

WERTSCHÖPFUNG DURCH WINDENERGIEPROJEKTE

Landkreise Emsland, Osnabrück und Grafschaft Bentheim



DEUTSCHE
WINDGUARD

WERTSCHÖPFUNG DURCH WINDENERGIEPROJEKTE

Kurztitel: Wertschöpfungsstudie LKs Emsland, Osnabrück und Grafschaft Bentheim

Bearbeitung: Dorothee Ellerhorst
Anna-Kathrin Wallasch

Projektnummer: VW24020

Berichtsnummer: SP24015A1

Foto Titelseite: © Stefan Meyer/Prowind GmbH

Auftraggeber:



Landesverband Erneuerbare Energie
Niedersachsen|Bremen e.V.
Herrenstraße 6
30159 Hannover

Unterstützt von:



Regionalverbände
Teutoburger Wald/Wiehengebirge
Emsland/Grafschaft Bentheim

Gefördert durch:



Industrie- und Handelskammer
Osnabrück - Emsland - Grafschaft Bentheim

Varel, Dezember 2024

Es wird versichert, dass die vorliegenden Ermittlungen unparteiisch, gewissenhaft und nach bestem Wissen und Gewissen durchgeführt wurden. Für die ermittelten Ergebnisse und die Richtigkeit der Darstellung in diesem Bericht übernimmt die Deutsche WindGuard GmbH keine Gewähr. Eine auszugsweise Vervielfältigung dieses Berichtes ist nur mit schriftlicher Genehmigung der Deutschen WindGuard GmbH, Varel erlaubt. Dieser Bericht umfasst 95 Seiten inklusive Deckblatt.

**DEUTSCHE
WINDGUARD**

Deutsche WindGuard GmbH | Oldenburger Straße 65 A | 26316 Varel

Telefon: 04451 9515 0 | E-Mail: info@windguard.de | Webseite: <http://www.windguard.de/>

INHALTSVERZEICHNIS

Abbildungsverzeichnis	5
Tabellenverzeichnis	7
Abkürzungsverzeichnis	8
Wertschöpfung durch Windenergieprojekte	10
1 Definition der wirtschaftlichen Effekte durch Windenergieprojekte	11
1.1 Regionalökonomische Effekte	12
1.1.1 Planungs- und Realisierungsphase	12
1.1.2 Betriebsphase	13
1.1.3 Weitere Potenziale	14
1.2 Kommunale Wertschöpfung	15
1.2.1 Planungs- und Realisierungsphase	15
1.2.2 Betriebsphase	16
1.2.3 Weitere Potenziale	17
2 Windenergieausbau in den betrachteten Landkreisen	18
2.1 Vorgehensweise	18
2.2 Landkreis Emsland	20
2.2.1 Status des Windenergieausbaus	20
2.2.2 Zubau-Potenzial anhand der gesetzlichen Ziele	22
2.3 Landkreis Osnabrück	23
2.3.1 Status des Windenergieausbaus	24
2.3.2 Zubau-Potenzial anhand der gesetzlichen Ziele	25
2.4 Landkreis Grafschaft Bentheim	26
2.4.1 Status des Windenergieausbaus	26
2.4.2 Zubau-Potenzial anhand der gesetzlichen Ziele	28
2.5 Übersicht der relevanten Parameter	29
3 Entwicklung eines generischen Windparkprojekts zur Ableitung der Potenziale	30
3.1 Vorgehensweise	30
3.2 Technische Ausgestaltung	31
3.3 Kostenannahmen	32
3.4 Typische regionale Anteile	34
4 Landkreis Emsland – Abschätzung der wirtschaftlichen Effekte	37
4.1 Regionale Anteile im Landkreis Emsland	37
4.2 Wirtschaftliche Effekte des weiteren Windenergieausbaus	39
4.3 CO ₂ -Einsparungseffekte des weiteren Windenergieausbaus	43
5 Landkreis Osnabrück – Abschätzung der wirtschaftlichen Effekte	46

5.1	Regionale Anteile im Landkreis Osnabrück	46
5.2	Wirtschaftliche Effekte des weiteren Windenergieausbaus	48
5.3	CO ₂ -Einsparungseffekte des weiteren Windenergieausbaus	51
6	Landkreis Grafschaft Bentheim – Abschätzung der wirtschaftlichen Effekte	55
6.1	Regionale Anteile im Landkreis Grafschaft Bentheim	55
6.2	Wirtschaftliche Effekte des weiteren Windenergieausbaus	57
6.3	CO ₂ -Einsparungseffekte des weiteren Windenergieausbaus	61
7	Beteiligungspotenziale für Bürger	63
7.1	Ausgestaltungsformen der Bürgerbeteiligung	64
7.1.1	Kommanditgesellschaft (GmbH & Co. KG)	66
7.1.2	Bürgerenergiegenossenschaft (eG)	68
7.1.3	Beteiligung über Nachrangdarlehen	69
7.2	Typische Bürgerbeteiligungsmodelle in den betrachteten Landkreisen	70
7.3	Potenziale für Bürger in den betrachteten Landkreisen	72
7.3.1	Potenziale für Bürger im Landkreis Emsland	73
7.3.2	Potenziale für Bürger im Landkreis Osnabrück	75
7.3.3	Potenziale für Bürger im Landkreis Grafschaft Bentheim	77
8	Ausblick: Weitere Potenziale durch lokale Stromversorgung	79
8.1	PPA-Markt und -Konzepte	79
8.2	Rahmenbedingungen für PPA-Konzepte mit Direktleitung	81
8.3	Fallbeispiel PPA mit Direktleitung	84
9	Zusammenfassung	91
	Literaturverzeichnis	94

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1:	Beispiele für regionalökonomische Effekte und kommunale Wertschöpfung in den Phasen eines Windenergieprojektes	11
Abbildung 2:	Entwicklung der Windenergie im Landkreis Emsland	21
Abbildung 3:	Entwicklung der durchschnittlichen Anlagenleistung im Landkreis Emsland	22
Abbildung 4:	Szenarien für zusätzlich installierbare Windenergieleistung im Landkreis Emsland	23
Abbildung 5:	Entwicklung der Windenergie im Landkreis Osnabrück	24
Abbildung 6:	Entwicklung der durchschnittlichen Anlagenleistung im Landkreis Osnabrück	25
Abbildung 7:	Szenarien für zusätzlich installierbare Windenergieleistung im Landkreis Osnabrück	26
Abbildung 8:	Entwicklung der Windenergie im Landkreis Grafschaft Bentheim	27
Abbildung 9:	Entwicklung der durchschnittlichen Anlagenleistung im Landkreis Grafschaft Bentheim	27
Abbildung 10:	Szenarien für zusätzlich installierbare Windenergieleistung im Landkreis Grafschaft Bentheim	28
Abbildung 11:	Verhältnis der Haupt- und Nebeninvestitionskosten eines generischen Windparks im Landkreis Emsland	37
Abbildung 12:	Verhältnis der Kosten in der Betriebsphase eines generischen Windparks im Landkreis Emsland	38
Abbildung 13:	Wirtschaftliche Effekte bei Erfüllung des Teilflächenziels und zusätzlichem Windenergieausbau im Landkreis Emsland	41
Abbildung 14:	Zeitliche Verteilung der wirtschaftlichen Effekte bei Erfüllung des Teilflächenziels mit einem Flächenbedarf von 1,8 ha/MW im Landkreis Emsland	42
Abbildung 15:	CO ₂ -Einsparungspotenziale für den Landkreis Emsland	44
Abbildung 16:	Verhältnis der Haupt- und Nebeninvestitionskosten eines generischen Windparks im Landkreis Osnabrück	46
Abbildung 17:	Verhältnis der Kosten in der Betriebsphase eines generischen Windparks im Landkreis Osnabrück	47
Abbildung 18:	Wirtschaftliche Effekte bei Erfüllung des Teilflächenziels und zusätzlichem Windenergieausbau im Landkreis Osnabrück	50
Abbildung 19:	Zeitliche Verteilung der wirtschaftlichen Effekte bei Erfüllung des Teilflächenziels mit einem Flächenbedarf von 1,8 ha/MW im Landkreis Osnabrück	51
Abbildung 20:	CO ₂ -Einsparungspotenziale für den Landkreis Osnabrück	53
Abbildung 21:	Verhältnis der Haupt- und Investitionskosten eines generischen Windparks im Landkreis Grafschaft Bentheim	55
Abbildung 22:	Verhältnis der Kosten in der Betriebsphase eines generischen Windparks im Landkreis Grafschaft Bentheim	56

Abbildung 23:	Wirtschaftliche Effekte bei Erfüllung des Teilflächenziels und zusätzlichem Windenergieausbau im Landkreis Grafschaft Bentheim	59
Abbildung 24:	Zeitliche Verteilung der wirtschaftlichen Effekte bei Erfüllung des Teilflächenziels mit einem Flächenbedarf von 1,8 ha/MW im Landkreis Grafschaft Bentheim	60
Abbildung 25:	CO ₂ -Einsparungspotenziale für den Landkreis Grafschaft Bentheim	62
Abbildung 26:	Dominierende Bürgerbeteiligungsmodelle in Deutschland	66
Abbildung 27:	Potenziale für Bürger im Landkreis Emsland durch Bürgerbeteiligung	74
Abbildung 28:	Potenziale für Bürger im Landkreis Osnabrück durch Bürgerbeteiligung	76
Abbildung 29:	Potenziale für Bürger im Landkreis Grafschaft Bentheim durch Bürgerbeteiligung	77
Abbildung 30:	Einsparungspotenziale für ein Beispielunternehmen (Strombedarf 20 Mio. kWh pro Jahr) durch PPA mit Direktleitung bei verschiedenen Anteilen am Gesamtbezug im Vergleich zu herkömmlichem Strombezug	87

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1:	Relevante Parameter der betrachteten Landkreise zur Abschätzung der wirtschaftlichen Effekte	29
Tabelle 2:	Technische Parameter des generischen Windparks	31
Tabelle 3:	Jahresenergieerträge des generischen Windparks	31
Tabelle 4:	Erwartete Kosten des generischen Windparks in der Planungs- und Realisierungsphase	32
Tabelle 5:	Erwartete Kosten des generischen Windparks in der Betriebsphase	33
Tabelle 6:	Geplante Vergaben an regionale Unternehmen in den Landkreisen Emsland, Osnabrück und Grafschaft Bentheim	34
Tabelle 7:	Erwartete Eigentumsverhältnisse von Pachtflächen	35
Tabelle 8:	Grundlegende Übersicht möglicher Bürgerbeteiligungsmodelle	65
Tabelle 9:	Merkmale einer Kommanditgesellschaft	68
Tabelle 10:	Merkmale einer Bürgerenergiegenossenschaft	69
Tabelle 11:	Merkmale der Beteiligung von Bürgern über Nachrangdarlehen	70
Tabelle 12:	Wirtschaftliche Effekte in den betrachteten Landkreisen bei Erfüllung des Teilflächenziels mit einem Flächenbedarf von 1,8 ha/MW	92

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

€	Euro
a	Jahre
AllGO	Allgemeine Gebührenordnung
BaFin	Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht
BauGO	Baugebührenordnung
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BImSchV	Bundes-Immissionsschutzverordnung
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BNatSchG	Bundesnaturschutzgesetz
BNetzA	Bundesnetzagentur
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CO ₂ -Äq	Kohlenstoffdioxid-Äquivalente
ct	Cent (Eurocent)
DWG	Deutsche WindGuard
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EUR	Euro
EZB	Europäische Zentralbank
g	Gramm
GewStG	Gewerbsteuergesetz
GH	Gesamthöhe
GmbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunden
h	Stunden
ha	Hektar
HKN	Herkunftsnachweis
HKNR	Herkunftsnachweisregister
IBN	Inbetriebnahme
KG	Kommanditgesellschaft
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunden
LK	Landkreis
m	Meter
m ²	Quadratmeter
MaStR	Marktstammdatenregister nach § 111e des Energiewirtschaftsgesetzes
Max	Maximum

Min	Minimum
Mio	Millionen
Mrd	Milliarden
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden
NNatSchG	Niedersächsisches Naturschutzgesetz
NVwKostG	Niedersächsisches Verwaltungskostengesetz
NWindG	Niedersächsisches Gesetz zur Umsetzung des Windenergieflächenbedarfsgesetzes
NWindPVBetG	Niedersächsisches Gesetz über die Beteiligung von Kommunen und Bevölkerung am wirtschaftlichen Überschuss von Windenergie- und Photovoltaikanlagen
OHG	Offene Handelsgesellschaft
PPA	Power Purchase Agreement
RRÖP	Regionales Raumordnungsprogramm
TWh	Terrawattstunden
UBA	Umweltbundesamt
WEA	Windenergieanlage
WindBG	Windenergieflächenbedarfsgesetz
z.B.	zum Beispiel

WERTSCHÖPFUNG DURCH WINDENERGIEPROJEKTE

In Niedersachsen sind 2,2 % der Landesfläche für die Windenergienutzung bereitzustellen. Dies wurde durch die niedersächsische Landesregierung in Flächenziele für die einzelnen Planungsregionen übersetzt, so auch für die Landkreise Emsland, Osnabrück und Grafschaft Bentheim. Im Rahmen der vorliegenden Studie werden die sich hierdurch ergebenden regionalen Potenziale identifiziert und hinsichtlich ihrer wirtschaftlichen Effekte auf die Region eingeschätzt.

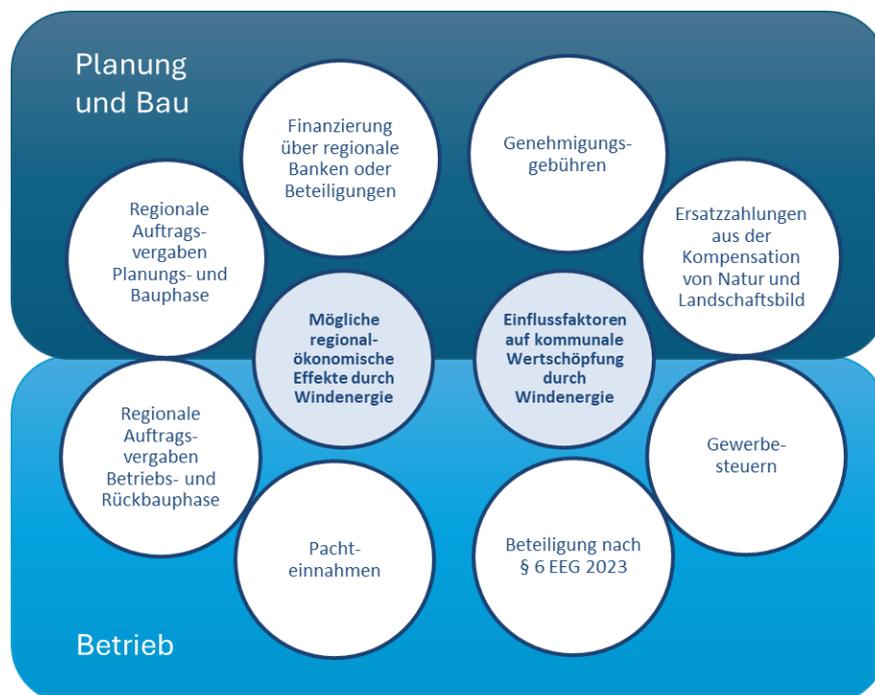
Die Untersuchung bezieht sich ausschließlich auf die Landkreise Emsland, Osnabrück und Grafschaft Bentheim. Für diese Landkreise werden typische Strukturen von Windenergieprojekten erfasst und Einschätzungen zum zukünftigen Zubau getroffen. Auf dieser Basis werden regionalökonomischen Effekte und kommunale Wertschöpfung abgeschätzt und getrennt ausgewiesen. Unter regionalökonomischen Effekten werden jene wirtschaftlichen Zuwächse verstanden, die lokalen Unternehmen, Dienstleistern und Landeigentümern zugeordnet werden können, also privatwirtschaftlichen Akteuren. Unter kommunaler Wertschöpfung werden die Einnahmen der Kommune, welche sich aus der Realisierung von Windenergieprojekten ergeben, verstanden. Grundsätzlich beziehen sich die Abschätzungen auf direkte wirtschaftliche Effekte, indirekte und erweiterte Multiplikatoreffekte werden nicht betrachtet.

Für bessere Lesbarkeit und Barrierefreiheit wird das generische Maskulinum verwendet. Gemeint sind jedoch immer alle Geschlechter.

1 DEFINITION DER WIRTSCHAFTLICHEN EFFEKTE DURCH WINDENERGIEPROJEKTE

Die Zielsetzungen gemäß WindBG, NWindG und NWindPVBetG bedeuten einen erheblichen weiteren Windenergieausbau in den nächsten Jahren. Dieser geht mit erheblichen Investitionen sowie kontinuierlichen Zahlungsströmen über die gesamte Betriebszeit der Windenergieprojekte einher. Wirtschaftliche Effekte auf die Regionen ergeben sich in jedem Fall und sind umso größer, sobald lokale Akteure direkt an der Projektumsetzung beteiligt sind.

Sowohl regionalökonomische Effekte als auch kommunale Wertschöpfung können in allen Phasen eines Windparkprojektes erreicht werden, Abbildung 1 gibt hierzu einen Überblick mit ausgewählten Beispielen.



Eigene Darstellung.

Abbildung 1:

Beispiele für regionalökonomische Effekte und kommunale Wertschöpfung in den Phasen eines Windenergieprojektes

1.1 REGIONALÖKONOMISCHE EFFEKTE

Regionalökonomische Effekte beziehen sich auf wirtschaftliche Zuwächse bzw. zusätzliche Umsätze, die lokalen Dienstleistern, Unternehmen und Landeigentümern zugeordnet werden können, also privatwirtschaftlichen Akteuren.

1.1.1 PLANUNGS- UND REALISIERUNGSPHASE

Potenziale für regionalökonomische Effekte ergeben sich im Bereich der Planung und des Baus insbesondere in folgenden Projektbereichen:

Planungstätigkeiten

In der Planungsphase wird die Eignung des Standortes überprüft. Hierzu zählen die Identifizierung geeigneter Standorte, Machbarkeitsanalysen, Erstellung erster Skizzen, erster Windparklayouts, Visualisierungen, die Überprüfung des Regionalen Raumordnungsprogrammes und der Vereinbarkeit und der örtlichen Gegebenheiten (Straßen, Wälder, Leitungen, usw.). Weiterhin werden die notwendigen Flächen gesichert und Pachtverträge verhandelt. Spätere Pachtzahlungen sind ein wesentlicher Teil der Wertschöpfung. Parallel werden Planungen zur Schaffung des Netzanschlusses durchgeführt. Neben der Beteiligung von regionaler Windenergieprojektentwickler und lokalen Planungsbüros oder Dienstleistern, können Effekte bei der Zahlung von Nutzungsentgelten für die Flächen entstehen.

Genehmigungsverfahren

Im Rahmen des Genehmigungsverfahrens erstellen und koordinieren regionale Projektierer die Genehmigungsanträge und vergeben Aufträge an regional ansässige Unternehmen und Dienstleister. Es müssen umfassende Gutachten erstellt werden, wie Baugrunduntersuchungen, Schall- und Schattenwurfprognosen, Turbulenzgutachten, Standsicherheitsnachweise und Prüfungen im Bereich des Natur- und Umweltschutzes. Hierbei können lokale Gutachter beauftragt werden.

Finanzierung

Die Finanzierung eines Windparks kann sehr unterschiedlich aufgebaut werden. Regionale Wertschöpfung wird insbesondere generiert, wenn regionale Banken beteiligt sind und eine Bürgerbeteiligung ermöglicht wird. Letztere ermöglichen Bürgern und Kommunen, z.B. als Anteilseigner am Windpark beteiligt zu werden.

Infrastruktur

Für die Errichtung und die Anbindung der Windenergieanlagen müssen in den meisten Fällen Infrastrukturen erweitert, neu angelegt oder verbessert werden. Kranflächen müssen befestigt, die Fundamente errichtet und Zuwegungen gebaut werden. Diese Gewerke können oftmals an regionale Bauunternehmen vergeben werden. Die Windenergieanlage wird zumeist durch den Anlagenhersteller errichtet und generiert somit keine direkte regionale Wertschöpfung.

1.1.2 BETRIEBSPHASE

Die Betriebsphase eines Windparks wird i. d. R. auf mindestens 20 Jahre angesetzt. Nach Ende der Entwurfslebensdauer der Windenergieanlagen, die üblicherweise nach 20 Jahren endet, kann die Betriebsphase bei Nachweis über die Sicherheit der Anlagen weitergeführt werden.

Auch im Betrieb von Windenergieprojekten ergeben sich Potenziale für regionalökonomische Effekte, insbesondere bei:

Pachtzahlungen

Die Höhe der Pachtzahlungen, welche an die Landeigentümer der Flächen des Windparks, der Zuwegungen und ggf. Flächen für Kompensationsmaßnahmen zu entrichten sind, wird oftmals prozentual an die Energieerträge und die resultierende Vergütung des Stroms gekoppelt und jährlich ausgezahlt. Andere Zahlungspläne wie beispielweise Einmalzahlungen oder gar der Erwerb der Flächen sind ebenfalls möglich. Landeigentümer können Privatpersonen oder -unternehmen, aber auch bspw. die Kommune, die Kirchen oder der Bund sein.

Versicherungen

Regionale Versicherungen oder Versicherungsmakler können die lokale Wertschöpfung steigern. Wichtige Versicherungen, welche die Betreiber abschließen müssen, sind die Haftpflichtversicherung, Maschinenbruchversicherung und die Ertragsausfallversicherung.

Betriebsführung und Wartung

Regelmäßige Kontrollen und Wartungen werden entweder vom Hersteller der Anlagen oder einem unabhängigen Serviceanbieter erbracht. Hersteller unterhalten üblicherweise regionale Servicestationen oder Serviceteams. Die technische und kaufmännische Betriebsführung kann ebenfalls bei regionalen Servicedienstleistern angesiedelt sein, wenn der Windparkbetreiber diese nicht selbst übernimmt. Hierzu gehört auch die Steuerung von Einzeldienstleistungen, bspw. für die Grünpflege oder Sicherheitsdienstleistungen, die ebenfalls regional vergeben werden können.

Finanzierungskosten

Werden regionale Banken in die Finanzierung eines Windparkprojekts involviert, fließen während der Betriebsphase, neben der Tilgung von Darlehen, Zinszahlungen an die Bank, welche regionalökonomischen Effekten zugeordnet werden können.

Bürgerbeteiligung

Mit dem im April 2024 verabschiedeten NWindPVBetG ist verpflichtend geregelt, dass Windparkentwickler den Bürgern und/oder Kommunen im Umkreis von 2,5 km ein Beteiligungsangebot unterbreiten müssen. Zur Erfüllung der Verpflichtung genügt das Angebot, es muss nicht zum tatsächlichen Abschluss kommen. Das Beteiligungsangebot kann

unterschiedliche Ausgestaltungsformen annehmen, gemäß §6 NWindPVBetG „insbesondere eine gesellschaftsrechtliche Beteiligung, eine entgeltliche Überlassung eines Teils der Anlagen, die Gewährung eines Nachrangdarlehens, eine kapital- oder kreditgebende Schwarmfinanzierung, das Angebot eines Sparproduktes oder die verbilligte Lieferung von Energie sowie Direktzahlungen an Einwohner oder Kommunen“. Die Beteiligung muss in ihrem Umfang entweder 0,1 ct/kWh bezogen auf die Anlageneinspeisung entsprechen, oder Einwohner oder betroffene Gemeinden oder Landkreise mit einem Anteil von insgesamt 20 % unmittelbar oder in Form der kapitalgebenden Schwarmfinanzierung an der Gesellschaft beteiligen. In dieser Studie wird, obgleich das Beteiligungsangebot auch Kommunen und Gemeinden unterbreitet werden darf, von einem Angebot an die betroffenen Bürger ausgegangen, sodass die Bürgerbeteiligung nach §6 NWindPVBetG regionalwirtschaftlich zugerechnet wird.

1.1.3 WEITERE POTENZIALE

Neben den genannten Effekten im Rahmen von Bau und Betrieb von Windenergieprojekten bestehen weitere Potenziale nach Ablauf der Betriebszeit der Projekte sowie hinsichtlich von indirekten Effekten:

Ende der Betriebszeit

Am Ende der Projektlebensdauer steht die Entscheidung zu einem Repowering, also des Neubaus einer Anlage mit der Nachnutzung der bestehenden Infrastruktur, oder zu einem endgültigen Rückbau an. Aus dem Rückbau selbst resultieren Abbrucharbeiten, an denen lokale Unternehmen beteiligt werden können. Kommt es nicht zu einem Repowering, endet die Wertschöpfung nach der Stilllegung der Anlagen. Fällt die Entscheidung hingegen für ein Repowering, beginnt die Wertschöpfung erneut mit der Planungsphase.

Indirekte Effekte

In allen Phasen eines Windenergieprojektes ergeben sich neben den genannten potenziellen direkten lokalen Effekten indirekte Effekte und Multiplikatorwirkungen. Zudem ergeben sich positive Beschäftigungseffekte in der Region. Dies reicht von dauerhaften Beschäftigungen in der Verwaltung der genehmigenden Behörden, zusätzlichen Mitarbeitern bei regionalen Dienstleistern und Projektentwicklern bis zu temporär vor Ort eingesetzten Bauleitern oder Servicemonteuren. Durch die Aktivitäten vor Ort erhöht sich die lokale Kaufkraft bspw. durch Eigenversorgung, Hotelübernachtungen oder Restaurantbesuche, sodass auch in diesen Branchen zusätzliches Personal eingestellt werden kann, wodurch weitere Einnahmen in die Gemeinde gebracht werden. Da diese indirekten Effekte im Rahmen

dieser Analyse nicht abgrenzbar sind, werden sie in die nachfolgenden Betrachtungen nicht einbezogen.

1.2 KOMMUNALE WERTSCHÖPFUNG

Der Begriff der kommunalen Wertschöpfung bezieht sich auf alle Einnahmen der Kommune, welche sich aus der Realisierung von Windenergieprojekten ergeben. Diese wirken sich positiv auf die Kommunalfinanzen aus.

1.2.1 PLANUNGS- UND REALISIERUNGSPHASE

Kommunale Einnahmen ergeben sich im Bereich der Planung und des Baus insbesondere in folgenden Bereichen:

Genehmigungsverfahren

Die Behörde muss für den Bau der Windenergieanlage eine Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) aussprechen (4. BImSchV). Im Rahmen des immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahrens werden die Umwelteinwirkungen, welche durch den Bau einer Windenergieanlage entstehen können, betrachtet und bewertet. Der Betreiber muss Maßnahmen zur Minderung und Belege zur Einhaltung von geltenden Auflagen einreichen.

An die genehmigende Behörde muss im Rahmen des Verfahrens eine Genehmigungsgebühr entrichtet werden. Die Genehmigungsgebühren berechnen sich auf Basis der Errichtungskosten entsprechend der Niedersächsischen Baugebührenordnung (BauGO), der Allgemeinen Gebührenordnung (AllGO) und dem Niedersächsischen Verwaltungskostengesetz (NVwKostG). Der Niedersächsische Landkreistag stellt zur Bewertung eine Arbeitshilfe zur Verfügung, falls keine prüfbaren Nachweise über die Herstellungskosten seitens des Projektentwicklers zur Verfügung gestellt werden. Die Zahlung der Genehmigungsgebühr erfolgt an den Landkreis bzw. die genehmigende Behörde.

Kompensation von Eingriffen in Natur und Landschaftsbild

Der Bau eines Windparks ist ein Eingriff in den Naturhaushalt und das Landschaftsbild gemäß §14 des BNatSchG. Zunächst gilt die Kompensationspflicht und unvermeidbare Beeinträchtigungen müssen mit Maßnahmen des Naturschutzes und der Landschaftspflege ausgeglichen (Ausgleichsmaßnahmen) oder ersetzt (Ersatzmaßnahme) werden (§15 BNatSchG).

Ist der Eingriff in die Natur nicht vermeidbar oder kompensierbar, wird eine Ersatzzahlung nach § 15 BNatSchG festgesetzt, die sich nach den durchschnittlichen Kosten der nicht durchführbaren Ausgleichs- oder Ersatzmaßnahme bemisst. Sind die Kosten nicht feststellbar, so bemisst

sich die Ersatzzahlung allein nach Dauer und Schwere des Eingriffs. In Niedersachsen ist die Höhe der Zahlung gemäß § 6 NNatSchG auf höchstens 7 % der Investitionskosten des Windparkprojekts beschränkt.

Die Ersatzzahlung steht der unteren Naturschutzbehörde zu, die auf der Ebene des Landkreises angesiedelt ist (§7 NNatSchG). Die Mittel sind zweckgebunden und dürfen von der Naturschutzbehörde nur für Maßnahmen des Naturschutzes und der Landschaftspflege eingesetzt werden, wobei der Einsatz möglichst, aber nicht zwingend, im betroffenen Naturraum getätigt werden soll.

1.2.2 BETRIEBSPHASE

Auch im Betrieb von Windenergieprojekten ergeben sich erhebliche kommunale Einnahmen:

Gewerbesteuer- einnahmen

Auf die realisierten Einnahmen und Gewinne müssen Parkbetreiber Gewerbesteuern zahlen. Diese kommen dem Gemeindehaushalt zugute. Für Windparks, deren Betreibergesellschaften oftmals nicht in derselben Gemeinde ansässig sind, ist zur Berechnung der Gewerbesteuerzahlung an die Gemeinden § 29 des Gewerbesteuergesetzes (GewStG) entscheidend. Der Paragraph regelt die Zerlegung der Gewerbesteuer auf die Standortgemeinde der Betreibergesellschaft und die Standortgemeinde des Windparks. Seit dem Jahr 2021 werden die Gewerbesteuern bei unterschiedlichen Gemeindezugehörigkeiten entsprechend des Verhältnisses der Arbeitslöhne (10 %) und der installierten Leistung (90 %) zwischen der Gemeinde der Betriebsstätte und der Gemeinde des Windparkstandorts verteilt. Vereinfacht bedeutet dies, dass 90 % des zu versteuernden Gewinns der Gemeinde zugeordnet werden, in welcher sich der Windpark befindet, und 10 % jener Gemeinde, in welcher sich der Sitz der Betreibergesellschaft befindet.

Maßgeblich für die Höhe der Gewerbesteuer ist der Gewerbeertrag. Dieser entspricht dem erwirtschafteten Gewinn eines Unternehmens in einem Jahr unter der Berücksichtigung von steuerrechtlich definierten Hinzurechnungen und Kürzungen. Personengesellschaften (OHG, KG, usw.) verfügen über einen Freibetrag in Höhe von 24.500 €, der nicht in die Steuerberechnung eingeht. Grundlegend für die Berechnung der zu zahlenden Gewerbesteuer ist der Steuermessbetrag unter Berücksichtigung der einheitlichen Steuermesszahl in Höhe von 3,5 % und dem gemeindespezifischen Hebesatz.

Beteiligung der Kommune

In § 6 EEG 2023 werden Anlagenbetreiber aufgefordert, die Gemeinde finanziell zu beteiligen. Hierbei sollen den betroffenen Kommunen 0,2 Cent/kWh angeboten werden. Als betroffen gelten Kommunen,

welche sich zumindest teilweise in einem Umkreis von 2.500 m um die Windenergieanlagen befinden. Erstreckt sich ein Windpark über mehrere Gemeinden, werden diese anteilig beteiligt. Das EEG verpflichtet die Betreiber allerdings nicht zur Zahlung, für die seitens der Kommune keine Gegenleistung erfolgen darf. Das Land Niedersachsen hat mit dem NWindPVBetG die Beteiligung von Gemeinden zur Verpflichtung gemacht. Anlagenbetreiber in Niedersachsen müssen der betroffenen Kommune also zwingend ein Angebot unterbreiten. Der Kommune bleibt weiterhin die Möglichkeit, das Angebot abzulehnen oder nicht zu beantworten, was einer Ablehnung entsprechen würde.

