



provincie Drenthe



Niedersächsisches Ministerium
für Bundes- und Europaangelegenheiten
und Regionale Entwicklung



Ministerie van Economische Zaken
en Klimaat

ENTWURF: Abschlussbericht Arbeitspaket 2 (AP 2)

Computersimulation und Bewertung der grenzüberschreitenden Energieversorgung

Informationen über das Projekt:

Projekttitel:	SEREH
Vollständiger Projekttitel:	Smart Energy Region Emmen – Haren
Name des Lead Partners:	Gemeente Emmen
Projektbeginn:	01.03.2018
Projektende:	28.02.2022
Programmpriorität:	Erhöhung der grenzüberschreitenden Innovationskraft im Programmgebiet
Spezifische Zielsetzungen:	Steigerung der Produkt- und Prozessinnovationen im Bereich von CO2-reduzierenden Technologien
Strategische Initiative:	Energie / CO2-arme Wirtschaft
Projektnummer:	151232
RPM:	DER



HOCHSCHULE OSNABRÜCK
UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES

UNIVERSITY OF TWENTE.



Zusammenfassung

Aufbauend auf den Ergebnissen des Arbeitspaketes 1 wurden Szenarien für eine grenzüberschreitende Energieregion SEREH modelliert. Als technische Umsetzungsmöglichkeit wurde eine direkte Verbindung zwischen den beiden Ländern oder eine schaltbare Komponente (Switch-Element) betrachtet. Eine direkte Verbindung kann durch eine Direktleitung zwischen den Verteilnetzen von Emmen und Haren (Ems) erreicht werden.

Eine Direktleitung ist technisch aktuell problematisch, da es aufgrund von Regeldifferenzen zwischen dem deutschen und dem niederländischen Übertragungsnetz teilweise zu starken, unkontrollierbaren Ausgleichsströmen innerhalb der lokalen Verteilnetze kommen kann. Dies hätte eine Gefährdung des stabilen Netzbetriebs zur Folge. Zusätzlich würde eine derartige Verbindung eine grenz- und regelzonenüberschreitende Stromleitung darstellen und daher eine Sekundärregelung erfordern.

Dieses Problem besteht nicht, wenn anstelle einer direkten Verbindung von zwei Stromnetzen nur ein isolierter Bereich grenzüberschreitend an das jeweils andere Netz angeschlossen wird. Derartige isolierte Bereiche können sowohl einen oder mehrere Erzeuger oder aber auch Verbraucher umfassen. Daher wurde zur technischen Umsetzung einer grenzüberschreitenden Verbindung die Idee eines schaltbaren Elementes (Switch) entwickelt.

Bei der Verbindung der grenznahen Regionen mittels Switch-Element besteht können einzelne Stromerzeugungsanlagen oder Verbraucher im Grenzgebiet pro Viertelstunde entweder an das deutsche oder an das niederländische Verteilnetz angeschlossen werden. Somit kann bei einer Switch-Verbindung eine Anlage entweder Teil des deutschen oder des niederländischen Stromnetzes werden, die Netze der beiden Länder sind zu keinem Zeitpunkt direkt miteinander verbunden.

Neben der Möglichkeit eines grenzüberschreitenden Stromaustausches wurden für Emmen und für Haren (Ems) auch die Auswirkungen der Kurz- und Langzeitspeicherung von Strom untersucht. Für die kurzzeitige Speicherung elektrischer Energie können Batteriespeicher genutzt werden, eine längerfristige Speicherung kann mittels Elektrolyse durch die Umwandlung in grünen Wasserstoff erfolgen. Durch den grenzüberschreitenden Energieaustausch steigt die mögliche Produktion von grünem Wasserstoff.

Die Regionen Emmen und Haren (Ems) verhalten sich teilweise komplementär zueinander. Der Stromverbrauch von Emmen ist dabei mehr als doppelt so groß wie der von Haren (Ems).

Zur Untersuchung der technischen und wirtschaftlichen Auswirkungen einer grenzüberschreitenden Verbindung wurde ein lineares Optimierungsmodell entwickelt. Dieses umfasst die Stromverbräuche der Regionen, ihre jeweiligen Stromerzeugungsanlagen sowie Batteriespeicher und Elektrolyseure zur Herstellung von Wasserstoff. Das zugrundeliegende Modell wurde als ein gemischt-ganzzahliges mathematisches Problem formuliert. Es werden die elektrischen Systemkosten der SEREH-Region minimiert.

Ergebnisse

Die Modellierung hat folgende zentrale Zusammenhänge gezeigt:

1. Durch eine grenzüberschreitende Verbindung können die durch die SEREH-Region verursachten elektrischen Systemkosten reduziert werden.
 - Eine grenzüberschreitende Verbindung bewirkt eine Steigerung des lokalen Eigenverbrauchs zur Lastdeckung und hat einen vergleichbaren Effekt wie ein Stromspeicher.
 - Der lokale Verbrauch durch den grenzüberschreitenden Stromaustausch reduziert die maximale Übertragungsnetznutzung der SEREH-Region.
 - Die Abregelung von Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien aufgrund von Engpässen im Stromnetz wird in Deutschland und den Niederlanden reduziert.
 - Der grenzüberschreitende Stromaustausch zur Herstellung von Wasserstoff ist eine zusätzliche Möglichkeit, Strom lokal zu verbrauchen. Die elektrischen Systemkosten werden hierdurch reduziert.
2. Die Verteilung der Systemkosteneinsparungen auf Deutschland und die Niederlande ist vom zukünftigen Ausbau der erneuerbaren Energien und der Speicher- und Netzinfrastruktur abhängig.
 - Insbesondere bei steigenden Anteilen Erneuerbarer Energien ist der grenzüberschreitende Austausch kein vollständiger Ersatz für lokale Maßnahmen, wie die Errichtung von Speichern und den Ausbau der Anschlusskapazität an das Übertragungsnetz.
 - Aufgrund der aktuellen Preisstruktur ist es gesamtwirtschaftlich sinnvoll zunächst die maximale Netznutzung und somit die Systemkosten auf deutscher Seite zu reduzieren.
 - Ein zusätzlicher Zubau von erneuerbaren Energien in Emmen - ohne den Ausbau der Netzinfrastruktur - führt zu steigenden elektrischen Systemkosten in Deutschland.
 - Ein Anstieg der deutschen Systemkosten bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien in Emmen kann nur durch einen Ausbau der Infrastruktur in Emmen verhindert werden. Dieses stellt auch die gesamtwirtschaftlich optimale Lösung dar.
 - Mit einem zunehmenden Ausbau von Speichern und Elektrolyseuren reduziert sich der Nutzen einer Direktleitung für Haren (Ems), da über die Leitung hauptsächlich Elektrizität nach Emmen geliefert wird.
3. Der grenzüberschreitende Energieaustausch führt im aktuellen Rechtsrahmen zu höheren lokalen Energiekosten in beiden Regionen.
 - Bei einer grenzüberschreitenden Lieferung wird für die Strommenge keine Vergütung aus den nationalen Fördersystemen für erneuerbare Energien gezahlt. Die entgangene Förderung muss durch die lokalen Verbraucher gedeckt werden.
 - Die Verteilung der zusätzlichen lokalen Energiekosten auf Deutschland und die Niederlande entspricht nicht der Verteilung der Einsparungen bei den Systemkosten zwischen den beiden Ländern.
 - Die zusätzlichen Kosten können durch höhere lokale Strompreise, höhere Wasserstoffpreise, Entlastungen bei Steuern oder Netznutzungsentgelten oder andere Fördermechanismen gedeckt werden.

Der Reduktion der Systemkosten steht auf lokaler Ebene die entgangene Förderung für erneuerbare Energien gegenüber. Für eine Umsetzung einer grenzüberschreitenden Verbindung ist daher ein Umverteilungsmechanismus von den eingesparten Systemkosten hin zu den lokalen Akteuren erforderlich. Ein solches Verfahren kann beispielsweise durch eine Reform der Netznutzungsentgelte erreicht werden. Hierbei könnten Stromlieferungen, die innerhalb der grenzüberschreitenden Region erfolgen, von der Zahlung von Netznutzungsentgelten ausgenommen werden.

Szenario Ergebnisse

Die Ausprägung diese grundsätzlichen Zusammenhänge ist von den konkreten verwendeten Inputparametern abhängig.

In den mit den Projektpartnern abgestimmten zentralen Szenarien werden die Effekte wie folgt beispielhaft quantifiziert:

- In bis zu 28% aller Viertelstunden des Betrachtungsjahres verhalten sich die beiden Regionen komplementär zueinander und ein Stromaustausch zum Eigenverbrauch ist möglich. Hierfür wäre eine Leitung mit einer Kapazität von 28,5 MW erforderlich.
- Der prozentuale Anteil an Viertelstunden mit Komplementarität sinkt durch Speicher und Elektrolyseure auf 4%. In diesen Zeiten bezieht Emmen ausschließlich Strom aus Haren (Ems).
- Durch eine grenzüberschreitende Verbindung sinken die durch die SEREH-Region verursachten elektrischen Systemkosten um bis zu 23%.
- Die maximale Netzlast in Haren (Ems) reduziert sich um bis zu 36%, die in Emmen steigt durch die unterschiedliche Kostenstruktur um bis zu 38% an.
- Die grenzüberschreitende Verbindung verringert die Netzengpassproblematik in Emmen, führt aber zu System-Mehrkosten von bis zu 3,1 Mio. €/a.

Auch wenn die Systemkosten durch die grenzüberschreitende Verbindung reduziert werden, ist ein Ausgleich der entgangenen Förderung auf lokaler Ebene erforderlich. Dieser kann auf unterschiedliche Weise erfolgen:

- Soll der Ausgleich der entgangenen Förderung für erneuerbare Energien ausschließlich über eine lokale Strompreissteigerung erfolgen, steigt der lokale Strompreis um bis zu 0,65 ct/kWh an.
- Soll der Ausgleich der entgangenen Förderung für erneuerbare Energien ausschließlich über einen lokalen Anstieg des Wasserstoffpreises erfolgen, muss dieser zusätzlich um bis zu 2,56 €/kg H₂ steigen.
- Soll der Ausgleich der entgangenen Förderung für erneuerbare Energien ausschließlich über eine zusätzliche Förderung erfolgen, muss jede über die Grenze gelieferte kWh mit bis zu 6,34 ct /kWh unterstützt werden.

Summary

<Kurzfassung Englisch>

Overzicht

<Hier die niederländische Übersetzung einfügen>

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Modellerstellung einer „Local Energy Community Emmen/Haren“	1
2.1	Grenzüberschreitende Verbindungsoptionen.....	1
2.2	Optimierungsmodell cb-OPT	4
2.3	Systemkostenberechnung	8
3	SEREH-Szenarien	9
3.1	Eingabeparameter	10
3.2	Ergebnisse & Auswertung	12
3.2.1	Komplementarität	12
3.2.2	Grenzüberschreitender Stromaustausch.....	13
3.2.3	Netzengpasssituation Emmen.....	15
3.2.4	Eigenversorgung & Autarkiegrad	15
3.2.5	Systemintegration Wasserstoff.....	17
3.2.6	Systemkosten	20
3.2.7	Energiekosten.....	23
	Literaturverzeichnis.....	10

I **Abbildungsverzeichnis**

Abbildung 1: Grenzüberschreitende Verbindungsoptionen auf Mittelspannungsebene.	2
Abbildung 2: Technische Umsetzung Switch-Verbindung - Emmen und Haren (Ems).	4
Abbildung 3: Struktur Basismodell - Emmen und Haren (Ems).	5
Abbildung 4: Programmablaufplan Optimierungsprogramm cb-OPT (v 2.0)	6
Abbildung 5: Netzebenen Stromversorgungssystem.	8
Abbildung 6: Szenario-Kreuz - Workshop November 2019.	10

II Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Technische Realisierbarkeit grenzüberschreitende Verbindungsoptionen.	3
Tabelle 2: SEREH-Szenarien.	10
Tabelle 3: Eingabeparameter Modell.	11
Tabelle 4: Komplementarität Direktleitung - Emmen und Haren (Ems).	12
Tabelle 5: Grenzüberschreitender Stromaustausch - Switch-Element.	13
Tabelle 6: Maximaler Netzbezug, maximale Einspeisung und lokale Abregelung - Emmen.	15
Tabelle 7: Energetische Kennzahlen – Emmen und Haren (Ems) ohne Verbindung.	16
Tabelle 8: Energetische Kennzahlen– Emmen und Haren (Ems) mit Verbindung.	17
Tabelle 9: Kennzahlen Elektrolyseur – Emmen und Haren (Ems) ohne Verbindung.	18
Tabelle 10: Kennzahlen Elektrolyseur – Emmen und Haren (Ems) mit Verbindung.	20
Tabelle 11: Elektrische Systemkosten - Emmen und Haren (Ems) ohne Verbindung.	21
Tabelle 12: Elektrische Systemkosten - Emmen und Haren (Ems) mit Verbindung.	22
Tabelle 13: Energiekosten - Emmen und Haren (Ems) ohne Verbindung.	23
Tabelle 14: Wasserstoffkosten - Emmen und Haren (Ems) ohne Verbindung.	24
Tabelle 15: Wasserstoffpreis (Strompreis konstant) - Emmen und Haren (Ems) ohne Verbindung. ...	24
Tabelle 16: Strompreis (Wasserstoffpreis konstant) - Emmen und Haren (Ems) ohne Verbindung. ...	25
Tabelle 17: Energiekosten - Emmen und Haren (Ems) mit Verbindung.	25
Tabelle 18: Wasserstoffkosten - Emmen und Haren (Ems) mit Verbindung.	26
Tabelle 19: Wasserstoffpreis (Strompreis konstant) - Emmen und Haren (Ems) mit Verbindung.	26
Tabelle 20: Strompreis (Wasserstoffpreis konstant) - Emmen und Haren (Ems) mit Verbindung.	27

III Abkürzungsverzeichnis

AP	Arbeitspaket
EE	Erneuerbare Energien
HSOS	Hochschule Osnabrück
NNE	Netznutzungsentgelte
sog.	sogenannt
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UT	Universität Twente
WKA	Windkraftanlage

1 Einleitung

Im Arbeitspaket (AP) 2 wurden auf Grundlage der im AP 1 durchgeführten Analyse der Energiesysteme von Emmen und Haren (Ems) in enger Abstimmung mit den Partnern und assoziierten Partnern verschiedene Szenarien einer gemeinsamen Energieversorgung für Emmen und Haren (Ems) mit hohen Anteilen an Erneuerbaren Energien (EE) entwickelt. Um diese Szenarien bewerten zu können, wurde ein Optimierungsmodell (Computersimulation) erstellt. Dieses ermöglicht es, durch die Modifikation verschiedener Eingabeparameter die SEREH-Szenarien zu modellieren und so die Stromflüsse innerhalb der Regionen und über die Grenze hinweg zu quantifizieren.

Der vorliegende Abschlussbericht ist wie folgt gegliedert: Im Kapitel 2 werden das Vorgehen bei der Modellentwicklung, die betrachteten grenzüberschreitenden Verbindungsoptionen und das Basismodell beschrieben. Die entwickelten SEREH-Szenarien und die Modellergebnisse werden im Kapitel 3 dargestellt und ausgewertet.

2 Modellerstellung einer „Local Energy Community Emmen/Haren“

Um die Auswirkungen einer grenzüberschreitenden Stromversorgung zwischen der Gemeinde Emmen und der Stadt Haren (Ems) quantifizieren zu können, wurde ein Optimierungsmodell entwickelt. Hierfür werden im Kapitel 2.1 die betrachteten grenzüberschreitenden Verbindungsoptionen auf Mittelspannungsebene dargestellt und auf technische und rechtliche Umsetzbarkeit überprüft. Basierend auf diesen Ergebnissen wurde das im Unterpunkt **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** beschriebene Optimierungstool cb-OPT entwickelt. Ziel der Optimierung ist dabei die Minimierung der elektrischen Systemkosten der SEREH-Region. Die Methodik zur Berechnung der Systemkosten wird im Kapitel 2.3 dargelegt.

