

ANREIZSITUATION FÜR HYBRID- PARKS (KOMBINATION AUS WIND- ENERGIE UND PV)

VORBEREITUNG UND BEGLEITUNG BEI DER
ERSTELLUNG EINES ERFAHRUNGSBERICHTS
GEMÄß §97 EEG 2014

Teilvorhaben II e – Windenergie an Land
(Fachlos 6)

Studie im Auftrag des
Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

ANREIZSITUATION FÜR HYBRID-PARKS (KOMBINATION AUS WIND-ENERGIE UND PV)

Kurztitel: Anreizsituation Hybrid-Parks

Autoren: **DEUTSCHE
WINDGUARD** Unter Verwendung von Informationen von:
Gerhard Gerdes Henning Jachmann (ZSW)
Anna-Kathrin Wallasch Tobias Kelm (ZSW)
Silke Lüers
Lewin Gerdes

Projektnummer (AG): 03MAP344
Projektnummer (AN): VW16165
Berichtsnummer: SP17013A0
Datum: 30.06.2017
© Deutsche WindGuard GmbH

Auftraggeber: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)
Referat I C 4
Villemombler Straße 76
53123 Bonn
Deutschland

Auftragnehmer

**DEUTSCHE
WINDGUARD**

Deutsche WindGuard GmbH
Oldenburger Straße 65
26316 Varel

Telefon 04451 9515 0
Fax 04451 9515 29
E-Mail info@windguard.de
URL <http://www.windguard.de/>

Unterauftragnehmer



Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg
Industriestraße 6
70565 Stuttgart

Telefon 0711 78 70 0
Fax 0711 78 70 100
E-Mail info@zsw-bw.de
URL <https://www.zsw-bw.de>

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 30 Seiten inklusive Deckblatt.

INHALTSVERZEICHNIS

1	GRUNDIDEE	1
2	STROMGESTEHUNGSKOSTEN VON HYBRIDPARKS – GRUNDLEGENDE ANALYSE	3
2.1	GRUNDANNAHMEN	3
2.2	STROMGESTEHUNGSKOSTEN UND EFFEKTE VON SYNERGIEN UND NETZANSCHLUSSGEBÜHREN	4
2.3	STANDORT NORD	5
2.3.1	Ertragssituation und Volllaststunden bei unterschiedlichen Fallkonstellationen	5
2.3.2	Stromgestehungskosten	6
2.4	STANDORT SÜD	8
2.4.1	Ertragssituation und Volllaststunden bei unterschiedlichen Fallkonstellationen	8
2.4.2	Stromgestehungskosten	8
2.5	STANDORT MITTE - GLEICHE KOSTENANNAHMEN FÜR WE UND PV	10
2.5.1	Ertragssituation und Volllaststunden bei unterschiedlichen Fallkonstellationen	10
2.5.2	Stromgestehungskosten	11
2.6	AUSWIRKUNGEN EINER VERÄNDERTEN WINDENERGIE- TECHNOLOGIEAUSWAHL	12
2.7	SCHLUSSFOLGERUNGEN AUS DER GRUNDLEGENDEN ANALYSE	14
3	BETRACHTUNG EINES BEISPIELFALLS	16
3.1	VERÄNDERUNG DER STROMGESTEHUNGSKOSTEN BEI ZUSÄTZLICHER INSTALLATION VON PV	17
3.1.1	Kombinations-Fälle	17
3.1.2	Leistungsdauerlinien der Kombinations-Fälle	17
3.1.3	Stromgestehungskosten in den Kombinations-Fällen	19
3.2	VERÄNDERUNG DER STROMGESTEHUNGSKOSTEN BEI OPTIMIERUNG DER NETZANSCHLUSSLEISTUNG	20
3.3	EINFLUSS MÖGLICHER SYNERGIEN	23
3.4	SCHLUSSFOLGERUNGEN AUS DER ANALYSE DES BEISPIELFALLS	24
4	LITERATURVERZEICHNIS	26

1 GRUNDIDEE

Das BMWi untersucht den Ansatz „Optimierte Nutzung der Netzinfrastruktur auf Mittel- und Hochspannungsebene“, der auf dem grundlegenden Fakt beruht, dass die Einspeisungen aus Wind- und Photovoltaik-Anlagen in einer Region bzw. an einem Standort eine geringe Korrelation aufweisen. Bisherige Auswertungen hierzu zeigen, dass es nur vergleichsweise wenige Stunden im Jahr gibt, in denen regionsspezifisch die Einspeiseleistung aus beiden Erzeugungsarten gleichzeitig auf einem hohen Niveau liegt.

Höhere Auslastung der Netzinfrastruktur

Als Grundannahme gilt, dass es durch die Konstellation eines Wind-PV-Hybridparks (Hybrid) bei einem optimierten Verhältnis der installierten Leistung von Wind und PV zueinander zu einer höheren Auslastung der jeweils bestehenden bzw. geplanten Netzinfrastruktur kommt. Dieser Vorteil ergibt sich, wenn die Kapazität des Netzanschlusses auf eine maximal mögliche Leistung dimensioniert ist, die unterhalb der maximal möglichen Summe der Einspeiseleistung aus Windenergie und PV liegt. D.h. in den wenigen Zeiten, in denen beide Technologien mit Volllast einspeisen würden, wird die Einspeiseleistung durch Abregelung der Anlagen (oder Zwischenspeicherung des Stroms) auf die Netzanschlusskapazität begrenzt.

Bisher sind derartige Park-Konstellationen im Markt nicht vertreten. Aufgrund des vorrangigen Netzanschlusses von Erneuerbare Energien-Anlagen existieren keine wirtschaftlichen Anreize für derartige Projekte. Zudem sind PV-Freiflächenanlagen auf Grün- und Ackerflächen laut EEG derzeit nicht förderfähig, allerdings können die Länder von der Öffnungsklausel Gebrauch machen. Sollten sie dies tun, sind Freiflächenanlagen auf landwirtschaftlich genutzten Flächen in sogenannten benachteiligten Gebieten unbegrenzt förderfähig.

Tendenzen zur Wirtschaftlichkeit von Hybriden

Im Folgenden werden anhand der Betrachtung von Beispielstandorten **erste Tendenzen** erarbeitet, wie sich die Wirtschaftlichkeitssituation von Hybriden im Vergleich zu reinen Wind- bzw. Solarparks darstellen könnte. Die Effekte von Synergieeffekten beim Netzanschluss sowie möglichen Netzanschlussgebühren werden untersucht. **Um diese Art der Analyse durchzuführen, sind eine Vielzahl von Annahmen zu treffen, die Unsicherheiten sind hierbei sehr hoch. Aus diesem Grund erheben die absoluten Werte nicht den An-**

spruch, die Realität direkt abzubilden, sondern eher, Hinweise über mögliche Wirkungszusammenhänge zu geben.

Aufbau der Analyse

Die Analyse teilt sich in zwei Blöcke: Zunächst wird grundlegend anhand der Stromgestehungskosten von Windenergie und PV untersucht, welche Kombinationen der Technologien am wirtschaftlichsten wären, und ob diese in Zusammenhang mit Netzanschlussgebühren und Synergieeffekten im Vergleich zu reinen Windenergie- oder PV-Vorhaben interessant sein könnten. Im zweiten Teil wird anhand eines Beispielfalls untersucht, wie sich die Entscheidungsstruktur eines Projektierers verändern könnte, wenn Netzanschlussgebühren eingeführt würden und dieser von einem gleich bleibenden Windpark ausgehend PV hinzu planen würde.

2 STROMGESTEHUNGSKOSTEN VON HYBRIDPARKS – GRUNDLEGENDE ANALYSE

2.1 GRUNDANNAHMEN

Im Folgenden werden Stromgestehungskosten für verschiedene Kombinationsfälle von Windenergie und PV kalkuliert. Als Ausgangsannahme dienen die Zwischenergebnisse im Rahmen des Beratungsvorhabens zum Erfahrungsbericht für das EEG 2014, die sich auf reine Windenergie- [DWG 2017] bzw. reine PV-Freiflächenvorhaben [ZSW 2017] beziehen.

Die Stromgestehungskosten werden standort- und technologiespezifisch berechnet. Es wird ein Beispielstandort im Norden sowie ein Standort im Süden betrachtet. Die Ergebnisse beziehen sich auf eine Windenergieanlagentechnologie mit einer spezifischen Flächenleistung von 300-350 W/m² in Kombination mit der PV-Freiflächenanlage. Die Daten für die Windstromeinspeisung an den unterschiedlichen Standorten werden auf Basis der für diese Standorte vorliegenden Zeitreihen der Windgeschwindigkeit ermittelt. Für die Solareinspeisung liegen gemittelte Einspeisedaten aus den betreffenden Regionen vor.

Die Zusammensetzung der in den Auswertungen jeweils betrachteten Gesamtleistung wird variiert in sechs Kombinationsfällen:

- 100% Windenergie / 0% PV
- 80% Windenergie / 20% PV
- 60% Windenergie / 40% PV
- 40% Windenergie / 60% PV
- 20% Windenergie / 80% PV
- 0% Windenergie / 100% PV

Für alle Kombinationsfälle erfolgt eine Ermittlung der Stromgestehungskosten entsprechend der jeweiligen Technologieanteile. Es wird untersucht, welche Verluste sich durch Kappung des Netzanschlusses in welchem Kombinationsfall ergeben, d.h. bei Kappung auf 90% / 80% / 70% / 60% / 50%.

