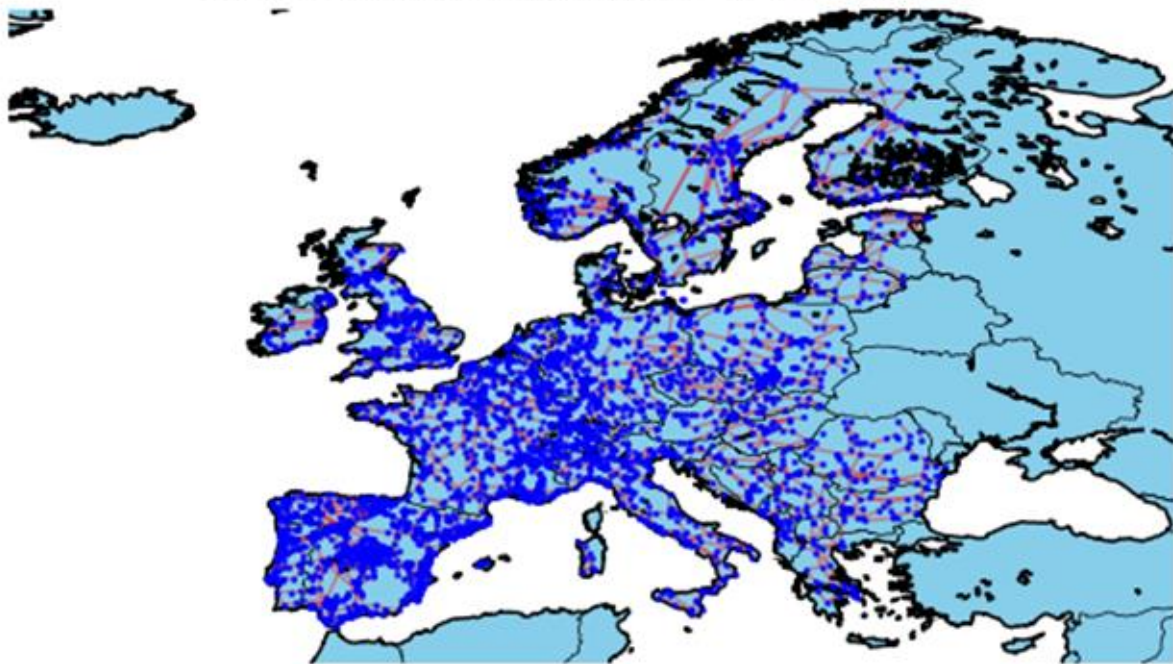


Abbildung 12: Ursprüngliches Netzwerk - 3475 Knoten

Umfangs dieser Arbeit wäre es nicht möglich, jede der 286 Netze einzeln zu analysieren. Daher wird nun untersucht, wie eine angemessene Berücksichtigung der Knotenanzahl erfolgen kann. Die Entscheidung fiel dabei auf die fünf größten zusammenhängenden Netze, welche insgesamt aus 2128 Knoten bestehen – also 61,2 % der ursprünglichen Knoten des Netzwerkes. Dem ersten Subnetzwerk sind mit 1415 die meisten Knoten zugeordnet. Danach folgen der Anzahl nach das zweite Subnetzwerk mit 198 Knoten, das dritte Subnetzwerk mit 198 Knoten, das vierte Subnetzwerk mit 174 Knoten (vgl. Abbildung 13) und das fünfte Subnetzwerk mit 156 Knoten (vgl. Abbildung 14). Alle weiteren Netze enthalten deutlich weniger als 100 Knoten und werden aus anschaulichen, sowie repräsentativen Gründen im weiteren Verlauf der Arbeit vernachlässigt. Ein weiterer Vorteil der Untersuchung nach zusammenhängenden Netzen besteht darin, dass einige Clustering-Algorithmen, wie zum Beispiel das spektrale Clustering, eine bessere Performance bei zusammenhängenden Netzen aufweisen als bei einer Ansammlung von Inselnetzen. Nach diesem ersten Vereinfachen werden die verbliebenden Knoten im nächsten Schritt in 34 ähnlich große Subnetzwerke zerlegt. Dazu wird zunächst eine Konnektivitätsmatrix erstellt, welche zur Vorbereitung des Clustering-Prozesses benötigt wird. Der genaue Clustering-Prozess wird in Abschnitt 3.5 noch ausführlicher beschrieben. Mithilfe der Konnektivität werden nun die fünf größten Subnetzwerke geclustert. Dabei wird das erste Subnetzwerk in 22 Cluster und das zweite bis fünfte Subnetzwerk in jeweils drei Cluster unterteilt. Aufgrund der Konnektivitätsbedingung



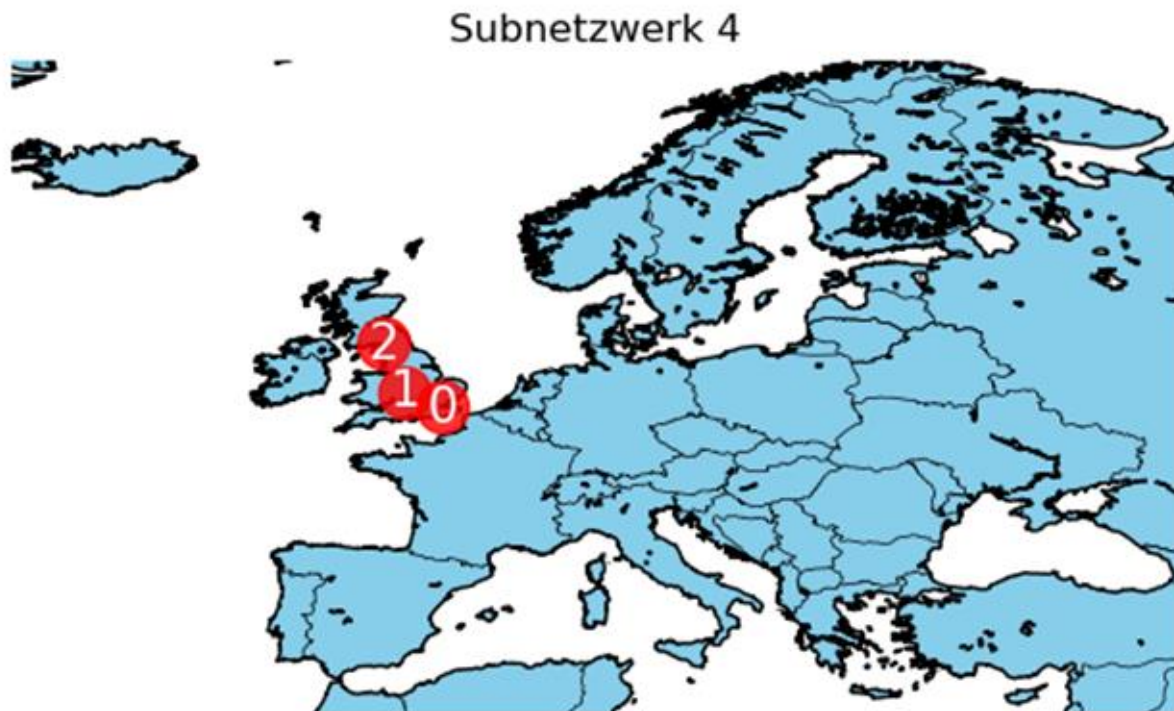


Abbildung 13: Subnetzwerk 4

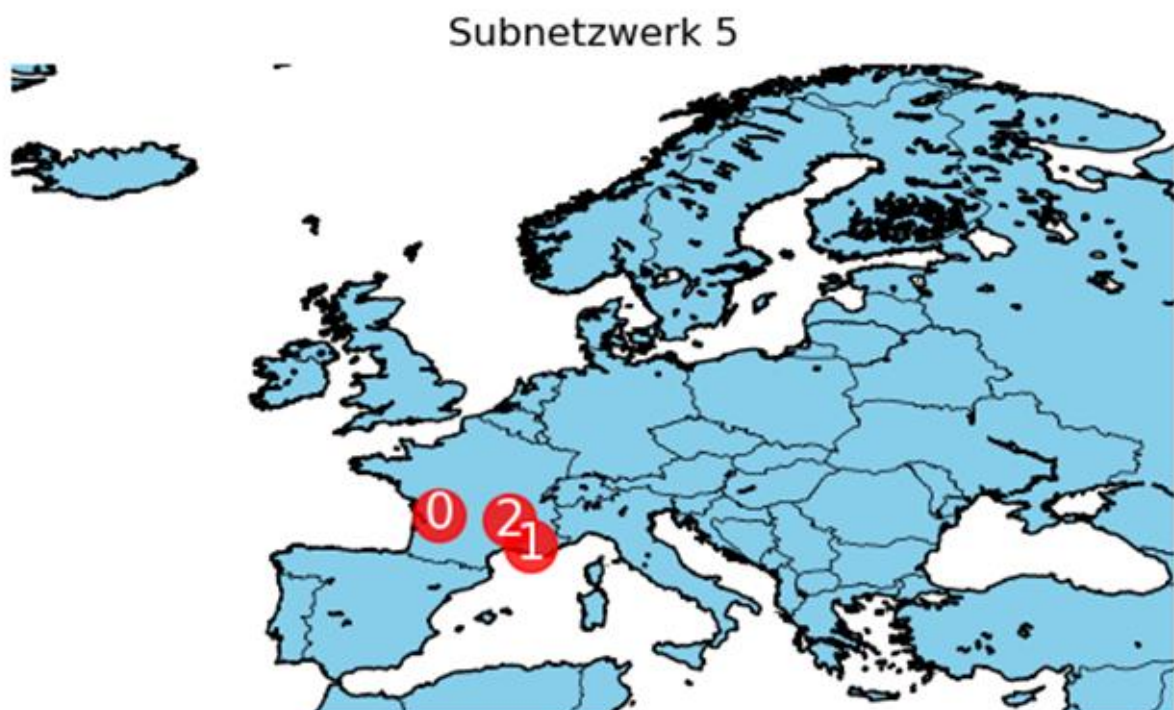


Abbildung 14: Subnetzwerk 5

werden die Cluster dabei unterschiedliche Größen haben, wobei dem kleinsten Cluster neun Knoten und dem mit Abstand größten Cluster 172 Knoten zugewiesen. Um die durchschnittliche Clustergröße zu bestimmen, werden noch der Mittelwert und der Medianwert bestimmt. Während sich dabei für den Mittelwert der zugewiesenen Knoten pro

Cluster ca. 63 ergibt, liegt der Medianwert bei 59. Die 34 Cluster sind nun die Basis der weiteren Berechnungen. Innerhalb der Cluster wird anschließend jeweils die gesamte Leitungslänge, aller sich im Cluster befindlichen Kanten, zusammengezählt. Da es durch das Zuordnen der Knoten zu den Clustern dazu kommen kann, dass sich die Anfangs- und Endknoten einer Kante über zwei Cluster eines Subnetzwerkes erstrecken, müssen diese Leitungen besonders betrachtet werden. Zwei mögliche Herangehensweisen wurden dabei in Betracht gezogen. Zum einen werden Kanten, von denen sich die Anfangs- und Endknoten über zwei unterschiedliche Cluster erstrecken, ganz einfach vernachlässigt. Da hiervon der weitaus kleinere Teil der Kanten betroffen ist können die Kanten ohne große Auswirkung auf den finalen Zusammenhang ignoriert werden. Eine weitere Möglichkeit besteht darin, die Kantenlängen der betroffenen Kanten zu halbieren und anschließend jeweils die Hälfte der entsprechenden Kantenlängen zu den beiden Knotenpunkten zuzuordnen. Keine dieser beiden Möglichkeiten spiegelt selbstverständlich die reale Netzbeschaffenheit wider. Da die verwendeten Rohdaten allerdings von vornherein Unsicherheiten aufweisen und die Zahl der sich überschneidenden Cluster, wie bereits erwähnt, gering ist, können beide Varianten angewendet werden. Es wurde sich auch noch angeschaut, wie viel Prozent der Leitungen innerhalb eines der Subnetzwerke sich über zwei Cluster erstrecken. Als Beispiel wurde das erste Subnetzwerk genommen, da ihm mit 1888 die weitaus meisten Leitungen zugeordnet worden sind. Dabei kam heraus, dass sich ca. fünf Prozent der Leitungen über zwei Cluster erstrecken. Bei drei der vier anderen Subnetzwerke liegt der Wert bei einem bzw. zwei Prozent und bei dem letzten Subnetzwerk liegt der Wert bei zwölf Prozent. Gerade weil diese Anteile äußerst gering sind, bestand die Möglichkeit, diese Verbindungsleitungen einfach zu vernachlässigen. Allerdings war die Absicht, den Bedarf hier eher zu überschätzen als zu unterschätzen.