1.2.3 WEITERE POTENZIALE

Neben den genannten Bereichen kann die Kommune zusätzliche Wertschöpfung generieren, indem sie Gesellschafteranteile eines Windparkprojektes erwirbt und in der Folge an der Rendite des Windparks teilhat. In diesem Falle muss sie allerdings auch einhergehende Risiken mittragen. Zur Vereinfachung der folgenden Ausführungen wird die Bildung von Wertschöpfung durch den Eintritt der Kommune als Gesellschafter an einem Bürgerwindpark nicht weiter berücksichtigt.

Daneben wirken auch im Bereich der kommunalen Wertschöpfung Beschäftigungs- und Multiplikatoreffekte, etwa wenn zusätzliche Beschäftigte nötig sind, um die Genehmigungsprozesse der zusätzlichen Projekte zu begleiten sowie durch die Kaufkraft der Beschäftigten. Diese indirekten Effekte werden im Rahmen der vorliegenden Analyse nicht betrachtet.

2 WINDENERGIEAUSBAU IN DEN BETRACHTETEN LANDKREISEN

Der folgende Abschnitt liefert einen landkreisspezifischen Überblick der Windenergieausbauentwicklung und raumplanerischen Gestaltung und Planung sowie eine im Zusammenhang mit dem NWindG resultierende Abschätzung der zu erwartenden zusätzlichen Windenergiepotenziale. Vorab wird ein kurzer Überblick über die Vorgehensweise gegeben.

2.1 VORGEHENSWEISE

Ziel der vorliegenden Studie ist die Abschätzung von regionalökonomischen Effekten und kommunaler Wertschöpfung, die sich durch den zukünftigen Windenergiezubau in den betrachteten Regionen ergeben könnten. Hierfür stellt sich zunächst die Frage, wieviel zusätzlicher Zubau zur Erreichung der Ausbauziele gemäß WindBG bzw. NWindG in den drei betrachteten Landkreisen jeweils zu erwarten ist. Aus diesem Grund wird für jeden der Landkreise ein kurzer Überblick zum aktuellen Ausbaustand und aktuellen Genehmigungsmengen gegeben. Zudem wird die Höhe des gesetzlich vorgesehen Ausbaumengen anhand der im NWindG definierten Teilflächenziele für die Landkreise herangezogen. Von diesem Gesamtziel werden die Flächen, die bereits durch in Betrieb befindliche oder bereits genehmigte Anlagen belegt oder verplant sind, abgezogen, um die zusätzlich zu beplanende Fläche bis zur Zielerreichung zu definieren.

Flächenbedarfswerte

Auf diesen freien Flächen werden in Zukunft weitere Windenergieprojekte entstehen, die zu positiven regionalökonomischen Effekten und kommunaler Wertschöpfung führen werden. Um diese Effekte einzuschätzen, wird eine zu erwartende installierbare Leistung für die freien Flächen abgeschätzt. Dies geschieht auf Basis von Durchschnittswerten für den potenziellen Flächenbedarf je Megawatt installierter Leistung. Hierfür gibt es allerdings keinen fest definierten allgemein gültigen Wert, da jede reale Fläche spezifisch geschnitten ist und individuell beplant wird. Um eine Bandbreite aufzuzeigen, werden unterschiedliche Flächenbedarfswerte für die Berechnung genutzt, zum einen der im Rahmen einer Befragung durch lokale Projektentwickler angegebene Wert und zum anderen zwei Werte, die sich aus in den letzten Jahren erschienenen wissenschaftlichen Analysen für Niedersachsen durchschnittlich ergeben haben.

Es werden somit folgende Flächenbedarfswerte genutzt:

- 1,8 ha/MW (durch lokale Projektentwickler angegebene Planungen)
- 2,8 ha/MW (UBA 2019)
- 5,2 ha/MW (BWE 2022)

Es fällt auf, dass die durch die angegebenen Werte aufgespannte Bandbreite relativ groß ist. Für die Interpretation ist zum einen zu beachten, dass in Realität der Flächenbedarf je Megawatt installierter Leistung je nach Fläche und lokalen Restriktionen sehr unterschiedlich ausfallen kann. Zum anderen ergeben sich unterschiedliche Flächenbedarfswerte in Abhängigkeit davon, ob ein Rotor-innerhalb- oder Rotor-außerhalb-Vorgehen gewählt wird, also ob der gesamte Rotor oder nur der Turmfuß innerhalb der ausgewiesenen Flächen liegen muss. Gemäß WindBG werden „Rotor-innerhalb-Flächen“ nur anteilig auf die durch die Bundesländer zu erreichenden Flächenbeitragswerte angerechnet. Die beiden zitierten Studien verwenden Modelle zur Anlagenplatzierung, die einer Rotor-out-Logik folgen, die Projektentwickler beziehen sich auf Flächen, die dem Rotor-innerhalb-Vorgehen folgen.

Flächenbedarf - Unterschiedliche Methodik

Neben diesen grundsätzlichen Einflussfaktoren auf die Flächenbedarfswerte ist zur Interpretation der Werte in den zitierten Studien insbesondere die jeweils angewendete Methodik relevant. Eine Platzierung auf großen zusammenhängenden Flächen erhöht unter Annahme einer Rotor-out-Logik den Flächenbedarf je Anlage rechnerisch. In dem Modell, das in der BWE-Studie verwendet wurde, wurden zunächst auf allen nicht vorab ausgeschlossenen Flächen Windenergieanlagen platziert und anschließend mit Risikofaktoren für die Realisierbarkeit belegt. Dadurch ergeben sich im Vergleich zur Realität eher höhere Flächenbedarfe, diese werden mit durchschnittlich 5,2 ha/MW angegeben. In der Studie des UBA wurden etwaige Flächenrestriktionen bereits vorab bei der Flächendefinition berücksichtigt und die Anlagen im Nachgang platziert, weshalb der durchschnittliche Flächenbedarfswert hier mit 2,8 ha/MW niedriger ist und somit tendenziell eher die praktische Vorgehensweise bei der Projektentwicklung widerspiegelt. Die Anlagenabstände wurden in der Analyse des UBA mit 5-fachem Rotordurchmesser in Haupt- und 3-fachem Rotordurchmesser in Nebenwindrichtung dabei eher konservativ angenommen. Werden die Anlagen enger gestellt, können noch niedrigere Werte erreicht werden, was die Angaben der Projektplaner zeigen, die im Mittel von einem Flächenbedarf von 1,8 ha/MW für Rotor-innerhalb-Flächen ausgehen.

In den drei Landkreisen wird das vom Planungsträger gewählte Vorgehen berücksichtigt und je nach Verfahren entsprechende Abschlagsfaktoren angewandt, um das erwartbare Leistungspotenzial nicht zu überschätzen.

Auf diese Weise wird eine Bandbreite des denkbaren Zubau-Potenzials für jeden der drei betrachteten Landkreise bestimmt. In Kapitel 3 wird ein generischer Windpark mit typischen regionalen Strukturen entwickelt, mit dessen Hilfe in Verbindung mit den erwartbaren Zubauzahlen Rückschlüsse im Hinblick auf regionalökonomische Effekten und kommunale Wertschöpfung möglich sind.

2.2 LANDKREIS EMSLAND

Das gültige Regionale Raumordnungsprogramm des Landkreises Emsland wurde im Jahr 2010 aufgestellt. Im Hinblick auf die Windenergie wurde eine Änderung des Teilabschnitts Energie im Jahr 2015 erwirkt, die am 15.02.2016 genehmigt wurde.

Zum Zeitpunkt der Studiererstellung befindet sich das Regionale Raumordnungsprogramm in einer Neuaufstellung. Zur Schaffung planerischer Sicherheiten soll ein Teilprogramm für Windenergie vorab aufgestellt werden, das derzeit im Entwurf vorliegt.

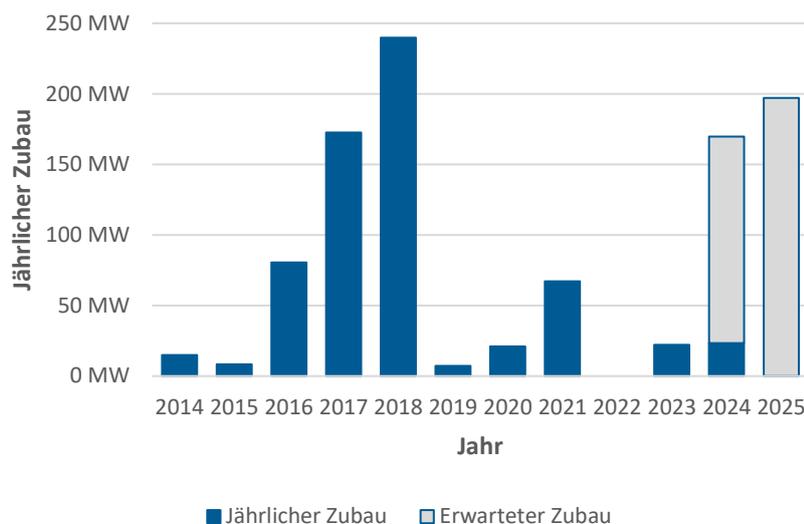
Die Festlegung der Windgebiete erfolgt durch die Festlegung von Vorranggebieten, welche damit der Windenergie als raumbedeutsamer Funktion gegenüber anderen Nutzungen Vorrang geben, sollten diese nicht mit der Windenergie vereinbar sein. Die Ausweisung erfolgt nach dem Rotor-In Prinzip.

2.2.1 STATUS DES WINDENERGIEAUSBAUS

Der Landkreis Emsland verfügt mit Stand vom 02.09.2024 über eine Windenergieleistung von 1.155 MW, weitere 344 MW wurden bereits genehmigt. Damit sind in dem Landkreis insgesamt 1.498 MW in Betrieb oder konkreter Umsetzung.

Die folgende Abbildung 2 stellt die Zubauentwicklung im Landkreis Emsland seit dem Jahr 2014 und die geplanten Inbetriebnahmen, welche im Marktstammdatenregister (MaStR) veröffentlicht wurden, dar.

Windenergieausbau in den betrachteten Landkreisen



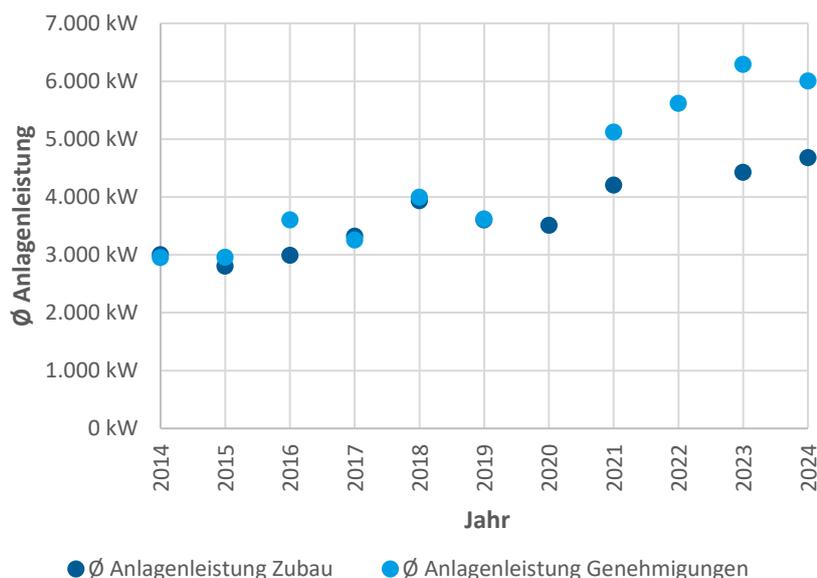
Datengrundlage: MaStR (Stand 02.09.2024) mit eigenen Erhebungen.

Abbildung 2:

Entwicklung der Windenergie im Landkreis Emsland

Insbesondere im Jahr 2018 konnte in der Vergangenheit ein starker Ausbau verzeichnet werden. Der erwartete Zubau für genehmigte Windenergieprojekte 2024 wird sich voraussichtlich verzögern, da die meisten Projekte, welche dieses Jahr in Betrieb genommen werden sollten, noch nicht fertiggestellt wurden. Damit könnte der Zubau im Jahr 2025 wachsen oder es könnten sich durch weitere Verzögerungen Inbetriebnahmen bis in das Jahr 2026 ziehen. Zudem werden stetig weitere Projekte ihre erwartete Inbetriebnahme angeben.

Die folgende Abbildung 3 stellt die durchschnittliche Anlagenleistung des jährlichen Zubaus und der erteilten Genehmigungen dar.



Datengrundlage: MaStR (Stand 02.09.2024) mit eigenen Erhebungen.

Abbildung 3:

Entwicklung der durchschnittlichen Anlagenleistung im Landkreis Emsland

Ab dem Jahr 2021 ist eine stärker ausgeprägte Diskrepanz zwischen genehmigter und zugebauter durchschnittlicher Anlagenleistung sichtbar, wobei im Jahr 2022 kein Zubau realisiert wurde. Für zukünftige Windenergieanlagen ab dem Jahr 2025 kann ein Sprung zu Anlagen mit bis zu 6.300 kW Leistung erwartet werden, die sich im Jahr 2023 in der Genehmigung befanden.

2.2.2 ZUBAU-POTENZIAL ANHAND DER GESETZLICHEN ZIELE

Das NWindG sieht für den Landkreis Emsland Teilflächenziele in folgende Höhe vor:

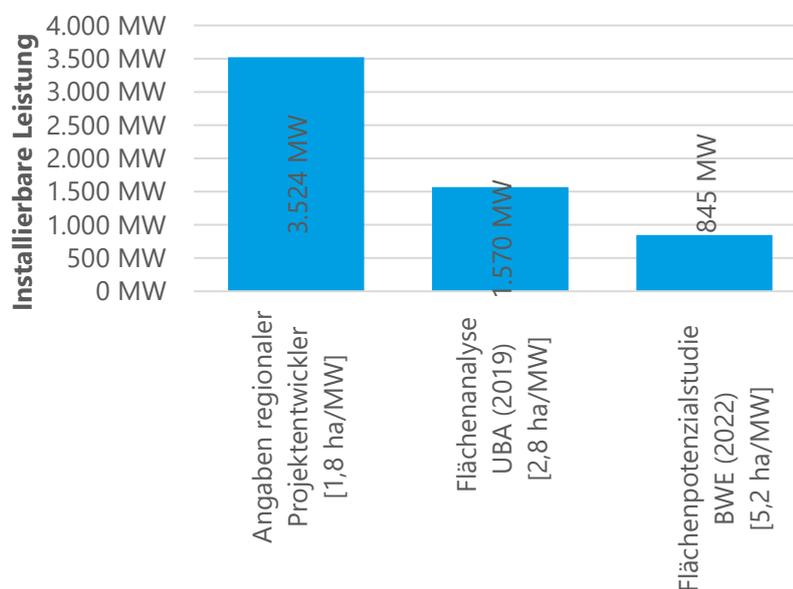
- 6.846 ha (2,38 %) bis 31.12.2027
- 8.860 ha (3,07 %) bis 31.12.2032

Im Teilprogramm Windenergie werden im Entwurf 9.426,69 ha ausgewiesen (Rotor-In-Flächen, Sonderbauflächen und in Betrieb befindliche WEA außerhalb jeglicher Windenergiegebiete), die dem Teilflächenziel angerechnet werden können. Geometrisch werden größere Flächen (12.860,5 ha) ausgewiesen, da 75 m Pufferflächen gemäß § 4 WindBG nicht auf das Flächenziel anrechenbar sind.

Aktuell sind 6.518 ha von 12.860,5 ha (kartografische Auswertung) mit Windenergie durch in Betrieb befindliche oder bereits genehmigte Anlagen belegt oder verplant und können nicht für neue Windenergieprojekte genutzt werden. Die übrigen **6.342 ha** stellen das Potenzial für weitere Windenergieprojekte in den nächsten Jahren dar

und dienen somit als Grundlage für die Berechnung der zu erwartenden Wertschöpfungseffekte.

Abbildung 4 verdeutlicht die Potenziale im Hinblick auf die installierbare Leistung nach unterschiedlichen Szenarien.



Eigene Darstellung.

Abbildung 4:

Szenarien für zusätzlich installierbare Windenergieleistung im Landkreis Emsland

Grundsätzlich gilt: Je mehr Fläche für ein Windenergieprojekt angenommen wird, desto geringer ist das Ausbaupotenzial. Im Rahmen der Studie rechnen befragte Projektentwickler mit einem Flächenbedarf von ca. 1,8 ha/MW. In diesem Szenario könnten im Landkreis auf den zur Verfügung stehenden Flächen weitere 3.524 MW realisiert werden. Bei einem ca. dreifachen Flächenbedarf mit 5,2 ha/MW kann rechnerisch nur ca. ein Viertel der Leistung mit 845 MW installiert werden.

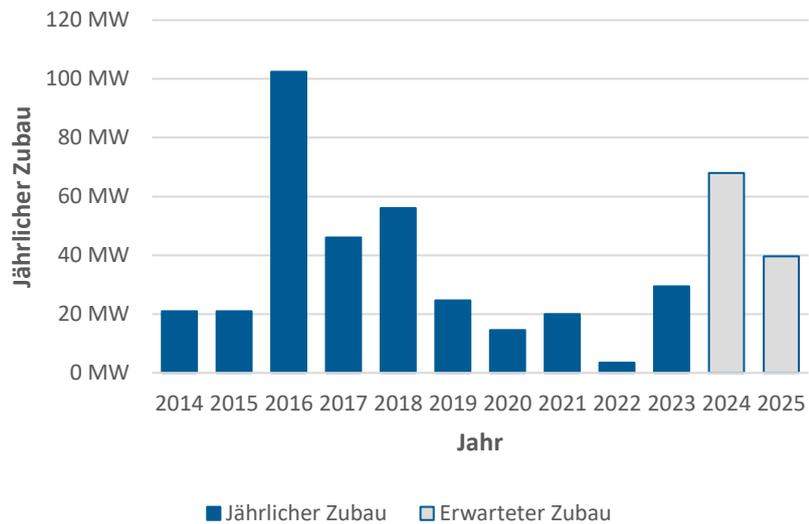
2.3 LANDKREIS OSNABRÜCK

Das Regionale Raumordnungsprogramm des Landkreis Osnabrück wurde im Jahr 2004 aufgestellt. Eine Fortschreibung im Teilbereich Energie erfolgte im Jahr 2013. Hierin wurde festgelegt, dass die Festlegung von Vorranggebieten die Wirkung von Eignungsgebieten haben. Das bewirkt den Ausschluss der Nutzung außerhalb der ausgewiesenen Gebiete und dass andere raumbedeutsame Belange in den ausgewiesenen Flächen ausgeschlossen sind, wenn sie nicht mit der Windenergie vereinbar sind.

Aktuell strebt der Landkreis Osnabrück eine Überarbeitung des RROP an. Der zweite Entwurf liegt bereits vor und eingegangene Stellungnahmen werden gesichtet und implementiert.

2.3.1 STATUS DES WINDENERGIEAUSBAUS

Im Landkreis Osnabrück wurden bisher insgesamt 520 MW Windenergie installiert. Weitere 108 MW wurden bereits genehmigt, sodass 628 MW Windenergieleistung dem Landkreis zugerechnet werden können. Die Zubauentwicklung seit dem Jahr 2014 ist in Abbildung 5 dargestellt.



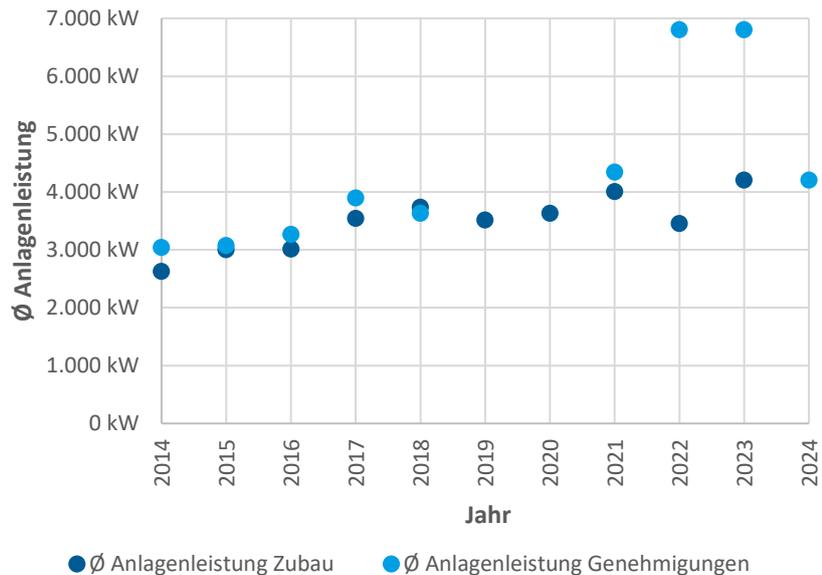
Datengrundlage: MaStR (Stand 02.09.2024) mit eigenen Erhebungen.

Abbildung 5:

Entwicklung der Windenergie im Landkreis Osnabrück

Insbesondere im Jahr 2016 kann ein starker Zubau verzeichnet werden. Danach wurde jährlich weniger Windenergie zugebaut, bis im Jahr 2022 der absolute Tiefstand im Hinblick auf den Windenergieausbau erreicht wurde.

In der folgenden Abbildung 6 ist die Entwicklung der durchschnittlichen Anlagenleistung im Zubau und den ausgegebenen Genehmigungen dargestellt.



Datengrundlage: MaStR (Stand 02.09.2024) mit eigenen Erhebungen.

Abbildung 6:

Entwicklung der durchschnittlichen Anlagenleistung im Landkreis Osnabrück

Insbesondere in den Jahren 2022 und 2023 wurden Windenergieanlagen mit einer verhältnismäßig höheren Anlagenleistung von 6.800 kW genehmigt. Im Jahr 2024 wurden sehr wenige genehmigte Anlagen gemeldet, die zumeist Repowering-Projekten zugeordnet werden müssen.

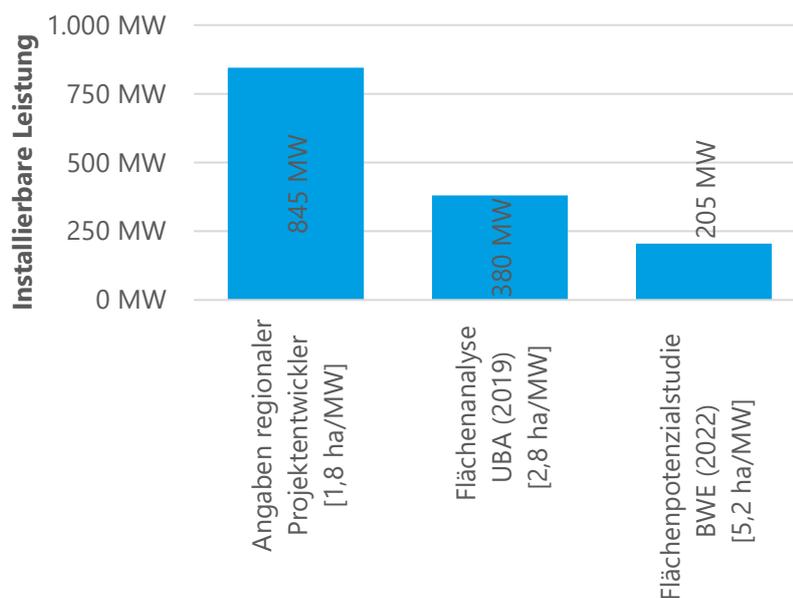
2.3.2 ZUBAU-POTENZIAL ANHAND DER GESETZLICHEN ZIELE

Das NWindG sieht für den Landkreis Osnabrück Teilflächenziele in folgender Höhe vor:

- 2.472 ha (1,17 %) bis 31.12.2027
- 3.199 ha (1,51 %) bis 31.12.2032

Insgesamt sind ca. 1.745 ha (0,82 % der Landkreisfläche) der Flächen für Windenergie ausgewiesen. Hiervon sind aktuell ca. 1.677 ha mit in Betrieb befindlichen oder genehmigten Windenergieanlagen belegt. Dies entspricht ca. 0,79 % des Planungsraums. Für die Erreichung des Teilflächenziels im Jahr 2032 müssen noch ca. **1.521 ha** für Windenergie ausgewiesen werden.

Abbildung 7 verdeutlicht die Potenziale im Hinblick auf die installierbare Leistung nach unterschiedlichen Szenarien.



Eigene Darstellung.

Abbildung 7:

Szenarien für zusätzlich installierbare Windenergieleistung im Landkreis Osnabrück

Entsprechend des ersten Szenarios mit 1,8 ha/MW könnten 845 MW im Landkreis Osnabrück realisiert werden. Bei einem erhöhten Flächenbedarf von 2,8 ha/MW würde die installierbare Leistung auf 380 MW reduziert.

2.4 LANDKREIS GRAFSCHAFT BENTHEIM

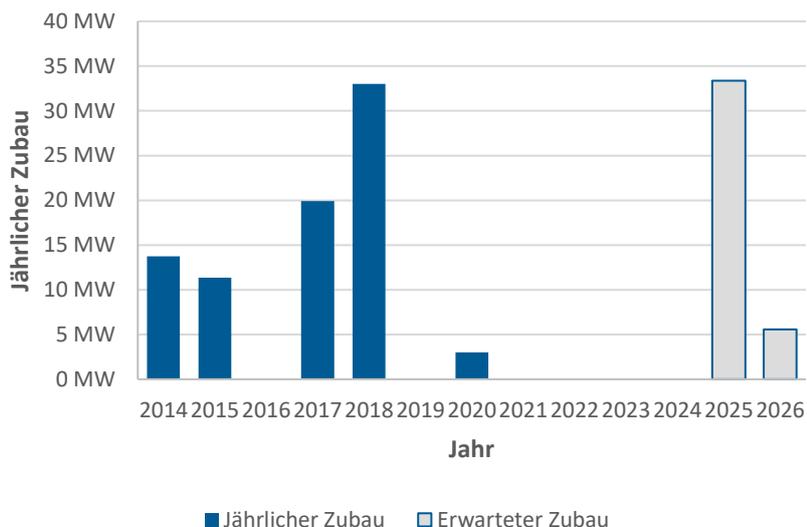
Im Landkreis Grafschaft Bentheim werden Windenergieflächen von den einzelnen Gemeinden als Sondergebiete in den einzelnen Flächennutzungsplänen ausgewiesen. Die Planungs- und Verfahrenshoheit liegt damit grundsätzlich bei den kreisangehörigen Kommunen. Sondergebiete und Vorranggebiete werden gemäß § 2 WindBG gleichbehandelt im Sinne der Anrechnung zur Erreichung der Teilflächenziele.

2.4.1 STATUS DES WINDENERGIEAUSBAUS

Im Landkreis Grafschaft Bentheim wurden insgesamt 194 MW Windenergieleistung in Betrieb genommen. Weitere 39 MW sind bereits für die Errichtung genehmigt, sodass 233 MW Windenergie dem Landkreis zugerechnet werden können.

Abbildung 8 stellt die Ausbautwicklung im Landkreis Grafschaft Bentheim dar.

Windenergieausbau in den betrachteten Landkreisen

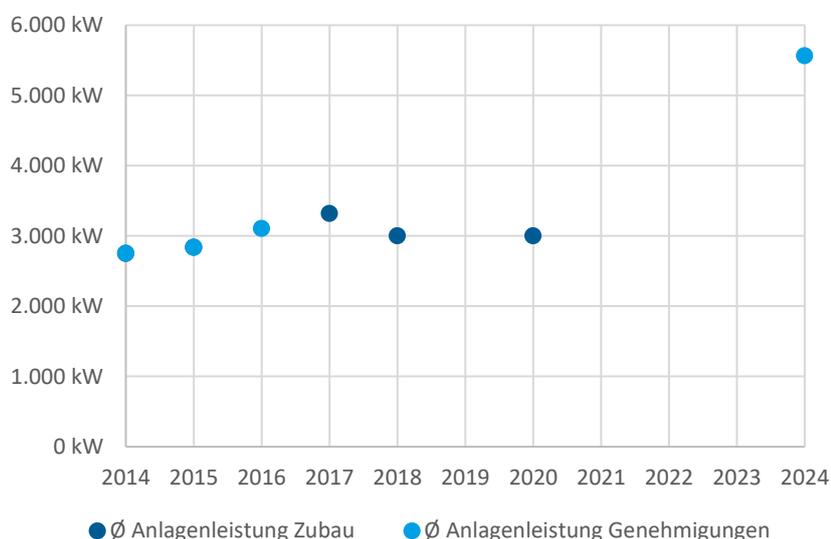


Datengrundlage: MaStR (Stand 02.09.2024) mit eigenen Erhebungen.

Abbildung 8:

Entwicklung der Windenergie im Landkreis Graftschaft Bentheim

In den kommenden Jahren sollen ähnlich hohe Zubauquoten wie im Jahr 2017 und 2018 erreicht werden. Da die zukünftigen Anlagen mehr Leistung haben werden, wie in Abbildung 9 ersichtlich ist, muss eine geringere Anzahl von Anlagen für den gleichen Leistungszubau in Betrieb genommen werden.



Datengrundlage: MaStR (Stand 02.09.2024) mit eigenen Erhebungen.

Abbildung 9:

Entwicklung der durchschnittlichen Anlagenleistung im Landkreis Graftschaft Bentheim

In der näheren Vergangenheit wurden keine Windenergieanlagen zugebaut und (Erst-)Genehmigungen für die Errichtung wurden im Jahr

2024 erteilt, nachdem in den letzten Jahren keine Genehmigungen ausgesprochen wurden.

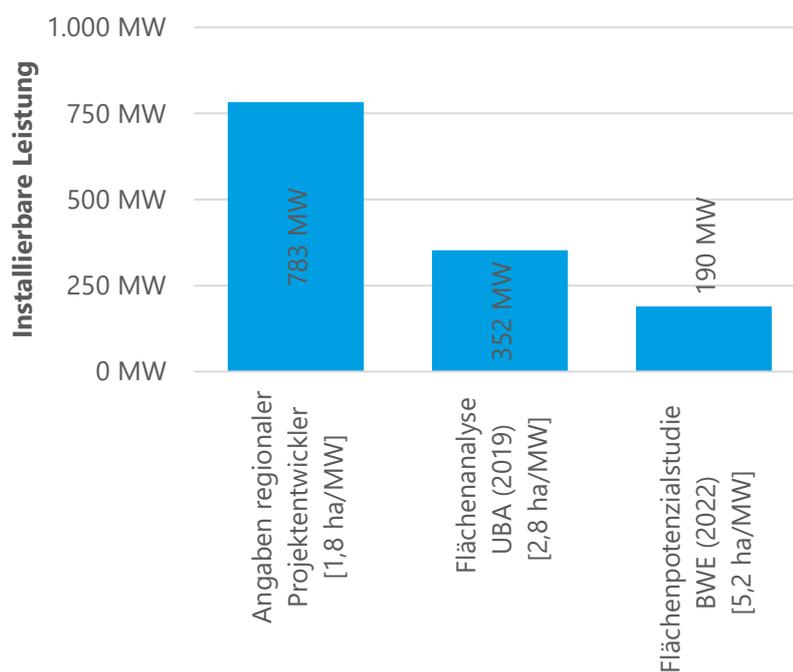
2.4.2 ZUBAU-POTENZIAL ANHAND DER GESETZLICHEN ZIELE

Das NWindG sieht für den Landkreis Graftschaft Bentheim Teilflächenziele in folgender Höhe vor:

- 972 ha (0,99%) bis 31.12.2027
- 1.258 ha (1,28%) bis 31.12.2032

Aktuell sind nach Angaben des Landkreises ca. 810 ha Windenergiegebiete ausgewiesen. Darüber hinaus sollen für geplante Windenergieprojekte weitere **1.409 ha** als Sondergebiete bis zum Jahr 2027 ausgewiesen werden, sodass insgesamt 2.219 ha für die Nutzung von Windenergie beplant sind. Das Teilflächenziel von 1.258 ha wird damit in kurzer Zeit übertroffen.

Abbildung 10 stellt heraus, dass bei einer im Verhältnis engen Bebauung deutlich mehr Windenergieleistung im Landkreis installiert werden kann.



Eigene Darstellung.

Abbildung 10:

Szenarien für zusätzlich installierbare Windenergieleistung im Landkreis Graftschaft Bentheim

Mit 783 MW bietet das Szenario, welches auf den Ergebnissen der Studienzumfrage der Windenergieentwickler basiert, das höchste Potenzial.