Die für Windenergie und PV ermittelten Stromgestehungskosten berücksichtigen prozentuale Anteile für Netzanschlusskosten. Es kann angenommen werden, dass sich der Anteil der Netzanschlusskosten reduzieren würde, wenn der Netzanschluss im Vergleich zur installierten Leistung kleiner ausge-

legt werden würde. Um diesen Sachverhalt für die folgenden Untersuchungen zu berücksichtigen, wird die vereinfachte Annahme getroffen, dass die Netzanschlusskosten sich in gleicher Weise reduzieren wie die Netzanschlussleistung und dies über entsprechende prozentuale Abzüge in die Berechnung eingespeist.

Es werden die Standorte Nord und Süd betrachtet und im Folgenden die Ergebnisse ausgewiesen. Die Einfärbungen in den Tabellen zeigen, welche Fälle am wirtschaftlichsten erscheinen (grün) bzw. am teuersten sind (rot), die Zwischenbereiche sind entsprechend farblich schattiert dargestellt. Als Indikator für die Wirtschaftlichkeit dienen im ersten Schritt die Stromgestehungskosten.

2.2 STROMGESTEHUNGSKOSTEN UND EFFEKTE VON SYNERGIEN UND NETZANSCHLUSSGEBÜHREN

Vorgehensweise für die Standorte Nord und Süd:

- **Volllaststunden und Energieerträge:** Vorab wird eine Übersicht gegeben, welche Volllaststunden und welche Energieerträge durch die jeweilige betrachtete Fallkonstellation generiert werden können. Dies ist im Hinblick auf die Interpretation der nachfolgenden Ergebnisse ein wichtiger Hintergrund. Bei den ausgewiesenen Volllaststunden ist zu beachten, dass diese sich stets auf das Verhältnis zwischen Energieertrag und Netzanschlussleistung beziehen (und nicht auf die jeweils installierte Leistung).
- **Ausgangsfall:** Zunächst werden die Stromgestehungskosten für verschiedene Kombinationsfälle ausgewiesen, wenn keine zusätzlichen Synergieannahmen für den gemeinsamen Netzanschluss bei Hybridparks einbezogen werden.
- **Synergien an Anreiz:** Es wird untersucht, wie hoch Synergien (im Sinne von Kosteneinsparungen bei der jeweils teureren Technologie) ausfallen müssten, damit sich die Bewertung in Richtung der Hybriden verschiebt.
- **Netzanschlussgebühren als Anreiz:** Es wird untersucht, wie hoch Netzanschlussgebühren sein müssten, damit ein gegenüber der installierten Leistung redu-

zierter Netzanschluss gewählt wird. Synergien bei den Hybriden werden erst einmal nicht berücksichtigt.

- **Misch-Anreize:** Es werden im Vergleich zu den theoretischen Anreizhöhen eher realitätsnähere Annahmen sowohl für die möglichen Synergien als auch die Netzanschlussgebühren getroffen (wobei auch hier hohe Unsicherheiten bei der Wahl der Werte bestehen). Es werden Werte von 2-3% Kosteneinsparungen und Netzanschlussgebühren von 150 €/kW gewählt.

Zusätzlich wird ein rein theoretischer Fall „Mitte“ gerechnet, an dem die Stromgestehungskosten von Windenergie und PV gleich angenommen werden.

2.3 STANDORT NORD

Im Folgenden werden die Berechnungsergebnisse für den Beispiel-Standort Nord aufgeführt.

2.3.1 ERTRAGSSITUATION UND VOLLLASTSTUNDEN BEI UNTERSCHIEDLICHEN FALLKONSTELLATIONEN

Energieerträge als Verhältnis zum Fall 100% Wind bei voller Netzanschlussleistung¹

Standort: Nord, Wind: 300-350 W/m ²						
Ertrag im Verhältnis zum 100% Wind - 100% NA - Fall	100% Wind 0% PV	80% Wind 20% PV	60% Wind 40% PV	40% Wind 60% PV	20% Wind 80% PV	0% Wind 100% PV
NA i.H.v. 100%	100%	88%	76%	63%	51%	39%
NA i.H.v. 90%	98%	88%	76%	63%	51%	39%
NA i.H.v. 80%	94%	87%	76%	63%	51%	39%
NA i.H.v. 70%	90%	85%	75%	63%	51%	38%
NA i.H.v. 60%	84%	81%	74%	63%	50%	36%
NA i.H.v. 50%	77%	75%	71%	61%	48%	34%

Tabelle 1

Die eingespeisten Erträge sind im Fall eines reinen Windparks am höchsten, auch dann, wenn die Netzanschlussleistung reduziert wird.

¹ NA i.H.v. 50% - 100% = Netzanschlusskapazität in Höhe von 50% - 100% der installierten Leistung

Volllaststunden als Verhältnis zwischen Energieertrag und Netzanschlussleistung

Standort: Nord, Wind: 300-350 W/m ²						
Volllaststunden am Netzeinspeisepunkt im Verhältnis zum 100% Wind - 100% NA - Fall	100% Wind 0% PV	80% Wind 20% PV	60% Wind 40% PV	40% Wind 60% PV	20% Wind 80% PV	0% Wind 100% PV
NA i.H.v. 100%	100%	88%	76%	63%	51%	39%
NA i.H.v. 90%	109%	98%	84%	70%	57%	43%
NA i.H.v. 80%	118%	109%	94%	79%	64%	48%
NA i.H.v. 70%	128%	121%	107%	90%	73%	54%
NA i.H.v. 60%	140%	134%	124%	104%	83%	60%
NA i.H.v. 50%	153%	150%	141%	123%	96%	67%

Tabelle 2

Die Volllaststunden steigen mit Reduzierung der Netzanschlussleistung deutlich an und sind bei einem reinen Windpark mit am stärksten reduzierter Netzanschlussleistung am höchsten.

2.3.2 STROMGESTEHUNGSKOSTEN

Ausgangsfall

Standort: Nord, Wind: 300-350 W/m ²						
StGK je eingespeister kWh ohne Netzanbindungskosten	100% Wind 0% PV	80% Wind 20% PV	60% Wind 40% PV	40% Wind 60% PV	20% Wind 80% PV	0% Wind 100% PV
NA i.H.v. 100%	5,99 ct/kWh	6,22 ct/kWh	6,53 ct/kWh	6,95 ct/kWh	7,58 ct/kWh	8,60 ct/kWh
NA i.H.v. 90%	6,10 ct/kWh	6,20 ct/kWh	6,51 ct/kWh	6,93 ct/kWh	7,56 ct/kWh	8,59 ct/kWh
NA i.H.v. 80%	6,30 ct/kWh	6,21 ct/kWh	6,49 ct/kWh	6,91 ct/kWh	7,54 ct/kWh	8,65 ct/kWh
NA i.H.v. 70%	6,60 ct/kWh	6,38 ct/kWh	6,50 ct/kWh	6,91 ct/kWh	7,57 ct/kWh	8,84 ct/kWh
NA i.H.v. 60%	7,03 ct/kWh	6,69 ct/kWh	6,56 ct/kWh	6,95 ct/kWh	7,69 ct/kWh	9,21 ct/kWh
NA i.H.v. 50%	7,69 ct/kWh	7,17 ct/kWh	6,86 ct/kWh	7,08 ct/kWh	7,97 ct/kWh	9,86 ct/kWh

Tabelle 3

Für den Standort Nord ergibt sich, dass der reine Windpark zu den geringsten Stromgestehungskosten umgesetzt werden kann. Unter der Annahme einer Reduzierung der Netzanschlussleistung (hier bei Reduzierung auf 80% und mehr) kommt der Hybridfall mit 80% Windenergie und 20% PV in Frage.

Synergien als Anreiz

Standort: Nord, Wind: 300-350 W/m ²						
StGK je eingespeister kWh ohne Netzanbindungskosten	100% Wind 0% PV	80% Wind 20% PV	60% Wind 40% PV	40% Wind 60% PV	20% Wind 80% PV	0% Wind 100% PV
NA i.H.v. 100%	5,99 ct/kWh	5,99 ct/kWh	6,17 ct/kWh	6,56 ct/kWh	7,25 ct/kWh	8,60 ct/kWh
NA i.H.v. 90%	6,10 ct/kWh	5,97 ct/kWh	6,15 ct/kWh	6,54 ct/kWh	7,23 ct/kWh	8,59 ct/kWh
NA i.H.v. 80%	6,30 ct/kWh	5,98 ct/kWh	6,14 ct/kWh	6,52 ct/kWh	7,21 ct/kWh	8,65 ct/kWh
NA i.H.v. 70%	6,60 ct/kWh	6,15 ct/kWh	6,14 ct/kWh	6,52 ct/kWh	7,23 ct/kWh	8,84 ct/kWh
NA i.H.v. 60%	7,03 ct/kWh	6,44 ct/kWh	6,20 ct/kWh	6,55 ct/kWh	7,35 ct/kWh	9,21 ct/kWh
NA i.H.v. 50%	7,69 ct/kWh	6,91 ct/kWh	6,49 ct/kWh	6,68 ct/kWh	7,62 ct/kWh	9,86 ct/kWh

Tabelle 4

Im Ergebnis müssten die Kosteneinsparungen bei der PV (als hier teurere Technologie) bei 30% im Fall mit 20% PV-Anteil liegen, damit eine Kostengleichheit gegenüber einem reinen Windenergieprojekt erreicht wird.² In diesem Fall wird gleich-

² Für die Fälle mit weiter steigendem PV-Anteil wird angenommen, dass die Kosteneinsparungen durch den höheren PV-Anteil etwas geringer ausfallen würden und die Annahme hierfür stufenweise bis auf 0% im 100%-PV-Fall vermindert.

zeitig eine Reduzierung des Netzanschlusses auf 80-90% interessant. Dieser Wert von 30% bezogen auf die Stromgestehungskosten ist sehr hoch, da zu bedenken ist, dass die erzielbaren Synergien sich in erster Linie bezogen auf die Netzanschlusskosten bzw. -komponenten ergeben müssten, die nur einen kleineren Teil der Gesamtinvestitionskosten darstellen.