2.1 Grenzüberschreitende Verbindungsoptionen

Tabelle 1 gibt einen Überblick über die im Rahmen des Projektes diskutierten möglichen grenzüberschreitenden Verbindungsoptionen von Emmen und Haren (Ems) auf Mittelspannungsebene. Die Verbindung der beiden Regionen kann entweder über eine Direktleitung oder ein schaltbares Verbindungselement, im Folgenden auch als „Switch-Lösung“ bezeichnet, erfolgen. Zusätzlich wird zwischen den jeweiligen Anschlussnutzern unterschieden.

Bei einer Direktleitung würden die internationalen Übertragungsnetze von Deutschland und den Niederlanden auf Mittelspannungsebene indirekt miteinander verbunden werden. Ein derartiges Konzept ist technisch aktuell als problematisch anzusehen, da es aufgrund von Regeldifferenzen zwischen den beiden Übertragungsnetzen teilweise zu starken, unkontrollierbaren Ausgleichsströmen innerhalb der lokalen Verteilnetze kommen kann. Dies hätte eine Gefährdung des stabilen Netzbetriebs zur Folge. Zusätzlich würde eine derartige Verbindung eine grenz- und regelzonenüberschreitende Stromleitung darstellen und daher eine Sekundärregelung erfordern. Die rechtliche Analyse (AP 4) hat zudem ergeben, dass sich die Definition einer Verbindungsleitung zum internationalen Stromaustausch derzeit ausschließlich auf die Übertragungsnetzebene bezieht [1]. Eine Direktleitung in Form eines Kabels kann also nicht als sogenannter (sog.) „Interconnector“ klassifiziert werden. Wirtschaftlich wird dieser Handel über die Kopplung der internationalen Marktgebiete an den

Strombörsen abgewickelt (Market Coupling). Dieses Verfahren verhindert den lokalen, physischen Energieaustausch unterhalb der Übertragungsnetzebene über die Landesgrenzen hinweg.

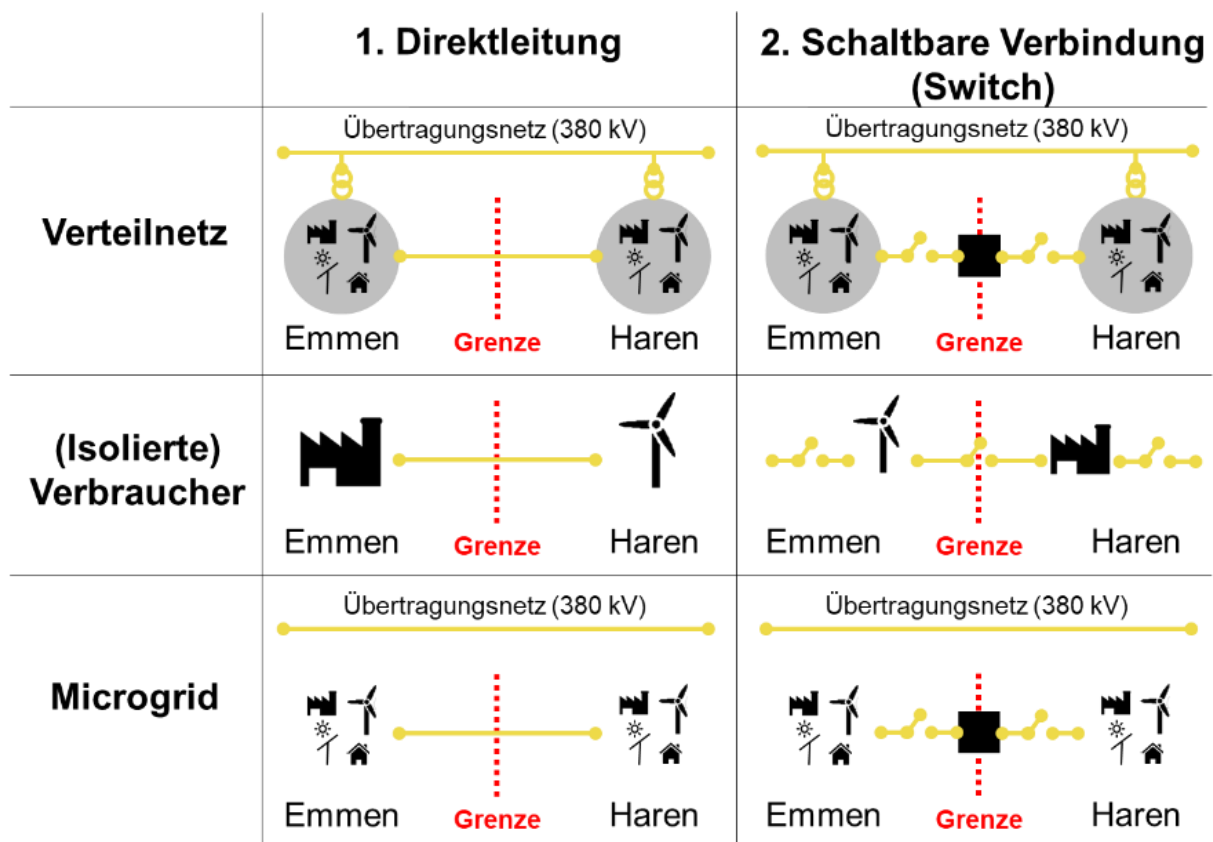


Abbildung 1: Grenzüberschreitende Verbindungsoptionen auf Mittelspannungsebene.

Basierend auf diesen Erkenntnissen wurde die Switch-Lösung entwickelt. Bei dieser Art von Verbindung gibt es ein grenzüberschreitendes Verbindungselement (Cross-border element), welches aus schaltbaren EE-Anlagen besteht. Jede einzelne Anlage verfügt dabei über eine Anschlussleitung mit einem Schalter, um eine Anlage entweder an das deutsche oder das niederländische Verteilnetz anzuschließen. Jede Anlage kann pro Zeitintervall entweder nur an das deutsche oder nur an das niederländische Stromnetz angeschlossen sein. Dies impliziert, dass zu jedem Zeitpunkt nur einer der beiden Schalter geschlossen sein kann. Demzufolge ist es nicht möglich, deutsche und niederländische Verbraucher zeitgleich aus der gleichen Anlage mit Strom zu versorgen. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass das deutsche und das niederländische Stromverteilnetz nie direkt miteinander verbunden sind. Das Konzept sieht vor, dass die Schalterstellungen und damit auch die Flussrichtung der elektrischen Energie viertelstündlich verändert werden kann. Rechtlich gesehen ist es in der Europäischen Union möglich, eine EE-Anlage an ein ausländisches Stromnetz anzuschließen [2]. Bei einer derartigen Konstellation kann Strom in das jeweils ausländische Übertragungsnetz eingespeist werden, die deutschen und niederländischen Anlagenbetreiber erhalten jedoch keine Vergütungen für die Einspeisung lokaler Überschüsse [2].

Eine Direktleitung zwischen einem einzelnen Erzeuger und einem direkt angeschlossenen Verbraucher ist unter aktuellen rechtlichen und technischen Gesichtspunkten nur bedingt

umsetzbar. Rechtlich gesehen ist die Bedingung hierfür, dass weder der Erzeuger noch der Verbraucher anderweitig an das öffentliche Stromnetz angeschlossen sind [3]. Außerdem darf der Elektrizitätsbinnenmarkt durch den Betrieb einer derartigen Leitung nicht beeinflusst werden [4]. Technisch gesehen ist die grenzüberschreitende Verbindung eines isolierten Verbrauchers und Erzeugers ohne Probleme umsetzbar, da für den Stromtransport nicht das Netz der öffentlichen Versorgung verwendet wird und kein Netzanschluss besteht.

Eine Switch-Verbindung zwischen einer Erzeugungsanlage und einem direkten Verbraucher ist technisch und rechtlich ebenfalls umsetzbar. Diese Lösung sieht vor, dass Erzeuger und Verbraucher über eine Stromleitung mittels eines Schalters miteinander verbunden werden können. Zusätzlich verfügen Erzeugungsanlage und Verbraucher je über einen schaltbaren Anschluss an das öffentliche Stromversorgungsnetz. Wie bereits zuvor für die Switch-Verbindung von zwei Verteilnetzen beschrieben, besteht auch hier die Möglichkeit den Strom pro Viertelstunde entweder direkt vom Erzeuger ohne öffentliche Netzanbindung (Schalter für den Netzanschluss geöffnet) zu beziehen oder die Direktleitung zu unterbrechen. Der Erzeuger speist dann ins öffentliche Netz ein und der Verbraucher bezieht Strom aus dem öffentlichen Netz. Auch hier kann die Schalterstellung viertelstündlich variiert werden. Eine Direktverbindung und ein Netzanschluss zeitgleich (alle Schalter geschlossen) ist nicht möglich.

Als letztes wurde eine Verbindung von zwei Inselnetzen auf Mittelspannungsebene betrachtet. Die Verteilnetze zweier grenznaher Regionen können direkt miteinander verbunden werden, wenn auf beiden Seiten der Grenze ansonsten kein Anschluss an das Übertragungsnetz besteht. Das bedeutet, dass die elektrische Last der beiden Regionen vollständig durch die lokale Erzeugung gedeckt werden muss. Die beiden Regionen bilden dann jeweils ein sog. „Microgrid“ ohne eine Anbindung an öffentliche Versorgungsnetze. Der Unterschied zur Verbindung eines isolierten Erzeugers und Verbrauchers besteht darin, dass bei einem Microgrid nicht nur einzelne Akteure betrachtet werden, alle Erzeuger und Verbraucher des betrachteten Gebietes, indem ein isoliertes Versorgungsnetz betrieben wird.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass eine direkte Verbindung zwischen den beiden Verteilnetzen technisch derzeit problematisch ist und somit nicht weiter betrachtet wird. Alle weiteren Optionen wurden im Projekt weiter diskutiert.

Tabelle 1: Technische Realisierbarkeit grenzüberschreitende Verbindungsoptionen.

Verbindung/Anschluss an...	1. Direktleitung	2. Schaltbare Verbindung (Switch)
Verteilnetz	✗	✓
Isolierte Verbraucher	✓	✓
Microgrid	✓	✓

Um einen Einblick in die Auswirkungen einer grenzüberschreitenden Verbindung auf die gesamte Region und das Stromsystem zu bekommen, haben die Projektpartner beschlossen einen Zusammenschluss der Verteilnetze von Emmen und Haren über eine schaltbare Verbindung zu betrachten. Die tatsächlichen Realisierungschancen einer konkreten grenzüberschreitenden Verbindung sind allerdings bei isolierten Erzeugern/Verbrauchern oder in einem Microgrid höher einzuschätzen.

Das Schaltbild in Abbildung 2 zeigt ein mögliches Switch-Element zur technischen Umsetzung einer Verbindung der lokalen Verteilnetze von Emmen und Haren (Ems). Dieses beinhaltet die einzelnen Windkraftanlagen der grenznah geplanten bzw. sich in der Umsetzung befindlichen Windparks Zwartenbergweg (NL) und Fehndorf/Lindloh (DE).

Der niederländische Windpark Zwartenbergweg hat eine Erzeugungskapazität von insgesamt 29,4 MW, aufgeteilt auf sieben Windkraftanlagen (WKA) je 4,2 MW [5]. Der deutsche Windpark Fehndorf/Lindloh besteht aus 16 WKA mit einer installierten Leistung von insgesamt 67,2 MW (4,2 MW je Anlage) [6]. Im Schaltbild schließt jede einzelne WKA mittels eines Schalters an die Sammelschiene des betreffenden Landes an (gelbe Verbindungen), welche dann je nach Region entweder an einen Anschluss an das niederländische oder einen Anschluss an das deutsche Verteilnetz verfügt.

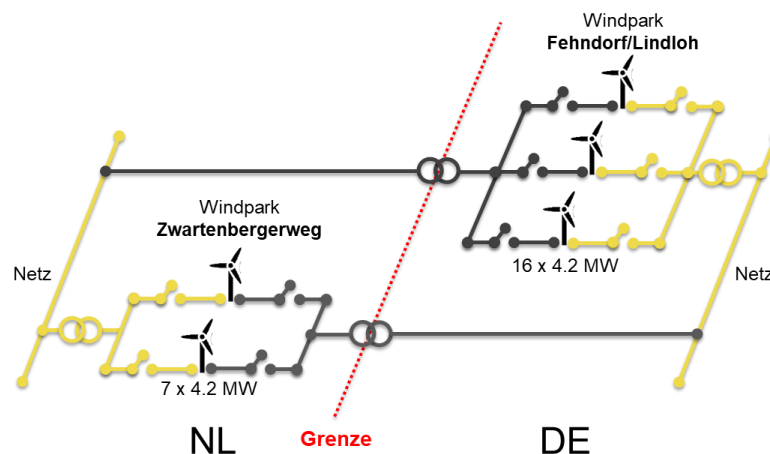


Abbildung 2: Technische Umsetzung Switch-Verbindung - Emmen und Haren (Ems).

Für eine grenzüberschreitende Verbindung muss für jeden Windpark eine zusätzliche Sammelschiene mit einem zweiten Schalter für jede WKA geschaffen werden (graue Verbindungen). Diese zusätzliche Sammelschiene schließt dann an das jeweils ausländische Netz an. So besteht die Möglichkeit, die deutschen Anlagen an das niederländische Verteilnetz und umgekehrt die niederländischen Anlagen an das deutsche Verteilnetz anzuschließen.

2.2 Optimierungsmodell cb-OPT

Zur Modellierung einer grenzüberschreitenden Energieversorgung auf Mittelspannungsebene wurde das Optimierungsmodell „Cross-border Optimization“ (cb-OPT) entwickelt. Das Software-Tool befindet sich derzeit in der zweiten Version (v 2.0) und beinhaltet bereits die Änderungsvorschläge und Anmerkungen der Projektpartner.

Für die Entwicklung des dem Tool zugrunde gelegten Basismodells wurden jeweils die aktuellsten zur Verfügung stehenden Erzeugungs- und Verbrauchsdaten beider Regionen verwendet. Um Verschiebungen aufgrund unterschiedlicher Laststrukturen (z.B. Wochenende und Feiertage) oder bei der Erzeugung (Wetter) zu vermeiden, können nur die Jahre genutzt werden, für die Daten in beiden Regionen vorliegen. Das Modell wurde dann für das Jahr 2030, dem Basisjahr für die Szenarien-Entwicklung, skaliert und arbeitet mit einer zeitlichen Auflösung von Viertelstunden. Abbildung 3 gibt einen Überblick über die Struktur und mögliche Eingabeparameter des Modells. Dargestellt wird die zuvor beschriebene Switch-Lösung.

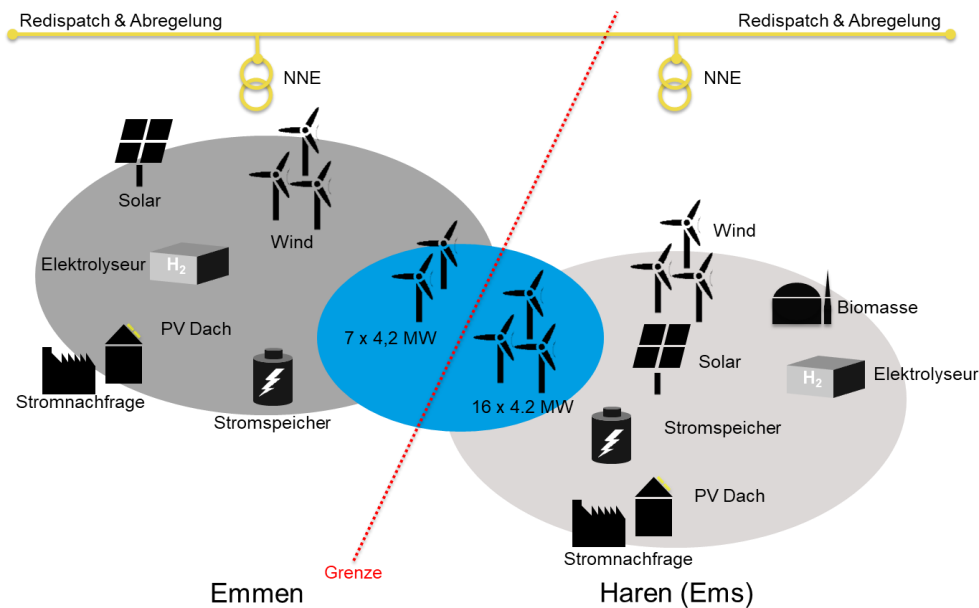


Abbildung 3: Struktur Basismodell - Emmen und Haren (Ems).