Es wurden nun 34 Cluster mit den entsprechenden Leitungslängen erzeugt, die im weiteren Verlauf der Arbeit als Grundlage für alle Berechnungen dienen werden. Nun wird aus den Längen und den oben bereits genannten Parametern eine Regression erstellt, wobei die Längenwerte die y-Achse bilden und die weiteren Parameter jeweils die x-Achse. Aufgrund der hohen Anzahl an betrachteten Knoten, können strukturelle Unterschiede innerhalb des Netzes berücksichtigt werden und repräsentieren das Netz somit vernünftig. Auch können aufgrund der großen zusammenhängenden Netzwerke systemtechnische Unterschiede für isolierte Knoten vermieden werden. Außerdem war die Idee Cluster zu bilden, die eine möglichst gleiche Anzahl an Knoten enthalten. Auch dies sollte helfen, besondere Topologien innerhalb der Cluster zu egalisieren. Aufgrund der Konnektivität als Bedingung ist eine

gleichmäßige Verteilung der Knoten nur bedingt möglich, da die Zuordnung automatisch durch den Clustering-Algorithmus durchgeführt wird. Allerdings gelang dieses bei dem verwendeten spektralen Clustering besser als bei den anderen beiden Clustering-Algorithmen.

Der nächste Schritt besteht nun daraus, die Leitungslängen innerhalb der Cluster zusammenzählen (vgl. Tabelle 2). Hierbei ist ein Fehler im Code aufgekommen, weshalb die Clusterzuordnung für das erste Subnetzwerk nicht gut funktioniert hat. Für die anderen Subnetzwerke wurden die Knoten gut zu den Clustern und den Subnetzwerken zugeordnet. Nachdem die Gesamtleitungslänge für jeden Cluster ermittelt wurde, muss nun noch ein weiterer Parameter ermittelt werden, über den eine Regression ermittelt wird. Bei der Wahl des zweiten Parameters gibt es erneut verschiedene Möglichkeiten, über die schlussendlich die Regression gezogen werden kann. Alle dafür benötigten Daten lassen sich aus der gdx-Datei, des in GAMS (General Algebraic Modeling System) gelösten Modells, entnehmen. Zum einen kann nun der jährliche Bedarf über jeden einzelnen Knoten betrachtet werden. Dazu werden die Verbrauchswerte für jeden Knoten und jeden Zeitschritt des Modells

*Tabelle 2: Zusammenfassen der Leitungslängen zu den Clustern*

Subnetzwerk	Clusterbezeichnung	Anzahl der zugeordneten Cluster	Gesamte Leitungslänge [volle km]
<b>1</b>	0	6	484
	1	10	1634
	2	6	458
	3	9	813
	4	7	329
	5	1328	96202
	6	1	217
	7	11	737
	8	2	122
	9	1	301
	10	1	101
	11	3	348
	12	1	328
	13	5	282
	14	6	412
	15	4	120
	16	1	57
	17	1	266
	18	5	326
	19	1	108
	20	1	130
21	5	417	
<b>2</b>	0	26	659

	1	128	7268
	2	44	2286
<b>3</b>	0	39	3201
	1	19	869
	2	127	8022
<b>4</b>	0	39	2695
	1	22	849
	2	113	9322
<b>5</b>	0	62	3675
	1	65	2505
	2	29	1166

addiert und anschließend den Clustern entsprechend zusammengefasst. Für jeden Cluster liegen nun die Gesamtlänge der Leitungen sowie der jährliche Verbrauch vor, was es ermöglicht, eine erste Regression zu erstellen (vgl. 4).

Ein weiterer Parameter stellt der Spitzenverbrauchswert eines jeden Knoten dar. Hierbei wird für alle Zeitschritte der einzelnen Knoten der maximale Bedarf berücksichtigt. Mithilfe von Excel wurde dieser Maximalwert gefiltert und anschließend zurück in die pandas-Datenbank importiert. Anschließend werden die Maximalwerte wie bei dem Jahresverbrauch zusammengezählt und den entsprechenden Clustern zugeordnet.

## 3.2 REMix-Modell

Um technisch realisierbare Stromversorgungsnetze unter Berücksichtigung von technologischen, wirtschaftlichen und politischen Entwicklungen zu entwerfen, welche hauptsächlich auf erneuerbaren Energien basieren, müssen drei Voraussetzungen gegeben sein:

1. Zuerst werden Informationen über die räumliche und zeitliche Veränderung der Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien benötigt, welche die voraussichtlichen technologischen und wirtschaftlichen Entwicklungen berücksichtigen.
2. Zweitens, werden zeitlich und räumlich aufgelöste Informationen benötigt, die den elektrischen Energieverbrauch von Regionen in Abhängigkeit von ihrer wirtschaftlichen Entwicklung, sowie der Veränderung in der Bevölkerung darstellen.
3. Als dritte Anforderung ist ein Energiesystemmodell erforderlich, das in der Lage ist, die oben genannten Informationen zu verarbeiten und aus diesen Daten ein Ergebnis zu berechnen.

Aus dieser Fragestellung heraus wurde das REMix-Modell entwickelt. Ein Energiesystemmodell, basierend auf einem hohen Anteil erneuerbarer Energien, das Versorgungssysteme zu gegebenen Randbedingungen und unter Berücksichtigung einer Kostenminimierung entwickeln kann. Als Datengrundlage dient dem Modell unter anderem eine aktuelle Bestandsaufnahme mit Informationen über die maximal zu installierende Kapazität verschiedener Technologien. Neben Datensätzen zum Energieverbrauch, Wetter und Infrastruktur sind außerdem Daten über die potenzielle Stromerzeugung in jeder Stunde eines bestimmten Jahres für Ressourcen intermittierender Verfügbarkeit, sowie die Kosten dieser verschiedenen Technologien hinterlegt. In REMix werden mathematische Optimierungsverfahren eingesetzt, um die bestmöglichen und kostengünstigsten Kombinationen von Technologien zu finden. Als Ergebnisdaten liefert das Modell anschließend Daten zum Kraftwerkseinsatz der verschiedenen Technologien, sowie Daten zum Ausbau der Speicher- und Transportkapazitäten (vgl. Abbildung 15). Das REMix Modell wurde für Forschungsprojekte im Bereich der Energiesystemmodellierung entwickelt und steht für „Renewable energy mix for a sustainable energy supply“, was so viel bedeutet wie „Erneuerbarer Energiemix für eine nachhaltige Energieversorgung“. Es wurde vom DLR implementiert und wird dazu verwendet lineare Modelle aufzusetzen, die in GAMS geschrieben wurden. Im Allgemeinen lassen sich mit REMix folgende Art von Modellen gut darstellen:

- Ein Vergleich zwischen mehreren Technologien, die denselben Zweck erfüllen. Dies kann beispielsweise ein Vergleich zwischen verschiedenen Stromerzeugern sein (u. a. Windkraftanlage, Kohlekraftwerk). Darüber hinaus kann mit REMix bestimmt werden, wo und wann eine bestimmte Technologie eingesetzt werden muss.
- Jegliche Art von Transportproblemen, bei denen der optimale Warenaustausch zwischen zwei festgelegten Regionen bestimmt werden soll
- Jegliche Art von Speicherproblemen, bei denen der optimale Ausgleich für etwas, das zu unterschiedlichen Zeitpunkten erzeugt und verbraucht wird, bestimmt werden soll

Basierend auf der Annahme, dass das zukünftige Energiesystem auf einer großen Anzahl von erneuerbaren Energieerzeugern vergleichsweise kleiner Größe aufbaut, wurde ein linearer Ansatz verwendet, um das Problem zu lösen und um ausreichend genaue Ergebnisse zu erhalten. Ein lineares Optimierungsmodell besteht aus einer linearen Zielfunktion und linearen Restriktionen. In diesem Fall addiert die Zielfunktion alle jährlichen Systemkosten, mit dem Ziel, diese zu minimieren. Das „System“ wird außerdem definiert durch die

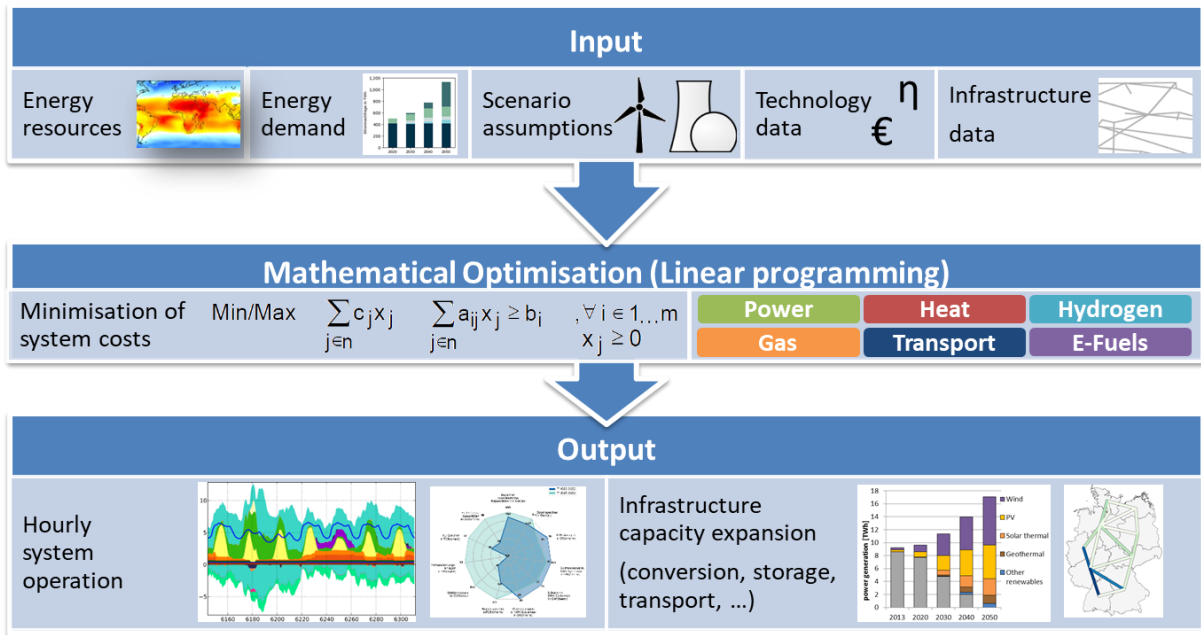


Abbildung 15: Struktur des Energiesystem-Optimierungsframework REMix

installierten Kapazitäten für die Erzeugung, Übertragung und Speicherung von Strom, die betrachteten Regionen und ihre Verbindungen untereinander, die zeitliche Auflösung und schlussendlich durch die Verfügbarkeit von elektrischer Energie pro Technologie, Region und Jahr. Die Restriktionen formulieren die Anforderungen an das System. In diesem Fall gilt als oberste Bedingung, dass der elektrische Energiebedarf zu jeder Zeit gedeckt werden muss. Das heißt, dass in jedem Knotenpunkt und zu jeder Zeit der Energieimport zusammen mit der erzeugten Energie größer oder gleich der Last plus dem Speicherverbrauch, sowie der exportierten Energie sein muss. Des Weiteren dürfen regionale Grenzen an zu installierender Kapazität pro Technologie nicht überschritten werden. Auch dürfen die Grenzen der regionalen Erzeugung einer bestimmten Kapazität zu jedem Zeitpunkt nicht überschritten werden. Zu guter Letzt dürfen auch die Grenzen der Übertragungskapazität nicht überschritten werden. In anderen Worten dürfen die Übertragungsleitungen nicht überlastet werden. Mit diesen Beschränkungen und der definierten Zielfunktion wählt und variiert das Modell nun die Variablen so lange, bis die Systemkosten durch weitere Variablenanpassungen nicht weiter minimiert werden können. Das gelöste Modell gibt als Ergebnisstruktur ein Versorgungssystem unter der Berücksichtigung der Kostenminimierung bei gegebenen Randbedingungen und Beschränkungen aus. Jedem Knoten bzw. jedem Knotenpaar werden als Ergebnis außerdem verschiedene Parameter wie die gesamte Erzeugungsleistung, die gesamte Übertragungs- und Speicherkapazitäten sowie die stündlich aufgelösten Erzeugungs- und Übertragungskapazitäten zugewiesen. Zusätzlich werden noch die Gesamtsystemkosten und die Kosten für jede Technologie und Knoten ausgegeben. Der

Kostenfaktor wird in dieser Arbeit allerdings nicht berücksichtigt. Diese, durch das Modell errechneten Werte, dienen als Datengrundlage in der vorliegenden Arbeit.