Netzanschlussgebühren als Anreiz

Standort: Nord, Wind: 300-350 W/m ²						
StGK je eingespeister kWh bei Erhebung von Netzanbindungskosten in Höhe von 63 €/a	W100/S0	W80/S20	W60/S40	W40/S60	W20/S80	W0/S100
NA i.H.v. 100%	7,45 ct/kWh	7,88 ct/kWh	8,46 ct/kWh	9,26 ct/kWh	10,43 ct/kWh	12,34 ct/kWh
NA i.H.v. 90%	7,45 ct/kWh	7,70 ct/kWh	8,25 ct/kWh	9,00 ct/kWh	10,12 ct/kWh	11,96 ct/kWh
NA i.H.v. 80%	7,54 ct/kWh	7,54 ct/kWh	8,04 ct/kWh	8,76 ct/kWh	9,83 ct/kWh	11,68 ct/kWh
NA i.H.v. 70%	7,73 ct/kWh	7,59 ct/kWh	7,86 ct/kWh	8,53 ct/kWh	9,58 ct/kWh	11,56 ct/kWh
NA i.H.v. 60%	8,07 ct/kWh	7,77 ct/kWh	7,74 ct/kWh	8,35 ct/kWh	9,45 ct/kWh	11,65 ct/kWh
NA i.H.v. 50%	8,64 ct/kWh	8,15 ct/kWh	7,89 ct/kWh	8,27 ct/kWh	9,50 ct/kWh	12,04 ct/kWh

Tabelle 5

Die Netzanschlussgebühren müssten theoretisch bei etwa 1250 €/kW liegen, um eine Bewegung in Richtung einer reduzierten Netzanschlussleistung anzuregen.

Im Folgenden wird die Situation betrachtet, wenn sowohl geringfügige Synergien als auch Netzanschlussgebühren berücksichtigt werden.

Misch-Anreize

Standort: Nord, Wind: 300-350 W/m ²						
StGK je eingespeister kWh bei Erhebung von Netzanbindungskosten in Höhe von 7,5 €/a	W100/S0	W80/S20	W60/S40	W40/S60	W20/S80	W0/S100
NA i.H.v. 100%	6,16 ct/kWh	6,40 ct/kWh	6,72 ct/kWh	7,20 ct/kWh	7,89 ct/kWh	9,05 ct/kWh
NA i.H.v. 90%	6,26 ct/kWh	6,36 ct/kWh	6,68 ct/kWh	7,15 ct/kWh	7,84 ct/kWh	8,99 ct/kWh
NA i.H.v. 80%	6,45 ct/kWh	6,34 ct/kWh	6,64 ct/kWh	7,10 ct/kWh	7,79 ct/kWh	9,01 ct/kWh
NA i.H.v. 70%	6,73 ct/kWh	6,50 ct/kWh	6,63 ct/kWh	7,07 ct/kWh	7,78 ct/kWh	9,17 ct/kWh
NA i.H.v. 60%	7,15 ct/kWh	6,79 ct/kWh	6,66 ct/kWh	7,08 ct/kWh	7,87 ct/kWh	9,50 ct/kWh
NA i.H.v. 50%	7,80 ct/kWh	7,26 ct/kWh	6,95 ct/kWh	7,19 ct/kWh	8,13 ct/kWh	10,12 ct/kWh

Tabelle 6

Mit etwa 3% Einsparungen bei der PV aufgrund von Synergien und Netzanschlussgebühren von 150 €/kW werden keine ausreichenden Anreize gesetzt, um die Bewertungssituation gegenüber dem Ausgangsfall zu verändern.

2.4 STANDORT SÜD

Im Folgenden werden die Berechnungsergebnisse für den Beispiel-Standort Süd aufgeführt.

2.4.1 ERTRAGSSITUATION UND VOLLLASTSTUNDEN BEI UNTERSCHIEDLICHEN FALLKONSTELLATIONEN

Energieerträge als Verhältnis zum Fall 100% Wind bei voller Netzanschlussleistung

Standort: Süd, Wind: 300-350 W/m ²						
Ertrag im Verhältnis zum 100% Wind - 100% NA - Fall	100% Wind 0% PV	80% Wind 20% PV	60% Wind 40% PV	40% Wind 60% PV	20% Wind 80% PV	0% Wind 100% PV
NA i.H.v. 100%	100%	94%	87%	81%	75%	68%
NA i.H.v. 90%	99%	94%	87%	81%	75%	68%
NA i.H.v. 80%	97%	93%	87%	81%	75%	67%
NA i.H.v. 70%	94%	92%	87%	81%	74%	65%
NA i.H.v. 60%	89%	89%	87%	81%	73%	62%
NA i.H.v. 50%	83%	85%	84%	79%	69%	57%

Tabelle 7

Die Energieerträge sind auch hier im Fall eines reinen Windparks am höchsten, auch dann, wenn die Netzanschlussleistung reduziert wird.

Volllaststunden als Verhältnis zwischen Energieertrag und Netzanschlussleistung

Standort: Süd, Wind: 300-350 W/m ²						
Volllaststunden am Netzeinspeisepunkt im Verhältnis zum 100% Wind - 100% NA - Fall	100% Wind 0% PV	80% Wind 20% PV	60% Wind 40% PV	40% Wind 60% PV	20% Wind 80% PV	0% Wind 100% PV
NA i.H.v. 100%	100%	94%	87%	81%	75%	68%
NA i.H.v. 90%	110%	104%	97%	90%	83%	76%
NA i.H.v. 80%	121%	117%	109%	101%	93%	84%
NA i.H.v. 70%	134%	131%	124%	116%	106%	93%
NA i.H.v. 60%	149%	149%	144%	134%	121%	103%
NA i.H.v. 50%	167%	170%	169%	158%	139%	115%

Tabelle 8

Die Volllaststunden steigen mit Reduzierung der Netzanschlussleistung deutlich an und sind in diesem Beispiel bei einem Hybriden mit 80% Windenergie- und 20% PV-Anteil am höchsten.

2.4.2 STROMGESTEHUNGSKOSTEN

Ausgangsfall

Standort: Süd, Wind: 300-350 W/m ²						
StGK je eingespeister kWh ohne Netzanbindungskosten	100% Wind 0% PV	80% Wind 20% PV	60% Wind 40% PV	40% Wind 60% PV	20% Wind 80% PV	0% Wind 100% PV
NA i.H.v. 100%	9,58 ct/kWh	9,25 ct/kWh	8,87 ct/kWh	8,43 ct/kWh	7,91 ct/kWh	7,30 ct/kWh
NA i.H.v. 90%	9,67 ct/kWh	9,22 ct/kWh	8,84 ct/kWh	8,40 ct/kWh	7,88 ct/kWh	7,29 ct/kWh
NA i.H.v. 80%	9,85 ct/kWh	9,20 ct/kWh	8,81 ct/kWh	8,37 ct/kWh	7,86 ct/kWh	7,37 ct/kWh
NA i.H.v. 70%	10,14 ct/kWh	9,32 ct/kWh	8,79 ct/kWh	8,35 ct/kWh	7,88 ct/kWh	7,57 ct/kWh
NA i.H.v. 60%	10,58 ct/kWh	9,57 ct/kWh	8,81 ct/kWh	8,36 ct/kWh	8,03 ct/kWh	7,94 ct/kWh
NA i.H.v. 50%	11,28 ct/kWh	10,00 ct/kWh	9,01 ct/kWh	8,47 ct/kWh	8,38 ct/kWh	8,55 ct/kWh

Tabelle 9

Für den Standort Süd ergibt sich, dass der reine Solarpark mit vollem Netzanschluss zu den geringsten Stromgestehungskosten umgesetzt werden kann.

Allerdings ist darauf hinzuweisen, dass die eingespeisten Erträge bei der PV deutlich geringer sind als im Falle des Windparks. Sobald strategische Gebote abgegeben werden und somit Zusatzgewinne pro eingespeister kWh kalkuliert werden, steigt die Attraktivität von Alternativen mit höherem Ertrag.