2.5 ÜBERSICHT DER RELEVANTEN PARAMETER

In der folgenden Tabelle 1 sind alle relevanten Parameter, die für die Abschätzung der wirtschaftlichen Effekte in den folgenden Kapiteln relevant sind, übersichtlich dargestellt.

Tabelle 1: Relevante Parameter der betrachteten Landkreise zur Abschätzung der wirtschaftlichen Effekte

	Landkreis Emsland	Landkreis Osnabrück	Landkreis Grafschaft Bentheim
Installierte und genehmigte Windenergieleistung	1.498 MW	628 MW	233 MW
Gesamtfläche	288.140 ha	212.157 ha	98.075 ha
Teilflächenziel bis 2032 (Rotor-out)	8.860 ha (3,07 %)	3.199 ha (1,51 %)	1.258 ha (1,28 %)
Angestrebte Flächenausweisung	9.426,69 ha (3,27 %)	3.199 ha (1,51 %)	2.219 ha (2,26 %)
Zur Ergebnisermittlung berücksichtigte Windenergieflächen (Rotor-in)	6.342 ha	1.521 ha	1.409 ha
Zur Ergebnisermittlung berücksichtigte Windenergieflächen (Rotor-out)	4.395 ha	1.065 ha	986 ha

Als „Erreichung der Teilflächenziele“ wird in den folgenden Kapiteln die Erreichung der angestrebten Flächenausweisung angesehen, die im Fall der Landkreise Emsland und Grafschaft Bentheim die gesetzlichen Ziele übertreffen. Da die Ausweisung bereits fester Bestandteil von raumordnerischen Entwurfsplanungen ist, werden für diese Fälle die tatsächlichen angestrebten (landkreiseigenen) Flächenausweisungen und nicht die gesetzlichen Ziele als Berechnungsgrundlage genutzt.

3 ENTWICKLUNG EINES GENERISCHEN WINDPARKPROJEKTS ZUR ABLEITUNG DER POTENZIALE

In diesem Abschnitt wird ein generischer Windpark für die Landkreise Emsland, Osnabrück und Grafschaft Bentheim entwickelt. Vorab wird ein kurzer Überblick über die Vorgehensweise gegeben.

3.1 VORGEHENSWEISE

Grundlage für die Entwicklung eines generischen Windparks sind die in Kapitel 2 dargestellten aktuellen Windparkplanungen sowie die Ergebnisse aus einer Befragung einer Auswahl von Windparkentwicklern zu den regional geplanten Windparkprojekten. Auf Basis der Befragung konnten Informationen zu 41 in der Entwicklung befindlichen Windparks in den betrachteten Landkreisen erarbeitet werden, für die die rückmeldenden Projektentwickler derzeit die Flächenakquise betreiben oder Flächen bereits gesichert und die detaillierte Planung gestartet haben. Aktuelle und mögliche zukünftige (Teil-)Repoweringprojekte, welche alte Windenergieanlagen ersetzen werden, wurden nicht in die Auswertung einbezogen, da diese sich bei geografischen Auswertungen mit bestehenden Anlagen überlagern und keinen Projekten in freier Planung entsprechen. Zur Ableitung regionalökonomischer Effekte und kommunaler Wertschöpfung sollen Windparkprojekte mit einer Planung unabhängig von Bestandsanlagen betrachtet werden. In Realität würden Effekte aus Repowering also zusätzlich zu den hier erarbeiteten Ergebnissen entstehen.

Der generische Windpark wird mit der Technologie und den Eigenschaften versehen, die im Rahmen der Befragung lokaler Projektentwickler besonders häufig genannt wurden. Er stellt also ein typisches Projekt für die Region dar. Die Abschätzung potenzieller regionalökonomischer Effekte und kommunaler Wertschöpfung erfolgt auf Basis dieses typischen Windparks und bildet die Möglichkeiten ab, die sich ergeben würden, wenn alle zukünftigen Windparks derartige Strukturen hätten. In Realität können sich Abweichungen von der technischen Ausgestaltung des generischen Windparks sowie seiner regionalen Anteile ergeben, was zu Änderungen in den Potenzialen führt. Ziel ist es weniger, absolute durchschnittliche Potenziale konkret abzuschätzen, sondern vielmehr auf anschauliche Weise Möglichkeiten aufzuzeigen, die sich in Ableitung bereits heute vorhandener lokaler Strukturen für die betrachteten Regionen ergeben können.

3.2 TECHNISCHE AUSGESTALTUNG

Der generische Windpark soll einen typischen Windpark, wie er in den kommenden Jahren in den Landkreisen installiert und realisiert werden könnte, darstellen. Basierend auf den Angaben der Projektentwickler zu ihren aktuellen Planungen wird im Folgenden ein solcher generischer Windpark definiert.

Technische Parameter

In Tabelle 2 werden die technischen Parameter des generischen Windparks dargestellt.

Tabelle 2:

Technische Parameter des generischen Windparks

Parameter	Technische Annahmen
Nennleistung der Windenergieanlage	7 MW
Anzahl Windenergieanlagen	6
Nennleistung des generischen Windparks	42M

Der generische Windpark mit sechs installierten Anlagen verfügt über eine Gesamtleistung von 42 MW. Die Nennleistung und Anzahl der Windenergieanlagen begründen sich auf Auswertungen der Erhebungen im Rahmen dieser Studie. Es wurden hierfür Mittelwerte über die Angaben geplanter Windenergieprojekte in allen Landkreisen gebildet.

Die folgende Tabelle 3 stellt die erwartbaren Jahresenergieerträge des generischen Windparks dar. Diese weichen aufgrund unterschiedlicher Standortgüten voneinander ab.

Tabelle 3:

Jahresenergieerträge des generischen Windparks

Parameter	Annahmen LK Emsland	Annahmen LK Osnabrück	Annahmen LK Grafschaft Bentheim
Standortgüte	81 %	69%	80%
Jahresenergieertrag	125.315 MWh bei 2.983 Volllaststunden	106.274 MWh bei 2.530 Volllaststunden	123.216 MWh bei 2.934 Volllaststunden

Für die Annahme des Jahresenergieertrags wurden die jeweiligen Landkreise im Hinblick auf ihre durchschnittliche Standortgüte untersucht und mit einem beispielhaften Referenzertrag einer 7,2 MW-WEA mit 25.670 MWh in Relation gesetzt. Die Ermittlung der Vergütung wird in den folgenden Abschnitten für den jeweiligen Landkreis erläutert, da unterschiedliche durchschnittliche Standortgüten im Rahmen einer Auswertung der vorhandenen Daten im MaStR identifiziert werden konnten, welche Einfluss auf den

Korrekturfaktor und anzulegenden Wert gemäß § 36 des EEG für die Berechnung der Erlöse haben. Von zusätzlichen Mehreinnahmen durch Marktpreise über dem anzulegenden Wert wird nicht ausgegangen. Weiterhin wird angenommen, dass die finanzielle Beteiligung nach § 6 EEG vom Netzbetreiber erstattet wird.

3.3 KOSTENANNAHMEN

Erwartete Kosten des generischen Windparks

Auf Basis der Kosten eines Windenergieprojektes in Verbindung mit der Kenntnis darüber, welche Projektbereiche durch regional ansässige Auftragnehmer übernommen werden, kann eine Abschätzung der wirtschaftlichen Effekte auf die Region vorgenommen werden. Es kann mit Hilfe der grundlegenden Kostenannahmen zudem eine Cash-Flow-Betrachtung entwickelt werden, auf Basis deren zeitliche Verläufe und gewinnabhängige regional wirkende Parameter, wie bspw. Gewerbesteuern ermittelt werden können. Als Ausgangsbasis für die Ermittlung von wirtschaftlichen Effekten sind somit durchschnittlich anzunehmende Kostendaten unerlässlich. Es werden hierfür durchschnittliche Kosten auf Basis der Kostenanalyse der Windenergie an Land [Deutsche WindGuard 2023] zugrunde gelegt.

Die auf dieser Basis für den generischen Windpark angesetzten Annahmen für die Realisierungsphase sind in Tabelle 4 dargestellt.

Tabelle 4: Erwartete Kosten des generischen Windparks in der Planungs- und Realisierungsphase

Parameter	Annahme (je Windpark)	Annahme (je kW)
Hauptinvestitionskosten	47,46 Mio. €	1.130 €/kW
Planungskosten	8,4 Mio. €	202 €/kW
Sonstige Investitionsnebenkosten	3,9 Mio. €	94 €/kW
Netzanbindung	3,9 Mio. €	92 €/kW
Infrastruktur	3,4 Mio. €	83 €/kW
Fundament	2,6 Mio. €	62 €/kW
Genehmigungsgebühr	0,55 Mio. €	13 €/kW
Ersatzzahlungen	0,55 Mio. €	13 €/kW
Inflationsrate	2%	
Finanzierung		
Anteil Eigenkapital	20%	
Anteil Fremdkapital	80%	
Fremdkapitalverzinsung	5% p.a.	
Tilgung	2 Jahre tilgungsfrei, 15 Jahre Laufzeit	

Hierbei sind folgende Grundannahmen zu beachten:

- Die Hauptinvestitionskosten beinhalten die Kosten für die Windenergieanlage selbst (Preis der Windenergieanlage), die Installationskosten sowie Transport- und Logistikkosten.
- Die Investitionsnebenkosten umfassen alle Kosten, die neben den Hauptinvestitionskosten für die Umsetzung des

Windenergieprojektes anfallen. Dies sind bspw. Kosten für das Fundament, die Infrastruktur, Planungskosten und die Ersatzgelder.

- Das mit einem Anteil von 80% der Gesamtinvestitionskosten angenommene Fremdkapital wird mit 5% jährlich verzinst, wobei eine Laufzeit von 15 Jahren mit zwei tilgungsfreien Jahren am Anfang angenommen wird.

Auch für die in der Betriebsphase anfallenden Kosten müssen entsprechende Annahmen getroffen werden. Diese basieren ebenfalls auf aktuellen Analysen zur Kostensituation der Windenergie an Land [Deutsche WindGuard 2023] sowie ergänzenden Spezifizierungen hinsichtlich der Genehmigungsgebühren (siehe Kapitel 1.2.1). Die Annahmen, die für die erste und zweite Betriebsdekade differenziert werden, sind in Tabelle 5 dargestellt.

Tabelle 5: Erwartete Kosten des generischen Windparks in der Betriebsphase

Kostenkategorie	Jährliche Kosten 1.Dekade	Spezifische Kosten 1.Dekade	Jährliche Kosten 2.Dekade	Spezifische Kosten 2.Dekade
Pacht	630,0 T€	15 €/kW	672,0 T€	16 €/kW
Beteiligung Kommune § 4 NWindPVBetG	238,1 T€	6 €/kW	238,1 T€	6 €/kW
Beteiligung Bürger § 6 NWindPVBetG	119,1 T€	2,8 €/kW	119,1 T€	2,8 €/kW
Gewerbsteuer	Ermittlung je Landkreis			
Sonstige Kosten	252,0 T€	6 €/kW	252,0 T€	6 €/kW
Direktvermarktung	168,0 T€	4 €/kW	168,0 T€	4 €/kW
Wartung und Instandhaltung	504,0 T€	12 €/kW	714,0 T€	17 €/kW
Versicherung	42,0 T€	1 €/kW	42,0 T€	1 €/kW
Betriebs- und Geschäftsführung	210,0 T€	5 €/kW	210,0 T€	5 €/kW
Rücklage für den Rückbau	84,0 T€	2 €/kW	126,0 T€	3 €/kW

Hierbei sind folgende Grundannahmen zu beachten:

- Die Beteiligung der Kommune über § 4 NWindPVBetG erfolgt bei allen zukünftigen Windparks.
- Die Beteiligung der Bürger wird mindestens in einer Höhe von 0,1 ct/kWh vorgenommen, nähere Erläuterungen zu weiteren Optionen finden sich in Kapitel 7.
- Die Höhe der Gewerbesteuer ist abhängig von der Höhe der Gewinne der Windparks und des gemeindespezifischen Hebesatzes. Es werden die spezifischen Hebesätze der

Gemeinden in den jeweiligen Landkreisen betrachtet und gemittelt, um als Annahme in das Cash Flow-Modell eingehen zu können.

- Für alle Landkreise wird angenommen, dass die Betreibergesellschaft im jeweiligen Landkreis ansässig ist. Somit können 100 % der Gewerbesteuer der kommunalen Wertschöpfung zugerechnet werden.

Typische Akteursstrukturen

Die Akteursstrukturen beeinflussen die Höhe der regionalökonomischen Effekte und kommunalen Wertschöpfung, indem etwa Dienstleistungen an Unternehmen vergeben werden, die in der Region ansässig sind. Im Folgenden werden die für die Landkreise Emsland, Osnabrück und Grafschaft Bentheim typischen Akteursstrukturen untersucht.

3.4 TYPISCHE REGIONALE ANTEILE

Regionalökonomische Effekte

Der zu erwartende Umfang regionaler Auftragsvergaben im Zuge der Umsetzung von Windenergieprojekten in den betrachteten Landkreisen stellt einen entscheidenden Parameter für die Berechnung wirtschaftlicher Effekte für die betrachteten Landkreise dar. Dessen Ermittlung erfolgte über die Befragung ausgewählter ansässiger Projektentwickler. Projektspezifisch kann der Einbindungsgrad regionaler Unternehmen in Realität naturgemäß von den ermittelten Tendenzen abweichen, jedoch ergibt sich aus den Rückmeldungen ein Bild darüber, welche Dienstleistungen oftmals für geplante Windparks regional vergeben werden können. Die Befragungsteilnehmer haben über die geplante regionale Vergabe von Dienstleistungen an im Landkreis ansässige Unternehmen Rückmeldungen gemäß der folgenden Tabelle 6 gegeben.

Tabelle 6: Geplante Vergaben an regionale Unternehmen in den Landkreisen Emsland, Osnabrück und Grafschaft Bentheim

Phase	Aufgabe	Regionale Vergabe LK Emsland	Regionale Vergabe LK Osnabrück	Regionale Vergabe LK Grafschaft Bentheim
Planungs- und Realisierungsphase	Projektplanung/-entwicklung	ja	ja	ja
	Naturschutzfachliche Gutachten	ja	ja	ja
	Technische Gutachten	ja	-	ja
	Wegebau (Infrastruktur)	ja	ja	ja
	Tiefbau (Fundament)	ja	ja	ja
	Kabelverlegung (Netzanbindung)	ja	-	ja

Phase	Aufgabe	Regionale Vergabe LK Emsland	Regionale Vergabe LK Osnabrück	Regionale Vergabe LK Grafschaft Bentheim
Betriebsphase	Technische Betriebsführung	ja	ja	ja
	Kaufmännische Betriebsführung	ja	ja	ja
	Wartung	ja	-	ja
	Versicherung/Versicherungsmakler	ja	ja	ja
	Steuerberatung	ja	ja	ja
	Direktvermarktung	-	-	-
	Umweltmonitoring	ja	ja	ja

Die befragten Projekteentwickler sehen für die in den drei betrachteten Landkreisen geplanten zukünftigen Windparks eine hohe Beteiligung regionaler Unternehmen in allen Bereichen der Projektphasen, wobei im Landkreis Osnabrück wenige Dienstleistungen eher nicht regional vergeben werden sollen. In allen Landkreisen wird die Direktvermarktung eher an überregionale Anbieter vergeben.

Die Eigentümerverhältnisse der zu pachtenden Flächen werden von Windparkentwicklern entsprechend der folgenden Tabelle 7 eingeschätzt:

Tabelle 7:

Erwartete Eigentumsverhältnisse von Pachtflächen

Art der Fläche	Anteil
Private Flächen	90 %
Kommunale Flächen	5 %
Sonstige Flächen	5 %

Der Großteil der Pachtflächen wird sich voraussichtlich in Privatbesitz befinden und nur wenige Flächen müssen von der Kommune, dem Bundesland, der Kirche oder sonstigen Eigentümern gepachtet werden. Innerhalb dieser Untersuchung wird davon ausgegangen, dass Pachten für private Flächen ausschließlich an vor Ort ansässige Privatpersonen gezahlt werden.

Finanzierungskonzept

Grundsätzlich liegt ein im Bereich der Windenergie an Land üblicher Fremdkapitalanteil bei etwa 80 % (siehe Kapitel 3.3). Regionalökonomische Effekte können hier bei Beteiligung regionaler Banken generiert werden. Die im Rahmen der Studie befragten Projektentwickler gaben an, dass im Mittel ca. 10 % der zu finanzierenden Summe über regionale Banken abgewickelt werden,

sodass hierfür entstehende Zinszahlungen an diese Banken zurückfließen.

Für den Bereich des Eigenkapitals in Höhe von etwa 20% wird im Rahmen der Berechnung der wirtschaftlichen Effekte in den Kapiteln 4 bis 6 angenommen, dass dieses aus eigenen Mitteln der Projektentwicklern (ohne Bürgerbeteiligung) besteht. Diese Annahme dient der Übersichtlichkeit und Vergleichbarkeit der hier zu erarbeitenden Szenarien, da in Realität eine Vielzahl von Konzepten zur Bürgerbeteiligung existiert und aus diesem Grund gesondert zu betrachten ist. Da gemäß NWindPVBetG eine Bürgerbeteiligung in Niedersachsen vorgeschrieben und somit in den Grundannahmen zu berücksichtigen ist, wird hierbei der Mindestumfang für eine solche Beteiligung in Höhe von einer Auszahlung in Höhe von 0,1 ct/kWh angenommen. Auf die weiteren Optionen der Bürgerbeteiligung – gemäß NWindPVBetG sowie darüber hinaus – wird gesondert Kapitel 7 eingegangen. Hierdurch wird berücksichtigt, dass die befragten lokalen Projektentwickler sowohl die Möglichkeit der Direktzahlungen an Anwohner als auch unterschiedliche Ausgestaltungen der Bürgerbeteiligung nutzen.

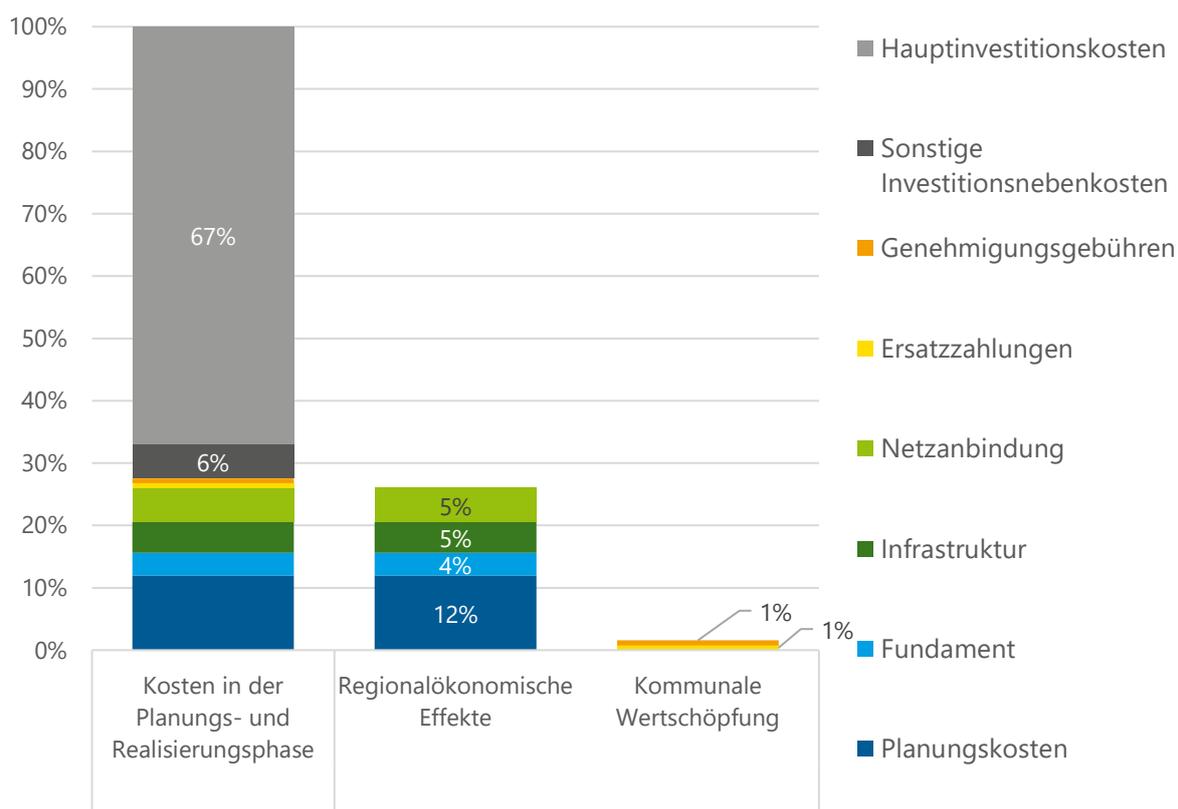
Im Folgenden wird der generische Windpark zur Ermittlung zu erwartender regionalökonomischer Effekte und kommunaler Wertschöpfung in den Landkreisen Emsland, Osnabrück und Grafschaft Bentheim genutzt. Grundsätzlich werden, wie oben erläutert, für die folgenden Betrachtungen durchschnittliche Kosten auf Basis einer Kostenanalyse der Windenergie an Land [Deutsche WindGuard 2023] zugrunde gelegt, sofern nicht explizit anders angegeben. Projektspezifisch können die Kosten in der Realität erheblich von den ausgewiesenen mittleren Kosten abweichen.

4 LANDKREIS EMSLAND – ABSCHÄTZUNG DER WIRTSCHAFTLICHEN EFFEKTE

Im Folgenden wird der generische Windpark mit den ermittelten regionalen Ausprägungen hinsichtlich zu erwartender wirtschaftlicher Effekte in Verbindung gebracht. Darauf aufbauend werden die regionalökonomischen Effekte und die kommunale Wertschöpfung des zukünftigen Windenergieausbaus im Landkreis Emsland abgeschätzt, indem auf Basis der in Abschnitt 2.2.2 identifizierten Ausbaupotenziale eine entsprechende Hochrechnung der Effekte erfolgt.

4.1 REGIONALE ANTEILE IM LANDKREIS EMSLAND

Für die Planungs- und Realisierungsphase werden für den generischen Windpark im Landkreis Emsland die erwartbaren regionale Anteile in der folgenden Abbildung 11 dargestellt.



Eigene Darstellung.

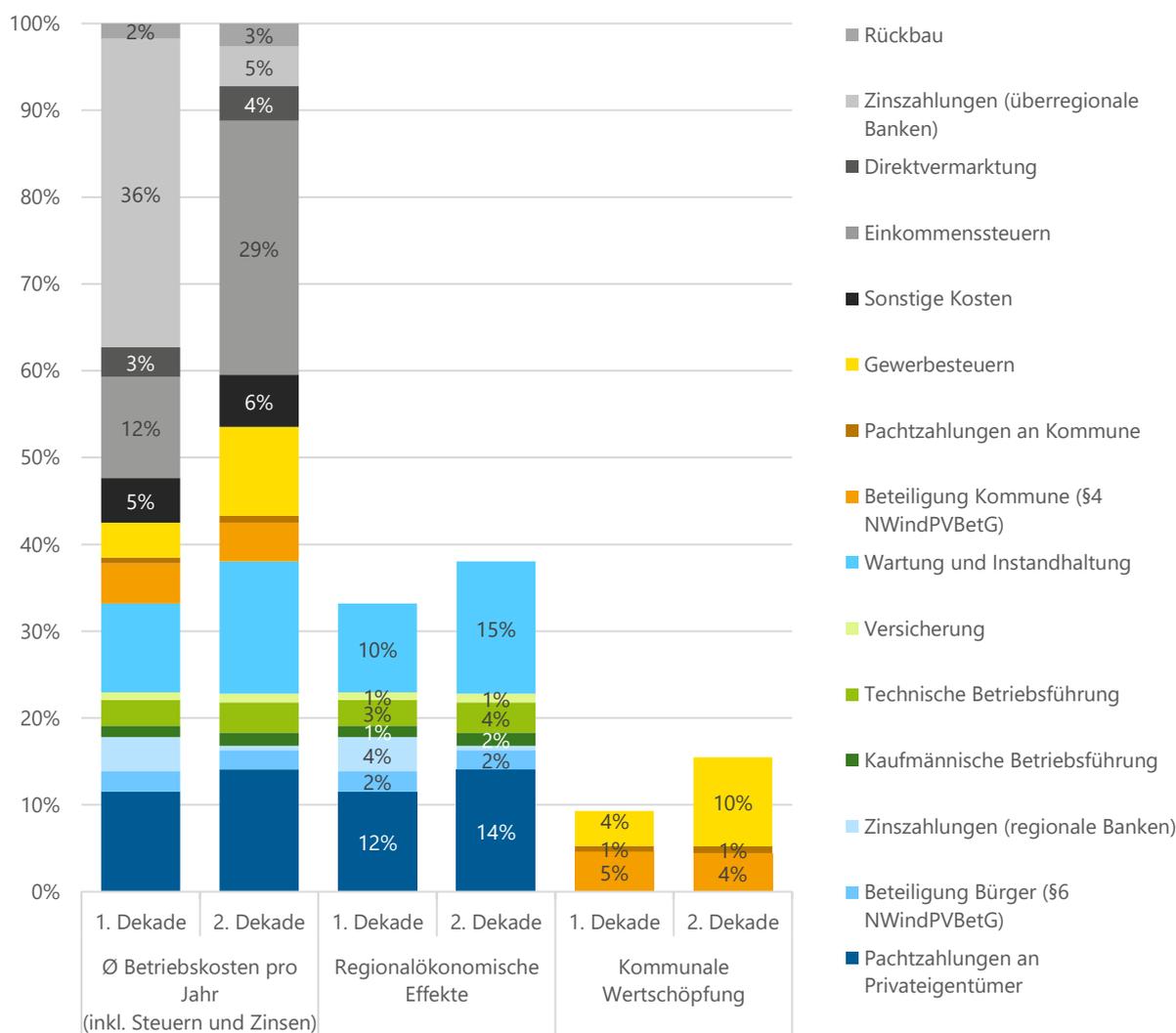
Abbildung 11:

Verhältnis der Haupt- und Nebeninvestitionskosten eines generischen Windparks im Landkreis Emsland

Regionalökonomische Effekte werden im Landkreis Emsland, wie in Kapitel 3 gezeigt, in den Bereichen Planung, Fundamentbau,

Infrastruktur und Netzanbindung erwartet, was insgesamt rund 26 % der Gesamtinvestitionskosten entspricht. Kommunale Wertschöpfung wird durch die Genehmigungsgebühren und Ersatzzahlungen generiert, was zusammen rund 2 % der Gesamtinvestitionskosten ausmacht.

Analog werden in Abbildung 12 für die Betriebsphase die für den generischen Windpark im Landkreis Emsland erwartbaren regionalen Anteile dargestellt. Hierbei wird hinsichtlich der Kostenannahmen zwischen der 1. und 2. Betriebsdekade unterschieden, um die Annahmen aus Kapitel 3.3 abzubilden.



Eigene Darstellung.

Abbildung 12:

Verhältnis der Kosten in der Betriebsphase eines generischen Windparks im Landkreis Emsland

Auch hier wurden grundlegend die Kostenannahmen aus Kapitel 3.3 genutzt. Bei der Ermittlung der für einen generischen Windpark im Landkreis Emsland anzunehmenden Gewerbesteuer wurden zudem die regionalen Hebesätze berücksichtigt. Die Hebesätze der Gemeinden im

Landkreis Emsland liegen zwischen 320% und 395% [IVB Neue Medien GmbH o. J.-a]. Daraus abgeleitet wurde für den Landkreis Emsland mit einem mittleren Hebesatz in Höhe von 350% gerechnet.

Zur Kalkulation von Zahlungen an beteiligte Bürger sowie Pachtzahlungen und weiterer ertragsabhängiger Elemente der Betriebskosten wurden die lokal zu erwartenden durchschnittlichen Energieerträge genutzt (siehe Kapitel 3.2). Das bedeutet, die zugrunde gelegte Standortgüte liegt bei 81%, was bei einem Zuschlagswert von 7,35 ct/kWh in Verbindung mit dem Korrekturfaktor von 1,15 zu einem anzulegenden Wert von 8,45 ct/kWh führt, der zur Erlöskalkulation genutzt wurde. Von zusätzlichen Mehreinnahmen durch Marktpreise oberhalb des anzulegenden Werts wird nicht ausgegangen.

Wartungen und Instandhaltungsarbeiten werden i.d.R. beim Anlagenhersteller im Rahmen von langläufigen Werksverträgen eingekauft. Im Landkreis Emsland kann bei vielen geplanten Windenergieprojekten auf Servicestandorte der Hersteller in der Region zurückgegriffen werden, sodass diese Posten hier regionalökonomischen Effekten zugeordnet werden können.

Im Ergebnis werden für die Betriebszeit eines generischen Projektes im Landkreis Emsland regionalökonomische Effekte durch die Kostenkomponenten Bürgerbeteiligung, Pachten, Zinszahlungen an regionale Banken, Betriebsführung, Versicherungskosten und Wartungs- und Instandhaltungstätigkeiten erwartet. Diese Posten entsprechen gemeinsam rund 33 % der Gesamtbetriebskosten in der 1. Dekade und 38 % in der 2. Dekade. Kommunale Wertschöpfung wird im Betriebszeitraum durch die Beteiligung der Kommune nach §4 NWindPVBetG, Pachten für Gemeindeflächen und Gewerbesteuern generiert, was zusammen rund 10 % (1. Dekade) bzw. 15 % (2. Dekade) der Gesamtbetriebskosten ausmacht. Neben den über die Betriebszeit hinweg in der Region verorteten Ausgaben verbleiben auch die erwirtschafteten Eigenkapital-Renditen in der Region, da im generischen Windpark der Projektentwickler vor Ort ansässig ist.

4.2 WIRTSCHAFTLICHE EFFEKTE DES WEITEREN WINDENERGIEAUSBAUS

Im Folgenden werden die ermittelten regionalen Gesamtanteile an den Investitions- und Betriebskosten genutzt, um in Verbindung mit den Flächenzielen im Landkreis Emsland zu erwartende wirtschaftliche Effekte zu ermitteln.

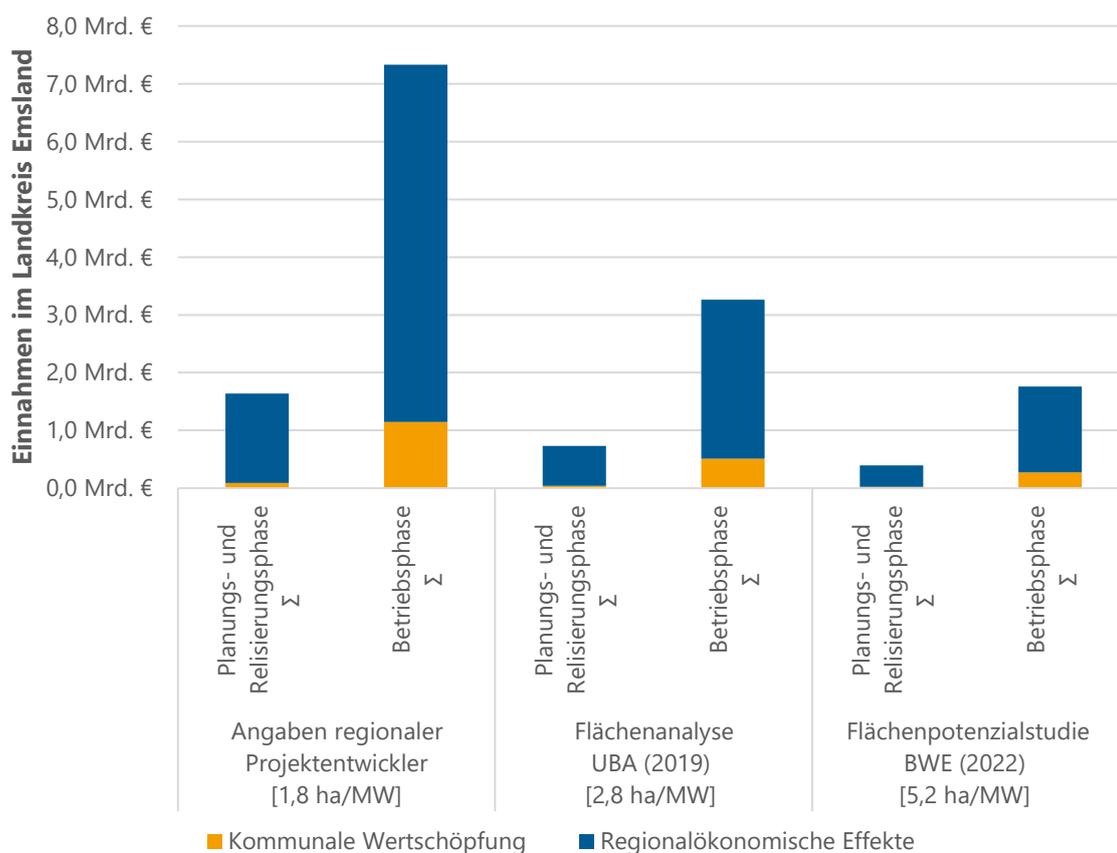
Bei der Interpretation der im Folgenden dargestellten Ergebnisse ist stets zu beachten, dass Kostenstrukturen in der Realität stark

projektabhängig sind und sich im Zeitverlauf verändern können. Preisentwicklungen der Zukunft und Einflüsse von außen wurden nicht berücksichtigt. Die hier wiedergegebenen Ergebnisse können sich durch Veränderungen der Kosten- oder Erlössituation oder durch projektspezifische Abweichungen vom angenommenen generischen Windpark und von den hier dargestellten Ergebnissen unterscheiden.