REMix basiert auf Daten hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung, die sich aus Last- und Erzeugungspotenzialen für Europa und Teilen Nordafrikas zusammensetzen. Um mit dem Modell möglichst geringe Abweichungen aufgrund der Eingangsdaten zu erhalten, ist es wichtig, diese im Bereich ständig weiterzuentwickeln. [18–20]

### 3.3 PyPSA

PyPSA steht für „Python for Power System Analysis“ und ist eine Open-Source-Toolbox, welche die Möglichkeit zur Simulation und Optimierung moderner Energiesysteme bietet. Sie enthält Modelle für konventionelle Energieerzeuger mit Kraftwerkseinsatzoptimierung, variable erneuerbare Erzeuger, Speichereinheiten, Sektorenkopplung mit anderen Energiesektoren und gemischte Wechsel- und Gleichstromnetze. PyPSA wurde so konzipiert, dass es leicht erweiterbar und für große Netzwerke und lange Zeitreihen gut skalierbar ist. Aufgrund der zunehmenden Integration von fluktuierender erneuerbarer Energie in das Stromversorgungssystem ist die Bedeutung von Tools wie PyPSA in den vergangenen Jahren deutlich gestiegen. Auf der Erzeugerseite sind durch die erneuerbaren Energien nun Lastspitzen im Netz, die vorher in einem zentralisierten Stromnetz nicht vorhanden waren. Auf der Verbraucherseite ist der Bedarf an elektrischer Energie in den vergangenen Jahren aufgrund der Notwendigkeit zur Dekarbonisierung drastisch gestiegen. Ein höherer Einsatz von Elektro- statt Verbrennungsmotoren im Mobilitätssektor und der verstärkten Nutzung von Wärmepumpen anstatt Öl- und Gasheizungen im Wärmesektor führen zu einem deutlich höheren Bedarf an elektrischer Energie. Durch diese zunehmenden Ansprüche an das elektrische Versorgungssystem werden neue Tools zur Simulation von Elektrizitätsnetzen benötigt, die sich bei ihrer Berechnung nicht nur auf einzelne Zeiträume beschränken. Die Berücksichtigung mehrerer Zeiträume ist auf der Betriebsseite besonders für die Kraftwerkseinsatzoptimierung, sowie für die Optimierung der Speicherkapazitäten und der Nachfragesteuerung von besonderer Bedeutung. Auf der Investitionsseite können so Infrastrukturkapazitäten für repräsentative Last- und Wettersituationen optimiert werden.

PyPSA stellt das Energieversorgungsnetz mit Knoten als Hauptkomponente dar, der sich alle anderen Komponenten zuordnen lassen. Lasten, Erzeuger- und werden jedem einzelnen Knoten im Netz zugewiesen und bestimmen so die Strombilanz um den jeweiligen Knoten. Die Lasten stellen dabei eine feste Stromnachfrage dar. Der Einsatz von Generatoren kann im



Rahmen seines Leistungsangebotes optimiert werden. Speicher können Leistung mit einem Verlustwirkungsgrad durch das Be- und Entladen von einem Zeitpunkt zu einem anderen verschieben. [21]

### 3.4 PyPSA-Eur

PyPSA-Eur baut wiederum auf PyPSA auf und ist der erste offene Modelldatensatz, welcher die gesamte ENTSO-E Region in der Übertragungsebene abbildet. Der ursprüngliche Datensatz besteht dabei unter anderem aus 6001 Übertragungsleitungen, 3657 Umspannwerken und Zeitreihen der elektrischen Nachfrage sowie der Verfügbarkeit variabler erneuerbarer Erzeuger. Für die folgende Arbeit wurde eine bereits leicht abgewandelte Version dieses Datensatzes verwendet, welche sich zuvor bereits in der Forschung des DLR wiederfand. Das Modell eignet sich in der Praxis sowohl für Operational Research (OR), also für die Entwicklung und den Einsatz quantitativer Modelle und Methoden zur Entscheidungsunterstützung, als auch für Studien zur Planung von Erzeugungs- und Übertragungsausbau. Aufgrund der hohen räumlichen Auflösung kann der Datensatz eine angemessene Darstellung der langfristigen Glättungseffekte der Stromerzeugung aus erneuerbaren Erzeugern sowie deren schwankende Ressourcenverfügbarkeit gewährleisten. Da der Modelldatensatz auf frei verfügbaren Daten basiert, kann eine unkomplizierte Weiterentwicklung der Daten und ein transparenter Datenaustausch stattfinden. Außerdem erleichtert dies den Vergleich von Modellergebnissen. [22]

### 3.5 Clustering

Das Ziel einer Clusteranalyse ist es, einen gegebenen Datensatz in kleinere Datensätze zu unterteilen, um diesen anschaulich und nach Ähnlichkeiten zusammenzufassen. Anschließend können dann die einzelnen Cluster dann leichter untersucht und grafisch dargestellt werden. Um nun das Ursprungsnetzwerk in kleinere Cluster oder auch Subnetzwerke zu unterteilen, werden zunächst verschiedene Clustering-Algorithmen aus der Python Bibliothek „NetworkX“ verwendet. Um den bestmöglichen Clustering-Algorithmus zu bestimmen, werden die drei folgenden und gängigen Clustering-Algorithmen nacheinander ausprobiert und anschließend nach ihrer Performance bewertet. Zunächst wird der K-Means Algorithmus ausprobiert, dann das spektrale Clustering und zu guter Letzt das agglomerative Clustering, welches der Familie der hierarchischen Clusteranalyse zugeordnet wird. Die drei Clustering-Algorithmen werden im Folgenden kurz erläutert, wobei kurz auf die Performance der einzelnen Algorithmen bei der Anwendung in dieser Bachelorarbeit eingegangen wird.



Zum ersten Ausprobieren wurde aus dem ursprünglichen 3475-Knoten Netzwerk jeweils ein 10-Knoten Netzwerk erstellt. Anschließend wurde geschaut, wie die einzelnen Knotenpunkte den zehn Clusterzentren zugeteilt wurden bzw. ob sie den Clusterzentren örtlich korrekt und in möglichst gleichmäßiger Anzahl zugeordnet wurden.

### 3.5.1 K-Means Algorithmus

Zuerst wurde das Ursprungsnetzwerk nach dem vergleichsweise einfachen und in der Praxis häufig verwendeten K-Means Algorithmus geclustert. Der K-Means Algorithmus ordnet Punkte  $n$  Gruppen ähnlicher Varianz so zu, dass die Summe der quadrierten Werte zum Clusterzentrum minimal wird (vgl. (1)). Ist diese Summe nun minimal, ist die optimale Lösung gefunden und der Clustering-Prozess abgeschlossen. Die Clusteranzahl muss hierbei vorher vom Nutzer festgelegt werden. Mathematisch ausgedrückt, kann die Vorgehensweise dabei durch die folgende Formel beschrieben werden:

$$\sum_{i=0}^n \min_{\mu_j \in C} (||x_i - \mu_j||^2), \quad (1)$$

In Worten ausgedrückt bedeutet die Formel, dass ein Set aus  $n$  Proben  $x$  in  $k$  unverbundene Cluster  $c$  aufgeteilt wird. Jedes Cluster wird durch den Durchschnitt  $\mu_i$  der Proben in einem Cluster beschrieben. Diese Durchschnittswerte werden auch als Clusterzentren bezeichnet, müssen aber nicht zwangsläufig ein Punkt der Probe  $x$  sein. Der K-Means Algorithmus ist grundsätzlich ein leistungsstarker Algorithmus, findet aber nicht immer die zwangsläufig beste Lösung für das gegebene Problem. Dies hängt nämlich stark davon ab, wie die Startpunkte beim Clustern ausgewählt werden. Um Abweichungen auszugleichen, wird der K-Means Algorithmus idealerweise mehrmals hintereinander mit verschiedenen Startwerten durchgeführt, um letztendlich eine optimale Lösung zu erhalten. Auch sollte ein Rauschen des Datensatzes, also ein Datensatz mit vielen Ausreißern, vermieden werden.

Auf den ersten Blick sieht es danach aus, als hätte der K-Means Algorithmus das Ursprungsnetzwerk örtlich sauber aufgeteilt (vgl. Abbildung 16). Die zehn Clusterzentren scheinen gleichmäßig über den europäischen Kontinent aufgeteilt. Wenn jedoch betrachtet wird, welche der ursprünglichen Knoten zu welchen Clusterzentren hinzugefügt wurden, ergibt sich ein völlig anderes Bild. Die Knoten wurden unabhängig von ihren Geokoordinaten zu Clustern hinzugefügt. Um das Problem etwas anschaulicher darzustellen, wird sich im Folgenden die Lage und die Zuordnung des Knotenpunktes 6978 genauer angeschaut: Der Knoten 6978 des Ursprungsnetzwerks liegt seinen zugeordneten Koordinaten zufolge in der

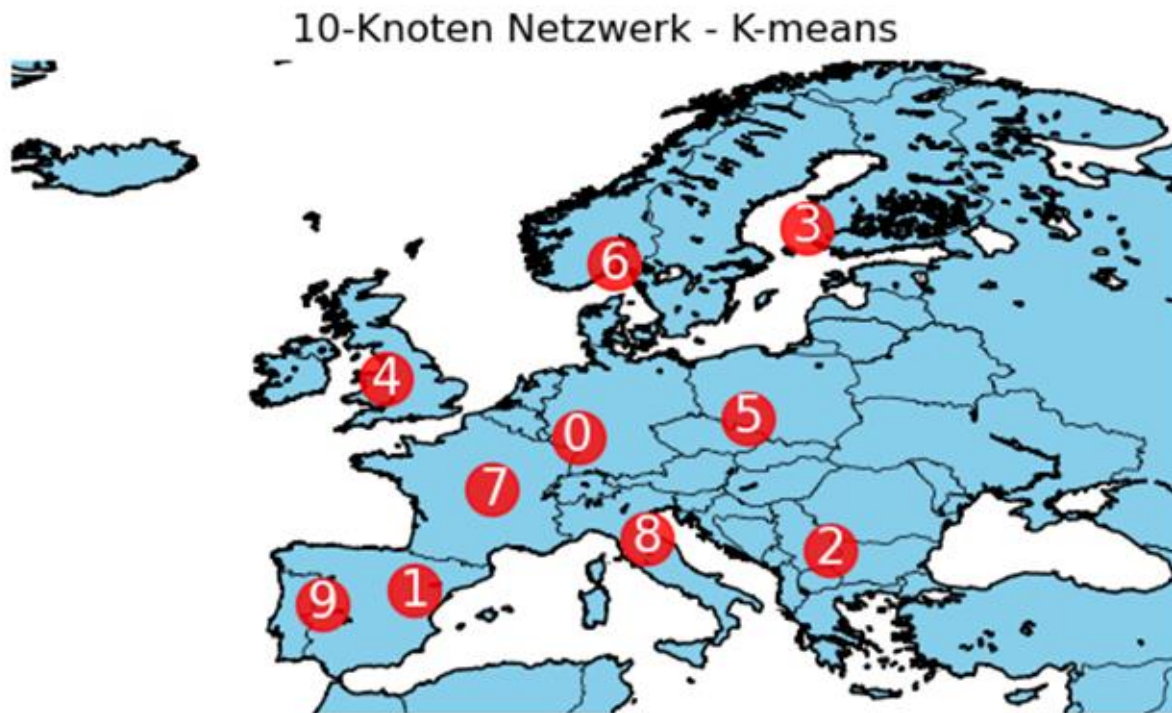


Abbildung 16: 10-Knoten Netzwerk - K-Means

Region Segovia in Spanien. In dem obigen 10-Knoten Netzwerk wurde er nach dem Clustering-Prozess allerdings dem Clusterzentrum 3 zugeordnet, obwohl sich das Clusterzentrum des Clusters 3 nahe der Stadt Turku an der Westküste Finnlands befindet. Auf diese Weise wird die ursprüngliche Netztopologie aufgetrennt und Verbindungsleitungen zwischen einzelnen Knoten gehen verloren. Somit wird das Netz nicht mehr realitätsnah dargestellt. Durch ein einfaches Überprüfen lässt sich also feststellen, dass der K-Means Algorithmus für diesen Fall nicht besonders gut geeignet ist und ein anderer Algorithmus ausprobiert werden muss. [23]