Synergien als Anreiz

Standort: Süd, Wind: 300-350 W/m ²						
StGK je eingespeister kWh ohne Netzanbindungskosten	100% Wind 0% PV	80% Wind 20% PV	60% Wind 40% PV	40% Wind 60% PV	20% Wind 80% PV	0% Wind 100% PV
NA i.H.v. 100%	9,58 ct/kWh	8,81 ct/kWh	8,16 ct/kWh	7,48 ct/kWh	7,30 ct/kWh	7,30 ct/kWh
NA i.H.v. 90%	9,67 ct/kWh	8,78 ct/kWh	8,14 ct/kWh	7,45 ct/kWh	7,27 ct/kWh	7,29 ct/kWh
NA i.H.v. 80%	9,85 ct/kWh	8,76 ct/kWh	8,11 ct/kWh	7,43 ct/kWh	7,25 ct/kWh	7,37 ct/kWh
NA i.H.v. 70%	10,14 ct/kWh	8,88 ct/kWh	8,10 ct/kWh	7,41 ct/kWh	7,27 ct/kWh	7,57 ct/kWh
NA i.H.v. 60%	10,58 ct/kWh	9,12 ct/kWh	8,11 ct/kWh	7,42 ct/kWh	7,41 ct/kWh	7,94 ct/kWh
NA i.H.v. 50%	11,28 ct/kWh	9,52 ct/kWh	8,29 ct/kWh	7,52 ct/kWh	7,73 ct/kWh	8,55 ct/kWh

Tabelle 10

Die Kosteneinsparungen bei der WE (als hier teurere Technologie) müssten bei 24% im Fall mit 20% Windenergie-Anteil liegen, damit eine Kostengleichheit gegenüber einem reinen Solarprojekt erreicht wird.³ Dabei wird auch hier gleichzeitig eine Reduzierung des Netzanschlusses auf 70-90% interessant.

Netzanschlussgebühren als Anreiz

Bereits im Ausgangsfall (siehe Tabelle 9) besteht ein Anreiz, den Netzanschluss der Projekte mit PV-Anteil kleiner auszulegen als die Gesamtleistung des Projekts. Die in den Grundannahmen angesetzten Kostenersparnisse, die erzielt werden können, wenn der Netzanschluss unterdimensioniert ist, sind für die Konfiguration mit PV-Anteil bereits ausreichend, um Verluste durch den verkleinerten Netzanschluss auszugleichen und somit die Unterdimensionierung anzureizen.

Ausschließlich für den 100%-Wind Fall sind Netzanschlussgebühren in Höhe von etwa 500 €/kW nötig, um eine Bewegung in Richtung reduzierter Netzanschlussleistung anzuregen.

Misch-Anreize

Standort: Süd, Wind: 300-350 W/m ²						
StGK je eingespeister kWh bei Erhebung von Netzanbindungskosten in Höhe von 7,5 €/a	W100/S0	W80/S20	W60/S40	W40/S60	W20/S80	W0/S100
NA i.H.v. 100%	9,87 ct/kWh	9,52 ct/kWh	9,13 ct/kWh	8,69 ct/kWh	8,22 ct/kWh	7,72 ct/kWh
NA i.H.v. 90%	9,93 ct/kWh	9,45 ct/kWh	9,07 ct/kWh	8,62 ct/kWh	8,16 ct/kWh	7,67 ct/kWh
NA i.H.v. 80%	10,08 ct/kWh	9,41 ct/kWh	9,01 ct/kWh	8,56 ct/kWh	8,09 ct/kWh	7,71 ct/kWh
NA i.H.v. 70%	10,35 ct/kWh	9,50 ct/kWh	8,96 ct/kWh	8,51 ct/kWh	8,08 ct/kWh	7,88 ct/kWh
NA i.H.v. 60%	10,78 ct/kWh	9,72 ct/kWh	8,94 ct/kWh	8,48 ct/kWh	8,19 ct/kWh	8,22 ct/kWh
NA i.H.v. 50%	11,45 ct/kWh	10,13 ct/kWh	9,11 ct/kWh	8,55 ct/kWh	8,51 ct/kWh	8,81 ct/kWh

Tabelle 11

³ Für den Fall mit 40% WE-Anteil wird angenommen, dass die Kosteneinsparungen durch den höheren Windenergie-Anteil etwas geringer ausfallen würden, und diese wurden bei 16% angesetzt.

Mit 2-3% Einsparungen und Netzanschlusskosten von 150 €/kW werden keine ausreichenden Anreize gesetzt, um die Bewertungssituation gegenüber dem Ausgangsfall zu verändern und Hybriden ausreichend anzureizen.

2.5 STANDORT MITTE - GLEICHE KOSTENANNAHMEN FÜR WE UND PV

Im Folgenden werden die Berechnungsergebnisse für den rein theoretischen Fall „Mitte“ aufgeführt, an dem die Stromgestehungskosten von Windenergie und PV gleich gesetzt wurden.

2.5.1 ERTRAGSSITUATION UND VOLLLASTSTUNDEN BEI UNTERSCHIEDLICHEN FALLKONSTELLATIONEN

Energieerträge als Verhältnis zum Fall 100% Wind bei voller Netzanschlussleistung

Standort: Mitte, Wind: 300-350 W/m ²						
Ertrag im Verhältnis zum 100% Wind - 100% NA - Fall	100% Wind 0% PV	80% Wind 20% PV	60% Wind 40% PV	40% Wind 60% PV	20% Wind 80% PV	0% Wind 100% PV
NA i.H.v. 100%	100%	89%	79%	68%	57%	46%
NA i.H.v. 90%	97%	89%	79%	68%	57%	46%
NA i.H.v. 80%	93%	89%	78%	68%	57%	46%
NA i.H.v. 70%	88%	85%	78%	68%	57%	45%
NA i.H.v. 60%	82%	80%	77%	67%	56%	43%
NA i.H.v. 50%	74%	74%	72%	65%	53%	40%

Tabelle 12

Die Energieerträge sind auch hier im Fall eines reinen Windparks mit voller Netzanschlussleistung am höchsten.

Volllaststunden als Verhältnis zwischen Energieertrag und Netzanschlussleistung

Standort: Mitte, Wind: 300-350 W/m ²						
Volllaststunden am Netzeinspeisepunkt im Verhältnis zum 100% Wind - 100% NA - Fall	100% Wind 0% PV	80% Wind 20% PV	60% Wind 40% PV	40% Wind 60% PV	20% Wind 80% PV	0% Wind 100% PV
NA i.H.v. 100%	100%	89%	79%	68%	57%	46%
NA i.H.v. 90%	108%	99%	87%	75%	64%	52%
NA i.H.v. 80%	116%	111%	98%	85%	71%	57%
NA i.H.v. 70%	125%	121%	111%	96%	81%	64%
NA i.H.v. 60%	136%	134%	128%	111%	93%	71%
NA i.H.v. 50%	149%	148%	144%	130%	106%	79%

Tabelle 13

Die Volllaststunden steigen mit Reduzierung der Netzanschlussleistung deutlich an und sind in diesem Beispiel bei einem Projekt mit 100% Windenergie--Anteil am höchsten.

2.5.2 STROMGESTEHUNGSKOSTEN

Ausgangsfall

Standort: Mitte, Wind: 300-350 W/m ²						
StGK je eingespeister kWh ohne Netzanbindungskosten	100% Wind 0% PV	80% Wind 20% PV	60% Wind 40% PV	40% Wind 60% PV	20% Wind 80% PV	0% Wind 100% PV
NA i.H.v. 100%	6,87 ct/kWh	6,87 ct/kWh	6,87 ct/kWh	6,87 ct/kWh	6,87 ct/kWh	6,87 ct/kWh
NA i.H.v. 90%	7,07 ct/kWh	6,85 ct/kWh	6,84 ct/kWh	6,84 ct/kWh	6,84 ct/kWh	6,85 ct/kWh
NA i.H.v. 80%	7,36 ct/kWh	6,88 ct/kWh	6,83 ct/kWh	6,83 ct/kWh	6,83 ct/kWh	6,89 ct/kWh
NA i.H.v. 70%	7,76 ct/kWh	7,15 ct/kWh	6,85 ct/kWh	6,83 ct/kWh	6,85 ct/kWh	7,06 ct/kWh
NA i.H.v. 60%	8,31 ct/kWh	7,55 ct/kWh	6,95 ct/kWh	6,88 ct/kWh	6,97 ct/kWh	7,38 ct/kWh
NA i.H.v. 50%	9,09 ct/kWh	8,13 ct/kWh	7,35 ct/kWh	7,03 ct/kWh	7,27 ct/kWh	7,93 ct/kWh

Tabelle 14

Durch die Annahme gleicher Stromgestehungskosten bei Windenergie und PV sind die Hybriden in diesem Beispiel vorteilhaft. Auch eine reduzierte Netzananschlussleistung ist hier vorteilhaft. Grund ist, dass bei einem Hybriden durch die Antikorrelation von Wind und PV im Vergleich zu den reinen Wind- und Solarparks geringere Verluste durch die gekappte Netzanbindung entstehen.

Bei der Interpretation zu beachten ist, dass die Hybriden im Vergleich zum reinen Windpark zu geringeren Energieerträgen führen.

Synergien als Anreiz

Mit Berücksichtigung von Synergien und damit Kosteneinsparungen bei Hybriden, sind Hybriden unabhängig von der Höhe der Einsparungen unmittelbar vorteilhafter zu bewerten.

Netzananschlussgebühren als Anreiz

Die Gebühr bewirkt hier, dass die Optionen mit reduzierter Netzananschlussleistung an Attraktivität gewinnen. Dieser Effekt verstärkt sich natürlich bei einer höheren Netzananschlussgebühr.

Zudem führt die Gebühr zu Verschiebungen in Richtung der ertragreicheren Optionen. Dieser Trend verstärkt sich mit der Höhe der Netzananschlussgebühren.