Als Ziel-Ausbaupfad für den Landkreis Emsland wird die durch den Landkreis geplante Flächenausweisung von 3,27 % des Planungsraumes (9.427 ha) genutzt, die über das gemäß NWindG geltende Teilflächenziel von 3,07% des Planungsraumes hinaus geht. Damit gehen 6.342 ha als zusätzliche Flächen für die Windenergie, die ausgewiesen werden sollen, in die Berechnungen ein.

In Kapitel 2 wurde abgeleitet, mit welcher installierten Leistung aus Windenergie auf diesen zusätzlichen Flächen je nach Annahme für den Flächenbedarf pro Megawatt Windleistung gerechnet werden kann. Dieses liegt zwischen 850 MW bei Annahme eines Flächenbedarfs von 5,2 MW/ha (Flächenpotenzialstudie des BWE) und 3.520 MW bei Zugrundelegung eines Flächenbedarfs von 1,8 MW/ha (Angabe regionaler Entwickler). Diese Leistungspotenziale werden genutzt, um die erwartbaren wirtschaftlichen Effekte für den Landkreis Emsland hochzurechnen. Hierbei werden Effekte über die gesamte Betriebsdauer hinweg berücksichtigt.

Abbildung 13 stellt entsprechend die möglichen regionalökonomischen Effekte und kommunale Wertschöpfung im Rahmen der Zielerreichung der nach NWindG und im Landkreis Emsland darüber hinaus auszuweisenden Flächen dar, die sich für unterschiedliche Szenarien hinsichtlich des leistungsspezifischen Flächenbedarfs unter Zugrundelegung der gewählten generischen Windparkstrukturen ergeben.



Eigene Darstellung.

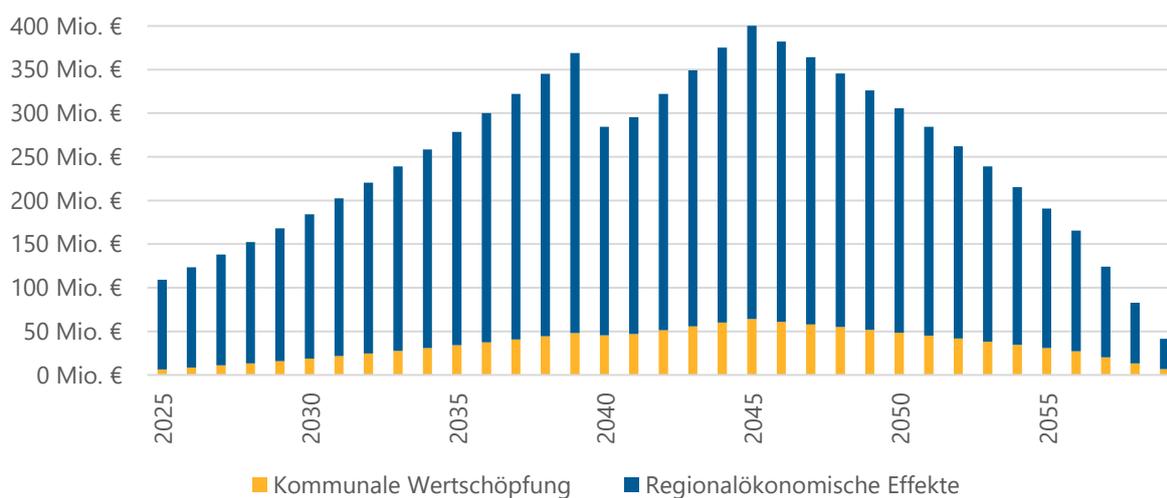
Abbildung 13:

Wirtschaftliche Effekte bei Erfüllung des Teilflächenziels und zusätzlichem Windenergieausbau im Landkreis Emsland

Bei einem Flächenbedarf von 1,8 ha/MW würden während der Realisierungsphase regionalwirtschaftliche Effekte von rund 1,55 Mrd. € und kommunale Wertschöpfung in Höhe von 0,1 Mrd. € entstehen. Während der Betriebsphase wären 6,2 Mrd. € an regionalwirtschaftlichen Effekten zu erwarten sowie rund 1,15 Mrd. € an kommunaler Wertschöpfung. Die gesamten wirtschaftlichen Effekte liegen in diesem Szenario bei rund 9 Mrd. €. Bei einem Flächenbedarf von 2,8 ha/MW ergibt sich ein wirtschaftliches Gesamtpotenzial von rund 4 Mrd. € und bei einem Flächenbedarf von 5,2 ha/MW ein Potenzial von rund 2,1 Mrd. €.

Der zeitliche Verlauf der kommunalen Wertschöpfung ist in der folgenden Abbildung 14 dargestellt, wobei angenommen wurde, dass der Ausbau gleichmäßig über alle Jahre bis zum Jahr 2040 erfolgt und die Windparks 20 Jahre betrieben werden. Vereinfachend wird davon ausgegangen, dass der Betrieb der Anlagen bereits ein Jahr nach der Zahlung von Genehmigungsgebühren und Ersatzgeldern beginnt. Mit der

Inbetriebnahme beginnt die Einnahme von Gewerbesteuern und finanziellen Beteiligungen nach §4 NWindPVBetG. Mit der Erfüllung des Ziels im Jahr 2040 bleiben die einmalig zu tätigen Zahlungen zu Betriebsbeginn aus, allerdings setzen ab dem Jahr 2041 die vermehrt zu zahlenden Gewerbesteuern ein. Nach diesem Zeitpunkt beenden die ersten Parks ihren regulären Betrieb, sodass sie aus dieser Betrachtung ausscheiden und die kommunale Wertschöpfung zurückgeht. In Realität würden die Windenergieanlagen mit hoher Wahrscheinlichkeit repowert werden, wenn die Standortbedingungen dies zulassen, so dass auch über 2045 hinaus wirtschaftliche Effekte aus Neuprojekt-Realisierungen zu erwarten sind (d.h. die Darstellung entspricht an dieser Stelle einer abstrahierten Betrachtung der allein aus dem Zubau auf Neuf Flächen abgeleiteten entstehenden Effekte). Als Grundlage für diese beispielhafte Darstellung des zeitlichen Verlaufs dient das erste Szenario mit dem im Vergleich niedrigsten Flächenbedarf von 1,8 ha/MW und damit den höchsten monetären Potenzialen.



Eigene Darstellung.

Abbildung 14:

Zeitliche Verteilung der wirtschaftlichen Effekte bei Erfüllung des Teilflächenziels mit einem Flächenbedarf von 1,8 ha/MW im Landkreis Emsland

Ergänzend zu den monetären Abschätzungen der Effekte des zukünftigen Windenergieausbaus im Landkreis Emsland erfolgt nachfolgend eine Abschätzung der dadurch erreichbaren CO₂-Einsparung.

4.3 CO₂-EINSPARUNGSEFFEKTE DES WEITEREN WINDENERGIEAUSBAUS

Die Windenergie stellt eine wichtige Technologie zur Reduktion von Treibhausgas-Emissionen in der Stromerzeugung dar. Treibhausgas-Emissionen gehen hauptsächlich von Kohlenstoffdioxid (CO₂) mit deutlich über 90 % aus, gefolgt von Methanemissionen sowie u.a. Schwefeldioxid, Stickstoffoxid, Kohlenmonoxid und Stickstoffmonoxid [UBA 2021]. Um die Berechnung der Emissionslast bei der Erstellung von Ökobilanzen vergleichbar zu machen, werden Treibhausgas-Emissionen als CO₂-Äquivalente ausgewiesen. Da CO₂ den Großteil der Emissionen einnimmt, wird in dieser Studie die Begrifflichkeit der CO₂-Einsparungen dem der Treibhausgas-Emissionseinsparung gleichgesetzt.

Ökobilanz der Windenergie

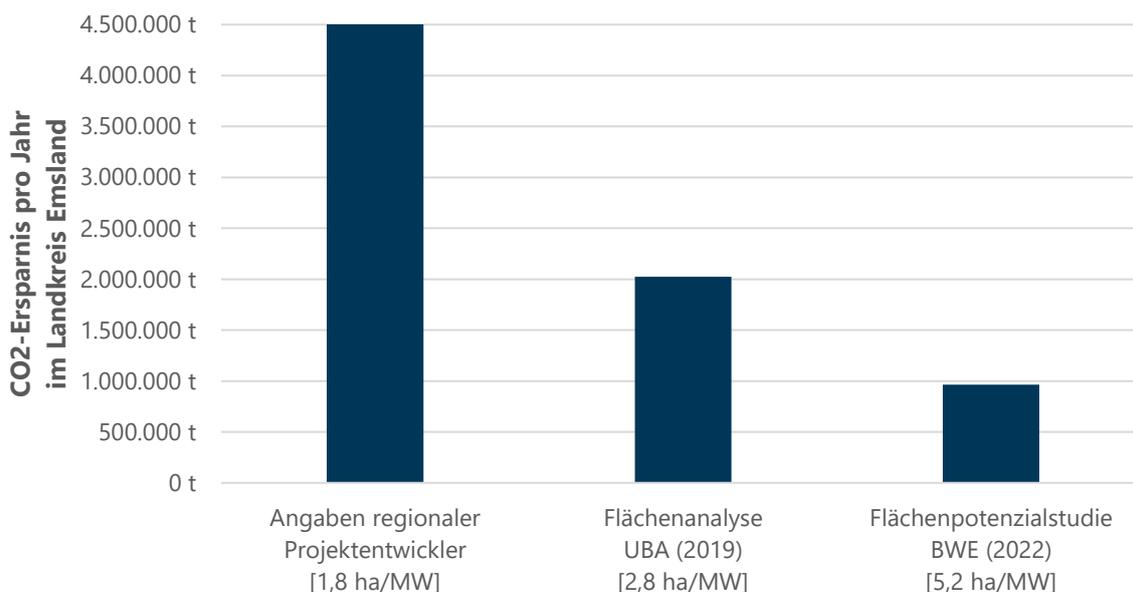
Für die Berechnung der Emissionen werden die s.g. Vorketten, also entstandene Emissionen außerhalb der direkten Energieerzeugung, mitbetrachtet. Hierzu zählen bei Windenergieanlagen die Herstellung der einzelnen Komponenten, der Kabel, die Logistik, die Installation, der Betrieb und der Rückbau. Für die Windenergieanlagen des generischen Windparks wurde ein Betrieb mit 2.983 Volllaststunden im Jahr angenommen. Für diese Anlagen ist ein Wert von 10,6 gCO₂-Äq/kWh anwendbar [UBA 2021].

Emissionsfaktor im deutschen Strommix

Dem gegenübergestellt wird der Emissionsfaktor des deutschen Strommixes des Jahres 2023, ebenfalls mit s.g. Vorketten. Hier wird ein Wert von 445 gCO₂-Äq/kWh ausgewiesen, also 56 mal höher als bei Windenergieanlagen [UBA 2024].

CO₂-Einsparungspotenziale

Windenergie vermeidet Emissionen im Vergleich zum aktuellen deutschen Strommix. Für den Landkreis Emsland ergeben sich für die jeweiligen Szenarien CO₂-Einsparungen entsprechend der folgenden Abbildung 15.



Eigene Darstellung.

Abbildung 15:

CO₂-Einsparungspotenziale für den Landkreis Emsland

Eine Windenergieanlage des generischen Windparks generiert in einem Jahr durchschnittlich 20.792.700 kWh Strom. Das CO₂-Einsparpotenzial einer einzelnen Anlage entspricht damit ca. 9.000 tCO₂-Äq/Jahr.

Vergleich zu durchschnittlichen Pro-Kopf-Emissionen

In Deutschland liegen die Pro-Kopf-Emissionen aktuell (Stand: 18.09.2024) bei 10,35 tCO₂-Äq/Jahr [UBA o. J.]. Eine einzelne Windenergieanlage dieser betrachteten Szenarien bietet damit ein Einsparpotenzial im Vergleich zur Höhe der CO₂-Emissionen von über 870 Bürgern pro Jahr.

Zur Einordnung mit Bezug auf den Landkreis Emsland: Der Landkreis Emsland zählte im Jahr 2020 328.006 Einwohner [Landkreis Emsland 2020]. Bei Pro-Kopf-Emissionen von 10,35 tCO₂-Äq/Jahr müssen im Landkreis ca. 3,39 Mio. tCO₂-Äq/Jahr durch Emissionen der Bürger (ohne Landwirtschaft, ohne Industrie, usw.) kalkuliert werden.

Zu berücksichtigen ist allerdings, dass sich die Bilanz des deutschen Strommixes zukünftig verändert, da der vermehrte Einsatz von Erneuerbaren Energien dessen Ökobilanz verbessert, sodass sich das rechnerische Einsparpotenzial im Laufe der Zeit verringern wird.

Energetische Amortisation

Eine Einheit, die nach Errichtung der Windenergieanlage statisch bleibt, ist die Energy Payback Time (Energierücklaufzeit). Sie gibt den Zeitraum wieder, nachdem die Windenergieanlage mehr Energie produziert, als für Herstellung, Betrieb und Entsorgung aufgebracht werden müssen. Diese liegt je nach Standortgegebenheiten und Annahmen bei 2,5 bis 11 Monaten. Damit erzeugen Windenergieanlagen ein Vielfaches an

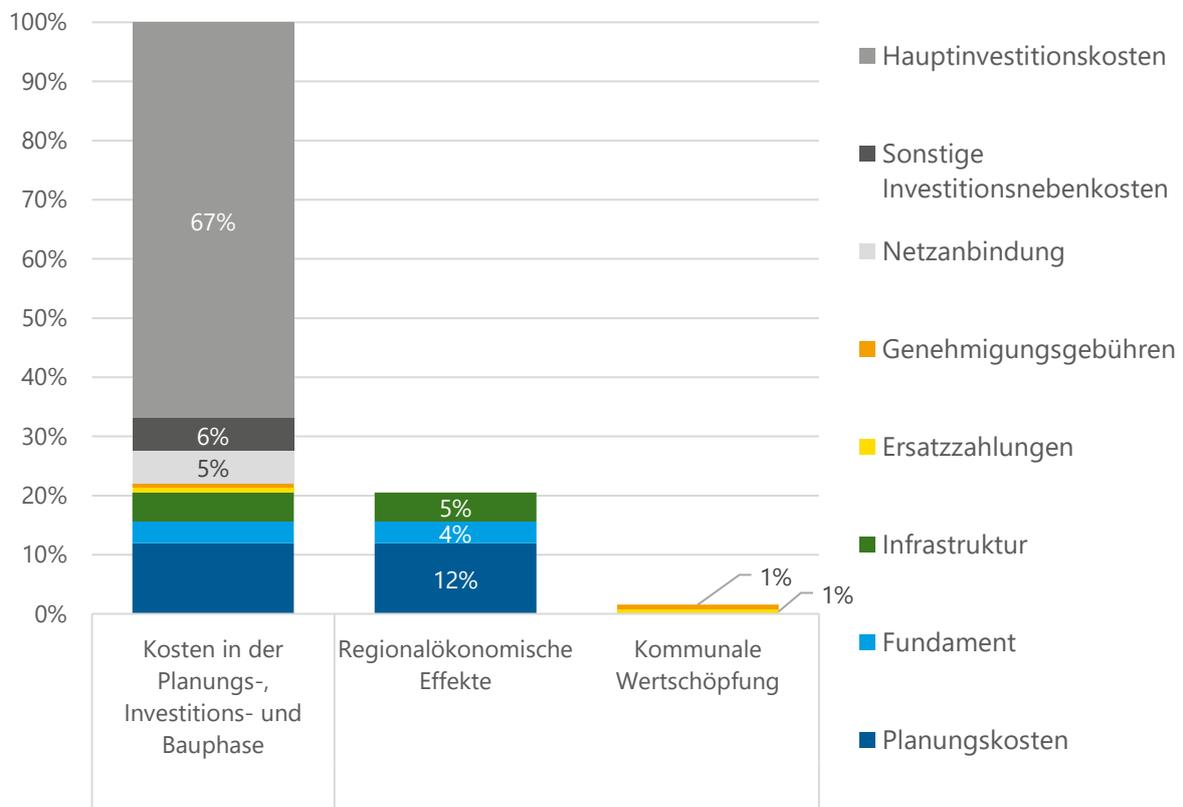
Energie als für den Bau, Betrieb und die Entsorgung benötigt werden [UBA 2021; Vestas 2023].

5 LANDKREIS OSNABRÜCK – ABSCHÄTZUNG DER WIRTSCHAFTLICHEN EFFEKTE

Im folgenden Abschnitt wird der generische Windpark auf die in Abschnitt 2.3 identifizierten Ausbaupotenziale übertragen und Spezifikationen des Landkreis Osnabrück berücksichtigt.

5.1 REGIONALE ANTEILE IM LANDKREIS OSNABRÜCK

Für die Planungs- und Realisierungsphase werden für den generischen Windpark im Landkreis Emsland die erwartbaren regionale Anteile in der folgenden Abbildung 16 dargestellt.



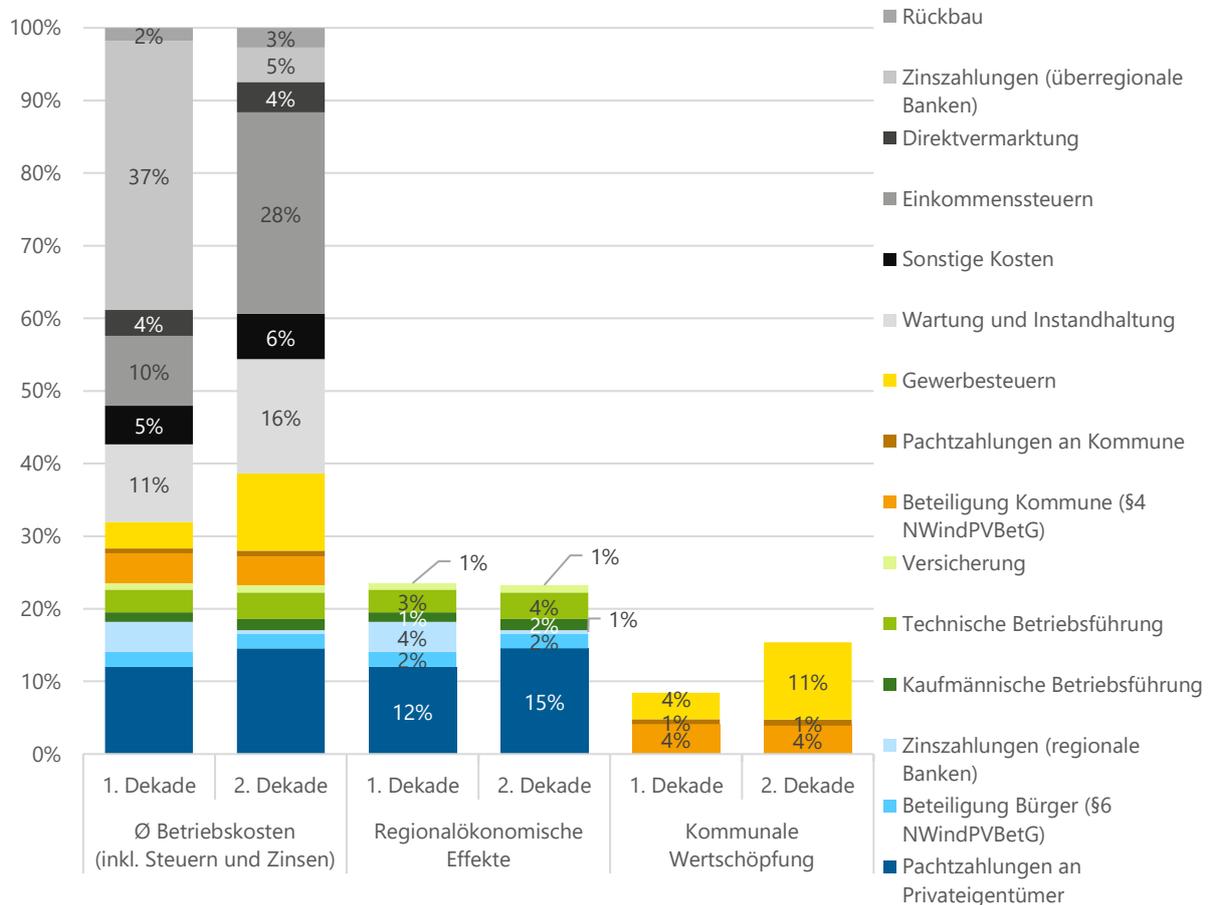
Eigene Darstellung.

Abbildung 16:

Verhältnis der Haupt- und Nebeninvestitionskosten eines generischen Windparks im Landkreis Osnabrück

Regionalökonomische Effekte werden im Landkreis Osnabrück, wie in Kapitel 3 gezeigt, in den Bereichen Planung, Fundamentbau und Infrastruktur erwartet, was insgesamt rund 21 % der Gesamtinvestitionskosten entspricht. Kommunale Wertschöpfung wird durch die Genehmigungsgebühren und Ersatzzahlungen generiert, was zusammen rund 2 % der Gesamtinvestitionskosten ausmacht.

Analog werden in Abbildung 17 für die Betriebsphase die für den generischen Windpark im Landkreis Emsland erwartbaren regionalen Anteile dargestellt. Hierbei wird hinsichtlich der Kostenannahmen zwischen der 1. und 2. Betriebsdekade unterschieden, um die Annahmen aus Kapitel 3.3 abzubilden.



Eigene Darstellung.

Abbildung 17:

Verhältnis der Kosten in der Betriebsphase eines generischen Windparks im Landkreis Osnabrück

Auch hier wurden grundlegend die Kostenannahmen aus Kapitel 3.3 genutzt. Bei der Ermittlung der für einen generischen Windpark im Landkreis Osnabrück anzunehmenden Gewerbesteuer wurden zudem die regionalen Hebesätze berücksichtigt. Die Hebesätze der Gemeinden im Landkreis Osnabrück liegen zwischen 350% und 400% [IVB Neue Medien GmbH o. J.-c]. Daraus abgeleitet wurde für den Landkreis Osnabrück mit einem mittleren Hebesatz in Höhe von 380% gerechnet.

Zur Kalkulation von Zahlungen an beteiligte Bürger sowie Pachtzahlungen und weiterer ertragsabhängiger Elemente der Betriebskosten wurden die lokal zu erwartenden durchschnittlichen

Energieerträge genutzt (siehe Kapitel 3.2). Das bedeutet, die zugrunde gelegte Standortgüte liegt bei 69%, was bei einem Zuschlagswert von 7,35 ct/kWh in Verbindung mit dem Korrekturfaktor von 1,30 zu einem anzulegenden Wert von 9,57 ct/kWh führt, der zur Erlöskalkulation genutzt wurde. Von zusätzlichen Mehreinnahmen durch Marktpreise oberhalb des anzulegenden Werts wird nicht ausgegangen.

Wartungen und Instandhaltungsarbeiten werden i.d.R. beim Anlagenhersteller im Rahmen von langläufigen Werksverträgen eingekauft. Im Landkreis Osnabrück wird bei den geplanten Windenergieprojekten nicht auf Servicestandorte der Hersteller in der Region zurückgegriffen, sodass dieser Posten hier keinen regionalökonomischen Effekten zugeordnet werden kann.

Im Ergebnis werden für die Betriebszeit eines generischen Projektes im Landkreis Osnabrück regionalökonomische Effekte durch die Kostenkomponenten Bürgerbeteiligung, Pachten, Zinszahlungen an regionale Banken, Betriebsführung, und Versicherungskosten erwartet. Diese Posten entsprechen gemeinsam rund 24 % der Gesamtbetriebskosten in der 1. Dekade und 23 % in der 2. Dekade. Kommunale Wertschöpfung wird im Betriebszeitraum durch die Beteiligung der Kommune nach § 4 NWindPVBetG, Pachten für Gemeindeflächen und Gewerbesteuern generiert, was zusammen rund 9 % (1. Dekade) bzw. 15 % (2. Dekade) der Gesamtbetriebskosten ausmacht. Neben den über die Betriebszeit hinweg in der Region verorteten Ausgaben verbleiben auch die erwirtschafteten Eigenkapital-Renditen in der Region, da im generischen Windpark der Projektentwickler vor Ort ansässig ist.

5.2 WIRTSCHAFTLICHE EFFEKTE DES WEITEREN WINDENERGIEAUSBAUS

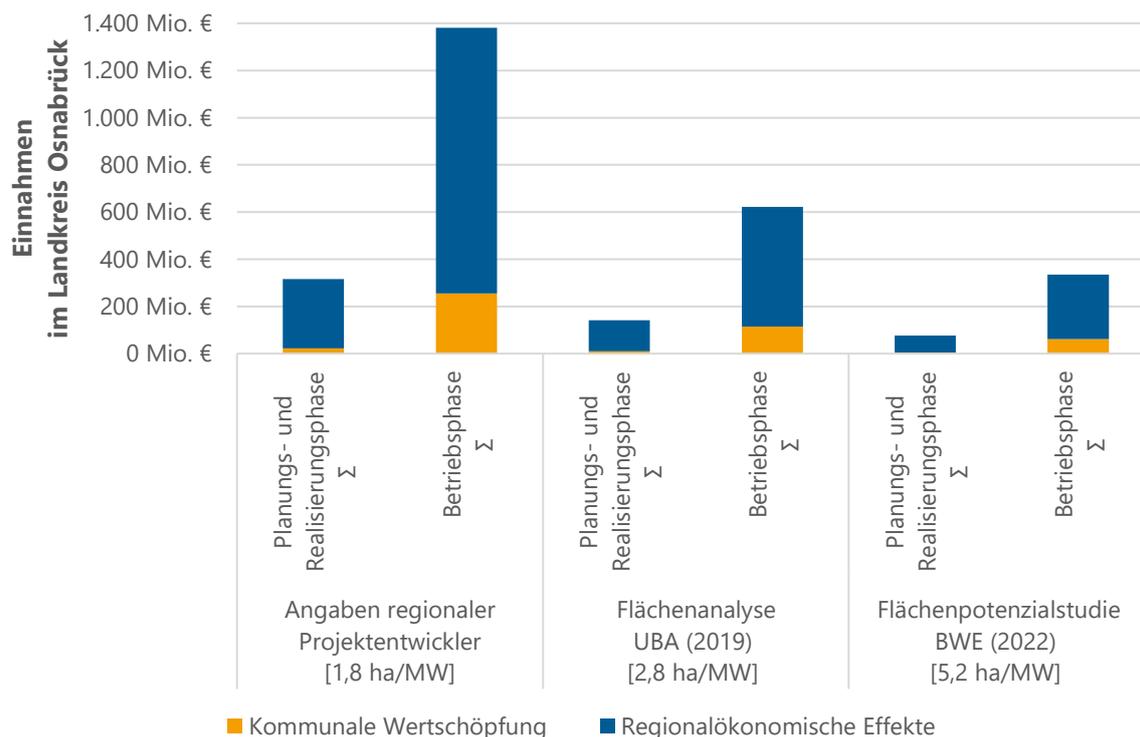
Im Folgenden werden die ermittelten regionalen Gesamtanteile an den Investitions- und Betriebskosten genutzt, um in Verbindung mit den Flächenzielen im Landkreis Osnabrück zu erwartende monetäre Effekte zu ermitteln.

Bei der Interpretation der im Folgenden dargestellten Ergebnisse ist stets zu beachten, dass Kostenstrukturen in der Realität stark projektabhängig sind und sich im Zeitverlauf verändern können. Preisentwicklungen der Zukunft und Einflüsse von außen wurden nicht berücksichtigt. Die hier wiedergegebenen Ergebnisse können sich durch Veränderungen der Kosten- oder Erlössituation oder durch projektspezifische Abweichungen vom angenommenen generischen Windpark und von den hier dargestellten Ergebnissen unterscheiden.

Als Ziel-Ausbaupfad für den Landkreis Osnabrück wird die durch den Landkreis geplante Flächenausweisung von 1,51 % des Planungsraumes (3.199 ha) genutzt, die dem geltenden Teilflächenziel im NWindG entspricht. Damit gehen 1.521 ha als zusätzliche Flächen für die Windenergie in die Berechnungen ein.

In Kapitel 2 wurde abgeleitet, mit welcher installierten Leistung aus Windenergie auf diesen zusätzlichen Flächen je nach Annahme für den Flächenbedarf pro Megawatt Windleistung gerechnet werden kann. Dieses liegt zwischen 205 MW bei Annahme eines Flächenbedarfs von 5,2 MW/ha (Flächenpotenzialstudie des BWE) und 845 MW bei Zugrundelegung eines Flächenbedarfs von 1,8 MW/ha (Angabe regionaler Entwickler). Diese Leistungspotenziale werden genutzt, um die erwartbaren wirtschaftlichen Effekte für den Landkreis Emsland hochzurechnen. Hierbei werden Effekte über die gesamte Betriebsdauer hinweg berücksichtigt.

Abbildung 18 stellt entsprechend die zu erwartenden regionalökonomischen Effekte und kommunale Wertschöpfung aus zukünftigen Windenergieprojekten auf im Rahmen der Zielerreichung der nach NWindG auszuweisenden Flächen dar, die sich für unterschiedliche Szenarien hinsichtlich des leistungsspezifischen Flächenbedarfs unter Zugrundelegung der gewählten generischen Windparkstrukturen ergeben.



Eigene Darstellung.

