

Aachen, 16.09.2022

Berichtszeitraum: 01.12.2018 – 31.05.2022

Forschungsprojekt	
ArkESE	
<b>Auslegung robuster kommunaler Energiesysteme auf Basis von erneuerbaren Energien</b>	
Teil A – Schlussbericht	
Gefördert durch: BMWK Förderkennzeichen: 03ET4070A-B	Bewilligte Laufzeit: 01.12.2018 – 30.11.2021 Bewilligte Verlängerung: 01.12.2021 – 31.05.2022
<b>Teilvorhaben CWD:</b> Programmtechnische Entwicklung und Umsetzung einer übertragbaren Methodik zum Aufbau kommunaler Energiesysteme FKZ: 03ET4070A	
<b>Teilvorhaben B E T:</b> Optimierte Auslegung robuster kommunaler Energiesysteme unter besonderer Beachtung lokaler Stakeholder-Interessen FKZ: 03ET4070B	
Forschungsstellen	
<b>Projektkoordination</b> <i>Chair for Wind Power Drives<sup>1</sup></i> <i>Univ. Prof. Dr.-Ing. G. Jacobs</i> <i>Prof. Dr.-Ing. R. Schelenz</i> <i>Campus-Boulevard 61</i> <i>52074 Aachen</i> <i>+49 241/ 80 95635</i> <a href="mailto:info@cwd.rwth-aachen.de">info@cwd.rwth-aachen.de</a>	<b>Verbundpartner</b> <i>BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH<sup>2</sup></i> <i>Dominic Nailis</i> <i>Alfonsstraße 44</i> <i>52070 Aachen</i> <i>+49 241 47062-429</i> <a href="mailto:Dominic.Nailis@bet-energie.de">Dominic.Nailis@bet-energie.de</a>
<b>Autoren:</b> Laura Wendorff <sup>1</sup> , Dominic Nailis <sup>2</sup> , Lucas Blickwedel <sup>1</sup> , Corinna Semling <sup>2</sup> , Ralf Schelenz <sup>1</sup>	

Gefördert durch:



Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des **Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz** unter dem Förderkennzeichen 03ET4070 A-B gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

# TEIL A – SCHLUSSBERICHT

Der Abschlussbericht ist in folgende Teile untergliedert, welche in separaten Dokumenten verfasst wurden:

## **A. Schlussbericht**

- I: Kurze Darstellung
- II: Eingehende Darstellung

## **B. Erfolgskontrollbericht**

- III: Kurzgefasster Erfolgskontrollbericht CWD
- IV: Kurzgefasster Erfolgskontrollbericht BET

## **C. Berichtsblatt**

- V: Berichtsblatt
- VI: Document Control Sheet

# I. INHALTSVERZEICHNIS

---

I.	Inhaltsverzeichnis .....	i
II.	Abbildungsverzeichnis .....	iii
III.	Tabellenverzeichnis.....	v
IV.	Abkürzungsverzeichnis.....	vi
1	Zusammenfassung .....	1
2	Aufgabenstellung und Zielsetzung.....	2
2.1	Einleitung und Motivation.....	2
2.2	Ziele des Gesamtprojektes .....	3
2.3	Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde .....	5
2.4	Planung und Ablauf des Vorhabens .....	5
2.5	Stand von Wissenschaft und Technik.....	7
2.6	Zusammenarbeit mit anderen Stellen.....	7
3	Verwendung der Zuwendung und erzielte Ergebnisse .....	8
AP 1:	Ist-Analyse und Ableitung von Handlungsoptionen (CWD) .....	8
AP 1.1:	Ableitung von Zielfunktionen (CWD).....	9
AP 1.2:	Ist-Daten Analyse zur Potentialermittlung (CWD).....	13
AP 1.3:	Ableitung von Handlungsoptionen/Grobkonzepten (CWD).....	15
AP 2:	Quantitative Bewertung der Grobkonzepte (B E T) .....	36
AP 2.1:	Projektionen externer Parameter („Umfeldszenarien“) (B E T) .....	36
AP 2.2:	Szenarien (B E T) .....	43
AP 2.3:	Modellierung in B E T SysMOD (B E T).....	45
AP 2.4:	Grobe Betrachtung der Verteilnetze (B E T).....	55
AP 2.5:	Soll-Ist-Vergleich (CWD) .....	59
AP 3:	Konzept Detaillierung (CWD).....	63
AP 3.1:	Detaillierung Annahmen/Abbildung (CWD) .....	63
AP 3.2:	Verteilnetzmodelle (B E T).....	65
AP 3.3:	Aufbereitung der verfeinerten Annahmen (CWD).....	84
AP I:	Akteursbeteiligung (B E T) .....	86
AP II:	Dokumentation (CWD).....	90
4	Abschließende Ergebnisbewertung .....	91
4.1	Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises.....	91
4.2	Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit .....	91
4.3	Projektnutzen im Sinne des fortgeschriebenen Verwertungsplans .....	91
4.4	Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen.....	94

4.5	Veröffentlichungen der Ergebnisse .....	95
V.	Literatur .....	vii

## II. ABBILDUNGSVERZEICHNIS

---

Abbildung 1: Vergleich des Status quo der Energiekommunen (links) mit einem robusten kommunalen Energiesystem auf Basis von erneuerbaren Energien (rechts) .....	2
Abbildung 2: Arbeitsplan ArkESE .....	6
Abbildung 3: Exemplarische Darstellung des HomeE .....	11
Abbildung 4: Zielgewichtung einer Kommune.....	12
Abbildung 5: Gewichtung der unterschiedlichen Ziele in Lichtenau (Blau) und Steinfurt (Rot).....	12
Abbildung 6: Anteile der befragten Stakeholder in den Kommunen Lichtenau (Blau) und Steinfurt (Rot) .....	13
Abbildung 7: Eingabe- und Ausgabegrößen WindPot.....	15
Abbildung 8: Modellaufbau WindPot .....	16
Abbildung 9: potentielle Flächenquadrate in der Stadt Steinfurt .....	17
Abbildung 10: Eingabe- und Ausgabegrößen BioPot .....	19
Abbildung 11: Modellaufbau BioPot.....	20
Abbildung 12: Projektübersicht im ABP-Editor .....	24
Abbildung 13: Systemzustand Referenz (2019) .....	39
Abbildung 14: Szenario „Elektronen“ (KN45-E) (2045).....	39
Abbildung 15: Szenario „Moleküle“ (KN45-M) (2045).....	40
Abbildung 16: Szenario „Trägheit“ (KN50-TT) (2045) .....	40
Abbildung 17: Endenergieverbrauch im Vergleich der Szenarien .....	41
Abbildung 18: Bruttostromverbrauch im Vergleich der Szenarien.....	42
Abbildung 19: Vereinfachte Ansicht der grundsätzlichen Struktur des Referenzenergiesystems der Kommunen als Ein-Knoten-Modell in B E T- SysMOD sowie der Schnittstellengestaltung mit den Daten des CWD.....	47
Abbildung 20: Vereinfachte Ansicht des Energieversorgungsnetzmodells der Kommune Lichtenau in B E T-GridMOD. ....	49
Abbildung 21: Vereinfachte Ansicht des Energieversorgungsnetzmodells der Stadt Steinfurt in B E T-GridMOD .....	50
Abbildung 22: Strombedarfsdeckung Lichtenau.....	53
Abbildung 23: Stromportfolio Lichtenau I .....	54
Abbildung 24: Stromportfolio Lichtenau II .....	55
Abbildung 25: Detaillierte (links) und vereinfachte (rechts) Netzübersicht der Kommune Lichtenau in QGIS .....	57
Abbildung 26: Detaillierte (links) und vereinfachte (rechts) Netzübersicht der Stadt Steinfurt in QGIS.....	58
Abbildung 27: numerische Übersetzung der HomeE Ergebnisse für die Darstellung in den beiden Zieldreiecken (W: Wirtschaftlichkeit, U: Umweltschonung, V: Versorgungssicherheit, S: Sozialverträglichkeit) .....	60
Abbildung 28: Energiepolitisches Zieldreieck (links) und Nachhaltigkeitsdreieck (rechts) jeweils für Lichtenau und Steinfurt	60
Abbildung 29: Wirklastflussdarstellung des vereinfachten Lichtenauer Verteilnetzmodells in B E T-GridMOD für den Netznutzungsfall „Starklast & StarkWind“.....	66
Abbildung 30: Wirklastflussdarstellung des vereinfachten Steinfurter Verteilnetzmodells in B E T-GridMOD für den Netznutzungsfall „Starklast & StarkWind“.....	67
Abbildung 31: Netzschemagrafiken des örtlichen Verteilnetzes in Lichtenau in der Software INTEGRAL.....	68

Abbildung 32: Netzschemagrafiken des örtlichen Verteilnetzes in Steinfurt in der Software INTEGRAL .....	69
Abbildung 33: Wirklastflussdarstellung in GridMOD in ihrer Ausgangslage und mit zugehöriger Legende.....	71
Abbildung 34: Vergleich der Wirklastflussverteilungen in INTEGRAL (links) und GridMOD (rechts) für die Netznutzungsfälle „Starklast/StarkWind“ (oben) und „Schwachlast/SchwachWind“ (unten). Die zugehörige Legende und die Knotenbezeichnung ist in Abbildung 33 gegeben.....	73
Abbildung 35: Vergleich der Betriebsmittelauslastungen in INTEGRAL und GridMOD (Original) für die Netznutzungsfälle „Starklast/StarkWind“ (oben) und „Schwachlast/SchwachWind“ (unten).....	76
Abbildung 36: Vergleich der Wirklastflussverteilungen der GridMOD-Versionen und INTEGRAL für den Netznutzungsfall „Starklast/StarkWind“. Die zugehörige Legende und die Knotenbezeichnung ist in Abbildung 33: gegeben. ....	80
Abbildung 37: Vergleich der Betriebsmittelauslastungen der GridMOD-Versionen und INTEGRAL für den Netznutzungsfall „Starklast/StarkWind“ .....	81
Abbildung 38: Durchschnittliche absolute Fehlerdifferenzen der Auslastungswerte <b>MAE</b> (%) der GridMOD-Versionen im Vergleich zum Ergebnis in INTEGRAL je Netznutzungsfall. Die Stundenwerte entsprechen den Netznutzungsfällen. 82	
Abbildung 39: Vorschau der interaktiven Parametermappe zur Übersichtsdarstellung aller Projektergebnisse am Beispiel Lichtenau	85
Abbildung 40: ArkESE-Fahrplan .....	88

### III. TABELLENVERZEICHNIS

---

Tabelle 1: Meilensteinplanung .....	7
Tabelle 2: Übersicht relevanter Quellen aus dem Stand von Wissenschaft und Technik .....	7
Tabelle 3: Flächenspezifische Leistung von Windenergieanlagen an Land (I: Bezogen auf Rotorkreisfläche; II: Bezogen auf Bodenfläche).....	18
Tabelle 4: Übersicht zum Energiesystem in Lichtenau .....	21
Tabelle 5: Übersicht zum Energiesystem in Steinfurt .....	22
Tabelle 6: Überblick über die im ABP-Editor abgefragten weichen Faktoren .....	23
Tabelle 7: Maßnahmenpaket Lower Bound .....	25
Tabelle 8: Vergleich des Beispielprojekts aus Lichtenau und des Maßnahmenpakets Upper Bound .....	26
Tabelle 9: Vergleich der Maßnahmenpakete Lower Bound und Upper Bound .....	28
Tabelle 10: Vergleich des in Lichtenau in Planung befindlichen ABP mit den Vergleichsprojekten für hohe und niedrige Akzeptanz	30
Tabelle 11: Gesamtnutzen der potenziellen und realen ABP in Lichtenau.....	32
Tabelle 12: Grobkonzepte für Lichtenau .....	32
Tabelle 13: Vergleich der in Steinfurt in Planung befindlichen ABP mit den Vergleichsprojekten für hohe und niedrige Akzeptanz	34
Tabelle 14: Gesamtnutzen der potenziellen und realen ABP in Steinfurt .....	35
Tabelle 15: Grobkonzepte für Stadt Steinfurt.....	35
Tabelle 16: Berechnung der Nutzwerte für die Grobkonzepte (GK) in Lichtenau .....	62
Tabelle 17: Berechnung der Nutzwerte für die Grobkonzepte (GK) in Stadt Steinfurt .....	62
Tabelle 18: Installierte Leistungen der ABP für das Vorzugs- bzw. Feinkonzept in Lichtenau.....	64
Tabelle 19: Installierte Leistungen der ABP für das Vorzugs- bzw. Feinkonzept in Steinfurt .....	64
Tabelle 20: Kennzahlen der Feinkonzepte für Lichtenau und Steinfurt .....	65
Tabelle 21: Kennzahlen zu Feinkonzepten nach Detaillierung der Methodik .....	84
Tabelle 22: Methoden der Akteursbeteiligung im Rahmen von ArkESE.....	87
Tabelle 23: Handlungsfelder des ArkESE-Fahrplans .....	89
Tabelle 24: Gesamtfinanzierungsplan von ArkESE sowie Verwendung der genehmigten Mittel (CWD) .....	91
Tabelle 25: Gesamtfinanzierungsplan von ArkESE sowie Verwendung der genehmigten Mittel (BET) .....	91
Tabelle 26: Zusammenfassende Auflistung der geplanten und laufenden Verwertung des Vorhabens durch B E T im zeitlichen Kontext .....	93
Tabelle 27: Zusammenfassende Auflistung der geplanten und laufenden Verwertung des Vorhabens am CWD in zeitlichem Kontext .....	94

## IV. ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

---

ABP	Ausbauprojekt
AP	Arbeitspaket
B E T	Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
CWD	Chair for Wind Power Drives
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EinsMan	Einspeisemanagement
EVU	Energieversorgungsunternehmen
GIS	Geoinformationssystem
MS	Meilenstein
PtJ	Projektträger Jülich
PV-DFA	Photovoltaik-Dachflächenanlage
PV-FFA	Photovoltaik-Freiflächenanlage
RWTH	Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen
THG	Treibhausgas

## A. Schlussbericht

### I. Kurze Darstellung

---

## 1 ZUSAMMENFASSUNG

---

Das **Forschungsprojekt ArkESE** hat zum Ziel, den Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) im kommunalen Umfeld zu erleichtern. Hierzu wurde eine Methodik entwickelt, die verschiedene Aspekte der Aufgabenstellung „Ausbau EE“ miteinander in Verbindung bringt.

Zum einen sind die **technischen Gegebenheiten** zu berücksichtigen. Da es sich im Ziel um die Nutzung Erneuerbarer Energien handelt, ist der Ausgangspunkt der Überlegungen in der Erhebung der Potenziale zu sehen. In verschiedenen Umfeldern unterscheiden sich diese in Umfang und Art (Wind, PV, Biomasse etc.) signifikant. Ein wesentlicher Aspekt des EE-Ausbaus ist darüber hinaus die Betrachtung der Netze. Im Projekt wurde der Fokus auf das elektrische Verteilnetz der Mittel- und Niederspannung gelegt, doch auch die Nah- und Fernwärmenetze sowie Gas- und kommende Wasserstoffnetze sind durch die erarbeitete Methodik prinzipiell abbildbar. Zur Abbildung des lokalen Gesamtsystems gehören außerdem die Verbraucher, also z.B. Haushalts- und Gewerbekunden sowie die Einbindung in eine überlagerte Infrastruktur, hier das elektrische Übertragungsnetz. Diese Elemente wurden in ArkESE modelliert und so einer Optimierung nach unterschiedlichen Kriterien zugänglich.

Eine weitere entscheidende Rolle spielen die **beteiligten Personen und Institutionen**, die Stakeholder. Neben der Stadt, Gemeinde oder Gebietskörperschaft, die typisch als Treiber der Aktivitäten auftritt, sind insbesondere die Stadtwerke und Netzbetreiber als know-how-Träger einzubinden. Netzdaten etwa können in der Regel nur vom Netzbetreiber zur Verfügung gestellt werden, ein aus dem Konzept resultierender Netzausbaubedarf betrifft direkt seine Infrastrukturplanung. Lokale Industrie ist ein interessanter Partner, etwa durch die mögliche Bereitstellung von Dachflächen für Photovoltaik. Der Erfolg eines örtlichen EE-Ausbaus hängt aber maßgeblich von den engagierten Bürgern ab, die – teilweise organisiert in Bürgervereinen oder Initiativen – sowohl für als auch gegen den Ausbau der Erneuerbaren aktiv werden. Ihre sachgerechte und partizipative Ansprache und frühzeitige Einbindung kann als Gelingbedingung für den Ausbau der Erneuerbaren angesehen werden und stand darum ebenfalls im Fokus des ArkESE Forschungsprojektes.

Das **übergeordnete Ziel** des Vorhabens ist die Vereinbarkeit der technischen Gegebenheiten mit den Bedürfnissen und Zielen der lokalen Stakeholder. Durch die damit verbundene Akzeptanzsteigerung soll der Ausbau der Erneuerbaren erleichtert und beschleunigt werden.

Die Entwicklung der Methodik fand vor einem hoch **dynamischen Hintergrund** statt. Die Energiewende und die wachsende Bedrohung durch die Klimakrise machten schon vor Projektbeginn die Dringlichkeit der Fragestellung deutlich. Zugleich war diese Dynamik ein Ansporn, die Methode flexibel und justierbar zu gestalten, also von verschiedenen und im Wandel befindlichen Randbedingungen ausgehen zu können. Am Ende der Projektlaufzeit wurde darum z.B. das Thema „Wasserstoff“ nochmals tiefer beleuchtet. Dass die Dynamik im Umfeld der Energiewende weiter steigt, wurde durch den Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine nochmals verdeutlicht.

Im **Ergebnis** des Projektes steht eine **modulare, flexible und skalierbare Methodik**, mit der Kommunen oder Energieversorger bei der Ansiedlung und dem Ausbau Erneuerbarer Energien unterstützt werden und dies unter besonderer Beachtung der Stakeholderinteressen umsetzen können. Zur Validierung wurde die Methodik parallel in zwei Kommunen durchgeführt und getestet. In der **weiteren Verwertung** kann die modulare Methodik zur Beratung von Kommunen und EVU, für Workshops und Öffentlichkeitsarbeit und zur konkreten Unterstützung der Stakeholder vor Ort Anwendung finden.

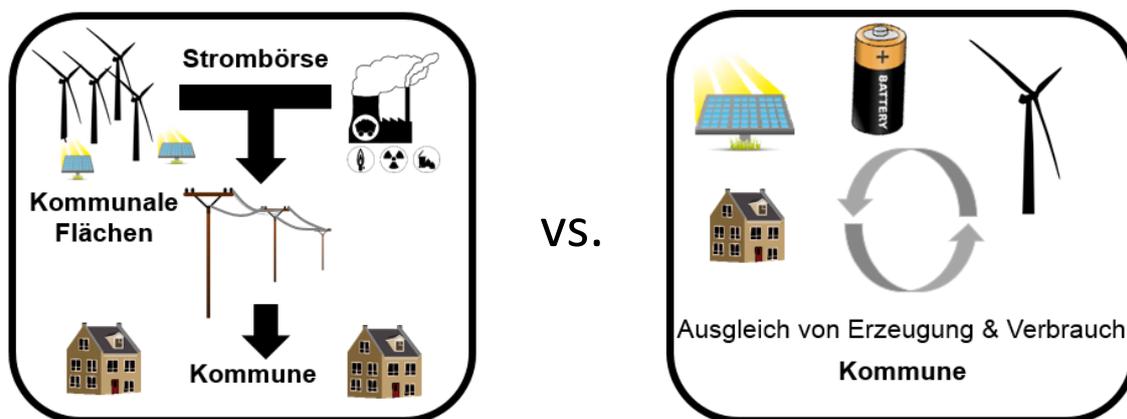
## 2 AUFGABENSTELLUNG UND ZIELSETZUNG

---

### 2.1 EINLEITUNG UND MOTIVATION

Innerhalb der Laufzeit des Forschungsprojektes ArkESE haben sich der politische Wille und die ökologische Notwendigkeit für den großflächigen Ausbau Erneuerbarer Energien deutlich geändert. Um das Ziel der Klimaneutralität bis 2045 beispielweise durch die Realisierung des 2%-Ausbauziel für Windkraftanlagen erreichen zu können, stehen mehr denn je Kommunen und Energieversorger im Fokus.

Aufstellflächen für Wind- und Solaranlagen sind primär in ländlichen Bereichen zu finden. Zudem ist das Vorkommen von Biomasse dort überproportional höher als in urbanen Gebieten. Die Erzeugungseinheiten speisen klassisch in das Mittelspannungsnetz ein. Beim kommunalen Verbrauch<sup>1</sup> wird auf den Energiemix der am Markt agierenden Energieversorger zurückgegriffen. Bei der Aufstellung heutiger „Energiekommunen“ und ihren Energiesystemen wird in der Regel ein bilanzieller Ausgleich angestrebt (vgl. Abbildung 1 links), d. h. die jährlich aggregierten Mengen an Erzeugung und Verbrauch werden einander gegenübergestellt.



**ABBILDUNG 1: VERGLEICH DES STATUS QUO DER ENERGIEKOMMUNEN (LINKS) MIT EINEM ROBUSTEN KOMMUNALEN ENERGIESYSTEM AUF BASIS VON ERNEUERBAREN ENERGIEN (RECHTS)**

Die Auslegung von Energiesystemen, die auf den bilanziellen Ausgleich abzielen, ist relativ einfach: Die Planung der Erzeugungseinheiten wird durch finanzielle Aspekte geleitet (Förderung über das EEG) und das Risiko der volatilen, erneuerbaren Erzeugungseinheiten durch die Energieversorger abgedeckt. Eine Berücksichtigung der Versorgungskapazitäten sowie Abstimmung von Erzeugung und Verbrauch findet nicht statt.

Die steigende Zahl an Netzengpässen und Ausgleichsmaßnahmen deutet jedoch darauf hin, dass diese isolierte Betrachtung des Erzeugungsaufbaus zu Ineffizienzen im Energiesystem führt. Augenscheinlich sind Erzeugungsaufbau und die Verteilung<sup>2</sup> nicht (optimal) aufeinander abgestimmt. Der anhaltende Zubau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten sowie Verzögerungen im Netzausbau werden diese Situation weiter verschärfen.

---

<sup>1</sup> Der Begriff Verbrauch wird hier als Synonym für die Nutzung von oder die Nachfrage nach Strom verwendet.

<sup>2</sup> Der Begriff Verteilung steht stellvertretend für Aspekte, die die Stromnetzinfrastruktur betreffen.

## A. Schlussbericht

### I. Kurze Darstellung

---

Die Entwicklung von strukturierten und ganzheitlichen Energiesystemen mit möglichst ausgeglichener Erzeugungs-Verbrauchs-Bilanz innerhalb einer Kommune ist daher ein wichtiger Schritt (vgl. Abbildung 1 rechts).

Durch das Zusammenspiel einer Vielzahl an Faktoren ist die Entwicklung und Implementierung robuster<sup>3</sup> kommunaler Energiesysteme geprägt durch eine hohe Komplexität. Solche Vorhaben zeichnen sich aus durch:

**Interdisziplinarität:** Ökonomische, ökologische, soziale und technische Perspektiven müssen miteinander verschränkt werden, um eine breit akzeptierte, robuste und für die Kommune individuelle Lösung zu entwickeln.

**Unsicherheit:** Lange Planungszeiten und zugleich ungeklärte oder wechselnde politische Rahmenbedingungen erschweren den Ausbauprozess.

**Intransparenz:** Die Koordination der Interessen einer Vielzahl kommunaler Stakeholder stellt eine hohe Herausforderung dar. Geringe Akzeptanz kann zu lokalem Widerstand führen.

Das benötigte Wissen für Projekte dieser Art ist vielerorts kaum oder nur mit begrenzten Personalkapazitäten vorhanden. Informationsdefizite und Unsicherheiten bezüglich der Technik, der Vorgehensweise, der Regularien und der Kosten sowie fehlende Handlungsanleitungen schaffen ein anspruchsvolles Umfeld für kommunale Verantwortliche, Klimamanager und Netzbetreiber.

## 2.2 ZIELE DES GESAMTPROJEKTES

Beratungsangebote für Kommunen existieren in den Bereichen der energetischen Sanierung von Nicht-Wohnungsgebäuden etwa von der bundesweiten Interessenvertretung für Energieberater [1]. Beratung für die gesamtenergetische Ausrichtung gibt es nur in Form von Beispiel-Projekten wie etwa von der ehemaligen EnergieAgentur.NRW. Alle Angebote zur energetischen Stadterneuerung setzen auf Seiten der Kommune fachliche Kompetenz und ein hohes Maß an Eigeninitiative voraus. Darüber hinaus bietet keine der dargestellten Handreichungen die Möglichkeit einer systematischen und einfachen Potenzialanalyse.

**Ziel dieses Forschungsprojektes war daher die Erarbeitung einer Methode zur Beratung von deutschen Kommunen im Hinblick auf den Aufbau von lastganggerechten, d. h. mit dem Verbrauch abgestimmten, und netzverträglichen Energiesystemen auf Basis von erneuerbaren Erzeugungskapazitäten.**

Erreicht wird dies durch dezidiertere und höher aufgelöste Modelle von Technik und Ökonomie sowie Akzeptanzbetrachtungen durch Erfahrungen in der organisatorischen Umsetzung in zwei Beispielkommunen aus NRW (Lichtenau und Kreis Steinfurt). Somit wird die effiziente und abgestimmte Nutzung der lokal verfügbaren Ressourcen ermöglicht. Es wurden folgende Teilziele verfolgt:

Die beteiligten Kommunen sollen durch einen methodischen Ansatz in die Lage versetzt werden, notwendige konzeptionelle, organisatorische, wirtschaftlichen und technische Entscheidungen selbstständig vorbereiten, treffen und umsetzen zu können.

Den beteiligten Kommunen sollen ihre möglichen Entwicklungspfade aufgezeigt werden, indem relevante Zusammenhänge identifiziert und mögliche Optionen (Ausbauvarianten) abgeleitet werden.

---

<sup>3</sup> Robust beschreibt dabei ein Energiesystem, das trotz wechselnder externer Einflüsse in sich funktionsfähig bleibt.

## A. Schlussbericht

### I. Kurze Darstellung

---

Durch die Analyse von Wechselwirkungen, Risiken und Abhängigkeiten zwischen den verschiedenen Optionen, wird ein individuell optimales Konzept entwickelt.

Unter Berücksichtigung der jeweiligen lokalen Zielsetzungen, wie z. B. reduzierte Energiepreise, Energieautarkie, lokale Wertschöpfung oder Reduktion von Treibhausgasen, werden kommunale Handlungsträger in die Lage versetzt, ihre Energiesysteme aktiv zu gestalten und bestehende Projektplanungen in eine übergeordnete Ausbaustrategie einzugliedern.

#### **Ziele des Teilvorhabens des CWD: Programmtechnische Entwicklung und Umsetzung einer übertragbaren Methodik zum Aufbau kommunaler Energie-Systeme**

Das übergeordnete Arbeitsziel dieses Teilvorhabens ist die Reduktion der Komplexität, der sich eine Kommune beim Aufbau eines kommunalen, möglichst autarken Energiesystems auf Basis erneuerbarer Energien gegenübersteht. Dieses Ziel wurde durch die enge Zusammenarbeit mit den beteiligten Kommunen sowie die anwendungsorientierte Entwicklung der Methodik erfüllt. Es wurden folgende Teilziele verfolgt:

Die **Erhebung und Modellierung des Ist-Zustandes in den Beispielkommunen** und die darauf aufbauende Ableitung von Handlungsoptionen. Ein möglichst vollständiger Blick auf alle möglichen Handlungsfelder, und auch die begründet ausgeschlossenen Optionen, stellt die Grundlage fundierter Entscheidung und damit auch die Basis von Akzeptanz dar.

Der **allgemeinen Übertragbarkeit der Methodik** auf kommunale Strukturen und Anwender:innen wird dabei besondere Bedeutung beigemessen. Die Methodik wurde so angelegt, dass Kommunen zunächst ihre Ziele identifizieren und daraus Handlungsoptionen ableiten. Die den Berechnungen zugrunde liegenden Datensätze sind deutschlandweit verfügbar.

Die **anwendungsorientierte Ergebnisaufbereitung** zur Erreichung einer möglichst hohen Akzeptanz potenzieller Ausbauprojekte wird durch stetige Einbindung der kommunalen Stakeholder, ein Ergebnisvideo, eine übersichtliche Ergebnis-Darstellung in Form einer Excel-Parametermappe sowie eine Ergebnispräsentation gewährleistet.

#### **Ziele des Teilvorhabens der B E T: Optimierte Auslegung robuster kommunaler Energiesysteme unter besonderer Beachtung lokaler Stakeholder-Interessen**

Das Ziel des zweiten Teilvorhabens war die Entwicklung eines Ansatzes, der die Interessen der kommunalen Vertreter, die technischen Gegebenheiten der Verteilnetze valide und transparent modelliert. Dazu wurden die folgenden Teilziele im Projekt bearbeitet:

Dem **Prozess des Akteurs-Dialoges mit den kommunalen Vertretern** wurde ein methodischer Rahmen gegeben. Die Einbindung der Beteiligten und Betroffenen in die Entscheidungen ermöglicht erst eine stärkere Umsetzung der Energiewende auf lokaler / regionaler Ebene. Unterschiedlichen Bedürfnissen muss auf unterschiedliche Arten Rechnung getragen werden, und dies kann nur bei Kenntnis der lokalen Verhältnisse und Befindlichkeiten gelingen.

Zweitens ist **eine technische Weiterentwicklung des B E T-SysMOD** erklärtes Arbeitsziel. Dieses Werkzeug bietet zwar bereits eine gute Ausgangsbasis für die quantitative Untersuchung und detaillierte Optimierung möglicher Zukunftspfade. In einigen zentralen Punkten wie z. B. der Zielfunktion (Kostenminimierung) genügt das Tool aber nicht den sich stellenden Anforderungen, die im kommunalen Umfeld vielfältiger sind.

Ein drittes Ziel bestand in **der einfachen und dennoch hinreichend genauen Abbildung des örtlichen Stromnetzes**. Eine Umsetzungshürde lokaler Aktivitäten kann in der Netzeinbindung von Flexibilitäten oder Erzeugung liegen. Folglich ist die sachgerechte Beantwortung der Frage, ob und wie viel Netzausbau mit einem Entscheidungspfad verbunden ist, und – ebenso wichtig – welche operativen Alternativen wie z. B.

## A. Schlussbericht

### I. Kurze Darstellung

---

Verteilung knapper Netzkapazitäten bestehen, eine Gelingbedingung für die lokale Umsetzung und Akzeptanz.

#### 2.3 VORAUSSETZUNGEN, UNTER DENEN DAS VORHABEN DURCHGEFÜHRT WURDE

ArkESE wurde am CWD als erstes energiesystemanalytisches Forschungsprojekt durchgeführt. Die bisherigen Projekte hatten vorwiegend Bezug zur Windparkplanung oder Antriebstrangforschung. Die gesamtsystemische Betrachtung war damit geprägt von Entwicklung und iterativer Verbesserung der Modelle. B E T hat bereits auf bestehende Modelle aufgebaut und diese weiterentwickelt. Die beteiligten Kommunen Stadt Lichtenau und Kreis Steinfurt waren zu Projektbeginn mit dem EE-Ausbau deutlich stärker fortgeschritten als anfangs erwartet. Dadurch wurde der Fokus weg von der Identifikation realer Ausbauprojekte hin zur Identifikation von Best-Practice-Beispielen verlagert. Daran ausgerichtet wurde der Erfahrungsaustausch mit den kommunalen Stakeholdern genutzt, um die Methodik anwendungsorientiert und übertragbar zu gestalten. Die Einbindung weiterer relevanter Stakeholder, wie beispielsweise den Stadtwerken und Netzbetreibern, wurde gesucht und wann immer möglich umgesetzt.

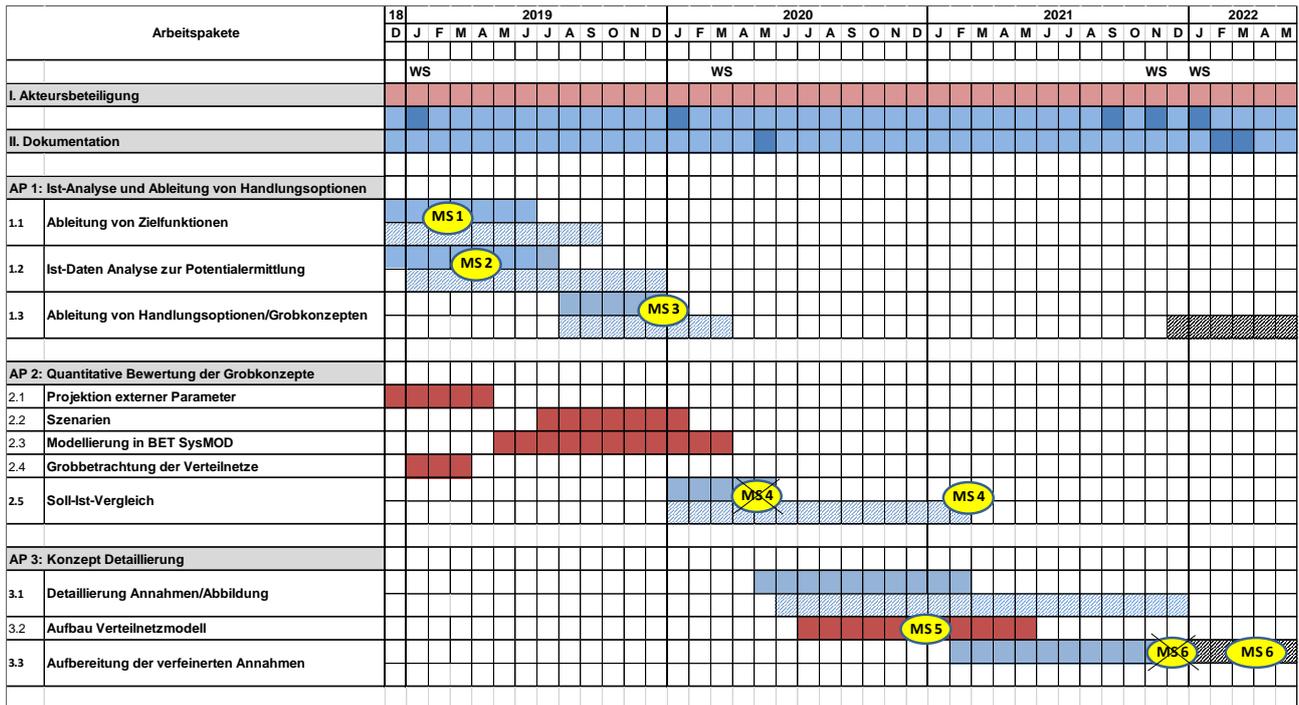
Im zweiten Projektjahr erschwerte die Corona-Pandemie die Projektarbeit. Die Kommunikation mit den Projektbeteiligten sowie die fortlaufende Projektbearbeitung wurden durch die Umstellung auf mobile Arbeit erschwert. Daraus resultierten zwei kostenneutrale Verlängerungen durch das CWD, die zu dem neuen Laufzeitende am 31.05.2022 führten.

#### 2.4 PLANUNG UND ABLAUF DES VORHABENS

Das Projektvorhaben wurde im Zeitraum vom 01.12.2018 bis zum 31.05.2022 realisiert. Die Bearbeitung des Vorhabens gliederte sich in insgesamt fünf Arbeitspakete AP 1 Ist-Analyse und Ableitung von Handlungsoptionen, AP 2 Quantitative Bewertung der Grobkonzepte, AP 3 Konzept Detaillierung sowie AP I Akteursbeteiligung und AP II Dokumentation. Die beiden letzteren AP I und AP II wurden über die gesamte Projektlaufzeit hinweg bearbeitet. Abbildung 2 stellt den Aufbau des Gesamtprojekts, die zeitliche Abfolge der Arbeitspakete und Unterarbeitspakete sowie die Verantwortlichkeiten dar.

# A. Schlussbericht

## I. Kurze Darstellung



Legende	
[Blue box]	Verantwortungsbereich CWD
[Light blue box]	Arbeitsaufwand CWD
[Red box]	Verantwortungsbereich BET
[Light red box]	Arbeitsaufwand BET
[Blue box]	Beteiligung AP I
[Hatched box]	kostenneutrale Verlängerung
Abkürzungs-	PM Personenmonate
	WS Workshop
	MS Meilenstein
	AP Arbeitspaket
Meilensteine	MS 1 Identifikation der Stakeholder und gemeinsamer Ziele (Workshop)
	MS 2 Katalog an möglich Datensätzen ist erstellt
	MS 3 Erster vollständiger Durchlauf von SysMod
	MS 4 Vorzugskonzept ist identifiziert
	MS 5 Konzept zur Netzbewirtschaftung
	MS 6 Handlungsempfehlung geht an Kommune

**ABBILDUNG 2: ARBEITSPLAN ARKESE**

Die beiden Projektbeteiligten B E T und C W D teilten sich die Verantwortlichkeiten für die AP entlang der fachlichen Kompetenzen auf. Wobei die Mehrzahl der AP mit Zuarbeit durch den jeweiligen Partner bearbeitet wurden und das Projekt somit einen stark interdisziplinären Ansatz realisieren konnte.

Die entwickelte Gesamtmethodik wurde in den beiden Beispielkommunen Kreis Steinfurt und Stadt Lichtenau angewandt und validiert. In jedem der Arbeitspakete wurde auf die Nutzbarkeit der Ergebnisformate zur späteren Anwendung ein großer Stellenwert gelegt.

Über die gesamte Projektlaufzeit sind sechs Meilensteine (MS) verteilt, die in Tabelle 1 dargestellt sind. Alle Meilensteine konnten innerhalb der Laufzeit erreicht werden. Damit ist ein erfolgreicher Projektabschluss gelungen.

## A. Schlussbericht

### I. Kurze Darstellung

**TABELLE 1: MEILENSTEINPLANUNG**

Meilenstein	Beschreibung	Termin	AP
1	Stakeholder und gemeinsame Ziele sind identifiziert (Workshop)	Q1 2019	1.1
2	Katalog an möglichen Rohdatensätzen ist erstellt	Q2 2019	1.2
3	Erster vollständiger Durchlauf von B E T-SysMOD	Q4 2019	1.3
4	Vorzugskonzept ist ermittelt	Q1 2021	2.5
5	Konzept zur Netzbewirtschaftung	Q4 2020	3.2
6	Handlungsempfehlung geht an Kommune	Q1 2022	3.3

## 2.5 STAND VON WISSENSCHAFT UND TECHNIK

Während der Bearbeitung des Forschungsprojektes wurde auf unterschiedliche Fachliteratur und Praxisinformationen zurückgegriffen. Tabelle 2 gibt einen Überblick über die wichtigste verwendete Fachliteratur sowie das Themengebiet, in dem sie verwendet wurde. In Teil II des Abschlussberichts (Eingehende Darstellung) wird explizit auf die daraus abgeleiteten Erkenntnisse eingegangen.

**TABELLE 2: ÜBERSICHT RELEVANTER QUELLEN AUS DEM STAND VON WISSENSCHAFT UND TECHNIK**

Thema	Quelle
Kommunale Energieversorgung und Klimaschutz	[1–5]
Potenzialbestimmung und Zeitreihenanalyse	[6–14]
Nutzwertanalyse, Zielfunktion und Kommunikation	[15–22]
Szenarien und Entwicklungspfade	[23–27]
Energiesystemanalyse, Netzbetrachtung und Optimierung	[28–34]

## 2.6 ZUSAMMENARBEIT MIT ANDEREN STELLEN

Im Rahmen des Projektes erfolgt die Zusammenarbeit innerhalb des Konsortiums. Zusätzlich dazu wurden relevante kommunale Stakeholder aus den Projektkommunen Stadt Lichtenau und Kreis Steinfurt, beispielsweise die Stadtwerke oder die Klimaschutzmanagement-Verantwortlichen, eingebunden. Ebenso erfolgte eine konstruktive Zusammenarbeit mit dem Netzbetreiber.

Am 27.01.2022 fand ein offener Ergebnisworkshop für eine breite Grundgesamtheit an Kommunen statt. 32 Vertreter:innen aus Kommunen und Stadtwerken haben teilgenommen. Die Methodik und Ergebnisse aus dem Forschungsprojekt wurden präsentiert und zur Disposition gestellt. Daraus ergab sich ein fruchtbarer Austausch und weitere Anregungen sowie Möglichkeiten zur bilateralen Zusammenarbeit, um kommunale Energiesysteme weiterzuentwickeln.

Außerdem erfolgt eine aktive Teilnahme im Forschungsnetzwerk Energiesystemanalyse. Beim Jahrestreffen im April 2021 wurde ein ArkESE-Poster vorgestellt und bei einem Workshop zum Thema Akzeptanzforschung bei erneuerbaren Energien ebenfalls im April 2021 wurde ein Vortrag zum Projekt ArkESE gehalten. Des Weiteren wurden Methoden und Ergebnisse auf unterschiedlichen Fachkonferenzen präsentiert.

## 3 VERWENDUNG DER ZUWENDUNG UND ERZIELTE ERGEBNISSE

---

In diesem Kapitel werden die erzielten Projektergebnisse sowie deren Erarbeitung ausführlich entlang der durchgeführten Arbeitspakete beschrieben.

### AP 1: IST-ANALYSE UND ABLEITUNG VON HANDLUNGSOPTIONEN (CWD)<sup>4</sup>

Ziel des ersten Arbeitspaketes war die Ableitung möglicher Grobkonzepte zur Umsetzung innerhalb des kommunalen Energiesystems. Ein Grobkonzept besteht aus mehreren möglichen Ausbauprojekten. Es erfolgte zunächst eine Bestandsaufnahme und Potentialermittlung in den Bereichen Wind, Solar und Biomasse. Anschließend wurden aus den Potenzialen mögliche Handlungsoptionen abgeleitet. Die Einbindung der lokalen Stakeholder in den Gesamtprozess sowie der Aufbau einer übertragbaren Methodik standen dabei im Vordergrund.

Mit dem Aufbau eines kommunalen Energiesystems verfolgt jede Kommune individuelle Kombination von Zielen, z.B. Energieautarkie, lokale Wertschöpfung, Reduktion von Treibhausgasen. Das genaue Verständnis dieser Ziele ist eine wichtige Voraussetzung für die tatsächliche Umsetzung in der Praxis. Indem der lokale Ausbau gut mit den lokalen Zielen abgestimmt wird, kann Akzeptanz in der Bevölkerung geschaffen werden.

Deswegen wurde in **AP 1.1** eine Methodik zum Bestimmen individueller Zielfunktionen einer Kommune erarbeitet. Die Zielfunktionen ermöglichen eine Bewertung möglicher Ausbauprojekte im Hinblick auf deren Beitrag zur Erreichung der lokalen Ziele. Die Methodik wurde in enger Zusammenarbeit mit den beiden Kommunen entwickelt und ist ohne weiteres auf beliebige weitere Kommunen übertragbar.

In **AP 1.2** werden die verfügbaren kommunalen Daten abgefragt und Ausbaupotenziale ermittelt. Die Kenntnis über die lokalen Randbedingungen und Datenlage ist Voraussetzung für die Ableitung von zukünftigen Entwicklungspfaden. In Zusammenarbeit mit den Kommunen wurde ein Katalog an möglichen Datensätzen erstellt, um die Übertragbarkeit der Methodik zu gewährleisten und die Datenakquise in zukünftigen Anwendungen zu beschleunigen.

Zuletzt wurden in **AP 1.3** Teilmodelle zur Ableitung von Handlungsoptionen aufgebaut und weiterentwickelt. Handlungsoptionen sind z. B. der Aufbau einer Photovoltaikanlage oder das Repowering eines Windparks. Für den Betrachtungsstandort leitet das Modell aus den gegebenen Randbedingungen die potentiell installierbare Leistung, Einspeisezeitreihen sowie zugehörige Kosten ab. Finaler Schritt in AP 1.3 ist die Bewertung der Handlungsoptionen. Dies geschieht anhand einer Nutzwertanalyse. Jedem Projekt wird ein Nutzwert entsprechend der lokalen Zielfunktion aus AP 1.1 zugeordnet. Dieser wird dann zur Zusammenstellung von Grobkonzepten verwendet. Grobkonzepte sind definiert als eine Kombination verschiedener Handlungsoptionen einer Kommune. Diese Grobkonzepte sowie Daten zu den gegebenen Randbedingungen werden anschließend in AP 2 an das Systemmodell B E T-SysMOD übergeben.

---

<sup>4</sup> Die Klammerausdrücke nach den Überschriften hier und im Folgenden weisen aus, welcher der Forschungsnehmer in dem jeweiligen Arbeitspaket die Hauptverantwortung getragen hat. Dessen unbenommen gilt: In allen APs wurde das Ergebnis gemeinsam erarbeitet und wird gemeinsam vertreten.

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

---

#### AP 1.1: ABLEITUNG VON ZIELFUNKTIONEN

(CWD)

Beim Ausbau des lokalen Energiesystems müssen Kommunen einige komplexe energiepolitische Entscheidungen treffen. Es gilt dabei, den unterschiedlichen Zielvorstellungen der Akteur:innen vor Ort (Stakeholder) gerecht zu werden. Diese verfolgen oftmals sehr unterschiedliche oder sogar gegenläufige Interessen, was wiederum Kompromisse erfordert.

Das *House of municipal Energy (HomE)* wurde im Rahmen von AP 1.1 im Projekt ArkESE entwickelt und soll dabei helfen, eine Übersicht der lokalen Stakeholder zu erzeugen und gleichzeitig eine Zielfunktion abzuleiten, welche die Interessen aller Beteiligten berücksichtigt und transparent darstellt [35]. Es basiert auf dem House of Quality aus dem Quality Function Deployment.

Im *HomE* werden hierzu neun mögliche Ziele in Bezug auf den Ausbau des lokalen Energiesystems betrachtet. Die verwendeten Ziele wurden auf Grundlage einer Literaturrecherche zusammengetragen und in mehreren Workshops mit den kommunalen Praxispartnern diskutiert und ergänzt. Um eine Vergleichbarkeit zwischen Kommunen zu ermöglichen ist es wichtig, dass alle Kommunen dieselben neun Ziele verwenden und zwischen diesen gewichten. Im Folgenden sind die neun verwendeten Ziele aufgelistet und kurz beschrieben:

**Bürgerbeteiligung:** Die Zielgröße Bürgerbeteiligung drückt aus, dass die Bürger:innen einer Kommune finanziell und partizipativ bei der Gestaltung des Energiesystems vor Ort mit einbezogen werden. Die offene Kommunikation und der Dialog mit den Bürger:innen werden gesucht. Darüber hinaus sollen Möglichkeiten geboten werden, sich finanziell oder anderweitig an EE-Projekten zu beteiligen.

**Regionalisierung:** Die Zielgröße Regionalisierung setzt sich mit dem Zusammenhalt in der Kommune auseinander. Die Bürger:innen der Kommune sollen ein Gefühl der Zugehörigkeit entwickeln und sich bereitwillig mit der Kommune identifizieren. Dies geschieht durch die Beteiligung der BürgerInnen an EE-Projekten und einer kommunalen Ausrichtung des Energiesystems und lokalen Produkten und Tarifen.

**(Klima-)Bildung:** Die Zielgröße (Klima-)Bildung adressiert unterschiedliche Möglichkeiten, die Bevölkerung mit dem Thema der lokalen Energieversorgung vertraut zu machen. Um Bürger:innen und vor allem junge Menschen zu erreichen ist ein gezielter Wissenstransfer nötig. Dabei werden auch Einflüsse auf Politik und wichtige Personen der Kommune betrachtet. Zudem können positive Effekte durch die Transformation von Lern- und Lehrumgebungen erreicht werden.

**Umweltschonung:** Die Zielgröße Umweltschonung hat ihren Fokus auf dem Schutz der Natur. Nachhaltiges, bewusstes (Konsum-)Verhalten und der Ausbau von EE soll zu einer Reduzierung von Schadstoffemissionen beitragen. Dabei soll auch die Beeinträchtigung des Lebensraums durch EE-Anlagen möglichst minimal gehalten werden.

**Technologieentwicklung:** Die Zielgröße Technologieentwicklung soll erfassen, inwiefern verschiedene EE-Projekte zum technologischen Fortschritt in der Energiewirtschaft beitragen. Kommunen können aufgrund ihrer Nähe und Vertrautheit zu Akteuren erste Praxisanwendungen von innovativen Ideen ermöglichen und somit zur schnelleren Marktreife von Produkten und Geschäftsmodellen beitragen. EE-Projekte sollen also im Hinblick auf ihre Innovativität bewertet werden.

**Lokale Wertschöpfung & Wachstum:** Bei der Zielgröße lokale Wertschöpfung und Wachstum steht die Frage im Vordergrund, inwiefern EE-Projekte zur kommunalen Wertschöpfung beitragen. D.h. welchen ökonomischen Nutzen verschiedene EE-Projekte in Kommunen erzeugen. Darunter fallen z.B. die erzielten Gewinne beteiligter Unternehmen, die in der Kommune ansässig sind, die Nettoeinkommen der Beschäftigten, die an dem Projekt beteiligt sind und zuletzt die an die Kommune gezahlten Steuern, die aus dem Projekt resultieren.

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

---

**Unabhängigkeit:** Bei dieser Zielgröße geht es darum, wie autark eine Kommune ist. Dazu zählen z.B. der Grad der Autarkie des Energiesystems als auch die Frage, inwieweit die Bürger:innen und ortsansässige Unternehmen in Entscheidungen und Entwicklungen, die das Energiesystem betreffen sowie deren praktische und finanzielle Umsetzung involviert sind.

**Imageverbesserung:** Die Zielgröße Imageverbesserung setzt sich mit der Veränderung der Außendarstellung der Kommune durch EE-Projekte auseinander. Öffentlichkeitswirksame Themen wie CO<sub>2</sub>-Einsparungen, Schaffung von zusätzlichen Arbeitsplätzen und Ausbau von EE sollen nach außen getragen und somit die Attraktivität der Kommune gesteigert werden.

**Organisation & Struktur:** Bei der Zielgröße Organisation & Struktur steht die Frage im Vordergrund, inwiefern sich ein organisatorischer Mehraufwand in der Kommune durch das betrachtete EE-Projekt ergibt und ob sogar eventuelle Umstrukturierungsmaßnahmen innerhalb der Kommune erforderlich sind, um Anforderungen des Projekts zu erfüllen.