### 3.5.2 Agglomeratives Clustering

Wie bereits erwähnt ist das agglomerative Clustering Teil der Familie des hierarchischen Clusterings, welches darauf basiert, sich sukzessive zu neuen Clustern zusammenzuschließen bzw. in neue Cluster aufzuteilen. Zur Beschreibung des Verfahrens wird häufig ein Baum verwendet, bei welchem die Wurzeln den einen großen Cluster, in dem alle Punkte eingeschlossen sind und die Blätter die ganz vielen Cluster darstellen, bei denen jedem Punkt ein einzelner Cluster zugesprochen wird. Bei dem agglomerativen Clustering ist dieser Ansatz genau umgekehrt. Zunächst wird jedem Punkt ein einzelner Cluster zugeschrieben, bevor sich die einzelnen Cluster nach gleichen Eigenschaften zu immer größeren Clustern zusammenschließen. Eine entscheidende Rolle bei der Zusammenschließung der einzelnen

Cluster spielt die Konnektivität der Punkte bzw. der Subcluster. Für eine große Datenmenge empfiehlt sich das agglomerative Clustering in Zusammenhang mit einer Adjazenzmatrix anzuwenden. Da der Algorithmus alle möglichen Clusterzusammenschlüsse berücksichtigt, müssen ihm Konnektivitätsbeschränkungen mitgegeben werden, um eine zu hohe Rechenleistung zu verhindern. Wie bei dem 10-Knoten Netzwerk nach dem K-Means Algorithmus zuvor, sieht auch das 10-Knoten Netzwerk des agglomerativen Clustering auf den ersten Blick durchaus vielversprechend aus. Eine gleichmäßige örtliche Aufteilung über den europäischen Kontinent ist auch hier zu erkennen (vgl. Abbildung 17). Jedoch wird auch mit dem zweiten Algorithmus nicht das gewünschte Ergebnis erzielt und die Knoten werden den Clusterzentren nicht entsprechend ihren Geokoordinaten zugeordnet.

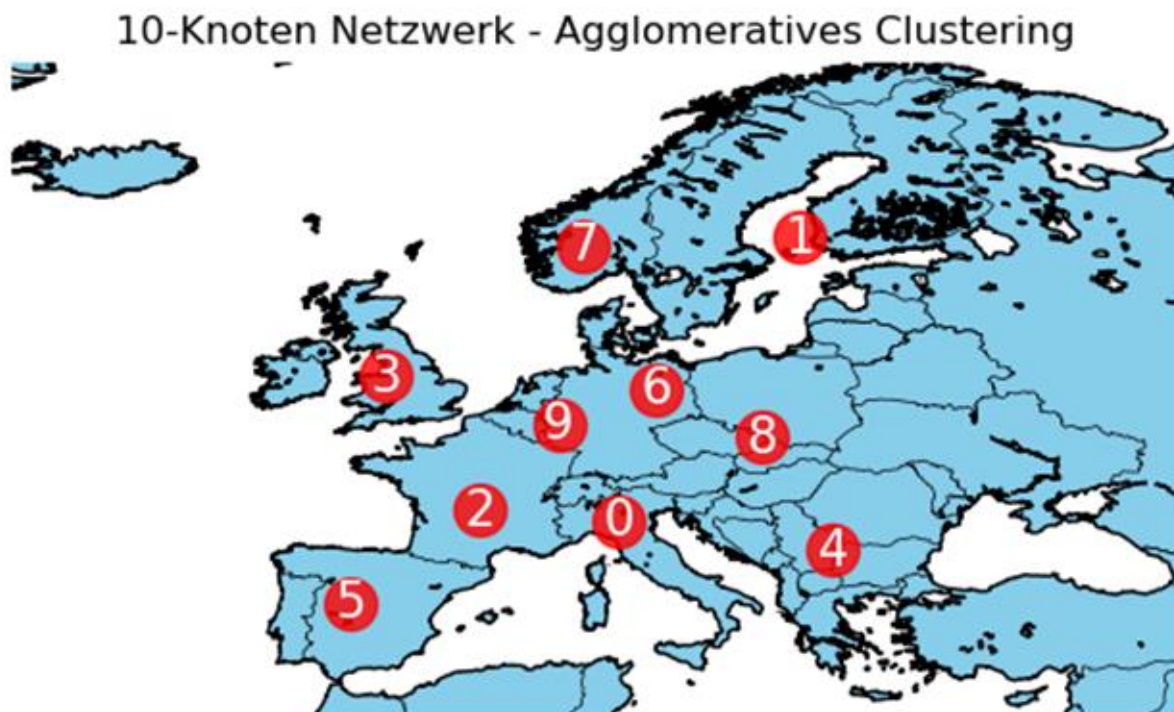


Abbildung 17: 10-Knoten Netzwerk - Agglomeratives Clustering

### 3.5.3 Spektrales Clustering

Zu guter Letzt wurde das spektrale Clustering als möglicher Clustering Algorithmus ausprobiert. Beim spektralen Clustering wird zunächst ein Ähnlichkeitsgraph erstellt, welcher alle Punkte bzw. Knoten des Netzwerkes enthält. Dies kann zum Beispiel mit einer Adjazenzmatrix dargestellt werden, wobei die Matrix dann aus den Kantengewichten der einzelnen Knotenverbindungen besteht. Wenn nun die Gradmatrix von der Adjazenzmatrix abgezogen wird, ergibt sich die Laplace-Matrix. Die Gradmatrix ist dabei die Matrix, die entsteht, wenn für jeden Knoten die Anzahl der Verbindungen zu anderen Knoten

zusammenggezählt wird. Für einen Graphen mit  $n$  Knoten ergeben sich entsprechend  $n$  Eigenwerte und ebenfalls  $n$  Eigenvektoren. Nach der niedrigdimensionalen Einbettung der Affinitätsmatrix wird ein Clustering-Algorithmus angewendet, der die Komponenten der Eigenvektoren im niedrigdimensionalen Raum clustert. Häufig wird als Clustering-Algorithmus der gängige K-Means Algorithmus verwendet.

Für die vorgelegte Arbeit eignet sich das spektrale Clustering am besten, da es eine besonders gute Performance bei Subnetzwerken und isolierten Netzen aufweist, so wie es in unserem Datensatz der Fall ist. Auf den ersten Blick lässt sich auch hier eine gute regionale Verteilung der Clusterzentren erkennen (vgl. Abbildung 18). Das 10-Knoten Netzwerk wurde hier nur noch einmal exemplarisch dargestellt, um es leichter mit den anderen Clustering-Algorithmen vergleichen zu können. Im weiteren Verlauf wird das 10-Knoten Netzwerk allerdings nicht weiter von Gebrauch sein. Um noch einen besseren Eindruck von dem spektralen Clustering zu bekommen, wird dieser in einem Kartenausschnitt noch einmal vergrößert mit dem K-Means Algorithmus verglichen (vgl. Abbildung 19 und Abbildung 20 [17]). Es ist zu erkennen, dass sich das Clustering mit dem K-Means viel weiter und dichter über den Ausschnitt erstreckt, dass also dem Clusterzentrum in der dunkelblauen Farbe die überwiegenden Knoten zugeordnet werden. Doch genau dieses Ereignis war für unser Ziel nicht erwünscht. Bei dem Clustering mit dem spektralen Ansatz ist zu erkennen, dass sich viele gleichfarbige Clusterpunkte über den Ausschnitt erstrecken. Auch werden diese Punkte viel besser lokal eingegrenzt und örtlich zusammengefasst.

Das spektrale Clustering zeichnet sich vor allem durch seine Vielseitigkeit und Anpassungsfähigkeit aus, die es zu einem äußerst leistungsfähigen Werkzeug zur Gruppierung von Daten macht. Eine herausragende Stärke ist seine Fähigkeit, unterschiedliche Clusterformen zu erkennen, ohne auf die Annahme spezifischer geometrischer Strukturen wie kugelförmige oder lineare Cluster beschränkt zu sein. Diese Flexibilität ermöglicht es, komplexe Clusterstrukturen zu identifizieren, die in traditionellen Clustering-Verfahren möglicherweise übersehen werden. Darüber hinaus ist das spektrale Clustering robust gegenüber Rauschen und Ausreißern in den Daten, was seine Wirksamkeit bei der Bearbeitung realer Datensätze erhöht. Diese Robustheit gewährleistet, dass das Clustering auch in Umgebungen mit Störungen zuverlässige Ergebnisse liefert. Darüber hinaus ist das Verfahren skalierbar und kann effizient mit großen Datensätzen umgehen, was es besonders für die Analyse umfangreicher Datenmengen geeignet macht. Schließlich ermöglicht die Fähigkeit des spektralen Clusterings, nicht-konvexe Cluster zu identifizieren,