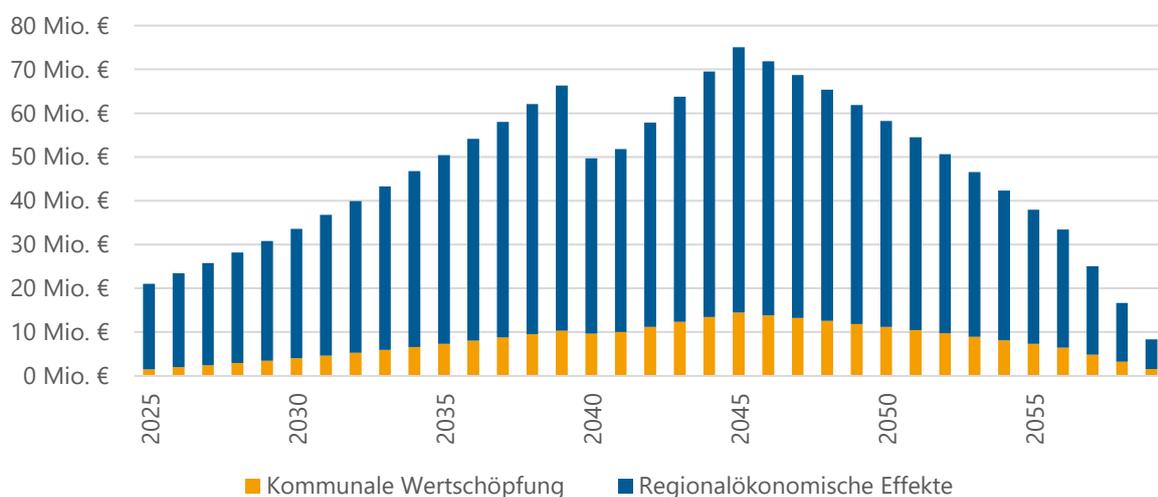
Abbildung 18:

Wirtschaftliche Effekte bei Erfüllung des Teilflächenziels und zusätzlichem Windenergieausbau im Landkreis Osnabrück

Bei einem Flächenbedarf von 1,8 ha/MW würden während der Realisierungsphase regionalwirtschaftliche Effekte von rund 293 Mio. € und kommunale Wertschöpfung in Höhe von 22 Mio. € entstehen. Während der Betriebsphase wären 1,13 Mrd. € an regionalwirtschaftlichen Effekten zu erwarten sowie rund 255 Mio. € an kommunaler Wertschöpfung. Die gesamten wirtschaftlichen Effekte liegen in diesem Szenario bei rund 1,7 Mrd. €. Bei einem Flächenbedarf von 2,8 ha/MW ergibt sich ein wirtschaftliches Gesamtpotenzial von rund 764 Mio. € und bei einem Flächenbedarf von 5,2 ha/MW ein Potenzial von rund 411 Mio. €.

Der zeitliche Verlauf der kommunalen Wertschöpfung ist in der folgenden Abbildung 19 dargestellt, wobei angenommen wurde, dass der Ausbau gleichmäßig über alle Jahre bis zum Jahr 2040 erfolgt und die Windparks 20 Jahre betrieben werden. Vereinfachend wird davon ausgegangen, dass der Betrieb der Anlagen bereits ein Jahr nach der Zahlung von Genehmigungsgebühren und Ersatzgeldern beginnt. Mit der Inbetriebnahme beginnt die Einnahme von Gewerbesteuern und finanziellen Beteiligungen nach §4 NWindPVBetG. Mit der Erfüllung des Ziels im Jahr 2040 bleiben die einmalig zu tätigen Zahlungen zu Betriebsbeginn aus, allerdings setzen ab dem Jahr 2041 die vermehrt zu

zahlenden Gewerbesteuern ein. Nach diesem Zeitpunkt beenden die ersten Parks ihren regulären Betrieb, sodass sie aus dieser Betrachtung ausscheiden und die kommunale Wertschöpfung zurückgeht. In Realität würden die Windenergieanlagen mit hoher Wahrscheinlichkeit repowert werden, wenn die Standortbedingungen dies zulassen, so dass auch über 2045 hinaus wirtschaftliche Effekte aus Neuprojekt-Realisierungen zu erwarten sind (d.h. die Darstellung entspricht an dieser Stelle einer abstrahierten Betrachtung der allein aus dem Zubau auf Neuf Flächen abgeleiteten entstehenden Effekte). Als Grundlage für diese beispielhafte Darstellung des zeitlichen Verlaufs dient das erste Szenario mit dem im Vergleich niedrigsten Flächenbedarf von 1,8 ha/MW und damit den höchsten monetären Potenzialen.



Eigene Darstellung.

Abbildung 19:

Zeitliche Verteilung der wirtschaftlichen Effekte bei Erfüllung des Teilflächenziels mit einem Flächenbedarf von 1,8 ha/MW im Landkreis Osnabrück

Ergänzend zu den monetären Abschätzungen der Effekte des zukünftigen Windenergieausbaus im Landkreis Emsland erfolgt nachfolgend eine Abschätzung der dadurch erreichbaren CO₂-Einsparung.

5.3 CO₂-EINSPARUNGSEFFEKTE DES WEITEREN WINDENERGIEAUSBAUS

Die Windenergie stellt eine wichtige Technologie zur Reduktion von Treibhausgas-Emissionen in der Stromerzeugung dar. Treibhausgas-Emissionen gehen hauptsächlich von Kohlenstoffdioxid (CO₂) mit deutlich über 90 % aus, gefolgt von Methanemissionen sowie u.a. Schwefeldioxid, Stickstoffoxid, Kohlenmonoxid und Stickstoffmonoxid [UBA 2021]. Um die Berechnung der Emissionslast bei der Erstellung von

Ökobilanzen vergleichbar zu machen, werden Treibhausgas-Emissionen als CO₂-Äquivalente ausgewiesen. Da CO₂ den Großteil der Emissionen einnimmt, wird in dieser Studie die Begrifflichkeit der CO₂-Einsparungen dem der Treibhausgas-Emissionseinsparung gleichgesetzt.

Ökobilanz der Windenergie

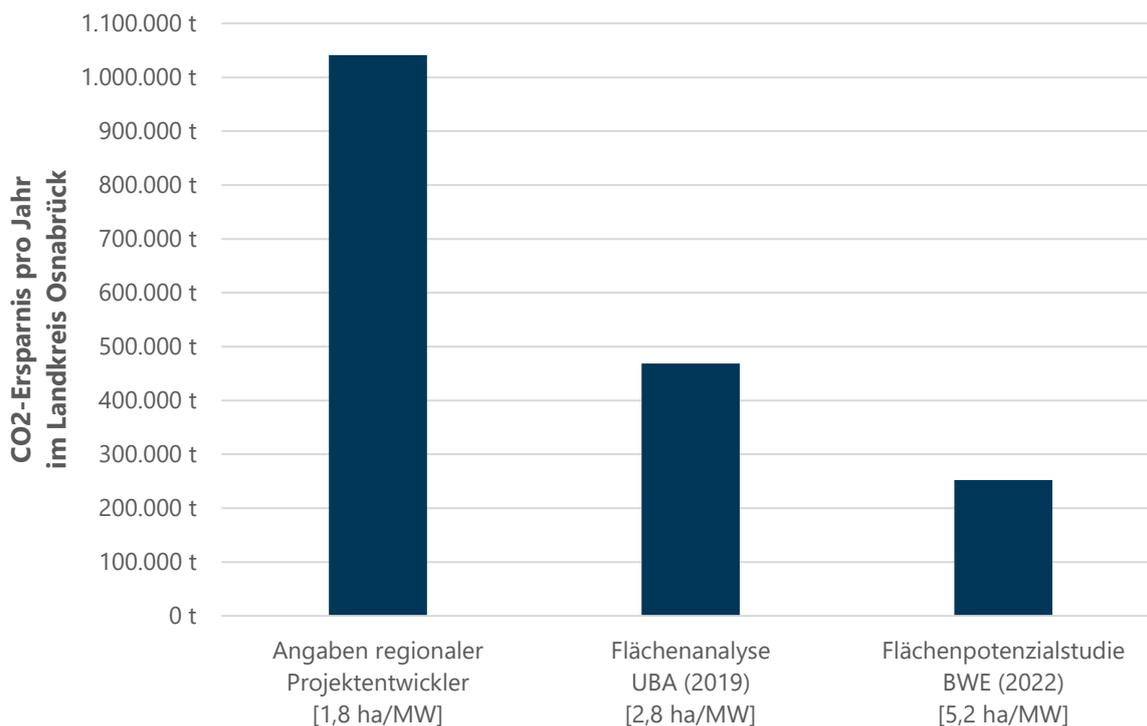
Für die Berechnung der Emissionen werden die s.g. Vorketten, also entstandene Emissionen außerhalb der direkten Energieerzeugung, mitbetrachtet. Hierzu zählen bei Windenergieanlagen die Herstellung der einzelnen Komponenten, der Kabel, die Logistik, die Installation, der Betrieb und der Rückbau. Für die Windenergieanlagen des generischen Windparks wurde ein Betrieb mit 2.835 Volllaststunden im Jahr angenommen. Für diese Anlagen ist ein Wert von 10,6 gCO₂-Äq/kWh anwendbar [UBA 2021].

Emissionsfaktor im deutschen Strommix

Dem gegenübergestellt wird der Emissionsfaktor des deutschen Strommixes des Jahres 2023, ebenfalls mit s.g. Vorketten. Hier wird ein Wert von 445 gCO₂-Äq/kWh ausgewiesen, also 56 mal höher als bei Windenergieanlagen [UBA 2024].

CO₂- Einsparungspotenziale

Windenergie vermeidet Emissionen im Vergleich zum aktuellen deutschen Strommix. Für den Landkreis Osnabrück ergeben sich für die jeweiligen Szenarien CO₂-Einsparungen entsprechend der folgenden Abbildung 20.



Eigene Darstellung.

Abbildung 20:

CO₂-Einsparungspotenziale für den Landkreis Osnabrück

Eine Windenergieanlage des generischen Windparks generiert in einem Jahr 17.712.300 kWh Strom. Das CO₂-Einsparpotenzial einer einzelnen Anlage entspricht damit ca. 7.700 tCO₂-Äq/Jahr.

Vergleich zu durchschnittlichen Pro-Kopf-Emissionen

In Deutschland liegen die Pro-Kopf-Emissionen aktuell (Stand: 18.09.2024) bei 10,35 tCO₂-Äq/Jahr [UBA o. J.]. Eine einzelne Windenergieanlage dieser betrachteten Szenarien bietet damit ein Einsparpotenzial im Vergleich zur Höhe der CO₂-Emissionen von ca. 740 Bürgern pro Jahr.

Zur Einordnung mit Bezug auf den Landkreis Osnabrück: Der Landkreis zählte im Jahr 2023 366.229 Einwohner [oleg Osnabrücker Land-Entwicklungsgesellschaft mbH 2024]. Bei Pro-Kopf-Emissionen von 10,35 tCO₂/Jahr werden im Landkreis ca. 3,79 Mio. tCO₂/Jahr emittiert.

Zu berücksichtigen ist allerdings, dass sich die Bilanz des deutschen Strommixes zukünftig verändert, da der vermehrte Einsatz von Erneuerbaren Energien dessen Ökobilanz verbessert, sodass sich das rechnerische Einsparpotenzial im Laufe der Zeit verringern wird.

Energetische Amortisation

Eine Einheit, die nach Errichtung der Windenergieanlage statisch bleibt, ist die Energy Payback Time (Energierücklaufzeit). Sie gibt den Zeitraum wieder, nachdem die Windenergieanlage mehr Energie produziert, als für Herstellung, Betrieb und Entsorgung aufgebracht werden müssen.

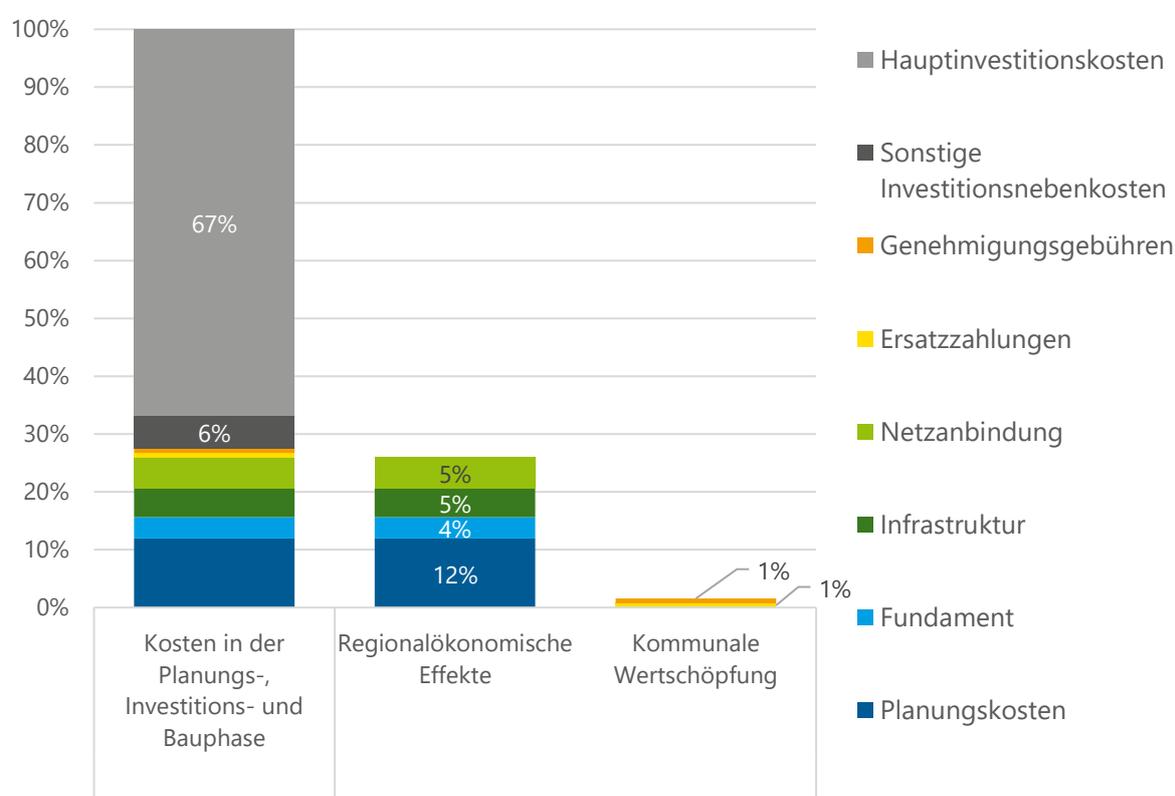
Diese liegt je nach Standortgegebenheiten und Annahmen bei 2,5 bis 11 Monaten. Damit erzeugen Windenergieanlagen ein Vielfaches an Energie als für den Bau, Betrieb und die Entsorgung benötigt werden [UBA 2021; Vestas 2023].

6 LANDKREIS GRAFSCHAFT BENTHEIM – ABSCHÄTZUNG DER WIRTSCHAFTLICHEN EFFEKTE

Im folgenden Abschnitt wird der generische Windpark auf die in Abschnitt 2.4 identifizierten Ausbaupotenziale übertragen und Spezifikationen des Landkreis Graftschaft Bentheim berücksichtigt.

6.1 REGIONALE ANTEILE IM LANDKREIS GRAFSCHAFT BENTHEIM

Für die Planungs-, Investitions- und Bauphase ergibt sich für den generischen Windpark im Landkreis Graftschaft Bentheim eine Verteilung der Kosten, die in der folgenden Abbildung 21 dargestellt ist.



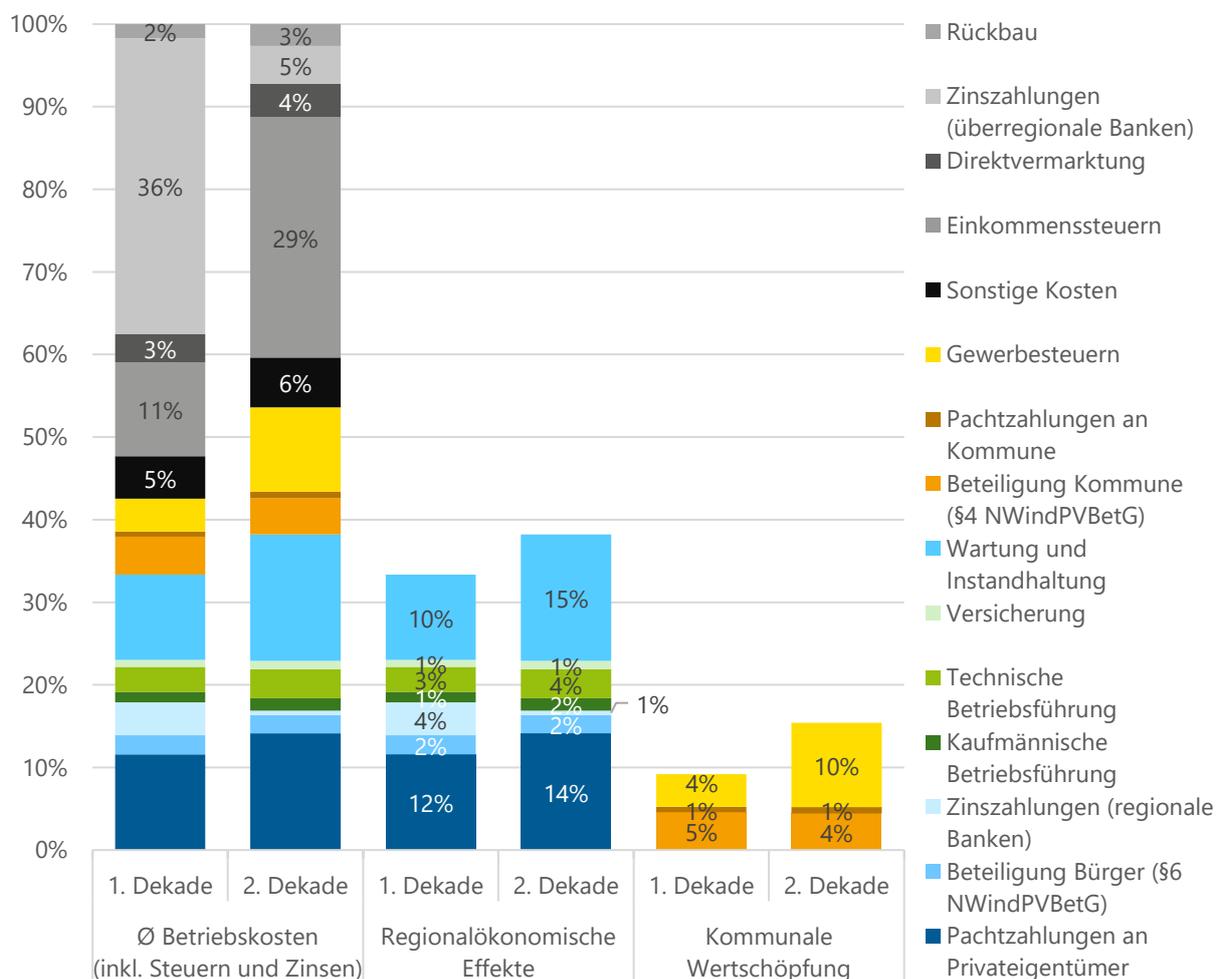
Eigene Darstellung.

Abbildung 21:

Verhältnis der Haupt- und Investitionskosten eines generischen Windparks im Landkreis Graftschaft Bentheim

Die Verteilung ähnelt der Kostenverteilung des Landkreis Graftschaft Bentheim. Die Hauptinvestitionskosten umfassen ca. 67 % der Gesamtinvestitionskosten und stellen das größte Kostenpaket dar. Sonstige Investitionsnebenkosten umfassen 6 %. Beide Kostenkategorien werden keinen regionalen Einnahmen zugeordnet. Für die Betriebsphase ergibt sich für das generische Windenergieprojekt im

Landkreis Grafschaft Bentheim eine Kostenverteilung, die in der folgenden Abbildung 22 dargestellt ist.



Eigene Darstellung.

Abbildung 22: Verhältnis der Kosten in der Betriebsphase eines generischen Windparks im Landkreis Grafschaft Bentheim

Auch hier wurden grundlegend die Kostenannahmen aus Kapitel 3.3 genutzt. Bei der Ermittlung der für einen generischen Windpark im Landkreis Grafschaft Bentheim anzunehmenden Gewerbesteuer wurden zudem die regionalen Hebesätze berücksichtigt. Die Hebesätze der Gemeinden im Landkreis Grafschaft Bentheim liegen zwischen 325% und 375% [IVB Neue Medien GmbH o. J.-b]. Daraus abgeleitet wurde für den Landkreis Grafschaft Bentheim mit einem mittleren Hebesatz in Höhe von 350% gerechnet.

Zur Kalkulation von Zahlungen an beteiligte Bürger sowie Pachtzahlungen und weiterer ertragsabhängiger Elemente der Betriebskosten wurden die lokal zu erwartenden durchschnittlichen Energieerträge genutzt (siehe Kapitel 3.2). Das bedeutet, die zugrunde

gelegte Standortgüte liegt bei 80%, was bei einem Zuschlagswert von 7,35 ct/kWh in Verbindung mit dem Korrekturfaktor von 1,16 zu einem anzulegenden Wert von 8,53 ct/kWh führt, der zur Erlöskalkulation genutzt wurde. Von zusätzlichen Mehreinnahmen durch Marktpreise oberhalb des anzulegenden Werts wird nicht ausgegangen.

Wartungen und Instandhaltungsarbeiten werden i.d.R. beim Anlagenhersteller im Rahmen von langläufigen Werksverträgen eingekauft. Im Landkreis Grafschaft Bentheim kann bei vielen geplanten Windenergieprojekten auf Servicestandorte der Hersteller in der Region zurückgegriffen werden, sodass diese Posten hier regionalökonomischen Effekten zugeordnet werden können.

Im Ergebnis werden für die Betriebszeit eines generischen Projektes im Landkreis Grafschaft Bentheim regionalökonomische Effekte durch die Kostenkomponenten Bürgerbeteiligung, Pachten, Zinszahlungen an regionale Banken, Betriebsführung, Versicherungskosten und Wartung und Instandhaltung erwartet. Diese Posten entsprechen gemeinsam rund 33 % der Gesamtbetriebskosten in der 1. Dekade und 38 % in der 2. Dekade. Kommunale Wertschöpfung wird im Betriebszeitraum durch die Beteiligung der Kommune nach § 4 NWindPVBetG, Pachten für Gemeindeflächen und Gewerbesteuern generiert, was zusammen rund 10 % (1. Dekade) bzw. 15 % (2. Dekade) der Gesamtbetriebskosten ausmacht. Neben den über die Betriebszeit hinweg in der Region verorteten Ausgaben verbleiben auch die erwirtschafteten Eigenkapitalrenditen in der Region, da im generischen Windpark der Projektentwickler vor Ort ansässig ist.

6.2 WIRTSCHAFTLICHE EFFEKTE DES WEITEREN WINDENERGIEAUSBAUS

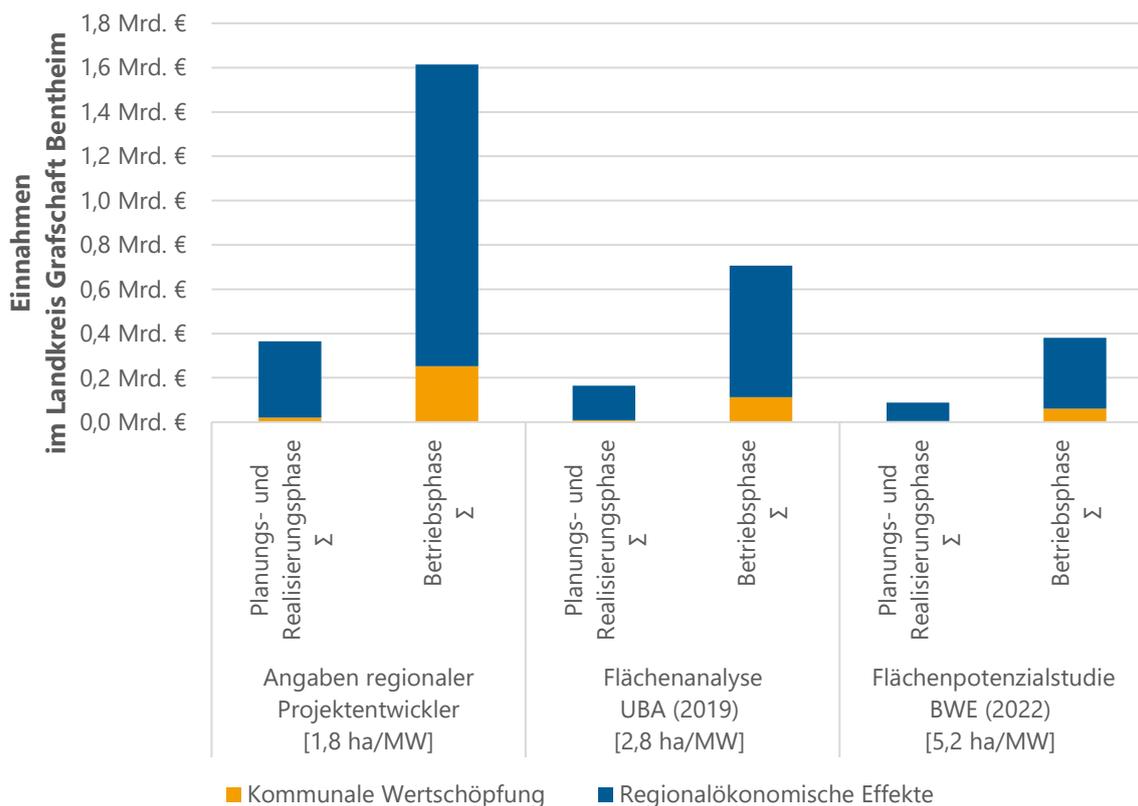
Im Folgenden werden die ermittelten regionalen Gesamtanteile an den Investitions- und Betriebskosten genutzt, um in Verbindung mit den Flächenzielen im Landkreis Grafschaft Bentheim zu erwartende monetäre Effekte zu ermitteln.

Bei der Interpretation der im Folgenden dargestellten Ergebnisse ist stets zu beachten, dass Kostenstrukturen in der Realität stark projektabhängig sind und sich im Zeitverlauf verändern können. Preisentwicklungen der Zukunft und Einflüsse von außen wurden nicht berücksichtigt. Die hier wiedergegebenen Ergebnisse können sich durch Veränderungen der Kosten- oder Erlössituation oder durch projektspezifische Abweichungen vom angenommenen generischen Windpark und von den hier dargestellten Ergebnissen unterscheiden.

Als Ziel-Ausbaupfad für den Landkreis Grafschaft Bentheim wird die durch den Landkreis geplante Flächenausweisung von 2,26 % des Planungsraumes (2.219 ha) genutzt, die über das gemäß NWindG geltende Teilflächenziel von 1,28 % des Planungsraumes hinaus geht. Damit gehen 1.409 ha als zusätzliche Flächen für die Windenergie, die ausgewiesen werden sollen, in die Berechnungen ein.

In Kapitel 2 wurde abgeleitet, mit welcher installierten Leistung aus Windenergie auf diesen zusätzlichen Flächen je nach Annahme für den Flächenbedarf pro Megawatt Windleistung gerechnet werden kann. Dieses liegt zwischen 190 MW bei Annahme eines Flächenbedarfs von 5,2 MW/ha (Flächenpotenzialstudie des BWE) und 783 MW bei Zugrundelegung eines Flächenbedarfs von 1,8 MW/ha (Angabe regionaler Entwickler). Diese Leistungspotenziale werden genutzt, um die erwartbaren wirtschaftlichen Effekte für den Landkreis Grafschaft Bentheim hochzurechnen. Hierbei werden Effekte über die gesamte Betriebsdauer hinweg berücksichtigt.

Abbildung 23 stellt entsprechend die zu erwartenden regionalökonomischen Effekte und kommunale Wertschöpfung aus zukünftigen Windenergieprojekten auf im Rahmen der Zielerreichung der nach NWindG und im Landkreis Grafschaft Bentheim darüber hinaus auszuweisenden Flächen dar, die sich für unterschiedliche Szenarien hinsichtlich des leistungsspezifischen Flächenbedarfs unter Zugrundelegung der gewählten generischen Windparkstrukturen ergeben.



Eigene Darstellung.

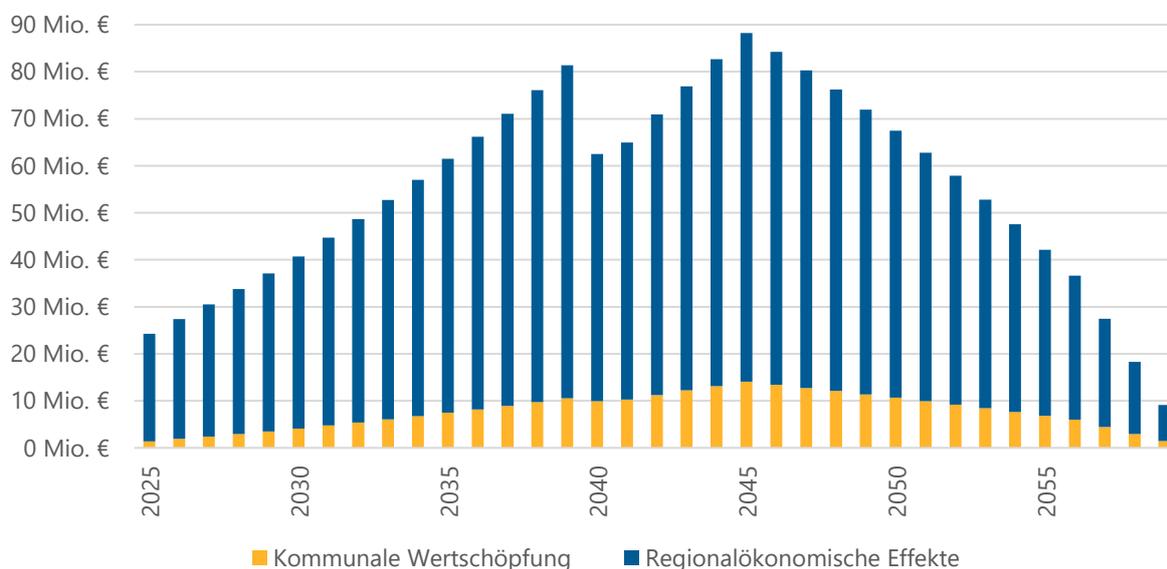
Abbildung 23:

Wirtschaftliche Effekte bei Erfüllung des Teilflächenziels und zusätzlichem Windenergieausbau im Landkreis Graftschaft Bentheim

Bei einem Flächenbedarf von 1,8 ha/MW würden während der Realisierungsphase regionalwirtschaftliche Effekte von rund 344 Mio. € und kommunale Wertschöpfung in Höhe von 21 Mio. € entstehen. Während der Betriebsphase wären 1,36 Mrd. € an regionalwirtschaftlichen Effekten zu erwarten sowie rund 252 Mio. € an kommunaler Wertschöpfung. Die gesamten wirtschaftlichen Effekte liegen in diesem Szenario bei rund 2 Mrd. €. Bei einem Flächenbedarf von 2,8 ha/MW ergibt sich ein wirtschaftliches Gesamtpotenzial von rund 870 Mio. € und bei einem Flächenbedarf von 5,2 ha/MW ein Potenzial von rund 469 Mio. €.

Der zeitliche Verlauf der kommunalen Wertschöpfung ist in der folgenden Abbildung 24 dargestellt, wobei angenommen wurde, dass der Ausbau gleichmäßig über alle Jahre bis zum Jahr 2040 erfolgt und die Windparks 20 Jahre betrieben werden. Vereinfachend wird davon ausgegangen, dass der Betrieb der Anlagen bereits ein Jahr nach der Zahlung von Genehmigungsgebühren und Ersatzgeldern beginnt. Mit der Inbetriebnahme beginnt die Einnahme von Gewerbesteuern und finanziellen Beteiligungen nach § 4 NWindPVBetG. Mit der Erfüllung des

Ziels im Jahr 2040 bleiben die einmalig zu tätigen Zahlungen zu Betriebsbeginn aus, allerdings setzen ab dem Jahr 2041 die vermehrt zu zahlenden Gewerbesteuern ein. Nach diesem Zeitpunkt beenden die ersten Parks ihren regulären Betrieb, sodass sie aus dieser Betrachtung ausscheiden und die kommunale Wertschöpfung zurückgeht. In Realität würden die Windenergieanlagen mit hoher Wahrscheinlichkeit repowert werden, wenn die Standortbedingungen dies zulassen, so dass auch über 2045 hinaus wirtschaftliche Effekte aus Neuprojekt-Realisierungen zu erwarten sind (d.h. die Darstellung entspricht an dieser Stelle einer abstrahierten Betrachtung der allein aus dem Zubau auf Neuf Flächen abgeleiteten entstehenden Effekte). Als Grundlage für diese beispielhafte Darstellung des zeitlichen Verlaufs dient das erste Szenario mit dem im Vergleich niedrigsten Flächenbedarf von 1,8 ha/MW und damit den höchsten monetären Potenzialen.



Eigene Darstellung.