Misch-Anreize

Standort: Mitte, Wind: 300-350 W/m ²						
StGK je eingespeister kWh bei Erhebung von Netzanbindungskosten in Höhe von 7,5 €/a	W100/S0	W80/S20	W60/S40	W40/S60	W20/S80	W0/S100
NA i.H.v. 100%	7,07 ct/kWh	7,09 ct/kWh	7,12 ct/kWh	7,16 ct/kWh	7,22 ct/kWh	7,30 ct/kWh
NA i.H.v. 90%	7,26 ct/kWh	7,05 ct/kWh	7,08 ct/kWh	7,11 ct/kWh	7,16 ct/kWh	7,24 ct/kWh
NA i.H.v. 80%	7,54 ct/kWh	7,06 ct/kWh	7,04 ct/kWh	7,07 ct/kWh	7,11 ct/kWh	7,24 ct/kWh
NA i.H.v. 70%	7,92 ct/kWh	7,31 ct/kWh	7,04 ct/kWh	7,04 ct/kWh	7,10 ct/kWh	7,37 ct/kWh
NA i.H.v. 60%	8,46 ct/kWh	7,70 ct/kWh	7,11 ct/kWh	7,06 ct/kWh	7,19 ct/kWh	7,67 ct/kWh
NA i.H.v. 50%	9,22 ct/kWh	8,27 ct/kWh	7,49 ct/kWh	7,18 ct/kWh	7,46 ct/kWh	8,19 ct/kWh

Tabelle 15

Mit Berücksichtigung von 2-3% Einsparungen und Netzananschlusskosten von 150 €/kW werden die oben beschriebenen Effekte in Kombination deutlich.

2.6 AUSWIRKUNGEN EINER VERÄNDERTEN WINDENERGIE- TECHNOLOGIEAUSWAHL

Die bisher vorgestellten Ergebnisse beziehen sich auf eine Windenergieanlagentechnologie mit einer spezifischen Flächenleistung von 300-350 W/m², die an allen betrachteten Beispielstandorten eingesetzt wurde. Natürlich hat ein Projektentwickler in der Realität die Auswahl zwischen verschiedenen Technologien. Es stellt sich somit auch die Frage, ob sich die Ergebnisse und Schlussfolgerungen in Abhängigkeit der Technologieauswahl verändern. Hierzu wurden die oben gezeigten Fälle ergänzend für eine Schwachwindanlage betrachtet. Diese werden insbesondere im Binnenland seit 2012 vermehrt eingesetzt und zeichnen sich durch eine im Vergleich zur oben betrachteten Anlage geringere spezifische Flächenleistung aus. Im Folgenden wird kurz zusammengefasst, welche Veränderungen gegenüber den bisher vorgestellten Analysen zu beobachten sind, wenn statt der Windenergieanlagen mit einer spezifische Flächenleistung von 300-350 W/m² eine Anlage mit 200-250 W/m² genutzt wird.

Dabei wird davon ausgegangen, dass die Rotorkreisfläche gleich bleibt und die Nennleistung verringert wird, um eine geringere spezifische Flächenleistung zu erhalten. Dieses Vorgehen soll bewirken, dass in einer Beispielfläche für die Windenergienutzung auf diese Weise im Falle beider betrachteten Klassen für die spezifische Flächenleistung die gleiche Anzahl an Anlagen errichtet werden kann. Würde man die Generatorleistung konstant halten und den Rotordurchmesser vergrößern, um zu einer geringeren spezifischen Flächenleistung zu kommen, würde in der Realität häufig der Fall eintreten, dass weniger Anlagen errichtet werden können, womit eine neue Bewertungssituation eintritt. Für die theoretische Betrachtung war somit im ersten Schritt die beschriebene Herangehensweise über die Verkleinerung des Generators praktikabel.

In diesem Beispiel wird somit bei geringerer installierter Leistung zu geringeren Stromgestehungskosten weniger Strom erzeugt. Aufgrund der geringeren Leistung im Verhältnis zum Ertrag werden höhere Vollaststunden erreicht. Am Beispiel des Standorts Nord werden die Veränderungen durch die unterschiedliche gewählte Anlagentechnologie in Bezug auf den Fall des reinen Windenergieprojektes in der folgenden Tabelle aufgezeigt.

Tabelle 16

Anlagentechnologie	300-350 W/m ²	200-250 W/m ²
Installierte Leistung	100%	71%
Erzeugter Strom	100%	90%
Volllaststunden	100%	128%
Stromgestehungskosten (Basisfall)	100%	91%

Die verringerten Stromgestehungskosten im Falle der Anlage mit der geringeren spezifischen Flächenleistung führen zu einem stärkeren Anreiz für die Errichtung eines höheren Windenergieanteils. Für den Fall des Standortes Süd bedeutet dies, dass die Stromgestehungskosten der Windenergie damit näher an den Stromgestehungskosten der PV liegen (im Fall 100% Netzanschluss). Damit werden Hybriden im Vergleich zu der Technologie 300-350 W/m² wahrscheinlicher. Durch zusätzlich auftretende Synergieeffekte wird dies verstärkt.

Am Standort Nord hingegen liegen unter Verwendung der Technologie 200-250 W/m² die Stromgestehungskosten noch deutlicher unter jenen der PV, und Hybriden werden unwahrscheinlicher. Dies kann gleichzeitig so gedeutet werden, dass in der Tendenz durch einen Projektentwickler eher die Option einer geringeren spezifischen Flächenleistung bei den Windenergieanlagen gewählt werden würde, um sich zu optimieren, als die Ausgestaltung als Hybrid. Allerdings spielen in diese Entscheidung mehrere Parameter hinein. Beispielsweise wird im betrachteten Beispiel durch die Verkleinerung des Generators bei gleichem Rotordurchmesser ein geringerer Ertrag erzeugt, der im Verhältnis zu den eingesparten Gebühren bewertet werden muss. Eine weitere Option, um zu einer geringeren spezifischen Flächenleistung zu gelangen, wäre eine Vergrößerung des Rotordurchmessers bei gleicher Leistung. Dann würden die Investitionskosten und Erträge bei gleichbleibenden Gebühren steigen, gleichzeitig ist aber der Umstand zu beachten, dass sich ggf. eine reduzierte auf der Fläche umsetzbare Anlagenanzahl ergibt (je nach Flächenzuschnitt). Auch ist zu bedenken, dass der Rotordurchmesser auf der jeweiligen vorhandenen Fläche in Realität ggf. nicht unbegrenzt skalierbar sein könnte (Höhenbegrenzungen). Bei all diesen Varianten sind also stets die individuellen Verhältnisse zwischen Investitionskosten, erreichbaren Erträgen, evtl. vorhandenen Chancen auf Zusatzgewinne durch strategische Gebote und Höhe der Netzanschlussgebühren abzuwägen. Aus diesem Grund können an dieser Stelle zwar Tendenzen genannt, aber keine allgemein gültigen Schlussfolgerungen gezogen werden.

Die Reduktion des Netzanschlusses wird bei der Nutzung von Schwachwindanlagen unwahrscheinlicher. Durch die ohnehin kleineren Generatoren befinden sich die Anlagen über längere Zeiträume im Vollastbereich. Das bedeutet, dass bei einer Reduzierung des Netzanschlusses zwar, wie auch bei den Anlagen mit großem Generator, Kosten eingespart werden können, aber zugleich höhere Verluste anfallen. Wenn Netzanschlussgebühren genutzt werden sollen, um den Anreiz zur Unterdimensionierung des Netzanschlusses zu erhöhen, sind diese bei der Technologie mit geringer spezifischer Flächenleistung höher anzusetzen, um einen Effekt zu sehen.

Die grundlegenden Effekte im Hinblick auf die Entwicklung der Stromgestehungskosten in verschiedenen Fallkonstellationen, die in der Analyse für die Windenergieanlagen mit einer spezifischen Flächenleistung von 300-350 W/m² beschreiben wurden, ändern sich jedoch nicht, wenn stattdessen eine niedrigere spezifische Flächenleistung eingesetzt wird.

2.7 SCHLUSSFOLGERUNGEN AUS DER GRUNDLEGENDEN ANALYSE

Im Norden ergibt sich grundsätzlich durch die geringeren Stromgestehungskosten bei der Windenergie immer eine Vorteilhaftigkeit für diese.

Im Süden ergibt sich entsprechend eine Vorteilhaftigkeit für die PV. Allerdings ist darauf hinzuweisen, dass bei gleicher installierter Leistung die eingespeisten Erträge bei der PV deutlich geringer sind als im Falle des Windparks.

Sobald strategische Gebote abgegeben werden und somit Zusatzgewinne pro eingespeister kWh kalkuliert werden, steigt die Attraktivität von reinen Windenergieprojekten (höherer Energieertrag bei gleicher installierter Leistung).

Um Veränderungen dieser Situation zu bewirken, müssen mögliche Synergieeffekte im Sinne von Kosteneinsparungen gegenüber den höheren Kosten der jeweils teureren Technologie überwiegen. Auf Basis der derzeit verfügbaren Daten zu den Stromgestehungskosten von Windenergie und PV führt dies zu extrem hohen Anforderungen an die nötigen Kosteneinsparungen, um als Anreiz zu wirken (25-30% der Stromgestehungskosten von PV bzw. WE).

Die positiven Effekte von Synergien greifen verstärkt, je mehr sich Windenergie und PV hinsichtlich der Stromgestehungs-

kosten annähern. Das kann aus heutiger Sicht an einigen wenigen Standorten ggf. der Fall sein, zukünftige Kostenentwicklungen werden die Häufigkeit solcher Fälle beeinflussen. Bei annähernd gleichen Stromgestehungskosten zwischen Windenergie und PV führen schon relativ geringe Kosteneinsparungen zu Vorteilen bei Hybriden. In Fällen mit ungleichen Stromgestehungskosten zwischen Windenergie und PV sind die Effekte in Richtung von Kostensenkungen bei Hybriden natürlich auch vorhanden, aber unterliegen voraussichtlich gegenüber den Effekten der höheren Stromgestehungskosten der jeweiligen teureren Technologie.