## 10-Knoten Netzwerk - Spektrales Clustering

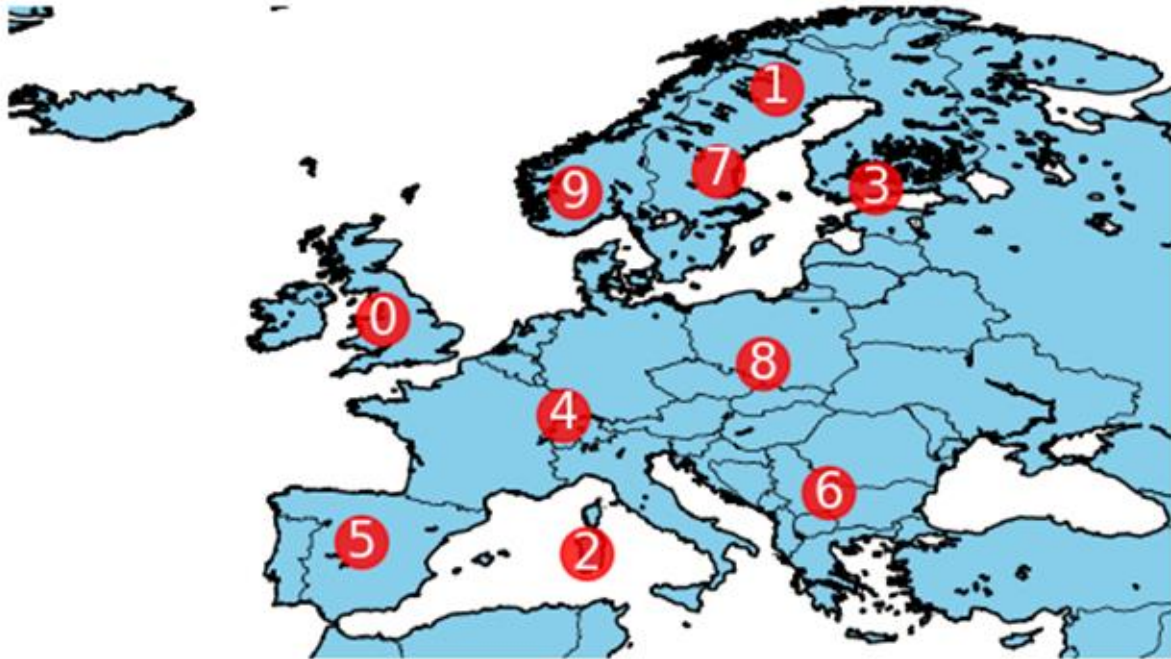


Abbildung 18: 10-Knoten Netzwerk - Spektrales Clustering

## 1415-Knoten - Ausschnitt

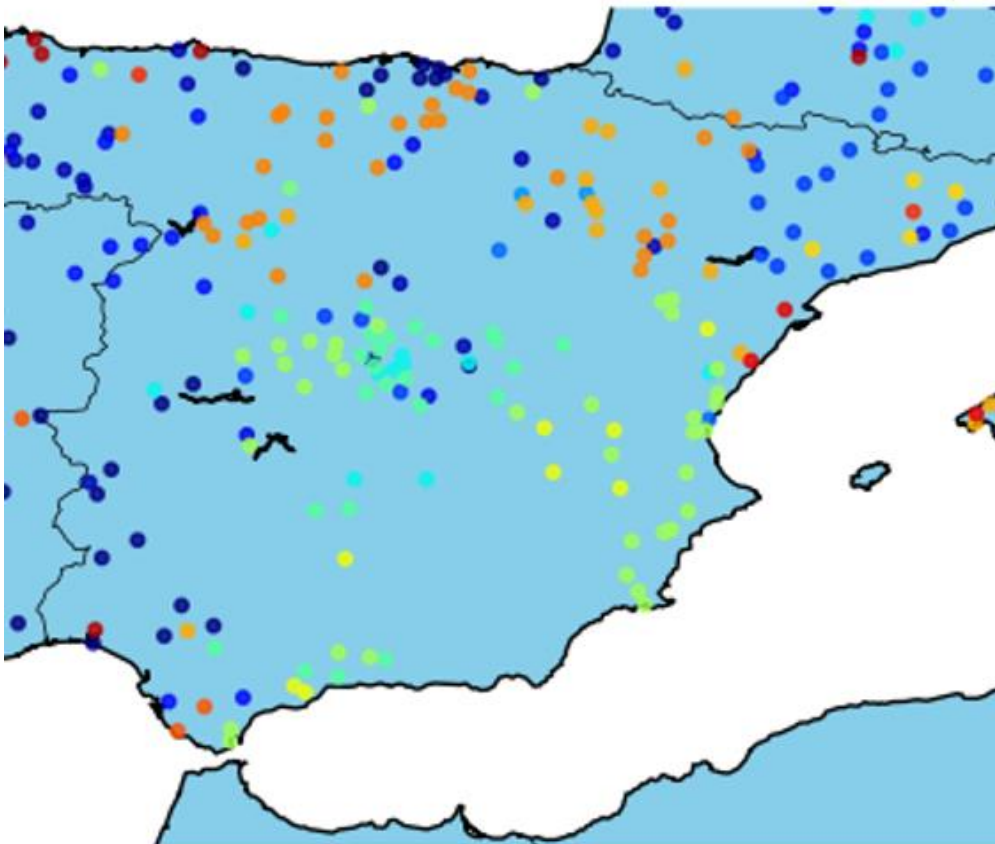


Abbildung 19: 1415-Knoten - Ausschnitt (spektrales Clustering)

## 1415-Knoten - Ausschnitt (K-Means)

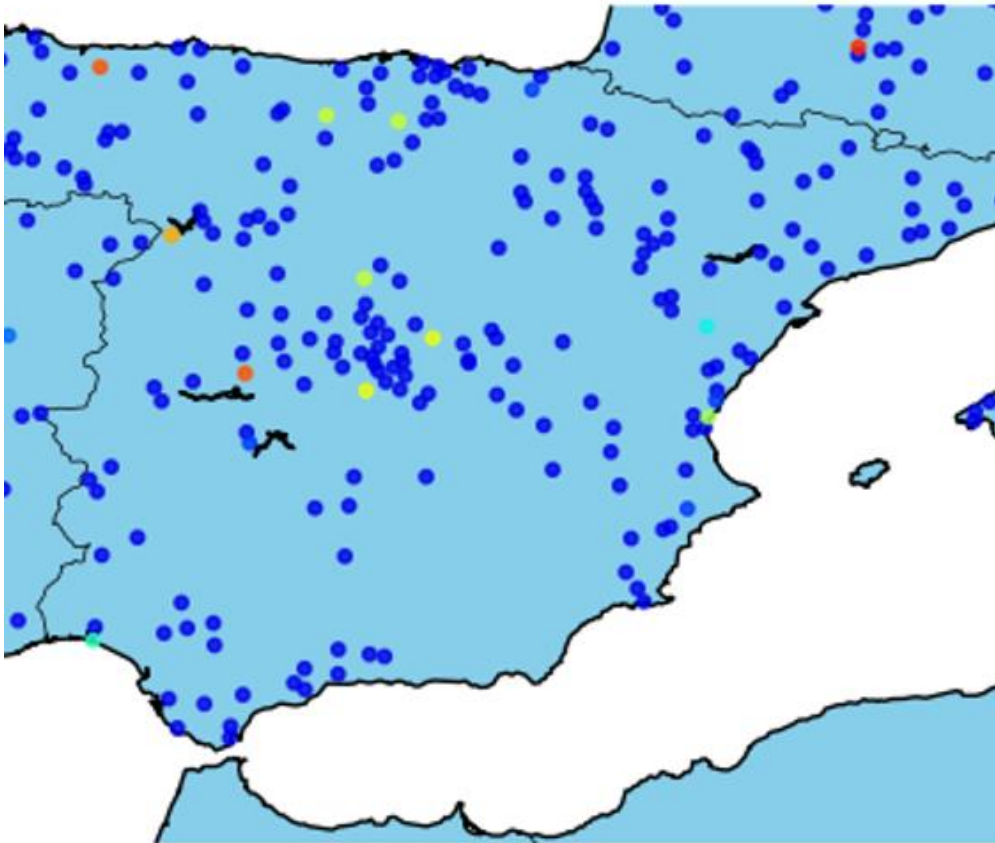


Abbildung 20: 1415-Knoten - Ausschnitt (K-Means)

die Erkennung komplexer Strukturen in den Daten. Dies ist besonders wichtig für Datensätze, die eine Vielzahl von nicht linearen und überlappenden Cluster enthalten, da das spektrale Clustering in der Lage ist, solche Strukturen effektiv zu erfassen und zu gruppieren. Insgesamt bietet das spektrale Clustering eine leistungsstarke Methode zur Datenanalyse, die es ermöglicht, tiefe Einblicke in komplexe Datenstrukturen zu gewinnen. [24, 25]

### 3.6 Ausgangsdaten

Die Daten, auf denen die Berechnungen dieser Bachelorarbeit basieren, stammen aus einem GridKit-Auszug der interaktiven ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*) Netzwerkkarte in der Version vom 11. Mai 2016. ENTSO-E steht dabei für den Verband europäischer Übertragungsnetzbetreiber. GridKit wiederum ist ein Tool, welches es ermöglicht, aus den extrahierten Rohdaten schließlich ein Netzwerk mit topologischen Verbindungen zu erstellen. Es handelt sich lediglich um einen inoffiziellen Auszug des ursprünglichen Datensatzes, welcher nicht vom ENTSO-E bestätigt wurde. Der Auszug spiegelt zudem nur bedingt die reale Topologie des europäischen Stromnetzes wider.

Dies liegt zum einen daran, dass die Buskoordinaten in der ursprünglichen ENTSO-E Karte nicht nach geografischer Genauigkeit, sondern nach topologischer Übersichtlichkeit zugeschrieben wurden. Außerdem wird die Verbindung zwischen Stromerzeuger und Bus als geografisch kürzeste Distanz und auf dem geringsten Spannungsniveau angegeben – eine Information, die im Originalnetzwerk nicht gegeben ist. [17]

### 3.7 Startnetz

Um den Netzbedarf zu bestimmen, ist es zunächst erforderlich, ein Startnetz als Referenznetz zu definieren. Dieses Referenznetz repräsentiert den Status quo, also das Übertragungsnetz, das zu einem bestimmten Zeitpunkt tatsächlich vorhanden ist und als Ausgangspunkt für alle weiteren Berechnungen dient. In dieser Bachelorarbeit wird das Netz, das den Zustand des Netzes im zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans widerspiegelt, als Startnetz angenommen. Jede Maßnahme gemäß § 12b EnWG, die nicht bereits Teil des angenommenen Startnetzes ist, wird dem sogenannten Zubaunetz zugeordnet. Das Startnetz und die Maßnahmen des Zubaunetzes bilden zusammen das Zielnetz, das nach Abschluss aller Zubaumaßnahmen das tatsächlich vorhandene Netz repräsentiert. Durch diese Herangehensweise entsteht für jedes Szenario, basierend auf unterschiedlichen Empfehlungsrahmen, ein spezifisches Zielnetz, das den zukünftigen Anforderungen entspricht. Die genaue Definition und Analyse dieser Netzstrukturen ermöglicht eine fundierte Bewertung der Netzausbaubedarfe und eine zielgerichtete Planung entsprechender Maßnahmen zur Sicherstellung einer effizienten und zuverlässigen Energieversorgung.

### 3.8 Rohstoffbedarf

Abschließend wird nun eine Kennzahl entwickelt, mit der sich der Zusammenhang zwischen dem Netzausbau und dem benötigten Rohstoffbedarf ausgewählter Rohstoffe möglichst einfach darstellen lässt. Die betrachteten Rohstoffe sind Stahl und Aluminium und. Mit der Frage wie viele Rohstoffe verschiedene Technologien für die Energiewende benötigen und welche Umweltauswirkungen diese haben, haben sich Gervais, Betten et al. im Rahmen einer Lebenszyklusanalyse aus dem Jahr 2022 beschäftigt. In Tabelle 3 sind die dabei herausgearbeiteten Kennzahlen einzusehen. Die in der Bezeichnung beschriebenen Materialeffizienzmaßnahmen sind dabei auf die Verwendung von „High Temperature Low Sag“-Leitern (HTLS) anstelle von Stahl zurückzuführen. Wie der Name bereits besagt, hängen diese HTLS-Leiter aufgrund eines anderen Kernmaterials bei höheren Temperaturen weniger nach unten durch, was infolgedessen die Übertragungskapazität der Leitungen um 50 %

bis 100 % erhöhen kann. Bei dem Kernmaterial handelt es sich entweder um spezielle Verbundstoffe oder verschiedene Stahllegierungen. Diese werden in der Tabelle unter der Bezeichnung „Verbundwerkstoff“ dargestellt und werden in dem bloßen Stahlverbrauch nicht berücksichtigt. Unter diesem Umstand lässt sich auch die fehlende Stahlnutzung in der Tabelle von 2030 bis 2050 erklären. Da allerdings der Großteil der auf dem Markt verwendeten Stahllegierungen immer noch zu einem überwiegenden Anteil aus Stahl besteht, wird der gesamte Anteil an Verbundwerkstoffen auf den bekannten Bestand des Stahls hinzugerechnet. Im Ergebnis führt diese Annahme zu einer Überschätzung des Stahlbedarfes, wobei die Schwere der Überschätzung zum Großteil davon abhängt, wie viele Kabel unter dem Abschnitt „Verbundwerkstoff“ tatsächlich eine Stahllegierung enthalten oder andere Verbundwerkstoffe. Der „gesamte“ Stahlbedarf wird schließlich in der Zeile „Stahl gesamt“ dargestellt. In der Tabellenbezeichnung findet sich die Einheit „kg/km“. Die Kilometerangabe, auf die sich das Gewicht der Leitungen bezieht, bezeichnet die Trassenkilometer und nicht die Länge der einzelnen Seile. [26, 27]