Abbildung 24:

Zeitliche Verteilung der wirtschaftlichen Effekte bei Erfüllung des Teilflächenziels mit einem Flächenbedarf von 1,8 ha/MW im Landkreis Graftschaft Bentheim

Ergänzend zu den monetären Abschätzungen der Effekte des zukünftigen Windenergieausbaus im Landkreis Graftschaft Bentheim erfolgt nachfolgend eine Abschätzung der dadurch erreichbaren CO₂-Einsparung.

6.3 CO₂-EINSPARUNGSEFFEKTE DES WEITEREN WINDENERGIEAUSBAUS

Die Windenergie stellt eine wichtige Technologie zur Reduktion von Treibhausgas-Emissionen in der Stromerzeugung dar. Treibhausgas-Emissionen gehen hauptsächlich von Kohlenstoffdioxid (CO₂) mit deutlich über 90 % aus, gefolgt von Methanemissionen sowie u.a. Schwefeldioxid, Stickstoffoxid, Kohlenmonoxid und Stickstoffmonoxid [UBA 2021]. Um die Berechnung der Emissionslast bei der Erstellung von Ökobilanzen vergleichbar zu machen, werden Treibhausgas-Emissionen als CO₂-Äquivalente ausgewiesen. Da CO₂ den Großteil der Emissionen einnimmt, wird in dieser Studie die Begrifflichkeit der CO₂-Einsparungen dem der Treibhausgas-Emissionseinsparung gleichgesetzt.

Ökobilanz der Windenergie

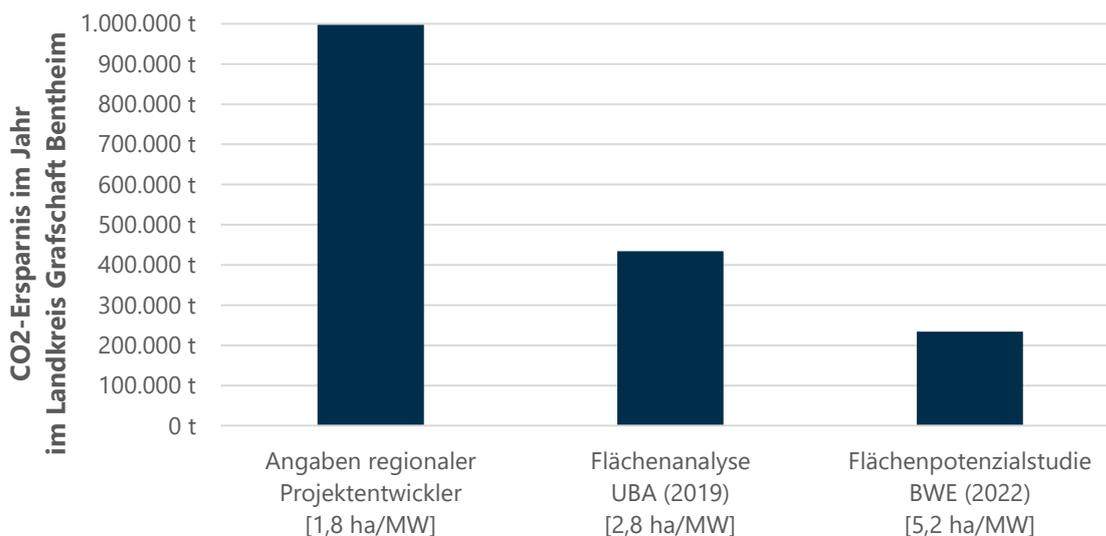
Für die Berechnung der Emissionen werden die s.g. Vorketten, also entstandene Emissionen außerhalb der direkten Energieerzeugung, mitbetrachtet. Hierzu zählen bei Windenergieanlagen die Herstellung der einzelnen Komponenten, der Kabel, die Logistik, die Installation, der Betrieb und der Rückbau. Für die Windenergieanlagen des generischen Windparks wurde ein Betrieb mit 2.835 Volllaststunden im Jahr angenommen. Für diese Anlagen ist ein Wert von 10,6 gCO₂-Äq/kWh anwendbar [UBA 2021].

Emissionsfaktor im deutschen Strommix

Dem gegenübergestellt wird der Emissionsfaktor des deutschen Strommixes des Jahres 2023, ebenfalls mit s.g. Vorketten. Hier wird ein Wert von 445 gCO₂-Äq/kWh ausgewiesen, also 56 mal höher als bei Windenergieanlagen [UBA 2024].

CO₂- Einsparungspotenziale

Windenergie vermeidet Emissionen im Vergleich zum aktuellen deutschen Strommix. Für den Landkreis Grafschaft Bentheim ergeben sich für die jeweiligen Szenarien CO₂-Einsparungen entsprechend der folgenden Abbildung 25.



Eigene Darstellung.

Abbildung 25:

CO₂-Einsparungspotenziale für den Landkreis Graftschaft Bentheim

Eine Windenergieanlage des generischen Windparks generiert in einem Jahr 20.536.000 kWh Strom. Das CO₂-Einsparpotenzial einer Anlage entspricht damit ca. 8.900 tCO₂-Äq/Jahr.

Vergleich zu durchschnittlichen Pro-Kopf-Emissionen

In Deutschland liegen die Pro-Kopf-Emissionen aktuell (Stand: 18.09.2024) bei 10,35 tCO₂-Äq/Jahr [UBA o. J.]. Eine einzelne Windenergieanlage dieser betrachteten Szenarien bietet damit ein Einsparpotenzial im Vergleich zur Höhe der CO₂-Emissionen von ca. 860 Bürgern pro Jahr.

Zur Einordnung mit Bezug auf den Landkreis Graftschaft Bentheim: Der Landkreis Graftschaft Bentheim zählt im Jahr 2024 141.946 Einwohner [Landkreis Graftschaft Bentheim 2024]. Bei Pro-Kopf-Emissionen von 10,35 tCO₂-Äq/Jahr werden ca. 1,47 Mio. tCO₂-Äq/Jahr emittiert.

Zu berücksichtigen ist allerdings, dass sich die Bilanz des deutschen Strommixes zukünftig verändert, da der vermehrte Einsatz von Erneuerbaren Energien dessen Ökobilanz verbessert, sodass sich das rechnerische Einsparpotenzial im Laufe der Zeit verringern wird.

Energetische Amortisation

Eine Einheit, die nach Errichtung der Windenergieanlage statisch bleibt, ist die Energy Payback Time (Energierücklaufzeit). Sie gibt den Zeitraum wieder, nachdem die Windenergieanlage mehr Energie produziert, als für Herstellung, Betrieb und Entsorgung aufgebracht werden müssen. Diese liegt je nach Standortgegebenheiten und Annahmen bei 2,5 bis 11 Monaten. Damit erzeugen Windenergieanlagen ein Vielfaches an Energie als für den Bau, Betrieb und die Entsorgung benötigt werden [UBA 2021; Vestas 2023].

7 BETEILIGUNGSPOTENZIALE FÜR BÜRGER

Bürgerwindenergie kann dazu führen, dass die Wertschöpfung eines Windparks auf eine größere Breite an Akteuren in der Standortregion erteilt wird. Hierbei gibt es unterschiedliche Ausgestaltungsmöglichkeiten, die von einer rein finanziellen Beteiligung bis hin zu Bau und Betrieb durch die Bürger vor Ort reichen. Durch die Partizipation der Bürger an den Projektgewinnen profitieren auch die Kommunen und indirekt andere regionale Wirtschaftszweige.

Bürgerenergie im EEG

Die Bürgerenergie kann sehr unterschiedliche Formen annehmen. Der Begriff selbst bezieht sich nicht eindeutig auf eine definierte Umsetzungsform. Allerdings wurde mit dem EEG 2021 eine Definition für „Bürgerenergiegesellschaften“ geschaffen, die eine Form der Bürgerenergie beschreibt, die zum Anspruch auf eine gesonderte Behandlung im Ausschreibungsprozess führt. Um anspruchsberechtigt zu sein, müssen gemäß § 3 Nr. 15 EEG 2023 mindestens 50 natürliche Personen stimmberechtigte Mitglieder oder stimmberechtigte Anteilseigner der Bürgerenergiegesellschaft sein. Zudem müssen mindestens 75 % der Stimmrechte bei natürlichen Personen liegen, deren gemeldete Wohnung ganz oder teilweise in Postleitzahlgebieten liegt, die sich im Umkreis von 50 km um die Turmmitte der betreffenden Windenergieanlagen befinden. Kein Mitglied oder Anteilseigner der Bürgerenergiegesellschaft darf über mehr als zehn Prozent der Stimmrechte an der Gesellschaft verfügen. Mit den Stimmrechten muss auch eine tatsächliche Möglichkeit der Einflussnahme auf die Gesellschaft und die Mitwirkung an Entscheidungen der Gesellschafterversammlung verbunden sein. Stimmrechte, die nicht bei natürlichen Personen liegen, dürfen ausschließlich bei Kleinstunternehmen, kleinen oder mittleren Unternehmen oder bei kommunalen Gebietskörperschaften sowie deren rechtsfähigen Zusammenschlüssen liegen. [EEG 2023]

Große Spannweite der Partizipationsmöglichkeiten

Unabhängig von dieser Definition gilt als Mindestelement eines Bürgerwindenergieprojektes die Schaffung einer Möglichkeit zur finanziellen Teilhabe von Bürgern. Die umfassendste Möglichkeit ist hierbei die gemeinsame Gründung einer Bürgerenergiegesellschaft, mit der Mitbestimmungs- oder Kontrollrechte einhergehen. Daneben existieren zahlreiche andere Möglichkeiten der finanziellen Teilhabe, ohne dabei eine Miteigentümerschaft einzugehen.

Bürgerenergie in den betrachteten Landkreisen

Im Rahmen der vorliegenden Analyse werden zunächst die in den Betrachtungs-Landkreisen existierenden Bürgerwindenergiemodelle untersucht, auch unter Einbezug von entsprechenden Interviews mit regionalen Projektentwicklern. Auf diese Weise wird ein häufig angewendetes Modell identifiziert, das zudem eine möglichst weitreichende Bürgerbeteiligung im direkten Projektumkreis vorsieht. Die Effekte auf die Wertschöpfung vor Ort werden betrachtet.

Beteiligungsverpflichtung in Niedersachsen

In Niedersachsen besteht seit dem Frühjahr 2024 nach §6 NWindPVBetG auch gesetzlich die Verpflichtung der Betreiber, Bürger im Umkreis (bis zu 2.500 m) eines Windenergieprojektes zu beteiligen. Dieser Anspruch kann auf unterschiedliche Weise erfüllt werden, soll aber mindestens 20% der Anteile umfassen oder bezogen auf die Einspeisung eine Höhe von mindestens 0,1 ct/kWh erreichen.

Vorgehensweise

Aus diesem Grund sind in den in Kapiteln 4-6 vorgenommenen Berechnungen bereits entsprechende Wertschöpfungselemente durch Bürgerenergie nach § 6 NWindPVBetG vorgesehen worden. Im vorliegenden Kapitel geht es nun um die vertiefte Beschreibung der lokalen Umsetzungsoptionen in der Praxis und hierbei insbesondere eines in den Betrachtungs-Landkreisen vorherrschenden Modells. Zusätzlich erfolgt eine Abgrenzung und Beschreibung von Wertschöpfungselementen, die hierbei über die gesetzlichen Verpflichtungen hinaus Potenziale für Bürger vor Ort bieten. Indirekte Effekte werden nicht vertieft betrachtet, da eine Berechnung dieser äußerst komplex und mit hohen Unsicherheiten behaftet ist.

7.1 AUSGESTALTUNGSFORMEN DER BÜRGERBETEILIGUNG

Wie bereits dargestellt, kann die Bürgerbeteiligung verschiedene Ausgestaltungsformen annehmen, die teils sehr weitreichende Teilnahme- und Mitspracherechte sowie auch Risiken vorsehen und teils nur aus einer stillen finanziellen Beteiligung oder gar nur einer indirekten Beteiligung im Sinne finanzieller Vorteile durch beispielsweise Bürgerstrommodelle oder -boni bestehen können. Im Rahmen der vorliegenden Analyse wird die in Tabelle 8 dargestellte Einteilung vorgenommen.

Tabelle 8: Grundlegende Übersicht möglicher Bürgerbeteiligungsmodelle

Direkte Beteiligung	Beteiligung über Nachrangdarlehen	Beteiligung über Finanzanlageprodukte	Indirekte Beteiligung
Finanziell, aktiv	Finanziell, passiv	Finanziell, passiv	Passiv, ohne Eigeninvestition
projektspezifisch	projektspezifisch	nicht projektspezifisch	nicht projektspezifisch
GmbH & Co. KG eG GbR ...	Schwarmfinanzierung Sparbrief Inhaberschuldverschreibung Stille Beteiligung ...	Fonds Anleihen Genussrechte Aktien ...	Bürgerstrommodelle Bürgerboni Bürgerstiftungen ...

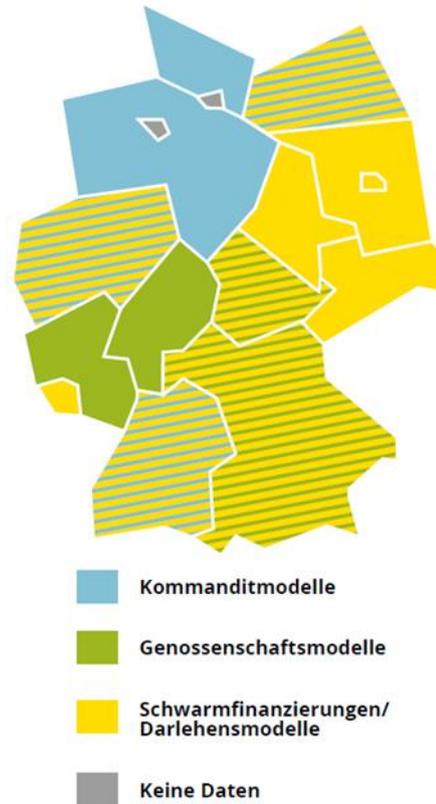
Risiko, Kapitalbindung, Renditechancen, Mitwirkung



Gerade die ersten beiden Formen der direkten oder der darlehensbasierten Beteiligung, die sich direkt auf ein Projekt beziehen und bei denen die Bürger selbst aktiv werden, werden häufig gemeint, wenn über „Bürgerwindenergie“ gesprochen wird. Im Rahmen der vorliegenden Analyse werden diese im Folgenden näher charakterisiert, da nur hier eine direkte, aus dem Projekt vor Ort resultierende, lokale Wertschöpfung resultiert. Hierbei werden die häufigsten Modellkategorien beschrieben: Die Kommanditgesellschaft, die Bürgerenergiegenossenschaft¹ sowie die Beteiligung über Nachrangdarlehen/Schwarmfinanzierung.

Welche der genannten drei Modellkategorien gewählt wird, ist abhängig von den Rahmenbedingungen vor Ort, den Präferenzen der ggf. auch hierbei eingebundenen Kommune, den aktiven Forderungen der Bürger, der Bereitschaft des Projektentwicklers und auch regionalen Präferenzen. Die folgende Abbildung 26 zeigt die Ergebnisse einer Erhebung zu regional dominierenden Bürgerbeteiligungsmodellen. [eueco 2021b]

¹ Hier sind die am häufigsten für die direkte Beteiligung verwendeten Rechtsformen genannt. Möglich ist aber auch die Ausgestaltung als GbR (Gesellschaft bürgerlichen Rechts) sowie seltener als Kommanditgesellschaft (KG), Gesellschaft mit beschränkter Haftung (GmbH), Unternehmensgesellschaft (UG), Aktiengesellschaft (AG), Anstalt des öffentlichen Rechts oder gemeinnützige Organisation (e.V.). [EnergieAgentur.NRW 2020]



Quelle: [eueco 2021b].

Abbildung 26:

Dominierende Bürgerbeteiligungsmodelle in Deutschland

Im Folgenden werden die unterschiedlichen Beteiligungsformen grundlegend beschrieben. Im Rahmen der darauffolgenden vertieften Analyse soll es vordergründig um die aktive Beteiligung von Bürgern an Windenergieprojekten gehen, die die weitreichendste Form darstellt und daher häufig auch als „echte Bürgerbeteiligung“ titulierte wird.

7.1.1 KOMMANDITGESELLSCHAFT (GMBH & CO. KG)**Maximale Gewinn- und Verlustbeteiligung**

Bei dieser Anlageoption sind die Bürger unternehmerisch an einem konkreten Windenergieprojekt beteiligt. Die Ausgestaltung kann dergestalt erfolgen, dass die Bürgerbeteiligung sich auf die gesamte Betriebsgesellschaft des Windparks oder zumindest rechnerisch nur auf einen bestimmten Teil der Windenergieanlagen bezieht.

Grundsätzlich handelt es sich um eine Kommanditgesellschaft, bei der der unbeschränkt haftende Gesellschafter (Komplementär) durch eine GmbH ersetzt wird. Die übrigen Gesellschafter haften als Kommanditisten lediglich mit ihrer Einlage. Die beteiligten Bürger werden zu Anteilseignern bzw. Unternehmensbeteiligten und erhalten Mitbestimmungs- und Kontrollrechte. Die Beteiligungen und somit Stimmrechte bestehen im Verhältnis des aktiv eingezahlten Kapitals,

dies gilt auch für die erwirtschafteten Gewinne. Über das gezeichnete Kapital erfolgt eine Eintragung im Handelsregister. Dadurch ergibt sich eine Miteigentümerschaft und damit verbunden die Chancen- und Risikobeteiligung in maximaler Form [LEA Hessen 2022]. Liegt die Mehrheit der Stimmrechte bei den Bürgern, können diese maßgeblich über zentrale Entscheidungen bestimmen.

Informationspflichten

Bürgerenergiegesellschaften, die eine direkte Beteiligung vorsehen, sind in der Regel prospektierungspflichtig. In jedem Fall müssen interessierten Bürgern umfassend und fundiert über Chancen und Risiken des Projektes informiert werden. Muss ein Prospekt erstellt werden, so ist dieses durch die Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin) zu genehmigen. Die Gesellschaft unterliegt grundsätzlichen Geschäftsregeln, wie bspw. der Entwicklung eines Gesellschaftsvertrags und das Abhalten von Gesellschafterversammlungen. Häufig ist hierbei eine juristische oder finanztechnische Beratung vorhanden.

EEG-Definition

Im EEG ist eine Ausnahme von der Ausschreibungspflicht für Bürgerenergiegesellschaften formuliert und in diesem Zusammenhang erfolgt eine Definition von Mindestanforderungen an diese Gesellschaften. Gemäß § 3 Nr. 15 EEG 2023 muss eine Bürgerenergiegesellschaft aus mindestens 50 stimmberechtigten natürlichen Personen, also rechtsfähigen Bürgern, bestehen. Zudem müssen natürliche Personen, die im Umkreis von 50 Kilometern um die geplante(n) Anlage(n) gemeldet sind, mindestens 75 Prozent der Stimmrechte halten. Die übrigen Stimmrechte dürfen ausschließlich bei Kleinstunternehmen, kleinen oder mittleren Unternehmen oder bei kommunalen Gebietskörperschaften liegen. Kein Mitglied oder Anteilseigner darf mehr als 10 Prozent der Stimmrechte halten. Mit den Stimmrechten muss „eine entsprechende tatsächliche Möglichkeit der Einflussnahme auf die Gesellschaft und der Mitwirkung an Entscheidungen der Gesellschafterversammlung verbunden sein“. [EEG 2023] Das Instrument der Ausschreibungsbefreiung in seiner Ausgestaltung seit 2023 wird allerdings durch den Markt kaum genutzt und stellt nicht unbedingt eine repräsentative Ausgestaltungsform dar.

Die folgende Tabelle 9 fasst die wesentlichen Merkmale der Beteiligung von Bürgern über Kommanditgesellschaften zusammen.

Tabelle 9: Merkmale einer Kommanditgesellschaft

Anlagecharakter	Ertrag und Risiko	Information und Mitbestimmung	Verwaltung und Steuern
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Langfristig; Laufzeit ca. 20 J. ➤ Mindesteinlage zumeist hoch ➤ Mitunternehmerschaft ➤ Ein-/Austritt für GmbH-Gesellschafter schwierig, für Kommanditisten mittel (Kündigung/Übertragung möglich, Rückzahlung vertraglich regeln, Änderung HRG) 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Ertrag ab Jahr 1 ➤ Volle Gewinn- und Verlustbeteiligung ➤ Vergleichsweise hohe Renditeaussichten, abhängig vom Jahresergebnis ➤ Mehrerlöspotenziale (in guten Windjahren sowie durch ggf. erfolgreichen Weiterbetrieb) ➤ Möglichkeit von Einnahmenausfällen bis hin zu Totalverlust ➤ Haftung auf Einlage begrenzt ➤ Rückzahlung nach Satzung, häufig anteilig über Jahre 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Informationspflichten gegenüber den Anlegern hoch ➤ Kontrollrechte für Anleger, wie Einsicht in Jahresabschlüsse u.a. Papiere ➤ Mitsprache-/Stimmrechte für Kommanditisten nach Kapitaleinsatz (GmbH-Gesellschafter in Geschäftsführung) ➤ Prospektpflicht (ab 20 Anteile) 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Gründungsaufwand hoch (mind. 2 Gesellschafter, Gesellschafterverträge, notarielle Beurkundung, HRG-Eintragung) ➤ Stammkapital der GmbH: 25.000 Euro ➤ Verwaltungsaufwand hoch (Pflicht zur Erstellung von Jahresabschlüssen inkl. gesetzlicher Prüfungs- und Publizierungsvorschriften) ➤ Verhältnismäßig komplexe Anlegerverwaltung ➤ Steuerlich: Einkünfte aus Gewerbebetrieb

Eigene Darstellung basierend auf [eueco 2021a], [LEA Hessen 2022], [EnergieAgentur.NRW 2020].

7.1.2 BÜRGERENERGIEGENOSSENSCHAFT (EG)

Auch hier sind die Bürger unternehmerisch an einem konkreten Windenergieprojekt beteiligt.

Die Bürgerenergiegenossenschaft ist eine der ältesten und stark verbreiteten Formen für Bürgerinitiativen im Bereich der Erneuerbaren Energien. Es sind in der Regel auch Beteiligungen mit vergleichsweise kleinen Beträgen möglich. Jedes Mitglied hat ein Stimmrecht und kann sich einbringen. Das Genossenschaftskapital wird zumeist über mehrere Projekte gestreut, um die Risiken zu senken. Die Gewinnbeteiligung erfolgt nach Soll-Ist-Vergleich der einzelnen Investments der Genossenschaft am Geschäftsjahresende. [LEA Hessen 2022]

Bei einer Projektumsetzung ist es möglich, dass in der Region bereits Energiegenossenschaften existieren und dann beteiligt werden oder dass die Genossenschaft zum Zweck der Vorhabenumsetzung neu gegründet wird.

Die folgende Tabelle 10 fasst die wesentlichen Merkmale der Beteiligung von Bürgern über Bürgerenergiegenossenschaften zusammen.

Tabelle 10: Merkmale einer Bürgerenergiegenossenschaft

Anlagecharakter	Ertrag und Risiko	Information und Mitbestimmung	Verwaltung und Steuern
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Langfristig; Laufzeit ca. 20 J. ➤ Mindesteinlage zumeist hoch ➤ Mitunternehmerschaft ➤ Ein-/Austritt für GmbH-Gesellschafter schwierig, für Kommanditisten mittel (Kündigung/Übertragung möglich, Rückzahlung vertraglich regeln, Änderung HRG) 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Ertrag ab Jahr 1 ➤ Volle Gewinn- und Verlustbeteiligung ➤ Vergleichsweise hohe Renditeaussichten, abhängig vom Jahresergebnis ➤ Mehrerlöspotenziale (in guten Windjahren sowie durch ggf. erfolgreichen Weiterbetrieb) ➤ Möglichkeit von Einnahmefällen bis hin zu Totalverlust ➤ Haftung auf Einlage begrenzt ➤ Rückzahlung nach Satzung, häufig anteilig über Jahre 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Informationspflichten gegenüber den Anlegern hoch ➤ Kontrollrechte für Anleger, wie Einsicht in Jahresabschlüsse u.a. Papiere ➤ Mitsprache-/Stimmrechte für Kommanditisten nach Kapitaleinsatz (GmbH-Gesellschafter in Geschäftsführung) ➤ Prospektspflicht (ab 20 Anteile) 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Gründungsaufwand hoch (mind. 2 Gesellschafter, Gesellschafterverträge, notarielle Beurkundung, HRG-Eintragung) ➤ Stammkapital der GmbH: 25.000 Euro ➤ Verwaltungsaufwand hoch (Pflicht zur Erstellung von Jahresabschlüssen inkl. gesetzlicher Prüfungs- und Publizierungsvorschriften) ➤ Verhältnismäßig komplexe Anlegerverwaltung ➤ Steuerlich: Einkünfte aus Gewerbebetrieb

Eigene Darstellung basierend auf [eueco 2021a], [LEA Hessen 2022], [EnergieAgentur.NRW 2020].

7.1.3 BETEILIGUNG ÜBER NACHRANGDARLEHEN

Bei dieser Anlageoption sind die Bürger zeitlich befristet Kapitalgeber für ein konkretes Windenergieprojekt. In diese Kategorie fallen Sparbriefe, Inhaberschuldverschreibungen oder stille Beteiligungen. Auch die Schwarmfinanzierung oder Crowd Investment wird dieser Form zugeordnet bzw. teils begrifflich simultan verwendet. Es handelt sich um Nachrangdarlehen, das heißt im Falle einer Insolvenz der Projektgesellschaft werden die von Bürgern in diesem Rahmen gegebenen Darlehen sowie die sich daraus ergebenden Zinsen nachrangig behandelt und zuvor andere Gläubiger wie Banken bedient.

Das bedeutet, die Bürger sind in diesem Fall nur Geldgeber und keine Miteigentümer. Das Darlehen wird für ein bestimmtes Zeichnungsvolumen ausgeschrieben und hat in der Regel eine definierte Dauer und feste Verzinsung. Der eingezahlte Darlehensbetrag wird normalerweise am Ende der Laufzeit zurückgezahlt, die Zinsen erhalten die Beteiligten jährlich. Nachrangdarlehen sind nicht kündbar, um für das Projekt Finanzierungssicherheit zu generieren. Eine Übertragbarkeit ist aber, wie auch bei Genossenschaftsanteilen, gegeben.

Grundsätzlich besteht für Nachrangdarlehen in der Regel eine Prospektspflicht, eine Ausnahme bietet hier die Schwarmfinanzierung, die deshalb heute besonders häufig gewählt wird. Um unter die

Ausnahme zu fallen, darf die Schwarmfinanzierung ein Investitionsvolumen von maximal 2,5 Millionen Euro haben und natürliche Personen dürfen maximal 10.000 Euro pro Projekt investieren. Und es gibt auch hier konkrete Vorgaben zum Anlegerschutz, wie Risikohinweise oder ein bei der BaFin zu hinterlegendes Vermögensanlagen-Informationsblatt (VIB). Zudem gilt eine Pflicht zur Online-Vermittlung. [wiwin o. J.]

Die folgende Tabelle 11 fasst die wesentlichen Merkmale der Beteiligung von Bürgern über Nachrangdarlehen zusammen.

Tabelle 11: Merkmale der Beteiligung von Bürgern über Nachrangdarlehen

Anlagecharakter	Ertrag und Risiko	Information und Mitbestimmung	Verwaltung und Steuern
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Mittelfristig; Laufzeit < 10 J. ➤ Mindesteinlage eher niedrig, oft schon ab 100-1.000 Euro ➤ Anleger als Darlehensgeber ➤ Eintritt einfach, ggf. über Online-Plattformen oder Systeme von Banken/Drittanbietern ➤ Feste Laufzeit 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Ertrag von Beginn an ➤ Fester Mindestzins, taggenau mit ggf. Bonuszins ➤ i.d.R. keine Mehrerlöspotenziale (in guten Windjahren oder bei einem Weiterbetrieb) ➤ Haftung auf Einlage begrenzt ➤ Rückzahlung fest nach Laufzeit 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Keine Informationspflichten ➤ Keine Mitbestimmungsrechte ➤ Prospektspflicht - außer bei Schwarmfinanzierung 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Gründungsaufwand gering, einmalige Strukturierung der Beteiligung und Werbung der Kapitalgebenden (z.B. online) ➤ Verwaltungsaufwand gering (standardisierte Abwicklung während des Betriebs) ➤ Einfache Anlegerverwaltung ➤ Steuerlich: i.d.R. gilt der Abgeltungssteuersatz von 25 Prozent auf die Zinseinnahmen

Eigene Darstellung basierend auf [eueco 2021a], [LEA Hessen 2022], [EnergieAgentur.NRW 2020].

7.2 TYPISCHE BÜRGERBETEILIGUNGSMODELLE IN DEN BETRACHTETEN LANDKREISEN

Im Rahmen der Studie wurden Projektentwickler zu geplanten Windenergieprojekten in den betrachteten Landkreisen befragt. Darüber hinaus wurden Angaben zu den typischen Bürgerbeteiligungsformen gemacht. Hierzu wurden zudem vertiefte Interviews geführt, um möglichst repräsentative exemplarische Beteiligungsmodelle zu identifizieren. Diese sollen im Folgenden genutzt werden, um das zusätzliche wirtschaftliche Potenzial für die Bürger vor Ort und somit für die Region aufzuzeigen, dass sich aus Bürgerbeteiligungsmodellen ergeben kann.

Grundsätzlich werden in Niedersachsen als Instrument für die Bürgerbeteiligung besonders häufig Kommanditmodelle genutzt. Der Einsatz von unterschiedlichen Formen von Nachrangdarlehen stellt eher eine Ausnahme dar. Dies spiegeln auch die Rückmeldungen im Rahmen

dieser Studie wider. Es wurden zwar eine Vielzahl von Modellen der Bürgerbeteiligung genannt und teilweise auch durch die Akteure in kombinierter Form angewendet, sehr häufig wird hierbei aber eine direkte Beteiligung in Form der Ausgestaltung als Kommanditgesellschaft – mindestens als ein Baustein – geplant.

In Berücksichtigung eigener Recherchen sowie der Rückmeldungen und zusätzlichen Interviews werden nachfolgend beschriebene Parameter als typisch für in den Regionen vorkommende Beteiligungsmodelle identifiziert und somit als exemplarische Modellfälle definiert. Es werden zwei Varianten für einen Umfang der direkten Beteiligung benannt, die beide über die gesetzlichen Anforderungen gemäß NWindG (mindestens 20% Beteiligung für Bürger) hinausgehen. Zudem wird ein Beispielfall mit Nachrangdarlehen definiert, ein solches Instrument kann für sich allein stehen oder in Kombination mit der direkten Beteiligung angewendet werden.

Beispielfall Kommanditgesellschaft – Basisfall direkte Beteiligungsquote:

- Ausgestaltung als Kommanditgesellschaft und direkte Beteiligung der lokalen Bevölkerung
- Beteiligungsquote am Eigenkapital, die im Großteil der Rückmeldungen mindestens angewendet wurde: 30 %
- Zu erwartende Gesamtausschüttungsquote: 250 %

Beispielfall Kommanditgesellschaft – Ambitionierte direkte Beteiligungsquote:

- Ausgestaltung als Kommanditgesellschaft und direkte Beteiligung der lokalen Bevölkerung
- Beteiligungsquote am Eigenkapital bei umfassender Bürgerbeteiligung (ggf. durch Verknüpfung mit Pachtverhandlungen²): 60 %
- Zu erwartende Gesamtausschüttungsquote: 250 %

Beispielfall Nachrangdarlehen

- als Vergleichsfall (weniger häufig angewendet in der Region)
- Laufzeit von 10 Jahren
- Generierung von 5% des Fremdkapitals über dieses Instrument
- Garantierte Verzinsung von 6%

² Hierbei können extreme Pachten vermieden werden, indem den Landeigentümern relevante Beteiligungsanteile angeboten werden.

Gemäß § 6 des NWindPVBetG muss allen betroffenen Bürgern in einem Umkreis von 2.500 m der WEA ein Angebot zur finanziellen Beteiligung gemacht werden, die Optionen dafür sind vielfältig. Das Angebot sieht gemäß der befragten Projektentwickler nicht unbedingt für alle Bürger in diesem Umkreis gleich aus und kann sich in Art und Höhe, bspw. je nach Akteur oder je nach Entfernung unterscheiden. Häufig werden auch über den Umkreis von 2.500 m hinaus lokale Beteiligungen angeboten.