Der Fokus wird auf den Gesamtnutzen einer Kommune gelegt. Das bedeutet, dass nicht unbedingt jeder Stakeholder das persönliche Maximum erreichen kann. Stattdessen stellt die berechnete Zielfunktion einen Kompromiss dar, welcher im Durchschnitt der lokalen Stakeholder einen höchstmöglichen Gesamtnutzen schafft. Vor diesem Hintergrund soll das *HomE* als nützliches Werkzeug dienen, um die individuellen Zielausprägungen transparent darzustellen und den größten gemeinsamen Nenner zwischen den lokalen Akteuren zu ermitteln. Die Zielfunktion kann außerdem zur Entwicklung einer lokalen Klimastrategie verwendet werden oder mit bestehenden Strategien verglichen und eingebettet werden. Abbildung 3 zeigt exemplarisch den Aufbau des *HomE*.

A. Schlussbericht  
 II: Eingehende Darstellung

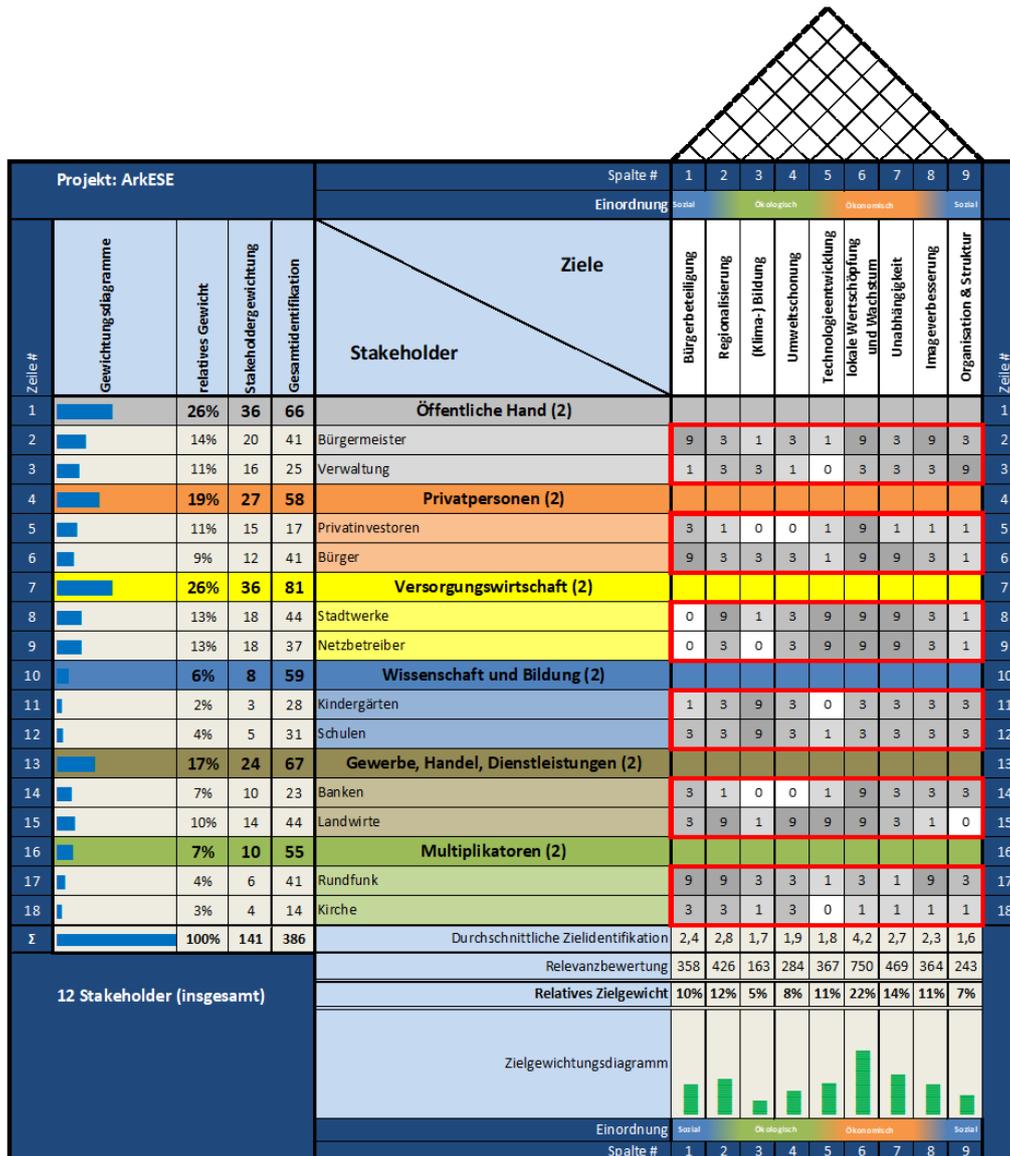


ABBILDUNG 3: EXEMPLARISCHE DARSTELLUNG DES HOME

Jede Kommune befindet sich in einer individuellen Situation mit eigenen Rahmenbedingungen und Stakeholdern. Aus diesem Grund gewinnen oder verlieren für verschiedene Kommunen andere Ziele an Bedeutung, was in unterschiedlichen Zielausprägungen resultiert. Während eine Kommune beispielsweise besonders hohen Wert auf ein unabhängiges Energiesystem legt, könnte es den Stakeholdern einer anderen Kommune wichtiger sein, dass die Bürgerinnen und Bürger möglichst stark beim Ausbau miteinbezogen werden. Abbildung 4 zeigt eine beispielhafte Zielgewichtung einer Kommune.

A. Schlussbericht  
 II: Eingehende Darstellung

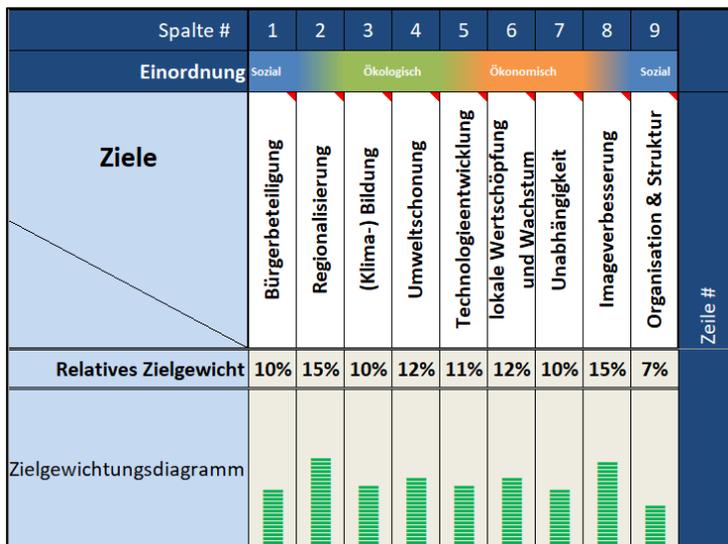


ABBILDUNG 4: ZIELGEWICHTUNG EINER KOMMUNE

**Ergebnisse der Zielgewichtung**

Die Ergebnisse der Zielgewichtung für beide Kommunen sind in Abbildung 5 und Abbildung 6 graphisch dargestellt.

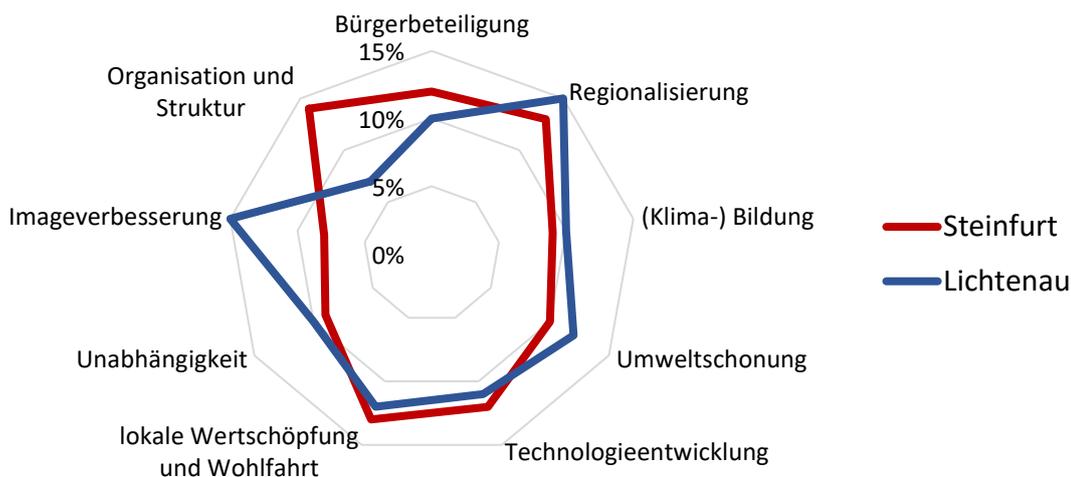
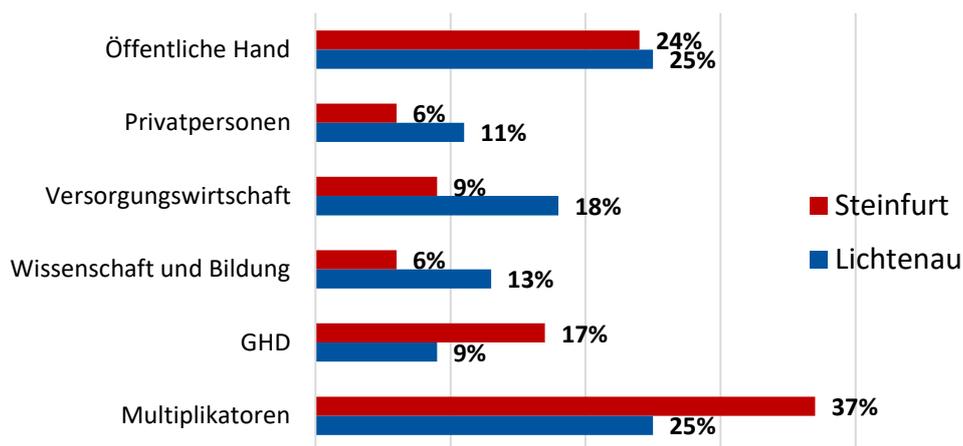


ABBILDUNG 5: GEWICHTUNG DER UNTERSCHIEDLICHEN ZIELE IN LICHTENAU (BLAU) UND STEINFURT (ROT)

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung



**ABBILDUNG 6: ANTEILE DER BEFRAGTEN STAKEHOLDER IN DEN KOMMUNEN LICHTENAU (BLAU) UND STEINFURT (ROT)**

In Lichtenau wurden 91 relevante Stakeholder zur Bewertung der Zielgrößen identifiziert. Das größte Gewicht wird den Stakeholdergruppen der öffentlichen Hand, Versorgungswirtschaft und den Multiplikatoren beigemessen. Besonders wichtig sind in Lichtenau die Regionalisierung und die Imageverbesserung. Bürgerbeteiligung, (Klima)-Bildung, Umweltschonung, Technologieentwicklung und lokale Wertschöpfung stuft die Kommune als etwas weniger wichtig ein, während negative Auswirkungen in der Kategorie Organisation & Struktur eher unwichtig erscheinen.

Die Ergebnisdiskussion mit den lokalen Vertretern aus Lichtenau ergab, dass das Zielprofil mit der Situation in Lichtenau gut übereinstimmt. Lichtenau profitiert von seiner Leuchtturmfunktion und Imagewirkung durch den weit vorangeschrittenen EE-Ausbau, weshalb dieser Schwerpunkte auch in Zukunft weiterverfolgt werden soll. Die Erträge der Windenergie werden über die Bürgerstiftung in die Bevölkerung getragen und tragen so zum regionalen Zusammenhalt bei. Aufgrund der geringen Bevölkerungszahl von knapp 11.000 in Lichtenau ist die Verwaltungsstruktur relativ dynamisch und die Dienstwege können kurz gehalten werden. Dies ermöglicht es, auch organisatorisch individuellere Projekte zu realisieren. Das Ziel Organisation & Struktur ist entsprechend nachrangig priorisiert.

Insgesamt 72 Stakeholder wurden in Steinfurt für die Relevanz der neun Zielkategorien berücksichtigt. Dabei stellte sich heraus, dass negative Auswirkungen der Kategorie Organisation & Struktur für die Stakeholder die größte Rolle spielen während Imageverbesserung wenigsten relevant ist. Bürgerbeteiligung, Regionalisierung, Technologieentwicklung und lokale Wertschöpfung sind den Stakeholdern ebenfalls wichtig, während (Klima)-Bildung, Umweltschonung und Unabhängigkeit als weniger wichtig eingeordnet werden. Die wichtigsten Stakeholdergruppen sind in Steinfurt ebenfalls die öffentliche Hand und die Multiplikatoren zusammen mit Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD).

Im Gegensatz zur Stadt Lichtenau müssen im Kreis Steinfurt (etwa 480.000 Einwohner:innen) eine Vielzahl unterschiedlicher Handlungsströme und Aktivitäten strategisch organisiert und verwaltet werden. In der Ergebnisinterpretation lies sich dadurch die hohe Relevanz von Organisation & Struktur deuten.

#### AP 1.2: IST-DATEN ANALYSE ZUR POTENTIALERMITTLUNG

(CWD)

Im Folgenden werden die Datensätze für die Potenzialermittlung in den Teilbereichen Energiebereitstellung, Flexibilisierung der Nachfrage, (Verteil-)Netze und Akteursstruktur dargestellt. Zur Ermittlung der Potenziale

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

---

in den unterschiedlichen Bereichen wurden jeweils Datengrundlagen identifiziert. Dabei gilt, dass die Ergebnishöhe mit zunehmender Individualität der Daten steigt.

#### **Energiebereitstellung durch die Energieträger Wind, Sonne und Biomasse**

Für die **Windenergie** werden zunächst die verfügbaren Flächen identifiziert. Die zwingend erforderlichen Eingabegrößen sind die Koordinaten des Untersuchungsgebiets sowie der Mindestabstand von Windenergieanlagen zu Siedlungsgebieten. Auf Basis dieser beiden Größen werden die Potenzialflächen innerhalb des Untersuchungsgebiets ermittelt. Diese können durch einen Mindestabstand zu Natura 2000 Gebieten (FFH-Gebiete, Vogelschutzgebiete) und zu Naturschutzgebieten weiter eingeschränkt werden. Zudem können Waldflächen von der Potenzialanalyse ausgeschlossen werden.

Die Bestimmung des **Photovoltaikpotenzials für Dach- und Freiflächenanlagen** erfolgt auf der Grundlage kommunenscharfer Flächendaten, die Aufschluss über das Ausmaß geeigneter Flächen für Dach- und Freiflächenanlagen geben. Für NRW wird hierzu eine Studie des Landesamts für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz herangezogen, die für jede Gemeinde NRWs die technisch installierbare Modulfläche auf Dächern und auf freiem Gelände beziffert [9].

Das **Bioenergiepotenzial** wird in dem im Projektzusammenhang entwickelten Modell *BioPot* ermittelt. Die zwingend erforderlichen Eingabegrößen sind die Einwohnerzahl und die Gesamtfläche der Kommune. Auf Basis dieser beiden Größen wird das lokale Biomassevorkommen über statistische Abschätzungen ermittelt. Für eine höhere Ergebnishöhe können weitere kommunenspezifische Größen angegeben werden. Diese umfassen den Anteil der Landwirtschaftsfläche an der Gesamtfläche, den aktuellen Viehbestand an Rindern, Schweinen und Geflügel sowie die Nennleistung bereits bestehender Festbrennstoff- und Biogasanlagen.

Falls bereits lokale Potenzialanalysen für die unterschiedlichen Energieträger durchgeführt worden sind, werden diese ebenfalls berücksichtigt.

#### **Flexibilisierung der Nachfrage**

Um diese Potenziale zu identifizieren, ist eine genaue Kenntnis über die individuell vorherrschende Nachfragestruktur notwendig. Da diese Informationen durch die Beispielkommunen Lichtenau und Steinfurt nicht bereitgestellt werden konnten, konnte die Flexibilisierung der Nachfrage nicht weiter untersucht werden. Zur Abbildung der Bedarfsverläufe wurde auf Standardlastprofile zurückgegriffen.

#### **Verteilung / Netze**

Die Abbildung der Netzsituation bedarf individueller Informationen des lokalen Netzbetriebs. Werden diese Informationen geliefert, kann das Netz im Modell abgebildet werden. Da es sich hierbei jedoch um sehr sensible Daten handelt, ist die Verfügbarkeit nicht immer gegeben und es müssen Annahmen getroffen und Ersatznetze modelliert werden.

#### **Akteursstruktur**

Die Akteursstruktur wird im Rahmen von *Home* in Zusammenarbeit mit den Kommunen erhoben. Dabei wird identifiziert, welche Akteur:innen welche Rolle und welche Ziele haben (vgl. AP 1.1)

Durch die Ist-Datenanalyse wurden alle benötigten Informationen und bereitstellbaren Rohdatensätze identifiziert. Ein eigenes Modell zur Aufbereitung der Rohdatensätze war nicht notwendig bzw. ist in die jeweiligen Teilmodellen zur erzeugungsseitigen Potenzialermittlung integriert. Nach diesem AP sind Ist-Zustand und vorherrschende Randbedingungen in der Kommune abgebildet und können in die Ableitung von Handlungsoptionen (AP 1.3) einfließen.

# A. Schlussbericht

## II: Eingehende Darstellung

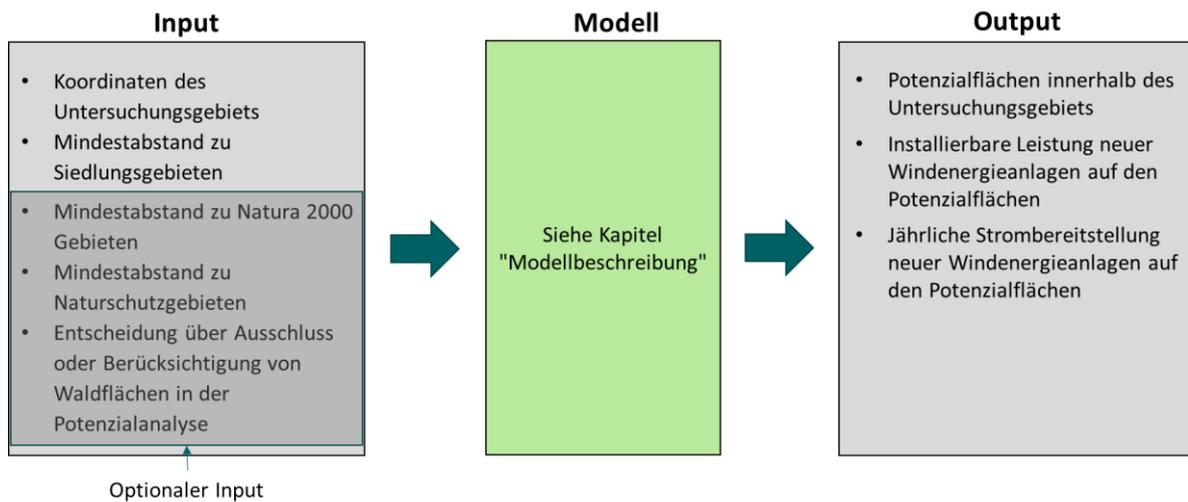
### AP 1.3: ABLEITUNG VON HANDLUNGSOPTIONEN/GROBKONZEPTEN

(CWD)

Zur detaillierten Energiesystemanalyse müssen zunächst die installierbaren Leistungen der unterschiedlichen Energieträger identifiziert werden. Dies erfolgt im Rahmen der Teilmodelle zur Potenzialermittlung der Energieträger Wind, Sonne und Biomasse. Für jeden Energieträger wurde im Rahmen des Projektes am CWD ein eigenes Potenzialmodell entwickelt und umgesetzt. Die ermittelten Potenziale werden in Handlungsoptionen überführt, welche wiederum zu Grobkonzepten zusammengestellt werden. Die Zusammenstellung nach Grobkonzepten erfolgt unter Berücksichtigung der individuellen Nutzwerte je Handlungsoption.

#### Windenergie Potenzialmodell (WindPot)

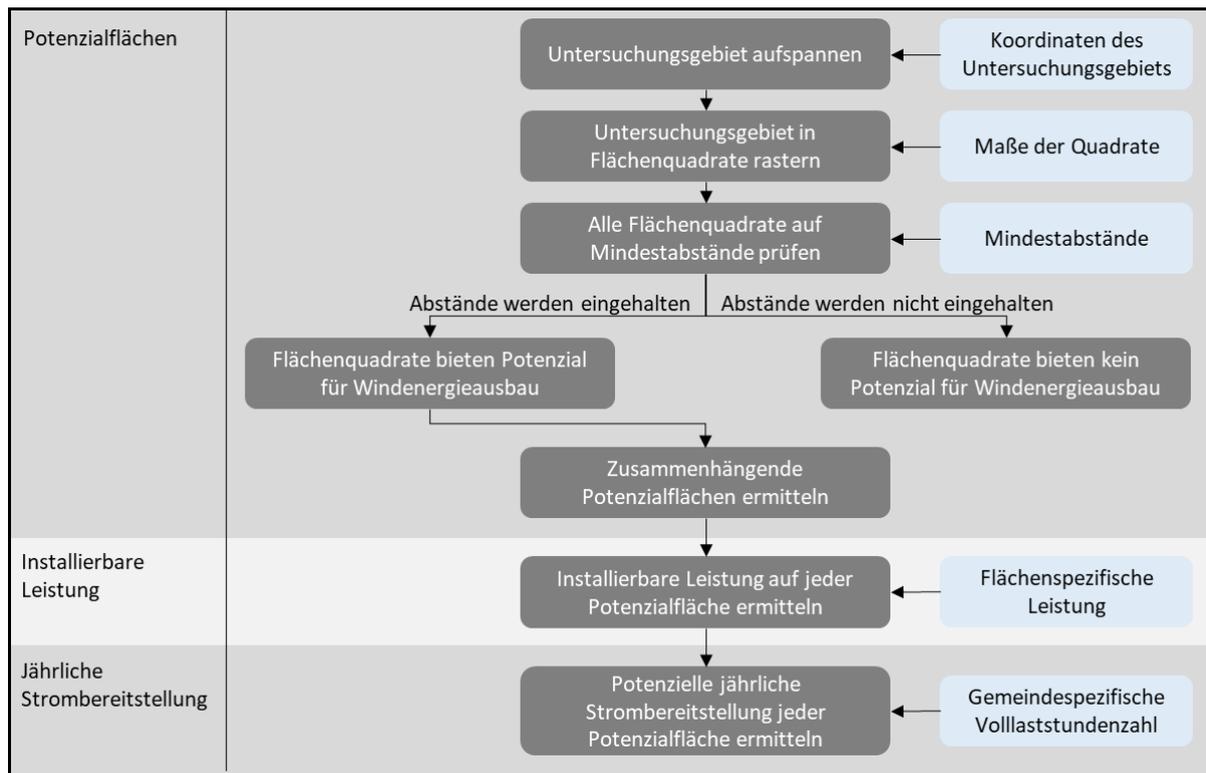
Um für potenzielle Windenergieanlagen (WEA) Standorte an Land innerhalb eines Untersuchungsbereichs zu lokalisieren, kann das Potenzialmodell *WindPot* eingesetzt werden. Abbildung 7 zeigt einen Überblick über die Ein- und Ausgabegrößen des Potenzialmodells. Eine Übersicht des Modellaufbaus ist in Abbildung 8 gegeben.



**ABBILDUNG 7: EINGABE- UND AUSGABEGRÖßEN WINDPOT**

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

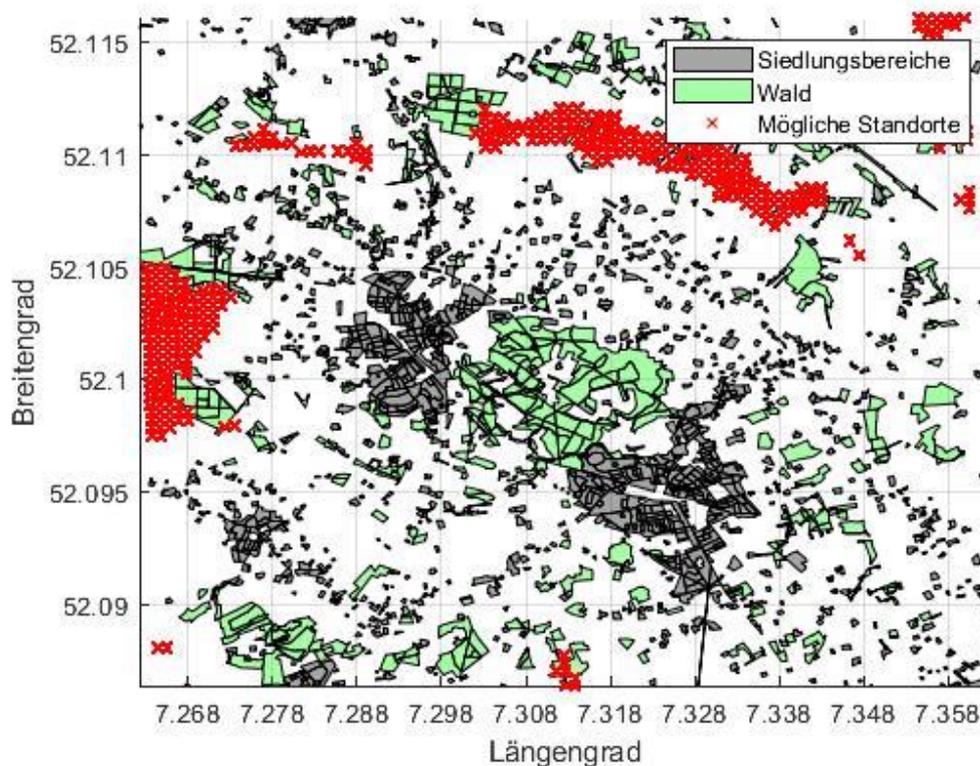


**ABBILDUNG 8: MODELLAUFBAU WINDPOT**

Aus den eingegebenen Koordinaten wird das Untersuchungsgebiet erzeugt. Innerhalb des Untersuchungsgebiets werden alle Siedlungsbereiche und Waldflächen identifiziert und visualisiert.

Das Untersuchungsgebiet wird in 1 ha große Flächenquadrate (Länge = Breite = 100 m) diskretisiert. Jedes dieser Quadrate wird auf die Einhaltung aller angegebenen Mindestabstände und den eventuellen Ausschluss von Waldflächen hin untersucht. Um den Mittelpunkt der Quadrate wird ein Kreis mit dem Radius des Mindestabstands erzeugt. Das Quadrat bildet eine Potenzialfläche, sofern sich innerhalb des Kreises kein Siedlungsgebiet befindet.

Nach Überprüfung aller Quadrate des Untersuchungsgebiets werden die Mittelpunkte der Quadrate gespeichert, die die Mindestabstände einhalten. In Abbildung 9 sind diese für das betrachtete Beispiel in der Stadt Steinfurt in rot markiert. Im Beispiel sind Mindestabstände zu Natura 2000 Gebieten und zu Naturschutzgebieten von je 300 m sowie 750 m zu Siedlungsgebieten berücksichtigt. Waldflächen sind in dem Beispiel von den Potenzialflächen ausgeschlossen. Der geringe Abstand von 750 m zu Siedlungen wurde gewählt, da bei höheren Abständen keine Potenzialflächen mehr für Neubauprojekte identifiziert werden konnten.



**ABBILDUNG 9: POTENTIELLE FLÄCHENQUADRATE IN DER STADT STEINFURT**

Anschließend werden zusammenhängende Potenzialflächen sowie deren Größe ermittelt. Zwei potenzielle Flächenquadrate sind zusammenhängend, wenn sie horizontal, vertikal oder diagonal benachbart sind.

Für jede zusammenhängende Potenzialfläche wird die auf dieser Fläche installierbare Leistung neuer Windenergieanlagen abgeschätzt. Dazu wird das Produkt aus Potenzialfläche und durchschnittlicher installierbarer spezifischer Leistung (bezogen auf Bodenfläche) von Windenergieanlagen an Land gebildet. Zur Ermittlung der durchschnittlichen spezifischen Leistung wurden im ersten Schritt Literaturwerte verwendet [10–12]. Die Zahlenwerte der Studien selbst sind NRW- oder deutschlandweite Durchschnittswerte für Windparks, in denen ein Mindestabstand von 5 Rotordurchmessern in Hauptwindrichtung und 3 Rotordurchmessern in Nebenwindrichtung eingehalten werden, was in der Praxis gängigen Abständen entspricht [36]. Die in den Studien verwendete Anlagenleistung liegt zwischen 3,0 MW und 3,5 MW. In einigen Studien sind Windenergieanlagen auf Waldflächen berücksichtigt. Die verwendeten Studien und Zahlenwerte sind in Tabelle 3 gelistet. Die durchschnittliche spezifische Leistung der drei Studien beträgt  $25,46 \text{ W/m}^2$ .

Eine Sensitivitätsanalyse zeigt, dass die installierbare spezifische Leistung nicht unabhängig von der verwendeten Windenergieanlage ist. Die spezifische Leistung steigt in etwa linear mit zunehmender Anlagenleistung und zunehmendem Verhältnis aus Anlagenleistung und Rotordurchmesser. Der Trend in Richtung höherer Anlagenleistung kompensiert in etwa den Trend in Richtung geringerem Verhältnis aus Leistung und Rotordurchmesser, weshalb nur geringe Schwankungen um den Mittelwert bei Verwendung aktueller und zukünftiger Neuanlagen zu erwarten sind [10].

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

**TABELLE 3: FLÄCHENSPEZIFISCHE LEISTUNG VON WINDENERGIEANLAGEN AN LAND (I: BEZOGEN AUF ROTORKREISFLÄCHE; II: BEZOGEN AUF BODENFLÄCHE)**

Studie	Region & Anlagenleistung	Berücksichtigung von Waldflächen	Installierbare spezifische Leistung [W/m <sup>2</sup> ]
[11]	NRW 3 MW-Anlagen	ohne Waldflächen	28,67
		inklusive Kyrill- und Nadelwaldflächen	25,96
		inklusive Kyrill-, Nadelwald-, Laubwald- und Mischwaldfläche	24,37
[10]	Deutschland 3,5 MW-Anlagen	ohne Waldflächen	25,75
			25,96
			26,15
			25,77
[12]	NRW 3,05 MW-Anlagen	inklusive Waldflächen	24,10
	Deutschland 3,05 MW-Anlagen		21,56
	NRW 3,05 MW-Anlagen	ohne Waldflächen	26,14
	Deutschland 3,05 MW-Anlagen		25,60
<b>Durchschnitt (Mittelwert)</b>	<b>NRW &amp; Deutschland 3,2 MW-Anlagen</b>	<b>Gemischt</b>	<b>25,46</b>

### Jährliche Strombereitstellung

Zur Ermittlung der möglichen jährlichen Strombereitstellung neuer Windenergieanlagen auf den identifizierten Potenzialflächen wird die zuvor bestimmte installierbare Leistung mit den regional erwartbaren Volllaststunden multipliziert.

Die Volllaststunden werden gemeindespezifisch mithilfe einer Potenzialstudie des Landesamts für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz (LANUV) im Bundesland NRW abgeschätzt [11]. Die Bestimmung der jährlichen Strombereitstellung mittels *WindPot* ist somit auf NRW beschränkt sofern keine andere Datenquelle für die erreichbaren Volllaststunden vorliegt. Die Studie weist die installierbare Leistung und den erwartbaren Nettostromertrag summiert über alle Potenzialflächen in einer Gemeinde aus. Im Nettostromertrag sind in Windparks auftretenden Energieverluste durch gegenseitige Abschattung der Anlagen berücksichtigt. Die in der Praxis gängigen Mindestabstände von 5 Rotordurchmessern in Hauptwindrichtung und 3 Rotordurchmessern in Nebenwindrichtung werden eingehalten [36]. Die Windparks werden mit Anlagen einer Leistung von 3 MW, einer Nabenhöhe von 135 m und einem Rotordurchmesser von 101 m ausgestattet. Die Division des Nettostromertrags durch die installierbare Leistung ergibt die gemeindespezifischen Volllaststunden. Diese werden im Anschluss mit der in *WindPot* ermittelten installierbaren Leistung multipliziert, um das Potenzial an jährlicher Nettostrombereitstellung in einer Gemeinde überschlägig zu identifizieren.

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

Da die LANUV Studie von verhältnismäßig kleinen Anlagen ausgeht, fallen auch die ermittelten Volllaststunden und Energieerträge eher konservativ aus. Die angenommenen Anlagenparameter können in *WindPot* bei Bedarf angepasst werden.

Die mittlere Volllaststundenzahl von Windparks in NRW beträgt gemäß der Studie 2445 h/a [11]. Dieser Wert spiegelt die durchschnittliche Volllaststundenzahl von Windparks in der Mitte Deutschlands mit einer Inbetriebnahme im aktuellen Jahr gut wider [37]. Bis 2030 wird eine Steigerung der Volllaststundenzahl von neu errichteten Windparks um weniger als 10 % prognostiziert [37]. Die Volllaststunden der LANUV-Studie behalten daher auch in den kommenden Jahren ihre Anwendbarkeit.

Sofern geeignete Potenzialflächen für einen Neubau identifiziert werden, kann mit dem Optimierungstool WIFO des CWD eine detaillierte Parkplanung mit exakter Ertragsersparung angestellt werden [13]. Da jedoch in beiden Kommunen keine lohnenswerten freien Flächen für Neubau identifiziert werden konnten ist dies im Rahmen von ArkESE nicht erfolgt.

#### Photovoltaik Potenzialmodell (PVPot)

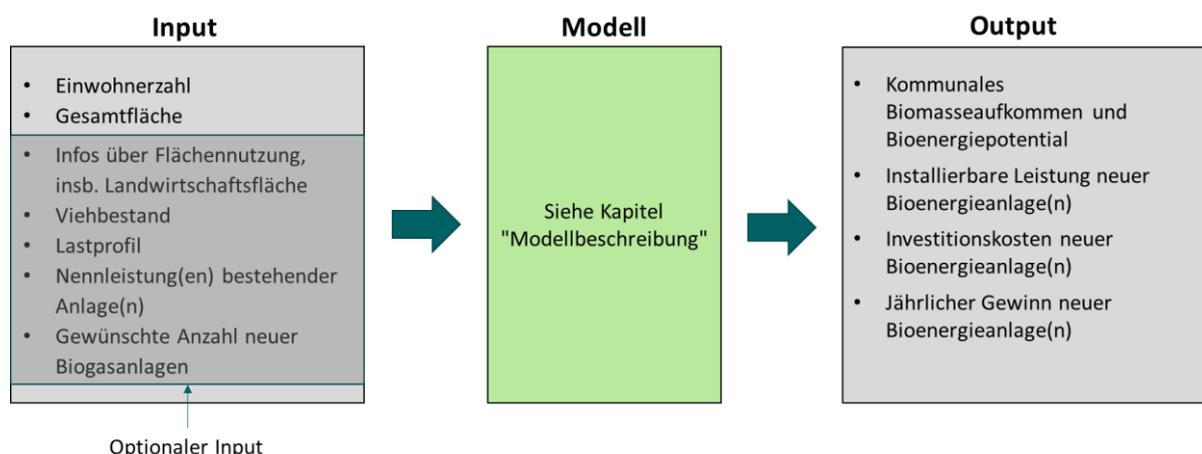
Das Photovoltaik-Potenzial wird in *PVPot* aufbauend auf einer für NRW verfügbaren Studie für Dach- und Freiflächenanlagen bestimmt [38]. In der Modelldetaillierung in AP 3 erfolgt der Aufbau eines eigenen Modells zur Bestimmung des Photovoltaik-Freiflächenpotenzials.

Außerdem wird auf Basis einer exemplarischen Stromertragszeitreihe das Potenzial an vermiedenen THG-Emissionen berechnet und eine grobe Wirtschaftlichkeitsanalyse mit den Zielgrößen Investitionskosten, Kapitalwert und Amortisationszeit ausgegeben. Da diese Größen im unmittelbaren ArkESE-Kontext nur als Vergleichswert dienen, wird im Folgenden nicht weiter auf den Modellaufbau eingegangen.

#### Biomasse Potenzialmodell (BioPot)

Mithilfe des am CWD entwickelten Modells *BioPot* kann das verfügbare Bioenergie-Potenzial für alle ländlichen Kommunen in Deutschland individuell berechnet werden. Die Potenzialberechnung erfolgt sowohl für Biogasanlagen als auch für Festbrennstoffanlagen unter Berücksichtigung des Biomassevorkommens nachwachsender Rohstoffe und biogener Reststoffe.

Abbildung 10 gibt einen Überblick über Ein- (Input) und Ausgabegrößen (Output) des Modells.



**ABBILDUNG 10: EINGABE- UND AUSGABEGRÖßEN BIOPOT**

Aus der verfügbaren Biomasse wird die verfügbare Bioenergie berechnet, die den limitierenden Faktor für die Bemessungsleistung einer Bioenergieanlage darstellt. Die installierbare Leistung hingegen hängt zudem von der Betriebsweise (Volllaststunden) der Anlage ab. Da im weiteren Projektverlauf das Netzlastflusstool BET-SysMOD eine vorgegebene installierbare Leistung als Eingabegröße benötigt, wird für jede neue

# A. Schlussbericht

## II: Eingehende Darstellung

Bioenergieanlage eine geeignete installierbare Leistung festgelegt. In einer nachfolgenden Wirtschaftlichkeitsanalyse werden die Investitionskosten und der zu erwartende jährliche Gewinn der Bioenergieanlagen abgeschätzt.

Eine Übersicht des Modellaufbaus ist in Abbildung 11 gegeben. In dem Modell werden Ergebnisse für Festbrennstoffanlagen und Biogasanlagen generiert. Für Festbrennstoffe wird zwischen zwei Varianten unterschieden. In der Regel werden Festbrennstoffe getrocknet und in Festbrennstoffanlagen zur Stromerzeugung verbrannt (Variante 1). Festbrennstoffe können alternativ vergast und gemeinsam mit dem Biogas aus den Biogassubstraten in einer Biogasanlage verwertet werden (Variante 2). Der Vergasung von Festbrennstoffen kommt bisher eine untergeordnete Rolle zu aufgrund noch mangelnder Erfahrungen im Langzeitbetrieb [39]. Im weiteren Verlauf wird daher ausschließlich auf Variante 1 eingegangen. Es bleibt den Anwender:innen des Modells überlassen, sich anhand der Ergebnisse der Potenzialanalyse für eine der beiden Varianten zu entscheiden.

Die detaillierte Modellbeschreibung kann in *Stößel et al. 2021* und *Wendorff 2022* nachgelesen werden [40, 41].

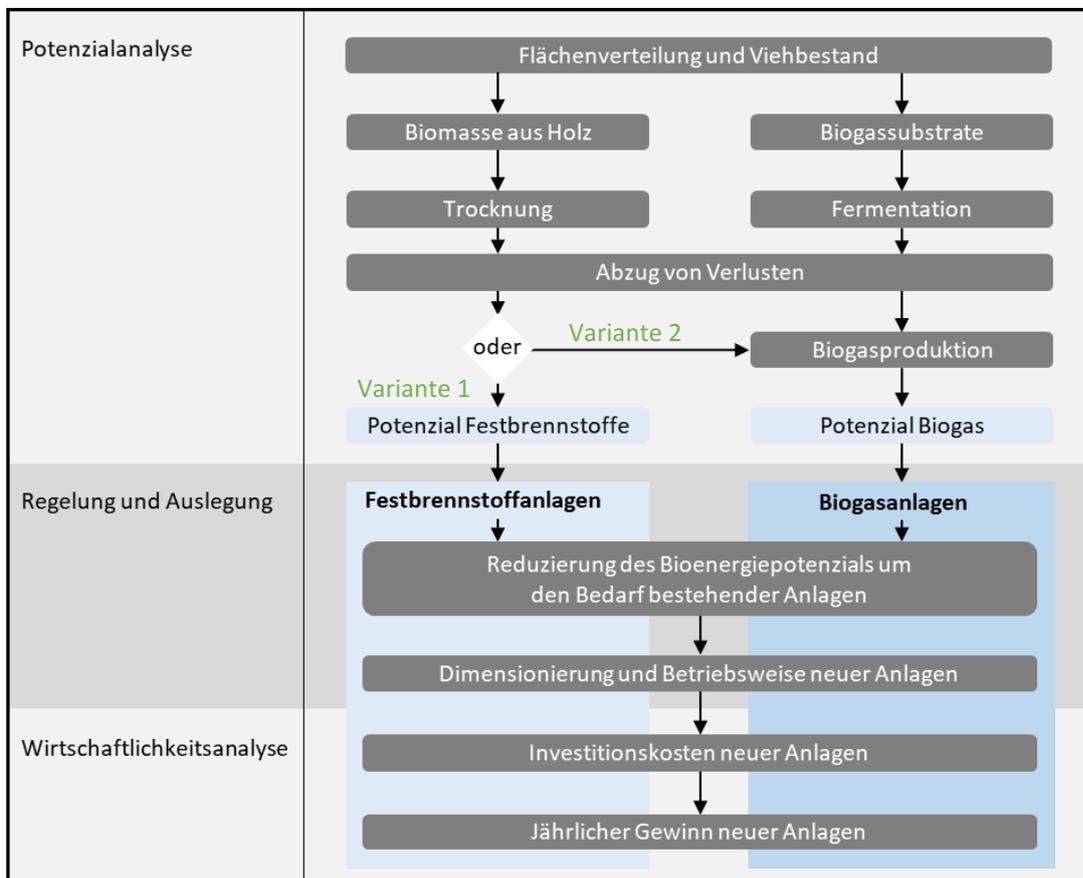


ABBILDUNG 11: MODELLAUFBAU BIOPOT

### Kommunenprofile und Erzeugungspotenzial

Aus der beschriebenen Methodik zur Erfassung des Ist-Zustands sowie der Potenziale ergeben sich für die Beispielkommunen Profile, welche die Charakteristika zusammenfassend darstellen. In der Energiesystemanalyse wird bei den erneuerbaren Energien unterschieden zwischen Bestand und Potenzial. Die Potenziale unterteilen sich wiederum in real geplante und im Forschungsprojekt identifizierte potenzielle Ausbauprojekte.

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

In Lichtenau besteht bereits eine installierte Leistung von 317 MW. Diese teilen sich auf knapp 19 MW PV-DFA, 1 MW PV-FFA, 295 MW Windenergieanlagen und 2 MW Bioenergie auf. Ein real geplantes Ausbauprojekt wurde berücksichtigt, welches den Neubau einer PV-DFA mit einer installierten Leistung von 2 MW vorsieht. Durch die durchgeführten Potenzialanalysen wurde darüber hinaus der mögliche Bau einer zusätzlichen PV-FFA in Blankenrode entlang der A44 mit einer Nennleistung von 8 MW identifiziert. Außerdem ist der Bau einer Biogasanlage mit 2 MW Nennleistung möglich, die mit lokal vorkommender Biomasse gespeist wird. Ein mögliches Repowering-Projekt betrifft 14 Windenergieanlagen zwischen Lichtenau und dem Ortsteil Hakenberg mit einer Nennleistung zwischen 250 kWp und 600 kWp, die zwischen 1994 und 1998 in Betrieb genommen wurden. Diese Windkraftanlagen haben ihre Entwurfslebensdauer bereits überschritten. Daher wäre ein Repowering dieser 14 Altanlagen mit einer Gesamt-Nennleistung von 5,95 MW durch drei neue, effizientere Anlagen sinnvoll. Im Projekt wurden 3 MW Anlagen gewählt. Aus heutiger Planungssicht müssten die Anlagen allerdings noch größer dimensioniert werden (>6 MW). Aufgrund der aktuell geltenden Abstandsregelungen für Windenergie ließen sich darüber hinaus keine Windenergiepotenziale identifizieren. Eine Übersicht zum Energiesystem in Lichtenau ist Tabelle 4 zu entnehmen.

**TABELLE 4: ÜBERSICHT ZUM ENERGIESYSTEM IN LICHTENAU**

Größe	Wert	Einheit
Bevölkerungszahl	10.551,00	[-]
Strombedarf	44,59	[GWh]
Fläche	192,57	[km <sup>2</sup> ]
Installierte Leistung	317,00	[MW]
PV-DFA	18,87	[MW]
PV-FFA	0,98	[MW]
Windenergie	294,95	[MW]
Bioenergie	2,20	[MW]
EE-Potenziale	15,05	[MW]
PV-DFA	2,00	[MW]
PV-FFA	8,00	[MW]
Windenergie	3,05	[MW]
Bioenergie	2,00	[MW]

In Steinfurt besteht bereits eine erneuerbare installierte Leistung von rund 105 MW. Diese verteilen sich auf knapp 90 MW Windenergie, 8,7 MW PV-DFA und knapp 7 MW Bioenergieanlagen. PV-FFA gibt es in Steinfurt bisher keine. Die berücksichtigten real geplanten Projekte umfassen ausschließlich Windenergieprojekte: ein Repowering-Projekt des Windparks Hollich-Sellen I, wobei die sieben WEA à 1,5 MW durch sieben WEA mit je 5,6 MW ersetzt werden sowie zwei Neubauprojekte in Hagenkamp (drei WEA à 5,6 MW) und Dumte (zwei WEA à 3 MW). Die im Rahmen des Forschungsprojektes durchgeführten Potenzialanalysen identifizierten darüber hinaus ein Repowering-Projekt für den Windpark Hollich Sellen II, wobei drei weitere WEA mit je 1,5 MW durch neue Anlagen mit je 5,6 MW ersetzt werden könnten. Des Weiteren ist der Zubau von zwei PV-FFA in Borghorst mit einer Gesamtleistung von etwa 28 MW potenziell möglich. Außerdem wurde der Ausbau von PV-DFA auf unterschiedlichen größeren Industriegebäuden (DHL, Gartencenter, Glatfelder) mit einer Gesamtleistung von 2,3 MW als potenzielles Projekt identifiziert. Die lokalen Bio- und Windenergiepotenziale sind unter den aktuell herrschenden Bedingungen ausgeschöpft. Eine Übersicht zum Energiesystem in Steinfurt ist in Tabelle 5 dargestellt.

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

---

**TABELLE 5: ÜBERSICHT ZUM ENERGIESYSTEM IN STEINFURT**

Größe	Wert	Einheit
Bevölkerungszahl	34.431,00	[-]
Strombedarf	191,88	[GWh]
Fläche	111,67	[km <sup>2</sup> ]
Installierte Leistung	105,25	[MW]
PV-DFA	8,68	[MW]
PV-FFA	0,00	[MW]
Windenergie	89,60	[MW]
Bioenergie	6,97	[MW]
EE-Potenziale	94,10	[MW]
PV-DFA	2,30	[MW]
PV-FFA	28,00	[MW]
Windenergie	63,80	[MW]

#### **Zusammenstellung der Grobkonzepte**

Nach der Identifikation der dargestellten Kommunenprofile und des techno-ökonomischen Ausbaupotenzials mittels der beschriebenen Modelle werden diese Potenziale in konkrete Handlungsoptionen überführt. Diese Handlungsoptionen werden anhand des Ausbauprojekte-Editors (*ABP-Editor*) bewertet. Unter Berücksichtigung der individuellen Zielfunktion aus HomE werden die Nutzwerte der einzelnen Projekte bestimmt. Somit können unterschiedliche Grobkonzepte relativ zueinander bewertet werden.

Der *ABP-Editor* wurde im Projekt erarbeitet. Es ist ein interaktives Excel-Werkzeug zur Datenerfassung und Bearbeitung von Ausbauprojekten. Anhand eines Fragebogens können Nutzer:innen Projekte mit unterschiedlichen technischen, rechtlichen und organisatorischen Ausprägungen anlegen. In Vorbereitung auf die Nutzwertanalyse der ABP werden verschiedene Einflussgrößen auf die neun im HomE gewichteten Zielkategorien erfasst (vgl. AP 1.1).

Diese umfassende Datenerhebung erlaubt später eine Bewertung, die neben technischen Einflussgrößen auch weiche Faktoren berücksichtigt. Weiche Faktoren ergeben sich aus einer interdisziplinären Betrachtung von Ausbauprojekten und sind hauptsächlich qualitativer Art. Darunter fallen vor allem Faktoren in den Bereichen Bürgerbeteiligung und (Klima-)Bildung. Außerdem wird die Kategorie Regionalisierung durch die Wahl der Betreiberrechtsform beeinflusst. Dies ermöglicht die Berücksichtigung von Ängsten und Vorbehalten gegen Ausbauprojekte und damit die Steigerung der Akzeptanz. Daher durch das CWD ein Katalog mit Maßnahmen erarbeitet, die zur Akzeptanzsteigerung eingesetzt und im Fragebogen des *ABP-Editors* abgefragt werden können. Tabelle 6 gibt eine beispielhafte Übersicht über einige der im Katalog enthaltenen Maßnahmen (weiche Faktoren).

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

**TABELLE 6: ÜBERBLICK ÜBER DIE IM ABP-EDITOR ABGEFRAGTEN WEICHEN FAKTOREN**

Bürgerbeteiligung				(Klima-)Bildung	
Finanzielle Beteiligung	Betreiber-rechtsform	Mitgestaltung	Dialog / Information	Lernangebot	Beteiligung
Anwohnerstrom	AG	Bürgerstiftung	Infoschrift	Besichtigung	Bildungseinrichtung
Aufgeteilte Pacht	GmbH	Bürger-gutachten	Soziale Medien	Tag der offenen Tür	Zivilgesellschaft
Nachrang-darlehen	UG	Zukunfts-werkstatt	Ansprech-person	Infotafel	Multiplikatoren
Stille Beteiligung	GbR	Mediation	Fragestunde	Online Monitoring	Presse / Medien
Flächenpacht	EG	Petition	Besichtigung	Webseite	Institutionen
Sparbrief	e.V.	Umfrage	Lokale Presse		Politik
	...	...	...		...