*Tabelle 3: Angenommene Materialzusammensetzung eines 380 kV Wechselstromkreises unter Berücksichtigung von Materialeffizienzmaßnahmen. Ab 2030 werden HTLS-Leiter verwendet*

	<b>2020 – 2030</b>	<b>2030 – 2050</b>
<b>Wechselstromleitungen [kg/km]</b>		
<b>Stahl</b>	4.320	-
<b>Aluminium</b>	11.940	15.283
<b>Verbundwerkstoff</b>	-	977
<b>Stahl gesamt</b>	4.320	977



## 4. Ergebnisse

Die erste Regressionskurve wird über den Längenausbau und den Jahresverbrauch pro Knoten gebildet (vgl. Abbildung 21). Als Ergebnis ergibt sich eine Regressionskurve mit folgender Geradengleichung:

$$y_{\text{jahresverbrauch}} = 72,76x + 249,12 \quad (2)$$

und einem Bestimmtheitsmaß von

$$R_{\text{jahresverbrauch}}^2 = 0,85. \quad (3)$$

Das Bestimmtheitsmaß liegt nah an 1, was für einen sehr guten linearen Zusammenhang spricht. Aufgrund der verwendeten Datenmenge, sowie der eindeutigen Linearität der Regressionskurve kann von einem aussagekräftigen Ergebnis und einem tatsächlichen Zusammenhang zwischen dem Längenausbau und dem Jahresverbrauch ausgegangen werden. Für den zweiten Zusammenhang liegen jeweils eine Datenreihe für den Längenausbau und eine für den maximalen Bedarf vor, über die erneut eine Regression gezogen wird (vgl. Abbildung 22). Eine ähnliche Verteilung der Punkte ist klar zu erkennen, was zu einer Regression mit demselben Bestimmtheitsmaß führt. Die Geradengleichung der Regression lautet:

$$y_{\text{peakbedarf}} = 595,40x + 243,97 \quad (4)$$

Das Bestimmtheitsmaß liegt erneut bei

$$R_{\text{peakbedarf}}^2 = 0,85. \quad (5)$$

Das gleiche Bestimmtheitsmaß lässt sich auf die zeitlich gering aufgelösten Eingangsdaten zurückführen, die nur einen kleinen Zeitraum des Jahres abbilden. Bei einer zeitlich höheren Auflösung über das gesamte Jahr würden vermutlich größere Differenzen zwischen dem Jahresverbrauch und dem maximalen Verbrauch auftreten. Auch andere Parameter, wie Erzeugungsdaten über einen Knoten, können noch weitere Graphen darstellen.

Um nun den konkreten Rohstoffbedarf für die verschiedenen Energieszenarien zu bestimmen, werden die Verbrauchsdaten aus dem Netzentwicklungsplan zu Hilfe gezogen. Hier wurden zu Beginn der Bachelorarbeit Verbrauchsdaten für verschiedene Szenarien und Jahre ermittelt, die in Tabelle 4 dargestellt werden.

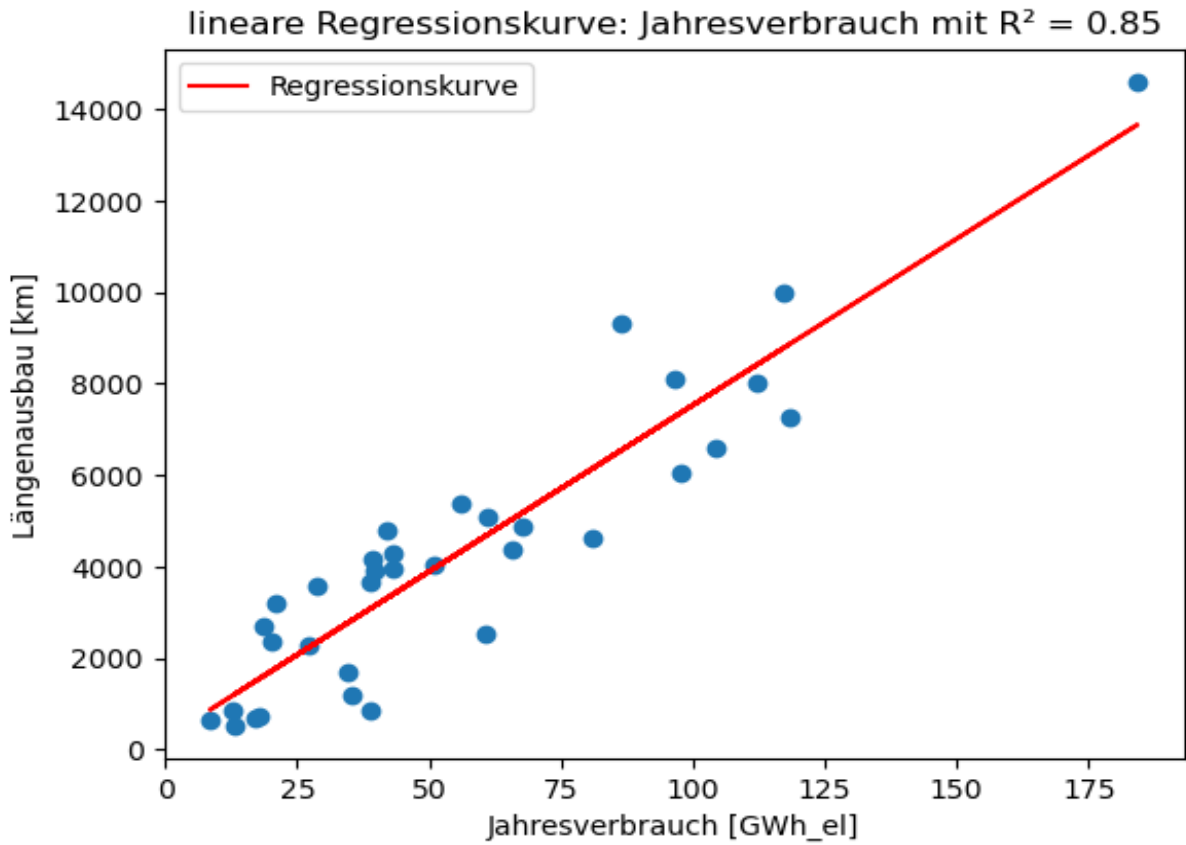


Abbildung 21: Regression – Jahresverbrauch

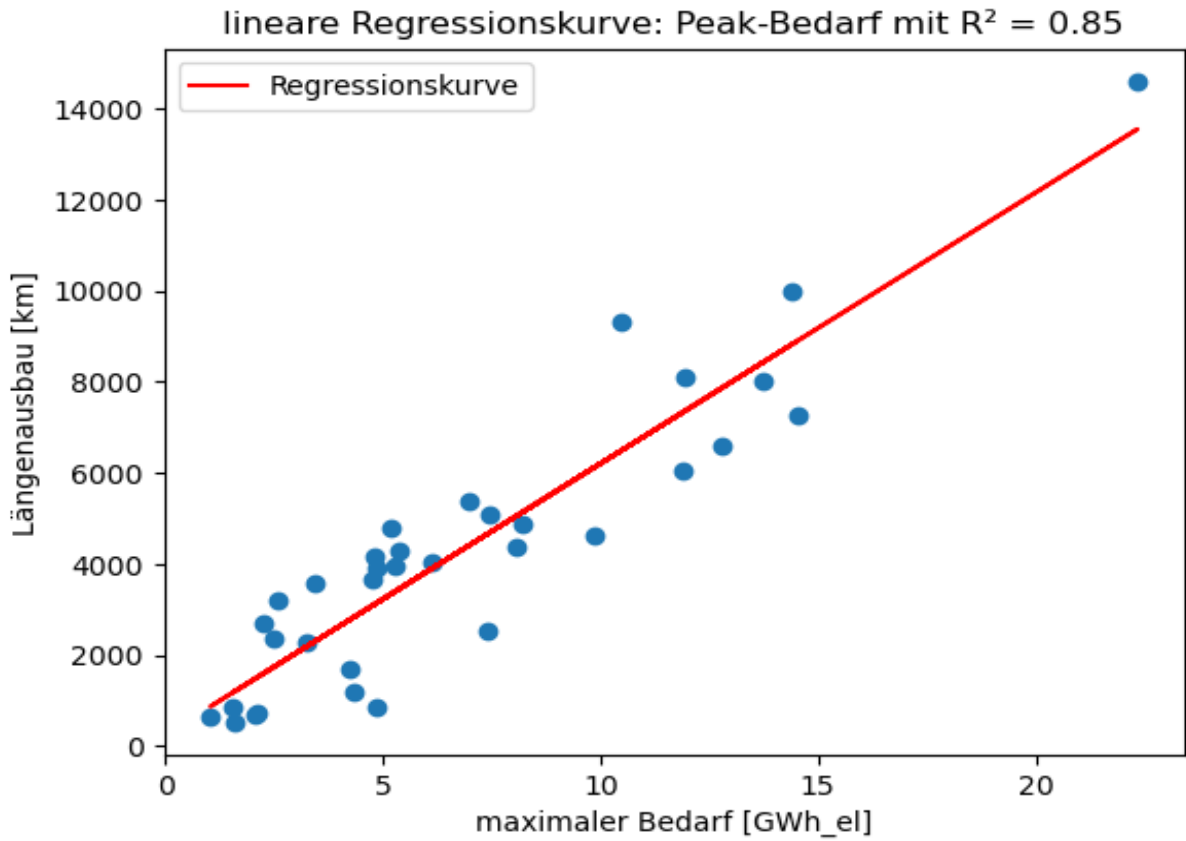


Abbildung 22: Regression - maximaler Bedarf

Tabelle 4: Szenarien des NEP mit Jahresverbrauch für verschiedene Szenarien

Szenario	Jahresverbrauch [GWh_el]	Längenausbau [km]
<b>Szenario A 2037</b>	899	65.660,36
<b>Szenario A 2045</b>	1079	78.757,16
<b>Szenario B 2037</b>	961	70.171,48
<b>Szenario B 2045</b>	1106	80.721,68
<b>Szenario C 2037</b>	1053	76.865,4
<b>Szenario C 2045</b>	1303	95.055,4

Nun kann jeweils der Stahl- und Aluminium mittels einer einfachen Multiplikation ermittelt werden. Schematisch wird die Berechnung für den Aluminium- und Stahlbedarf für das 2037 für die Szenarien A und B durchgeführt.

Aus (6) und (7) ergibt sich ein Aluminiumbedarf von  $Bed_{Al_{A_{2037}}} = 1.003.487 t$  und ein Stahlbedarf von  $Bed_{St_{A_{2037}}} = 64.150 t$ . Analog dazu erhält man für das Szenario B aus (8) und (9) einen Bedarf an Aluminium von  $Bed_{Al_{B_{2037}}} = 1.072.430,73 t$  und einen Bedarf an Stahl von  $Bed_{St_{B_{2037}}} = 68.558 t$ .

$$Bed_{Al_{A_{2037}}} = 65.660,36 km * 15.283 \frac{kg}{km} * 0,001 \frac{t}{kg} = 1.003.487 t \quad (6)$$

$$Bed_{St_{A_{2037}}} = 65.660,36 km * 977 \frac{kg}{km} * 0,001 \frac{t}{kg} = 64.150 t \quad (7)$$

$$Bed_{Al_{B_{2037}}} = 70.171,48 km * 15.283 \frac{kg}{km} * 0,001 \frac{t}{kg} = 1.072.431 t \quad (8)$$

$$Bed_{St_{B_{2037}}} = 70.171,48 km * 977 \frac{kg}{km} * 0,001 \frac{t}{kg} = 68.558 t \quad (9)$$

Tabelle 5 zeigt im Folgenden die Ergebnisse der einzelnen Berechnungen, wobei für jedes Szenario und Jahr der Aluminium- und Stahlbedarf bestimmt wurde. In Abbildung 23 und Abbildung 24 werden die Ergebnisse noch einmal grafisch dargestellt. Hier lässt sich gut der größer werdende Rohstoffbedarf für die einzelnen Szenarien erkennen, der aufgrund von getroffenen Rahmenbedingungen variiert. Auch lässt sich gut erkennen, dass weitaus mehr Aluminium als Stahl verwendet wird. Der Stahlbedarf liegt bei jeweils gut 6 %, während der Aluminiumbedarf bei ca. 94 % liegt.