Es gilt, dass die projektspezifischen Herausforderungen bewältigt werden müssen. Eine Direktauszahlung kann an die direkt betroffenen Bürger getätigt werden und Akzeptanz vor Ort schaffen. Aktive Beteiligungsmodelle bieten vergleichsweise höhere Renditeaussichten, jedoch kann sich ggf. nicht jeder Bürger eine Beteiligung mit möglicher Mindestbeteiligung leisten. Welche Ausgestaltung gewählt wird, ist daher sehr standortspezifisch. Da sich die oben beschriebenen exemplarischen Modelle jedoch mehrfach so oder ähnlich in den Rückmeldungen wiederfanden, stellen sie eine gute Ausgangsbasis für die Betrachtung möglicher zusätzlicher Bürgerbeteiligungspotenziale dar.

7.3 POTENZIALE FÜR BÜRGER IN DEN BETRACHTETEN LANDKREISEN

Wenn vor Ort Bürger an Windenergieprojekten beteiligt werden, können die Überschüsse, die beim Betrieb eines Windparks erwirtschaftet werden, auf eine breitere Anzahl an Akteuren verteilt werden. Ist der Projektentwickler bzw. -betreiber nicht vor Ort ansässig, kann hierdurch die Wertschöpfung in der Region sogar in relevanter Weise erhöht werden. Im Beispielfall des Referenzwindparks, der typische Strukturen für die Landkreise abbildet, ist der Entwickler bzw. Betreiber bereits vor Ort ansässig, weshalb die Erlöse ohnehin der Region zuzuordnen sind. Durch die Nutzung von Bürgerbeteiligungsoptionen profitieren aber deutlich mehr Menschen direkt von einem Windenergieprojekt und die Akzeptanz steigt.

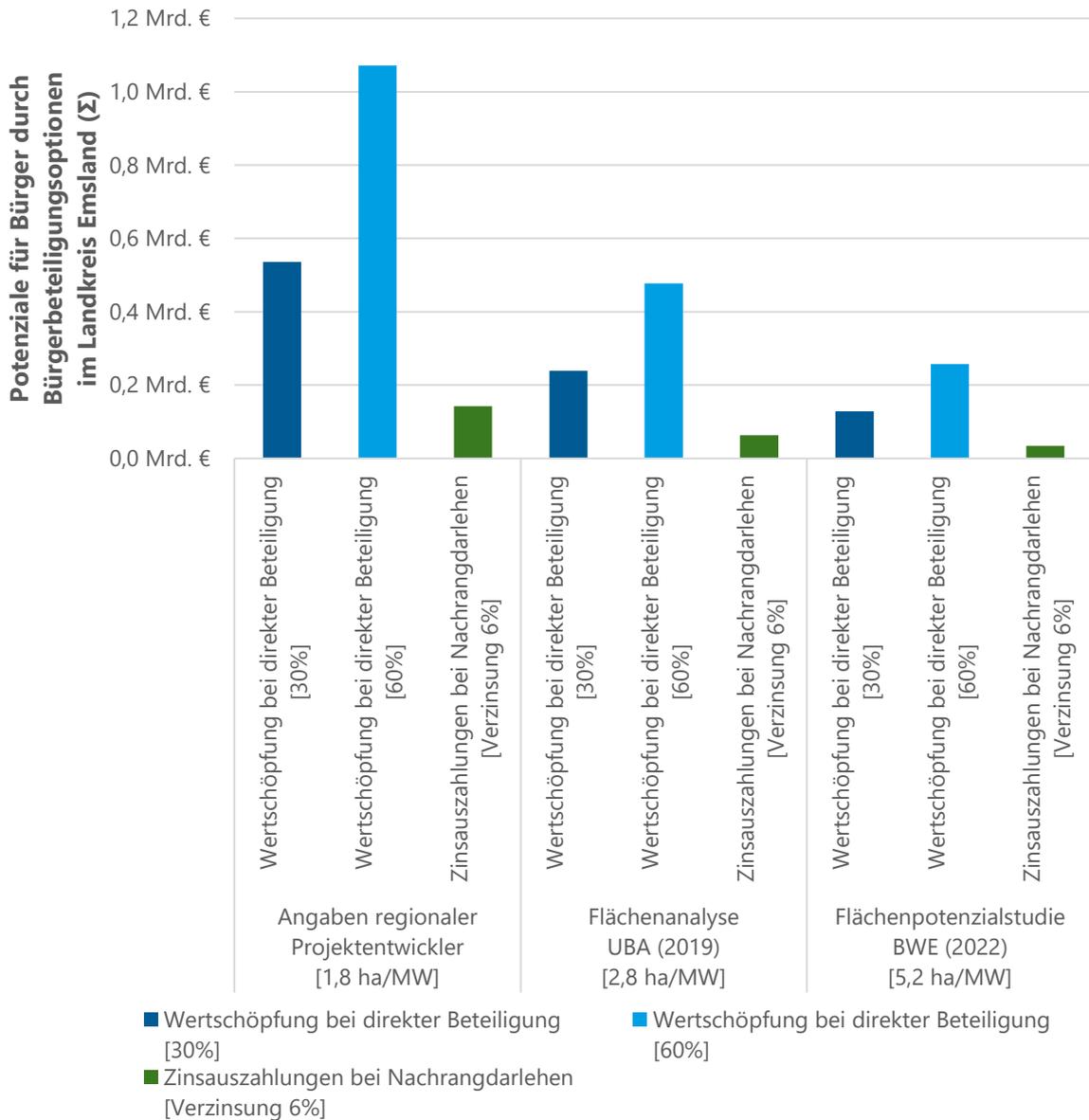
Mit § 6 des NWindPVBetG wird die in den betrachteten Landkreisen auch zuvor schon häufig angewendete Umsetzung von Bürgerbeteiligungsmodellen zur Verpflichtung und zudem durch Mindestanforderungen unterfüttert. Eine Mindestvariante stellt hierbei die Option einer Direktauszahlung von 0,1 ct/kWh an die Bürger im Umkreis von 2.500 m um die Windenergieanlagen bzw. -flächen dar. Diese wurde bereits in die grundlegende Berechnung regionalwirtschaftlicher Effekte in den Kapiteln 4 bis 6 einbezogen. Als Alternativen werden im NWindPVBetG Beteiligungsformen genannt. Hierzu wurden in Kapitel 7.2 in den Landkreisen gängige Optionen

identifiziert, die den Mindestanforderungen genügen bzw. darüber hinaus gehen.

Diese Ergebnisse der Befragung von lokalen Projektentwicklern hinsichtlich geplanter Modelle zur Bürgerbeteiligung und aufgestellten Beispielfälle werden in den folgenden Abschnitten genutzt, um zu zeigen, welche wirtschaftlichen Potenziale sich für die Bürger vor Ort ergeben können. Hierzu wird für den erwarteten Windenergiezubau auf den nach NWindG Flächen errechnet, welche wirtschaftlichen Effekte sich je nach exemplarischem Beteiligungsmodell ergeben.

7.3.1 POTENZIALE FÜR BÜRGER IM LANDKREIS EMSLAND

Für den Landkreis Emsland ergeben sich bei Anwendung der in 7.2 aufgestellten Beispielfälle die in der folgenden Abbildung 27 dargestellten Potenziale für Bürger. Diese Anteile an den Erlösen kommen jeweils den Bürgern zugute, wenn Projektentwickler diese in der gezeigten Weise beteiligen. Im Referenzwindpark führt dies zu einer breiteren Verteilung der Erlöse, indem sowohl der lokale Projektentwickler als auch die Bürger vor Ort profitieren. Bei vom Referenzwindpark abweichenden Konstellationen mit überregionalen Windparkeigentümern, entsprechen die gezeigten Potenziale einem zusätzlichen regionalökonomischen Effekt für die Region.



Eigene Darstellung.

Abbildung 27:

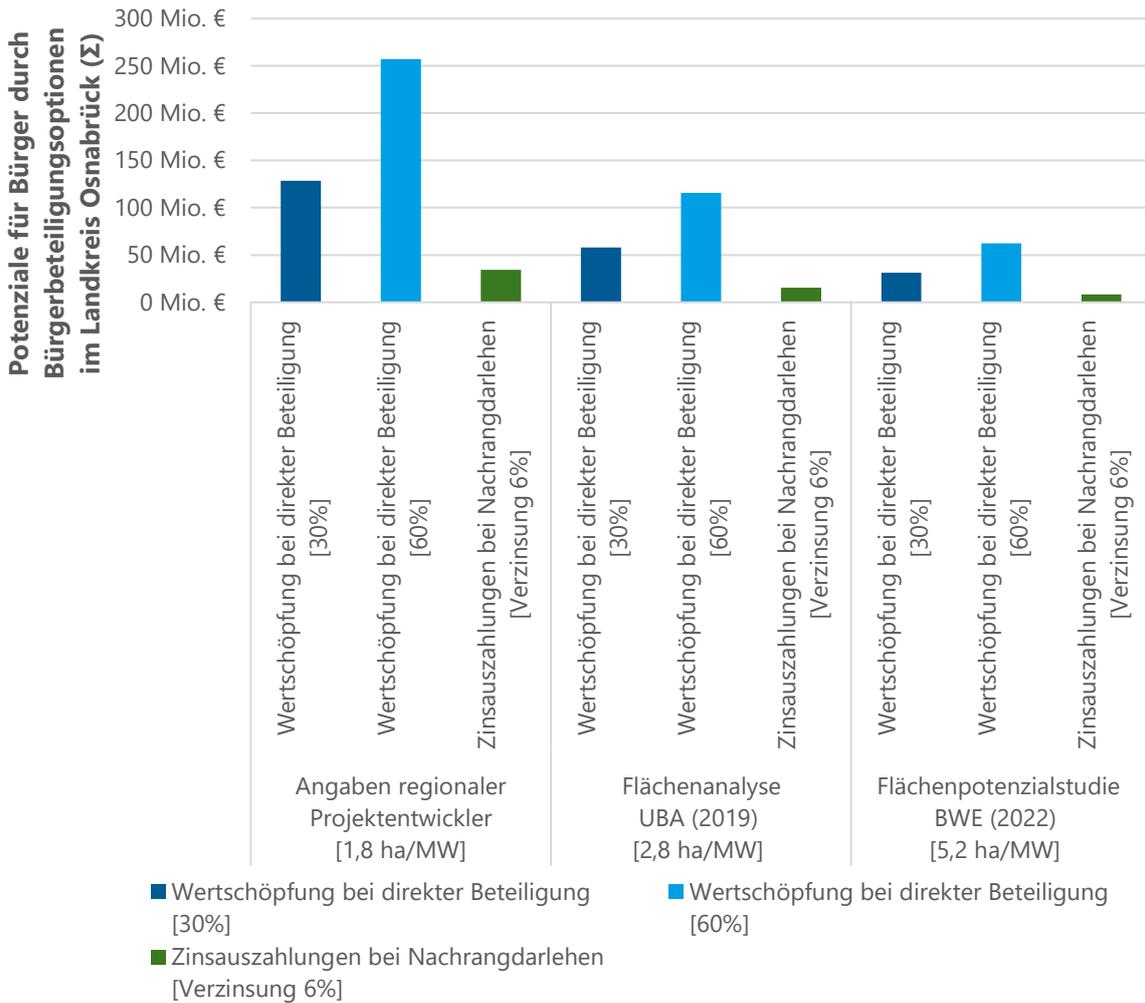
Potenziale für Bürger im Landkreis Emsland durch Bürgerbeteiligung

Abbildung 27 zeigt die Wertschöpfungspotenziale im Landkreis Emsland durch Bürgerbeteiligung an Windenergieprojekten. Die Abbildung veranschaulicht, welche Anteile der Wertschöpfung im Sinne der durch den Windpark generierten Gewinne sich bei Anwendung verschiedener Modelle für die beteiligten Bürger ergeben können. Für diese können sich bspw. einem Flächenbedarf von 1,8 ha/MW bei hoher direkter Beteiligung Potenziale von über einer Mrd. € ergeben. Bei einer direkten Beteiligung in Höhe von 30 % entstehen für die Bürger Potenziale in Höhe von bis zu ca. 0,5 Mrd. €. Im Falle der Nachrangdarlehen sind die

Potenziale mit rund 0,15 Mrd. € etwas geringer, dafür hat hier ein breiter Kreis die Möglichkeit zur Teilnahme, auch mit geringen Mindesteinlagen. Bei allen Beteiligungsoptionen stehen die Zahlungen den Bürger als privater Gewinn zur Verfügung.

7.3.2 POTENZIALE FÜR BÜRGER IM LANDKREIS OSNABRÜCK

Für den Landkreis Osnabrück ergeben sich bei Anwendung der in 7.2 aufgestellten Beispielfälle die in der folgenden Abbildung 28 dargestellten Potenziale für Bürger. Diese Anteile an den Erlösen kommen jeweils den Bürgern zugute, wenn Projektentwickler diese in der gezeigten Weise beteiligen. Im Referenzwindpark führt dies zu einer breiteren Verteilung der Erlöse, indem sowohl der lokale Projektentwickler als auch die Bürger vor Ort profitieren. Bei vom Referenzwindpark abweichenden Konstellationen mit überregionalen Windparkeigentümern, entsprechen die gezeigten Potenziale einem zusätzlichen regionalökonomischen Effekt für die Region.



Eigene Darstellung.

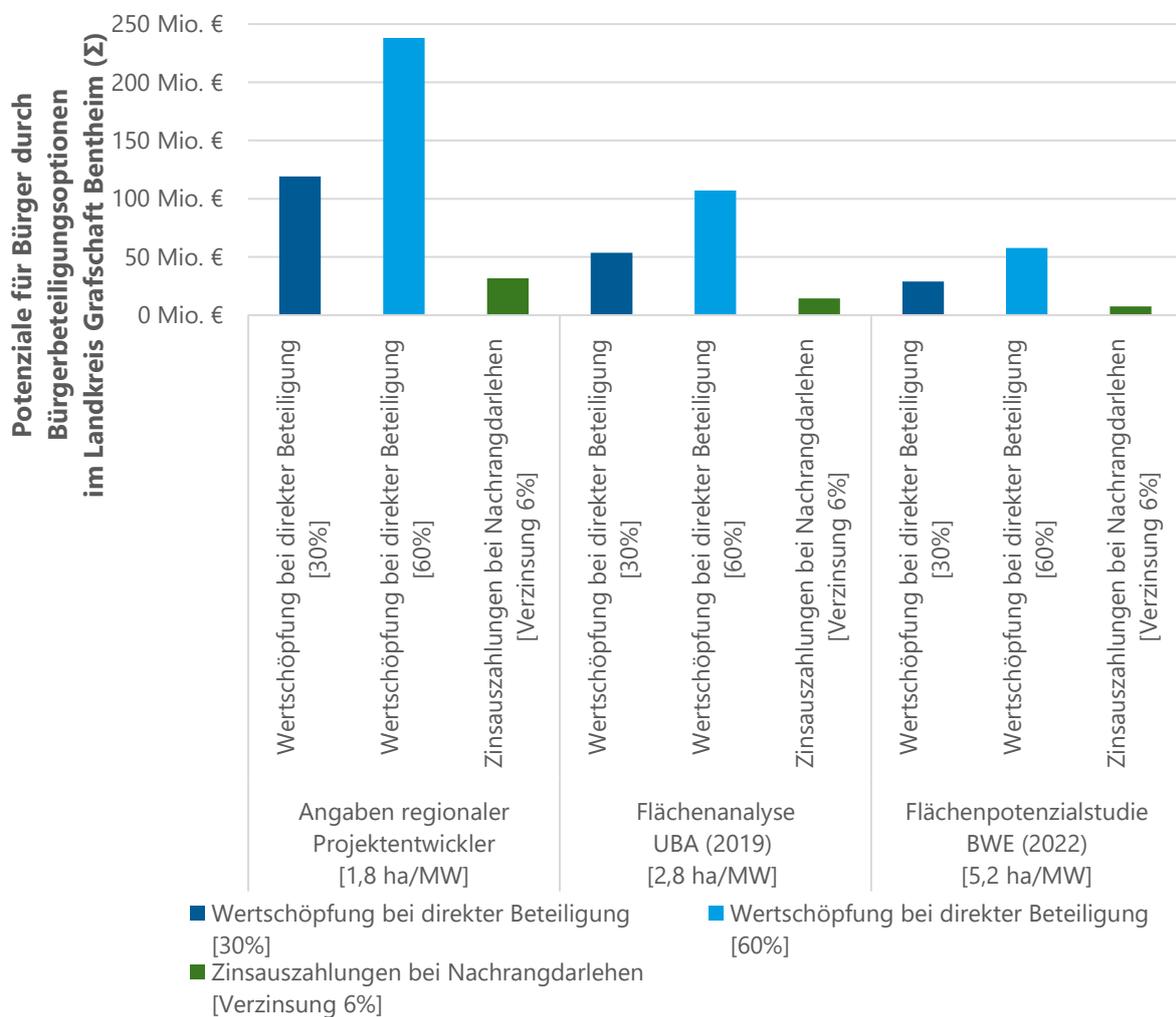
Abbildung 28:

Potenziale für Bürger im Landkreis Osnabrück durch Bürgerbeteiligung

Abbildung 28 zeigt die Wertschöpfungspotenziale im Landkreis Osnabrück durch Bürgerbeteiligung an Windenergieprojekten. Die Abbildung veranschaulicht, welche Anteile der Wertschöpfung im Sinne der durch den Windpark generierten Gewinne sich bei Anwendung verschiedener Modelle für die beteiligten Bürger ergeben können. Für diese können sich bspw. einem Flächenbedarf von 1,8 ha/MW bei hoher direkter Beteiligung Potenziale von über 250 Mio. € ergeben. Bei einer direkten Beteiligung in Höhe von bis zu ca. 130 Mio. €. Im Falle der Nachrangdarlehen sind die Potenziale mit rund 35 Mio. € etwas geringer, dafür hat hier ein breiter Kreis die Möglichkeit zur Teilnahme, auch mit geringen Mindesteinlagen. Bei allen Beteiligungsoptionen stehen die Zahlungen den Bürger als privater Gewinn zur Verfügung.

7.3.3 POTENZIALE FÜR BÜRGER IM LANDKREIS GRAFSCHAFT BENTHEIM

Für den Landkreis Grafschaft Bentheim ergeben sich bei Anwendung der in 7.2 aufgestellten Beispielfälle die in der folgenden Abbildung 29 dargestellten Potenziale für Bürger. Diese Anteile an den Erlösen kommen jeweils den Bürgern zugute, wenn Projektentwickler diese in der gezeigten Weise beteiligen. Im Referenzwindpark führt dies zu einer breiteren Verteilung der Erlöse, indem sowohl der lokale Projektentwickler als auch die Bürger vor Ort profitieren. Bei vom Referenzwindpark abweichenden Konstellationen mit überregionalen Windparkeigentümern, entsprechen die gezeigten Potenziale einem zusätzlichen regionalökonomischen Effekt für die Region.



Eigene Darstellung.

Abbildung 29:

Potenziale für Bürger im Landkreis Grafschaft Bentheim durch Bürgerbeteiligung

Abbildung 29 zeigt die Wertschöpfungspotenziale im Landkreis Grafschaft Bentheim durch Bürgerbeteiligung an Windenergieprojekten.

Die Abbildung veranschaulicht, welche Anteile der Wertschöpfung im Sinne der durch den Windpark generierten Gewinne sich bei Anwendung verschiedener Modelle für die beteiligten Bürger ergeben können. Für diese können sich bspw. einem Flächenbedarf von 1,8 ha/MW bei hoher direkter Beteiligung Potenziale von über 240 Mio. € ergeben. Bei einer direkten Beteiligung in Höhe von 30 % entstehen für die Bürger Potenziale in Höhe von bis zu ca. 215 Mio. €. Im Falle der Nachrangdarlehen sind die Potenziale mit rund 30 Mio. € etwas geringer, dafür hat hier ein breiter Kreis die Möglichkeit zur Teilnahme, auch mit geringen Mindesteinlagen. Bei allen Beteiligungsoptionen stehen die Zahlungen den Bürger als privater Gewinn zur Verfügung.

8 AUSBLICK: WEITERE POTENZIALE DURCH LOKALE STROMVERSORGUNG

Zunehmend wird derzeit diskutiert, inwiefern Windenergieprojekte die regionale Industrie direkt mit Strom versorgen könnten. Hieraus können wirtschaftliche Vorteile ergeben, indem sich ein Unternehmen über dieses Instrument einen langfristigen Strompreis absichert, der unterhalb des erwarteten Marktpreises liegt. Dies kann insbesondere erreicht werden, wenn eine Direktleitung genutzt wird, wodurch keine Netzentgelte und keine netznutzungsbezogenen Abgaben anfallen. Das heißt, es handelt sich um physische Stromkaufvereinbarungen, (engl. on-site Power Purchase Agreements PPAs) zwischen regionalen Windparks und der Industrie vor Ort. Im Folgenden sollen derartige Konzepte näher betrachtet und exemplarisch untersucht werden, wie sich Vorteile gestalten lassen.

In der Praxis sind on-site PPAs mit neu zugebauten Windparks bisher eine Ausnahme, Gründe hierfür liegen vordergründig in den derzeit attraktiven Zuschlagspreisen für die Windenergie an Land in Verbindung mit seit 2022 wieder gesunkenen Börsenstrompreisen. Zudem führen die rechtlichen Rahmenbedingungen derzeit noch zu verschiedenen Hindernissen und es sind in derartigen Konstellationen zahlreiche Pflichten und Vorgaben zu beachten, welche eine aufwendige Vertragsgestaltung zur Folge machen.

Nichtsdestotrotz ist ein zunehmendes Interesse an on-site PPAs zu beobachten, nachdem die Strommarktpreise 2022 Rekordwerte erreichten, und auch die Bundesregierung hat sich auf die Fahnen geschrieben, derartige Konzepte zu fördern. Somit sind Veränderungen an den rechtlichen Rahmenbedingungen, die on-site PPAs erleichtern, nicht ausgeschlossen.

8.1 PPA-MARKT UND -KONZEPTE

Der PPA-Markt hat sich im Windenergiebereich seit einigen Jahren zunehmend entwickelt. Über das Instrument der Sonstigen Direktvermarktung können Anlagenbetreiber Verträge mit Direktabnehmern schließen, ein Wechsel zurück in die Vergütung gemäß EEG ist möglich. Im Oktober 2024 ließen sich für die Windenergie an Land rund 12 GW dieser Vermarktungsform zuordnen. [Netztransparenz 2024]

Arten von PPA

Zu unterscheiden ist zwischen virtuellen und sogenannten corporate PPA. Letztere bezeichnen einen direkten Vertrag zwischen einem

Stromerzeuger und einem Abnehmer (bspw. ein Unternehmen). Die Belieferung kann sowohl über das öffentliche Netz („off-site“) als auch über eine Direktleitung („on-site“) und somit physisch erfolgen. In Abgrenzung dazu stellt ein sogenanntes virtuelles PPA ein reines Finanzprodukt dar – auf Basis vertraglicher Festlegungen erfolgen Differenzzahlungen, die Stromlieferung erfolgt unabhängig vom tatsächlich erzeugten Strom.

Derzeitige Marktbedingungen

Laut dena entwickelt sich „ein potenziell großer kurz- bis mittelfristiger PPA-Markt (...) für ältere Windkraftanlagen sowie für Anlagen, die zeitweise aus der EEG-Förderung aussteigen“. [dena 2024] Denn für Anlagen, deren Vergütungszeitraum ausläuft, bieten PPAs die Möglichkeit zum Weiterbetrieb. Es handelt sich laut dena in der Regel um PPAs mit kürzeren Laufzeiten von zumeist 1 bis 5 Jahren mit vollständiger Abnahme des fluktuierend einspeisenden Stroms („pay-as-produced“), in den meisten Fällen werden Herkunftsnachweise (HKN) und Ausgleichsenergie in die Konzepte integriert. [dena 2024]

Bei den Neuanlagen sieht die Situation etwas anders aus. Grundsätzlich können geförderte Anlagen gemäß § 21b EEG 2023 temporär in die sonstige Direktvermarktung wechseln. Sie erhalten dann keine Marktprämie, aber haben ein Anrecht auf HKN und können somit als Grünstrom vermarktet werden. Die Aktivitäten in diesem Marktsegment hängen stark von den Strommarktpreisen und dem regulatorischen Umfeld ab. Im Jahr 2022, als die Preise im Zusammenhang mit der Ukraine-Krise stark anstiegen, war ein gewachsenes Interesse zu beobachten. Durch Strompreisdeckel und sinkende Marktpreise gingen die Aktivitäten im Jahr 2023 jedoch wieder zurück. Die auf EU-Ebene vereinbarte Strommarktreform sieht für die Zukunft eine Vereinheitlichung von Fördersystemen auf zweiseitige Differenzverträge (CfDs) vor, was den PPA-Markt ankurbeln könnte. Ob und in welcher Weise dies in Deutschland für die Windenergie an Land durchgeführt wird, ist noch ungeklärt. In der öffentlichen Diskussion gewinnen PPAs aber weiter an Bedeutung, und das Interesse von Unternehmen ist erklärtermaßen vorhanden, insbesondere seit der Entwicklung, die die Strompreise 2022 nahmen.

PPAs mit Direktanbindung

Ein eigenes Segment stellen die PPAs mit Direktanbindung dar, bei denen nicht nur eine virtuelle, sondern eine physische Lieferung des Stroms erfolgt. Aufgrund der Direktleitung werden diese, wie oben bereits kurz beschrieben, auch als „on-site-PPA“ bezeichnet. Hierbei können Netzentgelte und netznutzungsbezogene Abgaben eingespart werden, allerdings ist der zusätzliche Aufwand für Planung und Bau der Direktleitung zu berücksichtigen. So versorgt seit Juni 2024 in

Deutschland erstmals ein neuer Windpark einen Industriestandort: Der Windpark Hohenlimburg ist mittels einer knapp 3 km langen Kabeltrasse direkt mit dem Werksnetz des lokalen Stahl-Standorts von thyssenkrupp verbunden und liefert etwa 40% der durch den Standort benötigten jährlichen Strommenge. [SL NaturEnergie 2024]

Anreize für Unternehmen zum Abschluss von PPAs mit physischer Lieferung bestehen nicht nur im Bereich der Preissicherung, sondern insbesondere auch unter Berücksichtigung der fortschreitenden Anforderungen hinsichtlich der Dekarbonisierung der Stromversorgung.

Im Folgenden konzentrieren sich die Ausführungen auf PPA-Konzepte für Neuanlagen, die über eine Direktanleitung an Industriestandorte angebunden werden und diese physisch mit Strom beliefern. Zunächst wird der aktuelle rechtliche Rahmen für derzeitige Konzepte beschrieben.

8.2 RAHMENBEDINGUNGEN FÜR PPA-KONZEPTE MIT DIREKTLEITUNG

Laut der Wind-an-Land-Strategie des BMWK aus dem Mai 2023 sollten bis Ende 2027 Flächen für die Windenergie an Land entwickelt werden, die benachbarte Unternehmen direkt beliefern, auch der Eigenverbrauch soll demnach ermöglicht werden. [BMWK 2023] Bisher wurden in dieser Hinsicht jedoch keine konkreten Maßnahmen umgesetzt.

Abseits von wirtschaftlichen Fragestellungen bedeuten die derzeit geltenden rechtlichen Rahmenbedingungen aufwendige und nicht selten langwierige Prozesse für den Abschluss von Direktlieferverträgen zur Stromlieferung außerhalb des Netzes (also über Direktleitungen).

Vertragsgegenstand und Lieferbedingungen

Bei einem PPA mit Direktlieferung verkauft ein Betreiber den erzeugten Windstrom über einen bestimmten Zeitraum zu einem festgelegten Preis an ein Unternehmen, die Bedingungen werden im Einzelnen zwischen den Parteien vertraglich geregelt. Beispielsweise muss nicht die gesamte erzeugte Strommenge Vertragsgegenstand sein und die Liefer- und Vergütungsbedingungen können unterschiedliche geregelt sein. Im für den Anlagenbetreiber einfachsten Fall wird eine Belieferung „pay-as-produced“ vereinbart, das heißt, die erzeugte Strommenge oder ein fester Anteil davon wird zu jedem Zeitpunkt von dem Vertragspartner abgenommen und fluktuierend eingespeist. Es können aber auch fahrplanbasierte Vereinbarungen getroffen werden, wie eine Belieferung auf Basis von Kurzfrist-Prognosen („as-forecasted“), die Lieferung einer monatlich variierenden konstanten Menge (monthly baseload“) oder einer über die Monate gleich verteilten konstanten

Menge („annual baseload“). [AboWind 2024] Letztlich geht es insbesondere darum, wie Ertragsrisiken verteilt werden.

Auf privatrechtlicher Ebene wird ein PPA mit Direktleitung als Kaufvertrag im Sinne der §§ 433 ff. BGB eingeordnet. Vertragsbestandteile sind Laufzeit und Kündigungsrechte, Preisregelungen sowie Regelungen zu Schadensersatz, Abrechnung und Sicherheiten. Zumeist werden darüber hinaus der Lieferbeginn, Liefermengen und Vereinbarungen zur Stromqualität aufgenommen. [BWE 2024]

Räumliche Nähe

Bei einer Direktlieferung besteht eine räumliche Nähe zwischen Erzeugung und Verbrauch und es erfolgt für die PPA-gehandelten Strommengen keine Durchleitung durch das öffentliche Netz. In § 3 Nr. 16 sowie § 21b Abs. 4 EEG wird für die Direktbelieferung eine „unmittelbare räumliche Nähe“ vorgeschrieben. [EEG 2023] Dieses Kriterium wird allerdings nicht näher definiert, was in der Praxis zu Unsicherheiten führt.

Im EnWG ist seit 2023 der Begriff „Direktleitung“ mit jenem der „Kundenanlage“ verbunden. Für Kundenanlagen, bei denen EEG-Anlagen zur direkten Energieversorgung über eine direkte Leitung dienen, wird in § 3 Nummer 24a/24b EnWG eine maximale Leitungslänge von 5 km definiert. [EnWG 2023] Dies beschränkt die Nutzbarkeit des Instruments für Unternehmen, da die Entscheidung über die Anbindung eines regionalen Projektes nicht allein wirtschaftlich getroffen werden kann, sondern über die maximale Leitungslänge vordefiniert wird. Zudem ist im Zusammenhang mit der Kundenanlage unklar, ob mehrere Kundenanlagen angeschlossen werden können und ob eine Anbindung ans öffentliche Netz möglich ist. [BWE 2024]

Das EnWG enthält daneben auch eine Kategorie für eine Direktleitung ohne die Verknüpfung zur Kundenanlage, die Erzeuger und Verbraucher verbindet und deren Länge nicht begrenzt ist. Allerdings ist hier keine Überschusseinspeisung möglich.

Überschusseinspeisung

Ohnehin ist es gesetzlich nicht explizit geregelt, ob im Falle von Direktleitungen, die über einen PPA Strom direkt an einen lokalen Verbraucher liefern, eine Überschusseinspeisung möglich ist. Aus juristischer Sicht lässt sich aus dem EEG ableiten, dass Wechselflichten und die Informationsverpflichtungen hinsichtlich einer möglichen prozentualen Aufteilung nur für Anlagen gelten, die in die Sonstige Direktvermarktung gehen und über das Netz Strom an konkrete Abnehmer veräußern. Bei einer Direktleitung bestehen diese Voraussetzungen und somit Pflichten nicht. Aufgrund der allgemeinen

Zielsetzungen der Bundesregierung die Direktvermarktung über Direktleitungen zu erleichtern, kann es laut Juristen zumindest als wahrscheinlich gelten, dass eine Überschusseinspeisung möglich ist, was im Vorhinein mit dem Netzbetreiber besprochen werden sollte, insbesondere, ob dieser die erwartbare Einspeisung auch abnehmen kann. [Enervis 2024]

Berichtspflichten

Weitere Hemmnisse bestehen in den Berichtspflichten für Betreiber sowie im Bereich der Redispatch-Vorgaben. Grundsätzlich unterliegen Betreiber von direkt beliefernden Erzeugungsanlagen den gleichen umfangreichen Anforderungen bezüglich Informations- und Berichtspflichten wie öffentliche Energieversorgungsunternehmen, was einen zusätzlichen Aufwand darstellt. Die Redispatch-Anforderungen bedeuten erhöhte Unsicherheiten bezüglich der durch ein Unternehmen zu erwartenden Energiemengen.