#### Erfassung bereits in Planung befindlicher Ausbauprojekte

Im ersten Schritt der Datenerfassung legt die Kommune die in Planung befindlichen Ausbauprojekte (ABP) im Fragebogen an. Dazu wird die Kommune anhand eines Fragebogens durch die Datenerfassung geführt. Zunächst werden grundlegende Daten wie der Projektname, die Anlagenart (Wind, Photovoltaik, Biomasse oder Speicher) und die Anlagenleistung abgefragt. Je nachdem, welche Anlagenart im ersten Schritt gewählt wird, folgt eine spezifische Abfrage für die gewählte Technologie. Anschließend folgt eine allgemeine Abfrage aller neun Kategorien, die für jeden Anlagentyp gleich ist. Während dieser allgemeinen Abfrage können auch die im Projekt vorgesehenen Maßnahmen zur Akzeptanzförderung angewählt werden. Die Einflussgrößen der Kategorie Umweltschonung werden anhand der Angaben zur Technologie des ABP automatisch anhand von Referenzwerten aus der Literatur ausgefüllt, da davon auszugehen ist, dass Kommunen im Regelfall nicht über genaue Informationen zu den ökologischen Implikationen der in Planung befindlichen ABP verfügen. Für jede Technologie sind deshalb Referenzdaten zu Primärenergiebedarf, Treibhausgasemissionen, Versauerung von Böden und Gewässern, Luftschadstoffen und Flächenbedarf im Editor hinterlegt.

# A. Schlussbericht

## II: Eingehende Darstellung

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
1	Projektname								
2	Leistung [MW]								
3	EE-Technologie							Neues Projekt	Projekt bearb.
4									
5	Sozial			Ökologisch					
6	Bürgerbeteiligung		Regionalisierung		(Klima)-bildung		Umweltschonung		Technologieentw.
7	Finanzielle Beteiligung		Vermarktungsform		Lernangebot		Primärenergie [GJ/GWh]		Systemerweiterungen
8	Anwohnerstrom		Rekommunalisiertes Netz		Besichtigungen		Treibhausgase [t/GWh]		Speicher
9	Aufgeteilte Pacht		Lokale Finanzierung [%]		Infotafeln		Versauerung [µg/GWh]		Smartes System
10	Nachrangdarlehen		Lokale Wertschöpfung [€]		Tag der offenen Tür		Luftschadstoffe [kg/GWh]		Ladeinfrastruktur
11	Stille Beteiligung		Betriebsrechtsform		Onlinemonitoring		Flächenbedarf [m²/kWh]		Marketinginnovation
12	Inhaberschuldverschreibung				Projektwebseite				Vermarktungsform
13	Flächenpacht				Beteiligung				Betriebsrechtsform
14	Beteiligung am Eigenkapital				Bildungseinrichtung				Geschäftsmodell
15	Sparbrief				Zivilgesellschaft				Kooperation mit
16	Betriebsrechtsform				Multiplikatoren				Forschung
17	Mitgestaltung				Presse/ Medien				Entwicklung Unternehmen
18	Bürgerstiftung				Projektgruppen/ AGs				
19	Podiumsdiskussion				Institutionen				
20	Sitzung eines runden Tisches				Politik				
21	Stammtisch								
22	Umfrage								
23	Zukunftswerkstatt								
24	Bürgergutachten								
25	Mediation								
26	Petition								
27	Projektbezogene Veranstaltung								
28	Dialog / Information								
29	Kopplung mit anderen Veranstaltungen								
30	Infoschrift								
31	Infotafel								
32	Projektwebseite								
33	Soziale Medien								
34	Ansprechperson								
35	Fragestunde								
36	Besichtigung / Führung								
37	Lokale Presse								
38	Ansprache von Zielgruppen								
39	Mundpropaganda								
40	Einbindung von Multiplikatoren								

ABBILDUNG 12: PROJEKTÜBERSICHT IM ABP-EDITOR

Bei bereits in Planung befindlichen ABP stehen die technologischen Eckdaten des Projekts in der Regel fest. Dennoch kann die am CWD entwickelte Methode für diese Projekte einen Mehrwert bieten, indem sie die geplanten Akzeptanzmaßnahmen des Projekts analysiert. Diese können nämlich auch zu einem späten Planungszeitpunkt noch initialisiert werden.

Die Nutzwertanalyse berücksichtigt in der aktuellen Form nicht, dass die Kombination einiger Maßnahmen in den Kategorien *Bürgerbeteiligung* und *(Klima)-Bildung* zu einem abnehmenden Grenznutzen führen kann. Beispielsweise ist die Zielgruppe, die mit einem Stammtisch, einer Zukunftswerkstatt und den regelmäßigen Sitzungen eines runden Tisches angesprochen wird, relativ homogen. Bei allen drei Akzeptanzmaßnahmen handelt es sich um Angebote, die vor allem engagierte Personen mit Gestaltungswillen wahrnehmen. Die Durchführung aller Maßnahmen wäre also vermutlich wenig sinnvoll. Bürger:innen, die sich weniger für ein ABP interessieren oder keine Zeit für derartige Veranstaltungen haben, werden hingegen mit diesen Maßnahmen nicht erreicht. Wenn das Budget für Akzeptanzmaßnahmen begrenzt ist, ist es demnach effektiver, Maßnahmen zu wählen, die einen diverseren Personenkreis ansprechen. Dieses Beispiel zeigt, dass es nicht immer Sinn ergibt, möglichst viele Maßnahmen einzusetzen, sondern dass es auch auf eine ausgewogene Kombination der Maßnahmen ankommt. Eine Berücksichtigung dieses Effekts ist im Rahmen des Projekts noch nicht gelungen; stellt aber eine sinnvolle Erweiterung in Zukunft dar.

Um dennoch eine Orientierung für eine hohe und gleichzeitig kosteneffiziente Akzeptanzsteigerung zu bieten, wurde das Maßnahmenpaket „Upper Bound“ definiert. Dieses Maßnahmenpaket wurde so entworfen, dass mit kostengünstigen Maßnahmen ein möglichst diverser Personenkreis angesprochen werden kann. Für Kommunen, die keinerlei Probleme mit der Akzeptanz von ABP haben und die Ziele *Bürgerbeteiligung*, *Regionalisierung* und *(Klima)-Bildung* in der Zielgewichtung als dementsprechend irrelevant gewichten, wurde darüber hinaus das Maßnahmenpaket „Lower Bound“ eingeführt. Dieses Maßnahmenpaket enthält nur erfolgskritische Maßnahmen, die für die Realisierung eines Projekts entscheidend sind.

Die beiden Maßnahmenpakete *Upper Bound* und *Lower Bound* dienen so als Orientierung auf einer Skala von geringer bis hoher kosteneffizienter Akzeptanzsteigerung.

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

Für das Maßnahmenpaket *Lower Bound* werden ausschließlich Maßnahmen gewählt, die geringe Kosten verursachen und gleichzeitig eine diverse Zielgruppe erreichen. Die resultierende Auswahl der weichen Faktoren ist in Tabelle 7 dargestellt.

**TABELLE 7: MAßNAHMENPAKET LOWER BOUND**

Bürgerbeteiligung		Bürgerbeteiligung		(Klima-)Bildung	
Anwohnerstrom		Bürgergutachten		Besichtigungen	
Aufgeteilte Pacht		Mediation		Infotafeln	
Nachrangdarlehen		Petition		Tag der offenen Tür	
Stille Beteiligung		Veranstaltungen		Onlinemonitoring	
Inhaberschuldv.		Infoschrift		Projektwebsite	
Flächenpacht	✓	Infotafel		<b>Einbindung von</b>	
Eigenkapital	✓	Projektwebsite		... Bildungseinrichtung	
Sparbrief		Soziale Medien		... Zivilgesellschaft	
Betreiberrechtsform	GmbH	Ansprechperson	✓	... Multiplikatoren	
Bürgerstiftung		Fragestunde		... Presse / Medien	✓
Podiumsdiskussion		Besichtigung		... Projektgruppen	
Runder Tisch	✓	Lokale Presse	✓	... Institutionen	
Stammtisch		Zielgruppenanspr.		... Politik	✓
Umfrage		Mundpropaganda			
Zukunftswerkstatt		Multiplikatoren			

Die Wahl der *Betreiberrechtsform* beeinflusst das Ausmaß an finanzieller Bürgerbeteiligung und das Maß der Regionalisierung. Da die GmbH als unkomplizierte und gängige Betreiberrechtsform die finanzielle Beteiligung von Bürger:innen nicht in den Vordergrund stellt, wird diese als Standardeinstellung für das Maßnahmenpaket angenommen. Eine Beteiligung im Eigenkapital ist zwar möglich, aber für viele Bürger:innen unattraktiv, da eine Beteiligung an einer GmbH erst ab größeren Beträgen üblich ist. Zudem wird angenommen, dass den Bürger:innen kein anderweitiger Mitgestaltungspielraum gewährt wird. Lediglich die relevanten ortsansässigen Projektbeteiligten gestalten das Projekt und kommen für die *Sitzung eines runden Tisches* zusammen. Der *lokalen Presse* wird das Projekt vorgestellt, da ein proaktives Zugehen auf die Presse sicherstellt, dass die positiven Aspekte erwähnt, und alle Fakten richtig dargestellt werden. Für Fragen zum Projekt wird eine *Ansprechperson* zur Verfügung gestellt, damit die Projektleitung möglichst früh von Bedenken erfährt und möglichst direkt eine Lösung mit den besorgten Parteien finden kann. Darüber hinaus wird keine Öffentlichkeitsarbeit geleistet, da hierbei verhältnismäßig hohe Kosten entstünden. Aus demselben Grund werden auch keine Lehrangebote zur (Klima-)Bildung gemacht. Da die Akteure der Lokalpolitik Einfluss auf Änderungen des Flächennutzungsplans haben und somit den Projekterfolg maßgeblich beeinflussen können, werden diese in den Planungsprozess miteinbezogen. Das Maßnahmenpaket *Lower Bound* enthält somit nur erfolgskritische oder kostengünstige Maßnahmen.

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

Im Maßnahmenpaket *Upper Bound* werden die weichen Faktoren so gewählt, dass eine möglichst hohe Akzeptanzförderung erzielt wird. Ein beispielhafter Vergleich ist in Tabelle 8 aufgeführt. Als Vergleichsprojekt für die Erarbeitung des Maßnahmenpakets dient ein reales Best-Practice-Ausbauprojekt einer öffentlichen Dachflächenanlage aus Lichtenau, in dem Akzeptanzförderung von allen Stakeholdern hoch priorisiert wurde. Die Auswahl der akzeptanzfördernden Maßnahmen für das Maßnahmenpaket *Upper Bound* wurde daher mithilfe des Lichtenauer Projekts entwickelt.

**TABELLE 8: VERGLEICH DES BEISPIELPROJEKTS AUS LICHTENAU UND DES MAßNAHMENPAKETS UPPER BOUND**

Bürgerbeteiligung			Bürgerbeteiligung			(Klima-)Bildung		
Maßnahmen	R	E	Maßnahmen	R	E	Maßnahmen	R	E
Anwohnerstrom	✓	✓	Bürgergutachten	✓		Besichtigungen	✓	✓
Aufgeteilte Pacht	✓	✓	Mediation			Infotafeln		✓
Nachrangdarlehen			Petition			Tag der offenen Tür	✓	✓
Stille Beteiligung			Veranstaltungen	✓	✓	Onlinemonitoring		
Inhaberschuldv.			Infoschrift	✓	✓	Projektwebsite	✓	
Flächenpacht	✓	✓	Infotafel		✓	Einbindung von		
Eigenkapital	✓	✓	Projektwebsite	✓		... Bildungseinrichtung		✓
Sparbrief			Soziale Medien			... Zivilgesellschaft	✓	✓
Betreiberrechtsform	EG	EG	Ansprechperson	✓	✓	... Multiplikatoren	✓	✓
Bürgerstiftung		✓	Fragestunde			... Presse / Medien	✓	✓
Podiumsdiskussion			Besichtigung	✓	✓	... Projektgruppen	✓	
Runder Tisch	✓	✓	Lokale Presse	✓	✓	... Institutionen	✓	
Stammtisch			Zielgruppenanspr.	✓	✓	... Politik	✓	✓
Umfrage	✓	✓	Mundpropaganda	✓	✓			
Zukunftswerkstatt	✓		Multiplikatoren	✓	✓			

R: Real geplante Maßnahmen

E: Empfohlene Maßnahmen

Im Lichtenauer Beispielprojekt sind bereits umfangreiche Maßnahmen zur Akzeptanzförderung im Bereich der Bürgerbeteiligung vorgesehen. Die Anzahl der Maßnahmen in der Kategorie Bürgerbeteiligung soll daher nicht signifikant erhöht, sondern angepasst werden, um ein höheres Nutzen-Aufwand-Verhältnis zu erzielen.

Die Betreiberrechtsform im Beispielprojekt ist die eingetragene Genossenschaft (eG). Diese verspricht wegen der Möglichkeit, sich auch mit kleinen Beträgen finanziell zu beteiligen und wegen des gleichberechtigten Mitspracherechts jeder beteiligten Person den höchsten Nutzen in den Kategorien Bürgerbeteiligung und Regionalisierung. Die eG ist im Gegensatz zur GmbH strukturell darauf ausgelegt, viele Parteien zu beteiligen und wird daher in das Maßnahmenpaket *Upper Bound* übernommen.

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

---

Um Unmut unter den Grundstückseigentümer:innen zu vermeiden, wird eine aufgeteilte Pacht auch für umliegende, nur indirekt vom Projekt betroffene Grundstücke gezahlt. Zudem können Anwohner:innen Strom zu einem vergünstigten Anwohnerstromtarif beziehen.

Im Bereich der Mitgestaltung sind sowohl eine Zukunftswerkstatt als auch ein Bürgergutachten vorgesehen. Diese Maßnahmen sind verhältnismäßig kostspielig. Ein besseres Nutzen-Aufwand-Verhältnis verspricht die Bürgerstiftung. Daher wird empfohlen, einen angemessenen Teil des Gewinns in eine Bürgerstiftung zu zahlen, anstatt ein Bürgergutachten und eine Zukunftswerkstatt durchzuführen.

Im Beispielprojekt sind bereits umfangreiche Maßnahmen zur Akzeptanzförderung im Bereich der (Klima-) Bildung vorgesehen. Wie in der Kategorie Bürgerbeteiligung werden die Maßnahmen daher nur angepasst, um ein höheres Nutzen-Aufwand-Verhältnis zu erzielen. Im Bereich der öffentlichen Lernangebote verspricht eine Infotafel einen ähnlichen Nutzen wie eine Projektwebsite. Gemäß Literaturwerten ist eine Infotafel allerdings günstiger als die Entwicklung und der Betrieb einer durchschnittlichen Projektwebsite. Daher wird eine Infotafel anstelle einer Projektwebsite empfohlen.

Außerdem liegt in der Kategorie (Klima)-Bildung nahe, dass insbesondere die Kooperation des Ausbauprojekts mit lokalen Bildungseinrichtungen einen großen Nutzen bringt. Durch die Einbindung der in der Gemeinde verankerten Zivilgesellschaft und Multiplikatoren sowie der Presse und der Politik können besonders breite Teile der Bevölkerung erreicht werden. Die Organisation von Projektgruppen ist allerdings aufwendig und erreicht eine vergleichsweise kleine Gruppe von Personen. Wichtige lokale Institutionen wie ein Jugendheim oder eine Kirchengemeinde können zwar einflussreiche Partner sein, sind aber nicht standardmäßig in einer Kommune vorhanden. Abweichend vom Beispielprojekt wird daher empfohlen, Bildungseinrichtungen anstelle von Projektgruppen und Institutionen miteinzubeziehen. In Tabelle 9 sind die Maßnahmenpakete „Upper Bound“ und „Lower Bound“ gegenübergestellt.

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

TABELLE 9: VERGLEICH DER MAßNAHMENPAKETE LOWER BOUND UND UPPER BOUND

Bürgerbeteiligung			Bürgerbeteiligung			(Klima-)Bildung		
Maßnahmen	LB	UB	Maßnahmen	LB	UB	Maßnahmen	LB	UB
Anwohnerstrom		✓	Bürgergutachten			Besichtigungen		✓
Aufgeteilte Pacht		✓	Mediation			Infotafeln		✓
Nachrangdarlehen			Petition			Tag der offenen Tür		✓
Stille Beteiligung			Veranstaltungen		✓	Onlinemonitoring		
Inhaberschuldv.			Infoschrift		✓	Projektwebsite		
Flächenpacht	✓	✓	Infotafel		✓	Einbindung von ...		
Eigenkapital	✓	✓	Projektwebsite			... Bildungseinrichtung		✓
Sparbrief			Soziale Medien			... Zivilgesellschaft		✓
Betreiberrechtsform	GmbH	EG	Ansprechperson	✓	✓	... Multiplikatoren		✓
Bürgerstiftung		✓	Fragestunde			... Presse / Medien	✓	✓
Podiumsdiskussion			Besichtigung		✓	... Projektgruppen		
Runder Tisch	✓	✓	Lokale Presse	✓	✓	... Institutionen		
Stammtisch			Zielgruppenanspr.		✓	... Politik	✓	✓
Umfrage		✓	Mundpropaganda		✓			
Zukunftswerkstatt			Multiplikatoren		✓			

LB: Lower Bound

UB: Upper Bound

#### Bewertung potenzieller Ausbauprojekte

Projekte können grundsätzlich auch im Nachhinein noch verändert oder dupliziert werden. Außerdem können auch fiktive, potenzielle Ausbauprojekte im Editor angelegt werden, die später im Rahmen der Nutzwertanalyse verglichen werden können.

Grundsätzlichen können mit der vorgestellten Methode ABP mit Photovoltaik-Dachflächenanlagen (PV-DFA), Photovoltaik-Freiflächenanlagen (PV-FFA), Neubau und Repowering von Windenergieanlagen (WEA) sowie Biomasseanlagen verglichen werden. Zunächst werden diejenigen Technologien ausgeschlossen, für die die Potenzialmodelle kein oder kein nennenswertes technisches Potenzial in der Kommune berechnen.

Für die Technologien, die übrig bleiben, wird zunächst eine identische Dimensionierung angenommen, um den kommunenspezifischen Nutzen der einzelnen Technologien unabhängig vom Standort ermitteln zu können. Dafür wird die maximale Nennleistung der Technologie mit dem geringsten Potenzial gewählt. Im nächsten Schritt wird für jede Technologie mindestens ein ABP im *ABP-Editor* angelegt. Dabei wird aus einem Katalog an möglichen Ausprägungen ausgewählt (Kombination mit Speicher ja/nein, Ladeinfrastruktur ja/nein, Umstrukturierungsbedarf ja/nein, etc.). Die ausgewählten technischen Details haben maßgeblichen Einfluss auf die Ziele *Regionalisierung*, *Umweltschonung*, *Technologieentwicklung*, *Lokale Wertschöpfung*, *Unabhängigkeit*, *Imageverbesserung* sowie *Organisation/Struktur*. Damit in der Auswertungsphase ein sinnvoller Vergleich der unterschiedlichen technischen Ausprägungen möglich ist, werden bei allen Projekten die weichen Faktoren aus dem Maßnahmenpaket *Upper Bound* übernommen. In der Auswertungsphase

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

---

kann anhand der Nutzwertanalyse dann bestimmt werden, welche potenziellen Projekte den größten Gesamtnutzen für die Kommune aufweisen.

#### **Auswertung**

Nach der Erfassung der geplanten und potenziellen Ausbauprojekte erfolgt die Bewertung der verschiedenen Ausbauprojekte anhand der im HomeE ermittelten Nutzenfunktion. Dazu wurde ein Gewichtungsraster entwickelt, das die Höhe des Einflusses eines Kriteriums auf die dazugehörige Zielkategorie widerspiegelt. Einige Einflussfaktoren können sich dabei gleichzeitig auf mehrere Kategorien auswirken. Die Wahl der Betreiberrechtsform beeinflusst zum Beispiel die Kategorie Bürgerbeteiligung sowie die Regionalisierung und die Technologieentwicklung. Mithilfe der Gewichtung der Kriterien wird somit ein Nutzwert je Kategorie ermittelt. Die Nutzwerte der Kategorien werden im Anschluss mit der kommunenspezifischen Zielfunktion verrechnet, sodass sich der Gesamtnutzen eines Projekts ergibt.

Anhand des Gesamtnutzens können nun sowohl die in Planung befindlichen ABP optimiert als auch ein optimales potenzielles Ausbauprojekt identifiziert werden. Dabei wird ein dreistufiges Verfahren angewendet. Im ersten Schritt werden die in Planung befindlichen Ausbauprojekte auf Verbesserungspotenziale hinsichtlich der akzeptanzfördernden Maßnahmen untersucht. Im zweiten Schritt werden die potenziellen Ausbauprojekte im *ABP-Editor* mithilfe der Nutzwertanalyse bewertet. In beiden Schritten können Iterationen vorgenommen werden, um Projekte im Editor anzupassen und den neuen Gesamtnutzen der veränderten Projekte zu vergleichen. Im letzten Schritt wird aus den gewonnenen Erkenntnissen ein Gesamtkonzept erarbeitet, welches Handlungsempfehlungen sowohl zu im Ausbau befindlichen Projekten als auch potenziellen Ausbauprojekten enthält.

Anschließend folgt die Entwicklung dreier Grobkonzepte durch sinnvolle Kombination der in Planung befindlichen und identifizierten potenziellen ABP mit hohen Nutzwerten. Die Grobkonzepte werden in einem letzten Schritt mit dem bei B E T entwickelten Netzsimulations-Tool *SysMOD* hinsichtlich ihrer möglichen Netzintegration untersucht. Die Ergebnisse aus *SysMOD* und die Ergebnisse aus der Nutzwertanalyse erlauben schließlich die Identifizierung des Grobkonzepts mit dem höchsten Nutzen. Dieses Konzept bildet das Vorzugskonzept, das der Kommune in ausgearbeiteter Form abschließend empfohlen wird (vgl. AP 2.5).

Zusammengefasst ist die am CWD entwickelte Methode in vielerlei Hinsicht nutzbringend für Kommunen, die Erneuerbare Energien ausbauen wollen:

1. Ein real geplantes Projekt befindet sich möglicherweise bereits in der Phase der Umsetzung. Die technischen Ausprägungen sind nicht mehr ohne Weiteres veränderbar. Akzeptanzfördernde Maßnahmen hingegen können auch noch in einer späten Projektphase umgesetzt werden, um den Nutzen des Projekts zu erhöhen.
2. Sind noch weitere Ausbauprojekte für die Zukunft vorgesehen, die zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht final definiert sind, erhält die Kommune Anregungen sowohl für Maßnahmen zur Akzeptanzsteigerung (weiche Faktoren) als auch für die technischen Ausprägungen, die den größten kommunenspezifischen Nutzen versprechen.
3. Auch potenzielle Ausbauprojekte, die die Kommune noch gar nicht in Erwägung gezogen hat, können mit der Methode vorgeschlagen und verglichen werden.
4. Die interdisziplinäre Berücksichtigung von weichen, technischen und ökonomischen Faktoren erlaubt die Betrachtung des Gesamtnutzens von Ausbauprojekten.

#### **Ergebnisse**

Zur Entwicklung und Anwendung der Methode haben die beiden Kommunen Lichtenau und Steinfurt in Nordrhein-Westfalen die aufgeführten Schritte der Methode durchlaufen. Die Ergebnisse für beide Kommunen werden im Folgenden zuerst für Lichtenau, dann für Steinfurt vorgestellt.

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

#### Lichtenau

Die Kommune Lichtenau hat im ABP-Editor als in Planung befindliches Projekt eine öffentliche PV-Dachflächenanlage der Genossenschaft Herbram-Wald erfasst. Anhand von diesem Beispielprojekt wurde das Maßnahmenpaket *Upper Bound* entwickelt. Da Bürgerbeteiligung, Regionalisierung und (Klima-)Bildung in Lichtenau einen mittelhohen bis hohen Stellenwert in der Zielgewichtung haben, ist zu erwarten, dass das Vergleichsprojekt mit hoher Akzeptanz nur einen geringfügig besseren Nutzwert aufweist als das untersuchte Lichtenauer ABP. Der Vollständigkeit halber stellt Tabelle 10 daneben auch den Gesamtnutzen des Vergleichsprojekts mit geringer Akzeptanz dar. Wie erwartet hat das ABP der Genossenschaft Herbram-Wald nur noch wenig Optimierungspotenzial im Bereich der weichen Faktoren. Im Hinblick auf Akzeptanzmaßnahmen ist es bereits ein Vorzeigeprojekt.

**TABELLE 10: VERGLEICH DES IN LICHTENAU IN PLANUNG BEFINDLICHEN ABP MIT DEN VERGLEICHSPROJEKTEN FÜR HOHE UND NIEDRIGE AKZEPTANZ**

		Bürgerbeteiligung	Regionalisierung	(Klima-)Bildung	Umweltschonung	Technologieentwicklung	Wertschöpfung	Unabhängigkeit	Imageverbesserung	Organisation	Summe
Gewichtung der Kategorien		10%	15%	10%	12%	11%	12%	10%	15%	7%	100 %
<b>PV-DFA Genossenschaft Herbram-Wald</b>	Erreichter Anteil durch Maßnahmen	85%	42%	58%	93%	33%	30%	74%	50%	0%	
	Nutzwert	8%	6%	6%	11%	3%	3%	7%	7%	0%	<b>53%</b>
<b>Vergleichsprojekt geringe Akzeptanz</b>	Erreichter Anteil durch Maßnahmen	17%	31%	22%	93%	33%	30%	62%	50%	0%	
	Nutzwert	2%	5%	2%	11%	3%	3%	6%	7%	0%	<b>40%</b>
<b>Vergleichsprojekt hohe Akzeptanz</b>	Erreichter Anteil durch Maßnahmen	87%	44%	63%	93%	33%	30%	76%	50%	0%	
	Nutzwert	9%	7%	6%	11%	3%	3%	7%	7%	0%	<b>54%</b>

Im nächsten Schritt werden die Nutzwerte für die potenziellen Projekte unter Annahme der idealen Zusammenstellung weicher Faktoren aus dem realen Projekt ermittelt. Wie unter „Kommunenprofile“ dargestellt, liegen die Potenziale für Windenergie durch Repowering bei 3,05 MW, für PV-FFA bei 8 MWp und für Bioenergie bei 2 MW. Außerdem wird das real geplante PV-DFA-Projekt berücksichtigt.

In Tabelle 11 sind die resultierenden Nutzwerte der potenziellen ABP gelistet. Der Vergleich der Projekte zeigt, dass die Technologie der PV-DFA mit Speicher und Ladeinfrastruktur den geringsten Nutzen von allen betrachteten ABP verspricht (54,07 %). Zum einen ist eine Umstrukturierung für die Ladeinfrastruktur erforderlich. Zum anderen wird der Strom lokal im Gebäude und an den Ladesäulen verbraucht, weshalb der Sektor Gewerbe/Handel/Dienstleistungen den „grünen“ Strom nicht beziehen und damit werben kann. Darüber hinaus wird kein erhöhter Tourismus aufgrund der Anlage erwartet.

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

---

Das WEA-Repowering hingegen benötigt keine Umstrukturierung, da Netzanschlüsse bereits vorhanden sind und erzielt mit 59,21 % den zweitniedrigsten Nutzwert. Der Strom der WEA wird regional eingespeist und unter anderem im Sektor Gewerbe/Handel/Dienstleistungen verbraucht, der mit dem Bezug von regionalem, "grünem" Strom werben kann. Die Peakleistung der PV-FFA übersteigt deutlich den Zuwachs an Nennleistung durch die anderen Projekte. Dies führt zu einer höheren lokalen Wertschöpfung und zu einem hohen berechneten Gesamtnutzen der PV-FFA, wenngleich Netzanschlüsse berücksichtigt werden müssen. Das PV-FFA-Projekt erzielt den zweithöchsten Nutzwert von 62,17 %.

Den höchsten Nutzwert erzielt die Bioenergieanlage mit 63,21 %. Genau wie das WEA-Repowering-Projekt, kann der Strom regional eingespeist und von lokalem Gewerbe zum Eigenverbrauch und Werbezwecken genutzt werden. Da die Biomasseanlage deutschlandweit überdurchschnittlich groß dimensioniert ist (Durchschnitt in Deutschland 2019: 665 kW)<sup>5</sup>, kann zudem mit Tourismus durch Anlagenbesichtigungen gerechnet werden. Der Neubau einer 2 MW Biomasseanlage verspricht somit theoretisch die größte Imageverbesserung der Kommune verglichen mit den anderen potenziellen ABP. Zudem kann mit einer hohen lokalen Wertschöpfung gerechnet werden. Aus diesen Gründen ist der für eine neue Biomasseanlage ermittelte Gesamtnutzen am höchsten.

Eine Übersicht zu den Gesamtnutzwerten ist in Tabelle 11 dargestellt.

---

<sup>5</sup> <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/262302/umfrage/installierte-leistung-von-biogasanlagen-in-deutschland/>

A. Schlussbericht  
II: Eingehende Darstellung

**TABELLE 11: GESAMTNUTZEN DER POTENZIELLEN UND REALEN ABP IN LICHTENAU**

		Bürgerbeteiligung	Regionalisierung	(Klima-)Bildung	Umweltschonung	Technologieentwicklung	Wertschöpfung	Unabhängigkeit	Imageverbesserung	Organisation	Summe
Gewichtung der Kategorien		10%	15%	10%	12%	11%	12%	10%	15%	7%	100 %
<b>PV-DFA Genossenschaft Herbram-Wald mit optimierten weichen Faktoren (2 MWp)</b>	Erreichter Anteil durch Maßnahmen	87%	44%	63%	93%	33%	30%	76%	50%	0%	
	Nutzwert	9%	7%	6%	11%	3%	3%	7%	7%	0%	54%
<b>PV-FFA (8 MWp)</b>	Erreichter Anteil durch Maßnahmen	87%	49%	63%	93%	23%	73%	73%	75%	0%	
	Nutzwert	9%	7%	6%	11%	2%	8%	7%	11%	0%	62%
<b>WEA Repowering (3,05 MW)</b>	Erreichter Anteil durch Maßnahmen	87%	49%	63%	97%	23%	20%	73%	75%	40%	
	Nutzwert	9%	7%	6%	11%	2%	2%	7%	11%	3%	59%
<b>Biomasse (2 MW)</b>	Erreichter Anteil durch Maßnahmen	87%	49%	63%	75%	27%	64%	73%	100%	0%	
	Nutzwert	9%	7%	6%	9%	3%	7%	7%	15%	0%	63%

Die dargestellten Projekte werden in einem letzten Schritt zu Grobkonzepten zusammengefasst. Diese Grobkonzepte werden im nächsten AP durch B E Tin der Modellierungsumgebung SysMOD hinsichtlich der zu erwartenden Netzsituation untersucht. Die Grobkonzepte für Lichtenau sind dargestellt in Tabelle 12. Das real geplante Projekt ist in jedem Grobkonzept enthalten.

**TABELLE 12: GROBKONZEPTE FÜR LICHTENAU**

	Grobkonzept 1	Grobkonzept 2	Grobkonzept 3
<b>Projekte</b>	PV-DFA (real)	PV-DFA (real)	PV-DFA (real)
	WEA-Repowering	PV-FFA	PV-FFA
	Biogasanlage	Biogasanlage	WEA-Repowering
<b>Nennleistung</b>	13 MW	12 MW	19 MW
<b>Investitionsvolumen</b>	24.350.000 €	14.200.000 €	23.950.000 €

**Steinfurt**

Die Stadt Steinfurt hat im ABP-Editor drei in Planung befindliche Windenergie-Projekte erfasst. Analog zum realen Ausbauprojekt in Lichtenau werden auch diese hinsichtlich weicher Faktoren untersucht, um die optimale Kombination für Steinfurt unter Berücksichtigung der individuellen Zielfunktion zu identifizieren. Da auch Steinfurt bereits auf einige Erfahrung im Ausbau von EE und Partizipation zurückgreifen kann, sind diese ABP hinsichtlich des Nutzwertes bereits gut aufgestellt. Dennoch lassen sich die Nutzwerte durch

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

---

optimierte weiche Faktoren um 4 % (Hollich Sellen) bis 7 % (Dumte) erhöhen. Eine Übersicht zum Vergleich der Nutzwerte ist dargestellt in Tabelle 13. Mit dieser optimierten Kombination weicher Faktoren werden die potenziellen Ausbauprojekte im Folgenden konzipiert.

Im nächsten Schritt werden die Nutzwerte für die potenziellen Projekte unter Annahme der idealen Zusammenstellung weicher Faktoren aus dem realen Projekt ermittelt. Wie unter „Kommunenprofile“ dargestellt, liegen die Potenziale für Windenergie durch Repowering und Neubau bei 63,8 MW, für PV-FFA bei 28 MWp und für PV-DFA bei 2,3 MWp. Das Bioenergie-Potenzial ist bereits ausgeschöpft. Außerdem werden die real geplanten Windenergie-Projekte berücksichtigt. Weitere Potenziale für Wind-Neubau konnten nicht identifiziert werden.

In Tabelle 14 sind die resultierenden Nutzwerte der potenziellen ABP gelistet. Die geringsten Nutzwerte weisen die realen Projekte mit optimierten weichen Faktoren auf, wobei die Nutzwerte mit rund 59 % bis 67 % immer noch recht hoch sind. Das potenzielle Repowering-Projekt hat im Vergleich ebenfalls einen niedrigen Nutzwert.

Unter den potenziellen Ausbauprojekten erzielt die PV-FFA den höchsten und die PV-DFA den niedrigsten Nutzwert. Analog zu den Ergebnissen in Lichtenau ist dieser Unterschied vor allem mit der lokalen Wertschöpfung verbunden. Da lokal ansässige Unternehmen den Strom aus PV-DFA nicht beziehen und damit werben können, entsteht hier ein deutlicher Unterschied zu PV-FFA und WEA-Repowering.

Die resultierenden Grobkonzepte für Steinfurt sind in Tabelle 15 aufgeführt.

# A. Schlussbericht

## II: Eingehende Darstellung

**TABELLE 13: VERGLEICH DER IN STEINFURT IN PLANUNG BEFINDLICHEN ABP MIT DEN VERGLEICHSPROJEKTEN FÜR HOHE UND NIEDRIGE AKZEPTANZ**

		Bürgerbeteiligung	Regionalisierung	(Klima-)Bildung	Umweltschonung	Technologieentwicklung	Wertschöpfung	Unabhängigkeit	Imageverbesserung	Organisation	Summe
Gewichtung der Kategorien		12%	13%	9%	10%	12%	13%	9%	8%	14%	100 %
<b>WK-Dumte WEA Neubau</b>	Erreichter Anteil durch Maßnahmen	48%	50%	38%	97%	27%	26%	52%	25%	100%	
	Nutzwert	6%	6%	4%	10%	3%	3%	4%	2%	14%	52%
<b>WK-Dumte WEA Neubau geringe Akzeptanz</b>	Erreichter Anteil durch Maßnahmen	17%	45%	22%	97%	27%	26%	47%	25%	100%	
	Nutzwert	2%	6%	2%	10%	3%	3%	4%	2%	14%	46%
<b>WK-Dumte WEA Neubau hohe Akzeptanz</b>	Erreichter Anteil durch Maßnahmen	77%	54%	63%	97%	27%	26%	55%	25%	100%	
	Nutzwert	9%	7%	6%	10%	3%	3%	5%	2%	14%	59%
<b>Hagenkamp WEA Neubau</b>	Erreichter Anteil durch Maßnahmen	48%	50%	55%	97%	27%	64%	42%	25%	100%	
	Nutzwert	6%	6%	5%	10%	3%	8%	4%	2%	14%	58%
<b>Hagenkamp WEA Neubau geringe Akzeptanz</b>	Erreichter Anteil durch Maßnahmen	17%	45%	22%	97%	27%	64%	38%	25%	100%	
	Nutzwert	2%	6%	2%	10%	3%	8%	3%	2%	14%	50%
<b>Hagenkamp WEA Neubau hohe Akzeptanz</b>	Erreichter Anteil durch Maßnahmen	76%	53%	63%	97%	27%	64%	44%	25%	100%	
	Nutzwert	9%	7%	6%	10%	3%	8%	4%	2%	14%	63%
<b>Hollich Sellen WEA Repowering</b>	Erreichter Anteil durch Maßnahmen	51%	50%	55%	97%	27%	91%	52%	25%	100%	
	Nutzwert	6%	6%	5%	10%	3%	12%	4%	2%	14%	63%
<b>Hollich Sellen WEA Repowering geringe Akzeptanz</b>	Erreichter Anteil durch Maßnahmen	17%	45%	22%	97%	27%	91%	47%	25%	100%	
	Nutzwert	2%	6%	2%	10%	3%	12%	4%	2%	14%	54%
<b>Hollich Sellen WEA Repowering hohe Akzeptanz</b>	Erreichter Anteil durch Maßnahmen	76%	53%	63%	97%	27%	91%	54%	25%	100%	
	Nutzwert	9%	7%	6%	10%	3%	12%	5%	2%	14%	67%

A. Schlussbericht  
II: Eingehende Darstellung

TABELLE 14: GESAMTNUTZEN DER POTENZIELLEN UND REALEN ABP IN STEINFURT

		Bürgerbeteiligung	Regionalisierung	(Klima-)Bildung	Umweltschonung	Technologieentwicklung	Wertschöpfung	Unabhängigkeit	Imageverbesserung	Organisation	Summe
Gewichtung der Kategorien		12%	13%	9%	10%	12%	13%	9%	8%	14%	100 %
WK-Dumte WEA Neubau mit optimierten weichen Faktoren	Erreichter Anteil durch Maßnahmen	77%	54%	63%	97%	27%	26%	55%	25%	100%	
	Nutzwert	9%	7%	6%	10%	3%	3%	5%	2%	14%	59%
Hagenkamp WEA Neubau mit optimierten weichen Faktoren	Erreichter Anteil durch Maßnahmen	76%	53%	63%	97%	27%	64%	44%	25%	100%	
	Nutzwert	9%	7%	6%	10%	3%	8%	4%	2%	14%	63%
Hollich Sellen WEA Repowering mit optimierten weichen Faktoren	Erreichter Anteil durch Maßnahmen	76%	53%	63%	97%	27%	91%	54%	25%	100%	
	Nutzwert	9%	7%	6%	10%	3%	12%	5%	2%	14%	67%
PV FFA (28 MW)	Erreichter Anteil durch Maßnahmen	87%	65%	63%	93%	23%	86%	88%	50%	100%	
	Nutzwert	11%	8%	6%	9%	3%	11%	8%	4%	14%	73%
PV DFA (2,3 MW)	Erreichter Anteil durch Maßnahmen	87%	65%	63%	93%	41%	27%	88%	50%	100%	
	Nutzwert	11%	8%	6%	9%	5%	3%	8%	4%	14%	68%
WEA Repowering (12,3 MW)	Erreichter Anteil durch Maßnahmen	87%	65%	63%	97%	23%	48%	88%	50%	100%	
	Nutzwert	11%	8%	6%	10%	3%	6%	8%	4%	14%	67%

TABELLE 15: GROBKONZEPTE FÜR STADT STEINFURT

	Grobkonzept 1	Grobkonzept 2	Grobkonzept 3
Projekte	2x WEA-Repowering	2x WEA-Repowering	WEA-Repowering
	2x WEA-Neubau	2x WEA-Neubau	2x WEA-Neubau
	PV-FFA	PV-DFA	PV-FFA
			PV-DFA
Nennleistung	91,8 MW	66,1 MW	81,8 MW
Investitionsvolumen	157.500.000 €	140.890.000 €	131.090.000 €

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

---

#### AP 2: QUANTITATIVE BEWERTUNG DER GROBKONZEPTE

(B E T)

In AP 2 steht die Auswahl eines Vorzugskonzeptes aus den Grobkonzepten im Vordergrund. Dazu wurden mögliche Szenarien bestimmt und das Vorzugskonzept iterativ durch B E T-SysMOD-Modellierung ausgewählt.

#### AP 2.1: PROJEKTIONEN EXTERNER PARAMETER („UMFELDSZENARIEN“)

(B E T)

Das AP 2.1 entwickelt Projektionen externer Parameter. Projektionen sind in diesem Sinne Projektionen in die Zukunft, also langfristige Entwicklungen. Die betrachteten Größen sind jene, die das gesamte und damit auch das lokale Energiesystem bestimmen und beeinflussen. Es handelt sich damit um typische Szenarien der Energiezukunft, wie sie in vielen Studien und Veröffentlichungen verwendet werden. Es ist daher naheliegend, diese nicht von null auf neu zu entwickeln, sondern sich an vorhandenen Ausarbeitungen zu orientieren (siehe folgend unter „Methode“).

Der Begriff „extern“ bezieht sich auf die Abgrenzung des hier untersuchten Energiesystems von der Umgebung, allerdings nicht im räumlichen Sinne, sondern in Bezug auf die Einflussnahme: Er unterscheidet die hier zu beschreibenden (externen) Parameter als solche, die von den jeweiligen Stakeholdern nicht oder kaum beeinflussbar sind, von den internen Parametern, die im Gegensatz dazu gerade der Gegenstand der zu treffenden Entscheidungen und Einflussnahmen sind.

Externe Parameter sind z.B.

- Bevölkerungswachstum
- Angestrebter Zeitpunkt der Klimaneutralität Deutschlands
- Annahmen zum CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis
- Vorhandensein von Potenzialflächen

Interne Parameter hingegen sind z.B.

- Nutzung von Potenzialflächen
- Entscheidung über Windparkbau
- Zustimmung relevanter Stakeholder

Während also beide Arten gemeinsam die Szenarien für das lokale / regionale Energiesystem bestimmen, sind die in diesem Kapitel angesprochenen externen Parameter vergleichbar mit einem Bühnenbild, vor dem die Entscheidungen getroffen werden und zu dem sie passen sollten. Darauf soll auch der Begriff „**Umfeldszenarien**“ hindeuten.

Die Beschäftigung mit den Umfeldszenarien ist im Forschungsprojekt zweimal erfolgt. Nach einer ersten Befassung früh in der Projektlaufzeit haben die massiven Änderungen im energiewirtschaftlichen Rahmen eine zweite Befassung im Sinne einer Aktualisierung notwendig gemacht. Wesentliche zwischenzeitliche Veränderungen waren z.B. zentrale Willensbekundungen auf europäischer Ebene („Green Deal“, „Klimagesetz“), Kohleausstieg in Deutschland, Ziel der Klimaneutralität in 2045 (Koalitionsvertrag), zusätzlich Senkung der Emissionen bis 2030 um 65 % ggü. 1990 (Novelle Klimaschutzgesetz), Ziel der 100% EE-Strom in 2035 (Entwurf EEG 2022). Die aktuelle Krise um den Ukrainekrieg gibt diesen Entwicklungen weitere Brisanz. Sie war allerdings zum Zeitpunkt der zweiten Bearbeitung noch nicht absehbar und konnte darum nicht Eingang in die Umfeldszenarien finden.

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

---

Zwar war es auf Grund des Projektfortschrittes nicht mehr möglich, die aktualisierten Parameter der zweiten Aktualisierung in die Struktur des geplanten Ablaufs einzuspeisen, doch gab es zwei gewichtige Argumente, die Aktualisierung dennoch durchzuführen:

Erstens hat sich im Projektverlauf herausgestellt, dass die Richtungsvorgabe der externen Parameter für die Szenariobildung und Entscheidungsfindung zwar sehr entscheidend ist, zugleich haben sich die Unterschiede zwischen den einzelnen Parametersets als wenig handlungsbestimmend für die lokalen Fragestellungen erwiesen. Beispielsweise ist der Trend zur raschen Dekarbonisierung des Energiesystems bestimmend dafür, dass EE stärker als bisher ausgebaut werden müssen. Die Unterschiedlichkeit der Anforderungen an den EE-Ausbau zwischen den Sets externer Parameter hingegen war vergleichsweise gering, salopp gesagt musste in allen Sets so viel wie möglich umgesetzt werden. Damit war die Differenz nicht mehr handlungsleitend. Da sich, wie ausgeführt, der energiewirtschaftliche Rahmen aber in einer grundlegenden Veränderung befindet, ist die Aktualisierung sinnvoll, um eben diese Trendlinien zu analysieren und zu bestätigen.

Zweitens wurde von den Projektpartnern (Kommunen) die Beschäftigung mit den externen Parametern oder Umfeldszenarien als eigenständiger Wert angesehen, da diese z.B. auch in der Kommunikation mit Stakeholdern oder internen Gesprächspartnern eine gute Argumentationsgrundlage liefert. Explizit wurde erbeten, diese Parametersets zur weiteren Verwendung zur Verfügung zu stellen, was im Rahmen des Forschungsberichtes.

Wie bereits angedeutet besteht die Aufgabenstellung darin, den langfristigen energiewirtschaftlichen Rahmen der kommunalen Planung im ArkESE-Projekt in geeigneter Granularität zu beschreiben. Die Betrachtungsfrist wurde, da auch langlebige Investitionen in Erzeugungsanlagen oder Infrastruktur diskutiert werden sollten, auf den Horizont von 2050 festgelegt. Räumlich wurde zunächst auf Deutschland fokussiert, wobei die Entwicklungen im Ausland immer als beeinflussende Größe mitgedacht werden sollten. Da, wie später erläutert, auf Basis einer Metastudie gearbeitet werden sollte, wurden die zu erhebenden Parameter nicht vorab festgelegt, sondern eine Orientierung an den vorhandenen Systemstudien vorgenommen.

Ausgangspunkt der Analyse war die Beschäftigung mit Systemstudien, die im Energiemarkt diskutiert und anerkannt werden und die die aktuellen Klimaschutzziele (mindestens Klimaneutralität Deutschland in 2045) abbilden („**Vergleichsstudien**“). Zum Zeitpunkt der aktualisierten Meta-Analyse waren dies im Kern

Dena „Leitstudie Integrierte Energiewende“, 2018 [23]

BMWi „Langfristszenarien“, 2021 [24]

BDI „Klimapfade für Deutschland“, 2018 [25]

Agora „Klimaneutrales Deutschland 2045“, 2021 [26]

Diese spannen den Rahmen für eigene Überlegungen und Abwägungen auf.

Hierbei ist zu bedenken, dass die behandelten Parameter dieser (und weitere) Studien nicht deckungsgleich sind. Unabhängig von der Auswahl der Orientierungsstudien kann also der Bedarf zu **Ergänzung** auftreten. Außerdem können in der Abbildungs-Granularität (räumlich / zeitlich) Unterschiede vorliegen, die eine direkte Vergleichbarkeit verhindern. Auch hier müssen Annahmen getroffen werden, um vollständige, eigene Parametersets zu bilden.

Eine wichtige Annahme in der Metaanalyse ist weiterhin, dass die betrachteten Szenarien in sich konsistent seien. Da die erwähnten Szenarien modellgestützt erstellt wurden, liegt die Annahme einer bilanziellen Ausgeglichenheit nahe. Eine Modifikation der Szenarien ohne eigenes Modell des gesamten europäischen Energiemarktes birgt jedoch die Gefahr, Imbalance in das Datenset zu tragen. Hierauf wurde methodisch in zweierlei Hinsicht reagiert:

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

---

Zum einen wird mit Hilfe der „**Liniengraphiken**“ ein direkter Vergleich der eigenen Parameter mit den Vergleichsparametern aus den Studien optisch erkennbar. Sollte eine eigene Annahme einen Ausreißer bilden oder im Pfad deutlich von den Vergleichswerten abweichen, fällt dies auf und muss geprüft werden. Als Arbeitshypothese galt, dass eine relativ geringfügige Variation der als stimmig unterstellten Vergleichsparametersets tendenziell auch nur geringfügig zu Imbalance führen kann.

Zum anderen wurde ein Tool zur Erstellung von „**Sankey-Diagrammen**“ verwendet. Dieses Tool gibt für den Zeitpunkt eine Aussage über bilanzielle Ausgeglichenheit des dargestellten Systems. Sofern eine Unausgeglichenheit vorliegt, kann diese durch iterative Parametervariation eliminiert werden.

Wesentlicher Input für diese Auswahl- Modifikations- und Ergänzungsschritte ist die Nutzung der verteilten energiewirtschaftlichen Expertise. Die Abstimmungen wurden darum in einem ca. zehnköpfigen Expertengremium bei B E T durchgeführt. Ziel ist dabei gewesen, von den teilweise **archetypischen** Ausprägungen der Vergleichsszenarien (z.B. deutliche Betonung von Strom oder Wasserstoff) eher zu **Realszenarien** überzugehen, die also eine Mischung der zur Verfügung stehenden Optionen und eine real besser vorstellbare Umsetzung der Zukunft beschreiben.

Ergebnis dieser Vorgehensweise sind die im Folgenden beschriebenen, drei Szenarien auf Deutschlandebene. Eine Deutung der Aussagen für bestimmte Orte in Deutschland ist bis hierher nicht erfolgt. Für bestimmte Fragestellungen der lokalen oder kommunalen Systemgestaltung ist diese aber erforderlich.

Im Ergebnis des AP stehen drei Umfeldszenarien, welche unterschiedliche Charaktere aufweisen, jedoch alle grundsätzlich den Weg zur Klimaneutralität einschlagen.

#### ***Klimaneutralität 2045 – Elektronen (KN 45-E)***

Klimaneutralität wird 2045, insbesondere durch eine starke Elektrifizierung, erreicht. Dabei helfen Förderprogramme für die Gebäudesanierung eine hohe Sanierungsrate zu erreichen und dezentrale PV-Installationen anzureizen. Die Nachfrage an Gas ist stark rückläufig, sodass lediglich ein reduziertes Wasserstoffnetz auf der Fernleitungsebene für Industrieanwendungen und Strom-backup Kapazitäten übrigbleibt. Gasverteilnetze werden vollständig zurückgebaut.

#### ***Klimaneutralität 2045 – Moleküle (KN 45-M)***

Klimaneutralität wird 2045 auch durch den Einsatz von synthetischen Gasen erreicht. Die bestehende Infrastruktur der Gasnetze auf Fernleitungs- und Verteilnetzebene bleibt bei sinkender Auslastung teilweise in Betrieb und wird lediglich teilweise auf Wasserstoff umgerüstet. Dies wird begleitet von einer zunehmenden Elektrifizierung in allen Sektoren und Bereichen.