Tabelle 5: Aluminium- und Stahlbedarf für die verschiedenen Szenarien des NEP

Szenario	Aluminiumbedarf [t]	Stahlbedarf [t]
Szenario A 2037	1.003.487	64.150
Szenario A 2045	1.203.646	76.946
Szenario B 2037	1.072.431	68.558
Szenario B 2045	1.233.669	78.865
Szenario C 2037	1.174.734	75.097
Szenario C 2045	1.452.732	92.869

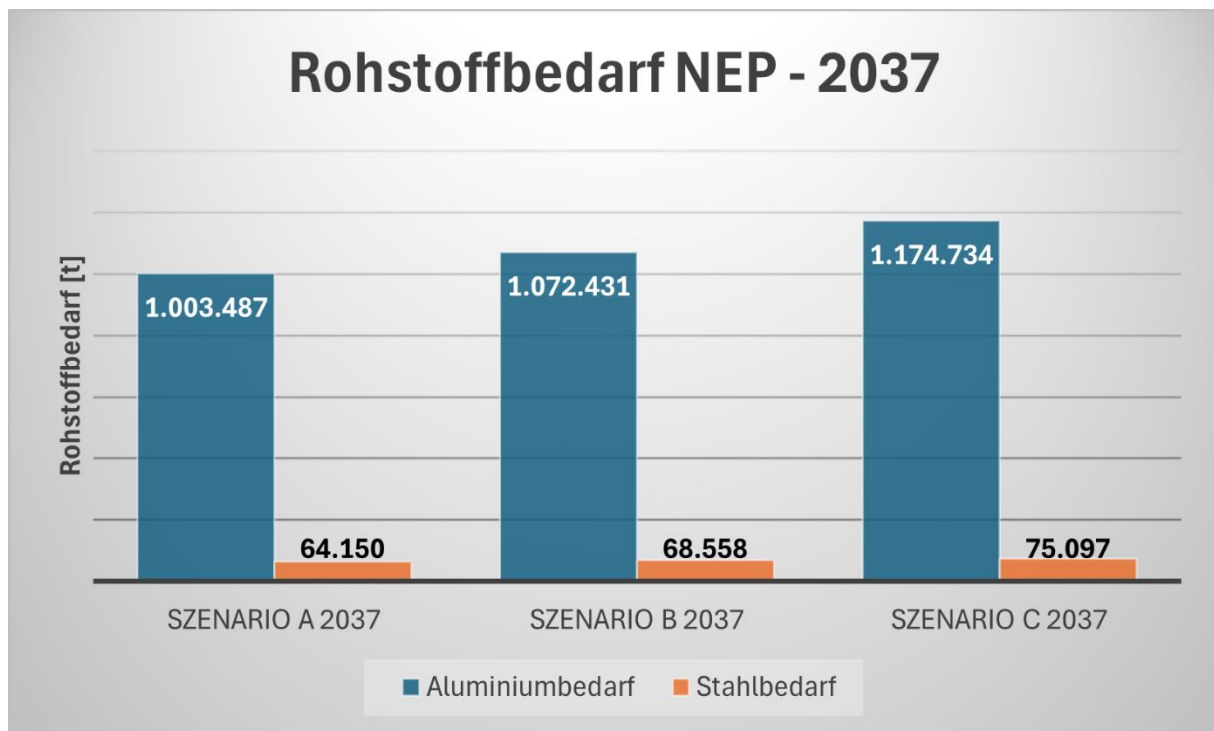


Abbildung 23: Rohstoffbedarf NEP - 2037

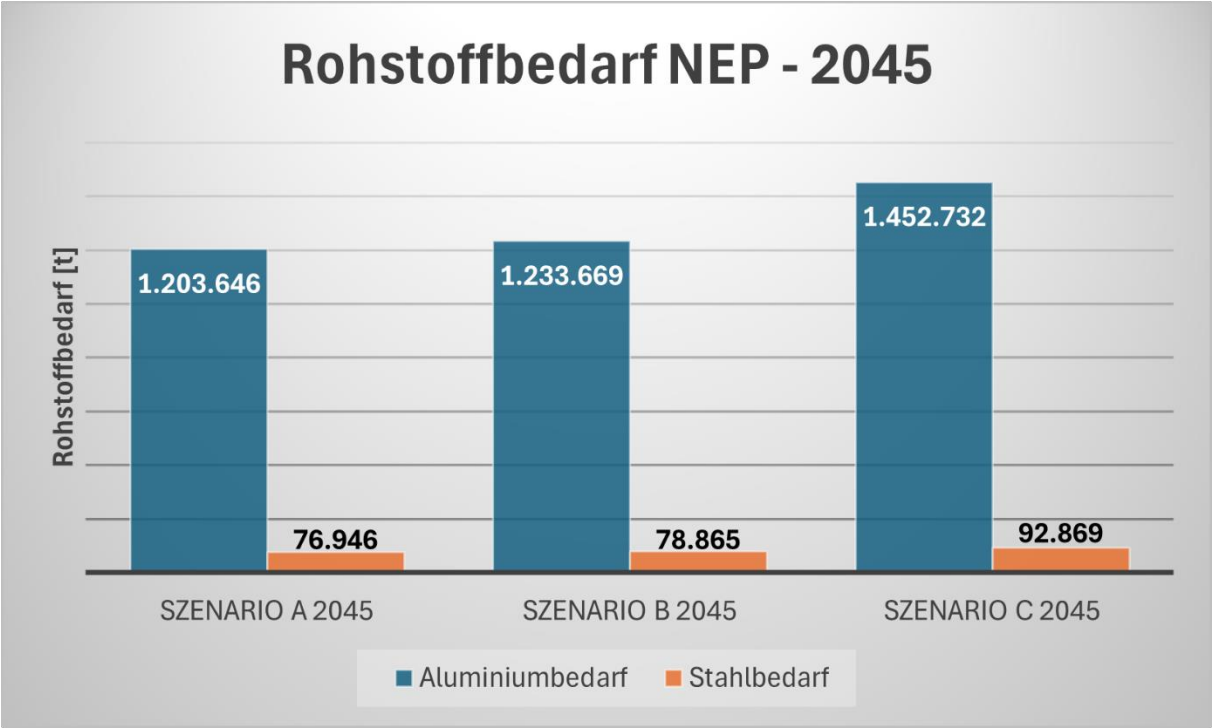


Abbildung 24: Rohstoffbedarf NEP - 2045

## 5. Diskussion

Zu Beginn der Arbeit war die Idee, möglicherweise kritische Rohstoffe zu identifizieren und für diese einen Zusammenhang zwischen dem Netzausbau und dem theoretischen Bedarf der jeweiligen Rohstoffe darzustellen. Ein besonderes Augenmerk wurde dabei auf die Rohstoffe Aluminium, Stahl und Kupfer gelegt. Kupfer kommt dabei ausschließlich in unterirdisch verlegten Gleichstromleitungen vor [26]. Da jedoch in dem verwendeten Datensatz lediglich 44 von 4.104 Leitungen unterirdisch verlegt wurden, wurden diese Leitungen in der Arbeit vernachlässigt und der Kupferbedarf als nicht kritisch für den Netzausbau angesehen. Da Freileitungen den deutlich größeren Anteil der Leitungen ausmachen, wurde sich in der vorliegenden Arbeit ausschließlich mit dem Stahl- und dem Aluminiumbedarf beschäftigt.

Am Ende der vorliegenden Arbeit wurde die Forschungsfrage beantwortet und eine Kennzahl, die den direkten Zusammenhang zwischen dem Netzausbau und dem Ausbau der erneuerbaren Energien entwickelt. Hierzu wurden Parameter, die in Verbindung mit dem Netzausbau stehen, mithilfe eines Modells berechnet. Im Ergebnis konnte ein eindeutiger linearer Zusammenhang zwischen den betrachteten Parametern und dem Netzausbau hergeleitet werden.

Für einen noch zuverlässigeren Zusammenhang wäre es nötig gewesen, die verwendeten Parameter zeitlich höher aufzulösen. In der vorliegenden Arbeit wurden lediglich wenige Stunden eines Jahres betrachtet, was schlussendlich eine Unsicherheit darstellt. Auch sollten für eine bessere Validierung des Zusammenhangs noch weitere Parameter berücksichtigt werden und ein Zusammenhang mit dem Netzausbau hergestellt werden. Nur mit weiteren Parametern kann sichergestellt werden, dass der lineare Zusammenhang zweifelsfrei gilt.

Des Weiteren wurden im Laufe der Arbeit viele Bedingungen und Vereinfachungen angenommen. So liegen der Datenbasis einzig Übertragungsnetze und keine Verteilernetze zugrunde. In einer weiterführenden Arbeit zu diesem Thema können mit einem geeigneten Datensatz ebenfalls die Verteilernetze berücksichtigt werden. Die Berücksichtigung der Verteilernetze für den gleichen geografischen Bereich wie in dieser Arbeit, hätte den Rahmen der Arbeit überschritten. Unter anderem weil es bislang noch keinen fertigen Datensatz mit diesen Daten gibt und es nur schwer möglich einen solchen zu erstellen. Dies liegt daran, dass es weitaus mehr unterschiedliche Verteilnetzbetreiber als Übertragungsnetzbetreiber gibt und das Verteilnetz zudem viel größer als das Übertragungsnetz ist. Selbst bei einer Auskunft aller Verteilnetzbetreiber über ihren jeweiligen Arbeitsbereich könnte keine Einheitlichkeit der Datenbasis garantiert werden. Um dies zu erreichen und um mit den Daten später sauber

arbeiten zu können, müssen ein Großteil der über 900 europäischen Verteilnetzbetreiber die exakt gleichen Daten mit Knotenpunkten und Leitungslängen ihres Wirkungsbereiches zur Verfügung stellen [28].

Ein weiterer Punkt, der bei der Bewertung der Ergebnisse beachtet werden muss, ist, dass diese ausschließlich auf die im Datensatz vorkommenden Regionen angewendet werden können. Diese umfassen Kontinentaleuropa mit Ausnahme von Belarus, der Ukraine, der Türkei, Russland, Moldau, Kasachstan und inklusive dem Vereinigten Königreich und Irland. Da die Netztopologie und Netzbeschaffenheit in anderen Teilen der Welt ganz unterschiedliche Formen annehmen können, ist es nicht zulässig die Ergebnisse aus dieser Arbeit, auf Netze außerhalb der ENTSO-E Region anzuwenden. Auch wurden bei der Zuordnung der Leitungen zu den Clusterzentren die Leitungslängen, dessen Knoten sich in zwei unterschiedlichen Clusterpunkten befinden, halbiert und anschließend zu den beiden Clusterpunkten zugeordnet, in denen sich die beiden Knoten befinden. Dies stellt eine weitere Vereinfachung dar, da eine exakte Zuordnung der Leitungslängen zu den Clusterzentren den Umfang dieser Arbeit überschritten hätte und als nicht notwendig anzusehen ist. Eine ungefähre Zuordnung der Leitungslängen ist für diesen Fall ausreichend.