Das Switch-Element besteht aus den einzelnen Windkraftanlagen (WKA) der grenznahen Windparks Fehndorf/Lindloh und Zwartenbergerweg und verbindet die beiden Regionen. Die einzelnen Anlagen können pro Viertelstunde entweder an das deutsche oder an das niederländische Verteilnetz anschließen. Die Struktur des Modells ermöglicht es, das Switch-Element bei Bedarf um weitere Anlagen zu erweitern. Denkbar sind Konstellationen, bei denen neben WKA z.B. auch ein Solarpark, ein Speicher oder ein Elektrolyseur Bestandteil des Verbindungselementes sind und damit sowohl an das deutsche als auch an das niederländische Versorgungsnetz angeschlossen werden können.

Als Eingangsparameter des Modells werden zunächst die installierten Stromerzeugungskapazitäten, die Stromerzeugungsprofile für Wind, Solar, Biomasse und KWK sowie die elektrische Last definiert. Zusätzlich besteht die Möglichkeit, Kapazitäten für Stromspeicher und Elektrolyseure festzulegen. Der Batteriespeicher kann dabei im Modell aus lokalen Überschüssen geladen werden und den gespeicherten Strom zu einem späteren Zeitpunkt zur Lastdeckung oder zur Wasserstoffproduktion wieder entladen. Die Elektrolyseure werden nur zur Produktion von grünem Wasserstoff eingesetzt. Eine Rückverstromung des produzierten Wasserstoffs ist nicht vorgesehen.

Neben der lokalen Stromproduktion und dem Stromverbrauch wird im Modell der jeweilige Netzanschluss der Regionen an das übergeordnete Übertragungsnetz spezifiziert. Benötigt werden hierbei die Netzanschlusskapazität für den Anschluss an das deutsche bzw. das niederländische Übertragungsnetz, die dazugehörigen Netznutzungsentgelte (NNE) auf Übertragungsnetzebene und die spezifischen Kosten für Redispatch-Maßnahmen und die Abregelung von EE-Strom.

Grundsätzlich gilt, dass alle in Abbildung 3 gezeigten Eingangsparameter variabel sind. Bei der Variation ist zu berücksichtigen, dass gegensätzliche Anforderungen an das Modell bzw. surreale Eingabewerte zu nicht belastbaren Modellergebnissen führen können. Dieser Umstand wurde bei der Modellierung der SEREH-Szenarien berücksichtigt.

Ziel des Modells ist es, die elektrischen Systemkosten der SEREH-Region unter der Einhaltung der erforderlichen Restriktionen für beide Energiesysteme zu minimieren.

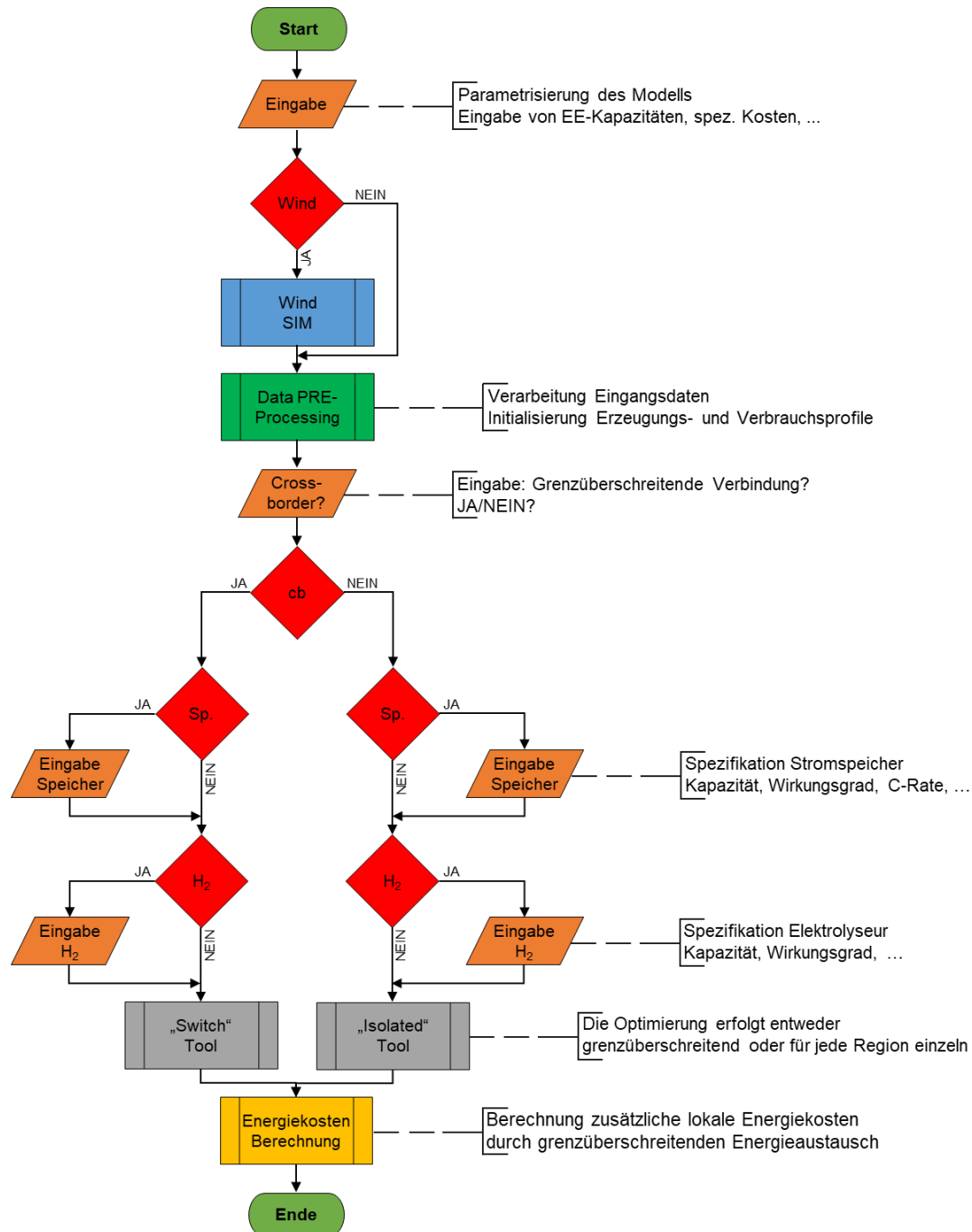


Abbildung 4: Programmablaufplan Optimierungsprogramm cb-OPT (v 2.0)

In Abbildung 4 wird der Programmablaufplan des entwickelten cb-OPT Tools dargestellt. Nach dem Programmstart erfolgt zunächst die Parametrisierung des Modells. In diesem Schritt wird das Modell auf die spezifischen Eingabeparameter des Anwenders angepasst. Es können z.B. Angaben über die Jahresstromerzeugung aus EE, den Jahresstromverbrauch, installierte EE-Kapazitäten, spezifische Kostenkomponenten etc. gemacht werden. Wurden Parameter für die Stromerzeugung aus Windenergie festgelegt, ruft das Modell automatisch die Wind-Simulation auf. In diesem Unterprogramm werden auf Basis der Erzeugungsprognosen von Agrowea Winderzeugungsprofile synthetisiert. Soll keine Stromerzeugung aus Wind erfolgen, wird dieser Schritt übersprungen. Die Windprognosen werden anschließend zusammen mit den weiteren Eingabeparametern beim sogenannten

„Data PRE-Processing“ so aufbereitet, dass sie für die anschließende Optimierung verwendet werden können. Die Parameter für EE-Kapazitäten, Stromerzeugung und Stromverbrauch werden mit den hinterlegten Stromerzeugungs- und Lastprofilen initialisiert. Das Ergebnis ist das Vorliegen eines repräsentativen Datensatzes mit viertelstündlichen Erzeugungs- und Verbrauchswerten für Emmen und Haren (Ems).

Nach der Datenverarbeitung muss festgelegt werden, ob die Energiesysteme der betrachteten Regionen miteinander verbunden sind oder isoliert voneinander betrachtet werden sollen. Es wird entweder das „Switch-Tool“ für eine grenzüberschreitende oder das „Isolated-Tool“ für eine lokale Optimierung aufgerufen. Unabhängig hiervon muss vor der Ausführung des jeweiligen Modelles entschieden werden, ob im Energiesystem Stromspeicher und/oder Elektrolyseure vorhanden sind. Für den Fall, dass Stromspeicher bei der Modellierung zu berücksichtigen sind, erfolgt eine Abfrage der spezifischen Eigenschaften des Stromspeichers. Hier können Angaben zur Speicherkapazität, zur Speicherleistung, der C-Rate, dem Wirkungsgrad und weiteren Restriktionen wie z.B. die maximale Entladetiefe oder die Anzahl an Speicherzyklen gemacht werden. Zusätzlich ist festzulegen, welche Größen im Modell exogen und welche endogen sind. Bei einer exogenen Größe wird ein Wert als Eingabeparameter vorgegeben. Dieser ist während der Optimierung konstant und kann vom Modell nicht verändert werden. Bei einer endogenen Größe wird kein Parameter vorgegeben. Eine endogene Größe wird dementsprechend vom Modell bestimmt. Analog zur Spezifikation eines Stromspeichers im Modell können im darauffolgenden Schritt Angaben zum Elektrolyseur gemacht werden. Auch hier muss zunächst entschieden werden, ob Elektrolyseure Bestandteil des Energiesystems sind. Ist dies der Fall, können Angaben über die installierte Leistung oder den Wirkungsgrad der Elektrolyse gemacht werden. Wie für den Speicher wird auch hier zwischen endogenen und exogenen Größen unterschieden. Nach erfolgreicher Abfrage erfolgt die Optimierung. Beim „Switch-Tool“ ermittelt das Modell die aus Systemkostensicht optimalen Schaltpunkte der einzelnen WKA. Im „Isolated-Tool“ besteht keine grenzüberschreitende Verbindung. Die Systemkostenberechnung wird für jede Region einzeln ausgeführt.

Bei gleichen Eingangsparametern und identischen Angaben für Stromspeicher und Elektrolyseure können die Ergebnisse aus der lokalen und der grenzüberschreitenden Optimierung als Eingangsparameter zur Berechnung der Veränderung der lokalen Energiekosten verwendet werden. Dies geschieht im letzten Schritt vor dem Ende des Programmablaufs.

Der modulare Aufbau des cb-OPT Tools bietet Anwendern ein Höchstmaß an Flexibilität bei der Optimierung lokaler und grenzüberschreitender Energiesysteme. Die Parametrisierung des Modells in Abhängigkeit von den Eingabeparametern ermöglicht eine nahezu grenzenlose Skalierbarkeit der Regionen. Das cb-OPT Tool kann daher gleichermaßen für die Modellierung von Microgrids als auch von regionalen bis hin zu überregionalen Energiesystemen eingesetzt werden. Dies ist insbesondere für das SEREH-Projekt aufgrund der betrachteten vielfältigen Verbindungsoptionen von großer Bedeutung. Da das Modell sowohl für die lokale als auch für die grenzüberschreitende Systemkostenoptimierung eingesetzt werden kann, können aus den Modellergebnissen Aussagen über den zusätzlichen Nutzen einer grenzüberschreitenden Verbindung abgeleitet werden. Die zusätzliche Speicher- und Elektrolyseurkomponente ermöglicht es zudem, den zusätzlichen Nutzen eines Speichers oder eines Elektrolyseurs sowohl in verbundenen aber auch in lokalen Energiesystemen zu quantifizieren.

2.3 Systemkostenberechnung

Die aktuelle Forschung stellt verschiedene Ansätze zur Berechnung elektrischer Systemkosten bereit [7,8]. In dem für dieses Projekt entwickelten Modell wurde ein Ansatz, basierend auf den NNE auf Übertragungsnetzebene beider Regionen sowie auf den Kosten für Redispatch und Abregelung von Strom aus EE, entwickelt.

In Abbildung 5 werden die unterschiedlichen Spannungsebenen des deutschen und des niederländischen Stromsystems dargestellt. Die Optimierung der Systemkosten erfolgt auf Höchst- bzw. Hochspannungsebene. Betrachtet wird der Anschluss der jeweiligen Region an die Übertragungsnetzebene. In den Niederlanden ist die 110 kV-Ebene Bestandteil des Übertragungsnetzes, in Deutschland wird lediglich das 380/220 kV-Netz vom ÜNB verantwortet [9]. Für Haren (Ems) wird im Modell daher der Anschluss an das Höchstspannungsnetz betrachtet, für Emmen dementsprechend der Anschluss an das Hochspannungsnetz.

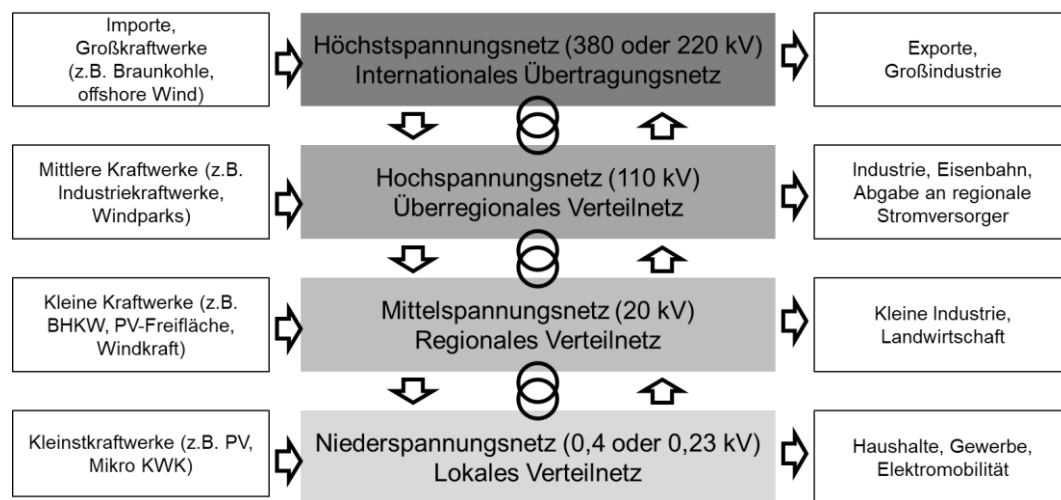


Abbildung 5: Netzebenen Stromversorgungssystem.