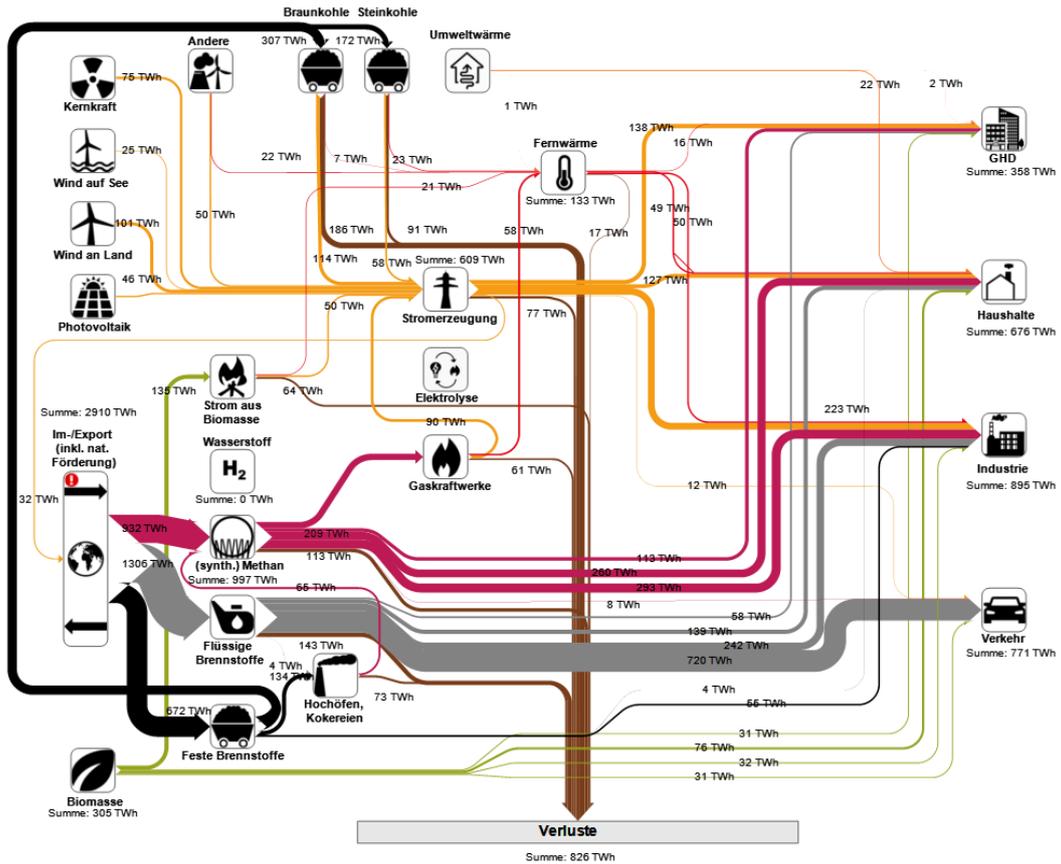
#### ***Transformationsträgheit (KN 50-TT)***

Die ambitionierten klimapolitischen Ziele werden nicht fristgerecht erreicht. Der Umstieg auf treibhausgasneutrale Gase erfolgt verzögert, da u.a. die Lieferketten aus dem Ausland nicht so schnell aufgebaut werden. Zudem verzögert sich die Transformation aufgrund von unzureichenden regulatorischen Anreizen, fehlender Akzeptanz in der Bevölkerung und einer allg. Trägheit in Verbindung mit dem Versuch von Lobbyarbeit bestehende Geschäftsmodelle zu erhalten. Insbesondere im Bereich der Gebäudesanierung bleibt der Fortschritt unterhalb der Ziele, sodass auch der Anteil an Wärmepumpen nur langsam steigt. Nichtsdestotrotz bleibt das Ziel der Klimaneutralität bestehen und wird mit Verzögerung bis 2050 erreicht.

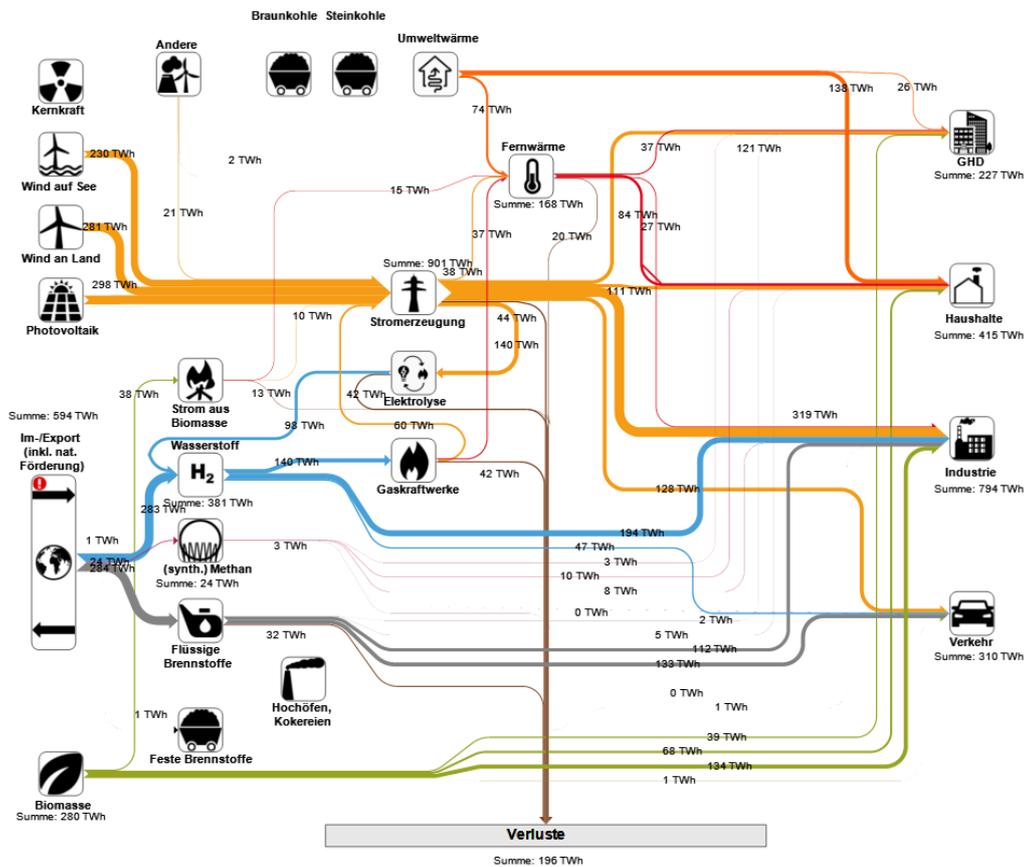
Die Endzustände dieser Szenarien lassen sich gut in den Sankey-Diagrammen ablesen. Für die bessere optische Vergleichbarkeit werden diese vier Graphiken im Folgenden ohne trennende Texte gegenübergestellt:

# A. Schlussbericht

## II: Eingehende Darstellung



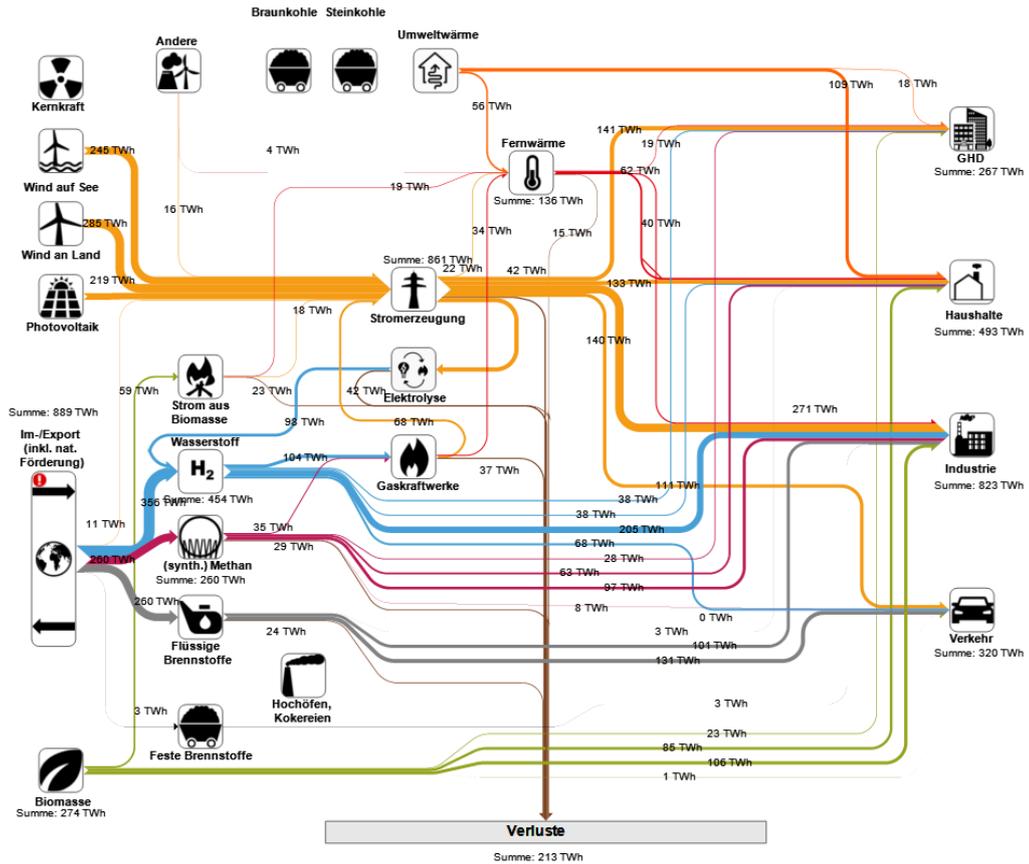
ABILDUNG 13: SYSTEMZUSTAND REFERENZ (2019)



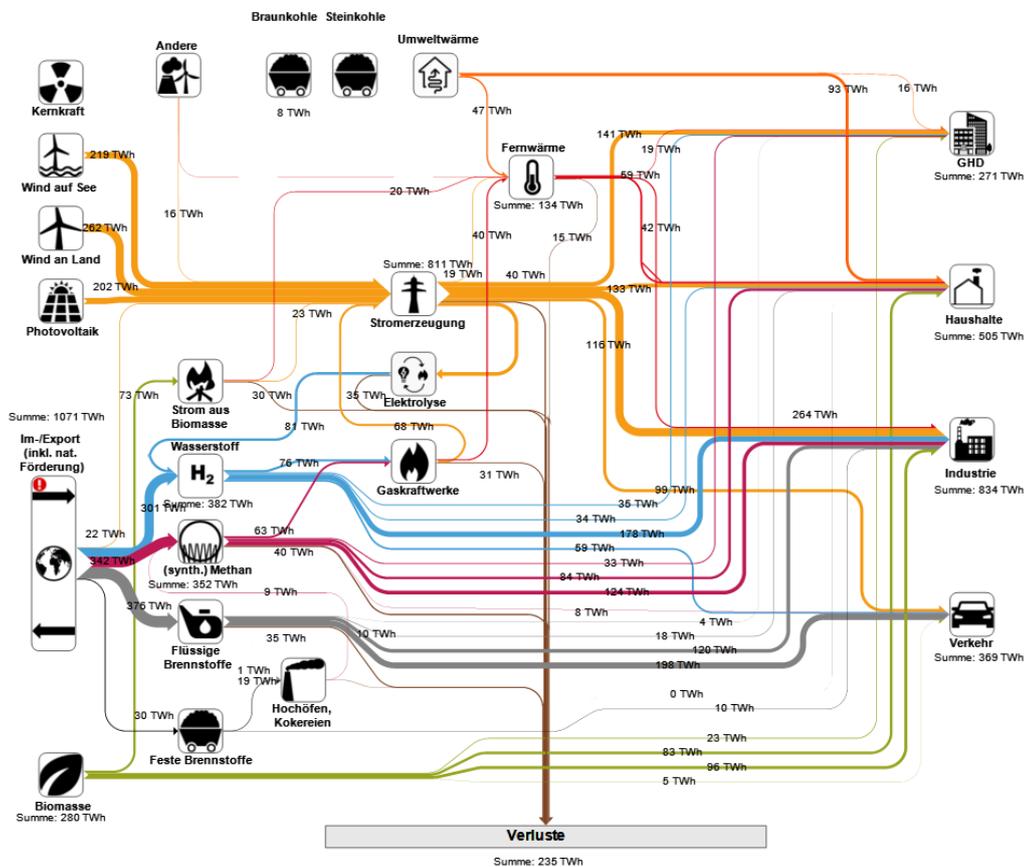
ABILDUNG 14: SZENARIO „ELEKTRONEN“ (KN45-E) (2045)

# A. Schlussbericht

## II: Eingehende Darstellung



ABILDUNG 15: SZENARIO „MOLEKÜLE“ (KN45-M) (2045)



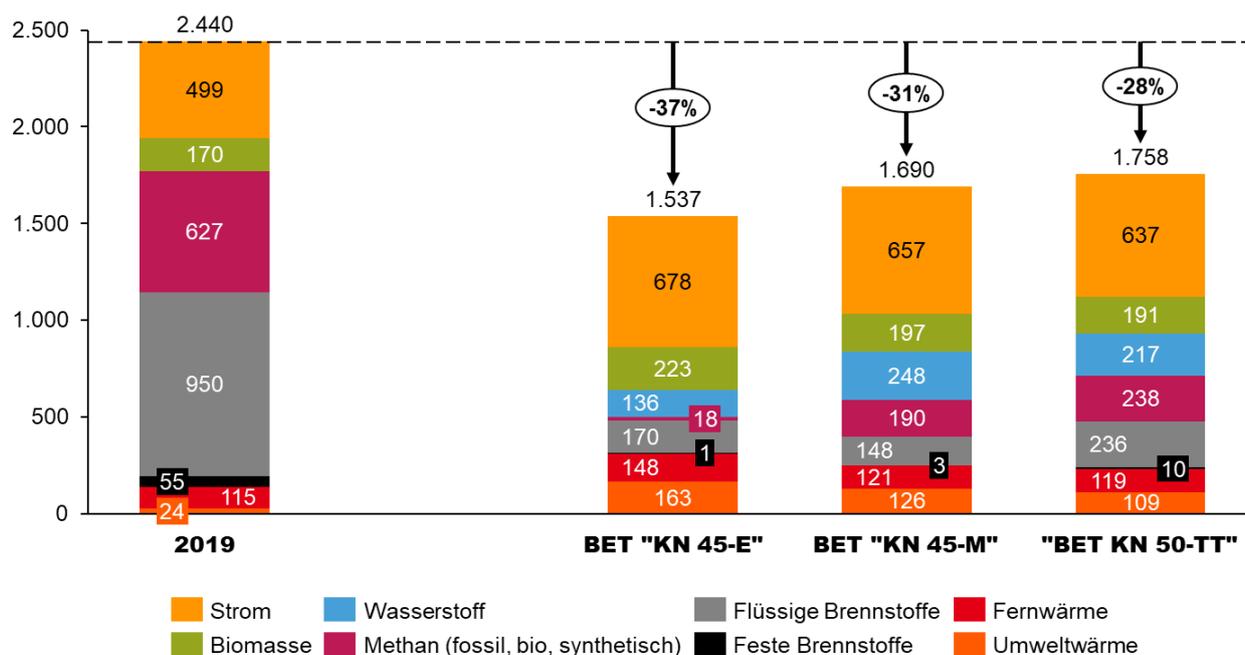
ABILDUNG 16: SZENARIO „TRÄGHEIT“ (KN50-TT) (2045)

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

Betrachtet man das Jahr 2045 in den verschiedenen Ausprägungen, wird deutlich erkennbar, dass die Szenarien sich voneinander jeweils weit weniger unterscheiden als vom heutigen Systemzustand. Es herrscht also große Gemeinsamkeit über Haupttrends des Systemumbaus. Die Differenzen liegen eher in Details – diese können gleichwohl für bestimmte Systemelemente wie etwa die Gasnetze von entscheidender Bedeutung sein.

Diesen Unterschied zum heutigen Energiesystem kann man ebenfalls an der Größe „Endenergieverbrauch“ verbildlichen:



**ABBILDUNG 17: ENDENERGIEVERBRAUCH IM VERGLEICH DER SZENARIEN**

Die Reduzierungen zwischen -28% und -37% sind als wesentlicher Unterschied deutlich erkennbar. Es ist den Szenarien dabei gemeinsam, dass eine deutliche Reduzierung des Endenergieverbrauches um ca. 1/3 des Wertes von 2019 als notwendig angesehen wird, um bilanzielle Ausgeglichenheit zu erreichen. Sollte die Lösung diese Herausforderung nicht gelingen, z.B. wegen verzögerter Effizienzmaßnahmen im Gebäudebereich oder im Industriesektor, würde dies noch größere Anstrengungen auf der Erzeugungsseite erfordern. Die bereits vorgesehenen, ambitionierten Ausbauziele der Erneuerbaren wären dann zu gering.

Von gegenläufiger Tendenz ist in allen Szenarien der Bruttostromverbrauch. Eine höhere als die heutige Elektrifizierung ist den Klimaneutralitätsszenarien gemeinsam.

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

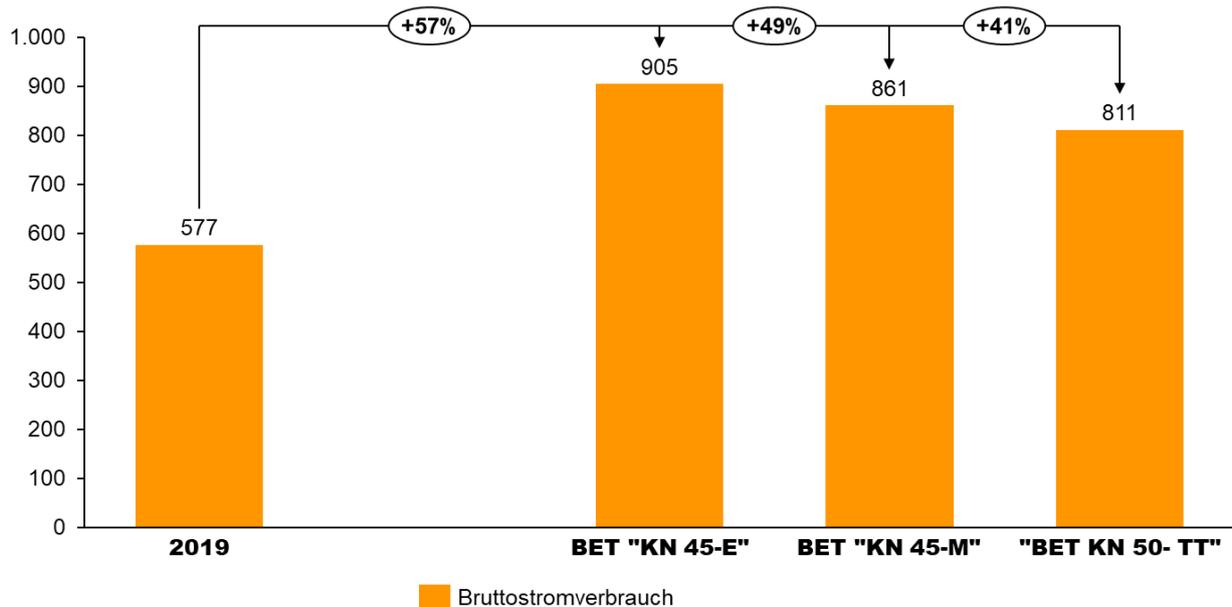


ABBILDUNG 18: BRUTTOSTROMVERBRAUCH IM VERGLEICH DER SZENARIEN

Auch in den Zukunftsbildern mit gelungener Effizienzsteigerung werden wir also deutlich erhöhten Stromverbrauch sehen, und darum auch die Erneuerbaren Energien stark ausbauen müssen.

Zwischen den Umfeldszenarien bestehen dabei aber durchaus Unterschiede in den verwendeten Energieträgern. Insbesondere die Zukunft des Gases ist durch die damit verbundene Infrastruktur für viele Marktteilnehmer, auch Kommunen, besonders interessant. Die Diskussion um Wasserstoff als möglichen zukünftigen Energieträger und -speicher war einer der Gründe für den Aktualisierungsbedarf der Szenarien im Verlauf des Forschungsprojektes.

**Als Zwischenfazit** ist festzuhalten, dass die Szenarien in den wesentlichen Tendenzaussagen große Gemeinsamkeiten aufweisen, z.B.

- Notwendigkeit zur massiven Effizienzsteigerung
- Notwendigkeit zum Ausbau der Erneuerbaren Energien
- Verstärkte Elektrifizierung und folglich Stromnetzausbau
- Mittelfristiger Wegfall der fossilen Erdgasversorgung
- Notwendigkeit zur Dekarbonisierung der Wärme

Zugleich zeigen sich signifikante Unterschiede in der Umsetzung, z.B.

- Frage nach der Rolle von Wasserstoff (am Backbone oder in der Fläche) sowie der lokalen Ausgestaltung bei einer partiellen Nutzung von Wasserstoff
- Frage nach der Rolle synthetischer Gase (als Substitut für fossiles Erdgas)
- Frage nach der Geschwindigkeit der Energie-Einsparungen (z.B. wegen der Notwendigkeit zur Gebäudesanierung)

Bei der weiteren Verwendung wird eine Herausforderung darin bestehen, dass die Gemeinsamkeiten mögliche lokale Szenarien nicht differenzieren. Die Unterschiede sind ggf. handlungsleitend, zugleich in ihrer lokalen Ausprägung (noch) ungewiss. Zum Beispiel ist die Aussage „Mehr EE-Ausbau ist notwendig“ für alle Szenarien zutreffend und darum nicht differenzierend. Die Frage nach dem Hochlauf von Wasserstoff als Energieträger wird in den Umfeldszenarien verschieden beantwortet. Insbesondere bei Szenarien, in denen Wasserstoff in manchen (räumlichen) Bereichen eine Rolle spielt, ist die Frage noch unbeantwortet, welche

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

---

Regionen das sein werden. Darum werden auch lokale Systeme vor der Herausforderung dieser digitalen aber noch ungewissen Entscheidung stehen. Sofern die Handlungsoptionen aus AP 1.3 von diesen digitalen Entscheidungen abhängen, muss diese Herausforderung angegangen werden.

#### **Methodische Erkenntnis**

Die verwendete Methode der modifizierten Meta-Analyse ist für den Anwendungszweck der Generierung eigener Umfeldszenarien grundsätzlich geeignet. Sie erlaubt, mit überschaubarem Aufwand unter Nutzung von Vorarbeiten Dritter einen fundierten und stimmigen Szenarienraum der externen Parameter aufzuspannen. Dieser ist wertvoll, insbesondere um die „no regret“ Entscheidungen zu identifizieren.

Besondere Sorgfalt ist bei der Modifikation der Basisszenarien geboten, um deren Stimmigkeit nicht zu zerstören. Der Ansatz über Sankey-Diagramme hat sich als praktikabel herausgestellt, da bilanzielle Ungleichgewichte in einem Zeitpunkt damit detektiert werden können.

Nicht tauglich ist der Sankey-Ansatz zur Auffindung intertemporaler Unstimmigkeiten wie z.B. mangelnder Speicherkapazitäten oder solcher, die Transportinfrastruktur betreffen, z.B. fehlender Netzausbau. Sofern die individuellen Szenarien der Umfeldparameter also signifikant von den Basisszenarien abweichen, ist eine Aussage zu diesen Aspekten nicht möglich bzw. ungewiss oder muss durch ergänzende Untersuchungen ermöglicht werden.

Der dargestellte Ansatz stößt außerdem an seine Grenzen, wenn es um die räumliche Differenzierung des nationalen Szenarios geht. Aus der Metaanalyse sind diese räumlich differenzierten Angaben bisher meist nicht ablesbar, folglich können nur auf Grund ergänzender Überlegungen solche Aussagen getroffen werden. Wie ausgeführt handelt es sich bei den hiervon betroffenen Fragestellungen um die Minderheit der Fragen. Der Umgang damit wird im folgenden AP adressiert.

#### AP 2.2. SZENARIEN

(B E T)

Die Erstellung der lokalen Szenarien in diesem Arbeitspaket führt verschiedene, zuvor durchgeführte Arbeitsstränge zusammen. Als „Bühnenbild“ werden die **Umfeldszenarien** aus AP 2.1 herangezogen. Die **Grobkonzepte** als Kombination aus verschiedenen Handlungsoptionen im Bereich Erzeugung, Verbrauch und Verteilung wurden in AP 1.3 erarbeitet. Vervollständigt werden diese Elemente um bestimmte **ergänzende Annahmen**, die zur Parametrisierung der verwendeten Modelle benötigt werden. Hierzu im Folgenden mehr. Im Ergebnis des AP stehen somit alle Daten zur Verfügung, um die Systemmodelle zu beaufschlagen.

Die Fragestellung, zu deren Beantwortung die Szenarien dienen sollen, lässt sich auf eine wesentliche Kernfrage zusammenfassen: „Welche der Grobkonzepte stellen sich vor dem Hintergrund der Umfeldszenarien und ergänzenden Annahmen als vorteilhaft dar?“ Eine wesentliche, positive Eigenschaft eines solchen Grobkonzeptes ist dabei seine „Robustheit“, also seine dauerhafte Vorteilhaftigkeit auch bei geänderten Randbedingungen. Vereinfacht beschrieben: Ein Konzept, welches unter allen relevanten Randbedingungen die zweit besten Ergebnisse erzielt, ist möglicherweise einem Konzept vorzuziehen, dass im „best guess“ besser abschneidet, sonst aber die Ziele verfehlt.

Die ursprüngliche Methodenplanung sah vor, die Szenarien aus allen Bestandteilen des Umfeldes und der Handlungsoptionen mit Hilfe der **Szenariotechnik** zu kombinieren. Kern der Szenariotechnik ist, die Konsistenz eines Szenarios, das aus einer Vielzahl von Einzelparametern besteht, durch die sukzessive Beurteilung paarweiser Konsistenz zu generieren. Da hierbei Experteneinschätzung eine wesentliche Gelingbedingung darstellt, sollte zu diesem Zwecke ein interner Workshop mit Vertretern der Forschungsnehmer durchgeführt werden.

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

---

Während der Projektlaufzeit fand in einem zeitlich parallellaufenden Beratungsmandat der B E T ein solcher Workshop statt, um Umfeldszenarien ähnlich denen aus AP 2.1 mit dem Kunden zu erarbeiten. In diesem Projekt konnten wichtige Erfahrungen bezüglich der angedachten Methode gewonnen werden, die in die Bearbeitung des Forschungsprojektes eingeflossen sind und die hier verwendete Methode verändert haben:

Die Durchführbarkeit eines Szenario-Workshop hängt unter anderem von der Anzahl der zu kombinierenden Parameterstränge ab. Da deren Kombinationen untersucht werden, wächst der Umsetzungsaufwand exponentiell mit der Parameterzahl. Der hier angedachte Umfang aus wesentlichen Umfeldparametern und Handlungsoptionen wäre nach der Erfahrung des genannten Beispielworkshops nicht handhabbar gewesen.

Die Szenariotechnik kann nicht die bilanzielle Stimmigkeit der Szenarien zu gewährleisten. Diese sind aber in Bezug auf die Umfeldszenarien von hoher Bedeutung. Daher wurde dieser Aspekt in AP 2.1 separiert und mit den dort beschriebenen Methoden umgesetzt.

Die Szenariotechnik führt bei voneinander unabhängigen Parametern zu keinerlei Aussage. Diese werden im Idealfall als unabhängig erkannt und markiert. Die Analyse der Umfeldszenarien zeigte, wie ausgeführt, dass die Haupttrends zwischen diesen Szenarien nicht unterschiedlich waren. Die Handlungsoptionen müssen daher von diesen Parametern unabhängig sein.

Im methodischen Ansatz wurde darum ein anderer Weg eingeschlagen: Die einzelnen Bestandteile der Szenarien wurden separiert kombiniert. Die Umfeldszenarien wie in AP 2.1 beschrieben, die Handlungsoptionen wie in AP 1.3 dargelegt. Ergänzungen wurden wie geplant durchgeführt.

Die Teilaspekte der Umfeldszenarien und der Grobkonzepte wurden aus den bereits genannten APs übernommen. „Ergänzungen“ wurden zu den Aspekten

- variablen Betriebskosten der Energieerzeugungsanlagen,
- Strom- und Gaspreise
- Bezugspreis von Biogas
- EEG-Zahlungen

wie folgt vorgenommen:

Für die **variablen Betriebskosten der Energieerzeugungsanlagen** wurden die wirtschaftlichen Inputparameter der Studie „Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien“ des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme herangezogen [29].

Zur Parametrierung der **Strom- und Gaspreise** wurde auf die Datenbank des modularen Planungssystems MESAP (Modular Energy System Analysis and Planning Environment) zurückgegriffen, welches bei B E T als Informationssystem und strategisches Planungstool genutzt wird. Für den Strompreis wurde der stündliche Day-Ahead Großhandelspreis an der Strombörse EPEX Spot in Paris verwendet. Für den Gaspreis wurde der täglich an der Energiebörse EEX in Leipzig gehandelte Settlementpreis für das deutsche Marktgebiet (NCG, Net-Connect Germany) verwendet.

Für den **Bezugspreis von Biogas** wurde der durchschnittliche Einkaufspreis von Biomethan aus nachwachsenden Rohstoffen aus der dena-Analyse „Branchenbarometer Biomethan 2019“ verwendet [6].

Die Höhe der **EEG-Zahlung** an den Anlagenbetreiber ergibt sich in Abhängigkeit des Energieträgers, der Anlagenleistung, des Inbetriebnahmedatums und weiteren Kriterien. Aufgrund der Vielzahl an vergütungsrelevanten Kriterien und deren Kombinationsmöglichkeiten und vor allem aufgrund des hohen Aggregationsgrads der Energieerzeugungsanlagen, wurde im Forschungsprojekt auf

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

---

energetrÄgerspezifische, durchschnittliche EEG-Vergütungen zurückgegriffen. Grundlage der durchschnittlichen EEG-Vergütungen sind zum einen die EEG-Gesamtvergütungszahlungen und zum anderen die gesamten EEG-Strommengen im Rahmen der Einspeisevergütung und der Marktprämie.

**Als Zwischenfazit** ist festzuhalten, dass die Umfeldszenarien in unvorhergesehenem Maße nicht oder wenig differenzierend zwischen den Handlungsoptionen waren. Zugleich wurde aus den Diskussionen mit den Beispielkommunen und zwischen den Forschenden zunehmend klar, dass es einerseits wichtig ist, die Rahmenbedingungen (Umfeldszenarien) zu kennen, um auf „no regret“ Anforderungen zu schließen oder „no gos“ zu identifizieren.

Zugleich sind die lokalen Auswirkungen der Umfeldszenarien noch nicht ausreichend klar ableitbar. Hier besteht weiterer Forschungsbedarf, um auch räumlich stärker differenzierte Aussagen möglich zu machen.

Besonders wichtig ist, die lokalen Handlungsoptionen genau zu kennen und die damit verbundenen Vor- und Nachteile der einzelnen Stakeholder zu würdigen.

Mit diesem Ansatz und den entwickelten Ergebnissen war eine weitere planmäßige Projektbearbeitung möglich.

#### **Methodische Erkenntnis**

Die Szenariotechnik bzw. der Szenario-Workshop ist als Methode schwer umsetzbar. Eine Aufspaltung auf Einzelmethoden zur Ermittlung von Umfeldszenarien, Grobkonzepten und ergänzenden Annahmen ist ratsam.

### AP 2.3 MODELLIERUNG IN B E T SYSMOD

(B E T)

Die Herausforderung des vorliegenden Vorhabens besteht darin, ein gesamtes kommunales Energiesystem in sachgerechter Detailtiefe abzubilden. Hierzu wurden die Funktionen des B E T-Tools „SysMOD“ weiterentwickelt. Mithilfe des erweiterten Tools ist es möglich, mit geringem Initialaufwand das Energiesystem einer Kommune zu approximieren. Das B E T SysMOD ist in seinem Ursprung eine Kraftwerkseinsatzoptimierung. Diese hat sich in der Vergangenheit insoweit entwickelt, als unterschiedliche Prozesse der Stromerzeugung (GT, GuD, Pumpspeicher etc.) abgebildet werden können, im heutigen Zustand ist es ein „Modellgenerator“. Mit der flexiblen Oberfläche lassen sich sogar industrielle Abläufe abbilden

Weiterhin war die Optimierungs-Zielfunktion Gegenstand der Entwicklung. Im Kontext der Erzeugung war stets die Kostenminimierung bzw. Gewinnmaximierung Zielfunktion. Je nach Zieldefinition kann dies aber nun durch andere Ziele ersetzt werden, z.B. die Minimierung des Fremdbezuges elektrischer Energie bzw. Maximierung der Eigenversorgung, die Minimierung der Emissionen etc.

Das weiterentwickelte Tool wurde im Rahmen der Projektbearbeitung verwendet, um die Zielerreichungsgrade unterschiedlicher Grobkonzepte auszuweisen und Handlungsoptionen/Grobkonzepte zu bewerten, um so eine Auswahl des Vorzugskonzeptes zu fundieren. Außerdem eignen sich die generierten Zeitreihen in dieser Projektphase zur Visualisierung und Ergebnis-Kommunikation. Zur feineren Darstellung wurde eine feinere Zeitdifferenzierung eingeführt, konkret eine Abkehr vom Stundenraster hin zur Viertelstundenbetrachtung.

Die Fragen, die mit dem weiterentwickelten Tool untersucht werden können, sind vielfältig. Die individuelle Situation der Kommune oder des kommunalen Systems wirft jeweils eigene Fragestellungen auf, die auf Grund der Tool-Flexibilität mit geringen Anpassungen abgebildet und quantifiziert werden können. Typische Fragestellungen sind z.B.:

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

---

- Wie hoch ist die **Eigenversorgungsquote** der betrachteten Kommune / des Energiesystems?
- Welches der Grobkonzepte hat den stärksten Einfluss auf die **Emissionen des Systems**?
- Welcher Lösungsansatz ist bei Einhaltung gegebener Ziele **kostenoptimal**?

Der Prozess der Modellbildung in B E T-SysMOD gliedert sich in zwei Modellierungsphasen: Zunächst wurde eine „Ein-Knoten-Modellierung“ im Rahmen der Erweiterungen des SysMOD durchgeführt (AP 2.3), danach eine „Knoten-Kanten-Modellierung“, das zur besseren Unterscheidbarkeit als „GridMOD“ bezeichnet wird.

Das Ein-Knoten-Modell fokussiert auf die detaillierte Abbildung der Erzeugungsanlagen des Energiesystems und vernachlässigt dabei die Orte der Leistungseinspeisung und Leistungsentnahme und folglich die Abbildung des elektrischen Netzes.

#### **Daten-Input über Schnittstelle zum CWD**

Einen entscheidenden Teil des Modellinputs für die Modellierung der kommunalen Energiesysteme in B E T-SysMOD stellten die vom CWD aufbereiteten Datensätze der Kommunen dar. Dies umfasste einen Metadatensatz der Energieerzeugungsanlagen mit technischen und wirtschaftlichen Parametern, Potenzialzeitreihen des maximalen Erzeugungspotenzials der EE-Anlagen, Lastzeitreihen der Ortsteile der Kommunen und Daten des kommunalen Mittelspannungsnetzes. Es konnte erfolgreich eine Schnittstelle zwischen CWD und B E T konfiguriert werden, die den Transfer der Daten, die für die Modellierung und Parametrierung der kommunalen Energiesysteme in B E T-SysMOD notwendig sind, sicherstellt. Darüber hinaus gingen die im AP 2.1 projektierten externen Parameter sowie die in AP 2.2 konkretisierten Szenarien als Inputgrößen für die Modellbildung in B E T-SysMOD ein.

#### **Ein-Knoten-Modelle in B E T-SysMOD**

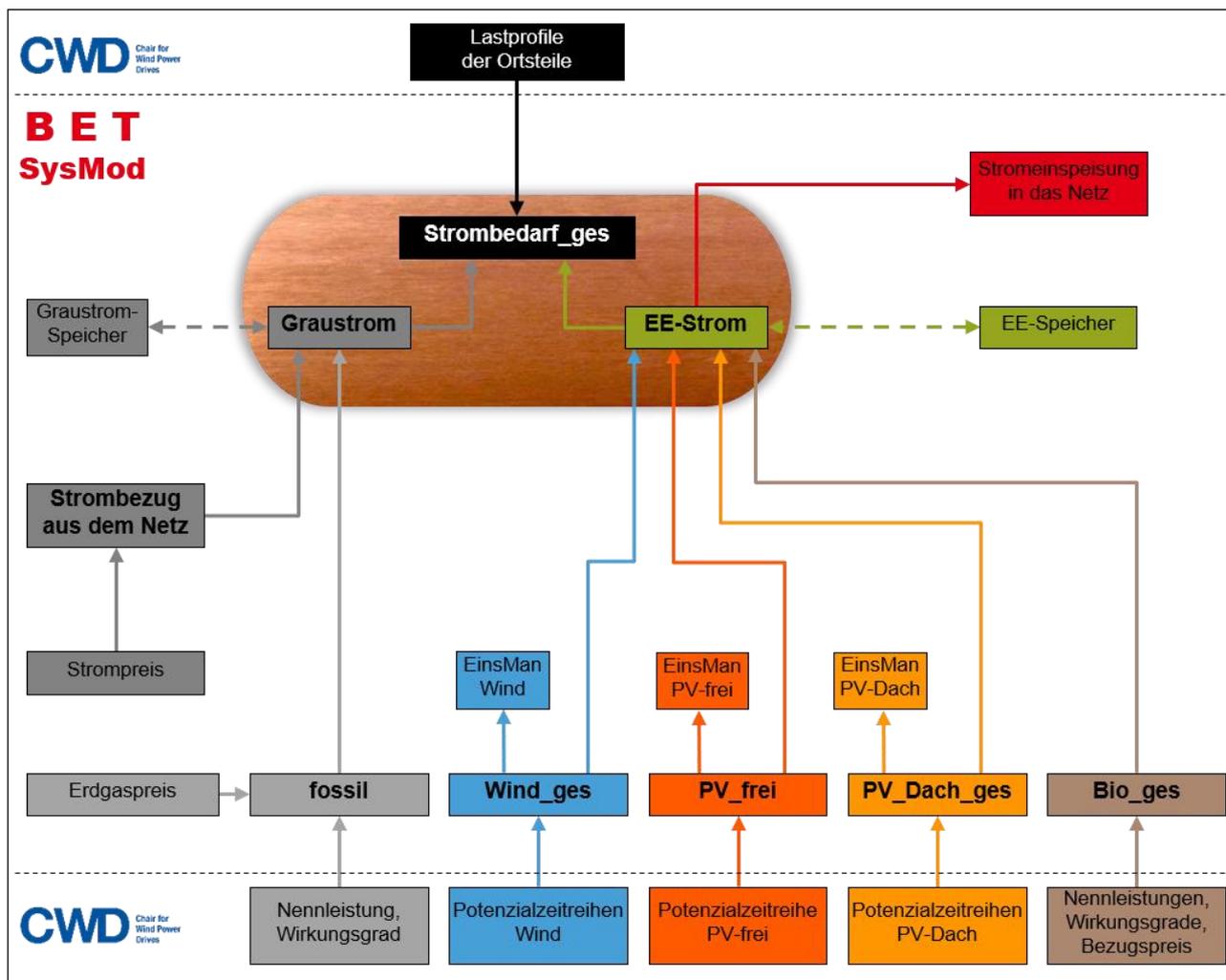
In der ersten Modellierungsphase des AP 2.3 wurden die kommunalen Energiesysteme der Städte Lichtenau und Steinfurt als vereinfachte Ein-Knoten-Modelle in B E T-SysMOD abgebildet. Der Ansatz des Ein-Knoten-Modells geht von einem uneingeschränkten elektrischen Netz ohne die Berücksichtigung von Netzrestriktionen aus. Das Stromnetz wird modellhaft als eine Kupferplatte angenommen. Der Einzelknoten im Kupferplattenmodell dient sowohl zur Abbildung der Leistungseinspeisungen der Energieerzeugungsanlagen als auch der Leistungsentnahmen der Verbraucher. Auf der Erzeugerseite werden die kommunalen Energieerzeugungsanlagen technologiespezifisch aggregiert. Dies bedeutet konkret, dass die Windenergie-, die PV- und die Biogasanlagen zu je einem Objekt zusammengefasst werden. Die gleiche vereinfachende Modellierung wird auch auf Verbraucherseite angewendet, sodass sich die Strombedarfe der Ortsteile in einem Objekt sammeln. Eine vereinfachte Ansicht der grundsätzlichen Struktur des Referenzenergiesystems der Kommunen als Ein-Knoten-Modell in B E T-SysMOD sowie der Schnittstellengestaltung mit den Daten des CWD ist in Abbildung 19 dargestellt.

#### **Weiterentwicklung zum Knoten-Kanten-Modell**

Eine weitere Entwicklung bestand darin, das B E T-SysMOD räumlich zu disaggregieren, also bestimmte räumliche Trennungen von Last- und Erzeugungsknoten sowie dazwischen bestehende Transportmöglichkeiten anzunehmen. (BET „GridMOD“)

# A. Schlussbericht

## II: Eingehende Darstellung



**ABBILDUNG 19: VEREINFACHTE ANSICHT DER GRUNDSÄTZLICHEN STRUKTUR DES REFERENZENERGIESYSTEMS DER KOMMUNEN ALS EIN-KNOTEN-MODELL IN B E T-SYSMOD SOWIE DER SCHNITTSTELLENGESTALTUNG MIT DEN DATEN DES CWD**

Im Kupferplattenknoten befinden sich die Objekte *Strombedarf\_ges*, *Graustrom* und *EE-Strom*. *Strombedarf\_ges* stellt die zu deckende Last der gesamten Kommune dar. Dieser Strombedarf kann entweder durch erneuerbaren Strom (*EE-Strom*) oder Graustrom (*Graustrom*) gedeckt werden. Das Objekt *EE-Strom* umfasst die elektrische Energiemenge, die die kommunalen EE-Anlagen gemäß ihren hinterlegten Potenzialzeitreihen bzw. ihrer Nennleistungen erzeugen und einspeisen. Dies sind die Windenergie-, PV-Freiflächen-, PV-Aufdach- und Biogasanlagen, die technologiespezifisch in den einzelnen Objekten *Wind\_ges*, *PV\_frei*, *PV\_Dach\_ges* und *Bio\_ges* aggregiert sind. An das Objekt *EE-Strom* ist das Objekt *Stromeinspeisung ins Netz* geknüpft, welches die Möglichkeit abbildet, regenerativ erzeugten Strom, der nicht für den kommunalen Strombedarf benötigt wird, in das Netz der öffentlichen Elektrizitätsversorgung einzuspeisen. Wenn der Strombedarf der Kommune nicht durch regenerativ erzeugten Strom gedeckt werden kann, kann er auch durch sogenannten Graustrom gedeckt werden. In *Graustrom* kann zum einen konventionell erzeugter Strom (*fossil*) einfließen; der überwiegende Teil wird jedoch aus dem elektrischen Netz der öffentlichen Versorgung bezogen (*Strombezug aus dem Netz*), wobei hier der Strompreis zu zahlen ist. Wenn der insgesamt erzeugte Strom der EE-Anlagen die Kapazitäten des elektrischen Energieversorgungsnetzes übersteigt, kann der verantwortliche Netzbetreiber im Rahmen des Einspeisemanagements (früher „EinsMan“, nun „Redispatch 2.0“) die Einspeisungen aus EE-Anlagen temporär abregeln.

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

---

Um die Möglichkeiten des Einspeisemanagements im Modell zu berücksichtigen, werden für die dargebotsabhängigen EE-Anlagen jeweils Einspeisemanagement-Objekte erstellt, die eine Alternative zur Einspeisung in das Objekt *EE-Strom* darstellen: *EinsMan\_Wind*, *EinsMan\_PV-frei* und *EinsMan\_PV-Dach*. Modellseitig wurde zudem die Möglichkeit der Speicherbewirtschaftung vorgesehen. Dabei handelt es sich zum einen um einen potenziellen *Graustrom-Speicher*, der mit dem Objekt *Graustrom* verbunden ist, und zum anderen um einen potenziellen *EE-Speicher*, der mit dem Objekt *EE-Strom* verbunden ist. Im EE-Speicher kann der überschüssig erzeugte Strom der EE-Anlagen, der nicht zur Deckung des kommunalen Strombedarfs gebraucht oder der nicht ins Netz zurückgespeist werden kann, eingespeichert werden. Dieser EE-Strom kann dann zu einem späteren Zeitpunkt wieder ausgespeichert werden und die Aufgaben des Objekts *EE-Strom* erfüllen. Aufgrund der gewählten Modellierung des kommunalen Energiesystems und der gesetzten Position des Objekts *EE-Speicher*, ist sichergestellt, dass es sich beim EE-Speicher um einen EE-Stromspeicher und somit um eine EE-Anlage handelt, sodass auch der ausgespeicherte EE-Strom vergütet werden kann.

#### **Räumliche Erweiterung zu B E T-GridMOD**

Das Ziel der zweiten Modellierungsphase des Arbeitspakets 2.3 war die räumliche Erweiterung der in der ersten Modellierungsphase erstellten Ein-Knoten-Modelle zu Energieversorgungsnetzmodellen in Form von Knoten-Kanten-Modellen, um die Struktur kommunaler Energiesysteme in hinreichender Detailtiefe abzubilden. Die räumliche Erweiterung der Energiesysteme umfasste die räumliche Erweiterung der Erzeuger-, der Verbraucher- und der Netzseite.

Die räumliche Erweiterung der Netzseite bereitet darauf vor, die Informationen des Arbeitspaket 2.4 „Grobe Betrachtung der Verteilnetze“ umsetzen zu können. Die Stromnetzmodelle fassen die Energiesysteme als Netzwerke aus Knoten und Kanten mit limitierter Übertragungskapazität auf. Die räumliche Erweiterung der Erzeugerseite erforderte die Bildung von Erzeugungs-, Einspeise- und Netzanschlussknoten. Neben der Windparkzugehörigkeit war die Kenntnis der Netzanschlusspunkte der Windenergieanlagen erforderlich, um die Einspeiseknoten mit den Netzknoten des Knoten-Kanten-Modells und somit die Erzeugerseite mit der Netzseite zu verbinden. Mit der vollständigen Informationslage auf der Erzeugerseite bezüglich Windparkzugehörigkeit und Netzanschlusspunkten der Windenergieanlagen, konnten die einzelnen Windenergieanlagen angemessen aggregiert werden, um die Einspeiseknoten der Erzeugung und die Netzanschlussknoten der Netzeinspeisung modellieren zu können. Dazu wurden die Windenergieanlagen eines Windparks mit gleichem Netzanschlusspunkt zu einem Einspeiseknoten zusammengefasst.

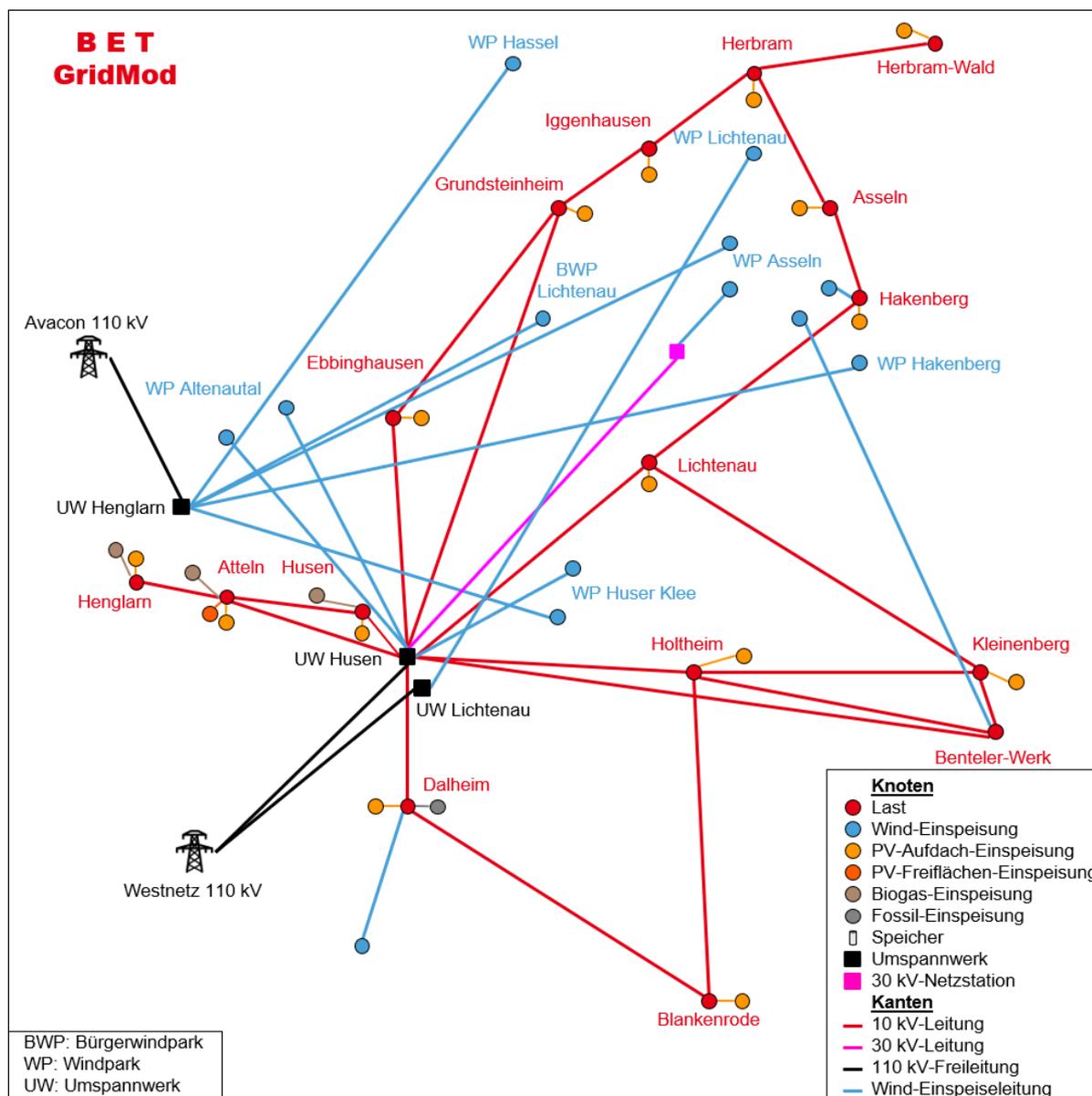
Die Einspeiseknoten wurden über jeweils eine Kante, der Einspeiseleitung, mit den entsprechenden Netzanschlussknoten verbunden, die in den meisten Fällen die Umspannwerke der Gemeinden sind. Analog wurden auch die PV- und Biogasanlagen in Form von Einspeiseknoten modelliert, welche in die entsprechenden Netzknoten einspeisen. Auf der Verbraucherseite wurde eine bestimmte Anzahl an Lastknoten definiert, die sich hauptsächlich an den bestehenden Netzknoten des Stromnetzmodells orientierte. Im Fall von Lichtenau lag es aufgrund der städtischen Struktur der Kommune, bestehend aus 15 Ortsteilen, nahe, 16 Lastknoten zu modellieren; wobei ein Lastknoten pro Ortsteil und ein Lastknoten für den Industriestandort „Benteler-Werk“ definiert wurden. Die Lastknoten wurden mit den vom CWD ermittelten Lastprofilen beaufschlagt, welche die Strombedarfsmengen der Haushalte, des Gewerbes und der Landwirtschaft umfassen. Im Fall von Steinfurt wurden die Strombedarfsmengen der Haushalte, des Gewerbes und der Landwirtschaft auf die Ortsteile der Stadt Steinfurt, Borghorst und Burgsteinfurt, und deren jeweils drei Bauernschaften aufgeteilt und entsprechend differenziert zugeordnet.