Um eine Anreizsetzung in Richtung eines unterdimensionierten Netzanschlusses zu bewirken, müssten an den Beispielstandorten Nord und Süd potentielle Netzanschlussgebühren unverhältnismäßig hoch angesetzt werden. Generell gilt, je höher die Netzanschlussgebühr gewählt wird, desto mehr verstärkt sich auch der Anreiz für die Technologie mit höherem Ertrag (Windenergie).

Wenn die Stromgestehungskosten von Windenergie und PV näher beieinander liegen, kann über Netzanschlussgebühren unmittelbar ein Anreiz für eine reduzierte Auslegung des Netzanschlusses gesetzt werden. Gleichzeitig führt die Gebühr zu Verschiebungen in Richtung der ertragreicheren Optionen, d.h. zu höheren Anteilen an Windenergie. Dieser Trend verstärkt sich mit der Höhe der Netzanschlussgebühren.

Grundsätzlich ist zu beachten, dass sich die Schlussfolgerungen verändern, wenn beispielhaft Zusatzgewinne berücksichtigt werden. Diese ergeben sich im Falle eines leicht oberhalb der Stromgestehungskosten liegenden Gebots. Die Zusatzgewinne sind aufgrund der höheren Einspeisung stets für die Windenergie höher, d.h. es ergeben sich erhöhte Anreize in diese Richtung.

3 BETRACHTUNG EINES BEISPIELFALLS

In diesem Kapitel soll die oben stehende grundlegende Analyse um die Betrachtung eines konkreten Beispielfalls ergänzt werden. Hierbei wird Bezug auf die Überlegungen einzelner Branchenakteure genommen, die eher in die Richtung gehen, ein Windenergieprojekt um eine PV-Anlage zu ergänzen.

Als Grundvoraussetzung wird für die folgenden Betrachtungen die Annahme getroffen, dass Netzanschlussgebühren in Höhe von 150 €/kW eingeführt werden. Es wird untersucht, wie sich Entscheidungsprozesse in der Projektplanung hierdurch verändern könnten. Dabei erfolgt eine Konzentration auf den Fall, dass ein Projektierer auf einer vorhandenen Windvorrangfläche plant und einen Hybriden in Erwägung zieht.

Ausgangssituation

Die Ausgangssituation wird folgendermaßen definiert:

- Es gibt drei Windvorranggebiete mit je fünf Windenergieanlagenstandorten, ein Vorranggebiet liegt im Norden Deutschlands, eines in der Mitte und eines im Süden. Der Nord-Standort hat nach Referenzertragsmodell-Systematik eine Standortqualität von 96%, der mittlere Standort von 82% und der Süd-Standort von 58%.⁴
- Der Projektentwickler plant derzeit in allen Gebieten einen Windpark mit 17 MW und einer Anlagenklasse, die gut den derzeitigen Zubau abbildet (spezifische Flächenleistung von 300-350 W/m²).
- Die Netzanschlussgebühren belaufen sich bei einer Gebühr von 150 €/kW und einer Windparkleistung von 17 MW auf 2.550.000 Euro. Die StrGK betragen inkl. der Netzanschlussgebühren für das Nordprojekt 6,23 ct/kWh (ohne Gebühren 5,99 ct/kWh), für das Projekt im Binnenland 7,15 ct/kWh (ohne Gebühren 6,87 ct/kWh) und für das Südprojekt 9,99 ct/kWh (ohne Gebühren 9,58 ct/kWh).
- Die Windvorrangfläche hat eine fixe Größe, es ist aber grundsätzlich möglich, zusätzlich eine PV-

⁴ Der südliche Standort stellt damit einen extrem windschwachen Standort dar, der auch in der technologiespezifischen Ausschreibung mit Referenzertragsmodell nichtwettbewerbsfähig wäre. Die Standortauswahl erfolgte in Abhängigkeit der verfügbaren Daten zur Wind- und Solareinspeisung. Trotz des Extremfalls bei dem südlichen Standort können die Ergebnisse die richtigen Tendenzen aufzeigen für einen Fall, bei dem die Stromgestehungskosten für PV günstiger sind als für die Windenergie.

Leistungsdauerlinien an den drei Beispiel- Standorten

Freiflächenanlage zu installieren (aktuell zumeist bestehende gesetzliche Restriktionen wurden in diesem theoretischen Fall ausgeräumt).

Der Projektierer überlegt, ob er mit der zusätzlichen Installation von PV Stromgestehungskosten senken kann.

3.1 VERÄNDERUNG DER STROMGESTEHUNGSKOSTEN BEI ZUSÄTZLICHER INSTALLATION VON PV

Im Folgenden wird untersucht, wie sich die Stromgestehungskosten verändern, wenn die zusätzliche Installation einer PV-Freiflächenanlage vorgesehen wird. Hierbei wird zunächst die Annahme getroffen, dass die Netzanschlussleistung weiterhin der Windparkleistung entspricht.

3.1.1 KOMBINATIONS-FÄLLE

Die folgende Tabelle 17 gibt einen Überblick über die betrachteten Kombinations-Fälle. In der horizontalen Zeilenbeschriftung werden die Fälle dahingehend definiert, wie hoch die zum Windparkhinzu genommene PV-Leistung wäre (ausgedrückt in Prozent der Windpark-Leistung). Zur besseren Übersicht werden darunter noch einmal die Anteile von PV und Windenergie in Prozent vom Gesamtprojekt angegeben.

	Wind + 0% PV	Wind + 5% PV	Wind + 10% PV	Wind + 20% PV	Wind + 30% PV	Wind + 40% PV	Wind + 50% PV
Anteil PV Am Gesamtprojekt	0%	5%	9%	17%	23%	29%	33%
Anteil Wind Am Gesamtprojekt	100%	95%	91%	83%	77%	71%	67%

Tabelle 17

Alle ausgewiesenen Kombinations-Fälle werden an den drei unterschiedlichen Windpark-Standorten berechnet (Nord, Mitte und Süd).

3.1.2 LEISTUNGSDAUERLINIEN DER KOMBINATIONS-FÄLLE

Im Folgenden werden einführend Leistungsdauerlinien gezeigt, die verdeutlichen, wie sich das Einspeiseverhalten (Häufigkeit unterschiedlicher Einspeise-Leistungen) mit zunehmendem PV-Anteil – zunächst einmal unter der Annahme einer gleich bleibender Netzanschlussleistung – verändert. Grundsätzlich wird das Einspeise-Verhalten des Parks im Teillastbereich verbessert. Die volle Einspeiseleistung wird selbst unter Einbindung hoher PV-Anteile extrem selten erreicht. Die nachfolgenden Abbildungen zeigen die Leistungsdauerlinien des Basis-Projekts (nur Wind) und der Hybriden für die Standorte Nord, Mitte und Süd.