Die Systemkosten $C_{System}(r)$ setzen sich aus den jährlichen Kosten für die Nutzung der Übertragungsnetzebene, C_{Grid} , im Folgenden auch als Netzkosten bezeichnet, und den vermiedenen Kosten für Redispatch-Maßnahmen und Abregelung von EE-Strom C_{Cur} zusammen:

$$C_{System}(r) = C_{Grid}(r) + C_{Cur}(r) \quad (\text{Gl. 2-1})$$

C_{System}	Elektrischen Systemkosten	[€/a]
C_{Grid}	Netzkosten	[€/a]
C_{Cur}	Erlöse vermiedene Abregelung EE	[€/a]
r	Region	[-]

Die Netzkosten C_{Grid} einer Region r ergeben sich aus der Multiplikation des Leistungspreises $C_{Capacity}$ mit dem maximalen Netzbezug bzw. der maximalen Einspeisung P_{Max} innerhalb einer Viertelstunde des Betrachtungsjahres:

$$C_{Grid}(r) = c_{Capacity}(r) * P_{Max}(r) \quad (\text{Gl. 2-2})$$

C_{Grid}	Netzkosten	[€/a]
$C_{Capacity}$	Leistungspreis Übertragungsnetz	[€/(MW*a)]
P_{Max}	Max. Netzbezug/Einspeisung	[MW]
r	Region	[-]

Die vermiedenen Kosten für Redispatch und EE-Abregelung resultieren aus einer Erhöhung des Eigenverbrauchs von lokal produziertem Strom in der SEREH-Region durch einen grenzüberschreitenden Stromaustausch. Eine Erhöhung des Eigenverbrauchs führt zur Verringerung der Einspeisung in das Übertragungsnetz und damit zur Entlastung der Übertragungsnetzebene. Es wird angenommen, dass durch die verminderte Einspeisung der vorgelagerte Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sein Redispatch-Volumen und die Menge an abzuregelnder EE-Einspeisung reduzieren und damit Kosten einsparen kann. Diese vermiedenen Kosten können konkret der SEREH-Region zugeordnet werden und werden deshalb bei der Systemkostenberechnung als vermiedene Kosten bzw. zusätzlicher Erlös der Region berücksichtigt. In der Realität können Redispatch und Abregelung jedoch nur dann reduziert werden, wenn die Einspeisung zu Zeiten vermindert wird, in denen andernfalls Strom aus EE hätte abgeregelt und/oder Redispatch-Maßnahmen durchgeführt werden müssen. Aus diesem Grund berücksichtigt das Modell bei der Systemkostenberechnung nur einen bestimmten Anteil α des erhöhten Eigenverbrauchs. Die vermiedenen Kosten werden wie folgt berechnet:

$$C_{Cur}(r) = c_{Cur}(r) * V_{Cur}(r) * \alpha \quad (\text{Gl. 2-3})$$

C_{Cur}	Erlöse vermiedene Abregelung EE	[€/a]
c_{Cur}	Spez. Kosten Redispatch & Abregelung	[€/MWh]
V_{Cur}	Vermiedene Netzeinspeisung	[MWh/a]
α	Anteil Redispatch/Abregelung	[-]
r	Region	[-]

Basierend auf historischen Daten wurde für α ein Wert von 5% angenommen. Dieser Wert kann im Rahmen der Modellrechnungen beliebig variiert werden. Netzengpässe auf Verteilnetzebene werden hierbei nicht berücksichtigt. Ferner sind Übertragungsnetzverluste in den Netzkosten enthalten.

3 SEREH-Szenarien

Gemeinsam mit den SEREH-Partnern und assoziierten Partnern wurden im Rahmen eines Workshops und mithilfe eines Szenario-Templates verschiedene Szenarien einer gemeinsamen Energieversorgung der Städte Emmen und Haren (Ems) entwickelt. Die zentralen Ergebnisse des ersten Szenario-Workshops werden in Abbildung 6 dargestellt.

Das entwickelte Szenario-Kreuz unterscheidet auf der horizontalen Achse zwischen Wasserstoff und Strom als zentrale Energieträger für das Jahr 2030. Auf der vertikalen Achse erfolgt zusätzlich eine Differenzierung zwischen einer nationalen Betrachtungsweise und einem hohen Maß an EU-Integration. Diese Betrachtung führt zu drei Grundscenarien. Untersucht werden ein Basis-Szenario mit einem ausgewogenen Verhältnis zwischen den Energieträgern Strom und Wasserstoff, ein Strom-Szenario, in welchem vor allem Stromspeicher als zusätzliche Komponente im Energiesystem der Zukunft untersucht werden und ein Wasserstoff-Szenario, in welchem der Fokus auf den Ausbau von Elektrolyseuren und der Produktion von grünem Wasserstoff gerichtet wird. Jedes Szenario wird einmal ohne und einmal mit grenzüberschreitender Verbindung von Emmen und Haren (Ems) modelliert. Dies entspricht den Annahmen über national orientierte Ausbaustrategien und vollständig integrierten Energiesystemen.

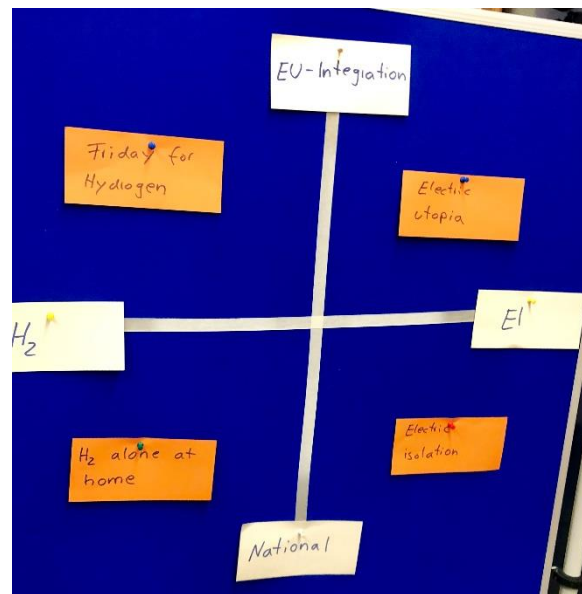


Abbildung 6: Szenario-Kreuz - Workshop November 2019.

3.1 Eingabeparameter

In Tabelle 2 werden die im Rahmen des ersten Szenario-Workshops erarbeiteten SEREH-Szenarien dargestellt. Unterschieden wird zwischen einem Basis-, einem Strom- und einem Wasserstoff-Szenario.

Tabelle 2: SEREH-Szenarien.

Szenarien	1. Basis			2. Strom			3. Wasserstoff		
	1.1	Emmen	Haren (Ems)	2.1	Emmen	Haren (Ems)	3.1	Emmen	Haren (Ems)
EE Ausbau		181,72 MW	26,56 MW		181,72 MW	26,56 MW		181,72 MW	26,56 MW
		95 MW	141,1 MW		95 MW	141,1 MW		95 MW	141,1 MW
		- MW	8,44 MW		- MW	8,44 MW		- MW	8,44 MW
		- MWh	4,9 MWh		50 MWh	20 MWh		- MWh	4,9 MWh
		10 MW	4 MW		50 MW	4 MW		100 MW	20 MW

Für drei Szenarien wurden unterschiedliche Werte für die Kapazitäten der Stromspeicher und für die installierten Leistungen der Elektrolyseure angenommen. Darüber hinaus wurden Annahmen über den zusätzlichen EE-Ausbau bis zum Jahr 2030 getroffen, dem Betrachtungsjahr für die Szenario-Entwicklung. Insgesamt ergeben sich daraus sieben Modelldurchläufe, zwei pro Szenario sowie ein weiterer Durchlauf, bei dem nur die EE-Kapazitäten aber keine Speicher und Elektrolyseure betrachtet werden. Als Referenz werden die Szenarien für beide Regionen unabhängig voneinander ohne eine grenzüberschreitende Verbindung modelliert. Diese werden verglichen mit den Szenarien mit grenzüberschreitender Stromverbindung von Emmen und Haren (Ems).

Die Annahmen für die EE-Kapazitäten von Emmen basieren auf den Ausbauzielen der Gemeinde. Es ist ein maximaler Ausbau der Windenergie von 95 MW vorgesehen [10]. Im Bereich der Stromerzeugung aus Solar wird bis 2030 ein Ausbau auf insgesamt 181,72 MW

erwartet [11]. Eine Stromerzeugung aus Biomasse besteht bisher nicht [12] und wurde daher auch für das Jahr 2030 nicht berücksichtigt.

In Haren (Ems) wird derzeit der Bürgerwindpark Fehndorf/Lindloh nahe der deutsch-niederländischen Grenze errichtet, welche eine installierte Leistung von 67,2 MW haben wird [6]. Diese zusätzliche Erzeugungskapazität wurde bei der Szenarien-Entwicklung berücksichtigt, sodass sich für Haren (Ems) eine installierte Windkapazität von insgesamt 141,1 MW ergibt [6,13,14]. Die Analyse der energetischen Ausgangssituation von Haren (Ems) (siehe AP 1) hat ergeben, dass es in den Jahren 2014 bis 2017 keinen nennenswerten Zubau im Bereich der Solar- und Biomassekapazitäten gegeben hat [15,16]. Daher wurde angenommen, dass sich diese Werte auch von 2017 bis 2030 nicht maßgeblich verändern.

Im Basis-Szenario verfügt Haren (Ems) über einen Batteriespeicher mit 4,9 kWh Kapazität und einer Lade-/Entladeleistung von 4 MW [17,18]. Zusätzlich steht ein Elektrolyseur mit 4 MW Leistung zur Verfügung [18]. Die Batterie und der Elektrolyseur sind Bestandteil des Forschungs- und Entwicklungsbaus vom Windpark Fehndorf/Lindloh. In Absprache mit NAM wird für Emmen ein Elektrolyseur mit 10 MW Leistung angenommen.

Für das Strom-Szenario wird davon ausgegangen, dass in Haren (Ems) eine Stromspeicherkapazität von 20 MWh zur Verfügung steht, die installierte Leistung des Elektrolyseurs wurde gegenüber dem Basis-Szenario nicht verändert. Für Emmen wird angenommen, dass ein oder mehrere Stromspeicher mit einer Gesamtkapazität von 50 MWh installiert werden. Die Leistung des Elektrolyseurs für Emmen wurde für dieses Szenario auf 50 MW erhöht.

Im Wasserstoff-Szenario wird der Fokus auf die Produktion und den lokalen Verbrauch von grünem Wasserstoff gerichtet. Dementsprechend wurden die Leistungen der Elektrolyseure sowohl für Emmen als auch für Haren (Ems) erhöht. Für die Stromspeicher wurden hingegen die Kapazitäten aus dem Basis-Szenario übernommen.

Um eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse der einzelnen Szenarien gewährleisten zu können, werden die in Tabelle 3 aufgeführten Eingabeparameter des Modells für alle Szenarien als konstant angenommen.

Tabelle 3: Eingabeparameter Modell.

Parameter	Einheit	Emmen	Quelle	Haren (Ems)	Quelle
Jahresstromverbrauch	[MWh]	385.688,32	[19]	183.654,69	[22]
Autarkie – 15 Min.	[%]	-		Min. 75	*)
C-Rate Speicher	[1/h]	0,82	**)	0,82	**)
Wirkungsgrad Speicher	[%]	100	***)	100	***)
Wirkungsgrad Elektrolyseur	[%]	100	***)	100	***)
Leistungspreis Übertragungsnetz	[€/kW]	23,58	[20]	113,61	[23]
Anschlusskapazität Übertragungsnetz	[MW]	Max. 200	[11]	-	
Spez. Kosten Abregelung EE	[€/MWh]	50,00	[21]	77,76	[24]
Vermiedene Abregelung EE	[%]	5,0	***)	5,0	***)

*) Politische Zielvorgabe der Stadt Haren (Ems).

**) Eigene Berechnung basierend auf [17,18].

***) Eigene Annahmen.

3.2 Ergebnisse & Auswertung

3.2.1 Komplementarität

Für die Analyse der Komplementarität wurden beide Regionen zunächst ohne grenzüberschreitende Verbindung der beiden Energiesysteme simuliert und analysiert. Hierzu wurde die Anzahl an Viertelstunden bestimmt, in denen sich die beiden Regionen komplementär zueinander verhalten, d.h. zu welchen Zeiten besteht in Emmen eine lokale Überschussproduktion und in Haren (Ems) zeitgleich ein zusätzlicher Bedarf an elektrischer Energie und umgekehrt. Zusätzlich wurden die potentiellen Im- bzw. Exportmengen beider Regionen sowie die theoretisch erforderliche Übertragungskapazität einer Direktleitung zwischen Emmen und Haren (Ems) berechnet. Die Ergebnisse werden in Tabelle 4 dargestellt.

Tabelle 4: Komplementarität Direktleitung - Emmen und Haren (Ems).

Szenario/ Kennzahl	Einheit	Referenz		Basis		Strom		Wasserstoff	
		Emmen	Haren	Emmen	Haren	Emmen	Haren	Emmen	Haren
Komplementarität	[1/4 h]	8.090	1.639	6.000	804	1.542	30	1.854	0
	[-]	23%	5%	17%	2%	4%	0%	5%	0%
Stromimport	[MWh]	14.304	1.990	10.192	1.209	2.947	41	2.274	0
Leitungskapazität	[MW]	28,54		28,43		28,43		17,61	

Für den Fall, dass weder in Emmen noch in Haren (Ems) Stromspeicher oder Elektrolyseure bestehen (Referenz-Szenario), kann in insgesamt 9.729 ¼ Std. pro Jahr ein Stromaustausch zur Erhöhung des Eigenverbrauchs in beiden Regionen erfolgen. Dies entspricht 28% aller Viertelstunden des Betrachtungsjahres. Hiervon würde die Leitung in 8.090 ¼ Std. zum Stromtransport von Haren (Ems) nach Emmen genutzt werden. In den verbleibenden 1.639 ¼ Std. würden indes lokale Überschüsse aus Emmen nach Haren (Ems) transportiert werden. Konkret bedeutet dies, dass eine Direktleitung in 23% aller Viertelstunden eines Jahres zur Erhöhung des Eigenverbrauchs in Emmen eingesetzt werden würde und in 5% aller Viertelstunden zur zusätzlichen Nutzung lokaler Überschüsse in Haren (Ems).

Auch bei Betrachtung der konkreten Import-/Exportmengen der Regionen spiegelt sich dieses Verhältnis wieder. Emmen würde aus Haren (Ems) zusätzlich 14.304 MWh zum Direktverbrauch beziehen, Haren (Ems) von Emmen 1.990 MWh. Es ergibt sich eine Nettoexportmenge von 12.314 MWh für Haren (Ems). Rechnerisch wäre für diesen Austausch eine Direktleitung mit einer Kapazität von 28,54 MW erforderlich.

Erfolgt in beiden Regionen zusätzlich ein lokaler Ausbau der Energiesysteme in Form von Stromspeichern und Elektrolyseuren zur Produktion von Wasserstoff reduziert sich die Anzahl an ¼ Std., in denen sich die beiden Regionen komplementär zueinander verhalten würden und ein Austausch von elektrischer Energie stattfinden könnte. Insbesondere für Haren (Ems) ist festzustellen, dass sich im Strom- und im Wasserstoff-Szenario der Anteil an ¼ Std., in denen zusätzlicher Strom aus Emmen zum Eigenverbrauch bezogen werden kann, auf nahezu null absinkt. Der Nutzen einer grenzüberschreitenden Verbindung wäre in diesen Fällen ausschließlich für die Gemeinde Emmen gegeben.

Die Modellierung hat gezeigt, dass durch eine Erhöhung der Leistung der Elektrolyseure die Kapazität einer Direktleitung auf Mittelspannungsebene auf 17,61 MW reduziert werden könnte, was einer Reduktion von rund 38% entspricht. Dies ist darauf zurückzuführen, dass

im Wasserstoff-Szenario lokale Erzeugungsüberschüsse zur Produktion von Wasserstoff eingesetzt werden und dementsprechend nicht mehr für einen grenzüberschreitenden Transfer zur Verfügung stehen.

Die vorliegenden Ergebnisse belegen, dass eine Direktverbindung beider Regionen, wenn derzeit auch technisch und rechtlich nicht umsetzbar, im Wesentlichen für den Export von elektrischer Energie von Haren (Ems) nach Emmen genutzt werden würde. Der Anteil an $\frac{1}{4}$ Std., in dem Emmen von lokalen Erzeugungsüberschüssen aus Haren (Ems) profitieren kann, ist mehr als 4,9-fach so groß wie der von Haren (Ems). Noch deutlicher wird dies bei der Betrachtung der Import-/Exportmengen. Die potenzielle Importmenge von Emmen übersteigt die von Haren (Ems) um mehr als das 7-fache. Bei der Nutzung von Stromspeichern und Elektrolyseuren ist ein beidseitiger Nutzen einer grenzüberschreitenden Verbindung zur Lastdeckung durch lokale Erzeugungsüberschüsse nicht mehr gegeben. In diesem Fall würde der Strom ausschließlich von Haren (Ems) nach Emmen transportiert werden.