Als Ergebnis der räumlichen Erweiterung stehen die erweiterten Energieversorgungsnetzmodelle der Kommunen im weiterentwickelten Tool B E T-GridMOD. Diese bestehen aus Einspeiseknoten der Windenergie-, PV-Aufdach-, PV-Freiflächen- und Biogasanlagen sowie der zugehörigen Einspeiseleitungen als Kanten. Sie umfassen des Weiteren Lastknoten, Kanten des Mittelspannungsnetzes, Knoten der

# A. Schlussbericht

## II: Eingehende Darstellung

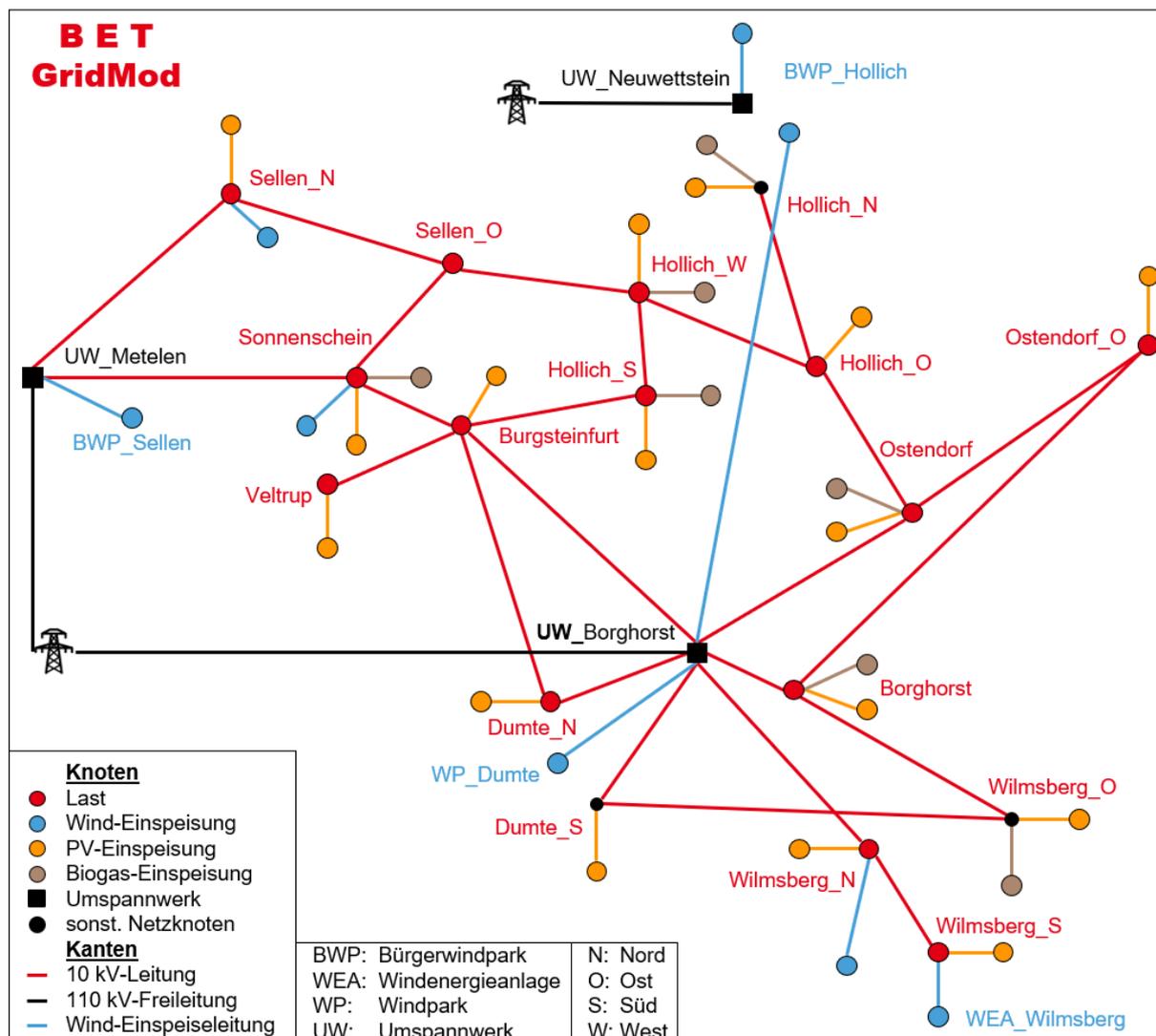
Umspannwerke sowie weitere Hilfsknoten und -kanten. Das Lichtenauer Energieversorgungsnetzmodell ist in Abbildung 20, das Steinfurter Energieversorgungsnetzmodell in Abbildung 21 dargestellt. B E T-GridMOD ist das räumlich weiterentwickelte Tool B E T-SysMOD, welches bei der Optimierung des Energiesystems nun auch die Eigenschaften der elektrischen Stromnetzinfrastruktur vereinfacht miteinander bezieht. Für die kommunalen Energiesysteme bedeutet dies unter anderem, dass die Erzeugungszeitreihen aller modellierten Energieerzeugungsanlagen, die Leistungsflüsse über allen Netzbetriebsmitteln, die Strombedarfsdeckungen aller Verbraucher und eventuelle Ein- und Ausspeichervorgänge zugleich berechnet werden können. Zur Güte der netztechnischen Abbildung siehe AP 3.2.



**ABBILDUNG 20: VEREINFACHTE ANSICHT DES ENERGIEVERSORGUNGSNETZMODELLS DER KOMMUNE LICHTENAU IN B E T-GRIDMOD**

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung



**ABBILDUNG 21: VEREINFACHTE ANSICHT DES ENERGIEVERSORGUNGSNETZMODELLS DER STADT STEINFURT IN B E T-GRIDMOD**

### Zeitliche Erweiterung

Neben der räumlichen Erweiterung in B E T-SysMOD konnte auch das vorgegebene Ziel der zeitlichen Erweiterung des Tools erfolgreich realisiert werden. In der Ausgangsversion des B E T-SysMOD fand eine stundenscharfe Modellierung und Optimierung statt. Die Potenzial- und Lastzeitreihen, die über die Schnittstelle mit dem CWD in B E T-SysMOD eingefügt werden, liegen jedoch im feineren Viertelstundenraster vor. Um die Optimierungsdurchläufe in der frühen Modellierungsphase kurz zu halten, wurden diese Daten zunächst zu Stundenwerten umgerechnet. Nach diesem Vorgehen wäre es jedoch zu befürchten, dass einzelne Erzeugungs- und Lastspitzen übersehen werden könnten. Um dies zu verhindern und um die komplette Datengrundlage auszunutzen, wurde das Zeitraster zu einer Viertelstundenbetrachtung weiterentwickelt. Die feinere Zeitdifferenzierung spiegelt sich in den späteren quantitativen Optimierungsergebnissen wider.

### Abbildung flexibler Entwicklungsmöglichkeiten

Vor Beginn des Forschungsprojekts war es angedacht, eine typisierte Element- und Akteurs-Bibliothek für kommunale Energiesysteme in B E T-SysMOD zu erarbeiten, um die identifizierten Entwicklungsmöglichkeiten innerhalb der Kommunen abbilden zu können. Solche Elemente bzw. Akteure könnten beispielsweise Emissionskoeffizienten bzw. sogenannte Prosumer (z. B. Haushalte mit PV-Anlage

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

---

und Elektromobilität-Einspeisung) oder Wärmepumpen darstellen. Mit Hilfe der räumlich erweiterten Energieversorgungsnetzmodellen im weiterentwickelten Tool B E T-SysMOD können derartige Akteure und Elemente nun bei Bedarf vereinfacht mitberücksichtigt werden. Entwicklungsmöglichkeiten bezüglich der Elektromobilität können durch neue Lastknoten mit zugehörigen Ladelastprofilen bzw. durch Integration der Ladelastprofile in bestehende Lastknoten realisiert werden. Sollte die Wärmeversorgung in Zukunft mit in die Energiesystembetrachtung der Kommunen mit aufgenommen werden, könnten auch Wärmepumpen analog als Last- bzw. Erzeugungsknoten modelliert werden.

#### Variable Zieldefinition

Neben den flexiblen Modellierungsoptionen bieten die Optimierungswerkzeuge in B E T-SysMOD die Möglichkeit, das modellierte Energiesystem hinsichtlich definierter Zielkriterien zu optimieren. In der zur Kraftwerkseinsatzoptimierung konzipierten Standardversion des B E T-SysMOD ist die Kostenminimierung bzw. die Gewinnmaximierung das angesetzte Optimierungsziel. Um flexibel auf die Zielanforderungen der Kommunen reagieren zu können, wurden neben ökonomischen Zielen auch ökologische und soziale Zielaspekte in der Modellierung mit zu berücksichtigen. Der Einfluss der Entwicklungsmöglichkeiten auf soziale Aspekte in Form von sogenannten weichen Faktoren wurde vom CWD im Rahmen des Arbeitspakets 2.5 betrachtet. Ökologische Zieldefinitionen wie die Minimierung des Fremdbezuges elektrischer Energie bzw. die Maximierung der Eigenversorgung, sowie deren Auswirkungen auf den Autarkiegrad der Kommune, konnten in B E T-SysMOD berücksichtigt werden.

Im Zusammenhang ökologischer Zielaspekte sollte zwischen folgenden Kennzahlen differenziert werden:

- Dem bilanziellen bzw. auch „weichen Autarkiegrad“,
- dem kompletten bzw. auch „harten Autarkiegrad“ und
- der Eigenverbrauchsquote.

Der weiche Autarkiegrad ist der Anteil des zur Deckung des lokalen Stromverbrauchs genutzten kommunal erzeugten EE-Strom am gesamten Stromverbrauch der Kommune. Da sich der weiche Autarkiegrad bilanziell über die zeitlich summierten Stromerzeugungs- und Strombedarfsmengen des Betrachtungszeitraums ergibt, ermöglicht er keine Aussagen zur tatsächlichen Energieautarkie der Kommune. Aus diesem Grund wird der harte Autarkiegrad mitverfolgt, welcher aufzeigt, wie oft sich die Kommune im Betrachtungszeitraum tatsächlich energieautark versorgen konnte. Vom Autarkiebegriff abzugrenzen ist die Eigenverbrauchsquote, die den Anteil des zur Deckung des lokalen Stromverbrauchs genutzten kommunal erzeugten EE-Stroms am kommunal erzeugten EE-Strom wiedergibt.

Die Parametrisierung der Speicher erfolgt vor folgendem Hintergrund: Elektrochemische Speicher kommen bereits für vielfältige stationäre und mobile Anwendungen zum Einsatz. Lithium-Ionen-Akkumulatoren weisen dabei einen Wirkungsgrad zwischen 90 % und 95 % auf [32]. In der Energiespeicherdatenbank „Global Energy Storage Database“ des US Department of Energy / Office of Electricity wird eine Informationsliste von netzgebundenen Energiespeicherprojekten zur Verfügung gestellt. Gefiltert nach elektrochemischen Speichern beträgt die durchschnittliche Leistung von 1.031 Speichern, wovon über die Hälfte Lithium-Ionen-Akkumulatoren sind, 4,02 MW und die durchschnittliche Kapazität 7,7 MWh [33]. Ein Praxisbeispiel für einen zur Versorgungsunterstützung einer Gemeinde ausgelegten Speicher ist der Ende 2019 in Betrieb genommene Batteriespeicher in Bordesholm in Schleswig-Holstein. Dieser verfügt über eine Leistung von 10 MW und eine Kapazität von 15 MWh. Unter weiterer Berücksichtigung der vorliegenden Gesamtlast der Kommune Lichtenau von durchschnittliche 5,08 MW und maximal 8,89 MW, werden für die beiden (fiktiven) Speicher im Modell eine maximale Ein- und Ausspeicherleistungen von  $P_{Sp.in} = 5 \text{ MW}$  bzw.  $P_{Sp.out} = 5 \text{ MW}$ , eine Speicherkapazität von  $W_{Sp.} = 10 \text{ MWh}$  und ein Gesamtwirkungsgrad von  $\eta_{el,Speicher} = 95 \%$  angesetzt.

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

---

#### **Generierung der quantitativen Ergebnisse**

Das zweite übergeordnete Ziel des AP 2.3 war es, mit dem weiterentwickeltem Tool B E T-SysMOD bzw. B E T-GridMOD quantitative Ergebnisse zu generieren, anhand derer die kommunalen Energieversorgungskonzepte bewertet werden können. Zu diesen quantitativen Ergebnissen zählen zum einen diskrete Last- und Einspeisezeitreihen, die sowohl zur direkten Ergebnispräsentation als auch zur Beaufschlagung des Lastflussmodells im zu entwickelten Verteilnetzmodell des AP 3.2 genutzt wurden.

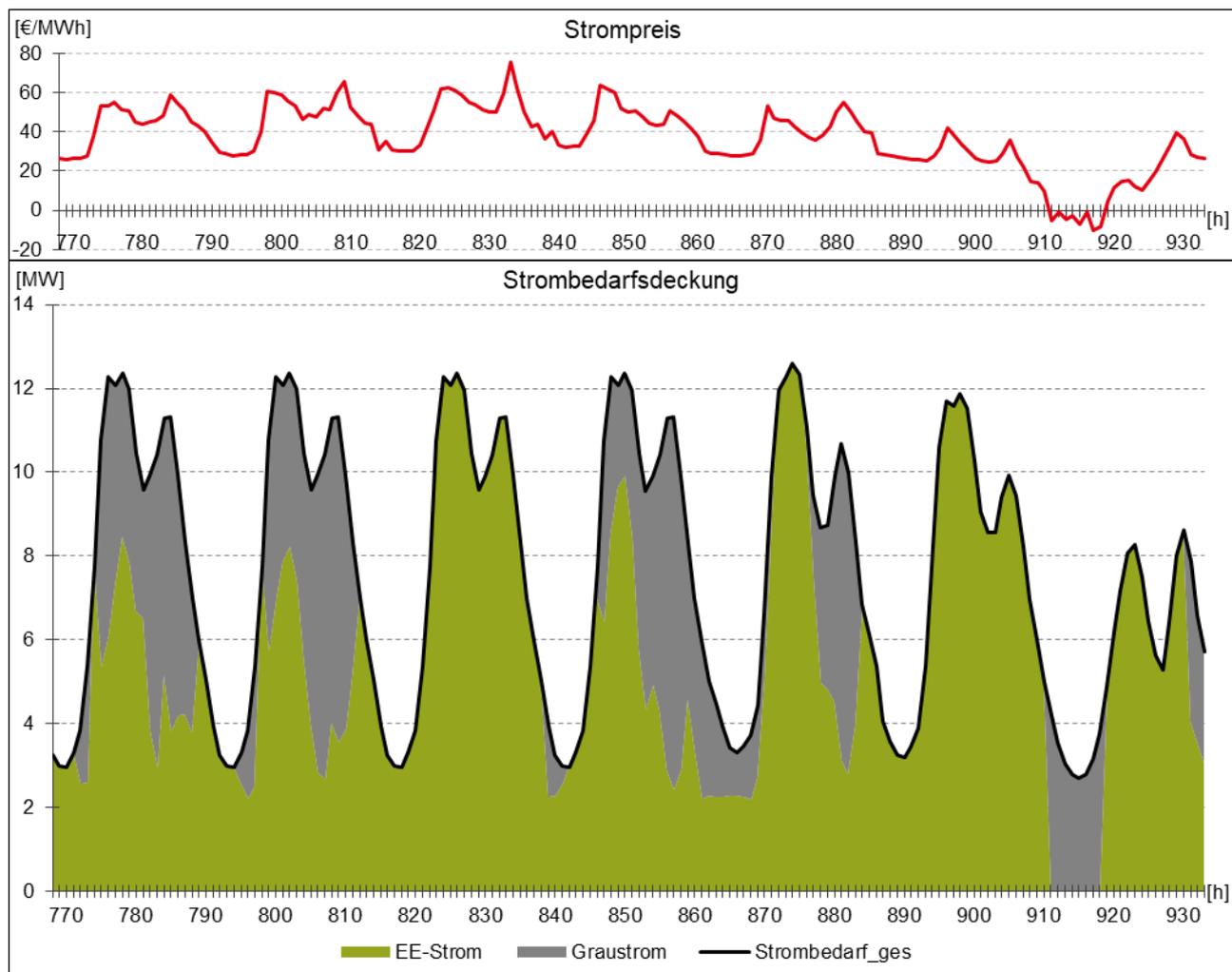
Die in B E T-SysMOD bzw. B E T-GridMOD modellierten Energiesysteme wurden bezüglich ökonomischer und ökologischer Zielkriterien optimiert. Als Ergebnis der Optimierung werden die Einsatzzeiten, die viertelstündlichen Leistungswerte und die dazugehörigen Erlöse und Kosten aller Assets sowie die viertelstündliche Lastdeckung und eventuelle Speicherbewirtschaftung bereitgestellt. Für die kommunalen Energiesysteme bedeutet dies, dass die Erzeugungszeitreihen aller modellierten Energieerzeugungsanlagen, die Leistungsflüsse über alle Netzbetriebsmittel, die Strombedarfsdeckungen aller Verbraucher und eventuelle Ein- und Ausspeichervorgänge in viertelstündlicher Auflösung für ein Jahr hinsichtlich der jeweiligen Zielkriterien berechnet sind. Die zu deckenden Lasten innerhalb der Kommunen sind durch die hinterlegten Strombedarfszeitreihen bestimmt, sodass die Optimierung der Energiesysteme eine optimale Energieversorgungsstruktur aus Erzeugersicht liefert.

Als Optimierungsformate dienen u.a. zwei verschiedene Auswertungsdiagramme. Dies beinhaltet zum einen ein Flächendiagramm, bei der die Flächenaufteilung unterhalb der Strombedarfslinie anzeigt, ob die Gesamlast der Gemeinde durch kommunal erzeugten EE-Strom oder durch Strombezug aus dem Netz gedeckt wird.

Die folgende Abbildung zeigt exemplarisch einen Ausschnitt des zeitlichen Verlaufs der Beispielkommunen Lichtenau:

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung



**ABBILDUNG 22: STROMBEDARFSDECKUNG LICHTENAU**

Zur detaillierteren Auswertung des optimalen Stromportfolios der Kommunen dient das zweite Optimierungsformat. Bei diesen Auswertungsdiagrammen handelt es sich um gruppiert gestapelte Säulendiagramme, bei denen ein Säulenpaar die jeweils optimale viertelstündliche Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur aufzeigt. Der linke Balken spiegelt die Erzeugerseite wider, indem er die Einspeisemengen differenziert nach den unterschiedlichen Energiequellen veranschaulicht. Auf der Erzeugerseite stehen dazu sowohl die erneuerbar erzeugten Strommengen der internen <sup>6</sup> Windenergieanlagen, der PV-Freiflächenanlage, der PV-Dachanlagen, der Biogasanlagen und der Strombezug aus dem Netz, als auch eventuelle Ausspeichermengen aus dem EE-Stromspeicher und dem Graustrom-Speicher zur Auswahl.

Der rechte Balken spiegelt die Verbraucherseite wider, indem er die eingespeisten oder bezogenen Strommengen nach ihrer Verwendung differenziert. Möglich sind hier die Strombedarfsdeckung durch erneuerbare Energien oder durch Strombezug aus dem Netz, die Rückspeisung in das überlagerte

<sup>6</sup> Als interne Windenergieanlagen werden diejenigen Windenergieanlagen bezeichnet, die in die kommunalen Ortsnetze einspeisen und somit zur Strombedarfsdeckung der Kommune beitragen. Externe Windenergieanlagen speisen in Umspannwerke ein, die nicht mit den kommunalen Ortsnetzen verbunden sind. Diese externen Windenergieanlagen sind in den Abbildungen nicht mit aufgeführt, um die Lesbarkeit der Diagramme aufgrund der sonst Wind-dominanten Erzeugungsstruktur nicht zu verschlechtern.

# A. Schlussbericht

## II: Eingehende Darstellung

Hochspannungsnetz und die eventuelle Einspeicherung in den EE-Stromspeicher und den Graustrom-Speicher. Der gestrichelte Linienverlauf zeigt den gesamten kommunalen Strombedarf.

Die folgenden Abbildungen zeigen exemplarische Ausschnitte des zeitlichen Verlaufs der Beispielkommune Lichtenau:

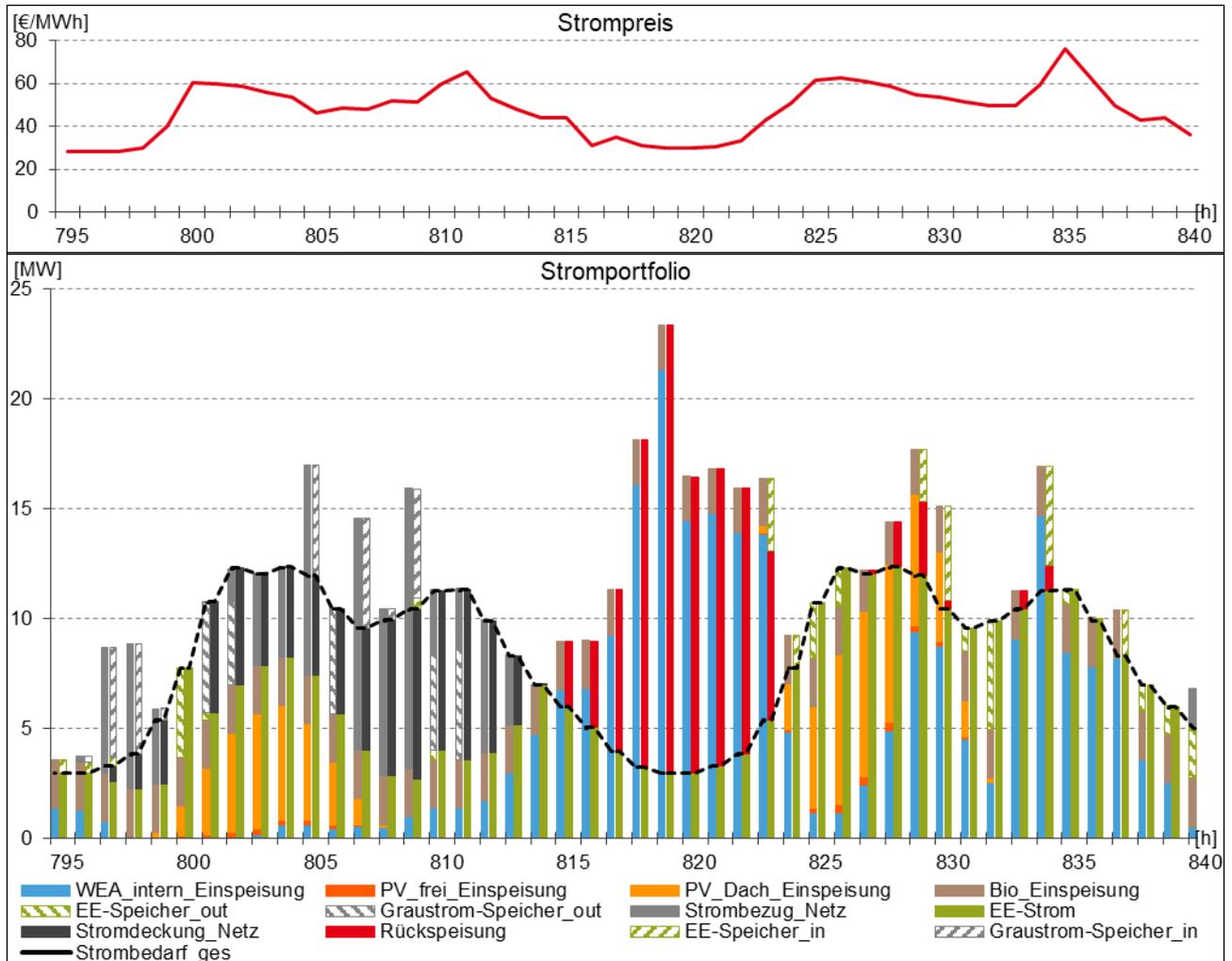


ABBILDUNG 23: STROMPORTFOLIO LICHTENAU I

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

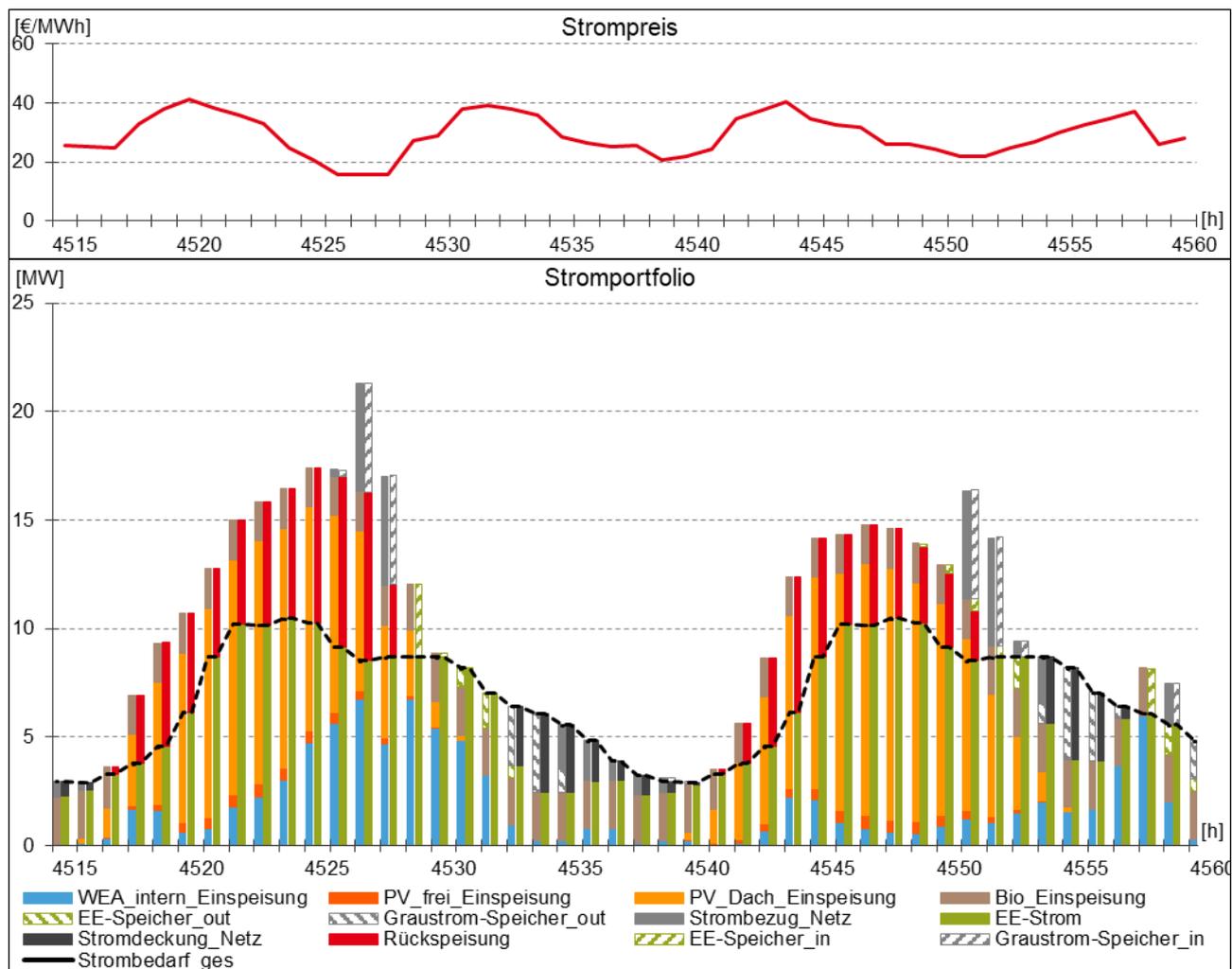


ABBILDUNG 24: STROMPORTFOLIO LICHTENAU II

Für die Ergebnispräsentation der ermittelten Leistungsflüsse über die Netzbetriebsmittel sei an dieser Stelle auf die Ausführungen zu den in B E T-GridMOD erstellten Wirklastflussdarstellungen verwiesen.

Zur Verwendung der Ergebnisse als Instrument zur vergleichenden Gegenüberstellung der Grobkonzepte siehe AP 2.5.

#### Methodische Erkenntnisse

Die Verwendung eines bilanziellen energetischen Ein-Knoten-Modells ist für diverse quantitative Fragestellungen unerlässlich. Der Einsatz des B E T-SysMOD und der daraus generierten Graphiken war sowohl als Basis für die Entscheidung zwischen Grobkonzepten als auch für die Erläuterung und Außendarstellung der Ergebnisse hilfreich. Die Erweiterung des Modells auf ein Mehrknotenmodell (B E T-GridMOD) und dessen Abbildungsgüte wird im Weiteren noch diskutiert (vgl. AP 3.2), ist aber in vielen Fällen als problematisch zu bezeichnen.

#### AP 2.4: GROBE BETRACHTUNG DER VERTEILNETZE

(B E T)

Im Rahmen der Ist-Datenerhebung (AP 1.2) wurden auch Informationen zum Verteilnetz wie etwa die Netzkarte mit abgefragt. Diese Informationen wurden durch die Experten der B E T mit den

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

---

Handlungsoptionen (typischerweise den Flächenausweisungen) im Rahmen des AP 2.4 verschnitten. Ziel dieser Grobanalyse ist es, netztechnisch besonders ungünstige Entscheidungen zu vermeiden bzw. günstige zu bevorzugen.

Ziel des AP 2.4 war, durch Expertenwissen besonders ungünstige Auswirkungen früh und aufwandsminimal zu erkennen und zu vermeiden. Dies ersetzt nicht eine spätere Detailbetrachtung, sondern bereitet diese vor.

Wie in AP 2.3 beschrieben, ist die Ausweitung des B E T-SysMOD zu einem Knoten-Kanten-Modell (BET-GridMOD) modellseitig bereits erfolgt. Die konkrete Parametrisierung und Erprobung wurde parallel zur Grob-analyse der Verteilnetze in diesem AP 2.4 durchgeführt, die Tätigkeiten waren verschränkt.

#### **Knoten-Kanten-Modelle zur Stromnetzabbildung**

In der ersten Modellierungsphase des AP 2.3 „Modellierung in B E T-SysMOD“ wurden die kommunalen Energiesysteme in B E T-SysMOD vereinfacht als Ein-Knoten-Modelle modelliert, in welchen das Stromnetz als Kupferplatte abgebildet und somit zunächst vernachlässigt wurde. Dieser Ansatz des Kupferplattenmodells ging von einem uneingeschränkten elektrischen Netz, ohne die Berücksichtigung von Netzrestriktionen aus.

Um die Eigenschaften der kommunalen elektrischen Energieversorgung im Energiesystemmodell mit einzubeziehen, wurden die elektrischen Verteilnetze der Kommunen im Arbeitspaket 2.4 mittels eines sogenannten Knoten-Kanten-Modells implementiert. Elektrische Energienetzmodelle bestehen hierbei aus Netzknotenpunkten, die über Kanten miteinander verknüpft sind. Der leitungsgebundene Elektrizitätstransport über Freileitungen und Kabel findet im Netzmodell an den Kanten statt, deren Kapazität gemäß von maximalen Nettoübertragungskapazitäten beschränkt ist. Zur Abschätzung der maximal übertragbaren Leistung wurde die maximale Strombelastbarkeit der Leitung herangezogen.

#### **Abbildung der kommunalen Mittelspannungsnetze**

Für eine hinreichend genaue Abbildung der kommunalen elektrischen Verteilnetze war die Kenntnis der örtlichen Netzgegebenheiten von zentraler Bedeutung. Die von den Kommunen im Rahmen der Ist-Datenerhebung des Arbeitspakets 1.2 zur Verfügung gestellten Netzdatensätze stellten die Datenbasis dar, anhand derer die kommunenspezifischen Knoten-Kanten-Modelle konstruiert werden konnten. Zur Verbesserung der Netzdatenqualität wurde im Fall von Lichtenau der lokale Netzbetreiber Westnetz GmbH konsultiert, welcher in Lichtenau unter anderem das kommunale Ortsnetz betreibt. Aufgrund der zur Verfügung stehenden Netzdaten in Form von Schemaplänen und Mittelspannungsübersichten wurde sich mit dem Projektausschuss der Kommune Lichtenau darauf verständigt, dass der Fokus der Netzbetrachtung und -modellierung im Forschungsprojekt auf dem Mittelspannungsnetz der Westnetz GmbH liegen solle.

Im Fall von Steinfurt konnte auf einen umfangreichen Netzstrukturdatensatz im GIS-Format zurückgegriffen werden, den die Stadtwerke Steinfurt GmbH bereitstellten. Hier wurde sich darauf verständigt, den Fokus der Netzbetrachtung und -modellierung im Forschungsprojekt auf das Mittelspannungsnetz der Stadt Steinfurt zu legen. Um die Kombination der verfügbaren Netzdaten zu erleichtern, wurden die vorliegenden Netzinformationen in einem geografischen Informationssystem namens „QGIS“ erfasst und bearbeitet. Im Forschungsprojekt wurde die am 29.02.2020 freigegebene QGIS-Version 3.12 București verwendet. Im Rahmen der Grobbetrachtung der Verteilnetze wurden pro Kommune eine bestimmte Anzahl an Knoten definiert, die die charakteristische Netzstruktur der jeweiligen Kommune wiedergibt, und zwischen denen ein Leistungsaustausch möglich ist.

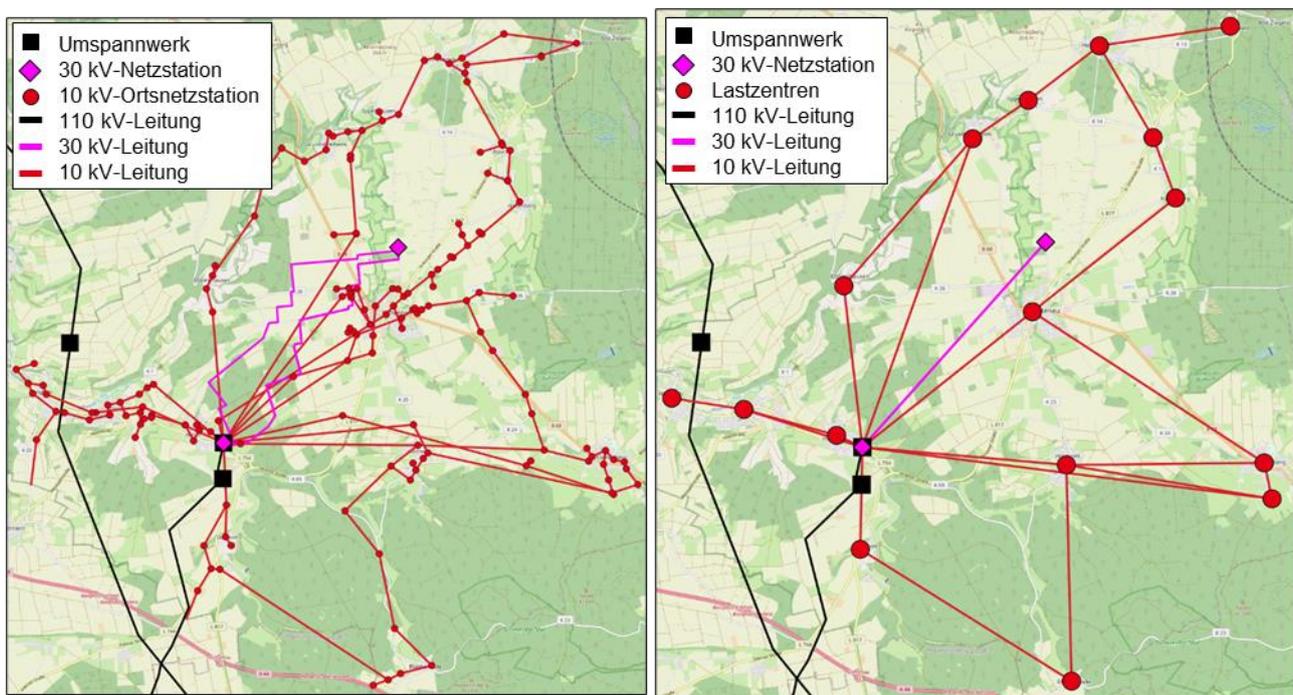
#### **Das Lichtenauer Stromnetzmodell**

Eine detaillierte Netzübersicht der Kommune Lichtenau, die anhand der zur Verfügung gestellten Netzdaten entworfen werden konnte, ist in Abbildung 25 im linken Bereich gegeben. Das Ortsnetz besteht hier aus einem 10 kV- und einem 30 kV-Mittelspannungsnetz, die über ein Umspannwerk im Ortsteil Husen

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

miteinander sowie mit dem überlagerten Hochspannungsnetz verbunden sind. Zwei weitere Umspannwerke in der Kommune sind nicht mit dem Ortsnetz verbunden, sondern speisen den von den lokalen Windenergieanlagen erzeugten Strom unmittelbar in das Hochspannungsnetz ein. Die resultierende Stromnetzabbildung des kommunalen Mittelspannungsnetzes in Lichtenau mit ihrer charakteristischen Netzstruktur aus Knoten und Kanten ist in Abbildung 25 im rechten Bereich dargestellt. Die Definition der Netzknoten des Knoten-Kanten-Modells orientierte sich dabei an der städtischen Struktur der Kommune Lichtenau, die aus 15 Orten besteht. Für jeden dieser Orte wurde ein Lastknoten definiert. Im Rahmen einer weiterführenden Recherche zur räumlichen Verteilung des Stromverbrauchs und möglicher Großverbraucher in der Kommune Lichtenau wurde der Industriestandort des Automotive-Werks der Benteler International AG im Ortsteil Kleinenberg identifiziert und als zusätzlicher Lastknoten in das Stromnetzmodell aufgenommen. Weitere wichtige Netzknotenpunkte sind die drei Umspannwerke der Gemeinde.



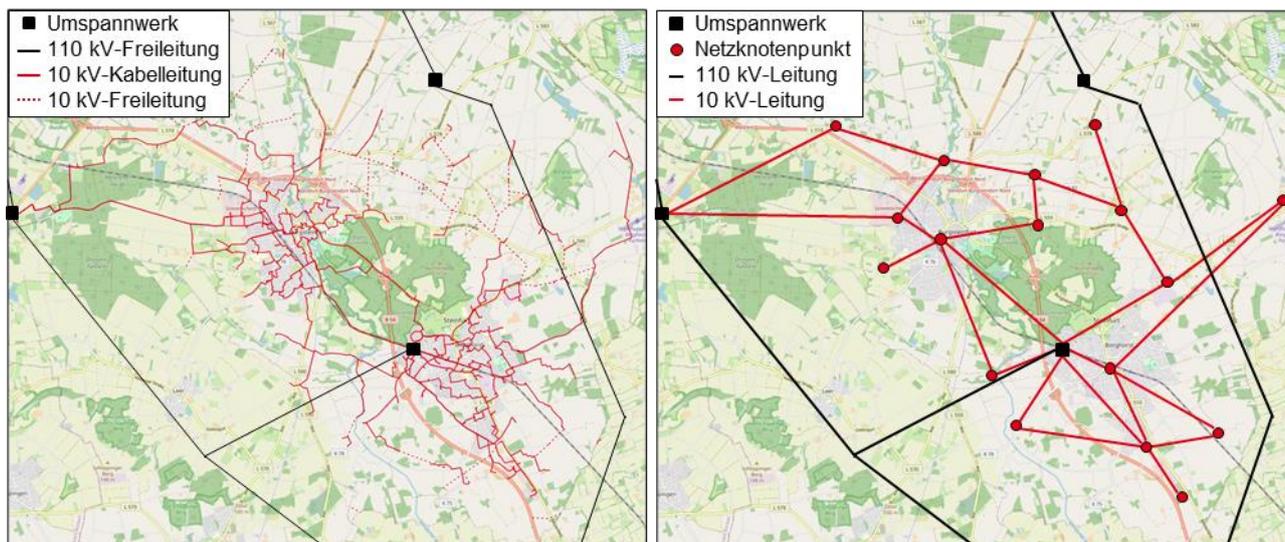
**ABBILDUNG 25: DETAILIERTE (LINKS) UND VEREINFACHTE (RECHTS) NETZÜBERSICHT DER KOMMUNE LICHTENAU IN QGIS**

#### Das Steinfurter Stromnetzmodell

Eine detaillierte Netzübersicht der Stadt Steinfurt, die anhand des zur Verfügung gestellten GIS-Netzdatensatzes erzeugt werden konnte, ist in Abbildung 26 im linken Bereich gegeben. Das Ortsnetz besteht hier aus einem 10 kV-Mittelspannungsnetz, welches über zwei Umspannwerke in den Ortsteilen Borghorst und Metelen mit dem überlagerten Hochspannungsnetz verbunden ist. Ein weiteres Umspannwerk im Norden der Stadt ist nicht mit dem Ortsnetz verbunden, sondern speist den von den lokalen Windenergieanlagen erzeugten Strom unmittelbar in das Hochspannungsnetz ein. Die resultierende Stromnetzabbildung des Mittelspannungsnetzes der Stadt Steinfurt mit ihrer charakteristischen Netzstruktur aus Knoten und Kanten ist in Abbildung 26 im rechten Bereich dargestellt. Die Definition der Netzknoten orientierte sich dabei vorrangig an den detaillierten Mittelspannungs-Netzdaten; miteinbezogen wurden zudem die analysierten Erzeugungs-, Last- und Stadtstrukturen. Weitere wichtige Netzknotenpunkte sind die drei Umspannwerke des Stadtgebiets.

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung



**ABBILDUNG 26: DETAILLIERTE (LINKS) UND VEREINFACHTE (RECHTS) NETZÜBERSICHT DER STADT STEINFURT IN QGIS**

#### **Aufbau der Verteilnetzmodelle**

Die implementierten Stromnetzmodelle der Kommunen stellen – neben der modelltechnischen Weiterentwicklung aus AP 2.3 – den zweiten entscheidenden Input für die räumliche Erweiterung der Energiesystemmodelle in B E T-SysMOD zu einem B E T-GridMOD für den konkreten Anwendungsfall dar.

Die aufbereiteten Netzstrukturen und die erstellten Stromnetzmodelle ermöglichen die Grobbetrachtung der Verteilnetze und führen davon ausgehend zum detaillierten Aufbau der Verteilnetzmodelle in AP 3.2 und zur anschließenden Detailbetrachtung der Verteilnetze.

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

---

#### AP 2.5: SOLL-IST-VERGLEICH

(CWD)

In AP 2.5 wurde der Bewertungsansatz zur Auswahl des kommunalen Vorzugskonzepts entwickelt. Dieser basiert auf den in AP 1.3 abgeleiteten Grobkonzepten sowie deren grober Betrachtung im Verteilnetz aus AP 2.4. Die Zielgewichtung aus dem Bewertungswerkzeug *HomeE* umfasst ursprünglich neun Ziele. Diese Gewichtung wird nun in einem weiteren Schritt auf die vier Zielgrößen aus dem Nachhaltigkeits- und dem Energiepolitischen Zieldreieck übersetzt und anhand von vier Kenngrößen bewertet. Es handelt sich dabei um die Zielgrößen Wirtschaftlichkeit (W), Umweltverträglichkeit (U), Versorgungssicherheit (V) und Sozialverträglichkeit (S). Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit sind in beiden Zieldreiecken enthalten. Das Nachhaltigkeitsdreieck wird durch die Sozialverträglichkeit komplettiert und das Energiepolitische Zieldreieck entsprechend durch die Versorgungssicherheit. Somit können sowohl weiche Kriterien als auch die Systemrobustheit in der Entscheidungsfindung berücksichtigt werden.

Für die Übersetzung von den neun Zielen auf die beiden Dreiecke wird zuerst mithilfe einer definierten Matrix eine Umverteilung auf die vier neuen Ziele vorgenommen. Dabei wird jedes der ursprünglichen Ziele gleichstark berücksichtigt (s. Spaltensumme 2,25 in Abbildung 27). Anschließend werden die Ergebniswerte für das jeweilige Zieldreieck auf 100% normiert, wodurch eine Darstellung in den beiden neuen Zieldreiecken möglich wird. Abbildung 27 zeigt die numerische Übersetzung der neuen Zielgrößen und Abbildung 28 die Darstellung in den jeweiligen Zieldreiecken.

Dieser neue Bewertungsschritt erlaubt nun die Nutzwertanalyse für Ausbaukonzepte mit mehreren Einzelprojekten. In der Ergebnisinterpretation kann der erste Schritt der Zielfunktionsermittlung (neun Ziele) genutzt werden, um Interessenschwerpunkte einer Kommune zu ermitteln. Im zweiten Schritt (vier Ziele) kann dann überprüft werden, ob dennoch eine ausgewogene Zielgewichtung vorliegt. Im Fall von Lichtenau und Steinfurt ist dies jeweils der Fall. Auf diese Weise können die weichen Faktoren der Zielerreichung in die Entscheidung einbezogen und mit den technischen und wirtschaftlichen Ausprägungen verglichen werden.

# A. Schlussbericht

## II: Eingehende Darstellung

	Home Ergebnis:		Ableitung Energiepolit. Dreieck				
	Lichtenau	Steinfurt	W	U	V	S	
Bürgerbeteiligung	0,10	0,12	0	0	0	1	1
Regionalisierung	0,15	0,13	0,25	0	0,5	0,25	1
(Klima-) Bildung	0,10	0,09	0	0,75	0	0,25	1
Umweltschonung	0,12	0,10	0	1	0	0	1
Technologieentwicklung	0,11	0,12	0	0,5	0,5	0	1
lokale Wertschöpfung und Wachstum	0,12	0,13	1	0	0	0	1
Unabhängigkeit	0,10	0,09	0,5	0	0,5	0	1
Imageverbesserung	0,15	0,08	0,5	0	0	0,5	1
Organisation & Struktur	0,07	0,14	0	0	0,75	0,25	1
			2,25	2,25	2,25	2,25	

Gesamtbewertung	Lichtenau	0,28	0,25	0,23	0,25
	Steinfurt	0,25	0,23	0,27	0,25

Energiepolit. Zieldreieck	Lichtenau	0,37	0,33	0,30
	Steinfurt	0,33	0,31	0,36

Nachhaltigkeitsdreieck	Lichtenau	0,36	0,32	0,33
	Steinfurt	0,34	0,32	0,35

ABBILDUNG 27: NUMERISCHE ÜBERSETZUNG DER HOME ERGEBNISSE FÜR DIE DARSTELLUNG IN DEN BEIDEN ZIELDREIECKEN (W: WIRTSCHAFTLICHKEIT, U: UMWELTSCHONUNG, V: VERSORGUNGSSICHERHEIT, S: SOZIALVERTRÄGLICHKEIT)

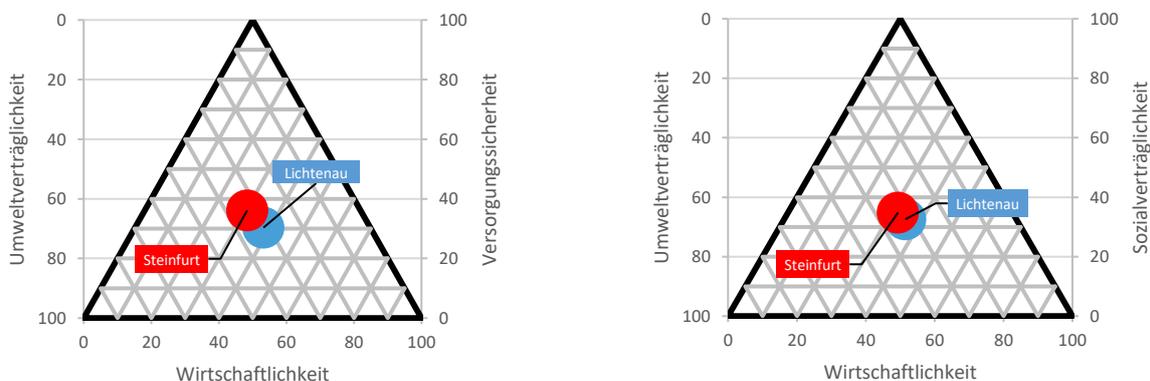


ABBILDUNG 28: ENERGIEPOLITISCHES ZIELDREIECK (LINKS) UND NACHHALTIGKEITS-DREIECK (RECHTS) JEWEILS FÜR LICHTENAU UND STEINFURT

Um den Nutzwert der Grobkonzepte anhand der vier Zielgrößen zu bestimmen werden aussagekräftige und repräsentative Bewertungsgrößen benötigt. Für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit (W) eines Grobkonzepts wird der Kapitalwert aller Einzelprojekte herangezogen. Repräsentativ für die Umweltschonung (U) wird die Treibhausgaseinsparung durch die neuen Ausbauprojekte betrachtet. Zur Bewertung der Versorgungssicherheit (V) wird der neue Autarkiegrad, bzw. die Selbstversorgung der Kommune verwendet und die Sozialverträglichkeit (S) wird auf Grundlage des Gesamtnutzens aller weicher Faktoren der Einzelprojekte berechnet.