Standort Nord

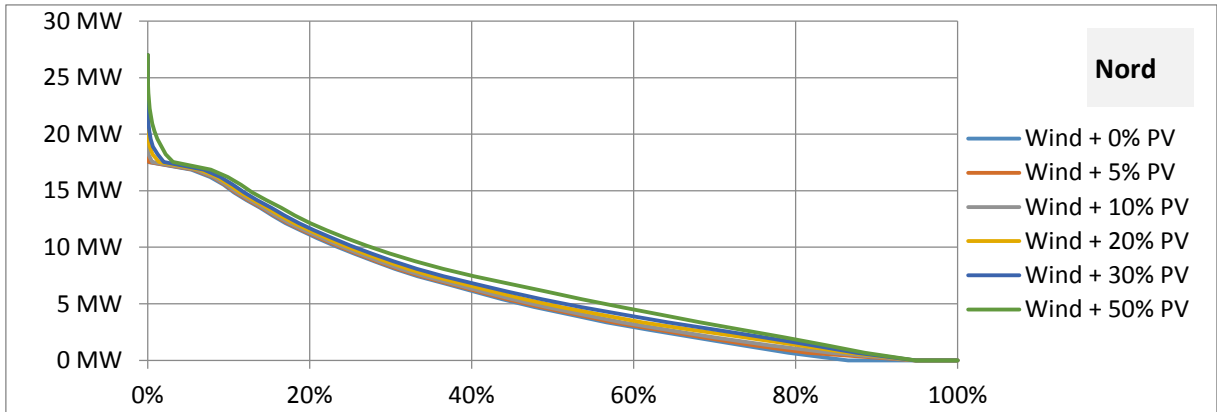


Abbildung 1

Standort Mitte

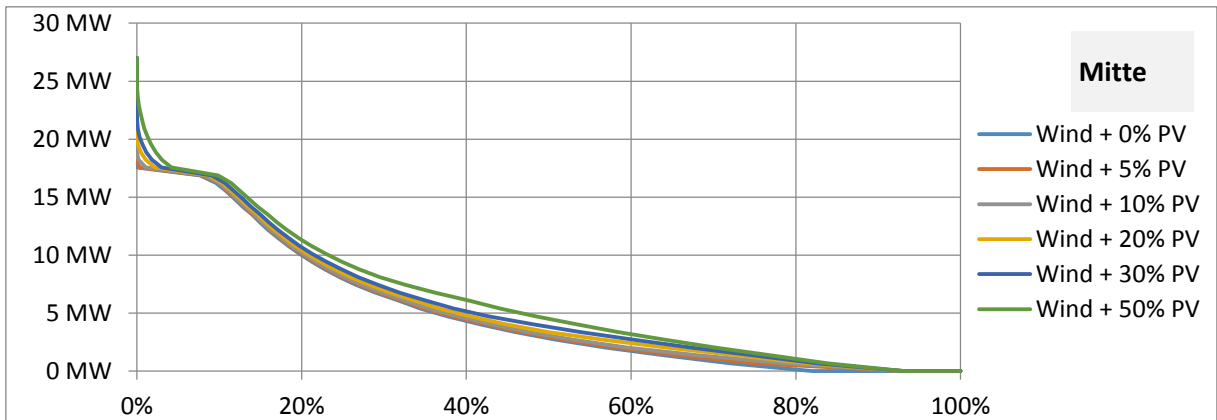


Abbildung 2

Standort Süd

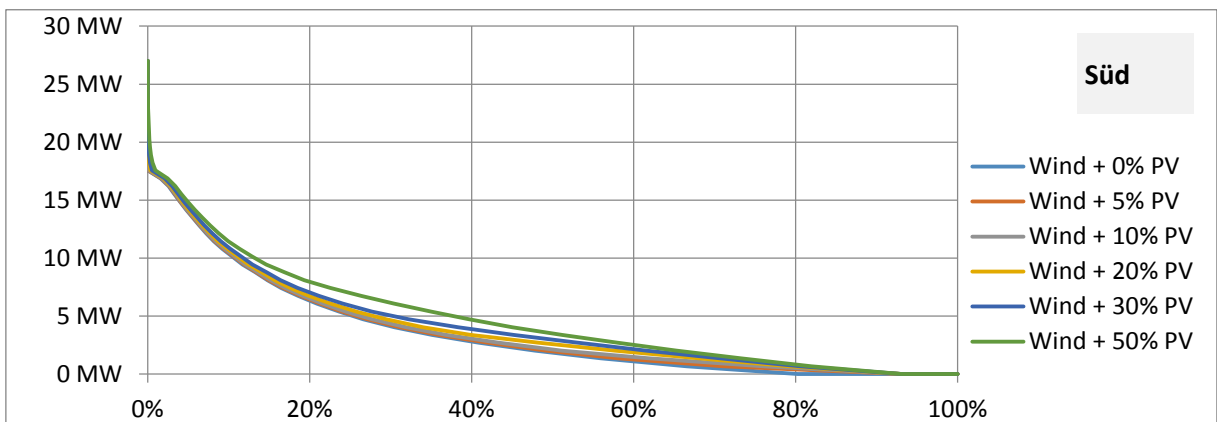


Abbildung 3

3.1.3 STROMGESTEHUNGSKOSTEN IN DEN KOMBINATIONEN-FÄLLEN

In diesem Kapitel werden ausgehend von den Stromgestehungskosten für den reinen Windpark potentielle Stromgestehungskosten für die Hybrid-Fälle mit zunehmender PV-Leistung berechnet. Zunächst wird hierbei davon ausgegangen, dass die Netzanschlussleistung sich nicht verändert und der installierten Leistung des Windparks entspricht.

Es wird die vereinfachende Annahme getroffen, dass durch das Vorhandensein des Netzanschlusses (ohnein geplant für den Windpark) eine Kostenreduktion für den Netzanschluss der PV-Anlage eintritt (insbes. durch den kurzen Weg zum Einspeisepunkt und die Auslegung des Netzanschlusses auf einen Wert unterhalb der gesamt installierten Leistung). Es wird die Annahme gesetzt, dass die dadurch für die PV erreichten Einsparungen bezogen auf die Stromgestehungskosten von PV bei maximal 10% liegen (unabhängig von der PV-Leistung). Darauf aufbauend ergeben sich die folgenden Stromgestehungskosten.

Standort Nord

Standort: Nord, WEA mit 300-350 W/m ²	Stromgestehungskosten für eingespeisten Strom bei Basisnetzanschluss						
	Wind + 0% PV	Wind + 5% PV	Wind + 10% PV	Wind + 20% PV	Wind + 30% PV	Wind + 40% PV	Wind + 50% PV
Netzanschluss							
Basis (Wind)	6,23 ct/kWh	6,27 ct/kWh	6,30 ct/kWh	6,37 ct/kWh	6,43 ct/kWh	6,49 ct/kWh	6,56 ct/kWh

Tabelle 18

Am Standort Nord ist der reine Windpark auch unter Berücksichtigung der Netzanschlussgebühren die attraktivste Option.

Standort Mitte

Standort: Mitte, WEA mit 300-350 W/m ²	Stromgestehungskosten für eingespeisten Strom bei Basisnetzanschluss						
	Wind + 0% PV	Wind + 5% PV	Wind + 10% PV	Wind + 20% PV	Wind + 30% PV	Wind + 40% PV	Wind + 50% PV
Netzanschluss							
Basis (Wind)	7,15 ct/kWh	7,15 ct/kWh	7,16 ct/kWh	7,16 ct/kWh	7,17 ct/kWh	7,19 ct/kWh	7,20 ct/kWh

Tabelle 19

Auch am Standort Mitte hat der reine Windpark Vorteile, aber nicht ganz so eindeutig wie am Standort Nord.

Standort Süd

Standort: Süd, WEA mit 300-350 W/m ²	Stromgestehungskosten für eingespeisten Strom bei Basisnetzanschluss						
	Wind + 0% PV	Wind + 5% PV	Wind + 10% PV	Wind + 20% PV	Wind + 30% PV	Wind + 40% PV	Wind + 50% PV
Netzanschluss							
Basis (Wind)	9,99 ct/kWh	9,88 ct/kWh	9,78 ct/kWh	9,59 ct/kWh	9,43 ct/kWh	9,29 ct/kWh	9,16 ct/kWh

Tabelle 20

Am Standort Süd kehrt sich das Bild um und Windpark mit einem hohen PV-Anteil ist (inklusive Berücksichtigung der Netzanschlussgebühren) die wirtschaftlichste Option.⁵

⁵ Grundsätzlich wäre ein reiner PV-Park an diesem Standort die attraktivste Option bzw. hätte die besten Chancen im Ausschreibungssystem. Der Beispielfall beruht aber auf der Ausgangssituation einer Windparkplanung auf einer vorhandenen Vorrangfläche für die Windenergie. Für

Die unterschiedliche Bewertung der Vorteilhaftigkeit von Hybrid-Konstellationen an den unterschiedlichen Standorten hängt von den Eingangsdaten für die Stromgestehungskosten von Windenergie und PV an diesen Standorten ab. Die Bewertungen ergeben sich für diese betrachteten Verhältnisse von Windenergie- und PV-Kosten zueinander. Ändern sich diese Verhältnisse zueinander (bspw. im Zeitverlauf), würden sich auch die Schlussfolgerungen verschieben.

3.2 VERÄNDERUNG DER STROMGESTEHUNGSKOSTEN BEI OPTIMIERUNG DER NETZANSCHLUSSLEISTUNG

Im nächsten Schritt kann sich der Projektierer die Frage stellen, ob die Schlussfolgerungen sich verändern, wenn er zusätzlich weitere Varianten für die Ausgestaltung der Netzanschlussleistung einbezieht. Es wird somit im Folgenden untersucht, wie sich die Fall-Bewertungen verändern, wenn die Netzanschlussleistung im Vergleich zur reinen Windpark-Leistung bei Hinzunahme von PV erhöht wird.⁶

Die Annahme für Kostenreduktion bei der PV-Anlage, die sich aus dem Vorhandensein des Netzanschlusses für den Windpark ergibt, wird bei Vergrößerung der Netzanschlussleistung stufenweise zurück genommen, da in diesen Fällen quasi ein „anteiliger Netzanschluss“ vorgesehen werden muss.

Im Folgenden werden die Stromgestehungskosten der Fallkonstellationen für alle drei Beispiel-Standorte dargestellt.

diesen Fall sollen die Stromgestehungskosten ggf. durch eine Ausgestaltung als Hybrid gesenkt und damit die Wettbewerbschancen verbessert werden. Deshalb werden nur die entsprechenden Fälle in den Tabellen ausgewiesen.

⁶ Aus Gründen der Übersichtlichkeit wird an dieser Stelle auf eine (ebenfalls mögliche) Reduzierung der Netzanschlussleistung im Vergleich zur Windparkleistung nicht dargestellt. Diese Überlegung könnte für den reinen Windpark natürlich auch getroffen werden. Untersuchungen dazu zeigten aber, dass dies keine attraktive Option wäre, weil die dadurch bewirkten Ertragsverluste zu groß sind (es wäre erst bei vielfach höheren Netzanschlussgebühren eine Option).