3.2.2 Grenzüberschreitender Stromaustausch

Bei der Verbindung der grenznahen Regionen mittels eines Switch-Elementes besteht die Möglichkeit, dass einzelne Stromerzeugungsanlagen entweder an das deutsche oder an das niederländische Verteilnetz angeschlossen werden. Technisch gesehen sind hierfür zwei grenzüberschreitende Stromleitungen erforderlich, eine für die Einspeisung der deutschen WKA in das niederländische Stromnetz und die andere entsprechend für den Anschluss der niederländischen Anlagen an das deutsche Netz. Für jede dieser Leitungen wurden vom Modell der viertelstündliche Stromfluss sowie die maximal erforderliche Leitungskapazität ermittelt. Die Entscheidung über die Schaltung einer Anlage wird vom Modell unter dem Gesichtspunkt der Systemkostenminimierung getroffen. Bei der Optimierung wird berücksichtigt, dass lokaler Strom präferiert im Land der Erzeugung zum Eigenverbrauch eingesetzt wird, sofern dies unter dem Gesichtspunkt der Systemkostenoptimierung möglich ist. Es ist möglich, dass Anlagen an das jeweils ausländische Verteilnetz angeschlossen werden ohne, dass der transportierte Strom zum Eigenverbrauch, zur Speicherung oder zur Herstellung von Wasserstoff eingesetzt werden muss. Dementsprechend wird im Rahmen der Auswertung zwischen Strom unterschieden, welcher lokal in der jeweils anderen Region verbraucht wird und Strom, welcher in das ausländische Übertragungsnetz durchgeleitet wird. Die Ergebnisse der Berechnung werden in Tabelle 5 dargestellt.

Tabelle 5: Grenzüberschreitender Stromaustausch - Switch-Element.

Szenario/ Kennzahl	Einheit	Basis		Strom		Wasserstoff	
		Emmen	Haren	Emmen	Haren	Emmen	Haren
Stromimport	[MWh]	32.831	31.104	94.197	6.899	118.790	1.484
Eigenverbrauch	[MWh]	20.510	589	87.782	304	117.381	52
	[-]	62,47%	1,89%	93,19%	4,40%	98,81%	3,52%
Durchleitung	[MWh]	12.321	30.515	6.414	6.595	1.410	1.431
	[-]	37,53%	98,11%	6,81%	95,60%	1,19%	96,48%
Leitungskap.	[MW]	42,00	26,06	62,10	26,06	67,20	24,29

Im Basis-Szenario werden vom Windpark Fehndorf/Lindloh insgesamt 32.831 MWh in das niederländische Netz eingespeist. Vom Windpark Zwartenbergweg beläuft sich die nach Deutschland transportierte Menge auf 31.104 MWh. Dementsprechend ergibt sich für Haren (Ems) eine Nettoexportmenge von 1.727 MWh. Von den 32.831 MWh werden

20.510 MWh lokal in Emmen verbraucht, das entspricht einem Anteil von rund 62%, die verbleibenden 38% können nicht lokal verbraucht werden und werden stattdessen in das niederländische Übertragungsnetz eingespeist. Rechtlich gesehen ist diese Einspeisung möglich, der Anlagenbetreiber erhält für diese Einspeisemengen nach aktuellem Stand jedoch keine EE-Einspeisevergütung oder anderweitige Förderung. Von der nach Haren (Ems) transportierten elektrischen Energie werden weniger als 2% lokal verbraucht. Der verbleibende Anteil von 98%, dies entspricht einer Menge von 30.515 MWh, wird in das deutsche Übertragungsnetz durchgeleitet.

Für die Leitung vom Windpark Fehndorf/Lindloh nach Emmen ist eine Übertragungskapazität von 42 MW ausreichend, die Leitung vom Zwartenbergerweg nach Haren (Ems) erfordert eine Kapazität von 26 MW. Die unterschiedlichen Leitungsdimensionen beruhen auf den unterschiedlichen installierten Leistungen der beiden Windparks. In Haren (Ems) können insgesamt 16 WKA mit einer Gesamterzeugungskapazität von 67,2 MW geschaltet werden, in Emmen sind es hingegen 7 WKA mit insgesamt 29,4 MW.

Im Strom-Szenario steigt die Menge der nach Emmen exportierten elektrischen Energie im Vergleich zum Basis-Szenario von ursprünglich 32.831 MWh auf 94.197 MWh an. Die von Emmen nach Haren (Ems) transportierte Menge sinkt hingegen auf 6.899 MWh ab. Die Veränderungen sind einerseits auf den 50 MWh Stromspeicher und 50 MW Elektrolyseur in Emmen und andererseits auf die Steigerung der Stromspeicherkapazitäten in Haren (Ems) von 4,9 MWh auf 20 MWh zurückzuführen. Lokale Erzeugungsüberschüsse in Emmen werden erst im Elektrolyseur und im Stromspeicher eingesetzt, bevor nach Deutschland exportiert wird. Dies wird bei Betrachtung der Werte für das Strom-Szenario ohne eine grenzüberschreitende Verbindung deutlich. Der Elektrolyseur und der Stromspeicher führen zu einer deutlichen Reduktion der Netzeinspeisung in Emmen von ursprünglich 139.696 MWh im Basis-Szenario auf 26.892 MWh, auch ohne das Vorhandensein einer grenzüberschreitenden Verbindung. Dies hat zur Folge, dass das Energieangebot von Emmen sinkt und dementsprechend auch die Exportmengen von Emmen nach Haren (Ems) aufgrund der Präferenz für den Eigenverbrauch im Herkunftsland. Der Anstieg in der Exportmenge von Haren (Ems) und der Importmenge von Emmen ist darauf zurückzuführen, dass diese Energiemengen zusätzlich im Elektrolyseur zur Produktion von grünem Wasserstoff eingesetzt werden können. Dies wird bei der Betrachtung der Einsatzmengen des Elektrolyseurs ersichtlich. Ohne grenzüberschreitende Verbindung werden im Elektrolyseur in Emmen 142.471 MWh Strom in Wasserstoff umgewandelt, diese Menge steigt bei einer Verbindung auf 221.308 MWh an. Von den 94.197 MWh Export nach Emmen werden 87.782 MWh und damit mehr als 93% lokal verbraucht. Lediglich die verbleibenden 7% werden in das Übertragungsnetz durchgeleitet. Von den nach Haren (Ems) exportierten 6.899 MWh werden nur etwas mehr als 4% zum Eigenverbrauch eingesetzt. Das entspricht rund 304 MWh jährlich. Der verhältnismäßig geringe Nutzungsgrad der elektrischen Energie zum Eigenverbrauch ist auf das Fehlen der Komplementarität zu den Schaltzeiten und dem auch ohne grenzüberschreitende Verbindung von Haren (Ems) bereits sehr hohem Eigenversorgungsgrad von mehr als 92% zurückzuführen. Zu den Zeiten, wo WKA von Emmen nach Haren (Ems) geschaltet werden können, wird in Haren (Ems) lokal bereits eine hohe Erzeugung aufgrund der installierten Windleistung von insgesamt mehr als 140 MW realisiert, sodass die Zeiten, in denen in Haren (Ems) trotz der Eigenerzeugung aus Wind noch ein zusätzlicher Bedarf zur Deckung der verbleibenden elektrischen Last besteht, praktisch nicht vorhanden sind. Die Schaltung der WKA von Emmen nach Haren (Ems) erfolgt daher nur aus systemkostentechnischen Gründen.

Im Wasserstoff-Szenario wird dieser Effekt noch deutlicher. Die von Haren (Ems) nach Emmen exportierte Strommenge steigt im Vergleich zum Strom-Szenario nochmals um rund 21% auf insgesamt 118.790 MWh an. Die von Emmen nach Haren (Ems) transportierte Menge sinkt hingegen um weitere 78% auf 1.484 MWh. Dies ist auf den 100 MW Elektrolyseur in Emmen zurückzuführen. Durch die Verdoppelung der Leistung des Elektrolyseurs im Vergleich zum Strom-Szenario kann mehr lokal produzierter Strom direkt im Herkunftsland verbraucht werden. In der Folge sinken die Exportmengen von Emmen weiter. Durch die Verbindung der beiden Regionen besteht nun die Möglichkeit lokale Überschüsse aus Haren (Ems) im Elektrolyseur in Emmen einzusetzen und damit die Nutzung des deutschen Übertragungsnetzes durch eine verringerte Einspeisung und damit einhergehend die elektrischen Systemkosten zu minimieren.

3.2.3 Netzengpasssituation Emmen

Die maximale Anschlusskapazität an das niederländische Übertragungsnetz in Emmen beträgt in allen Szenarien 200 MW. Wird diese maximale Kapazität überschritten, kommt es zu einem Netzengpass. Zu den Zeiten, in denen ein Netzengpass vorliegt, muss der Strom, der das maximale Limit von 200 MW überschreitet, lokal abgeregelt werden. Für die Szenarien wurden jeweils die maximale Netzeinspeisung, der maximale Netzbezug sowie die lokal abzuregelnde Energiemenge im Falle eines Netzengpasses berechnet. Die Ergebnisse der Berechnung werden in Tabelle 6 dargestellt.

Tabelle 6: Maximaler Netzbezug, maximale Einspeisung und lokale Abregelung - Emmen.

Szenario/ Kennzahl	Einheit	Referenz	Basis	Strom	Wasserstoff
Netzbezug Max.	[MW]	73,70	73,70	73,70	73,70
Einspeisung Max.	[MW]	184,79	174,79	101,01	84,79
Lokale Abregelung	[MWh]	0	0	0	0

Die Modellergebnisse für die einzelnen Szenarien belegen, dass bei einer Anschlusskapazität von 200 MW an das niederländische Übertragungsnetz alle geplanten EE-Anlagen in Emmen an das lokale Verteilnetz angeschlossen werden können, ohne dass es hierdurch zu Netzengpässen kommt. Für den Fall, dass keine Verbindung zwischen den beiden Regionen besteht und dass Emmen weder über Stromspeicher noch über Elektrolyseure verfügt, wird eine maximale Einspeisung von 184,79 MW erreicht. Dieser Wert liegt deutlich unterhalb der Kapazitätsbeschränkung von 200 MW. Der Zubau von Elektrolyseuren und Stromspeichern bewirkt eine Reduktion der maximalen Einspeisung von bis zu 100 MW im Wasserstoff-Szenario. In diesem Fall beträgt die maximale Einspeisung 84,79 MW. Die maximal zur Verfügung stehende Netzkapazität wird in diesem Fall maximal zu 42% genutzt. Im Strom-Szenario beläuft sich die Einspeisespitze auf 101,01 MW, es werden maximal 51% der Anschlusskapazität genutzt.

Der maximale Netzbezug beträgt in allen Szenarien konstant 73,70 MW. Hier sind keine Netzengpassprobleme zu erwarten.

3.2.4 Eigenversorgung & Autarkiegrad

Zur Bewertung der Energieversorgungssysteme von Emmen und Haren (Ems) werden die folgenden Kennzahlen berechnet:

- **Eigenverbrauchsquote:** Die Eigenverbrauchsquote ist definiert als das Verhältnis von jährlich lokal erzeugtem und verbrauchtem Strom zur Gesamterzeugung. Sie gibt an, wie hoch der bilanzielle Anteil des Eigenverbrauchs an der Gesamtstromerzeugung ist.
- **Autarkie:** Der Autarkiegrad ist das Verhältnis von jährlichem Eigenverbrauch zur elektrischen Last und gibt an, welcher Anteil des Jahresstromverbrauchs durch lokale Erzeugung gedeckt wird.
- **Autarkie - 15 Min.:** Der 15 min. Autarkiegrad (Autarkie – 15 Min.) bildet das Verhältnis von der Anzahl an $\frac{1}{4}$ Std. pro Jahr, in denen die lokale Stromproduktion größer oder gleich der elektrischen Last ist, zur Gesamtanzahl an $\frac{1}{4}$ Std. pro Jahr. Sie gibt den prozentualen Anteil an eigenversorgten $\frac{1}{4}$ Std. pro Jahr an.

Tabelle 7: Energetische Kennzahlen – Emmen und Haren (Ems) ohne Verbindung.

Szenario/ Kennzahl	Einheit	Referenz		Basis		Strom		Wasserstoff	
		Emmen	Haren	Emmen	Haren	Emmen	Haren	Emmen	Haren
Last	[MWh]	385.688	183.655	385.688	183.655	385.688	183.655	385.688	183.655
Erzeugung	[MWh]	487.155	441.911	487.155	441.911	487.155	441.911	487.155	441.911
Eigenverb.	[MWh]	302.709	164.271	302.709	165.620	317.748	168.146	302.709	165.447
Einspeisung	[MWh]	184.446	277.640	139.696	251.384	26.892	249.170	4.433	170.978
Netzbezug	[MWh]	82.979	19.384	82.979	18.034	67.940	15.509	82.979	18.207
Eigenver- brauchs- quote	[-]	62%	37%	62%	37%	65%	38%	62%	37%
Autarkie	[-]	78%	89%	78%	90%	82%	92%	78%	90%
Autarkie 15 Min.	[-]	56%	74%	56%	80%	74%	85%	56%	80%

Die politische Zielvorgabe der Stadt Haren (Ems) ist das Erreichen eines viertelstündlichen Autarkiegrades (Autarkie – 15 Min.) von mindestens 75%. Diese Vorgabe wurde bei der Modellierung der verschiedenen Szenarien als Bedingung berücksichtigt. Im Referenz-Szenario ohne Stromspeicher, ohne Elektrolyseur und ohne grenzüberschreitende Verbindung wird in Haren (Ems) ein viertelstündlicher Autarkiegrad von 74% erreicht. Der Zubau eines Speichers in Haren (Ems) mit einer Kapazität von 4,9 MWh bewirkt im Basis-Szenario eine Steigerung des Anteils an eigenversorgten Viertelstunden auf 80%. Der Autarkiegrad der Region steigt durch den Speicher entsprechend von 89% auf 90% an. Die Werte für Autarkiegrad und viertelstündlichen Autarkiegrad sind im Basis- und im Wasserstoff-Szenario für Haren (Ems) gleich. Dies liegt daran, dass die Größe des Stromspeichers vom Basis- zum Wasserstoff-Szenario nicht variiert wurde. Die Elektrolyseure werden im Modell ausschließlich zur Umwandlung lokaler Überschüsse in Wasserstoff eingesetzt. Eine Rückverstromung des Wasserstoffs ist nicht vorgesehen. Dementsprechend hat ein Elektrolyseur keinen Einfluss auf den viertelstündlichen Eigenversorgungsgrad und den Autarkiegrad einer Region.

In Emmen beträgt der viertelstündliche Autarkiegrad im Referenz-Szenario ohne Speicher und Elektrolyseur 56%. Diese Kennzahl bleibt sowohl im Basis- als auch im Wasserstoff-Szenario konstant. Gleiches gilt für den Autarkiegrad. Er beträgt im Referenzfall, dem Basis- und dem Wasserstoff-Szenario konstant 78%.

Im Strom-Szenario verfügt Emmen über einen Stromspeicher mit einer Kapazität von 50 MWh. In Haren (Ems) wurde die Speicherkapazität gegenüber dem Basis-Szenario von 4,9 MWh auf 20 MWh erhöht. Die zusätzlichen Speicherkapazitäten bewirken sowohl in Emmen als auch in Haren (Ems) eine Erhöhung des Autarkiegrades und der Anzahl an eigenversorgten Viertelstunden.

Tabelle 8: Energetische Kennzahlen– Emmen und Haren (Ems) mit Verbindung.

Szenario/ Kennzahl	Ein- heit	Basis		Strom		Wasserstoff	
		Emmen	Haren	Emmen	Haren	Emmen	Haren
Last	[MWh]	385.688	183.655	385.688	183.655	385.688	183.655
Erzeugung	[MWh]	487.155	441.911	487.155	441.911	487.155	441.911
Eigenverb.	[MWh]	313.531	165.949	326.562	168.184	305.178	165.712
Einspeisung	[MWh]	121.215	248.902	26.535	161.134	4.424	54.311
Netzbezug	[MWh]	72.158	17.705	59.126	15.470	80.510	17.942
Eigenverbrauchsquote	[-]	64%	38%	67%	38%	63%	37%
Autarkie	[-]	81%	90%	85%	92%	79%	90%
Autarkie - 15 Min.	[-]	66%	78%	76%	84%	59%	79%

Durch die grenzüberschreitende Verbindung kann der viertelstündliche Autarkiegrad von Emmen weiter gesteigert werden. Der größte Anstieg erfolgt dabei im Basis-Szenario von 56% ohne auf 66% mit schaltbarer Verbindung. Der Autarkiegrad steigt ebenfalls an. Für Haren (Ems) verändert sich die Menge an eigenverbrauchtem Strom durch die grenzüberschreitende Verbindung nur marginal. Der bilanzielle Autarkiegrad von Haren (Ems) verändert sich durch die grenzüberschreitende Verbindung nicht. Der prozentuale Anteil an eigenversorgten Viertelstunden sinkt sogar um bis zu 2%.