Wegfallende Netzentgelte

Vorteilhaft ist in Bezug auf Direktleitungen, dass keine Netzentgelte und netzbezogenen Abgaben auf die gelieferten Mengen gezahlt werden müssen. Die Netzentgelte können regional sehr unterschiedlich ausfallen. Die Berechnungsrundlagen werden allerdings zurzeit durch die Bundesnetzagentur neu definiert, was ab 2025 zu Entlastungen bei den Netzentgelten führen soll. Insbesondere sollen Netzbetreiber mit besonders hohen Kosten durch den Ausbau der erneuerbaren Energien in ihrem Netzgebiet entlastet und die Kosten fairer verteilt werden. [BNetzA 2024a] Dies wird in einigen Regionen dazu führen, dass sich die potenzielle Ersparnis durch die Einsparung der Netzentgelte bei einem PPA-Direktliefervertrag verringert. Bei der EWE Netz GmbH zeigten erste Berechnungen bspw. eine zu erwartende Reduzierung der Netzentgelte um 14% ab 2025. [BNetzA 2024b]

Herkunftsnachweise

Weiterhin wichtig im Zusammenhang mit PPAs zwischen Unternehmen und Betreiber von Windenergieanlagen ist das Instrument der Herkunftsnachweise (HKN). Diese können genutzt werden, um die Grünstromeigenschaften geltend zu machen. Es handelt sich um elektronische Dokumente, die bescheinigen, wie und wo Strom aus EE produziert wurde. Für jede produzierte MWh wird ein HKN generiert und jeder HKN kann nur einmal entwertet werden. Die HKN werden durch das Herkunftsnachweisregister (HKNR) in Verantwortung des Umweltbundesamts (UBA) verwaltet.

In der Praxis wird somit in der Regel nicht nur eine Stromlieferung vereinbart, sondern auch ein Übergang von HKN für diese Strommenge. Bisher gibt es keine etablierte öffentliche Handelsplattform für HKN, weshalb die Preistransparenz begrenzt ist. Das Unternehmen Energy Brainpool beschäftigt sich regelmäßig mit fairen PPA-Preisen und weist

in diesem Zusammenhang eine aktuelle Preisannahme von 0,45 ct/kWh für Herkunftsnachweise aus. [Energy Brainpool 2024]

Preisbildung

Neben den aktuellen Börsenstrompreisen als Vergleichswerte und den HKN gehen gemäß Angaben von Energy Brainpool zur fairen PPA-Preisbildung zusätzlich der Profilvertrag für die jeweilige Technologie sowie insbesondere das Strukturierungsrisiko und die Hedgingkosten ein. Für den Monat November wird ein aktueller Basepreis von 8,39 ct/kWh zugrunde gelegt, es erfolgt ein Profilvertragsabzug von 1,03 ct/kWh und ein Abzug für Strukturierungsrisiko und Hedgingkosten von insgesamt 0,55 ct/kWh. Wieder aufgeschlagen wird daraufhin der HKN-Preis von angenommenen 4,5 ct/kWh, so dass sich im November 2024 ein „fairer PPA-Preis“ von 7,26 ct/kWh für die Windenergie an Land ergibt. [Energy Brainpool 2024] Zu beachten ist, dass dies eine theoretische Berechnung darstellt und keine Auswertung tatsächlicher Vertragsabschlüsse, hier können sich die Preise anders darstellen. Zudem ist zu beachten, dass eine solche Größenordnung für Neuanlagen je nach Standortgüte eher nicht interessant ist und hier mehr gezahlt werden müsste, um einen PPA verhandeln zu können.

8.3 FALLBEISPIEL PPA MIT DIREKTLEITUNG

PPAs mit Direktleitung können dazu dienen, die Energieversorgung eines Unternehmens nachhaltiger aufzustellen und Strompreise langfristig abzusichern. Im Folgenden sollen die Potenziale für Unternehmen, die sich aus einem PPA mit Direktlieferung ergeben können, näher betrachtet werden.

Neben diesen positiven Effekten hinsichtlich potentieller Stromkostensenkungen bei Unternehmen könnte das Interesse an lokalen Direktlieferverträgen zudem die Windenergieentwicklung in einer Region positiv beeinflussen, da sich dann lokale Unternehmen konkret um Windenergieprojekte bemühen. Sollten Projekte bereits in der Planungsphase mit Blick auf ein on-site-PPA umgesetzt werden, könnten sich dadurch, dass sich ein lokales Unternehmen hinsichtlich der Flächenbereitstellung aktiv einbringt, sogar zusätzliche Flächen ergeben. So könnten Projekte entstehen, die über die konkreten lokalen Zielvorgaben hinaus gehen und somit zusätzliche Wertschöpfung für die Kommunen und lokale Wirtschaft schaffen.

Fallbeispiel

Zur Abschätzung potenzieller Kosteneinsparungen von Unternehmen ist zu untersuchen, wie sich die Stromkosten im Vergleich zur heutigen Situation darstellen, wenn direkt bezogener Windstrom genutzt wird. Im Folgenden wird ein vereinfachter Vergleich für einen beispielhaften Fall vorgenommen. Hierbei werden keine Lastgang- und Einspeisedaten

abgeglichen, sondern davon gezeigt, wie sich die Situation bei bestimmten Abnahmemengen darstellt (die in Realität natürlich unterjährig schwanken würden). Es wird hierbei die Sichtweise des Unternehmens verfolgt. Es werden somit folgende Annahmen für ein Beispielprojekt getroffen:

Beliefernder Windpark

- Der Windpark entspricht in seiner Ausgestaltung dem Referenz-Windpark und vermarktet einen Teil seiner Energieproduktion über ein PPA mit Direktleitung.
- Der PPA-Preis wird so verhandelt, dass der Windpark gegenüber einem Ausschreibungszuschlag nicht schlechter gestellt ist, sondern einen Anreiz in Höhe von +10 % des anzulegenden Wertes erhält (dies dient auch zur Abdeckung des zusätzlichen administrativen Aufwands). Als Vergleichswert wird der aktuell geltende Höchstwert (entspricht weitgehend den durchschnittlichen Zuschlagswerten 2024) von 7,35 ct/kWh am 100 %-Standort angenommen.
- Die mittlere Standortgüte wird mit 75 % angenommen, verbunden mit dem entsprechenden Korrekturfaktor ergibt sich ein anzulegender Wert von 9 ct/kWh sowie ein verhandelter PPA-Preis von 9,9 ct/kWh.
- Der Preis für HKN wird mit 0,45 Cent pro Kilowattstunde angesetzt.
- Die Vergütung über den PPA erfolgt „pay-as-produced“.

Abnehmendes Unternehmen

- Das lokale Unternehmen hat einen angenommenen Gesamtstromverbrauch von 20 Mio. kWh pro Jahr.
- Für die derzeitigen Stromkosten wird der durchschnittliche Industriestrompreis für Unternehmen mit einem Verbrauch von 160.000 bis 20 Mio. kWh im Jahr 2024 angenommen. Dieser betrug mit Stand Juli 2024 durchschnittlich 16,6 ct/kWh, wovon 15,2 ct auf Beschaffung, Vertrieb und Netzentgelte entfielen. [bdew 2024]
- Vereinfachend wird der Industriestromtarif über die gesamte Zeit mit dem heutigen Durchschnittswert angenommen.
- Es erfolgt eine Belieferung über eine Vertragslaufzeit von zehn Jahren.
- Das Unternehmen trägt die Kosten für den Bau der Direktleitung.

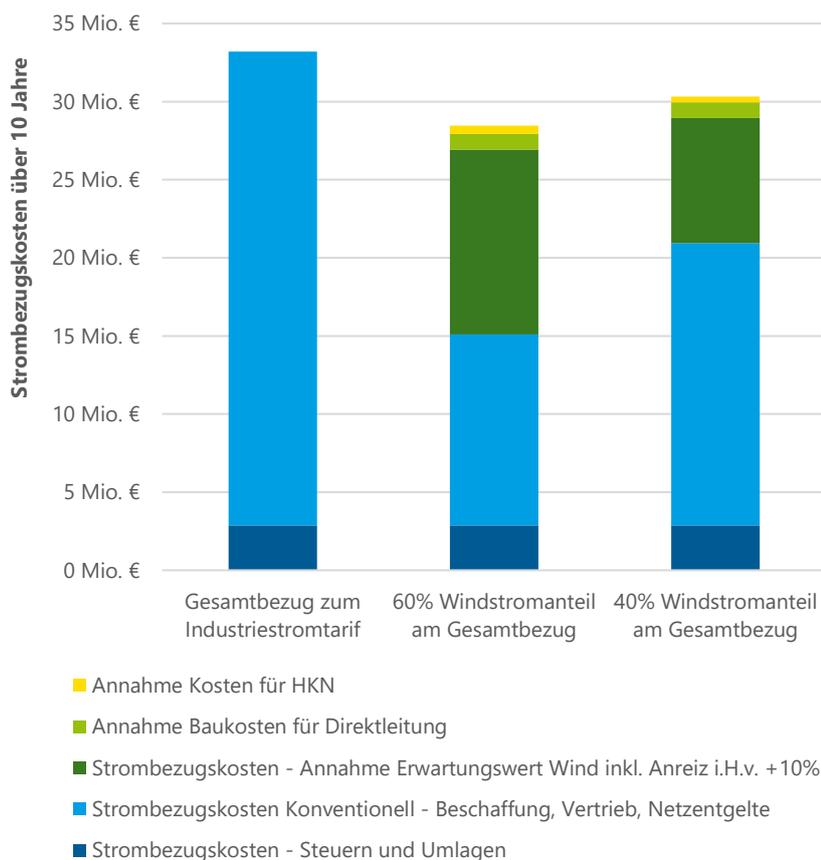
Baukosten der Direktleitung

- Die Kabellänge beträgt 4 km.
- Die Planungs- und Baukosten werden basierend auf Erfahrungswerten mit 250 €/m Kabel angenommen.

Berechnungsfälle

- Es werden zwei Beispielfälle in Bezug auf den Anteil des Windstroms am Gesamtstromverbrauch berechnet (60 % und 40 % Anteil).
- Der darüber hinaus notwendige Strombezug aus dem Netz erfolgt zum durchschnittlichen Industriestromtarif (Hinweis: In der Praxis würden sich durch die verminderte Abnahmemenge voraussichtlich andere Tarifstrukturen ergeben als im Fall ohne PPA, dies ist individuell strukturiert und kann im Rahmen eines abstrakten Beispiels nicht abgebildet werden).

Im Ergebnis kann der in der folgenden Abbildung 30 dargestellte Vergleich gezogen werden.



Eigene Darstellung.

Abbildung 30:

Einsparungspotenziale für ein Beispielunternehmen (Strombedarf 20 Mio. kWh pro Jahr) durch PPA mit Direktleitung bei verschiedenen Anteilen am Gesamtbezug im Vergleich zu herkömmlichem Strombezug

Bei 60 % Anteil Windstrom am Gesamtstrombezug kann das Beispielunternehmen unter den angegebenen Annahmen über die Lieferzeit von zehn Jahren insgesamt rund 4,7 Mio. € einsparen, also rund 0,5 Mio. € pro Jahr. Im Fall eines Windstromanteils von 40 % am Gesamtstrombezug können rund 2,9 Mio. € über zehn Jahre eingespart werden, also rund 0,3 Mio. € pro Jahr.

Wichtige Einflussfaktoren

Es ist zu beachten, dass es sich um ein vereinfachtes Berechnungsbeispiel handelt. Derartige Liefer- und Vertragsbeziehungen sind hoch individuell zu gestalten und abhängig von den konkreten Rahmenbedingungen vor Ort, großen Einfluss haben hierbei insbesondere folgende Parameter:

- Einsparung von Netzentgelten:
 - Dies stellt zurzeit den Hauptvorteil eines Bezugs über einen PPA mit Direktleitung dar. Die Netzentgelte sind lokal unterschiedlich und werden durch den zuständigen

Netzbetreiber individuell anhand der Verbrauchsdaten berechnet.

- Es ist insbesondere zu beachten, dass für Großkunden mit Lastgangmessung (ab 100.000 kWh/a) bei einem Wert ab 2.500 Vollbenutzungsstunden (abhängig von benötigter Spitzenlast und Jahresverbrauch) der Arbeitspreis deutlich sinkt, während der Leistungspreis zunimmt, was bei weiteren darüber hinaus gehenden Vollbenutzungsstunden vergleichsweise wenig ins Gewicht fällt. Bei unter 2.500 Vollbenutzungsstunden ist der Arbeitspreis höher und die Kosten nehmen verbrauchsabhängig stärker zu. Sollte ein Unternehmen aufgrund des Windstrombezugs in die Kategorie von unter 2.500 Vollbenutzungsstunden fallen, kann es dazu kommen, dass es mehr Netzentgelte zahlen muss als zuvor, obwohl es weniger externen Strombezug hat. Dies sollte im Vorhinein bei der gewählten PPA-Konstellation berücksichtigt werden. Bei Unternehmen, die oberhalb von 7.000 Vollbenutzungsstunden liegen, wird eine neue Entgeltkategorie erreicht und die Netzentgelte fallen auf ein Niveau, auf dem sie kaum noch ins Gewicht fallen. Für eine Direktversorgung besteht in diesen Fällen zumindest aus wirtschaftlicher Sicht kein Anreiz. [vgl. bspw. enervis 2024]
- Ab 2025 sollen die Netzentgelte durch einen neuen Wälzungsmechanismus sinken, insbesondere in Regionen mit hohem Erneuerbaren-Ausbau und damit höheren Netzausbaukosten [Bundesnetzagentur 2024] Auch für die Zukunft wird über Maßnahmen zur Senkung der Netzentgelte diskutiert.
- Aufgrund des Netzausbaus sind übergeordnet betrachtet aber grundsätzlich steigende Netzentgelte zu erwarten, eine aktuelle Untersuchung geht bspw. davon aus, dass die Netzentgelte für die Industrie bis 2045 um 7 ct/kWh ansteigen könnten. [EWI 2024]
- Aktueller Strombezugspreis eines Unternehmens:
 - Im Berechnungsbeispiel wurde der durchschnittliche Industriestrompreis angenommen.
 - Bei einem Bezug über die Strombörse bzw. Auswahl entsprechender Tarife mit dynamischen Komponenten können die Stromkosten von Industrieunternehmen geringer sein und es muss ein anderer Vergleichswert angesetzt werden.

- Vereinfachend wird angenommen, dass der über den Windstrom hinaus benötigte Strom zum durchschnittlichen Preis weiter bezogen wird und im Berechnungsbeispiel an dieser Stelle keine Differenzierung getroffen. Wenn ein Industriekunde in einem Festpreismodell ist, wird allerdings häufig ein jährlicher Energiemengenkorridor definiert, in dem der vereinbarte Festpreis gilt. Dann können sich bei vermindertem Strombezug ggf. Strafzahlungen oder die Notwendigkeit einer Neuvereinbarung mit ggf. höherem Festpreis ergeben.
- PPA-Preis:
 - Im Berechnungsbeispiel wurde angenommen, dass eine Neuanlage ihren gesicherten Zuschlagswert plus einen finanziellen Anreiz als Mindestanforderung an einen PPA-Preis hat.
 - In Realität spielen weitere Überlegungen eine Rolle, wie bspw. das Erzeugungsprofil und die daraus abgeleiteten zu erwartenden Vermarktungserlöse (diese können bei einem Erzeugungsprofil, das gegenüber dem Referenzmarktwert zusätzliche Einnahmen ermöglicht, sowie natürlich bei einer hohen Börsenstrompreisentwicklung über dem anzulegenden Wert liegen).
 - Das Berechnungsbeispiel bezieht sich auf einen 75%-Standort und einen Zuschlag zum Höchstwert. Bei mehr Wettbewerb, verringertem Höchstwert oder besserem Windstandort ergeben sich im Vergleich zum Berechnungsbeispiel andere Werte, die in die PPA-Verhandlungen eingehen.
- Abnahmemenge:
 - Das Lastprofil des Unternehmens ist mit dem erwarteten Erzeugungsprofil abzugleichen.
 - Die mögliche Abnahmemenge an Windstrom kann stark variieren. Der Reststrombezug des Unternehmens konzentriert sich vermehrt auf bestimmte Zeiten, so dass ggf. andere Bezugspreise zu berücksichtigen sind (insofern der Bezugspreise dynamisch mit dem Börsenpreis korrespondiert).
 - Die Energieerträge aus einem Windenergieprojekt schwanken unterjährig und zudem je nach Windjahr, die potenziellen Einsparungen werden also nicht konstant erreicht.

- Sollte keine Überschusseinspeisung möglich sein (bspw. aufgrund einer vergleichsweise hohen Leitungslänge), muss der Windparkbetreiber entsprechend auch für die etwaige bei Nichtabnahme abgeregelte Erzeugung entschädigt werden, was zu zusätzlichen Kosten führt.

Abwägung von möglichen Vorteilen und Aufwand

In der Tendenz kann der berechnete Beispielfall zeigen, dass Unternehmen mit einem großen Stromverbrauch durch den Direktbezug von lokalem Windstrom durchaus wirtschaftliche Vorteile generieren können. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass der administrative Aufwand zur Etablierung eines solchen Modells und somit die Anbahnungs- und Abwicklungskosten sehr hoch sind. Hierfür kann keine generelle Annahme getroffen werden, dies dürfte aber in Verbindung mit den in Kapitel 8.2 geschilderten rechtlichen Unsicherheiten zurzeit noch ein deutliches Hemmnis sein.

Lokale Situation

Zudem ist zu beachten, dass eine Grundvoraussetzung derartiger Konstellationen ist, dass sich der Windpark in räumlicher Nähe befinden muss, um den Bau einer Direktleitung aus planerischer und wirtschaftlicher Sicht möglich werden zu lassen (d.h. auch wenn bspw. die Formulierung der unmittelbaren räumlichen Nähe im EEG bzw. die 5 km-Grenze im EnWG wegfallen sollte, wäre dies ein zu berücksichtigender Faktor). Somit müssen sich ein lokales Großunternehmen und ein lokaler Windpark in der Nachbarschaft zueinander befinden, was nicht in allen Fällen gegeben sein wird. Sind die Voraussetzungen gut und die Akteure vor Ort einig, kann das Modell eines PPA mit Direktleitung Potenzial bieten.

Individualität der Entscheidung

Die beteiligten Akteure müssen dabei letztlich auf Basis ihrer Zukunftseinschätzung der Strommarktpreise eine Entscheidung treffen. Geht ein Unternehmen von stark steigenden Marktpreisen aus und will sich dagegen absichern, wird es einen PPA in Erwägung ziehen. Ein Windparkbetreiber wird ebenso abwägen, ob er sich die Chance auf zusätzliche Erlöse über seinen gesicherten anzulegenden Wert hinaus am Strommarkt erhalten möchte oder ob er sich längerfristig über einen PPA festlegt, in den ein vorab definierter finanzieller Anreiz im Vergleich zur Vermarktung über das EEG einberechnet wurde.

Einfluss der Rahmenbedingungen

Es gibt viele Einflussfaktoren, die bei diesen Überlegungen eine Rolle spielen und die zukünftigen Entscheidungen von Unternehmen und Betreibern bestimmen werden, wie beispielsweise die Entwicklung der Netzentgelte sowie etwaige Strompreiserleichterungen für die Industrie, die Entwicklung des Förderdesigns für die Windenergie oder die Börsenstrompreisentwicklung.

9 ZUSAMMENFASSUNG

Die vorliegende Studie untersucht die wirtschaftlichen Effekte von Windenergieprojekten in den Landkreisen Emsland, Osnabrück und Grafschaft Bentheim. Ziel ist es, die regionalökonomischen Effekte und die kommunale Wertschöpfung durch den Ausbau der Windenergie zu analysieren.

Die regionalökonomischen Effekte umfassen wirtschaftliche Zuwächse, die lokalen Unternehmen, Dienstleistern und Landeigentümern zugutekommen. Diese Effekte treten in allen Phasen eines Windenergieprojekts auf, von der Planung und Realisierung bis hin zum Betrieb. In der Planungs- und Realisierungsphase entstehen Effekte durch die Beteiligung lokaler Windenergieprojektentwickler, Planungsbüros, Gutachter und Bauunternehmen. In der Betriebsphase ergeben sich Potenziale durch Pachtzahlungen, Versicherungen, Betriebsführung und Wartung. Die kommunale Wertschöpfung bezieht sich auf Einnahmen der Kommune, die sich aus der Realisierung von Windenergieprojekten ergeben, wie Genehmigungsgebühren, Kompensationszahlungen und Gewerbesteuererinnahmen.

Für die Landkreise Emsland, Osnabrück und Grafschaft Bentheim wurden spezifische Ausbaupotenziale und wirtschaftliche Effekte analysiert. Zu deren Abschätzung wurde auf Basis einer Befragung ein generisches Windparkprojekt entwickelt, das für jeden Landkreis typische Strukturen abbildet, die daraufhin in Verbindung mit dem zukünftigen Ausbaupotenzial skaliert wurden, um regionalökonomische Effekte und die kommunale Wertschöpfung abzuschätzen.

Wertschöpfung im Landkreis Emsland

Im Landkreis Emsland sind derzeit 1.155 MW Windenergieleistung installiert, weitere 344 MW sind genehmigt. Das NWindG sieht für den Landkreis Emsland Teilflächenziele von 8.860 ha (3,07 %) bis 2032 vor. Die wirtschaftlichen Effekte des weiteren Windenergieausbaus im Landkreis Emsland werden auf bis zu 9 Mrd. € geschätzt, wobei regionalökonomische Effekte und kommunale Wertschöpfung berücksichtigt werden, die sich bei einem weiteren Zubau in Form der generischen Windparkstrukturen ergeben.

Wertschöpfung im Landkreis Osnabrück

Im Landkreis Osnabrück sind 520 MW Windenergieleistung installiert, weitere 108 MW sind genehmigt. Das NWindG sieht ein Teilflächenziel von 3.199 ha (1,51 %) bis 2032 vor. Die wirtschaftlichen Effekte des weiteren Windenergieausbaus im Landkreis Osnabrück werden auf bis zu 1,7 Mrd. € geschätzt.

Wertschöpfung im Landkreis Grafschaft Bentheim

Im Landkreis Grafschaft Bentheim sind 194 MW Windenergieleistung installiert, weitere 39 MW sind genehmigt. Das NWindG sieht ein Teilflächenziel von 1.258 ha (1,28 %) bis 2032 vor. Die wirtschaftlichen Effekte des weiteren Windenergieausbaus im Landkreis Grafschaft Bentheim werden auf bis zu 2 Mrd. € geschätzt.

Tabelle 12 führt die geschätzten wirtschaftlichen Effekte für alle Landkreise bei Erfüllung des jeweiligen Teilflächenziels mit einem Flächenbedarf von 1,8 ha/MW auf. Alle Abschätzungen basieren auf Projektstrukturen, die dem generischen Windpark als derzeit typischem regionalen Projekt entsprechen.

Tabelle 12: Wirtschaftliche Effekte in den betrachteten Landkreisen bei Erfüllung des Teilflächenziels mit einem Flächenbedarf von 1,8 ha/MW

	Landkreis Emsland	Landkreis Osnabrück	Landkreis Grafschaft Bentheim
Regionalökonomische Effekte	7,75 Mrd. €	1,42 Mrd. €	1,7 Mrd. €
Kommunale Wertschöpfung	1,25 Mrd. €	277 Mio. €	273 Mio. €
Gesamtwirtschaftliche Effekte	9 Mrd. €	1,7 Mrd. €	2 Mrd. €

CO₂- Einsparungspotenziale

Zusätzlich zu den direkten wirtschaftlichen Effekten wurden auch die CO₂-Einsparungspotenziale durch den weiteren Windenergieausbau analysiert. Windenergieanlagen haben im Vergleich zum deutschen Strommix ein erhebliches CO₂-Einsparungspotenzial. Für den Landkreis Emsland wird eine jährliche CO₂-Einsparung von bis zu 4,5 Mio. t geschätzt, für den Landkreis Osnabrück bis zu 1 Mio. t und für den Landkreis Grafschaft Bentheim ebenfalls bis zu 1 Mio. t.

Potenziale durch Bürgerwindenergie

Ein weiterer wichtiger Aspekt der Studie ist die Bürgerbeteiligung. Je nach Ausprägungsart können hierdurch relevante Anteile an der Wertschöpfung eines Windenergieprojektes auf die Bürger entfallen. In Niedersachsen besteht seit 2024 die Verpflichtung, Bürger im Umkreis von 2.500 m um eine Windenergieanlage finanziell zu beteiligen. Die Studie untersucht verschiedene Modelle der Bürgerbeteiligung, darunter Kommanditgesellschaften, Bürgerenergiegenossenschaften und Nachrangdarlehen. Diese Modelle bieten den Bürgern die Möglichkeit, finanziell von Windenergieprojekten zu profitieren und die Akzeptanz vor Ort zu erhöhen.

Potenziale durch PPAs mit Direktleitung

Abschließend wird das Potenzial von Power Purchase Agreements (PPAs) mit Direktleitung untersucht. Diese Verträge ermöglichen es Unternehmen, sich langfristig mit grüner Energie zu versorgen und durch die Einsparung von Netzentgelten zu profitieren. Die Projektkonstellationen sind hierbei hochindividuell und können nicht

verallgemeinernd abgebildet werden. Die möglichen Einsparungen hängen von einer Reihe an Rahmenbedingungen ab, die in ihrer Wirkungsweise geschildert wurden. Eine vereinfachte Berechnung zeigte für eine Beispielkonstellation auf, dass aus Sicht des Unternehmens bei einem Windstrombezug von 60% des Bedarfs in zehn Jahren etwa 4,7 Mio. Euro eingespart werden könnten, wenn man die heutigen Rahmenbedingungen zugrunde legt.

Insgesamt zeigt die Studie, dass der Ausbau der Windenergie in den betrachteten Landkreisen erhebliche wirtschaftliche Effekte und CO₂-Einsparungen mit sich bringt. Die Einbindung der Bürger kann Wertschöpfungseffekte breiter verteilen. Die Nutzung von lokalen PPAs mit Direktanbindung kann eine zusätzliche Option für die regionale und kommunale Wirtschaft sein und insbesondere bei zukünftig steigenden Strommarktpreisen Potenziale für Stromkosteneinsparungen bieten.

LITERATURVERZEICHNIS

- AboWind. (2024). *Grundlagen: PPAs für Wind- und Solarprojekte*.
- bdew. (2024). *BDEW-Strompreisanalyse - Juli 2024*. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft.
https://www.bdew.de/media/documents/240703_BDEW-Strompreisanalyse_Juli_2024_Korrektur.pdf
- BMWK. (2023). *Windenergie-an-Land-Strategie*. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz.
- BNetzA. (2024a). *Bundesnetzagentur ent-schei-det zur fai-ren Ver-tei-lung von Netz-kos-ten aus der In-te-gra-ti-on Er-neu-er-ba-rer Ener-gi-en*. Bundesnetzagentur.
- BNetzA. (2024b). *Netzentgeltentwicklung der wälzungsberechtigten Netzbetreiber*. Bundesnetzagentur.
- Bundesnetzagentur. (2024). *Fest-le-gung zur Ver-tei-lung von Mehr-kos-ten in Net-zen aus der In-te-gra-ti-on von An-la-gen zur Er-zeu-gung von Strom aus er-neu-er-ba-ren Ener-gi-en*.
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Aktuelles_enwg/VerteilungNetzkosten/start.html
- BWE. (2024). *Positionspapier Stromdirektbelieferung*. Bundesverband Windenergie e.V.
- dena. (2024). *PPA-Marktanalyse Deutschland 2023*. Deutsche Energieagentur.
- Deutsche WindGuard. (2023). *Kostensituation der Windenergie an Land - Stand 2023 (SP23010A1)*. Deutsche WindGuard.
https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2023/Kostensituation%20der%20Windenergie%20an%20Land%20Stand%202023.pdf
- EnergieAgentur.NRW. (2020). *Bürgerenergie in Nordrhein-Westfalen*.
- Energy Brainpool. (2024). *PPA-Preismonitor*.
- Enervis. (2024, November 21). *Direktlieferung der Industrie und Direct-wire PPAs: Kommerzielle Vorteile und regulatorische Vorgaben*.
- eueco. (2021a). *Erfolgsfaktor Bürgerbeteiligung – optimaler Interessensausgleich für Ihre kommenden Projekte*.
- eueco. (2021b). *Finanzielle Bürgerbeteiligung an Erneuerbaren Energien - Leitfaden für Kommunen, Regionen und KlimaschutzmanagerInnen*.
- EWI. (2024). *Abschätzung der Netzausbaukosten und die resultierenden Netzentgelte für Baden-Württemberg und Deutschland zum Jahr 2045*. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln.
- IVB Neue Medien GmbH. (o. J.-a). *Gewerbesteuerhebesätze im Kreis Emsland*. Abgerufen 2. Oktober 2024, von <https://www.steuerklassen.com/steuern/gewerbesteuer/kreis-emsland/>
- IVB Neue Medien GmbH. (o. J.-b). *Gewerbesteuerhebesätze im Kreis Grafschaft Bentheim*. Abgerufen 2. Oktober 2024, von <https://www.steuerklassen.com/steuern/gewerbesteuer/kreis-grafschaft-bentheim/>
- IVB Neue Medien GmbH. (o. J.-c). *Gewerbesteuerhebesätze im Kreis Osnabrück*. Abgerufen 2. Oktober 2024, von <https://www.steuerklassen.com/steuern/gewerbesteuer/kreis-osnabrueck/>
- Landkreis Emsland. (2020). *Kurzinformation über den Landkreis*. https://www.emsland.de/pdf_files/zahlen-und-daten/el-informations-broschuere-2020-web_3991_1.pdf
- Landkreis Grafschaft Bentheim. (2024, Juli). *Standortprofil*. <https://www.grafschaft-bentheim.de/grafschaft/arbeit-wirtschaft-bildung/wirtschaftsstandort/standortprofil.php?profile=SI-40331>
- LEA Hessen. (2022). *Finanzielle Bürgerbeteiligung an Windenergieprojekten - Wie Einnahmen vor Ort bleiben*. Landes Energie Agentur Hessen.
- Netztransparenz. (2024, Oktober). *Informationen zur Direktvermarktung nach § 21b Abs. 1 EEG 2023*.
https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/erneuerbare%20energien%20und%20umlagen/eeg/transparenzanforderungen/ausfall-und-direktvermarktung/direktvermarktung-uebersicht_november2024_inkl_av.pdf
- oleg Osnabrücker Land-Entwicklungsgesellschaft mbH. (2024). *Profil des Landkreis Osnabrück*.
<https://www.oleg.de/standort/profil-landkreis?profile=SI-40675>
- SL NaturEnergie. (2024). *Projekte - SL Windpark Hohenlimburg*. <https://www.sl-naturenergie.com/projekte/sl-windpark-hohenlimburg/>

- UBA. (o. J.). *CO2-Rechner des Umweltbundesamtes*. Abgerufen 9. Oktober 2024, von https://uba.co2-rechner.de/de_DE/
- UBA. (2021). *Aktualisierung und Bewertung der Ökobilanzen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen unter Berücksichtigung aktueller Technologieentwicklungen*. Umweltbundesamt.
- UBA. (2024). *Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2023*. Umweltbundesamt.
- Vestas. (2023). *Energierückfluss und Energierendite*. <https://www.vestas.de/de-de/Nachhaltigkeit/environment/energy-payback>
- wiwin. (o. J.). *Kleinanlegerschutzgesetz*. WIWIN. Abgerufen 29. November 2024, von <https://wiwin.de/glossar/kleinanlegerschutzgesetz>