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

---

Die Werte für Kapitalwert und Autarkiegradsteigerung stammen direkt aus der Netzbetrachtung durch B E T-GridMOD auf Grundlage der Anlagendimensionierung aus AP 1.3. Für die Emissionseinsparung wird die Differenz aus CO<sub>2</sub>-Äquivalenten Emissionen des deutschen Strommix und der Einspeisung der neu installierten Anlagen gebildet. Der Gesamtnutzen der weichen Faktoren stammt direkt aus der Nutzwertanalyse aus AP 1.3.

Für die Berechnung der Nutzwerte werden erst die absoluten Werte der vier Zielgrößen berechnet. Diese werden dann relativ zueinander gewichtet (der beste Wert entspricht 100% und alle weiteren sind relativ dazu ein Wert zwischen 0-100%). Anschließend werden diese relativen Werte mit den übersetzten Gewichtungen aus dem HomE multipliziert und auf 100% normiert. In der nachfolgenden Tabelle 16 ist dies für Lichtenau aufgeführt. Wie bei der vorherigen Nutzwertanalyse ist dasjenige Grobkonzept mit dem höchsten Nutzwert für die Kommune voraussichtlich zu bevorzugen und sollte als Vorzugskonzept weiterverfolgt werden. Im Fall von Lichtenau ist Grobkonzept 3 mit 88% Gesamtnutzen zu bevorzugen und wurde auch nach Rücksprache mit der Kommune als Vorzugskonzept ausgewählt.

Die Zahlenwerte stellen jeweils die Differenz zum Ist-Zustand dar. Sofern in einer Position eine Verschlechterung des Ist-Zustands entstände, würde dies in einem negativen Wert resultieren. In den untersuchten Beispielen traten keine negativen Werte auf. Alle Grobkonzepte führen also potenziell zu einer Verbesserung in Bezug auf Kapitalwert, Emissionseinsparung, Autarkiegrad und gesellschaftliche Akzeptanz.

Tabelle 17 zeigt die Ergebnisse für Steinfurt. Hier wäre eigentlich das Grobkonzept 1 mit einem Gesamtnutzen von 100 % streng dominant gegenüber allen anderen Varianten und stellt somit das techno-ökonomische Optimum dar. Nach Abstimmung mit Steinfurt wird allerdings die Realisierbarkeit von lokalen PV-FFA Projekten aktuell als derart kritisch bewertet, dass stattdessen das Grobkonzept 2 als Vorzugskonzept ausgewählt und weiterverfolgt werden sollte. Dieses Beispiel verdeutlicht gut die Relevanz der regelmäßigen Rücksprache und Reflektion der (Zwischen-)Ergebnisse mit den Kommunen. Außerdem erwiesen sich die berechneten Nutzwerte im Rahmen der Diskussionen zur Auswahl der Vorzugskonzepte als geeignetes Mittel und Diskussionsgrundlage.

Insgesamt ist es mit der entwickelten Bewertungsmethodik möglich, ein rechnerische Vorzugskonzept für eine Kommune zu ermitteln, wobei sowohl weiche Faktoren als auch techno-ökonomische „Hard-Facts“ berücksichtigt werden. Dies dient jedoch höchstens als Empfehlung und sollte im Einzelfall mit den lokalen Akteuren auf dessen Machbarkeit hin überprüft werden.

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

**TABELLE 16: BERECHNUNG DER NUTZWERTE FÜR DIE GROBKONZEPTE (GK) IN LICHTENAU**

	Grobkonzept 1	Grobkonzept 2	Grobkonzept 3
Ausbauprojekte	Real geplante, Biogas, Wind	Real geplante, Biogas, PV-FFA	Real geplante, Wind, PV-FFA
<i>absolute Werte</i>			
Kapitalwert [€]	29.700.566,18	44.023.940,36	65.430.930,37
THG-Einsparung [t <sub>CO2-Eq</sub> ]	9270	4950	10800
Autarkiegradsteigerung [%]	25,77	19,31	15,13
Gesamtnutzen weicher Faktoren [%]	71%	64%	63%
<i>relative Werte</i>			
Kapitalwert	45%	67%	100%
THG-Einsparung	86%	46%	100%
Autarkiegradsteigerung	100%	75%	59%
Gesamtnutzen weicher Faktoren	100%	90%	89%
<i>gewichtete relative Werte</i>			
Kapitalwert	0,12	0,19	0,28
THG-Einsparung	0,21	0,11	0,25
Autarkiegradsteigerung	0,23	0,17	0,13
Gesamtnutzen weicher Faktoren	0,25	0,23	0,22
Summe	0,81	0,70	<u>0,88</u>

**TABELLE 17: BERECHNUNG DER NUTZWERTE FÜR DIE GROBKONZEPTE (GK) IN STADT STEINFURT**

	Grobkonzept 1	Grobkonzept 2	Grobkonzept 3
Ausbauprojekte	Real geplante, Wind, PF-FFA	Real geplante, Wind, PV-DFA	Real geplante, PV-FFA, PV-DFA
<i>absolute Werte</i>			
Kapitalwert [€]	361.001.052,36	242.331.738,05	323.853.668,37
THG-Einsparung [t <sub>CO2-Eq</sub> ]	94237	84501	77926
Autarkiegradsteigerung [%]	44,10	36,18	37,70
Gesamtnutzen weicher Faktoren [%]	56%	57%	57%
<i>relative Werte</i>			
Kapitalwert	100%	67%	90%
THG-Einsparung	100%	90%	83%
Autarkiegradsteigerung	100%	82%	86%
Gesamtnutzen weicher Faktoren	98%	100%	100%
<i>gewichtete relative Werte</i>			
Kapitalwert	0,25	0,16	0,22
THG-Einsparung	0,23	0,21	0,19
Autarkiegradsteigerung	0,27	0,22	0,23
Gesamtnutzen weicher Faktoren	0,25	0,25	0,25
Summe	<b>1,00</b>	<u>0,85</u>	0,90

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

---

#### AP 3: KONZEPT DETAILLIERUNG

(CWD)

Die Detaillierung des Vorzugskonzeptes erfolgte im dritten Arbeitspaket in **AP 3.1**, indem die Teilmodelle aus AP 1 weiter ausdifferenziert werden. Des Weiteren sollen in **AP 3.2** die Auswirkungen, die die ausdetaillierten Erzeugungskapazitäten sowie Verbrauchsflexibilisierungen auf das Netz haben, detailliert betrachtet werden. Insgesamt kann so unter Zuhilfenahme der entwickelten Gesamtmethodik ein individuelles Feinkonzept für den Aufbau eines robusten kommunalen Energiesystems abgeleitet werden. In einem abschließenden **AP 3.3** werden die Modellergebnisse des detaillierten Vorzugskonzeptes aufbereitet und als anschauliche Handlungsempfehlung in allgemein verständlicher Form an die jeweiligen Kommunen weitergegeben.

#### AP 3.1: DETAILLIERUNG ANNAHMEN/ABBILDUNG

(CWD)

Nach Auswahl des Feinkonzepts in AP 2 wird dieses im Folgenden durch detaillierte Modellannahmen verfeinert. Dies betrifft die Modelle zur EE-Potenzialbestimmung sowie die Abbildung der Lastprofile.

##### 1. Windenergiepotenziale: WindPot

In der Grundstruktur der Modelle werden als Ausgabegrößen das Parklayout, die Wirtschaftlichkeit, Einspeisezeitreihen sowie der Flächenbedarf ausgewiesen. In der Verfeinerung werden außerdem Repoweringoptionen betrachtet und die zu erwartende CO<sub>2</sub>-Einsparung ermittelt.

##### 2. Photovoltaikpotenziale: PVPot

In der Grundstruktur werden die Wirtschaftlichkeit, einzusparende CO<sub>2</sub>-Emissionen sowie die Einspeisezeitreihen für PV-DFA und FFA ermittelt. Die Modelldetaillierung konzentriert sich auf die PV-FFA und ermittelt die Potenziale für Randstreifen entlang der Straßenklassen Autobahnen, Bundes-, Land- und Kreisstraßen. Da die drei letztgenannten in der aktuellen EEG-Förderung nicht berücksichtigt werden, liegen hier weitgehend ungehobene Potenziale, die durch individuelle Stromlieferverträge allerdings durchaus rentabel sein können.

##### 3. Bioenergiepotenziale: BioPot

In der Detaillierung des Modells BioPot wird zusätzlich zu den bestehenden Ausgabegrößen der Flächenverbrauch abgeschätzt und die aktuelle EEG-Förderung berücksichtigt. Diese sieht für Bioenergie Volllaststunden-spezifische Vergütung vor, um einen stärkeren Anreiz zur Flexibilisierung der Strombereitstellung zu schaffen.

##### 4. Lastprofile:

Die Jahresverbräuche wurden in einem ersten Schritt über statistische Annahmen abgeschätzt. Diese werden nun über die Datenbank aus dem Forschungsprojekt Demand Regio verfeinert [7]. Die zeitliche Auflösung erfolgt wie bisher über die Standardlastprofil des BDEW [14].

Wie in AP 2.5 dargestellt, wurde für Lichtenau das Grobkonzept 3 (real + Wind + PV frei) als Vorzugskonzept ausgewählt und zum Feinkonzept ausgearbeitet. Für Steinfurt wurde entgegen der techno-ökonomischen Empfehlung nicht das Grobkonzept 1, sondern das Grobkonzept 2 ausgewählt. Nach Rücksprache mit der Stadt Steinfurt wurde die Realisierbarkeit der PV-FFA als schwierig bewertet, da die Flächen nicht EEG-förderfähig sind. Die Finanzierung über Stromlieferverträge wird als zu unsicher angesehen.

Durch die Verfeinerung der Modelle wurden in erster Linie die Anzahl an Ausgabegrößen zu den ABP erweitert. Im Falle der PV-FFA in Lichtenau hat sich außerdem noch die Nennleistung verdreifacht. Im Grobkonzept wurden 8 MWp konservativ abgeschätzt. Durch die verfeinerte Analyse hat sich die für PV-FFA verfügbare Fläche deutlich vergrößert. Die installierten Leistungen der ABP für das Vorzugs- bzw. Feinkonzept sind dargestellt in Tabelle 18 für Lichtenau und Tabelle 19 für Steinfurt.

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

**TABELLE 18: INSTALLIERTE LEISTUNGEN DER ABP FÜR DAS VORZUGS- BZW. FEINKONZEPT IN LICHTENAU**

ABP	Typ	Vorzugskonzept Lichtenau	Feinkonzept Lichtenau
PV-DFA Genossenschaft Herbram-Wald mit optimierten weichen Faktoren	Real geplant	2 MWp	2 MWp
PV-FFA	Potenzialmodell	8 MWp	24 MW
WEA Repowering	Potenzialmodell	3,05 MW	3,05 MW

**TABELLE 19: INSTALLIERTE LEISTUNGEN DER ABP FÜR DAS VORZUGS- BZW. FEINKONZEPT IN STEINFURT**

ABP	Typ	Vorzugskonzept Steinfurt	Feinkonzept Steinfurt
WK-Dumte WEA Neubau mit optimierten weichen Faktoren	Real geplant	6 MW	6 MW
Hagenkamp WEA Neubau mit optimierten weichen Faktoren	Real geplant	16,8 MW	16,8 MW
Hollich Sellen WEA Repowering mit optimierten weichen Faktoren	Real geplant	28,7 MW	28,7 MW
PV DFA	Potenzialmodell	2,3 MW	2,3 MW
WEA Repowering	Potenzialmodell	12,3 MW	12,3 MW

In Tabelle 20 sind die zusammengefassten Kennzahlen des Feinkonzepts der Kommunen Lichtenau und Steinfurt aufgeführt. Da sich die Abbildung der Netzstruktur in SysMOD als nicht zielführend erwiesen hat, war ein erneuter Systemdurchlauf mit den angepassten technischen Kennzahlen durch B E T nicht möglich. Der Selbstversorgungsgrad wurde daher in dem am CWD entwickelten Modell zur zeitlich aufgelösten Energiesystemanalyse *Flexy* erneut bestimmt. Bioenergie wird dabei als flexible Energiebereitstellungseinheit eingesetzt und nur zu Zeitpunkten betrieben, in denen der lokale Bedarf nicht bereits durch Wind- oder PV-Einspeisung gedeckt wird. Eine detaillierte Darstellung des Modells findet sich in Wendorff 2022 [40]. Durch die verfeinerten Modellannahmen haben sich sowohl der zeitliche<sup>7</sup> als auch der bilanzielle<sup>8</sup> Selbstversorgungsgrad in beiden Kommunen erhöht. In Lichtenau ist insbesondere der bilanzielle Selbstversorgungsgrad mit 94,8% bemerkenswert hoch. Durch gezielte Maßnahmen des

<sup>7</sup> Die Zeitreihen werden betrachtet und dabei die Anzahl der Zeitpunkte vollständiger Selbstversorgung der Anzahl der Zeitpunkte unvollständiger Selbstversorgung gegenübergestellt. Der prozentuale Wert gibt an, welcher Anteil der Zeitpunkte im Jahr vollständig selbstversorgt ist.

<sup>8</sup> Jahresenergiemengen werden gegenübergestellt und der prozentuale Wert gibt an, welcher Anteil des Jahresverbrauchs durch die Jahresbereitstellung gedeckt wird.

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

Lastmanagements könnte dieser noch weiter erhöht werden. Der Flächenbedarf für PV-DFA wird grundsätzlich mit 0 ha/MW angenommen, da die Anlagen auf bestehenden Dachflächen installiert werden. Da keine der Kommunen Bioenergieprojekte in ihrem Feinkonzept enthält, liegt der Flächenbedarf hier ebenfalls bei 0 ha. Der Flächenverbrauch für Windenergie wird entsprechend der für das Fundament benötigten Fläche der einzelnen Anlagen mit 116,5 m<sup>2</sup>/MW abgeschätzt [8]. Es wird damit angenommen, dass die vom Rotor überstrichene Fläche weiterhin z.B. durch die Land- und Forstwirtschaft genutzt werden kann.

**TABELLE 20: KENNZAHLEN DER FEINKONZEPTE FÜR LICHTENAU UND STEINFURT**

	Lichtenau	Steinfurt
Zubau installierte Leistung	29,05 MW	66,1 MW
Selbstversorgung bilanziell (Änderung ggü. Grobkonzept)	1108 % (+547,4 %)	225,4 % (+5,3%)
Selbstversorgung zeitlich (Änderung ggü. Grobkonzept)	94,8 % (+21,3 %)	80,8 % (+16,2%)
Flächenverbrauch		
PV	24 ha	0 ha
Biomasse	0 ha	0 ha
Wind	355 m <sup>2</sup>	7433 m <sup>2</sup>

Die Modelle aus AP 1 konnten in AP 3.1 erfolgreich ertüchtigt werden. Die Ergebnisse aus AP 3.1 beinhalten die Dimensionierung potenziell zu errichtender EE-Anlagen, welche außerdem mit den kommunalen Zielen aus AP 1.1 in Einklang sind. Somit können sie als Grundlage für die Ableitung akzeptierter Umsetzungskonzepte verwendet werden.

#### AP 3.2 VERTEILNETZMODELLE

(B E T)

Das vorgelagerte AP 2.4 hat erste Verdachtsmomente für überlastete Netz-Bestandteile geliefert und geholfen, vermeidbare Fehlentscheidungen zu verhindern. Das Ziel dieses AP bestand darin, die Rahmenbedingungen für das Netz detailliert zu erfassen und zu untersuchen.

Die Nutzung eines linearen Knoten-Kanten-Modells zur Abbildung des lokalen Energiesystems (BET GridMOD) hat den bekannten Nachteil, dass die den Lastfluss nicht im Sinne der Kirchhoff'schen Regeln abbildet. Dies stellt aus elektrotechnischer Sicht die Ergebnisse in Frage und macht möglicherweise eine Abbildung in einem Lastfluss-Berechnungstool wie INTEGRAL notwendig.

Auf der anderen Seite ermöglicht GridMOD – anders als es bei Lastflusstools üblich ist – eine jahresübergreifende, zeitlich fein gerasterte Energiebilanz. Dies ist mit Lastflusstools nur unter Inkaufnahme erheblichen Aufwands realisierbar.

Die Fragestellung lautet daher, in welchen Fällen die vereinfachte Abbildung der Netzsituation noch sachgerecht ist und ob durch heuristische Grenzwerte eine belastbare Aussage generierbar ist. Die Idee der heuristischen Grenzwerte ist dabei aus Berechnungen des Übertragungsnetzes entlehnt. Hierbei gilt der Umstand, dass kein Betriebsmittel eines Netzes mehr als 70% ausgelastet ist als Indiz dafür, dass das Netz n-1-sicher ist.

Die Analyse wurde im Wege einer Vergleichsrechnung durchgeführt. Hierzu wurden die Netze der Beispielkommunen einerseits in der vereinfachten GridMOD-Umgebung, andererseits im Lastflusstool

## A. Schlussbericht

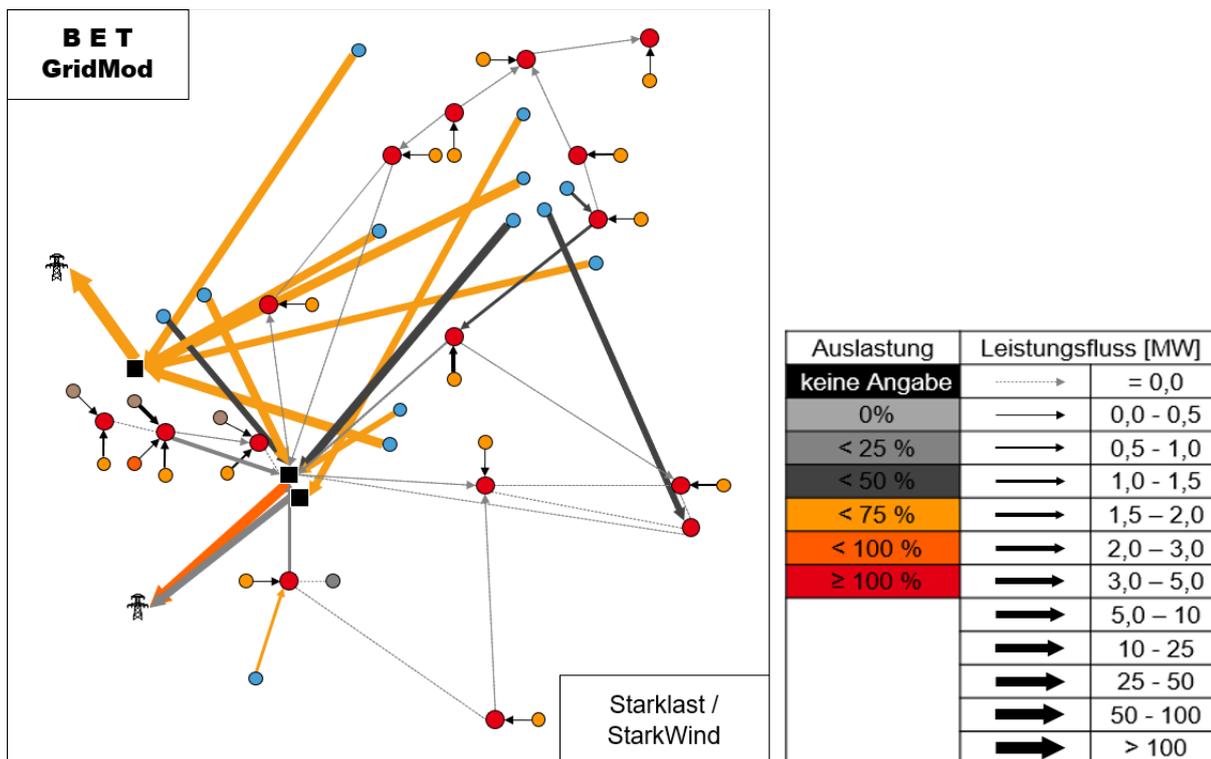
### II: Eingehende Darstellung

INTEGRAL abgebildet. Analysiert wurde, ob mit GridMOD die kritischen Netzzustände hinreichend erfasst werden.

Im Rahmen einer Masterarbeit konnte durch den Vergleich beider Rechenwege gezeigt werden, dass die vereinfachten Verteilnetzmodelle des GridMOD prinzipiell für eine Grobabschätzung der Implikationen der Energiekonzepte auf die regionalen Stromnetze geeignet sind, jedoch in einigen Netzbelastungssituationen zu Fehlberechnungen führen.

#### Vereinfachte Verteilnetzmodelle in B E T-GridMOD

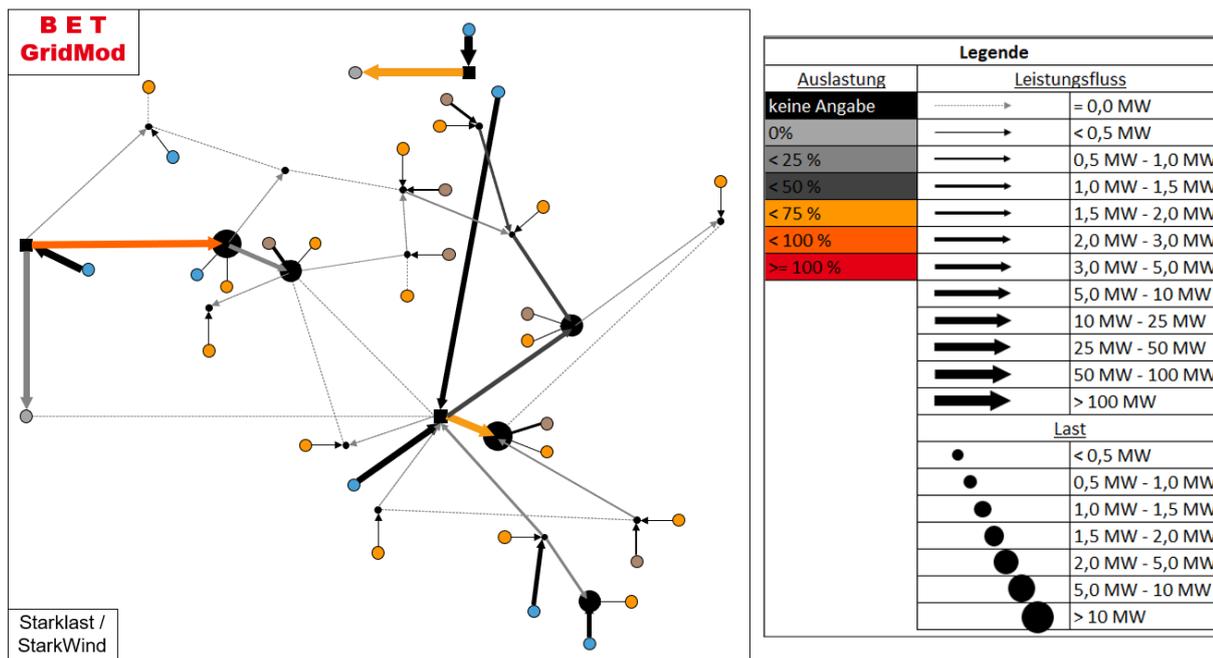
Mit dem weiterentwickelten Tool B E T-GridMOD ist es möglich, die kommunalen Energiesysteme unter Berücksichtigung der elektrischen Netzgegebenheiten zu optimieren. Um die Optimierungsergebnisse, wie die Erzeugungs- und Lastwerte sowie die Leistungsflüsse und Leitungsauslastungen, einer räumlich aufgelösten Analyse zugänglich zu machen, wurde ein vereinfachtes, GIS-typisiertes Verteilnetzmodell erstellt. Das vereinfachte Verteilnetzmodell ermöglicht eine Wirklastflussdarstellung der Optimierungsergebnisse aus B E T-GridMOD und richtet so den Fokus der Auswertung auf die Netzseite. Dabei werden jeder Kante des Knoten-Kanten-Modells der Betrag des Wirkleistungsflusses und der Betrag der Auslastung des zugehörigen Prozesses zugeordnet. Die Richtung des Wirkleistungsflusses wird graphisch durch Pfeile widerspiegelt, die Höhe des Wirkleistungsbetrags durch die Kantenstärke des Pfeils. Die Auslastung der Leitung wird mittels einer diskreten Farbskala veranschaulicht, anhand welcher der Pfeil eingefärbt wird. Exemplarisch sind in Abbildung 29 und in Abbildung 30 die Wirklastflussdarstellungen der vereinfachten Verteilnetzmodelle der Beispielkommunen in B E T-GridMOD für einen bestimmten Netzzustand abgebildet.



**ABBILDUNG 29: WIRKLASTFLUSSDARSTELLUNG DES VEREINFACHTEN LICHTENAUER VERTEILNETZMODELLS IN B E T-GRIDMOD FÜR DEN NETZNUTZUNGSFALL „STARKLAST & STARKWIND“**

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung



**ABBILDUNG 30: WIRKLASTFLUSSDARSTELLUNG DES VEREINFACHTEN STEINFURTER VERTEILNETZMODELLS IN B E T-GRIDMOD FÜR DEN NETZNUTZUNGSFALL „STARKLAST & STARKWIND“**

Anhand der vereinfachten Verteilnetzmodelle sind erste Abschätzungen bezüglich der Netzverträglichkeit der sich ergebenden Lastflüsse in B E T-GridMOD unmittelbar möglich. Für jeden Zeitwert, d. h. im Stunden- bzw. Viertelstundenraster, zeigen die Wirklastflussdarstellungen der vereinfachten Verteilnetzmodelle in B E T-GridMOD, welche Auswirkungen die jeweils berechneten Erzeugungs- und Lastwerte auf die kommunalen Ortsnetze haben.

Im Rahmen einer Masterarbeit mit dem Titel „Modellbasierte Analyse und Stromnetzabbildung eines kommunalen Energiesystems im gemischt-ganzzahlig linearen Optimierungssystem“, die in Kooperation von CWD und B E T entstanden ist, wurde u. a. untersucht, inwiefern die Knoten-Kanten-Modelle der Stromnetzmodelle und somit der Energieversorgungsnetzmodelle in B E T-GridMOD geeignet sind, die resultierenden Lastflusssituationen ausreichend genau zu ermitteln.

Als Vergleich wurden die detaillierten Lastflussanalysen aus INTEGRAL herangezogen, welche im Verlauf dieses Unterkapitels noch beschrieben werden. Im Gegensatz zu den realitätsgetreuen Leistungsflüssen und Leitungsauslastungen in INTEGRAL ergeben sich in B E T-GridMOD teilweise Umwege über mehrere Leitungen. Diese elektrotechnisch unbegründeten Leistungsflüsse sind auf die Vernachlässigung der Kirchhoff'schen Regeln im Knoten-Kanten-Modell der Stromnetzabbildung und der vereinfachten Leitungsabbildung als impedanzlose Kanten zurückzuführen. Zudem ergibt sich ein ungleichmäßigeres Auslastungsprofil, das von ungenutzten bis zu maximal ausgelasteten Leitungen reicht. Diese Ungenauigkeiten treten hauptsächlich in den vermaschten Teilnetzen der kommunalen Elektrizitätssysteme auf. In den radialen Netzstrukturen und den Strahlennetzen führt B E T-GridMOD zu keinen bemerkenswerten Fehlberechnungen der Wirkleistungsflüsse.

Um diese Fehlerdifferenzen (also die Differenzen zwischen den als „richtig“ angenommenen Ergebnissen der INTEGRAL-Berechnung und den als „zu prüfen“ eingeordneten Ergebnissen des GridMOD) zu reduzieren, wurden verschiedene Modellanpassungen vorgenommen, die im Ergebnis zu einer durchschnittlichen Verbesserung des ursprünglichen Ansatzes führten.

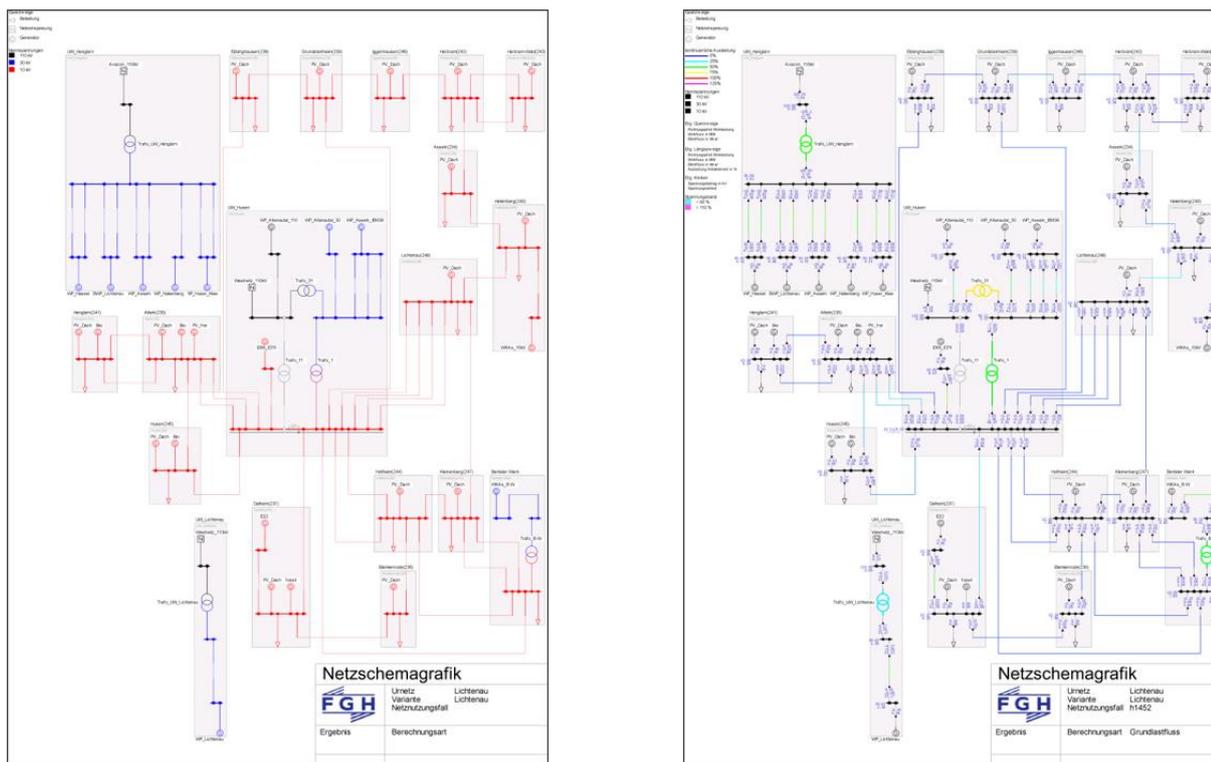
# A. Schlussbericht

## II: Eingehende Darstellung

### Lastflussanalysen in INTEGRAL

Eine detaillierte Analyse des elektrischen Energienetzes ist nur mit Hilfe von kommerzieller Netzberechnungssoftware möglich, die sowohl die Wirkleistungs- als auch die Blindleistungsflüsse des als Wechselstrommodell abgebildeten Stromnetzes berücksichtigt. Bei B E T wird hierzu mit dem Softwaretool INTEGRAL gearbeitet. INTEGRAL (Interaktives Grafisches Netzplanungssystem) ist ein Softwaretool der FGH GmbH (vormals Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V.) zur Planung elektrischer Energieversorgungsnetze, mit dessen Unterstützung die deutschen Übertragungsnetze, teilweise auch die 110 kV-Netze, geplant und berechnet werden.

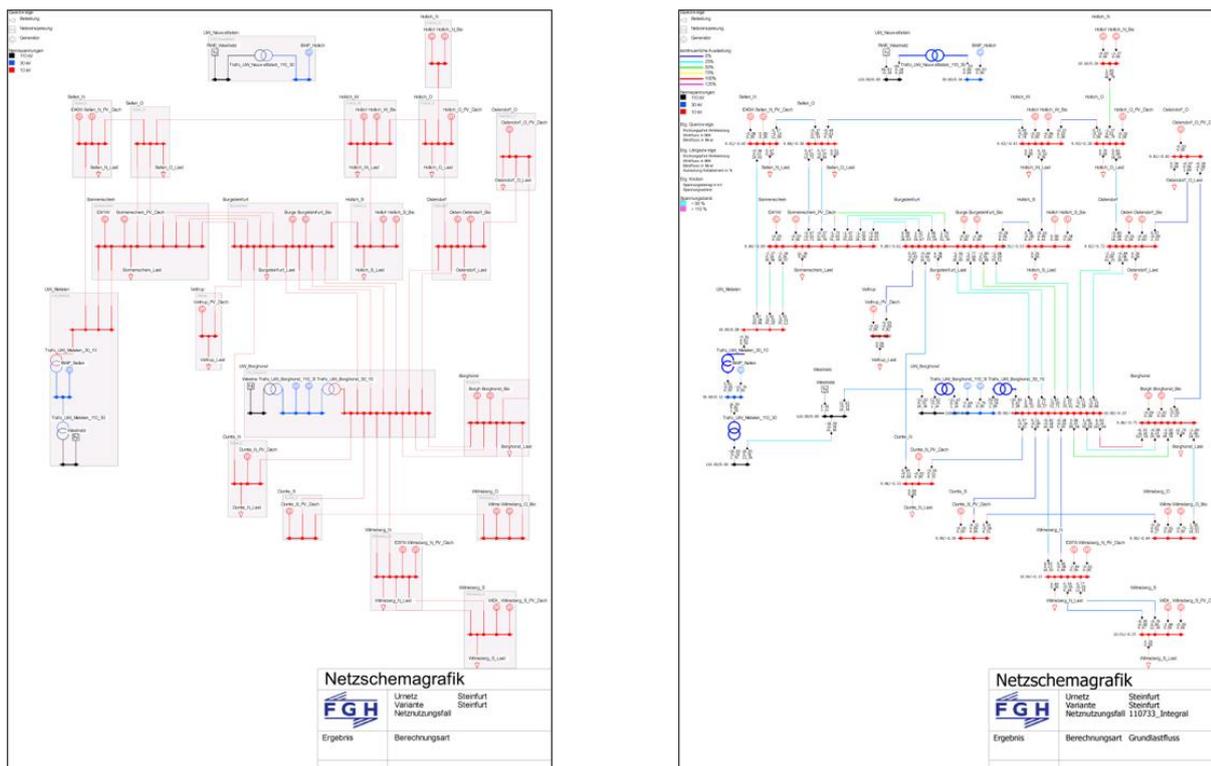
Für die Berechnung von Netzen und Leitungen im stationären Betrieb wird heutzutage in erster Linie die Lastflussberechnung als wesentliches Netzberechnungsverfahren eingesetzt. Die grundlegende Aufgabe der Lastflussberechnung ist die Ermittlung der Strom- und Spannungsverhältnisse im elektrischen Netz für den vorgegebenen Netzbelastungsfall, aus denen dann die resultierenden Wirk- und Blindleistungsflüsse über die Betriebsmittel des Netzes berechnet werden. Für tiefere Untersuchungen der sich ergebenden Netzsituationen wurden die kommunalen Verteilnetze in hinreichender Detailtiefe in INTEGRAL modelliert. Hierbei wurde, wie schon bei der Modellierung der Knoten-Kanten-Modelle zur Stromnetzabbildung in B E T-GridMOD, auf die von den Kommunen zur Verfügung gestellten Netzdaten zurückgegriffen. Im jeweils linken Bereich von Abbildung 31 und Abbildung 32 sind die Netzschemagrafiken der örtlichen Verteilnetze der Beispielkommunen in INTEGRAL schematisch dargestellt.



**ABBILDUNG 31: NETZSCHEMAGRAFIKEN DES ÖRTLICHEN VERTEILNETZES IN LICHTENAU IN DER SOFTWARE INTEGRAL**

# A. Schlussbericht

## II: Eingehende Darstellung



**ABBILDUNG 32: NETZSCHEMAGRAFIKEN DES ÖRTLICHEN VERTEILNETZES IN STEINFURT IN DER SOFTWARE INTEGRAL**

### Vergleich der Lastflussergebnisse in GridMOD und INTEGRAL

Das Wechselstrommodell stellt das realitätsgetreueste Stromnetzmodell dar, da es sowohl die Wirkleistungsflüsse und Blindleistungsflüsse auf den Kanten als auch die komplexen Spannungen nach Betrag und Phase an den Knoten des Netzwerkmodells bestimmt. Für diese detaillierte Berechnung sind nichtlineare mathematische Modelle und rechnergestützte Netzberechnungssoftware notwendig. Die Lastflussberechnungen in INTEGRAL beruhen auf einem solchem AC-Modell. Es wird angenommen, dass die Modellabbildung in INTEGRAL realitätsgetreu ist und die Lastflussergebnisse die reale Netzbelastungssituation wiedergeben. Da es sich hierbei jedoch auch nur um ein Modell der Wirklichkeit handelt und insbesondere, weil die Leitungen des kommunalen Elektrizitätsversorgungssystems anhand der begrenzt zur Verfügung stehenden Netzdaten parametrisiert sind, wird auch die Lösung in INTEGRAL nicht die Realität perfekt abbilden. Das fortentwickelte GridMOD beruht auf linearen Gleichungen und auf einem NTC-Modell der Stromnetzabbildung. Hierbei beschränkt sich die Berücksichtigung der physikalischen Gesetzmäßigkeiten auf Wirkleistungsflüsse, deren maximale Werte durch Flussobergrenzen limitiert sind. Vor dem bekannten Hintergrund, dass das lineare GridMOD mitsamt seiner NTC-Stromnetzmodellierung nicht das elektrische Netzverhalten widerspiegeln kann, wird in diesem Kapitel analysiert, zu welchen Unterschieden diese beiden Ansätze der Stromnetzmodellierung bei der Leistungsflussberechnung führen. Wie groß diese Ergebnisunterschiede sind, in welchen Situationen diese auftauchen und welche Anpassungen auf GridMOD-Seite vorgenommen werden können, um diese Unterschiede zu minimieren, sind hierbei die Untersuchungsschwerpunkte dieses Kapitels.

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

---

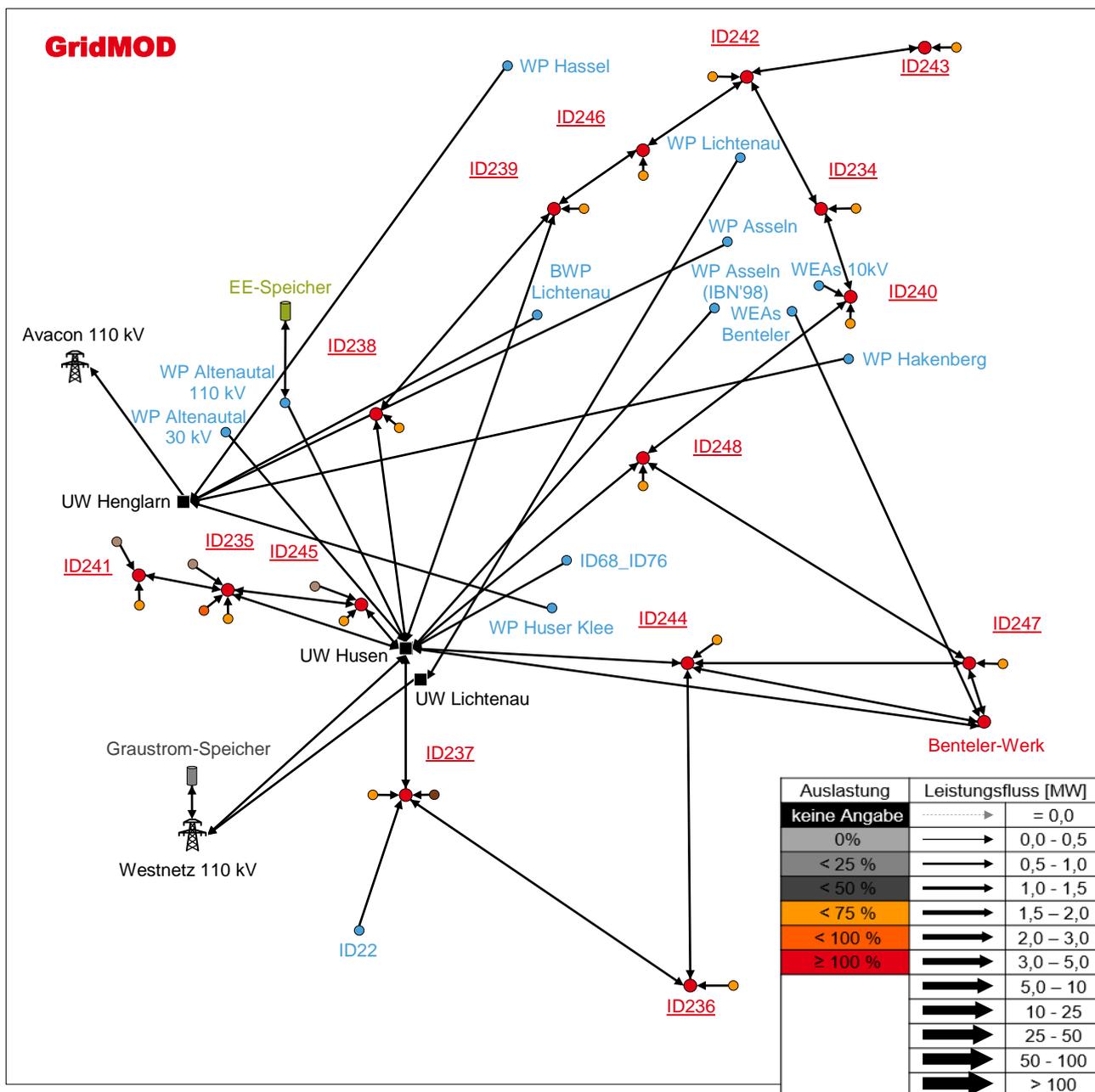
#### **Erstellung einer Wirklastflussdarstellung und eines dynamischen Vergleichs der Betriebsmittelauslastungen**

Die Ergebnisse der Energiesystemoptimierung in B E T-SysMOD liegen in Form einer Excel-Tabelle vor, die unter anderem die 8.760 stündlichen Leistungswerte eines Jahres aller modellierten Prozesse auflistet. Die bisherigen Auswertungsdiagramme in B E T-SysMOD fokussieren sich auf die Darstellung des optimalen Kraftwerkseinsatzes. Um den Fokus der Auswertung auf die Netzseite zu richten, wird analog zur Lastflussdarstellung in INTEGRAL eine eigene Lastflussdarstellung in Excel erstellt. Da das zugrundeliegende NTC-Modell lediglich Wirkleistungsflüsse abbildet, handelt es sich hierbei genauer um eine Wirklastflussdarstellung.

Die Wirklastflussdarstellung greift über Makros, die in der Programmiersprache Visual Basic for Applications in Excel implementiert werden, auf die strukturierte Datengrundlage des Auswertungsdiagramms zu. Die Datengrundlage umfasst alle Prozesse, welche die Wirkleistungseinspeisungen, die Wirkleistungsentnahmen und den Wirkleistungstransport modellieren. Zusätzlich werden die Auslastungen der Leitungsprozesse berechnet, indem die stündlichen Leistungswerte, die sich im Rahmen der Optimierung des Energiesystems ergeben, durch die entsprechenden maximalen Leistungsobergrenzen, die parametrisierten NTC-Werte, geteilt werden. Die Basis der grafischen Wirklastflussdarstellung ist die vereinfachte Ansicht des kommunalen Energiesystems, welche in Abbildung 33 wiedergegeben ist. Die Kanten des Netzwerkmodells werden über die implementierten Makros in Excel so mit der strukturierten Datengrundlage verknüpft, dass jede Kante genau einem Prozess zugeordnet ist und die technischen Leistungswerte in eine grafische Darstellungsform überträgt. Nach der Eingabe des Stundenwerts des zu betrachtenden Netznutzungsfalls führen die Makros die Übertragung der Leistungsdaten aus. Dabei werden jeder Kante der Betrag des Wirkleistungsflusses und der Betrag der Auslastung des zugehörigen Prozesses zugeordnet und anhand der hinterlegten Parametrisierung entsprechend dargestellt. Die Richtung des Wirkleistungsflusses wird durch Pfeile widergespiegelt, die Höhe des Wirkleistungsbetrags durch die Kantenstärke des Pfeils. Die Auslastung der Leitung wird mittels einer diskreten Farbskala veranschaulicht, anhand welcher der Pfeil eingefärbt wird. Die Wirkleistungsdarstellung ist in ihrer Urform in Abbildung 33: gegeben. In dieser Ausgangslage sind den Leitungen noch keine Auslastungsgrößen, Leistungsgrößen und Flussrichtungen zugeordnet. Anhand der eingezeichneten möglichen Pfeilrichtungen in der Ausgangslage ist ersichtlich, dass die 10 kV-Leitungen des Ortsnetzes, im Gegensatz zu den Einspeiseleitungen der Energieerzeugungsanlagen, je nach Lastflusssituation bidirektional betrieben werden können. Sollte auf einer Leitung kein Strom fließen, wird diese grau gestrichelt dargestellt, so wie es die beigefügte Legende in Abbildung 33: erklärt. Anhand dieser Wirklastflussdarstellung können die Leistungsflussergebnisse eines ausgewählten Netznutzungsfalls veranschaulicht werden.

# A. Schlussbericht

## II: Eingehende Darstellung



**ABBILDUNG 33: WIRKLASTFLUSSDARSTELLUNG IN GRIDMOD IN IHRER AUSGANGSLAGE UND MIT ZUGEHÖRIGER LEGENDE**

Um den anstehenden Vergleich der Lastflusssituationen zwischen INTEGRAL und GridMOD zu erleichtern, werden die Wirklastflussergebnisse der Lastflussberechnungen in INTEGRAL in GridMOD importiert. Dazu wurde eine Schnittstelle geschaffen, in der die in einer CSV-Datei exportierten Lastflussergebnisse der Netznutzungsfälle aus INTEGRAL zusammengeführt werden. In der Schnittstellendatei sind den INTEGRAL-Lastflussergebnissen die äquivalenten Leitungsbezeichnungen aus GridMOD zugeordnet, sodass die entsprechenden Leistungswerte und Auslastungswerte übertragen werden können. Bei parallelen Leitungen in INTEGRAL werden die Leistungswerte addiert und die Auslastungen gemittelt, da im NTC-Modell von GridMOD nur jeweils eine verbindende Kante zwischen zwei Knoten existiert. Nach dem Import der INTEGRAL-Daten können diese ebenfalls in der Wirklastflussdarstellung dargestellt und mit der Lastflusssituation aus GridMOD verglichen werden.

Durch die vereinfachte Abbildung der physikalischen Gesetzmäßigkeiten in linearen NTC-Modellen ist es möglich, dass die in einem NTC-Modell ermittelten Leistungsflüsse und somit die Leitungsauslastungen

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

---

außerhalb des zulässigen technischen Bereichs liegen. Um diesen Aspekt genauer zu untersuchen, wird neben der eigenen Wirklastflussdarstellung ein weiteres Diagramm erstellt, welches auf den quantitativen Vergleich der Betriebsmittelauslastungen in INTEGRAL und GridMOD abzielt. In diesem Diagramm wird die prozentuale Betriebsmittelauslastung auf der Ordinate über den Betriebsmitteln auf der Abszisse aufgetragen. Betriebsmittel entsprechen in GridMOD den Leitungs- und Transformatorprozessen. Diese werden auf der Abszisse absteigend nach ihrer Auslastung sortiert, sodass sich eine geordnete Dauerlinie ergibt. Für den direkten Vergleich zwischen GridMOD und INTEGRAL werden die Betriebsmittelauslastungen aus GridMOD und INTEGRAL in demselben Diagramm dargestellt. Das Diagramm der Betriebsmittelauslastungen ist dynamisch erstellt, um die Vergleiche der verschiedenen Netznutzungsfälle zu erleichtern. Dynamisch bedeutet in diesem Fall, dass nach der Eingabe des Stundenwerts des Lastfalls die Betriebsmittel automatisch absteigend nach ihrer Auslastung sortiert werden. Daraus ergibt sich die Reihenfolge der Betriebsmittel auf der Abszisse. Ausschlaggebend sind hierbei die Auslastungen der Betriebsmittel in INTEGRAL; die GridMOD-Betriebsmittel und deren Auslastung folgen dieser Reihenfolge. Im Gegensatz zu INTEGRAL ist es in GridMOD aufgrund der Vorgabe der NTC-Werte nicht möglich, dass eine Betriebsmittelauslastung von über 100 % erreicht wird. Sollte ein Betriebsmittel in INTEGRAL eine Auslastung über 100 % erreichen, wäre dieses in der Realität überlastet, auch wenn GridMOD dies nicht im Ergebnis aufgezeigt hätte. Anhand der Höhendifferenzen pro Betriebsmittel lassen sich Aussagen darüber treffen, wie exakt die lineare Lastflussdarstellung im NTC-Modell von GridMOD im Vergleich zur realitätsgetreueren nichtlinearen Lastflussberechnung im AC-Modell von INTEGRAL ist.