3.2.5 Systemintegration Wasserstoff

Im Rahmen des SEREH-Projektes werden Möglichkeiten zur Wasserstoffherzeugung aus lokal erzeugtem Strom mittels der sogenannten Power-to-Gas (PtG)-Technologie untersucht. Bei der Wasserstoffelektrolyse werden aus Strom und Wasser die Produkte als Einsatzprodukte durch chemische Spaltung gasförmiger Wasserstoff (H₂) und Sauerstoff (O₂) gewonnen. Beim Sauerstoff handelt es sich um ein Nebenprodukt, er wird in die Atmosphäre abgegeben. Für den Wasserstoff ergeben sich vielfältige Nutzungsmöglichkeiten. Er kann gespeichert, direkt verbraucht oder z.B. in das Erdgasnetz eingespeist werden. Bei einer Speicherung besteht die Möglichkeit, den Wasserstoff zu einem späteren Zeitpunkt mittels einer Brennstoffzelle zurück in elektrische Energie umzuwandeln.

Im Rahmen der Modellierung des Basis-, Strom- und Wasserstoff-Szenarios wurden gemeinsam mit den Projektpartnern Annahmen über den Zu- bzw. Ausbau von Elektrolyseuren in Emmen und Haren (Ems) getroffen. Emmen verfügt im Basis-Szenario über einen 10 MW Elektrolyseur, im Strom-Szenario über 50 MW und im Wasserstoff-Szenario über insgesamt 100 MW Elektrolysekapazitäten. In Haren (Ems) stehen im Basis- und im Strom-Szenario der 4 MW Elektrolyseur des zum Windpark Fehndorf/Lindloh dazugehörigen Speicherfeldes zur Verfügung, für das Wasserstoff-Szenario wurde die Annahme getroffen, dass ein Ausbau auf insgesamt 20 MW erfolgt.

Im Modell wird zur Elektrolyse ausschließlich lokal produzierter Strom eingesetzt, welcher im jeweiligen Land der Erzeugung nicht zum Eigenverbrauch eingesetzt werden kann und ansonsten in das vorgelagerte Übertragungsnetz eingespeist werden würde. Im Falle einer

grenzüberschreitenden Verbindung zwischen den beiden Regionen wird der Strom bevorzugt im Herkunftsland zur Elektrolyse eingesetzt, bevor ein Export über die Grenze hinweg erfolgt. Strom aus dem jeweils anderen Land kann ebenfalls zur Wasserstoffproduktion eingesetzt werden.

Für die Elektrolyseure wurden die folgenden Kennzahlen berechnet:

- **Volllaststunden:** Die Volllaststunden eines Elektrolyseurs sind definiert als das Verhältnis der pro Jahr zur Elektrolyse eingesetzten lokal erzeugten Strommenge zur installierten Leistung. Die Volllaststunden geben an, in wie vielen Stunden pro Jahr theoretisch ein Volllastbetrieb des Elektrolyseurs mit lokal erzeugter Elektrizität möglich ist.
- **Durchschnittlicher Kapazitätsfaktor:** Der durchschnittliche Kapazitätsfaktor eines Elektrolyseurs bildet das Verhältnis aus eingesetzter lokal erzeugter Strommenge zur maximal umsetzbaren elektrischen Energie pro Jahr. Die maximale Einsatzmenge ergibt sich aus der installierten Leistung multipliziert mit der Anzahl der Stunden eines Jahres. Der durchschnittliche Kapazitätsfaktor ist ein Maß für die durchschnittliche Auslastung eines Elektrolyseurs. Für den wirtschaftlichen Betrieb sind durchschnittliche Auslastungen von ca. 80% bis 90% erforderlich.

Tabelle 9: Kennzahlen Elektrolyseur – Emmen und Haren (Ems) ohne Verbindung.

Szenario/ Kennzahl	Ein- heit	Basis		Strom		Wasserstoff	
		Emmen	Haren	Emmen	Haren	Emmen	Haren
Kapazität Elektrolyseur	[MW]	10	4	50	4	100	20
Einspeisung Max.	[MW]	174,79	131,20	101,01	128,67	84,79	115,20
Einsatz Elektrolyseur	[MWh]	44.750	24.902	142.471	24.575	180.012	105.481
Volllaststunden	[h]	4.475	6.225	2.849	6.144	1.800	5.274
Durchschn. Auslastung	[-]	51%	71%	33%	70%	21%	60%

Die Modellergebnisse belegen, dass durch einen Elektrolyseur die Einspeisespitzen in das jeweilige Übertragungsnetz ohne grenzüberschreitende Verbindung reduziert werden können. Der Zubau eines 10 MW Elektrolyseurs in Emmen im Basis-Szenario bewirkt eine Reduktion der maximalen Einspeisung von 184,79 MW auf 174,79 MW. Erfolgt stattdessen der Zubau eines 100 MW Elektrolyseurs (Wasserstoff-Szenario) erfolgt eine Reduktion auf 84,79 MW. Die Höhe der Reduktion der maximalen Einspeisung ist also gleich der installierten Leistung des Elektrolyseurs. Dieser Fall gilt explizit nur dann, wenn im betrachteten Energiesystem kein Stromspeicher vorhanden ist. Hieraus lässt sich ableiten, dass für Emmen ein Elektrolyseur mit einer Kapazität von 184,79 MW ausreichend groß wäre, um die Einspeisung in das Übertragungsnetz auf null zu reduzieren. Im Strom-Szenario verfügt Emmen neben einem 50 MW Elektrolyseur zusätzlich über einen Batteriespeicher mit 20 MWh Kapazität. Elektrolyseur und Speicher bewirken in Kombination eine Reduktion der maximalen Einspeisung von 184,79 MW auf 101,01 MW. Von der Gesamtreduktion der Einspeisespitze entfallen 50 MW auf den Elektrolyseur.

In Haren (Ems) wird ohne Speicher und Elektrolyse eine maximale Einspeisung von 137,24 MW erreicht. Im Basis-Szenario ohne grenzüberschreitende Verbindung reduziert sich dieser Wert auf 131,20 MW. Auch hier gilt, dass die Reduktion der Spitze einerseits auf den Elektrolyseur mit 4 MW Leistung und andererseits auf die Batterie mit 4,9 MWh Kapazität zurückzuführen ist. Der Elektrolyseur alleine bewirkt eine Reduktion der Spitze von

4 MW, der Batteriespeicher dementsprechend von 2,04 MW. Gegenüber dem Basis-Szenario wurde für Haren (Ems) im Wasserstoff-Szenario ausschließlich die Größe des Elektrolyseurs variiert, die Kapazität des Batteriespeichers wurde mit 4,9 MWh konstant gehalten. Der größere Elektrolyseur bewirkt eine weitere Reduktion der maximalen Einspeisung von 131,20 MW im Basis-Szenario auf 115,20 MW im Wasserstoff-Szenario. Dementsprechend wird eine zusätzliche Reduktion von 16 MW erreicht. Die Höhe der Reduktion entspricht exakt der Erhöhung der installierten Leistung des Elektrolyseurs von 4 MW auf 20 MW.

Im Basis-Szenario ohne grenzüberschreitende Verbindung der beiden Regionen werden in Haren (Ems) im 4 MW Elektrolyseur insgesamt 24.902 MWh elektrische Energie in Wasserstoff umgewandelt. In Emmen werden im 10 MW Elektrolyseur insgesamt 44.750 MWh umgesetzt. Dementsprechend ergibt sich für den Elektrolyseur in Haren (Ems) eine Volllaststundenanzahl von 6.225 Std. und in Emmen analog hierzu 4.475. Der durchschnittliche Kapazitätsfaktor beträgt in Emmen 51% und in Haren (Ems) 71%. Diese Werte beziehen sich ausschließlich auf den Einsatz von lokalen Überschüssen. Ein zusätzlicher Strombezug zur Elektrolyse aus dem Übertragungsnetz wird hierbei nicht berücksichtigt. Es ist festzustellen, dass mit steigender Kapazität (Wasserstoff-Szenario) bei gleichbleibender Stromspeichergröße die Einsatzmengen der Elektrolyseure sowohl in Emmen als auch in Haren (Ems) ansteigen. Im Wasserstoff-Szenario ohne Verbindung werden in Emmen maximal 180.012 MWh Einsatz bei einem 100 MW Elektrolyseur erreicht und in Haren (Ems) 105.481 MWh für einen 20 MW Elektrolyseur. Mit zunehmender Elektrolyseurkapazität sinken sowohl in Emmen als auch in Haren (Ems) die Volllaststunden sowie die durchschnittlichen Auslastungen. Im Strom-Szenario belaufen sich die Volllaststunden für den 50 MW Elektrolyseur in Emmen auf 2.849 Std. und im Wasserstoff-Szenario mit dem 100 MW Elektrolyseur auf 1.800 Std. Es ergeben sich dementsprechend durchschnittliche Kapazitätsfaktoren von 33% bzw. 21%. Im Falle von Haren (Ems) ergeben 6.144 Volllaststunden und 70% durchschnittliche Auslastung im Strom- und 5.274 Std. und 60% Auslastung im Wasserstoff-Szenario. Im Strom-Szenario ergibt sich für Haren (Ems) die Besonderheit, dass trotz gleichbleibender Elektrolyseurkapazitäten im Vergleich zum Basis-Szenario die Anzahl an Volllaststunden sowie der durchschnittliche Kapazitätsfaktor des Elektrolyseurs sinken. Dies ist auf den größeren Speicher mit 20 MWh Speicherkapazität zurückzuführen. Das Nutzungsverhalten des Elektrolyseurs ändert sich, da der größere Speicher anders genutzt wird.

Für den wirtschaftlichen Betrieb eines Elektrolyseurs ist eine durchschnittliche Auslastung von mindestens 80% erforderlich. Kann diese nicht durch den ausschließlichen Einsatz lokaler Überschüsse erreicht werden, muss zusätzlich elektrische Energie aus dem Übertragungsnetz zur Produktion von Wasserstoff bezogen werden. Es wurde festgestellt, dass mit steigender Kapazität mehr innerhalb einer Region produzierter lokaler Strom eigenverbraucht und Einspeisespitzen weiter reduziert werden können, die durchschnittliche Auslastung jedoch sinkt. Dies wird ebenfalls bei der Betrachtung der Volllaststunden deutlich. Hier gilt: Je niedriger die Anzahl an Volllaststunden und je geringer der durchschnittliche Kapazitätsfaktor, desto mehr Strom muss aus dem Übertragungsnetz bezogen werden, um einen wirtschaftlichen Betrieb bei einer durchschnittlichen Auslastung von mindestens 80% sicherstellen zu können.

Tabelle 10: Kennzahlen Elektrolyseur – Emmen und Haren (Ems) mit Verbindung.

Szenario/ Kennzahl	Einheit	Basis		Strom		Wasserstoff	
		Emmen	Haren	Emmen	Haren	Emmen	Haren
Kapazität Elektrolyseur	[MW]	10	4	50	4	100	20
Einspeisung Max.	[MW]	198,48	95,83	109,26	98,61	116,71	73,63
Einsatz Elektrolyseur	[MWh]	54.136	25.328	221.308	25.275	294.859	104.576
Volllaststunden	[h]	5.414	6.332	4.426	6.319	2.949	5.229
Durchschn. Auslastung	[-]	62%	72%	51%	72%	34%	60%

Eine Verbindung von Emmen und Haren (Ems) hat positive Auswirkungen auf den Betrieb der Elektrolyseure in Emmen. Eine Verbindung mittels Switch-Element im Basis-Szenario bewirkt, dass die eingesetzte Strommenge des Elektrolyseurs in Emmen von 44.750 MWh auf 54.136 MWh ansteigt. Dadurch steigt die Anzahl an Volllaststunden auf 5.414 Std. pro Jahr an und die Auslastung steigt von 51% auf 62%. Der Effekt einer grenzüberschreitenden Verbindung auf Mittelspannungsebene auf den Betrieb der Elektrolyseure in Emmen wird bei Betrachtung der Ergebnisse für das Strom- und das Wasserstoff-Szenario noch deutlicher. Im Strom-Szenario steigt der durchschnittliche Kapazitätsfaktor des 50 MW Elektrolyseurs von 33% ohne Verbindung auf 51% mit Verbindung an. Die Anzahl an Volllaststunden steigt dementsprechend um 1.577 Std. auf 4.426 Std. an. Im Wasserstoff-Szenario bewirkt der grenzüberschreitende Stromaustausch einen Anstieg von rund 114.847 MWh, die pro Jahr zusätzlich in Emmen in Wasserstoff umgewandelt werden können. Der Kapazitätsfaktor des 100 MW Elektrolyseurs steigt in der Folge von 21% auf 34% an.

Im Vergleich zu den Ergebnissen für Emmen wird die Betriebsweise der Elektrolyseure in Haren (Ems) durch die grenzüberschreitende Verbindung der beiden Regionen nur geringfügig beeinflusst. In allen drei Szenarien verändert sich der durchschnittliche Kapazitätsfaktor der Elektrolyseure um maximal 2%. Dies ist im Strom-Szenario der Fall, wo die Verbindung einen Anstieg von initial 70% durchschnittliche Kapazitätsauslastung auf 72% bewirkt. Im Wasserstoff-Szenario sinken die eingesetzte Strommenge und die Anzahl Volllaststunden sogar geringfügig. Ohne eine Verbindung von Emmen und Haren (Ems) werden im 20 MW Elektrolyseur 105.481 MWh Strom eingesetzt. Das entspricht einer Volllaststundenanzahl von 5.274. Mit Verbindung werden pro Jahr 104.576 MWh in Wasserstoff umgewandelt. Die Anzahl an Volllaststunden sinkt dementsprechend auf 5.229. Dieser Effekt ist darauf zurückzuführen, dass aufgrund der Systemkostenoptimierung und des größeren Elektrolyseurs im Wasserstoff-Szenario in Emmen (100 MW) die einzelnen WKA des Windparks Fehndorf/Lindloh häufiger nach Emmen geschaltet werden als die Anlagen des Zwartenbergswegs von Emmen nach Haren (Ems). Dies spiegelt sich auch in der Auswertung des grenzüberschreitenden Stromaustausches wieder (siehe hierzu Kapitel 3.2.2). Die Nettoexportmenge von Haren (Ems) beläuft sich in diesem Szenario auf 117.306 MWh.

3.2.6 Systemkosten

Ziel der Modellierung ist die Minimierung der durch die SEREH-Region verursachten elektrischen Systemkosten. In einem ersten Schritt wurden für jedes Szenario die Systemkosten ohne eine grenzüberschreitende Verbindung auf Mittelspannungsebene ermittelt. Die Ergebnisse der Berechnung werden in Tabelle 11 dargestellt.

Tabelle 11: Elektrische Systemkosten - Emmen und Haren (Ems) ohne Verbindung.

Kosten/ Szenario	Leistung		Redispatch & Abregelung		Gesamt
	Emmen	Haren	Emmen	Haren	
Referenz	4.357.466€	15.592.035€	0€	0€	19.949.501€
Basis	4.121.666€	14.905.187€	-173.987€	-63.894€	18.788.972€
Strom	2.381.933€	14.618.373€	-612.569€	-69.283€	16.318.455€
Wasserstoff	1.999.466€	13.087.427€	-699.887€	-259.562€	14.127.444€

Im Referenz-Szenario ohne Stromspeicher, Elektrolyseure und grenzüberschreitende Verbindung fallen nur Kosten für die maximale Nutzung der Übertragungsnetzebene an. Für Emmen belaufen sich die elektrischen Systemkosten auf 4,36 Mio. € pro Jahr. Die Kosten für Haren (Ems) sind deutlich höher und belaufen sich auf 15,59 Mio. € pro Jahr. Die große Abweichung der elektrischen Systemkosten für Emmen und Haren (Ems) trotz des höheren Jahresstromverbrauchs in Emmen ist auf die unterschiedlichen Kosten für die Nutzung der Übertragungsnetzebene zurückzuführen. In Haren (Ems) beläuft sich der Leistungspreis auf 113,61 €/kW*a) und in Emmen auf 23,58 €/kW*a).