## 6. Ausblick

Die Menge der Rohstoffe zu kennen, die für den Netzausbau anfallen, kann in Zukunft für mehrere Themenfelder interessant sein. Zum einen können so die Kosten von Netzausbauprojekten vor Umsetzungsbeginn besser abgeschätzt werden. Die Projektplaner können durch den Zusammenhang zwischen Netzausbau und Rohstoffbedarf so die ungefähren Kosten ermitteln, die durch die jeweiligen Maßnahmen anfallen. Insbesondere bei größeren Infrastrukturprojekten, kann eine präzisere Kosteneinschätzung somit von besonderer Bedeutung sein. Außerdem kann eine bessere Einschätzung des Rohstoffbedarfes das Ressourcenmanagement effizienter gestalten. Rohstoffe wie Kupfer, Aluminium und Stahl sind begrenzte Ressourcen, weshalb die Wichtigkeit, sich ausreichend Ressourcen zu sichern, zukünftig steigen wird. Auch in Bezug auf Umweltauswirkungen und nachhaltigere Rohstoffe kann es zukünftig eine große Rolle spielen, zu wissen, wie viele Rohstoffe für bestimmte Projekte benötigt werden. Der Abbau und die Verarbeitung von Rohstoffen ist häufig mit erheblichen Auswirkungen für die Umwelt verbunden. Beispielsweise wird durch den Kupferabbau das ursprüngliche Landschaftsbild zerstört und durch die Produktion von Stahl werden enorme Energiemengen benötigt. Zwar werden diese in Zukunft wohl durch die Nutzung von Wasserstoff, anstatt von fossilen Energieträgern, gedeckt, allerdings werden in einem zukünftigen Energiesystem vielerorts große Mengen an sauberen Strom benötigt und es sollte genau geschaut werden in welchen Bereichen auch alternative Materialien zur Verwendung kommen können.

In folgenden Arbeiten gibt es verschiedene Möglichkeiten die Bestimmung des Rohstoffbedarfes im Zuge des Netzausbaus weiter zu erforschen. Zum einen können weitere Rohstoffe betrachtet werden. Zwar spielen Aluminium, Kupfer und Stahl gegenwärtig eine Hauptrolle bei den verwendeten Materialien, allerdings können nachhaltigere Rohstoffe in zukünftigen Anwendungen in ihrer Verfügbarkeit ebenfalls begrenzt sein. Ein weiterer Punkt, der in zukünftigen Arbeiten untersucht werden kann, sind die regionalen Unterschiede in Bezug auf den Netzausbau. Wie bereits erwähnt beziehen sich die Ergebnisse dieser Arbeit nur auf eine begrenzte Region und ist nicht ohne weiteres auf internationale Netze anwendbar. Weiterführende Forschung kann sich darauf fokussieren, regionale Unterschiede im Rohstoffbedarf zu analysieren und dabei aufzeigen welche Faktoren die verwendeten Rohstoffe und die Netztopologie im Allgemeinen den Rohstoffbedarf auf welche Art und Weise beeinflussen.

Um noch genauere Ergebnisse erzielen zu können, ist es möglich in einer Weiterführung der Arbeit die Transformatoren im Stromnetz ebenfalls zu berücksichtigen. Dies würde die wahren Gegebenheiten des tatsächlichen Stromnetzes noch realitätsnäher darstellen, da noch weitere Komponenten des Stromnetzes berücksichtigt werden. Transformatoren sind in einem Stromnetz zwingend notwendig um enthalten ebenfalls große Mengen an eisenhaltigen Materialien. Außerdem kann in einer zukünftigen Arbeit untersucht werden, welchen Einfluss Speicher auf den Netzausbau und damit einhergehend auf den Rohstoffbedarf haben. Die Rohstoffe für die Speicher kommen dann als zusätzliche, zu untersuchende Rohstoffe hinzu, während hohe Speicherkapazitäten in einem modernen Energiesystem den Netzausbaubedarf eher verringern. [29]

Insgesamt kann das Wissen um den Rohstoffbedarf zu einem effektiven und nachhaltigen Ausbau der Netzinfrastruktur beitragen.

## Literatur

- [1] Bundesnetzagentur, "Bedarfsermittlung 2023-2037/2045: Bestätigung des Netzentwicklungsplan Strom," Bundesnetzagentur, Mrz. 2024. Zugriff am: 20. März 2024. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2024-03/NEP\\_2037\\_2045\\_Bestaetigung.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2024-03/NEP_2037_2045_Bestaetigung.pdf)
- [2] K. Schaber, F. Steinke, P. Mühlich und T. Hamacher, "Parametric study of variable renewable energy integration in Europe: Advantages and costs of transmission grid extensions," *Energy Policy*, Jg. 42, S. 498–508, 2012, doi: 10.1016/j.enpol.2011.12.016.
- [3] B. Pfluger *et al.*, *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Modul 0: Zentrale Ergebnisse und Schlussfolgerungen*. BMWI, 2017. [Online]. Verfügbar unter: <https://publica.fraunhofer.de/entities/publication/ac74f40b-6834-461f-a226-38a62c28d630/details>
- [4] M. Schlott, A. Kies, T. Brown, S. Schramm und M. Greiner, "The Impact of Climate Change on a Cost-Optimal Highly Renewable European Electricity Network," *Applied Energy*, Jg. 230, Nr. 7609, S. 1645–1659, 2018. doi: 10.1016/j.apenergy.2018.09.084. [Online]. Verfügbar unter: <http://arxiv.org/pdf/1805.11673v2>
- [5] F. Neumann und T. Brown, "The Near-Optimal Feasible Space of a Renewable Power System Model," *Electric Power Systems Research*, Jg. 190, Nr. 2, 2021, Art. Nr. 106690. doi: 10.1016/j.epsr.2020.106690. [Online]. Verfügbar unter: <http://arxiv.org/pdf/1910.01891v2>
- [6] K. Schaber, F. Steinke und T. Hamacher, "Transmission grid extensions for the integration of variable renewable energies in Europe: Who benefits where?," *Energy Policy*, Jg. 43, S. 123–135, 2012, doi: 10.1016/j.enpol.2011.12.040.
- [7] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), "dena-Verteilnetzstudie: Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030," Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, Endbericht, Dez. 2012. Zugriff am: 3. Mai 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetailansicht/pub/dena-verteilnetzstudie-ausbau-und-innovationsbedarf-der-stromverteilnetze-in-deutschland-bis-2030/>
- [8] Fabian Jetter, Stefan Schmidt, Kirstin Ganz, Ryan Harper und Andrej Guminski, "Stromverbrauchsmodellierung des Industriesektors im Kontext der Dekarbonisierung: Abschlussbericht," Forschungsstelle für Energiewirtschaft FfE, Jul. 2022. Zugriff am: 22. April 2024. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-06/Studie\\_Stromverbrauchsmod\\_Dekarb\\_FfE.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-06/Studie_Stromverbrauchsmod_Dekarb_FfE.pdf)
- [9] B. KROPOSKI, "Integrating high levels of variable renewable energy into electric power systems," *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, Jg. 5, Nr. 6, S. 831–837, 2017, doi: 10.1007/s40565-017-0339-3.
- [10] Bundesnetzagentur, "Bedarfsermittlung 2021-2035: Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom," Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Jan. 2022. Zugriff am: 6. September 2023. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2022-11/NEP2035\\_Bestaetigung.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2022-11/NEP2035_Bestaetigung.pdf)
- [11] A. A. Hagberg, D. A. Schult und P. J. Swart, "Exploring Network Structure, Dynamics, and Function using NetworkX," Proceedings of the 7th Python in Science conference (SciPy 2008), 2008.
- [12] Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE) und BearingPoint GmbH, "Verteilnetzstudie Hessen 2024-2034: Studie im Auftrag des Hessischen Ministeriums für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung," 16.April.2018. Zugriff am: 17. April 2024. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/de/Dokumente/gf/npb/Verteilnetzstudie\\_Hessen\\_2024\\_bis\\_2034.pdf](https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/de/Dokumente/gf/npb/Verteilnetzstudie_Hessen_2024_bis_2034.pdf)

- [13] Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energie-Systemtechnik. "Verteilnetzstudie Hessen 2024-2034." Zugriff am: 10. Juni 2024. [Online.] Verfügbar: <https://www.iese.fraunhofer.de/de/geschaeftsfelder/netzplanung-und-netzbetrieb/netzstudien/verteilnetzstudie-hessen.html>
- [14] "Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg," [Online]. Verfügbar unter: [https://www.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5\\_Energie/Versorgungssicherheit/170413\\_Verteilnetzstudie\\_BW.pdf](https://www.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/Versorgungssicherheit/170413_Verteilnetzstudie_BW.pdf)
- [15] T. Brown *et al.*, *PyPSA-Eur: An open sector-coupled optimisation model of the European energy system* (2023). Zenodo.
- [16] "PyPSA-Eur: A Sector-Coupled Open Optimisation Model of the European Energy System — PyPSA-Eur." Zugriff am: 10. Juni 2024. [Online.] Verfügbar: <https://pypsa-eur.readthedocs.io/en/latest/#citing-pypsa-eur>
- [17] B. Wiegmanns, "Gridkit Extract Of Entso-E Interactive Map," 2016, doi: 10.5281/zenodo.55853.
- [18] Y. Scholz, "Renewable energy based electricity supply at low costs : development of the REMix model and application for Europe," 2012, doi: 10.18419/opus-2015.
- [19] DLR - Institut für Vernetzte Energiesysteme. "REMIX - Optimierungsframework für Energiesysteme." Zugriff am: 4. Juni 2024. [Online.] Verfügbar: <https://www.dlr.de/de/ve/forschung-und-transfer/infrastruktur/modelle/remix>
- [20] DLR - Institut für Vernetzte Energiesysteme. "What is REMix?" Zugriff am: 4. Juni 2024. [Online.] Verfügbar: <https://dlr-ve.gitlab.io/esy/remix/framework/dev/about/introduction.html#about-introduction>
- [21] T. Brown, J. Hörsch und D. Schlachtberger, *Python for Power System Analysis (PyPSA) Version 0.11.0* (2017). Zenodo. Zugriff am: 31. August 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://openresearchsoftware.metajnl.com/articles/10.5334/jors.188>
- [22] J. Hörsch, F. Hofmann, D. Schlachtberger und T. Brown, "PyPSA-Eur: An open optimisation model of the European transmission system," *Energy Strategy Reviews*, Jg. 22, S. 207–215, 2018, doi: 10.1016/j.esr.2018.08.012.
- [23] *scikit-learn* (1.3.1). Zugriff am: 21. September 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://scikit-learn.org/stable/modules/clustering.html#k-means>
- [24] *scikit-learn* (1.3.1). Zugriff am: 21. September 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://scikit-learn.org/stable/modules/clustering.html#spectral-clustering>
- [25] U. von Luxburg, "A tutorial on spectral clustering," *Stat Comput*, Jg. 17, Nr. 4, S. 395–416, 2007, doi: 10.1007/s11222-007-9033-z.
- [26] E. Gervais, T. Betten, S. Shammugam, R. Graf, M. Müller und T. Schlegl, "Material requirements for the energy transition - Energy technology profiles and environmental impacts," 2022, doi: 10.24406/publica-427.
- [27] T. Xometry, "Steel: Definition, Composition, Types, Properties, and Applications," *Xometry*, 21. April 2023. Zugriff am: 5. Juni 2024. [Online.] Verfügbar: <https://www.xometry.com/resources/materials/steel/>
- [28] EU DSO Entity. "Who we are." Zugriff am: 22. Januar 2024. [Online.] Verfügbar: [https://www.eudsoentity.eu/de\\_CH/about-us](https://www.eudsoentity.eu/de_CH/about-us)
- [29] F. Battal, S. Balci und I. Sefa, "Power electronic transformers: A review," *Measurement*, Jg. 171, S. 108848, 2021. doi: 10.1016/j.measurement.2020.108848. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0263224120313403>

## Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre hiermit, dass ich die vorliegende Arbeit ohne unzulässige Hilfe Dritter und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Hilfsmittel angefertigt habe; die aus fremden Quellen direkt oder indirekt übernommenen Gedanken sind als solche kenntlich gemacht.

Insbesondere habe ich nicht die Hilfe einer kommerziellen Beratung in Anspruch genommen. Dritte haben von mir weder unmittelbar noch mittelbar geldwerte Leistungen für Tätigkeiten erhalten, die im Zusammenhang mit dem Inhalt der vorgelegten Arbeit stehen.

Die Arbeit wurde bisher weder im Inland noch im Ausland in gleicher oder ähnlicher Form eingereicht und ist als Ganzes auch noch nicht veröffentlicht.

Algermissen, 10.06.2022



---

Ort, Datum

---

Unterschrift