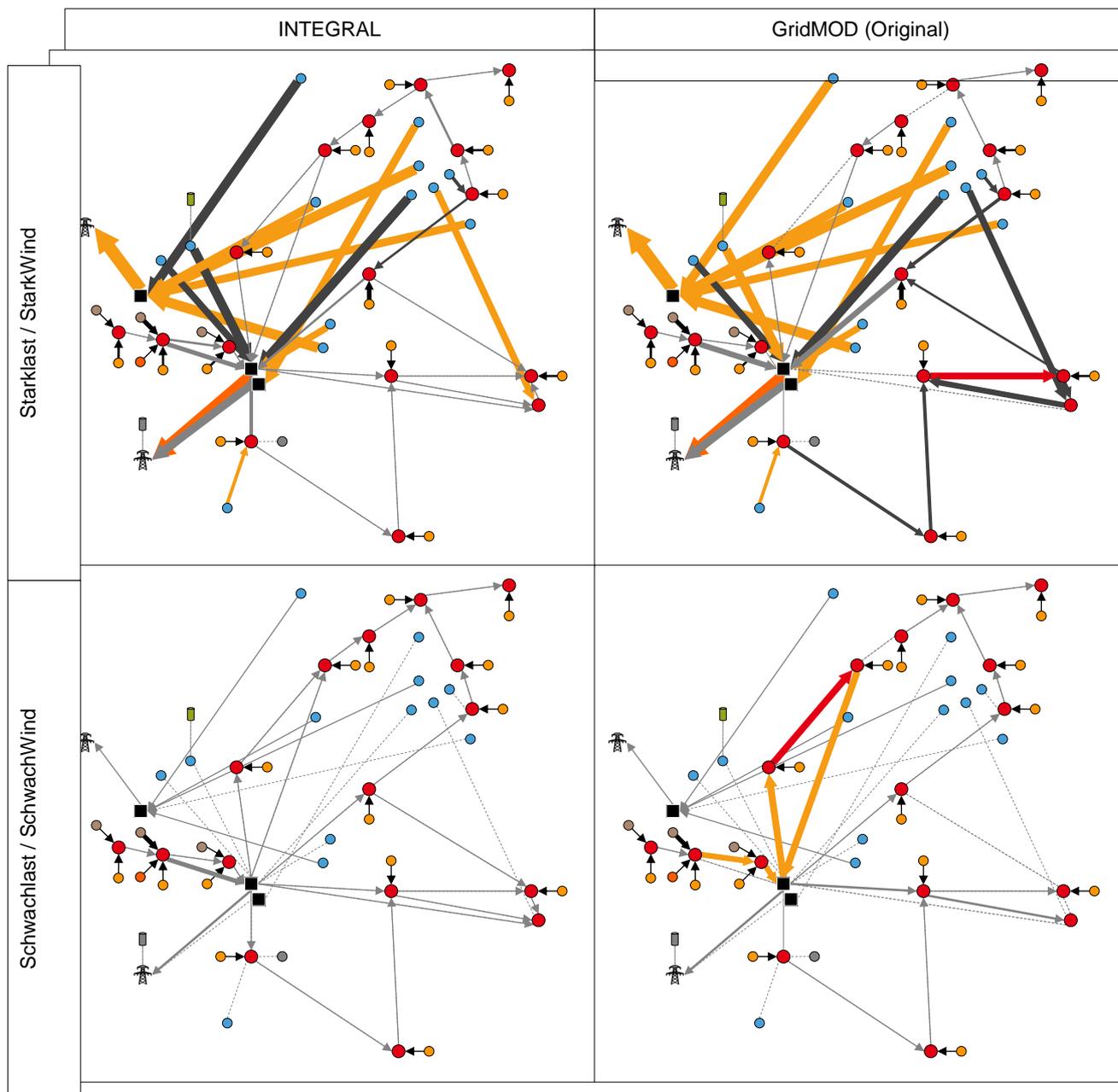
#### **Vergleich der Lastflussergebnisse in GridMOD (Original) und INTEGRAL**

Der Vergleich der Lastflussergebnisse in GridMOD und INTEGRAL erfolgt anhand der erstellten Wirklastflussdarstellung, des dynamischen Auswertungsdiagramms der Betriebsmittelauslastungen sowie anhand des Fehlermaßes der absoluten Differenz. In einer ersten Auswertung werden die Lastflussverteilungen, die sich einerseits in GridMOD und andererseits in INTEGRAL ergeben, anhand der erstellten Wirklastflussdarstellung verglichen. Exemplarisch werden in diesem Kapitel die beiden Netznutzungsfälle „Starklast/StarkWind“ und „Schwachlast/SchwachWind“ betrachtet, da diese Netznutzungsfälle viele Merkmale relevanter Netznutzungsfälle enthalten und veranschaulichen. Die Wirklastflussdarstellungen der beiden exemplarischen Netznutzungsfälle sind in Abbildung 34 gegeben.

Die oberen beiden Darstellungen beziehen sich auf den Lastfall „Starklast/StarkWind“, die unteren Darstellungen auf den Lastfall „Schwachlast/SchwachWind“. Die linken Darstellungen zeigen die Ergebnisse aus INTEGRAL und die rechten Darstellungen die Ergebnisse aus GridMOD (Original).

# A. Schlussbericht

## II: Eingehende Darstellung



**ABBILDUNG 34: VERGLEICH DER WIRKLASTFLUSSVERTEILUNGEN IN INTEGRAL (LINKS) UND GRIDMOD (RECHTS) FÜR DIE NETZNUTZUNGSFÄLLE „STARKLAST/STARKWIND“ (OBEN) UND „SCHWACHLAST/SCHWACHWIND“ (UNTEN). DIE ZUGEHÖRIGE LEGENDE UND DIE KNOTENBEZEICHNUNG IST IN ABBILDUNG 33 GEBEBEN.**

Gesammelt aus den Vergleichen aller Lastfälle, in denen eine hohe Einspeisung der EE-Anlagen vorliegt, insbesondere der Windenergieanlagen (wie auch im Lastfall „Starklast/StarkWind“), können folgende Erkenntnisse gewonnen werden:

Zwischen GridMOD (Original) und INTEGRAL bestehen **keine bemerkenswerten Unterschiede** bezüglich der sich ergebenden Lastflusssituation der **Einspeiseleitungen und der eher radialen Netzstrukturen** des 10 kV-Ortsnetzes. Zu diesen eher radialen Netzstrukturen können die Verbindungsleitungen der Ortsteile Henglarn im Westen und Iggenhausen, Herbram, Herbram-Wald, Asseln und Hakenberg im Nordosten der Gemeinde Lichtenau gezählt werden.

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

---

Auf der anderen Seite zeigt die Auswertung aller Lastfallvergleiche, dass, wenn **bemerkenswerte Unterschiede** in der Lastflusssituation zwischen GridMOD (Original) und INTEGRAL existieren, diese in den **vermaschten Strukturen** des Ortsnetzes auftreten.

Daraus kann abgeleitet werden, dass das NTC-Modell der Stromnetzabbildung in GridMOD besser geeignet ist für radiale Netzformen, aber eher ungeeignet für vermaschte Netzformen. In den vermaschten Teilnetzen scheinen die Kombinationsmöglichkeiten, die aus den Durchleitungen in den Umladeknoten des NTC-Modells resultieren, problematisch für eine exakte Lastflussabbildung zu sein.

Eine weitere Erkenntnis ist, dass die Leistungsflüsse in GridMOD im Vergleich zu dem realen Pfaden in INTEGRAL teilweise Umwege über mehrere Leitungen gehen. Im „Starklast/StarkWind“-Lastfall in Abbildung 34 (oben) wird beispielsweise der von der Windenergieanlage ID 22 erzeugte Strom in INTEGRAL über den Ortsknoten Dalheim in das Umspannwerk Husen eingespeist; in GridMOD ergibt sich jedoch der Umweg über die Ortsknoten Blankenrode, Holtheim, Kleinenberg, Lichtenau bis zum Umspannwerk Husen.

Ein Sonderfall der beschriebenen Umwege ist das Phänomen der Ringflüsse, auch Loop-Flows genannt [42]. Bei einem Ringfluss wird elektrische Energie über mehrere Knoten im Kreis wieder zum Startknoten geleitet, ohne dabei maßgeblich zur Strombedarfsdeckung beizutragen. In Abbildung 34 weisen beide exemplarischen Netznutzungsfälle jeweils einen Ringfluss auf. Im „Starklast/StarkWind“-Lastfall tritt ein Loop-Flow zwischen Holtheim, Kleinenberg und dem Benteler-Werk auf und im „Schwachlast/SchwachWind“-Lastfall zwischen dem Umspannwerk Husen, Ebbinghausen und Grundsteinheim.

Auffällig bei den Lastflussverteilungen in GridMOD ist die ungleichmäßige Auslastung der Leitungen, die von 0 % und somit unbenutzten Betriebsmitteln bis hin zu 100 % und somit maximal ausgelasteten Betriebsmitteln reicht. Im Gegensatz dazu ergibt sich in den Lastflussberechnungen in INTEGRAL ein eher gleichmäßiges Bild der Leitungsauslastungen. In sieben der elf Netznutzungsfälle in GridMOD wird eine Leitung bis zur maximalen Kapazität ausgelastet, wie beispielsweise die Leitung Holtheim – Kleinenberg im „Starklast/StarkWind“-Lastfall und die Leitung Ebbinghausen - Grundsteinheim im „Schwachlast/SchwachWind“-Lastfall in Abbildung 34. Drei der vier Lastfälle, in denen keine maximale Auslastung erreicht wird, sind Lastfälle ohne (ortsweise) PV-Einspeisungen: „Starklast/SchwachPV“ bzw. „Starklast/SchwachEE“, „Schwachlast/SchwachPV“ in und „Schwachlast/SchwachEE“. Daraus kann abgeleitet werden, dass das NTC-Modell in GridMOD die reale Lastflussverteilung besser abbilden kann, wenn wenige unterschiedliche, räumlich verteilte Knoten die Einspeiseknoten darstellen, respektive die Lastflussverteilung schlechter abbilden kann, wenn viele verschiedene, räumlich verteilte Knoten die Einspeiseknoten darstellen.

Um den Vergleich der Wirklastflussdarstellungen belastbarer bezüglich einer quantitativen Auswertung zu machen, werden in einem zweiten Schritt die Betriebsmittelauslastungen, die sich in beiden Tools ergeben, im bereits erwähnten Auswertungsdiagramm gegenübergestellt. Analog zum vorherigen Vorgehen wird die Auswertung der Vergleiche der Betriebsmittelauslastungen in INTEGRAL und GridMOD an dieser Stelle exemplarisch anhand der bereits untersuchten Netznutzungsfälle „Starklast/StarkWind“ und „Schwachlast/SchwachWind“ vorgenommen. Die zu diesen beiden Lastfällen gehörigen Auslastungsdiagramme sind in Abbildung 35 dargestellt. Zur besseren Übersicht und Lesbarkeit der Auslastungsdiagramme werden die Betriebsmittel, die sowohl in INTEGRAL als auch in GridMOD ungenutzt sind und dementsprechend eine Auslastung von 0 % aufweisen, nicht aufgelistet. Zu diesen ungenutzten Betriebsmitteln zählen unter anderem die jeweiligen paaren Prozesse der bidirektional betriebenen Leitungen, welche sich im Rahmen der modellierten gegenseitigen Exklusivität der paarweisen Kantenmodellierung in B E T-SystemMOD ausschließen.

Der Vergleich der Betriebsmittelauslastungen unterstützt die Auswertungserkenntnisse im Rahmen der Wirklastflussdarstellungen dahingehend, dass sich die größten Unterschiede zwischen INTEGRAL und

## A. Schlussbericht

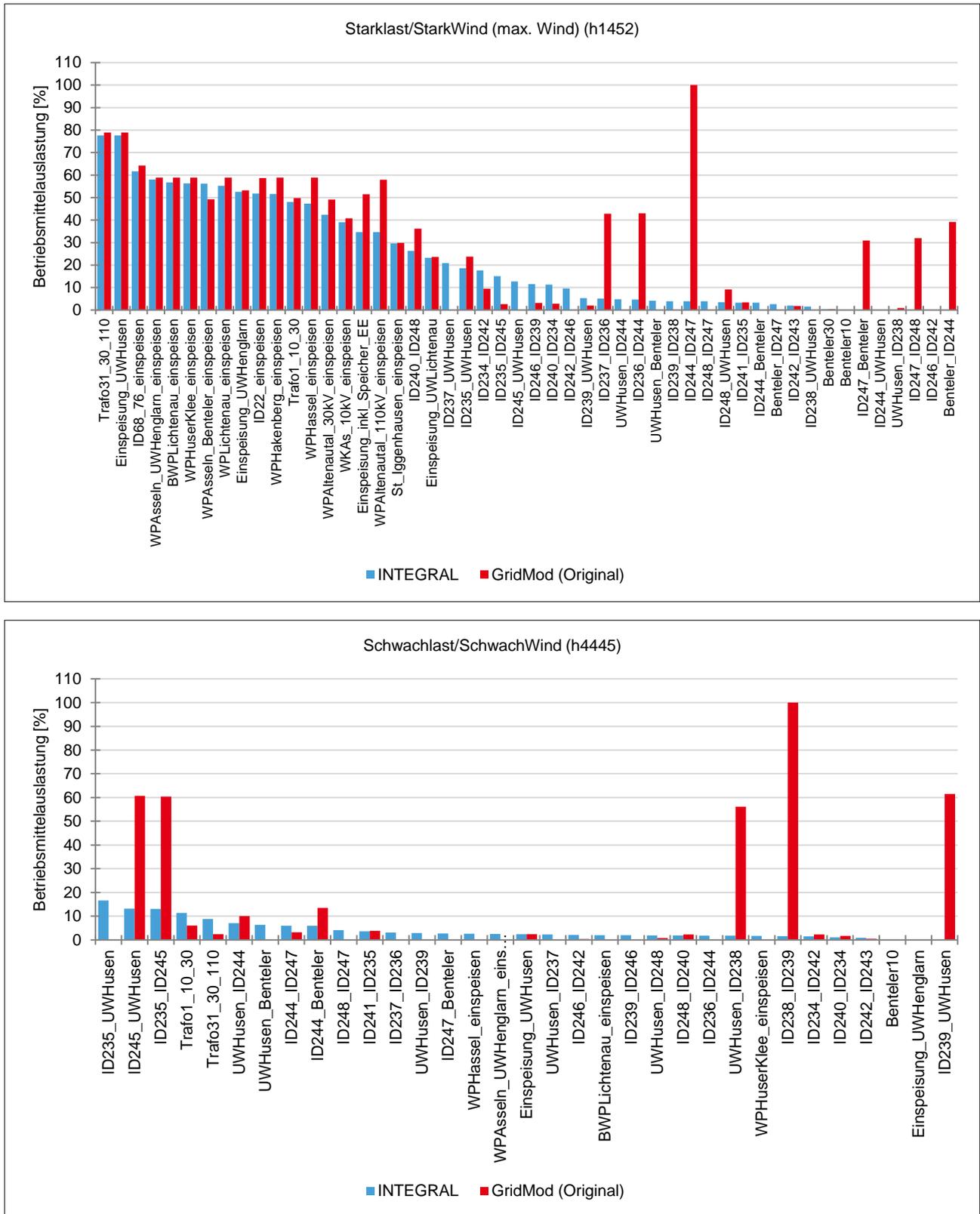
### II: Eingehende Darstellung

---

GridMOD auf den 10 kV-Leitungen des Ortsnetzes ergeben. Die unterschiedlichen Betriebsmittelauslastungen der Wind-Einspeiseleitungen resultieren aus den nicht immer identischen Bezugswerten in GridMOD und INTEGRAL. In GridMOD stellen die angesetzten NTC-Werte die Bezugswerte dar, die basierend auf der summierten Nennleistung der entsprechenden Windenergieanlagen abgeschätzt sind. In INTEGRAL errechnet sich die Leitungsauslastung direkt aus den Kabeldaten der verwendeten Typenbibliothek. Hieraus resultiert insbesondere auf der modellierten Hochspannungsfreileitung vom Windpark Altenautal zum Umspannwerk Husen eine größere Differenz (siehe Betriebsmittel *WPAaltenautal\_110kV\_einspeisen* im oberen Diagramm von Abbildung 35). Wie im „Starklast/StarkWind“-Lastfall ersichtlich, stimmt die Betriebsmittelauslastung in GridMOD auf einzelnen Leitungen nicht mit der Betriebsmittelauslastung in INTEGRAL überein. Die sechs Ausreißer im oberen Diagramm und die fünf Ausreißer im unteren Diagramm von Abbildung 35 sind genau die Leitungen, über die unnötigerweise viel Strom fließt und welche die bereits beschriebenen Umwege respektive Loop-Flows bilden. Die Auslastungen sind in diesen Fällen deutlich höher als die in INTEGRAL berechneten Leitungsauslastungen. Anhand der Auslastungsdiagramme können auch jeweils die Leitungen mit maximaler Auslastung identifiziert werden. Aufgrund der Parametrisierung des NTC-Modells in GridMOD mit den jeweiligen Flussobergrenzen der Kanten, können die Betriebsmittel in GridMOD maximal eine Auslastung von 100 % erreichen. In INTEGRAL ist theoretisch eine Auslastung über 100 % möglich, wenn die Betriebsmittel in Folge der zugrundeliegenden Belastungssituation überlastet sind. Dieser Überlastungsfall tritt in den untersuchten Netznutzungsfällen jedoch nicht auf, da die ermittelte Lösung der Energiesystemoptimierung ein netzverträgliches Energiesystem darstellt.

# A. Schlussbericht

## II: Eingehende Darstellung



**ABBILDUNG 35: VERGLEICH DER BETRIEBSMITTELAUSLASTUNGEN IN INTEGRAL UND GRIDMOD (ORIGINAL) FÜR DIE NETZNUTZUNGSFÄLLE „STARKLAST/STARKWIND“ (OBEN) UND „SCHWACHLAST/SCHWACHWIND“ (UNTEN)<sup>9</sup>**

Zur Beurteilung, wie exakt GridMOD die wirklichen Lastflüsse des realitätsgetreueren Tools INTEGRAL bestimmt, wird das Fehlermaß der absoluten Differenz herangezogen. Dabei soll mit *SAE* (sum of absolute errors) die Summe absoluter Fehlerdifferenzen und mit *MAE* (mean absolute error)

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

---

der Durchschnitt absoluter Fehlerdifferenzen bezeichnet werden. Für  $n_b$ -viele Betriebsmittel  $b$  berechnet sich die summierte absolute Fehlerdifferenz der Betriebsmitteldaten  $x_{b,INTEGRAL}$  in INTEGRAL und  $x_{b,GridMod}$  in GridMOD zu:

$$SAE = \sum_{b=1}^{n_b} |x_{b,INTEGRAL} - x_{b,GridMod}| . \quad \text{Formel 3.1}$$

Für die Betriebsmitteldaten  $x_b$  werden zum einen der Wirkleistungswert in der Stunde des betrachteten Netznutzungsfalls in Megawatt und zum anderen die entsprechende Auslastung des Betriebsmittels  $b$  in Prozent eingesetzt. Dadurch ergeben sich die zwei Kennzahlen  $SAE_{(MW)}$  und  $SAE_{(\%)}$ , je nachdem, ob in den Betriebsmitteldaten  $x_b$  die Wirkleistungswerte oder die Betriebsmittelauslastungen eingegeben sind. Die durchschnittliche absolute Fehlerdifferenz ergibt sich aus der summierten absoluten Fehlerdifferenz, indem diese durch die Anzahl der Betriebsmittel  $n_b$  geteilt wird:

$$MAE = \frac{\sum_{b=1}^{n_b} |x_{b,INTEGRAL} - x_{b,GridMod}|}{n_b} . \quad \text{Formel 3.2}$$

Insgesamt liegen somit vier Performance-Kriterien zur quantitativen Auswertung der Genauigkeit der Lastflussverteilung vor:  $SAE_{(MW)}$ ,  $SAE_{(\%)}$ ,  $MAE_{(MW)}$  und  $MAE_{(\%)}$ . Im „Starklast/StarkWind“-Lastfall beträgt die summierte absolute Fehlerdifferenz der Leistungsflüsse 23,65 MW, was einer durchschnittlichen absoluten Fehlerdifferenz von 0,32 MW entspricht; d. h. GridMOD verkalkuliert den Leistungsfluss eines Betriebsmittels im Durchschnitt um 0,32 MW im Vergleich zum Leistungswert in INTEGRAL. Bezüglich der Betriebsmittelauslastung ergibt sich der Durchschnitt absoluter Fehlerdifferenzen zu 6,89 %; d. h. GridMOD verkalkuliert die Auslastung eines Betriebsmittels im Durchschnitt um 6,89 % im Vergleich zum Auslastungswert in INTEGRAL ( $SAE_{(\%)} = 502,87 \%$ ). Im „Schwachlast/SchwachWind“-Lastfall sind die summierten absoluten Fehlerdifferenzen kleiner ( $SAE_{(MW)} = 17,22 \text{ MW}$  und  $SAE_{(\%)} = 389,90 \%$ ), was jedoch auch damit zusammenhängt, dass die insgesamt im Netz befindliche Strommenge in diesem Netznutzungsfall geringer ist. Mit den durchschnittlichen Fehlermaßen wird diese Verzerrung im Vergleich untereinander wieder aufgehoben. Zudem erleichtert das durchschnittliche Fehlermaß eine direkte Interpretation der Ungenauigkeit. Das durchschnittliche Fehlermaß beträgt im „Schwachlast/SchwachWind“-Lastfall 0,24 MW für die Leistungsflussabschätzung und 5,34 % für die Betriebsmittelauslastung und liegt somit in einem ähnlichen Bereich wie das Fehlermaß im „Starklast/StarkWind“-Lastfall. Gemittelt über alle Lastfälle liegen die von GridMOD ermittelten Ergebnisse der Leistungsflüsse um 0,23 MW und die Ergebnisse der Betriebsmittelauslastungen um 4,96 % neben den Ergebnissen aus INTEGRAL.

#### Zwischenfazit

Als Zwischenfazit des bisherigen Vergleichs der Lastflusssituationen zwischen GridMOD (Original) und INTEGRAL können folgende Erkenntnisse festgehalten werden: In Strahlennetzen und radialen Teilnetzen führt das NTC-Modell der Stromnetzabbildung in GridMOD (Original) zu keinen bemerkenswerten Fehlberechnungen der Wirkleistungsflüsse und folglich auch der Betriebsmittelauslastungen. In den vermaschten Netzstrukturen ist GridMOD (Original) aus Netzsicht jedoch als ungeeignet einzustufen, da die Vernachlässigung der Kirchhoffschen Knoten- und Maschenregeln im NTC-Modell elektrotechnisch unbegründete Leistungsflüsse ermöglicht. Die als impedanzlos angenommen Leitungen rufen umwegige Leistungsflüsse hervor, die auch in Ringflüssen resultieren können. Grund dafür ist die Tatsache, dass das deckungsbeitragsmaximierende mathematische Modell in B E T-SysMOD indifferent bezüglich der

---

<sup>9</sup> In den Diagrammen der Betriebsmittelauslastungen orientiert sich die Bezeichnung der Leitungen an den Identifikationsnummern (ID), die im CWD-Metadatensatz den Ortsteilen zugeordnet sind. Die Leitungsbezeichnung setzt sich zusammen aus der ID des Anfangsknotens, einem Unterstrich und der ID des Endknotens der Leitung. Welche ID welchem Ortsteil zugeordnet ist, ist aus Abbildung 33: ersichtlich.

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

---

Leitungsauswahl ist, wohingegen der Strom im realitätsgetreuen Tool INTEGRAL den Weg des geringsten Widerstandes nimmt.

#### **Anpassungen in GridMOD**

Basierend auf den Auswertungen des vorangegangenen Kapitels werden im Folgenden zwei verschiedene Anpassungen an der GridMOD (Original)-Version vorgenommen, die darauf abzielen, die ausgewerteten Ungenauigkeiten im Vergleich zu den Lastflüssen, wie sie in INTEGRAL berechnet werden, zu reduzieren. Dazu zählen Leistungsflüsse über den Umweg mehrerer Leitungen, die Bildung von Ringflüssen und die übermäßig hohe Auslastung einzelner Leitungen in Kombination mit der Nichtbenutzung anderer Leitungen. Die Auswertung, wie erfolgreich die beiden Anpassungen in GridMOD zur Angleichung der Lastflusssituation in INTEGRAL sind, findet gesammelt in Abschnitt „Auswertung“ statt.

#### **Einführung von Leistungsleistungsbeschränkungen: GridMOD (60 %)**

Die Stromnetzabbildung mit einem NTC-Modell führt zu einer Vergrößerung des Lösungsraums gültiger Leistungsflüsse. Ein möglicher Ansatz, diese Verzerrung des Lösungsraums wieder zu korrigieren, besteht darin, die Leistungskapazitäten der Leitungen zu reduzieren, sodass die maximal möglichen Leistungsflüsse die Grenzkapazitäten nicht mehr überschreiten. Aufgrund der so vorgenommenen Leistungsleistungsbeschränkung kann der resultierende Lösungsraum jedoch nun kleiner als der technisch mögliche Lösungsraum unter Beachtung der Kirchhoffschen Regeln sein. Dies entspricht einer Abschätzung der Leistungsflüsse zur sicheren Seite [43].

Dieser Ansatz, die maximal zulässige Belastung auf den Leitungen im Normalbetrieb niedriger anzusetzen, stimmt mit dem Planungsgrundsatz einer  $(n - 1)$ -sicheren Versorgung überein. Elektrische Energieversorgungsnetze werden zur Beurteilung ihrer geforderten hohen Zuverlässigkeit anhand des sogenannten  $(n - 1)$ -Kriteriums überprüft. Demnach gilt ein Netz aus  $n$ -vielen betriebsbereiten Netzelementen als hinreichend zuverlässig, falls der Ausfall eines beliebigen Netzelements nicht zur Überlastung der verbleibenden  $n - 1$  Netzelemente und somit nicht zur Störung und zum Ausfall des Netzes führt. [44] Zur Umsetzung des  $(n - 1)$ -Kriteriums im Stromnetzmodell wird die maximal mögliche Belastung der Netzelemente auf einen Prozentsatz der technisch möglichen Leistung herabgesetzt, um ausreichend Reserven im Netz bereitzuhalten. Im Rahmen der dena-Verteilnetzstudie wird der Planungsgrundsatz einer  $(n - 1)$ -sicheren Versorgung auch im Mittelspannungsnetz angewendet. Aus der maximal zulässigen Belastung im  $(n - 1)$ -Fall setzen die Autoren im Mittelspannungsnetz eine zulässige Belastung von 60 % für den Normalbetrieb an. [45]

Im vorliegenden Anwendungsfall des kommunalen Energieversorgungssystems der Gemeinde Lichtenau wird der Planungsgrundsatz einer  $(n - 1)$ -sicheren Versorgung des Mittelspannungsnetzes in das Modell integriert, indem für das 10 kV-Ortsnetz eine Leistungsleistungsbeschränkung von 60 % eingeführt wird. Einspeiseleitungen werden weiterhin bis zu einer Auslastung von 100 % betrieben, da diese keine Reserve bereithalten müssen. Diese so angepasste Version wird als GridMOD (60 %) bezeichnet.

#### **Einführung von fiktiven Leitungskosten im Ortsnetz: GridMOD (€)**

Die detaillierte Leitungsparametrisierung in INTEGRAL stellt einen wesentlichen Unterschied zur vereinfachten Stromnetzmodellierung in GridMOD dar. In GridMOD sind die elektrischen Leitungen als impedanzlose Verbindungen abgebildet. In INTEGRAL werden die Kabel- und Freileitungen anhand ihrer längsbezogenen Leitungsbeläge und ihrer jeweiligen Leitungslänge, aus deren Verrechnung die

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

---

Leistungsverluste resultieren, spezifiziert. Ein zweiter Ansatz, die Ungenauigkeiten der Leistungsflussberechnung in GridMOD zu reduzieren, besteht darin, die Informationen über die Leitungslängen in das mathematische Modell einzubringen. Die Leitungslängen liegen durch die Auswertung in QGIS bereits vor. Da die Optimierung in B E T-SysMOD kostengetrieben ist, müssen die Längeninformationen der Leitungen in eine äquivalente Kosteninformation umgewandelt werden, um im Optimierungsmodell einen entscheidenden Einfluss nehmen zu können. Aus diesem Grund werden den 10 kV-Leitungen fiktive Betriebskosten<sup>10</sup> zugeordnet, die gemäß der Leitungslängeninformation parametrisiert werden. In GridMOD erhalten die 46 Prozesse der 23 10 kV-Leitungen paarweise dieselben Betriebskosten. Die Betriebskosten der Leitungen werden proportional zu den Längen der Leitungen angesetzt. Diese so angepasste Version wird als GridMOD (€) bezeichnet. GridMOD (€) stellt eine alternative Modellanpassung zu GridMOD (60 %) dar, in welcher die Leistungsleistungsbeschränkung der 10 kV-Leitungen im Ortsnetz auf 60 % aufgehoben ist. Dadurch wird sichergestellt, dass die Ursache der sich ergebenden unterschiedlichen Lastflusssituationen im Rahmen der folgenden Auswertung der jeweiligen Modellspezifikation zugewiesen werden kann.

#### **Auswertung der Anpassungen in GridMOD**

Die Lastflusssituationen, die sich jeweils in den angepassten GridMOD-Versionen ergeben, werden analog zum bisherigen Vorgehen anhand der Wirklastflussdarstellung, des dynamischen Auslastungsdiagramm und der eingeführten Fehlermaße mit den Lastflusssituationen in INTEGRAL und untereinander verglichen. Die Vergleiche der Wirklastflussdarstellungen der GridMOD-Versionen und INTEGRAL sind für alle Netznutzungsfälle in den Abbildungen im Anhang 2.2 beigefügt; die Vergleiche der Betriebsmittelauslastungen der GridMOD-Versionen und INTEGRAL für alle Netznutzungsfälle im Anhang 2.3; die Vergleiche der Fehlermaße der GridMOD-Versionen und INTEGRAL für alle Netznutzungsfälle im Anhang 2.4. Exemplarisch wird an dieser Stelle die Auswertung des bereits bekannten Netznutzungsfalles „Starklast/StarkWind“ vorgenommen.

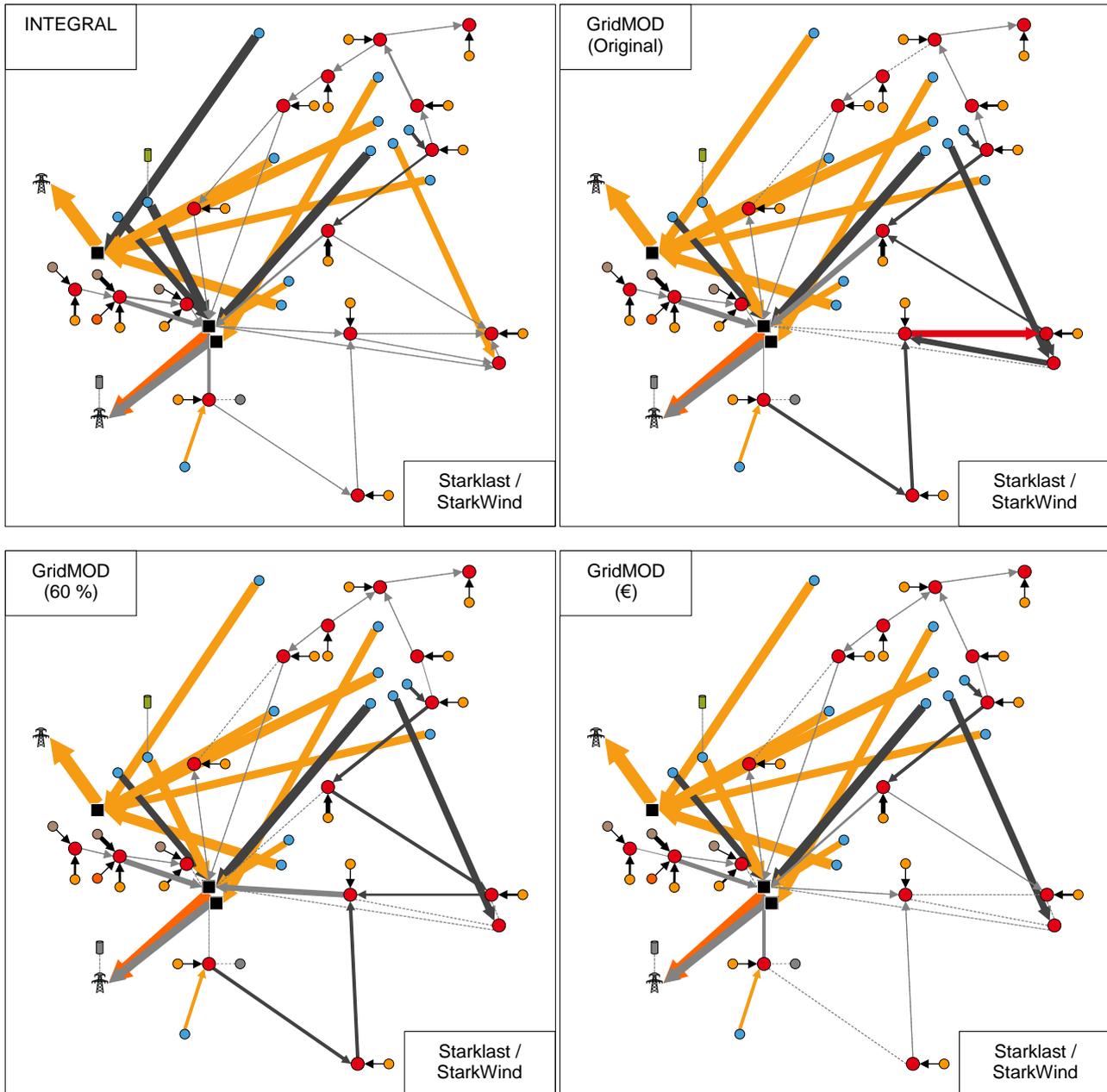
In Abbildung 36 sind die Wirklastflussdarstellungen in INTEGRAL (oben links), GridMOD (Original) (oben rechts), GridMOD (60 %) (unten links) und GridMOD (€) (unten rechts) abgebildet.

---

<sup>10</sup> Die fiktiven Betriebskosten müssen für eine korrekte Kostenberechnung, analog zu dem eingeführten Strafterm im Rahmen des Einspeisemanagements, abschließend wieder herausgerechnet werden.

# A. Schlussbericht

## II: Eingehende Darstellung



**ABBILDUNG 36: VERGLEICH DER WIRKLASTFLUSSVERTEILUNGEN DER GRIDMOD-VERSIONEN UND INTEGRAL FÜR DEN NETZNUTZUNGSFALL „STARKLAST/STARKWIND“. DIE ZUGEHÖRIGE LEGENDE UND DIE KNOTENBEZEICHNUNG IST IN ABBILDUNG 33: GEBENEN.**

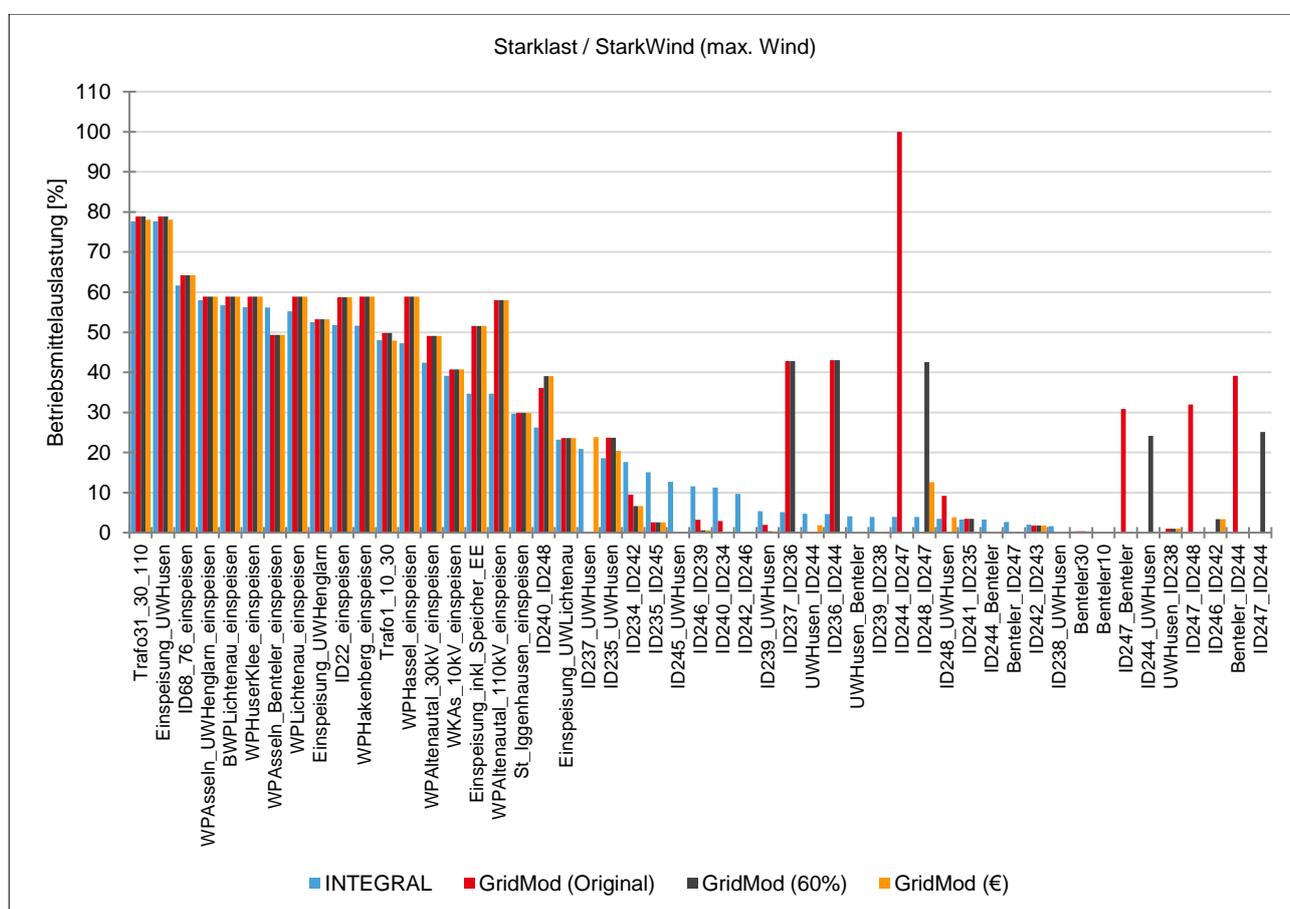
Die größten Unterschiede bezüglich der Lastflussverteilung in INTEGRAL und GridMOD (Original) sind der Umweg der Stromeinspeisung der Windenergieanlage ID 22 zum Umspannwerk Husen über fünf Ortsknoten, der Ringfluss im Knotendreieck Holtheim, Kleinenberg und Benteler-Werk, sowie die maximale Auslastung der Leitung Holtheim – Kleinenberg. In beiden angepassten GridMOD-Versionen verschwindet sowohl der Loop-Flow als auch die maximale Auslastung der besagten Leitung. Der eingespeiste Windstrom der Anlage ID 22 wird in GridMOD (60 %) über einen kleineren Umweg über die Ortsknoten Dalheim, Blankenrode und Holtheim zum Umspannwerk Husen geführt; in GridMOD (€) wird er direkt zum Umspannwerk geleitet. Insgesamt verbessern beide Anpassungen auch in den anderen Netznutzungsfällen das Problem unnötiger Umwege, wobei nur die Version GridMOD (€) diese vollständig eliminiert. Ebenso lösen sich die ermittelten Ringflüsse in den verschiedenen Netznutzungsfällen in beiden angepassten GridMOD-Versionen auf. Allerdings erstellt GridMOD (60 %) einen bisher nicht dagewesenen Ringfluss über Ebbinghausen,

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

Grundsteinheim und das Umspannwerk Husen. Dies veranschaulicht, dass die Problematik der 100-prozentigen Auslastung einzelner Leitungen in GridMOD (60 %) dadurch verbessert wird, dass die maximale Auslastung hier nur maximal 60 % betragen kann. Nichtsdestotrotz errechnet GridMOD (60 %) an dieser Stelle eine fälschlicherweise maximal belastete Leitung, nur dass diese aufgrund der künstlichen Beschränkung auf 60 % anstatt auf 100 % limitiert ist. GridMOD (€) führt aufgrund der hinterlegten fiktiven Betriebskosten der 10 kV-Leitungen, die mit der transportierten Strommenge ansteigen, zu insgesamt geringeren Leistungsflüssen und trägt somit generell zu einer gleichmäßigeren Auslastungssituation bei. Allerdings werden in GridMOD (€) bei mehreren möglichen Transportpfaden immer nur die Leitungen gewählt, welche die geringsten fiktiven Betriebskosten aufweisen, d. h. die jeweils kürzeste Leitung. Dies führt dazu, dass einzelne Leitungen hoch ausgelastet werden, wohingegen die alternativen Leitungen ungenutzt bleiben.

Wie sich die Ungenauigkeiten bei der berechneten Leitungsauslastung in den beiden angepassten GridMOD-Versionen verbessern, zeigt Abbildung für den exemplarischen Lastfall „Starklast/StarkWind“.



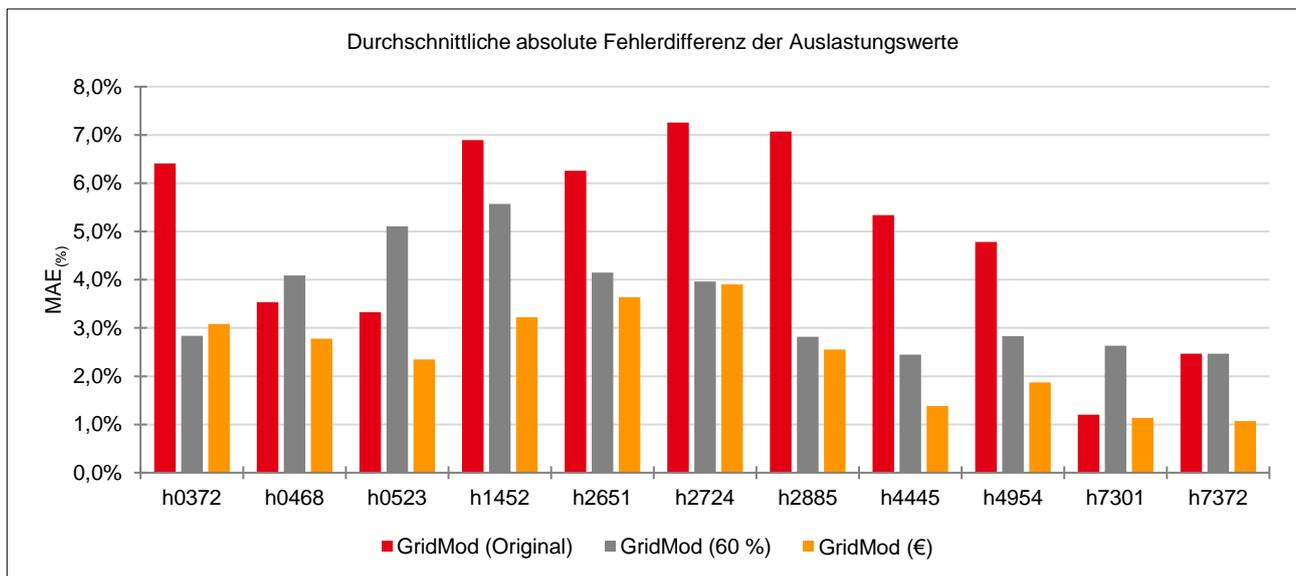
**ABBILDUNG 37: VERGLEICH DER BETRIEBSMITTELAUSLASTUNGEN DER GRIDMOD-VERSIONEN UND INTEGRAL FÜR DEN NETZNUTZUNGSFALL „STARKLAST/STARKWIND“**

Im exemplarischen Netznutzungsfall „Starklast/StarkWind“ verbessert sich die durchschnittliche absolute Fehlerdifferenz der Leistungswerte von ursprünglich 0,32 MW in GridMOD (Original) zu 0,26 MW in GridMOD (60 %) und weiter zu 0,14 MW in GridMOD (€). Dementsprechend verbessert sich auch der durchschnittliche absolute Fehler der Auslastungswerte von ursprünglich 6,89 % in GridMOD (Original) zu 5,57 % in GridMOD (60 %) und weiter zu 3,22 % in GridMOD (€).

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

In Abbildung sind die Ungenauigkeiten der GridMOD-Versionen bezüglich der Betriebsmittelauslastungen im Vergleich zum Ergebnis in INTEGRAL anhand der durchschnittlichen absoluten Fehlerdifferenz  $MAE_{(\%)}$  je Netznutzungsfall dargestellt. Die Netznutzungsfälle sind gemäß dem zugehörigen Stundenwert angegeben.



**ABBILDUNG 38: DURCHSCHNITTLICHE ABSOLUTE FEHLERDIFFERENZEN DER AUSLASTUNGSWERTE  $MAE_{(\%)}$  DER GRIDMOD-VERSIONEN IM VERGLEICH ZUM ERGEBNIS IN INTEGRAL JE NETZNUTZUNGSFALL. DIE STUNDENWERTE ENTSPRECHEN DEN NETZNUTZUNGSFÄLLEN.**

### Diskussion der Auswertungsergebnisse

Die Lastflussergebnisse, die sich aus der Deckungsbeitragsmaximierung des Energiesystems in der gemischt-ganzzahlig linearen Optimierung in B E T-SysMOD ergeben, stellen die eine Seite des Vergleichs in diesem Auswertungskapitel dar. Auf der anderen Seite stehen die detaillierten Lastflussergebnisse, die im nichtlinearen Tool INTEGRAL berechnet werden, welches das Stromnetz als ein Wechselstromnetzmodell abbildet. Das optimierte Energiesystem stellt auch eine netzverträgliche Lösung dar.

Der Vergleich der Leistungsflussergebnisse in GridMOD und INTEGRAL zeigt jedoch, dass teilweise erhebliche Unterschiede zwischen beiden Tools bestehen. Dazu zählen unter anderem umwegige Leistungsflüsse, Ringflüsse und stark ausgelastete, einzelne Leitungen. Aufbauend auf den Erkenntnissen des Lastflussvergleichs zwischen INTEGRAL und der GridMOD (Original)-Version sind in GridMOD (60 %) eine Leistungsleistungsbeschränkung auf 60 % der Übertragungskapazität festgelegt und in GridMOD (€) fiktive Leitungskosten für die 10 kV-Leitungen eingeführt. Im Vergleich mit GridMOD (Original) führen beide Modellanpassungen zu einer verbesserten Genauigkeit bezüglich der INTEGRAL-Ergebnisse, wobei GridMOD (€) mit einer durchschnittlichen Verbesserung von 45,88 % die bessere Variante darstellt (GridMOD (60 %): mit einer durchschnittlichen Verbesserung von 10,96 %). Nichtsdestoweniger führt auch die Einführung von zur Leitungslänge proportionalen fiktiven Leitungskosten nicht zu einer vergleichbar genauen Abbildung der Lastflusssituation wie in INTEGRAL. Zwar können so die Probleme der Umwege und Ringflüsse erfolgreich gelöst werden, dennoch werden einzelne Leitungen stärker als in INTEGRAL ausgelastet und einige Leitungen gar nicht genutzt. Es verbleibt ein durchschnittlicher Fehler von 0,12 MW bezüglich des Leistungsflusses bzw. von 2,45 % bezüglich der Betriebsmittelauslastung.

**Fazit:** Die aus Netzsicht unzureichend genaue Lastflussberechnung in GridMOD (Original) kann durch die Modellanpassungen in GridMOD (60 %) und GridMOD (€) zwar verbessert, aber nicht hinreichend korrigiert

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

---

werden. Die Leistungsbeschränkung in GridMOD (60 %) bewirkt in den meisten Netznutzungsfällen eine Reduzierung der Fehlberechnung; die grundlegenden Modellgenauigkeiten können so jedoch nicht gelöst werden. Dahingegen führt GridMOD (€) in allen Netznutzungsfällen zur Lösung der Ringfluss- und Umwege-Problematik. Die Konzentration der Leistungsflüsse auf die kürzeren Leitungen in GridMOD (€) verursacht ein ungleichmäßigeres Auslastungsprofil mit vermehrt ungenutzten Leitungen.

Während GridMOD (€) in den radialen Teilnetzen und bei geringer Betriebsmittelauslastung eine akzeptable Stromnetzmodellierung ermöglicht, erfordern vermaschte Netzstrukturen eine genauere Lastflussberechnung in einem nichtlinearen Netzberechnungstool wie INTEGRAL; insbesondere im Falle starker Auslastung. Die hybride Kopplung des linearen Modells mit einer nachgeschalteten, detaillierten Netzberechnung ist in Lastfällen starker Auslastung zudem sinnvoll, da die maximale Auslastung in GridMOD die 100 %-Grenze nicht überschreiten kann und somit nur so die Überprüfung der Netzverträglichkeit der in GridMOD ermittelten optimalen Lösung erfolgen kann.

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

#### AP 3.3: AUFBEREITUNG DER VERFEINERTEN ANNAHMEN

(CWD)

Dieses Arbeitspaket beinhaltet vor allem den Ergebnistransfer und die Zusammenstellung des Feinkonzepts für jede Kommune sowie die entsprechenden Dokumentvorlagen zur Übertragbarkeit auf weitere Kommunen. Im Rahmen der Zusammenstellung wurden mehrere Formate zur Aufbereitung der Modellergebnisse erarbeitet, sodass die Kommunen ein ausdetailliertes Feinkonzept in Form einer anschaulichen Handlungsempfehlung in allgemein verständlicher Form erhalten.

Zunächst erfolgte die Übermittlung und Diskussion der Grobkonzepte in Individualworkshops im August und September 2021. Die Grobkonzepte inklusive ausgewähltem Vorzugskonzept sind in AP 2.5 beschrieben. In Lichtenau wurde das auf Grundlage der Nutzwertanalyse ermittelte Vorzugskonzept ausgewählt. Im Rahmen der Ergebnisbesprechung wurde zudem deutlich, dass die Auswahl eines Vorzugskonzepts mit Neubau einer Biogasanlage in Lichtenau in keinem Fall weiterverfolgt worden wäre. Dazu ist Bioenergie nach wie vor aufgrund schwieriger landwirtschaftlicher Verhältnisse und vergangener Störfälle zu stark stigmatisiert. Daher wäre der Bau einer neuen Biogasanlage keine realisierungsfähige Option, wenngleich die techno-ökonomischen Potenziale groß sind. In Steinfurt wurde das rechnerisch empfohlene Vorzugskonzept aus Gründen der Umsetzbarkeit nicht ausgewählt. Stattdessen wurde das Konzept ohne Photovoltaik-Freiflächenanlage (PV-FFA) gewählt. Begründung hierfür war, dass die Stadt eine Umsetzung von PV-FFA nur auf durch das EEG förderfähigen Flächen unterstützt. Bundes- und Kreisstraßen zählen hier nicht dazu, wenngleich dabei große techno-ökonomische Potenziale verloren gehen. Die wichtigsten Kennzahlen für die resultierenden Feinkonzepte nach Detaillierung der Annahmen, wie in AP 3.1 geschehen, sind in Tabelle 21 aufgelistet.