Durch die Errichtung einer Batterie und eines Elektrolyseurs in Haren (Ems) und eines Elektrolyseurs in Emmen lassen sich die Systemkosten beider Regionen auch ohne grenzüberschreitende Verbindung reduzieren. In Emmen bewirkt der 10 MW Elektrolyseur eine Reduktion der maximalen Einspeisung von 184,79 MW auf 174,79 MW. Dies bewirkt eine Ersparnis von jährlich 235.800 €. Zusätzlich sinkt durch den Elektrolyseur die in jährlich in das Übertragungsnetz eingespeiste Strommenge. Der Elektrolyseur leistet damit einen Beitrag zur Entlastung der Übertragungsnetze und zur Vermeidung von Redispatch-Maßnahmen und der Abregelung von Strom aus EE-Anlagen. Unter der Maßnahme, dass insgesamt 5% der pro Jahr reduzierten Einspeisung tatsächlich zu der Vermeidung von Redispatch und Abregelung auf Übertragungsnetzebene führen, resultieren für Emmen zusätzliche Erlöse in Höhe von 173.978 €/a. In Haren (Ems) bewirken Speicher und Elektrolyseur eine Reduktion der maximalen Einspeisung von 137,24 MW auf 131,20 MW. Hieraus resultiert eine Systemkostensparnis von rund 686.204,4 €/a. Die reduzierte Einspeisung führt zusätzlich zu Erlösen in Höhe von 63.894 €/a.

Im Strom-Szenario bewirken der größere Elektrolyseur und der zusätzliche Batteriespeicher in Emmen eine weitere Reduktion der Systemkosten. Die Einspeisespitze reduziert sich auf 101,01 MW, die Kosten für die Nutzung der Übertragungsnetzebene reduzieren sich um 1,738 Mio.€ pro Jahr gegenüber dem Basis-Szenario. Dies entspricht einer prozentualen Einsparung von mehr als 42%. Darüber hinaus erhöhen sich die Erlöse aus der vermiedenen Abregelung von EE und Redispatch. Diese belaufen sich für Emmen im Strom-Szenario auf 612.569 €/a. In Haren (Ems) kann im Strom-Szenario durch die Erhöhung der Stromspeicherkapazität eine zusätzliche Systemkostensparnis durch eine weitere Reduktion der Einspeisespitze von 131,20 MW im Basis-Szenario auf 128,67 MW erzielt werden. Dies entspricht einer Ersparnis in Höhe von 287.433 €/a. Zusätzlich ergeben sich Erlöse von 69.283 €/a durch die vermiedene Einspeisung. Die größte Systemkostensparnis ergibt sich im Wasserstoff-Szenario. Der 100 MW Elektrolyseur in Emmen bewirkt gegenüber der Situation ohne jegliche Elektrolyseure und Speicher eine Reduktion der maximalen Einspeisung von 100 MW. Dies allein führt zu einer Systemkostensparnis von 2,358 Mio. €. Auch die zusätzlichen Erlöse aus der Vermeidung von Redispatch und EE-

Abregelung erreichen in diesem Szenario ihr Maximum. Insgesamt können durch vermiedene Netzeinspeisung 699.887 €/a zusätzlich erwirtschaftet werden. Auch in Haren (Ems) wird die maximale Systemkostensparnis ohne grenzüberschreitende Verbindung im Wasserstoff-Szenario erreicht. Durch die Reduktion der maximalen Einspeisung auf 115,20 MW ergibt sich gegenüber dem Referenz-Szenario ohne Speicher und Elektrolyseur eine Ersparnis von 2,504 Mio. €/a. Die Erlöse durch vermiedene Einspeisung belaufen sich auf 259.562 €/a.

Tabelle 12: Elektrische Systemkosten - Emmen und Haren (Ems) mit Verbindung.

Kosten/ Szenario	Leistung		Redispatch & Abregelung		Gesamt
	Emmen	Haren	Emmen	Haren	
Basis	4.680.063€	10.886.835€	-71.853€	-6.041€	15.489.004€
Strom	2.576.348€	11.203.097€	-1.387€	-214.235€	13.563.823€
Wasserstoff	2.751.971€	8.364.697€	-35€	-283.908€	10.832.726€

Die Minimierung der elektrischen Systemkosten der SEREH-Region bei einer grenzüberschreitenden Verbindung von Emmen und Haren (Ems) mittels eines Switch-Elementes hat gezeigt, dass in allen drei Szenarien eine zusätzliche Systemkostensparnis erzielt werden kann. Bei der Betrachtung der Ergebnisse ist zu berücksichtigen, dass der Wert der Gesamtersparnis für beide Regionen gilt. Es ist daher möglich, dass die Kosten für die Netznutzung in einer der beiden Regionen ansteigen, die Minderkosten in der jeweils anderen Region diese Mehrkosten jedoch überschreiten und somit eine Ersparnis für die Gesamtregion resultiert. Dies wird bei der Betrachtung der Ergebnisse für die drei Szenarien deutlich. In allen drei Szenarien steigen die Kosten für die Nutzung der Übertragungsnetzebene in Emmen an. In Haren (Ems) ist in allen drei Fällen eine Reduktion der Netzkosten für das deutsche Übertragungsnetz zu beobachten. Dieser Sachverhalt ist auf die unterschiedliche Kostenstruktur in Deutschland und in den Niederlanden zurückzuführen. Der Leistungspreis für das deutsche TenneT-Netz ist mehr als 4,8-fach so groß wie der für das niederländische TenneT-Netz. Dies hat zur Folge, dass die größte Systemkostensparnis durch eine Reduktion der maximalen Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz erreicht werden kann. Im Basis-Szenario beträgt die Gesamtersparnis gegenüber der Summe der Kosten für die einzelnen Regionen 3,3 Mio. €. In Haren (Ems) sinken die Netzkosten um 4,018 Mio. €, in Emmen entstehen zusätzliche Kosten in Höhe von 558.397 €/a durch die Erhöhung der maximalen Netzeinspeisung auf 198,48 MW. Trotz der Erhöhung der maximalen Einspeisung in Emmen bewirkt die grenzüberschreitende Verbindung in beiden Regionen eine Reduktion der Stromeinspeisung in das Übertragungsnetz. Hieraus resultieren zusätzliche Erlöse von insgesamt 77.894 €/a durch vermiedene Redispatch-Maßnahmen und EE-Abregelung.

Im Strom-Szenario mit grenzüberschreitender Verbindung fällt die Systemkostensparnis geringer gegenüber dem Basis-Szenario aus. Die Gesamtersparnis beläuft sich hier auf 2,755 Mio. €. Durch die grenzüberschreitende Verbindung reduziert sich die maximale Einspeisung in Haren (Ems) von 128,67 MW auf 98,61 MW. In Emmen steigt dieser Wert von 101,01 MW auf 109,26 MW an. Die Kosten für die Netznutzung sinken in Summe um 3,221 Mio. €. Die jährliche Netzeinspeisung konnte wiederum wie auch im Basis-Szenario in beiden Regionen zusätzlich gesenkt werden, wodurch Kosten in Höhe von 215.622 €/a für Abregelung und Redispatch vermieden und der Region im Modell als zusätzliche Erlöse zugeschrieben werden.

Die größte Systemkosteneinsparung wird im Wasserstoff-Szenario erreicht. Hier bewirkt die grenzüberschreitende Verbindung von Emmen und Haren (Ems) eine zusätzliche Ersparnis von jährlich 4,254 Mio. €. Der 100 MW Elektrolyseur in Emmen bewirkt, dass lokal in Haren (Ems) produzierter und nicht eigenverbraucher Strom in Emmen im Elektrolyseur zur Produktion von Wasserstoff eingesetzt wird. Dies führt einerseits zu einer Reduktion der maximalen Einspeisung von 115,20 MW auf 73,63 MW in Haren (Ems) und andererseits zu einer deutlichen Reduktion der Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz. Die Einspeisung sinkt in Haren (Ems) von 170.978 MWh pro Jahr auf 54.311 MWh pro Jahr. Dies entspricht einer Reduktion von mehr als 68%. Durch die geringere Einspeisespitze ergibt sich eine Ersparnis von 4,723 Mio. €, aus der vermiedenen Einspeisung resultieren zusätzliche Erlöse von 283.908 €/a. Durch die verhältnismäßig hohen Exportmengen von Haren (Ems) im Vergleich zu den Exporten von Emmen steigt die maximale Netzeinspeisung in Emmen leicht an. Hierdurch entstehen zusätzliche Netzkosten in Höhe von rund 752.505 €/a. Die Einspeisung in das Übertragungsnetz auf niederländischer Seite verringert sich im Vergleich zum Wasserstoff-Szenario ohne Verbindung nur geringfügig. Dieser Sachverhalt ist darauf zurückzuführen, dass im Wasserstoff-Szenario nur 1.484 MWh jährlich von Emmen nach Haren (Ems) exportiert werden, da lokale Erzeugungsüberschüsse vor einem grenzüberschreitenden Transfer im 100 MW Elektrolyseur zur Wasserstoffproduktion eingesetzt werden.

Durch den Zubau von Elektrolysekapazitäten in beiden Regionen können die elektrischen Systemkosten reduziert werden. Eine grenzüberschreitende Verbindung von Emmen und Haren (Ems) per Switch-Element bewirkt eine zusätzliche Systemkostensparnis.

3.2.7 Energiekosten

Speicher, Elektrolyseure und grenzüberschreitende Verbindung führen zu Veränderungen der Energieströme innerhalb der Region und damit zu einer veränderten Kostenstruktur. Für jedes Szenario wurden die jährlichen Kosten für den Netzbezug und die zusätzlichen lokalen Kosten, verursacht durch grenzüberschreitenden Energiehandel, Speicherung und Wasserstoffproduktion, berechnet. Zur Berechnung der Strombezugskosten aus dem Netz wurden die stündlichen Spotmarktpreise von 2019 verwendet. Die lokalen Kosten berechnen sich aus der vermiedenen Einspeisung von EE-Strom, multipliziert mit der Einspeisevergütung, die ein Anlagenbetreiber erhält. Für die Einspeisevergütung wurde ein Wert von 70 €/MWh angenommen. Dieser gilt in dieser Berechnung vereinfachend sowohl für die deutschen als auch für die niederländischen Anlagen. In Tabelle 13 werden die Ergebnisse der Berechnung für das Referenz-, Basis-, Strom- und Wasserstoff-Szenario ohne grenzüberschreitende Verbindung dargestellt. Die zusätzlichen lokalen Kosten wurden jeweils aus der Veränderung der Einspeisung im Vergleich zum Referenz-Szenario ohne Speicher und Elektrolyseure berechnet.

Tabelle 13: Energiekosten - Emmen und Haren (Ems) ohne Verbindung.

Kosten/ Szenario	Strombezug Netz		Lokaler Verbrauch	
	Emmen	Haren (Ems)	Emmen	Haren (Ems)
Referenz	2.349.971 €	1.335.935 €	0,00 €	0,00 €
Basis	2.349.971 €	1.242.931 €	3.132.485 €	1.837.924 €
Strom	1.924.073 €	1.068.871 €	11.028.765 €	1.992.924 €
Wasserstoff	2.349.971 €	1.254.844 €	12.600.848 €	7.466.348 €

Die Kosten für den Netzbezug in Emmen betragen im Referenz-, Basis- und Wasserstoff-Szenario konstant 2,35 Mio. € pro Jahr. Eine Kostenreduktion ist im Strom-Szenario zu beobachten. Die Kosten Netzbezugskosten von Emmen sinken auf 1,92 Mio. €. Die jährliche Ersparnis von rund 426 Tsd. € ist auf die 50 MWh Speicherkapazität und eine damit verbundene Erhöhung des Eigenverbrauchs zurückzuführen. In Haren (Ems) bewirkt der Stromspeicher ebenfalls eine Reduktion der Kosten. Die 4,9 MWh Speicherkapazität im Basis- und Wasserstoff-Szenario führen zu Einsparungen von bis zu 93 Tsd. € jährlich. Die größte Kostenreduktion wird im Strom-Szenario mit 20 MWh Speicherkapazität erreicht. Die Netzkosten belaufen sich hier auf 1,07 Mio. €. Ein Elektrolyseur bewirkt keine Ersparnis im Bereich der Netzbezugskosten, da produzierter Wasserstoff im Modell nicht rückverstromt wird.

Den Ersparnissen stehen zusätzliche Kosten durch vermiedene Einspeisung gegenüber. Im Wasserstoff-Szenario entstehen für Emmen zusätzliche Kosten von mehr als 12,6 Mio. € jährlich. In Haren (Ems) sind es 7,47 Mio. €. Die lokalen Zusatzkosten überschreiten die Ersparnisse beim Netzbezug. Der Anstieg der lokalen Kosten ist auf die Wasserstoffproduktion und die Speichernutzung innerhalb des Basis-, Strom- und Wasserstoff-Szenarios zurückzuführen. Aus diesem Grund wurde der Marktwert des Wasserstoffs ermittelt und den lokalen Kosten gegenübergestellt. Es wurde angenommen, dass für die Produktion von 1 kg Wasserstoff 55 kWh elektrische Energie benötigt werden [25]. Industriell hergestellter Wasserstoff, umgangssprachlich auch als „grauer“ Wasserstoff bezeichnet, hat im Jahr 2019 einen Marktwert von 2,48 €/kg [25]. Dementsprechend ergeben sich für den lokal produzierten Wasserstoff die in Tabelle 14 dargestellten Marktwerte. Zusätzlich wurde jeweils die Differenz zu den lokalen Energiekosten ermittelt.

Tabelle 14: Wasserstoffkosten - Emmen und Haren (Ems) ohne Verbindung.

Kosten/ Szenario	Erlöse Wasserstoff		Diff. Wasserstoff Lokal	
	Emmen	Haren (Ems)	Emmen	Haren (Ems)
Referenz	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Basis	2.013.740 €	1.120.576 €	1.118.745 €	624.344 €
Strom	6.411.173 €	1.105.891 €	4.191.694 €	619.970 €
Wasserstoff	8.100.545 €	4.746.629 €	4.500.303 €	2.638.629 €

Der Marktwert des produzierten Wasserstoffes ist nicht ausreichend groß, um die zusätzlichen lokalen Energiekosten abzudecken. Sowohl im Basis- als auch im Strom- und im Wasserstoff-Szenario verbleiben Kosten, welche nicht gedeckt werden. Im Folgenden wurde exemplarisch für jedes Szenario der theoretische Wasserstoffpreis ermittelt, welcher erzielt werden müsste, um diese zusätzlichen lokalen Kosten abzudecken. Diese Berechnung gilt für die Annahme, dass der Strompreis konstant bleibt und die Zusatzkosten ausschließlich aus den Einnahmen für den Wasserstoff gedeckt werden.

Tabelle 15: Wasserstoffpreis (Strompreis konstant) - Emmen und Haren (Ems) ohne Verbindung.

Kosten/ Szenario	Diff. Wasserstoffpreis		Diff. Gesamtregion
	Emmen	Haren (Ems)	
Referenz	0,00 €/kg	0,00 €/kg	0,00 €/kg
Basis	1,38 €/kg	1,38 €/kg	1,38 €/kg
Strom	1,62 €/kg	1,39 €/kg	1,58 €/kg
Wasserstoff	1,38 €/kg	1,38 €/kg	1,38 €/kg

Im Basis-Szenario wäre eine zusätzliche Preiserhöhung von 1,38 €/kg erforderlich, um die zusätzlichen Kosten zu decken. Die gleiche Preiserhöhung gilt auch für das Wasserstoff-Szenario. Im Strom-Szenario fallen die zusätzlichen Kosten pro kg Wasserstoff etwas höher aus. In Emmen müsste der Preis um 1,62 €/kg angehoben werden, in Haren (Ems) um 3,86 €/kg. Dies ist auf die zusätzlichen Stromspeicher zurückzuführen. Die Gesamtpreiserhöhung für die Region beläuft sich in diesem Fall auf 1,58 €/kg.

Um eine differenzierte Aussage über die Umverteilung der zusätzlichen lokalen Energiekosten treffen zu können, wurde in einem zweiten Berechnungsschritt der Wasserstoffpreis konstant gehalten und stattdessen für jede Region und für jedes Szenario die erforderliche Strompreisdifferenz ermittelt. Die Berechnung basiert auf der Annahme, dass der zur Wasserstoffproduktion eingesetzte Strom einen Preis von 4,5 ct/kWh hat [26]. Der durchschnittliche Spotmarktpreis in Haren (Ems) betrug im Jahr 2019 4,12 ct/kWh, in Emmen 3,77 ct/kWh [26]. In Tabelle 16 werden die Ergebnisse der Berechnung dargestellt.

Tabelle 16: Strompreis (Wasserstoffpreis konstant) - Emmen und Haren (Ems) ohne Verbindung.

Kosten/ Szenario	Diff. Strompreis		Diff. Gesamtregion
	Emmen	Haren (Ems)	
Referenz	0,00 ct/kWh	0,00 ct/kWh	0,00 ct/kWh
Basis	0,29 ct/kWh	0,34 ct/kWh	0,30 ct/kWh
Strom	1,09 ct/kWh	0,34 ct/kWh	0,84 ct/kWh
Wasserstoff	1,17 ct/kWh	1,44 ct/kWh	1,25 ct/kWh

Um die zusätzlichen lokalen Energiekosten durch Speicherung und Wasserstoffproduktion ausgleichen zu können, ist je nach Szenario ein Anstieg des Strompreises von mindestens 0,30 ct/kWh bis maximal 1,25 ct/kWh erforderlich. Mit steigender Wasserstoffproduktion steigt auch die Differenz aus den Wasserstofferlösen und den zusätzlichen Energiekosten an. In der Folge steigt der durchschnittliche Strompreis weiter an. Dies belegen die Zahlen für das Wasserstoff-Szenario.

Die gleichen Berechnungen wurden für eine grenzüberschreitende Verbindung zwischen Emmen und Haren (Ems) durchgeführt. Im ersten Schritt wurden wieder die Kosten für den Netzbezug und die zusätzlichen lokalen Energiekosten berechnet. Die Ergebnisse werden in Tabelle 17 dargestellt.

Tabelle 17: Energiekosten - Emmen und Haren (Ems) mit Verbindung.

Kosten/ Szenario	Strombezug Netz		Lokaler Verbrauch	
	Emmen	Haren (Ems)	Emmen	Haren (Ems)
Basis	2.043.506 €	1.220.252 €	2.298.165 €	2.177.289 €
Strom	1.674.450 €	1.066.208 €	6.593.757 €	482.917 €
Wasserstoff	2.280.044 €	1.236.590 €	8.315.322 €	103.845 €

Der grenzüberschreitende Stromaustausch führt in allen Szenarien zu geringeren Kosten für den Strombezug aus dem öffentlichen Netz. Die lokalen Energiekosten steigen aufgrund des grenzüberschreitenden Transfers jedoch weiter an, da eine an das jeweils ausländische Netz angeschlossene Anlage keine Förderung erhält. Insbesondere die lokalen Kosten in Emmen steigen im Wasserstoff-Szenario aufgrund des 100 MW Elektrolyseurs auf mehr als 8,3 Mio. € jährlich an. In Tabelle 18 werden die Marktwerte des produzierten Wasserstoffs und die Differenzen zu den zusätzlichen lokalen Energiekosten dargestellt.

Tabelle 18: Wasserstoffkosten - Emmen und Haren (Ems) mit Verbindung.

Kosten/ Szenario	Erlöse Wasserstoff		Diff. Wasserstoff Lokal	
	Emmen	Haren (Ems)	Emmen	Haren (Ems)
Basis	2.436.113 €	1.139.765 €	1.569.327 €	2.135.420 €
Strom	9.958.867 €	1.137.358 €	2.796.440 €	448.786 €
Wasserstoff	13.268.650 €	4.705.902 €	3.077.291 €	126.317 €

Die zusätzlichen Erlöse aus der durch den grenzüberschreitenden Stromaustausch gesteigerten Wasserstoffproduktion sind nicht ausreichend, um die zusätzlichen lokalen Energiekosten abzudecken. Dementsprechend steigt der Wasserstoffpreis bei konstantem Strompreis gegenüber einer Situation ohne Verbindung weiter an. Die Ergebnisse werden in Tabelle 19 dargestellt.

Tabelle 19: Wasserstoffpreis (Strompreis konstant) - Emmen und Haren (Ems) mit Verbindung.

Kosten/ Szenario	Diff. Wasserstoffpreis		Diff. Gesamtregion
	Emmen	Haren (Ems)	
Basis	1,59 €/kg	4,64 €/kg	2,56 €/kg
Strom	0,69 €/kg	0,98 €/kg	0,72 €/kg
Wasserstoff	0,57 €/kg	0,07 €/kg	0,44 €/kg

Der höchste Wasserstoff-Preis ergibt sich im Basis-Szenario für Haren (Ems). Um den Anstieg der lokalen Energiekosten ausgleichen zu können, wäre ein Gesamtpreis von 8,49 €/kg erforderlich. Im Wasserstoff-Szenario steigt der Preis hingegen nur um 0,07 €/kg an. Die Höhe der Preissteigerung hängt im Wesentlichen von der Importmenge der jeweiligen Region und dem Verwendungszweck der importierten Energie ab. Die im Basis-Szenario von Haren (Ems) importierte Strommenge wird fast vollständig in das deutsche Übertragungsnetz durchgeleitet. Nur ein geringfügiger Anteil dieser Strommenge wird innerhalb der Region zum Eigenverbrauch in Form von Lastdeckung, Speicherung oder Wasserstoffproduktion eingesetzt. Haren (Ems) trägt dementsprechend die Kosten für die importierte elektrische Energie, die Erlöse aus der Wasserstoffproduktion steigen jedoch gegenüber einer Situation ohne grenzüberschreitende Verbindung nur geringfügig an. Daher erfolgt eine Umverteilung der zusätzlichen Kosten zu Lasten der Wasserstoffproduktion, auch wenn die importierte elektrische Energie nicht zur Wasserstoffproduktion eingesetzt wird. Im Wasserstoff-Szenario sind die lokalen Mehrkosten in Haren (Ems) aufgrund der geringen Importmenge so gering, dass die Erhöhung des Wasserstoffpreises mit 0,07 €/kg sehr gering ausfällt. Dieser Effekt ist auf den 100 MW Elektrolyseur in Emmen zurückzuführen, da hier eine große Menge der elektrischen Energie zur Wasserstoffproduktion eingesetzt wird, welche ansonsten nach Haren (Ems) exportiert worden wäre. Auch für Emmen ist festzustellen, dass die zusätzliche Kostensteigerung im Wasserstoff-Szenario am geringsten ausfällt. Eine Preissteigerung von 0,57 €/kg wäre ausreichend, um die lokalen Kosten abzudecken.

Bei konstantem Wasserstoffpreis ergeben sich die folgenden Strompreiserhöhungen zur Abdeckung der zusätzlichen Kosten (Tabelle 20).

Tabelle 20: Strompreis (Wasserstoffpreis konstant) - Emmen und Haren (Ems) mit Verbindung.

Kosten/ Szenario	Diff. Strompreis		Diff. Gesamtregion
	Emmen	Haren (Ems)	
Basis	0,41 ct/kWh	1,16 ct/kWh	0,65 ct/kWh
Strom	0,73 ct/kWh	0,24 ct/kWh	0,57 ct/kWh
Wasserstoff	0,80 ct/kWh	0,07 ct/kWh	0,56 ct/kWh

In allen Szenarien steigt der Strompreis durch den grenzüberschreitenden Stromaustausch weiter an. In Haren (Ems) ist der größte Preisanstieg im Basis-Szenario zu erwarten. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der von Emmen nach Haren (Ems) exportierte Strom fast ausschließlich in das deutsche Übertragungsnetz durchgeleitet wird. Für diese Einspeisung erhält der niederländische Anlagenbetreiber keine Vergütung. Die dadurch vermiedenen Erlöse sind lokal in Haren (Ems) zu erbringen. Den zusätzlichen lokalen Kosten in Haren (Ems) stehen jedoch nur geringe Zusatzerlöse aus der Wasserstoffproduktion gegenüber, sodass die zusätzlichen Energiekosten durch den grenzüberschreitenden Handel fast vollständig durch die Bevölkerung in Form einer Preiserhöhung von 0,55 ct/kWh zu tragen sind. Der geringste Preisanstieg erfolgt mit 0,03 ct/kWh im Wasserstoff-Szenario in Haren (Ems). Dies ist auf die geringe Importmenge von Haren (Ems) zurückzuführen. Es entstehen lediglich Zusatzkosten in Höhe von 103.845 € pro Jahr. Diese haben nur einen marginalen Einfluss auf den Strompreis pro kWh.

In Emmen bewirkt der grenzüberschreitende Stromaustausch eine zusätzliche Preissteigerung von 0,41 ct/kWh im Basis- bis zu 0,80 ct/kWh im Wasserstoff-Szenario.

In einem letzten Schritt wurde der Fall betrachtet, dass weder der lokale Strom- noch der lokale Wasserstoffpreis durch eine grenzüberschreitende Verbindung beeinflusst werden sollen. Dementsprechend wurde berechnet, welche Förderung pro kWh Strom, die über die Grenze geliefert wird, erforderlich ist, um die zusätzlichen lokalen Kosten abzudecken. Im Basis-Szenario wäre hierfür eine Unterstützung in Höhe von 6,34 ct/kWh erforderlich, im Strom-Szenario von 3,49 ct/kWh und im Wasserstoff-Szenario von 2,70 ct/kWh.

Literaturverzeichnis

- [1] Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt
- [2] C-573/12 Ålands Vindkraft AB v Energimyndigheten. Marek Szydło, 'How to Reconcile National Support for Renewable Energy with Internal Market Obligations? The Task for the EU Legislature after Ålands Vindkraft and Essent', (2015) 52(2) Common Market Law Review 489-510.
- [3] Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU
- [4] GRÄPER, Florian und Christof SCHOSER, 2016. EU Energy Law. In: Christopher JONES, Hrsg. *The Internal Energy Market*. 4. Auflage. Deventer: Claeys & Casteels Law Publishers, S. 85. ISBN 978 9077 644 003
- [5] Agrowea GmbH & Co. KG, 2020. *Viertelstündliche Erzeugungsprognose für den Windpark Zwartenbergweg*.
- [6] BW Bürgerwindpark Fehndorf/Lindloh GmbH & Co. KG, 2020. *WP Fehndorf – Lindloh* [online]. *Energieerzeugung Windpark: grundlegende Anmerkungen*. Haren: BW Bürgerwindpark Fehndorf/Lindloh GmbH & Co. KG [Zugriff am 28.10.2020]. Verfügbar unter: <http://dev.von-der-see.de/cec-haren.de/wp-fehndorf-lindloh/>
- [7] FÜRSCH, Michaela, et al. The role of grid extensions in a cost-efficient transformation of the European electricity system until 2050. *Applied Energy*, 2013, 104. Jg., S. 642-652.
- [8] UECKERDT, Falko, et al. System LCOE: What are the costs of variable renewables?. *Energy*, 2013, 63. Jg., S. 61-75.
- [9] ENTSO-E, 2019. *ENTSO-E Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2019* [online]. Brüssel: ENTSO-E [Zugriff am 16.09.2020]. Verfügbar unter: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/mc-documents/190626_MC_TOP_7.2_TTO_Synthesis2019.pdf
- [10] Gemeinde Emmen, 2020. *Windenergie* [online]. Emmen: Gemeinde Emmen [Zugriff am: 25.05.2020]. Verfügbar unter: <https://gemeente.emmen.nl/bouwen-en-wonen/milieu/windenergie>
- [11] ENEXIS Netbeheer B.V., 2020. *Re: SEREH project – Emmen Enexis Data* [E-Mail]. 23.07.2020, 09:36
- [12] Ministerium für Infrastruktur und Umwelt, 2020. *Klimaatmonitor* [online]. Database. Utrecht: Ministerium für Infrastruktur und Umwelt [Zugriff am: 15.10.2020]. Verfügbar unter: <https://klimaatmonitor.databank.nl/Jive>
- [13] Amprion GmbH, 2020. *EEG-Anlagenstammdaten. EEG-Anlagenstammdaten zur Jahresabrechnung 2019* [online]. Dortmund: Amprion GmbH, 31.07.2020 [Zugriff am 15.10.2020]. Verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten>
- [14] TenneT TSO GmbH, 2020. *EEG-Anlagenstammdaten. EEG-Anlagenstammdaten zur Jahresabrechnung 2019* [online]. Bayreuth: TenneT TSO GmbH, 31.07.2020 [Zugriff

- am 15.10.2020]. Verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten>
- [15] Westnetz GmbH, 2018. *Installierte Leistung Einspeiser*.
- [16] Westenergie AG, 2020. *e-kommune* [online]. *EEG-Daten 2018*. Essen: Westenergie AG [Zugriff am 09.11.2018]. Verfügbar unter: <https://www.e-kommune.de/index.php?id=10531>
- [17] FISCHBACH, Andreas, 2017. *Vorstellung Bereich Batteriespeicher* [PowerPoint-Präsentation]. *Speicherfeld Haren (Ems)*. Fehndorf: Stadt Haren (Ems), 17.08.2017
- [18] PIEPER, Christoph, 2017. *Energiewende now – Haren goes Sektorenkopplung* [PowerPoint-Präsentation]. *Forschungs- und Entwicklungsprojekt zur Verstetigung von Windenergie*. Fehndorf: Stadt Haren (Ems), 23.08.2017
- [19] ENEXIS Netbeheer B.V. zitiert nach Stadt Haren (Ems).
- [20] Autoriteit Consument & Markt, 2020. *Tarievenbesluit TenneT 2020* [online]. Den Haag: Autoriteit Consument & Markt [Zugriff am 25.05.2020]. Verfügbar unter: <https://www.acm.nl/nl/publicaties/tarievenbesluit-tennet-2020>
- [21] TenneT Holding B.V., 2019. *Annual Market Update 2018* [online]. Arnhem: TenneT Holding B.V. [Zugriff am 25.05.2020]. Verfügbar unter: <https://www.tennet.eu/nl/bedrijf/publicaties/technische-publicaties/>
- [22] Agrowea GmbH & Co. KG, 2019. *Viertelstündlicher Stromverbrauch für Haren (Ems) für das Jahr 2015*: Berechnung basierend auf dem Residuallastgang der Westnetz GmbH.
- [23] TenneT TSO GmbH, 2020. *Preisblätter für die Netznutzung* [online]. Bayreuth: TenneT TSO GmbH [Zugriff am 25.05.2020]. Verfügbar unter: <https://www.tennet.eu/de/strommarkt/strommarkt-in-deutschland/netzentgelte/preisblaetter-fuer-die-netznutzung/>
- [24] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2019. *Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen* [online]. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen [Zugriff am 25.05.2020]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2019/Quartalsbericht_Q4_2018.html
- [25] Greenpeace Energy eG, 2020. *Blauer Wasserstoff: Lösung oder Problem der Energiewende?* Hamburg: Greenpeace Energy eG
- [26] Bundesnetzagentur | SMARD.de, 2019. *Großhandelspreise 2019* [online]. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen [Zugriff am 14.07.2020]. Verfügbar unter: [https://www.smard.de/home/downloadcenter/download-marktdaten#/?downloadAttributes={\"selectedCategory\":false,\"selectedSubCategory\":false,\"selectedRegion\":false,\"from\":\"1606086000000\",\"to\":\"1607036399999\",\"selectedFileType\":false}](https://www.smard.de/home/downloadcenter/download-marktdaten#/?downloadAttributes={\)