**TABELLE 21: KENNZAHLEN ZU FEINKONZEPTEN NACH DETAILLIERUNG DER METHODIK**

	Lichtenau	Steinfurt
<b>Potenzielle Ausbauprojekte</b>		
<b>Photovoltaik</b>	24 MW	2,3 MW
<b>Bioenergie</b>	0 MW	0 MW
<b>Windenergie (Repowering)</b>	9 MW	16,8 MW
<b>Selbstversorgung</b> <sub>zeitlich</sub>	94,8 % (+21,3 %)	80,8 % (+16,2 %)
<b>Selbstversorgung</b> <sub>bilanziell</sub>	1108% (+547,4%)	222,4% (+5,3%)
<b>Flächenverbrauch</b>		
<b>Photovoltaik</b>	24 ha	0 ha
<b>Bioenergie</b>	817 ha	647 ha
<b>Windenergie</b>	355 m <sup>2</sup>	7433 m <sup>2</sup>

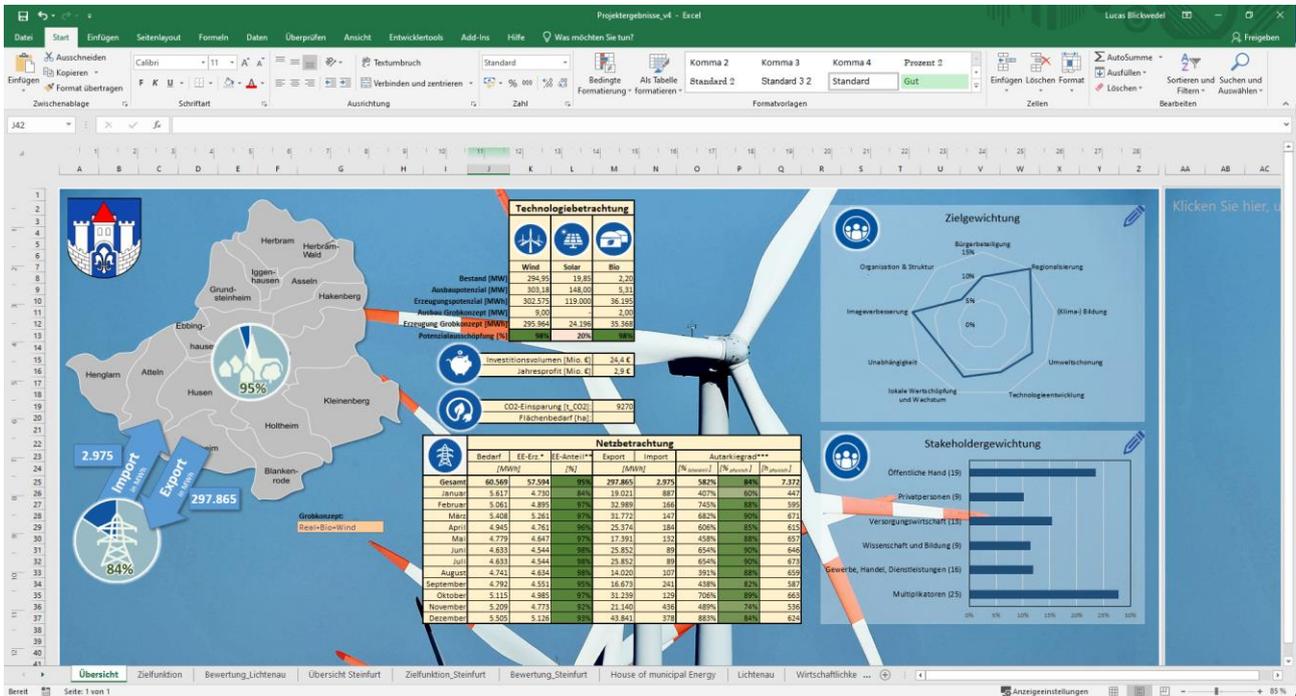
Sämtliche Ergebnisse wurden mit den Kommunen sowohl in bilateralen als auch gemeinsamen Workshops besprochen. Zur anwendungsorientierten und praxisgerechten Ergebnisaufbereitung werden den Kommunen dann mehrere unterschiedliche Formatvorlagen zur Verfügung gestellt. Zunächst wird das Feinkonzept sowie alle weiteren potenziellen Ausbauprojekte in **Präsentationsform** als PDF-Datei an die Kommunen übermittelt. Diese enthält sämtliche Ausbauprojekte inklusive Energieträger, Standort, Nennleistung, THG-Einsparung, Investitionsvolumen, Netzanschlusspunkt sowie die Nutzwertanalyse der kombinierten Grobkonzepte.

Zusätzlich wurde eine intuitive **Übersichts-Tabelle in Excel** nach einem Praxisbeispiel aus dem Kreis Ebersberg entwickelt [46]. In dieser werden die wichtigsten Bewertungskennzahlen der Ausbauprojekte, der

# A. Schlussbericht

## II: Eingehende Darstellung

Netzanalyse inklusive Autarkiegrad sowie die Zielfunktions- und Stakeholdererhebung auf einen Blick dargestellt. Der Export der Potenzialmodell- und SysMOD-Ergebnisse erfolgt hierzu via Excel. So können die erzeugten Zeitreihen einfach in die Ergebnismappe überführt werden. Für die anschaulichere Darstellung werden die 15-minütigen Zeitreihen zu Monatswerten aggregiert. Abbildung 39 zeigt eine exemplarische Ansicht der Parametermappe am Beispiel Lichtenau. Per Dropdown Menü kann zwischen den verschiedenen Grobkonzepten gewechselt werden, um auch deren Auswirkungen vergleichen zu können.



**ABBILDUNG 39: VORSCHAU DER INTERAKTIVEN PARAMETERMAPPE ZUR ÜBERSICHTSDARSTELLUNG ALLER PROJEKTERGEBNISSE AM BEISPIEL LICHTENAU**

Für die Öffentlichkeitsarbeit der Kommunen wurde des Weiteren ein ca. 8-minütiges Video für jede Kommune entworfen. Es besteht aus einer kurzen Vorstellung der Kommune, der Projektziele sowie den Ergebnissen der Potenzialanalysen, Zielfunktionserhebung und Konzeptauswahl.

Für alle Ergebnisformate gibt es jeweils eine Vorlage zur einfachen Reproduktion und Übertragung auf weitere Kommunen. Die Ergebnisvideos sowie die ausgewählten Grobkonzepte wurden über die Online-Plattform kommuniziert und somit der Öffentlichkeit zugänglich gemacht.<sup>11</sup>

<sup>11</sup> <https://www.bet-energie.de/energiesystem-studien/projekt-arkese>

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

---

#### AP I: AKTEURSBETEILIGUNG

(B E T)

Im Rahmen dieses AP wurde projektbegleitend die Einbindung der Stakeholder garantiert. Hierzu zählen einerseits die lokalen Akteure (Politik, Flächeneigner, Bürger, ...) sowie andererseits überregionale Fachleute und Fachöffentlichkeit (Wissenschaft, Verbände etc.).

- **Während AP 1:** Einbindung der Akteure um deren Wünsche, Bedürfnisse und Ziele zu erfahren und die Basis für Akzeptanz zu legen sowie zur Abfrage der möglichen vorherrschenden Randbedingungen und vorhandener Datengrundlage.
- **Während AP 2:** Diskussion und Feedback zu den Zwischenergebnissen, d.h. erste Bewertung der individuell abgeleiteten Grobkonzepte
- **Während AP 3:** Einbringen differenzierter und verfeinerter Informationen der lokalen Stakeholder in den Ausgestaltungsprozess der Vorzugsvariante, sowie Rückmeldung

**Laufend:** Austausch mit Fachöffentlichkeit und Wissenschaft

Ziel des Arbeitspaket I „Akteursbeteiligung“ war es also, den Bezug zu den kommunalen Stakeholdern sowie die Übertragbarkeit der zu entwickelnden Methoden sicher zu stellen. Daher wurde in diesem projektbegleitenden Arbeitspaket die Schnittstelle zwischen methodischer Entwicklung und den letztlichen Anwendern, d.h. Beispielkommunen, näher betrachtet. Federführend wurde das Arbeitspaket durch B E T geleitet, das CWD hat insbesondere bei Akzeptanzfragen, die die Erzeugungsformen betreffen, aktiv unterstützt.

Das Arbeitspaket wurde dominiert von zwei Fragestellungen:

- Welche Kommunikations-Formen und Formate eignen sich für die Einbindung der direkten Projekt-Stakeholder? Und:
- Welche Erkenntnisse zu den Beteiligungsformen lassen sich wie auf andere Kommunen übertragen?

Die folgende Übersicht zeigt die im Projekt eingesetzten Formate der Akteursbeteiligung:

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

**TABELLE 22: METHODEN DER AKTEURSBETEILIGUNG IM RAHMEN VON ARKESE**

Methode/Format	Umsetzung im Projekt	Zielgruppe	Erfahrungen	Nutzen
<b>Logbuch zum Projektverlauf</b>	Fortlaufende Dokumentation des Projekts auf der Webseite über den gesamten Projektzeitraum	Interessierte Öffentlichkeit  Kommunale Vertreter im Projekt (Klimamanager, Netzbetreiber)	verhaltene Resonanz bzw. Nutzung	Sammlung der Projekterfahrungen zum Nachschlagen
<b>Kurzfilm zum Projekt</b>	einmalig	Interessierte Öffentlichkeit  Kommunale Vertreter im Projekt (Klimamanager, Netzbetreiber)	Sehr positive Resonanz von den Projektbeteiligten	Allgemein verständliche Informationen schaffen einen Diskussionsanstieg mit anderen Stakeholdern
<b>Interaktive Workshop-Formate (online und in Präsenz)</b>	Auftaktworkshop  Individual-Workshops	Kommunale Vertreter im Projekt (Klimamanager, Netzbetreiber, Stakeholder)	Sehr gute Resonanz und Erfahrungsaustausch zwischen den Praxispartnern	Stärkung der Methodenkompetenz  Verständnis für die Komplexität und Zusammenhänge eines Ansatzes zur Gesamtoptimierung
<b>Offener Abschlussworkshop (online)</b>	einmalig	Kommunale Vertreter im Projekt (Klimamanager, Netzbetreiber)  Interessierte Öffentlichkeit	positive Resonanz	Multiplikatorenwirkung
<b>Zusammenarbeit mit den Kommunen (bilateraler Austausch)</b>	Kontinuierlich in der Phase der Datenbeschaffung, Szenarienentwicklung, Potenzialermittlung, Optimierung usw.	Kommunale Vertreter im Projekt (Klimamanager, Netzbetreiber, Stakeholder)	Anlassbezogene Abstimmungen	Wissens- und Erfahrungsaustausch zwischen CWD/BET und den Kommunen

Als Fazit aus dem AP Akteursbeteiligung kann sicherlich festgehalten werden, dass die Komplexität der Fragestellung auch verschiedenste Akteurs-Rollen im Projekt erforderlich macht. Die kommunalen Vertreter und Vertreterinnen nehmen hierbei eine zentrale, koordinierende Rolle ein. Die fachlichen Expertisen sollten durch weitere Akteure im Projekt abgebildet werden, da eine vollständige Systembetrachtung verschiedenste methodische Ansätze erforderlich macht, die nur mit einem interdisziplinär aufgestellten Projektteam zur Anwendung gebracht werden können.

#### **ARKESE-Fahrplan als Methodenkoffer oder Leitfaden für Kommunen**

Eine weitere Schlussfolgerung aus den Projekterfahrungen bestätigte – wiederholt – den kommunalen Anpassungsbedarf methodischer Ansätze. Die Grundprämisse sollte dabei sein, eine lokale, gut akzeptierte Lösung durch einen ganzheitlichen Ansatz zu schaffen: Die Politik denkt in Ressorts, die Entscheider vor Ort gehen die Probleme in ihrer Gesamtheit an.

Der ARKESE-Fahrplan bietet einen ganzheitlichen Vorgehensraum und Methodenbaukasten an, um das Vorgehen im Projekt individuell an den kommunalen Bedarf auszugestalten. Insgesamt vier Handlungsstränge mit ihren wirtschaftlichen, technischen, strategischen und kommunikativen Maßnahmen führen über verschiedene Entscheidungs- und Vertiefungspunkten zum Aufbau eines Grobkonzepts. Damit wird die die Voraussetzungen geschaffen, eine Vorzugsvariante zu identifizieren, die sich in ein Feinkonzept überführen lässt.

# A. Schlussbericht

## II: Eingehende Darstellung

Mit Hilfe dieser Elemente kann die Methodik auf die jeweilige Kommune und deren individuelle Interessenslage angepasst werden. Auf diese Art kann der Bekanntheitsgrad gesteigert werden, mit dem langfristigen Ziel, die vollständige Methodik in der jeweiligen Kommune anzuwenden.

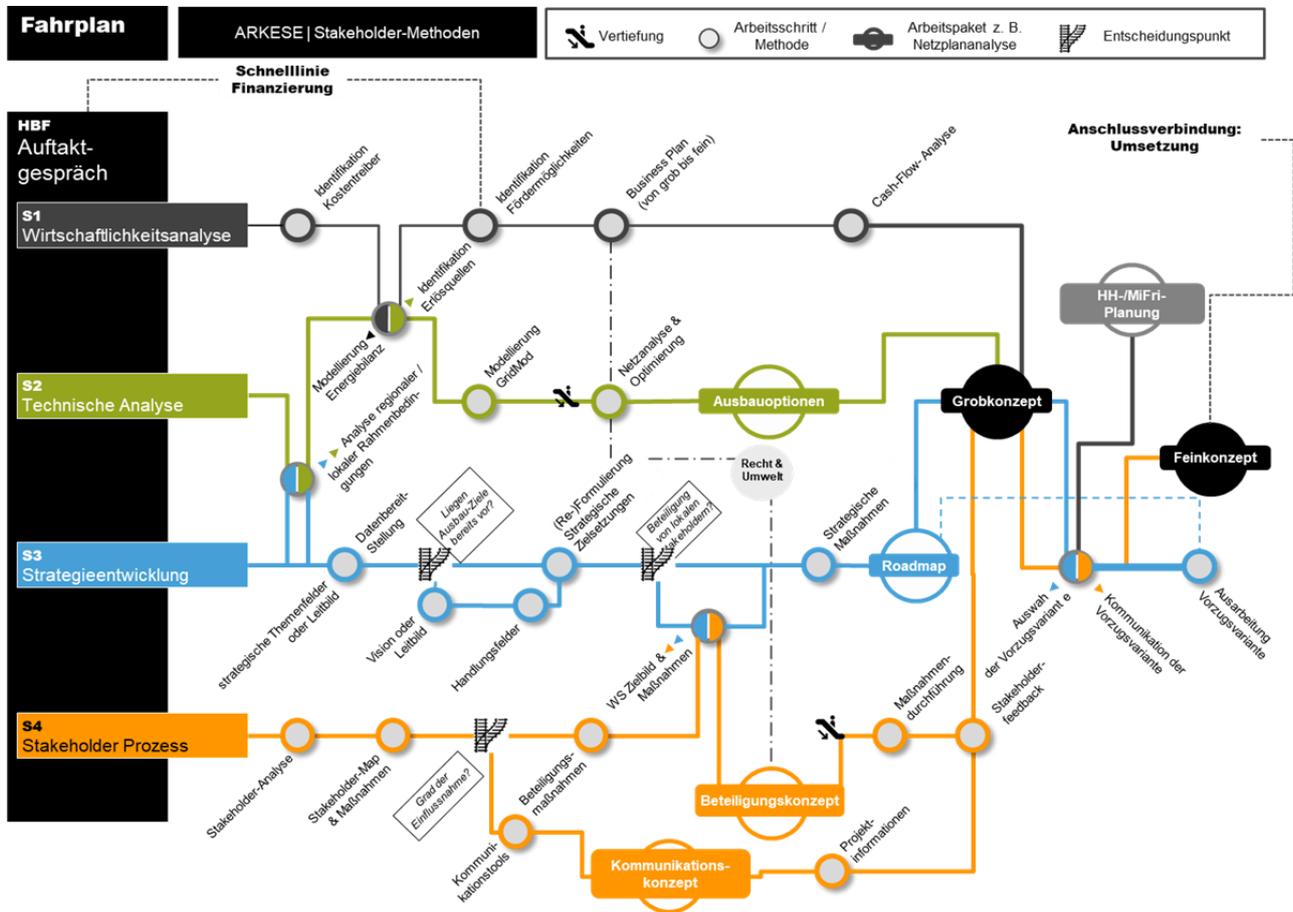


ABBILDUNG 40: ARKESE-FAHRPLAN

Aus dem Raum der möglichen Methoden, die in einem Projekt wie ArkESE zum Einsatz kommen können, lassen sich vier verschiedenen Handlungsfelder identifizieren, wobei der Stakeholder- und der Strategie-Prozess eng miteinander in Verbindung stehen und fast deckungsgleiche Zielsetzungen verfolgen:

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

TABELLE 23: HANDLUNGSFELDER DES ARKESE-FAHRPLANS

Handlungsfeld 1: Wirtschaftliche Aspekte	Handlungsfeld 2: Technische Aspekte	Handlungsfelder 3 und 4: Strategie und Stakeholder
Analyse von Kosten(-treibern) und Erlös(-möglichkeiten)	Analyse und Modellierung von Potenzialen und Hemmnissen	Identifikation der übergeordneten Zielsetzung der kommunalen Energie- und Klimapolitik
Entwicklung von Business Plänen und Betreibermodellen	Festlegung einer zukunftsfähigen Technologie-Strategie	Bestimmung von Handlungsbereichen für eigene Visions- und Strategieentwicklung
Finanzierungskonzepte und Bürgerbeteiligungen	Bestimmung von – kurz-, mittel- und langfristigen – Ausbauoptionen	Entwicklung von zentralen Eckpunkten einer Klimastrategie (Leitbild, Vision, Ziele)
	Balance zwischen strategischen Zielsetzungen und technischer Machbarkeit	Entwicklung und Umsetzung der zielführenden Stakeholder-Beteiligung

Zur Anwendung kommt der ArkESE-Fahrplan bei den kommunalen Vertretern durch die folgenden Schritte:

- Die Vorgehensweise wird in einem Auftaktgespräch mit den kommunalen Vertreter:innen diskutiert.
- Je nach Tiefe und Breite der Vorarbeiten auf kommunaler Ebene ergeben sich verschiedene Schwerpunkte im Projektverlauf.
- Abhängig vom Informationsbedarf der beteiligten Stakeholder sind mehr oder weniger Zwischenschritte (= Methoden, die zur Anwendung kommen) nötig.

Nach Einschätzung der Praxispartner lässt sich ein Projekt wie ArkESE besonders gut in die kommunale Arbeit eingliedern, wenn es sich im Rahmen einer ohnehin stattfindenden Strategieausrichtung und Fortschreibung der Klimaschutzkonzepte eingeflochten werden kann. Kommunen, die sich dann ohnehin bewegen, um den Ausbau vor Ort auszusteuern wären demnach ideale Ansprechpersonen für die Anwendung der erarbeiteten Methode, da benötigte Daten dann gebündelt werden und der Aufwand für das Projektvorhaben dadurch Synergien schafft. Zugleich schafft der Strategieprozess die Möglichkeit, das Ziel der Gesamtoptimierung stärker in den Vordergrund zu rücken und mit einer Vielzahl an Stakeholdern den Prozess gemeinsam zu gestalten.

#### Methodische Erkenntnis

Um den Projekterfolg zu sichern, muss das Stakeholdermanagement individuell auf die Situation vor Ort abgestimmt werden. Baukastenkonzepte wie der ArkESE-Fahrplan stellen dabei die Basis der zu leistenden Aufgaben dar. In welcher Form aber die Umsetzung und die Kommunikation erfolgen, scheint einer Standardisierung unzugänglich, da in den Kommunen unterschiedliche Ausgangslagen bzgl. handelnder Personen, vorhandenem Know-how und gegebener Ressourcen vorliegen.

Ein Akteur oder Dienstleister sollte daher über eine breite Palette von Methoden zur Akteursbeteiligung verfügen, um diese individuell zum Einsatz bringen zu können.

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

---

#### AP II: DOKUMENTATION

(CWD)

Im Rahmen der projektbegleitenden Dokumentation wurden über die gesamte Laufzeit wesentliche (Zwischen-)Ergebnisse in verschiedenen Formaten festgehalten und der Öffentlichkeit zur Verfügung gestellt:

Auf der Homepage von B E T wurde ein **Projektlogbuch**<sup>12</sup> geführt, welches über aktuelle Ergebnisse und Veranstaltungen im Projekt informiert. Es wurden sowohl allgemeine Projektinfos als auch Informationen zum Fortschritt in den Partnerkommunen Lichtenau und Kreis Steinfurt geteilt und dokumentiert. Außerdem wurde über die **Social-Media-Kanäle** der Projektpartner über die durchgeführten Projektveranstaltungen informiert.

Zu allen durchgeführten Veranstaltungen wurden **Workshop-Protokolle** angefertigt, in denen die wesentlichen Ergebnisse Stichpunktartig festgehalten sind. Es wurden im Projektverlauf insgesamt 12 Workshops durchgeführt, wovon 2 öffentlich abgehalten wurden.

Die Projektergebnisse wurden außerdem in Form von diversen **Fachvorträgen und Artikeln** in wissenschaftlichen Fachzeitschriften festgehalten [35, 40, 41, 47].

Ferner sind die **Ergebnisformate** aus AP 3.3, welche an die Kommunen übergeben werden Teil der Dokumentation. In Video, Parametermappe und Präsentationsfolien sind die wesentlichen Projektergebnisse aufbereitet dokumentiert.

Schlussendlich wurden in regelmäßigen Abständen jeweils sechs **Zwischenberichte und dieser Abschlussbericht** von den Projektpartnern CWD und B E T angefertigt, um den Projektfortschritt und -erfolg gegenüber dem Projektträger festzuhalten.

---

<sup>12</sup> <https://www.bet-energie.de/energiesystem-studien/projekt-arkese>

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

---

## 4 ABSCHLIEßENDE ERGEBNISBEWERTUNG

---

### 4.1 WICHTIGSTE POSITIONEN DES ZAHLENMÄßIGEN NACHWEISES

Die veranschlagten Sach- und Personalmittel wurden plangemäß eingesetzt. Tabelle 24 gibt einen Überblick über die im Rahmen des Gesamtfinanzierungsplans genehmigten Mittel sowie eine Erklärung über den jeweiligen Verwendungszweck.

**TABELLE 24: GESAMTFINANZIERUNGSPLAN VON ARKESE SOWIE VERWENDUNG DER GENEHMIGTEN MITTEL (CWD)**

Position	Bezeichnung	Verwendungszweck
0812	Beschäftigte E12-E15	Die Personalmittel wurden für die Bearbeitung der Arbeitspakete des CWD aufgewendet.
0822	Beschäftigungsentgelte	Diese Personalmittel wurden zur Unterstützung der Bearbeitung der Arbeitspakete des CWD aufgewendet.
0835	Vergabe von Aufträgen	Mit diesen Mitteln wurden die Kommunen Lichtenau und Stadt Steinfurt beauftragt, um mit ihrem lokalen Expertenwissen und Netzwerken im Projekt beizutragen.
0846	Dienstreisen	Diese Mittel wurden verwendet, um die Forschungsergebnisse auf nationalen und internationalen Konferenzen und Fachtagungen vorzustellen. Zudem wurden sie verwendet, um weitere Beiträge in einschlägigen Fachzeitschriften zu veröffentlichen und zum Teil für die durchgeführten Projekttreffen und Workshops verausgabt.

In Tabelle sind die Finanzierungspositionen für BET aufgelistet:

**TABELLE 25: GESAMTFINANZIERUNGSPLAN VON ARKESE SOWIE VERWENDUNG DER GENEHMIGTEN MITTEL (BET)**

Position	Bezeichnung	Verwendungszweck
0837	Personalkosten	Die Personalmittel wurden für die Bearbeitung der Arbeitspakete der BET aufgewendet. Aufgrund der Coronakrise konnten die Mittel nicht vollständig abgerufen werden
0838	Reisekosten	Diese Mittel wurden für die durchgeführten Projekttreffen und Workshops verausgabt. Aufgrund der Coronakrise war die Reisetätigkeit geringer als geplant.

### 4.2 NOTWENDIGKEIT UND ANGEMESSENHEIT DER GELEISTETEN ARBEIT

Die geleisteten Arbeiten sind in Kapitel 3 beschrieben und werden von den Projektpartnern im Nachhinein als notwendig und angemessen erachtet, um die Projektziele zu erreichen.

### 4.3 PROJEKTNUTZEN IM SINNE DES FORTGESCHRIBENEN VERWERTUNGSPLANS

Im Rahmen dieses Projektes sollte eine Methodik erstellt werden, mit der Kommunen individuell im Hinblick auf den Aufbau eines lastganggerechten und netzverträglichen Energiesystems beraten werden. Dabei soll

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

---

ein ganzheitlich gedachtes lokales Energiesystem modelliert und optimal auf die Zukunft ausgestaltet werden. Durch die Forschungsförderung wurde das wirtschaftliche Risiko der Produktentwicklung minimiert.

Der Wert und Neuerungsgrad der Methodik liegt in der breiten Anwendung auf Kommunen in Deutschland, bei gleichzeitig hohem Standardisierungsgrad. Durch die Einbindung der Beispielkommunen Lichtenau und Steinfurt wurde sichergestellt, dass sowohl praxistaugliche als auch allgemein anwendbare Werkzeuge entstehen. Während der Projektlaufzeit konnte über die kommunalen Vertreter aus Klimaschutzmanagement und Stadtwerken direkter Kontakt zu relevanten Stakeholdern der Zielgruppe „Kommune“ hergestellt werden. Durch die aktive Teilnahme an Veranstaltungen die explizit für Kommunen ausgerichtet werden, oder die auf den Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten ausgerichtet waren, wurde der Bekanntheitsgrad des Forschungsprojektes und der Methode zusätzlich erhöht.

Nach Abschluss der Methodenentwicklung wurde zudem aktiv auf Verbände wie den Städte- und Gemeindebund und der Klimaschutzinitiative von Stadtwerken (Klimawerke) zugegangen und die Ergebnisse vorgestellt. So wurde sichergestellt, dass der Bekanntheitsgrad der Methode an weitere interessierte Kommunen gestreut wird und Anwendung findet.

Die weitergehende wissenschaftliche Verwertbarkeit wurde über Konferenzen und Veröffentlichungen sichergestellt.

#### **Ergebnisverwertung und Anschlussfähigkeit (B E T)**

Im Zuge dieses Projektes konnte B E T seine Position als Beratungsunternehmen für kommunale Energieversorger stärken und langfristig sicherstellen.

Die dem Thema der kommunalen Energieversorgung auf industrienahen Konferenzen und Tagungen entgegengebrachte Aufmerksamkeit durch die Fachöffentlichkeit deutet darauf hin, dass das Thema in Zukunft an Bedeutung gewinnen wird. Dies liegt im Wesentlichen daran, dass die Zukunft der deutschen Energiewende auf kommunaler Ebene entschieden wird. Dies zeigt sich insbesondere daran, dass in den letzten Jahren vermehrt EE-Projekte aufgrund von Bürgerbeschwerden gestoppt wurden. Auch der Ansatz von Bürgerenergieprojekten zur Akzeptanzsteigerung von Windenergieprojekten kann als gescheitert eingestuft werden. Die hier entwickelte Methodik dient somit als Grundlage eines Beratungsproduktes, welches den Mehrwert (ökonomisch und ökologisch) einer kommunalen Energiewende transparent aufzeigt. Auf diese Art können die Vorteile der Energiewende auf kommunaler Ebene den jeweiligen Stakeholdern vermittelt werden und mögliche Problemsituationen bereits frühzeitig identifiziert und behoben werden.

Auf Basis der gewonnenen Ergebnisse liegt nun eine Art „Methodenkoffer“ vor. Die Gesamtmethodik wurde in einzelne Module aufgeteilt, welche auch als Einzelprodukte einen Mehrwert schaffen und an Kommunen vermarktet werden können. Im Rahmen von Klimaschutzprojekten dient der entwickelte ArkESE-Fahrplan der individuellen Anpassung dieses Methodenkoffers auf die spezifische Ausgangslage in der jeweiligen Kommune.

Die entwickelte Bibliothek an standardisierten Maßnahmen und Akteuren ermöglicht es, die wesentlichen Stakeholder und möglichen Entwicklungen einer beliebigen Kommune aufwandsarm nachzubilden. Da die Kommunen in Deutschland stark heterogen sind, ist diese standardisierte Bibliothek eine wesentliche Gelingbedingung für die Übertragbarkeit der Methodik.

Ziel des Vorhabens war die Marktreife der Methodik. Durch die Übertragbarkeit ist eine Anschlussfähigkeit in nachfolgenden Industrieprojekten gegeben. Ständige programmtechnische Weiterentwicklung und zunehmend ausdetaillierte Handlungsempfehlungen für Kommunen sind gut möglich.

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

---

Im Zuge des Projektes entwickelt und erprobt B E T Prototypen für Beratungsprodukte für die langfristige Verbesserung der kommunalen Energiesysteme. Neben der modellgestützten Analyse auf Basis von B E T-SysMOD gehören dazu auch Beratungsprodukte im Bereich der Kommunikationsstrategie und Öffentlichkeitsarbeit. Diese werden bereits in der Projektzeit in marktreife Produkte übertragen, gemäß der oben aufgeführten modularen Verwertungsstrategie.

Insbesondere die Herausforderungen der operativen Umsetzung der ermittelten Maßnahmen könnten in einem Folgeprojekt durch die beiden Antragssteller betreut und bewertet werden. Grundsätzlich werden alle im Projekt entwickelten Modelle auch nach Projektende auf Basis der Kundenbedürfnisse weiterentwickelt und auf dem technisch neuesten gehalten. Nur so kann eine langfristige Einsatzfähigkeit der entwickelten Methodik sichergestellt werden. In Tabelle 26 findet sich die entsprechende Auflistung aus Sicht der B E T.

**TABELLE 26: ZUSAMMENFASSENDE AUFLISTUNG DER GEPLANTEN UND LAUFENDEN VERWERTUNG DES VORHABENS DURCH B E T IM ZEITLICHEN KONTEXT**

	<b>Verwertungsaktivität</b>	<b>Zeithorizont</b>
<b>Wirtschaftliche Erfolgsaussichten</b>	Durchführung von Beratungsprojekten für weitere Kommunen mit einem ganzheitlichen Optimierungsansatz	ab 2021
	Ableiten eines „Methodenkoffers“ auf Basis der gewonnenen Erkenntnisse	projektbegleitend
<b>Wissenschaftliche und wirtschaftliche Anschlussfähigkeit</b>	Vertrieb von modularen aufgebauten Beratungsprodukten auf Basis der Projektbausteine	ab 2021
	Weiterentwicklung und Pflege der entwickelten Optimierungsmodelle	fortlaufend nach Projektende

#### **Ergebnisverwertung und Anschlussfähigkeit (CWD)**

Durch die Bearbeitung des Forschungsprojekts ArKESE konnte am CWD neue Expertise in den Bereichen der kommunalen Energieversorgung und Stakeholderstruktur sowie der Potenzialermittlung aufgebaut werden. Dabei wurde das Netzwerk des CWD um neue Forschungs- und Industriepartnerschaften und Kontakte erweitert sowie die Konkurrenzfähigkeit verbessert.

Die Ergebnisse wurden erfolgreich mit den bestehenden Methoden und Fachwissen aus der Windparkplanung und Anlagentechnik verknüpft. Die somit erarbeiteten Erkenntnisse wurden vom CWD in Form von diversen Publikationen und studentischen Abschlussarbeiten verwertet. Insgesamt wurden bis zum Projektende zwei Dissertationen und 15 studentische Arbeiten abgeschlossen. Eine weitere Dissertation ist noch in Arbeit. Die Ergebnisse wurden somit erfolgreich zur Förderung des wissenschaftlichen Nachwuchses verwendet und tragen in Zukunft zu aufbauenden Forschungsaktivitäten bei.

Zudem kommen die in ArKESE erarbeiteten Methoden in weiteren Kommunen auch grenzübergreifend zur Anwendung. Dabei ist sowohl bilaterale Auftragsforschung und Dienstleistung als auch wissenschaftliche Arbeiten durch das CWD möglich. Die gewünschte Marktreife der Methode wurde somit erreicht.

Aufgrund dieser Arbeiten konnten neue Fragestellungen der kommunalen und bundesweiten Energieversorgung abgeleitet werden. Entlang dieser Fragen soll die Methode von nun an ständig programmtechnisch weiterentwickelt werden, um zunehmend ausdetaillierte Handlungsempfehlungen für Kommunen abzuleiten. Aktuell bemüht sich das CWD um die Akquise von Folgeprojekten in den Bereichen der Wasserstoffproduktion und -verwendung, Versorgungssicherheit und Ressourcenunabhängigkeit, Wärmeversorgung sowie Akzeptanz.

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

Die für das Vorhaben eingesetzten wissenschaftlichen Mitarbeiter sind über die Projektlaufzeit hinaus am CWD angestellt, sodass eine Fortführung der inhaltlichen Schwerpunkte möglich ist. Im wissenschaftlichen Diskurs kann an Publikationen in Fachzeitschriften zu den Projektinhalten angeschlossen werden sowie Vorstellung auf Konferenzen und Messen in Form von Vorträgen oder Postern. Kommunale Energieversorgung ist zunehmend auch für die Lehre ein relevantes Thema. Somit können Projektinhalte in die Lehre eingebunden werden. Tabelle 27 enthält die tabellarische Auflistung der geplanten Verwertungsformen des CWD zusammengefasst und in zeitlichen Kontext gestellt.

**TABELLE 27: ZUSAMMENFASSENDE AUFLISTUNG DER GEPLANTEN UND LAUFENDEN VERWERTUNG DES VORHABENS AM CWD IN ZEITLICHEM KONTEXT**

	<b>Verwertungsaktivität</b>	<b>Zeithorizont</b>
<b>Wirtschaftliche Erfolgsaussichten</b>	Durchführung von Dienstleistungsprojekten für industrielle und kommunale Anwender aus dem Bereich der Energieversorgung	ab 2022, fortlaufend nach Projektende
<b>Wissenschaftliche und technische Erfolgsaussichten</b>	Online-Plattform	projektbegleitend
	Durchführung von Studien- und Abschlussarbeiten sowie Dissertationen	projektbegleitend
	Publikationen und Vorträge auf Fachtagungen	2019-2022
<b>Wissenschaftliche und wirtschaftliche Anschlussfähigkeit</b>	Publikationen wissenschaftlicher Fachartikel zu den Projektinhalten	2019-2022
	Vermittlung von Projektergebnisse in der Hochschullehre	ab 2021, fortlaufend nach Projektende
	Vorstellung von Projektinhalten auf Konferenzen und Messen	2022-2023
	Beantragung von Folgeprojekten	ab 2022

#### 4.4 FORTSCHRITT AUF DEM GEBIET DES VORHABENS BEI ANDEREN STELLEN

McKenna et al. beleuchten in einem umfangreichen Review das tatsächliche Ausbaupotenzial von Onshore Windenergie auf makroskopischer Ebene unter Berücksichtigung von Akzeptanzfaktoren [48]. Die Autor:innen zeigen auf, dass das Thema nach wie vor von großer Relevanz für einen erfolgreichen Ausbau ist und weiterverfolgt und erforscht werden sollte.

Die Agentur für erneuerbare Energien zeigt in regelmäßigen Akzeptanzumfragen ebenfalls die Relevanz des Themas auf [49].

Mit dem Tool Demand Regio wurde in 2020 ein Werkzeug zur Abschätzung kommunaler Stromverbräuche veröffentlicht [7]. Das Tool wurde im Projekt implementiert, um bei Nichtverfügbarkeit der kommunalen Strombedarfe Referenzwerte anzunehmen.

Die zu Beginn des Projektes vorliegende Potenzialstudie des LANUV zu den erneuerbaren Energien wurde 2022 in einer grundlegend überarbeiteten Fassung für die Windenergie veröffentlicht [38]. Im Projekt wurde die überarbeitete Fassung der Studie verwendet.

Hübner et al. behandeln in einer 2020 veröffentlichten Monographie Akzeptanzfördernde Maßnahmen Erneuerbarer Energien [50]. Dabei werden relevante Akzeptanzfaktoren und Akzeptanz vor Ort in fünf Bereichen aufgeteilt: Wirtschaftliche Auswirkungen, Einstellung zur Energiewende, Vertrauen in

## A. Schlussbericht

### II: Eingehende Darstellung

---

Akteur:innen, Belastung für Mensch und Umwelt sowie Soziale Normen. Die Untersuchungen der Autoren konnten in die durchgeführte Nutzwertanalyse implementiert werden.

Im Bereich der ergebnisorientierten Aufbereitung wurde von den Eberwerken ein Excelformat zur Darstellung unterschiedlicher Ausbauszenarien für die lokale Stromversorgung erarbeitet [46]. Dieses konnte im Projektverlauf als Vorlage für die Darstellung der Projektergebnisse in AP 3.3 verwendet werden.

#### 4.5 VERÖFFENTLICHUNGEN DER ERGEBNISSE

Im Rahmen der Projektzeit konnten Ergebnisse des Projektes ArkESE auf einer Reihe von Konferenzen vorgestellt werden. Zudem wurden neben diesem Abschlussbericht einige Schriftstücke veröffentlicht. Im Folgenden sind diese chronologisch absteigend aufgezeigt:

- Wendorff, Laura (2022): Gesamtdeutsche Potenzialanalyse hinsichtlich Selbstversorgung im Stromsektor für Kommunen im ländlichen Raum. Dissertation. RWTH Aachen. [40]
- Harzendorf, Freia (2022): Holistic comparison of wind turbine drivetrain concepts in early design stage. Dissertation. RWTH Aachen. [51]
- Stöbel, Laura; Poddie, Leila; Spratte, Tobias; Schelenz, Ralf; Jacobs, Georg (2021): County Clustering with Bioenergy as Flexible Power Unit in a Renewable Energy System. In: *Energies* 14 (17), S. 5227. DOI: 10.3390/en14175227. [41]
- Blickwedel, Lucas; Harzendorf, Freia; Schelenz, Ralf; Jacobs, Georg (2021): Future economic perspective and potential revenue of non-subsidized wind turbines in Germany. In: *Wind Energ. Sci.* 6 (1), S. 177–190. DOI: 10.5194/wes-6-177-2021. [47]
- Blickwedel, Lucas; Stöbel, Laura; Schelenz, Ralf; Jacobs, Georg (2020): Multicriterial Evaluation of Renewable Energy Expansion Projects at Municipal Level for the Available Biomass Potential. In: *Energies* 13 (23), S. 6211. DOI: 10.3390/en13236211. [35]

## V. LITERATUR

---

1. Die bundesweite Interessensvertretung für Energieberater, *Klimaschutz & Energiekonzepte: Kommunalentwicklung im Einklang mit Energieeffizienz*. <http://www.gih.de/energieberatung/kommunen/klimaschutz-und-energiekonzepte/>. Accessed 31 May 2022.
2. AGENTUR FÜR ERNEUERBARE ENERGIEN, *Energie-Kommunen*. <https://www.unendlich-viel-energie.de/de/energie-kommunen/kommunalatlas.html>. Accessed 31 May 2022.
3. NRW.Energy4Climate, *Regionaler und -kommunaler -Klimaschutz*. <https://www.energy4climate.nrw/themen/regionaler-kommunaler-klimaschutz>. Accessed 31 May 2022.
4. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, *Verbundvorhaben: Systemanalyse für die städtische Energieplanung mit einem modularen Planungsinstrumentarium - methodische Grundlagen und Fallbeispiele, Teilvorhaben: TIMES Local*. <https://www.ier.uni-stuttgart.de/forschung/projekte/abgeschlossen/saep/>. Accessed 31 May 2022.
5. Hochschule für angewandte Wissenschaften München, *+EQ-Net: Netzneutrales Energie-Quartier am Karl-Lederer-Platz in Geretsried*. [https://www.hm.edu/allgemein/forschung\\_entwicklung/forschungsprojekte/projektetails/jensch/PlusEQNet.de.html](https://www.hm.edu/allgemein/forschung_entwicklung/forschungsprojekte/projektetails/jensch/PlusEQNet.de.html). Accessed 31 May 2022.
6. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), *Branchenbarometer Biomethan 2019* (2019).
7. F. Gotzens, B. Gillissen, S. Burges, W. Hennings, J. Müller-Kirchenbauer, S. Seim, P. Verwiebe, S. Tobias, F. Jetter, and T. Limmer, *DemandRegio - Harmonisierung und Entwicklung von Verfahren zur regionalen und zeitlichen Auflösung von Energienachfragen* (Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V, 2020) [de].
8. E. Hau, *Windkraftanlagen* (Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, 2016).
9. Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz NRW, *LANUV-Potenzialstudie Erneuerbare Energien*. <https://www.energieatlas.nrw.de/site/potenzialstudien>. Accessed 31 May 2022.
10. M. Bons, C. Klessmann, B. Lotz, and S. Tiedemann, *Einzelauftrag: Wissenschaftliche Fundierung der Beratungen zu Abstandsregelungen bei Windenergie an Land* (2019). [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/wissenschaftliche-fundierung-der-beratungen-zu-abstandsregelungen-bei-windenergie-an-land.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/wissenschaftliche-fundierung-der-beratungen-zu-abstandsregelungen-bei-windenergie-an-land.pdf?__blob=publicationFile&v=4). Accessed 3 March 2022.
11. LANUV NRW, *Potenzialstudie Erneuerbare Energien NRW: Teil 1 - Windenergie* (2012). [https://www.lanuv.nrw.de/fileadmin/lanuvpubl/3\\_fachberichte/30040a.pdf](https://www.lanuv.nrw.de/fileadmin/lanuvpubl/3_fachberichte/30040a.pdf). Accessed 3 March 2022.
12. F. Masurowski, *Eine deutschlandweite Potenzialanalyse für die Onshore-Windenergie mittels GIS einschließlich der Bewertung von Siedlungsdistanzenänderungen* (2016). <https://osnadocs.ub.uni-osnabrueck.de/handle/urn:nbn:de:gbv:700-2016071114613>. Accessed 3 March 2022.
13. B. Roscher: *Multi-dimensional wind farm optimization in the concept phase* (2020) [de].
14. R. Bitterer and B. Schieferdecker, *Repräsentative VDEW-Lastprofile* (Frankfurt (Main), 1999).
15. E. Lobsiger-Kägi, U. Tomic, H. Spiess, T. Kuehn, and V. Carabias-Hütter, in *5th European Conference on Behaviour and Energy Efficiency: Behave 2018 : Book of Abstracts*, Ed. by ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften, k. A. (ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften, 2018).
16. M. Kaltschmitt, W. Streicher, and A. Wiese, *Erneuerbare Energien* (Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, 2013).

## A. Schlussbericht

---

17. G. Brauner, *Systemeffizienz bei regenerativer Stromerzeugung* (Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden, 2019).
18. M. Dr. Kersting, N. Dr. Werbeck, and T. Ebben, *Angewandte Nutzwertanalyse in Planung und Verwaltung* (2014).
19. J. B. Kühnapfel, *Nutzwertanalysen in Marketing und Vertrieb* (Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden, 2019).
20. R. Priv. Doz. Dr.-Ing. Refflinghaus: *Einsatz des Analytischen Hierarchie Prozesses zur Vorbereitung der kundenspezifischen Eingangsgrößen eines Quality Function Deployments* (Dortmund, 2009).
21. J. Schlattmann and A. Seibel, *Aufbau und Organisation von Entwicklungsprojekten* (Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, 2017).
22. J. R. Hauser and D. Clausing, *The House of Quality*, Harvard Business Review (1988).
23. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), *dena-Leitstudie Integrierte Energiewende* (2018).
24. BMWi, *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland*.
25. BDI, *Klimapfade für Deutschland* (2018).
26. Agora Energiewende, *Klimaneutrales Deutschland 2045* (2021).
27. J. Essletzbichler, *Renewable Energy Technology and Path Creation: A Multi-scalar Approach to Energy Transition in the UK*, European Planning Studies **20**, 5 (2012).
28. U. Focken, M. Brandt, T. Buschmann, and J. Fischer, *Erbringung von Netzdienstleistungen aus einem regionalen Verbund - Entwicklung und Demonstration anhand eines aus Erneuerbaren Energien versorgten Industriegebiets : öffentlicher Schlussbericht*, Erbringung von Netzdienstleistungen aus einem regionalen Verbund - Entwicklung und Demonstration anhand eines aus Erneuerbaren Energien versorgten Industriegebiets.
29. C. Kost, S. Shammugam, V. Jülch, H.-T. Nguyen, and T. Schlegl, *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energie* (2018).
30. Lehrstuhl für Technische Thermodynamik, *sOptimo+: Ganzheitliche Optimierung von Energiesystemen in der Praxis*. <https://www.ltt.rwth-aachen.de/cms/LTT/Forschung/Forschung-am-LTT/Energiesystemtechnik/Abgeschlossene-Projekte/~iwpa/Ganzheitliche-Optimierung-von-Energiesys/>. Accessed 31 May 2022.
31. Lehrstuhl für Technische Thermodynamik, *Rechnergestützte Strukturoptimierung von Energieversorgungssystemen - am Beispiel von Industrieparks (Kurztitel: sOptimo) : Abschlussbericht ; Berichtszeitraum: 01.06.2010 bis 31.08.2013* (Technische Informationsbibliothek u. Universitätsbibliothek, 2014) [de].
32. P. Rundel, B. Meyer, M. Meiller, I. Meyer, R. Daschner, M. Jakuttis, M. Franke, S. Binder, and A. Hornung, *Speicher fuer die Energiewende: Studie des Fraunhofer-Instituts für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT im Rahmen des Centrums für Energiespeicherung gefördert durch das Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie* (2013).
33. Sandia National Laboratories, *DOE OE Global Energy Storage Database*. <https://sandia.gov/esssl/gesdb/public/projects.html>. Accessed 31 May 2022.
34. K.-K. Cao, T. Pregger, Y. Scholz, H. C. Gils, K. Nienhaus, M. Deissenroth, C. Schimeczek, N. Krämer, B. Schober, L. Hendrik, T. Kneiske, and I. Basim, *Analyse von Strukturoptionen zur Integration erneuerbarer Energien in Deutschland und Europa unter Berücksichtigung der Versorgungssicherheit (INTEEVER)* (Stuttgart, 2019).
35. L. Blickwedel, L. Stößel, R. Schelenz, and G. Jacobs, *Multicriterial Evaluation of Renewable Energy Expansion Projects at Municipal Level for the Available Biomass Potential*, Energies **13**, 23 (2020).

## A. Schlussbericht

---

36. D. Piorr, *Berücksichtigung des Immissionsschutzes bei der Ausweisung von Konzentrationszonen für Windenergieanlagen* (2011).  
[https://www.lanuv.nrw.de/fileadmin/lanuv/geraeusche/pdf/E2\\_AusweisungVonWindvorrangzonen.pdf](https://www.lanuv.nrw.de/fileadmin/lanuv/geraeusche/pdf/E2_AusweisungVonWindvorrangzonen.pdf). Accessed 8 March 2022.
37. R. Borrmann, K. Rehfeldt, and D. Kruse, *Vollaststunden von Windenergieanlagen an Land - Entwicklung, Einflüsse, Auswirkungen* (2020).  
[https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto\\_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2020/Vollaststunden%20von%20Windenergieanlagen%20an%20Land%202020.pdf](https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2020/Vollaststunden%20von%20Windenergieanlagen%20an%20Land%202020.pdf). Accessed 4 March 2022.
38. Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz NRW, *LANUV-Potenzialstudie Erneuerbare Energien* (2020). <https://www.energieatlas.nrw.de/site/potenzialstudien>.
39. D. Böhning and M. Beckmann, *Vergasung und Verbrennung von Biomasse für den dezentralen Anwendungsbereich* (2013).
40. L. Wendorff: *Gesamtdeutsche Potenzialanalyse hinsichtlich Selbstversorgung im Stromsektor für Kommunen im ländlichen Raum* (2022).
41. L. Stöbel, L. Poddie, T. Spratte, R. Schelenz, and G. Jacobs, *County Clustering with Bioenergy as Flexible Power Unit in a Renewable Energy System*, *Energies* **14**, 17 (2021).
42. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen and Bundeskartellamt, *Monitoringbericht 2019: Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB* (Bonn, 2019).
43. F. A. Wolak, B. Barber, J. Bushnell, and B. F. Hobbs, *Comments on the California ISO's Transmission Expansion Assessment Methodology (TEAM)* (2004).  
<http://www.caiso.com/Documents/MSCOpiniononTransmissionExpansionAssessmentMethodology.pdf>. Accessed 4 September 2020.
44. K. F. Schäfer, *Netzberechnung. Verfahren zur Berechnung elektrischer Energieversorgungsnetze* (Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden, 2020).
45. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), *Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030 (kurz: dena-Verteilnetzstudie). Endbericht* (Berlin, 2012).
46. Eberwerk GmbH und Co. KG, *Ein wegweisendes Rechenmodell für die Energiewende im Landkreis Ebersberg* (2019).
47. L. Blickwedel, F. Harzendorf, R. Schelenz, and G. Jacobs, *Future economic perspective and potential revenue of non-subsidized wind turbines in Germany*, *Wind Energ. Sci.* **6**, 1 (2021).
48. R. McKenna, S. Pfenninger, H. Heinrichs, J. Schmidt, I. Staffell, C. Bauer, K. Gruber, A. N. Hahmann, M. Jansen, M. Klingler, N. Landwehr, X. G. Larsén, J. Lilliestam, B. Pickering, M. Robinius, T. Tröndle, O. Turkovska, S. Wehrle, J. M. Weinand, and J. Wohland, *High-resolution large-scale onshore wind energy assessments: A review of potential definitions, methodologies and future research needs*, *Renewable Energy* **182** (2022).
49. AGENTUR FÜR ERNEUERBARE ENERGIEN, *Akzeptanz-Umfrage: Rückhalt für Erneuerbare Energien bleibt hoch* (2021). <https://www.energiezukunft.eu/politik/rueckhalt-fuer-erneuerbare-energien-bleibt-hoch/>.
50. G. Hübner, J. Pohl, J. Warode, B. Gotchev, D. Ohlhorst, M. Krug, S. Salecki, and W. Peters, *BfN-Skripten, Vol. 551: Akzeptanzfördernde Faktoren erneuerbarer Energien* (Bundesamt für Naturschutz, Bonn, 2020) [ger].
51. F. Harzendorf: *Holistic comparison of wind turbine drivetrain concepts in early design stage* (2022) [de].