Standort Nord

Standort: Nord, WEA mit 300-350 W/m ²	Stromgestehungskosten für eingespeisten Strom bei Basisnetzanschluss bei unterschiedlichen Netzanschlusskapazitäten						
Netzanschluss	Wind + 0% PV	Wind + 5% PV	Wind + 10% PV	Wind + 20% PV	Wind + 30% PV	Wind + 40% PV	Wind + 50% PV
Basis + 0%	6,23 ct/kWh	6,27 ct/kWh	6,30 ct/kWh	6,37 ct/kWh	6,43 ct/kWh	6,49 ct/kWh	6,56 ct/kWh
Basis + 5%		6,29 ct/kWh	6,32 ct/kWh	6,38 ct/kWh	6,44 ct/kWh	6,49 ct/kWh	6,55 ct/kWh
Basis + 10%			6,35 ct/kWh	6,40 ct/kWh	6,45 ct/kWh	6,51 ct/kWh	6,56 ct/kWh
Basis + 20%				6,45 ct/kWh	6,50 ct/kWh	6,54 ct/kWh	6,59 ct/kWh
Basis + 30%					6,55 ct/kWh	6,59 ct/kWh	6,63 ct/kWh
Basis + 40%						6,64 ct/kWh	6,68 ct/kWh
Basis + 50%							6,72 ct/kWh

Tabelle 21

Am Standort Nord würde sich die Entscheidung hin zu einem reinen Windpark mit entsprechendem Netzanschluss nicht verändern, eine Erweiterung der Netzanschlusskapazität macht die Hybriden nicht attraktiver.

Standort Mitte

Standort: Mitte, WEA mit 300-350 W/m ²	Stromgestehungskosten für eingespeisten Strom bei Basisnetzanschluss bei unterschiedlichen Netzanschlusskapazitäten						
Netzanschluss	Wind + 0% PV	Wind + 5% PV	Wind + 10% PV	Wind + 20% PV	Wind + 30% PV	Wind + 40% PV	Wind + 50% PV
Basis + 0%	7,15 ct/kWh	7,15 ct/kWh	7,16 ct/kWh	7,16 ct/kWh	7,17 ct/kWh	7,19 ct/kWh	7,20 ct/kWh
Basis + 5%		7,17 ct/kWh	7,17 ct/kWh	7,16 ct/kWh	7,17 ct/kWh	7,17 ct/kWh	7,19 ct/kWh
Basis + 10%			7,20 ct/kWh	7,18 ct/kWh	7,18 ct/kWh	7,18 ct/kWh	7,18 ct/kWh
Basis + 20%				7,23 ct/kWh	7,22 ct/kWh	7,21 ct/kWh	7,20 ct/kWh
Basis + 30%					7,27 ct/kWh	7,25 ct/kWh	7,24 ct/kWh
Basis + 40%						7,30 ct/kWh	7,28 ct/kWh
Basis + 50%							7,33 ct/kWh

Tabelle 22

Am Standort Mitte gilt die gleiche Schlussfolgerung, allerdings liegen hier die Stromgestehungskosten sehr nah beieinander, und zwar sowohl in Richtung einer Hybrid-Variante als auch in Richtung eines möglicherweise etwas größer ausgelegten Netzanschlusses.

Standort Süd

Standort: Süd, WEA mit 300-350 W/m ²	Stromgestehungskosten für eingespeisten Strom bei Basisnetzanschluss bei unterschiedlichen Netzanschlusskapazitäten						
Netzanschluss	Wind + 0% PV	Wind + 5% PV	Wind + 10% PV	Wind + 20% PV	Wind + 30% PV	Wind + 40% PV	Wind + 50% PV
Basis + 0%	9,99 ct/kWh	9,88 ct/kWh	9,78 ct/kWh	9,59 ct/kWh	9,43 ct/kWh	9,29 ct/kWh	9,16 ct/kWh
Basis + 5%		9,92 ct/kWh	9,81 ct/kWh	9,62 ct/kWh	9,46 ct/kWh	9,31 ct/kWh	9,18 ct/kWh
Basis + 10%			9,86 ct/kWh	9,66 ct/kWh	9,49 ct/kWh	9,34 ct/kWh	9,20 ct/kWh
Basis + 20%				9,74 ct/kWh	9,56 ct/kWh	9,40 ct/kWh	9,26 ct/kWh
Basis + 30%					9,63 ct/kWh	9,47 ct/kWh	9,32 ct/kWh
Basis + 40%						9,54 ct/kWh	9,39 ct/kWh
Basis + 50%							9,46 ct/kWh

Tabelle 23

Am Standort Süd geht die Tendenz unverändert in Richtung eines Windparks mit möglichst großem PV-Anteil. Auch hier macht eine Erweiterung der Netzanschlusskapazität die Hybriden nicht attraktiver.

Energieerträge

Wichtig für die Interpretation der Ergebnisse ist auch die Verteilung der Energieerträge für die verschiedenen Varianten. Diese steigen stets mit der zusätzlichen Integration von PV.

Die zusätzliche Erhöhung der Netzanschlussleistung hingegen führt zu vergleichsweise geringen Ertragserhöhungen, da nur die aufgrund der Antikorrelation von Wind und Sonne ohnehin geringen Verluste vermieden werden. Im Folgenden wird am Beispiel des Standorts Mitte eine Verteilung abgebildet, die generellen Effekte und daraus zu ziehenden Schlussfolgerungen unterscheiden sich nicht wesentlich zwischen den drei Standorten.

Standort: Mitte, WEA mit 300-350 W/m ²	Energieertrag am Netzeinspeisepunkt im Verhältnis zum reinen Windpark						
	Wind + 0% PV	Wind + 5% PV	Wind + 10% PV	Wind + 20% PV	Wind + 30% PV	Wind + 40% PV	Wind + 50% PV
Netzanschluss							
Basis + 0%	100%	102%	104%	109%	113%	117%	121%
Basis + 5%		102%	105%	109%	113%	118%	122%
Basis + 10%			105%	109%	114%	118%	122%
Basis + 20%				109%	114%	118%	123%
Basis + 30%					114%	119%	123%
Basis + 40%						119%	123%
Basis + 50%							123%

Tabelle 24

Volllaststunden

Analog zu den Energieerträgen sind auch die Volllaststunden bei gleich bleibendem Netzanschluss natürlich am größten, wenn hohe Anteile PV in den Windpark integriert werden. Bei Erhöhung der Netzanschlussleistung geht die Anzahl der Volllaststunden am Netzanschlusspunkt spürbar zurück. Dieser Effekt fällt stärker aus, je mehr PV im System ist, da PV in allen angenommenen Fällen geringere Volllaststunden erzielt als Wind.

Standort: Mitte, WEA mit 300-350 W/m ²	Volllaststunden am Netzeinspeisepunkt						
	Wind + 0% PV	Wind + 5% PV	Wind + 10% PV	Wind + 20% PV	Wind + 30% PV	Wind + 40% PV	Wind + 50% PV
Netzanschluss							
Basis + 0%	100%	102%	104%	109%	113%	117%	121%
Basis + 5%		97%	100%	104%	108%	112%	116%
Basis + 10%			95%	99%	103%	107%	111%
Basis + 20%				91%	95%	99%	102%
Basis + 30%					88%	91%	95%
Basis + 40%						85%	88%
Basis + 50%							82%

Tabelle 25

Unter dem Ziel einer möglichst guten Auslastung eines Netzanschlusspunktes wären die Hybridvarianten demnach als vorteilhaft zu bewerten, wenn die Netzanschlussleistung unter der Gesamtleistung von PV und Windpark liegt. Am positivsten fallen die Fälle aus, in denen die Netzanschlussleistung in Höhe der Windparkleistung belassen oder nur leicht erhöht wird und ein möglichst hoher Anteil PV zugebaut wird.

3.3 EINFLUSS MÖGLICHER SYNERGIEN

Die oben stehenden Ausführungen führen erst einmal zu der Schlussfolgerung, dass im Norden und in der Mitte die reinen Windenergieprojekte eher im Vorteil wären. Deshalb soll im Folgenden die Frage beantwortet werden, wieviel günstiger PV am jeweiligen Standort sein müsste, damit sich diese Schlussfolgerung verändert. Es werden somit Richtwerte ermittelt, wie hoch Kosteneinsparungen bei den Stromgestehungskosten der PV sein müssten, um Hybriden interessant zu machen. Die Kosteneinsparungen können sich entweder durch weiter voran schreitende Lernkurveneffekte oder durch die Erschließung von Synergien in Bezug auf den Netzanschluss ergeben.

Die gleichen Effekte würden sich auch ergeben, wenn ein Windstandort teurer wäre als es in den Stromgestehungskosten-Annahmen wiedergespiegelt ist. Entscheidend ist das Verhältnis zwischen den Stromgestehungskosten der Windenergie und der PV. Um an dieser Stelle eine greifbare Aussage zu ermitteln, wird aber hier die vereinfachende Herangehensweise über die nötigen Kostenreduktionen bei der PV gewählt. Die folgenden Tabellen geben eine Übersicht der Ergebnisse.

Standort Nord

Standort: Nord, WEA mit 300-350 W/m ²	Stromgestehungskosten für eingespeisten Strom bei Basisnetzanschluss bei unterschiedlichen Netzanschlusskapazitäten						
Netzanschluss	Wind + 0% PV	Wind + 5% PV	Wind + 10% PV	Wind + 20% PV	Wind + 30% PV	Wind + 40% PV	Wind + 50% PV
Basis + 0%	6,23 ct/kWh	6,23 ct/kWh	6,23 ct/kWh	6,24 ct/kWh	6,24 ct/kWh	6,25 ct/kWh	6,26 ct/kWh
Basis + 5%		6,25 ct/kWh	6,25 ct/kWh	6,25 ct/kWh	6,25 ct/kWh	6,25 ct/kWh	6,26 ct/kWh
Basis + 10%			6,27 ct/kWh	6,26 ct/kWh	6,26 ct/kWh	6,26 ct/kWh	6,26 ct/kWh
Basis + 20%				6,31 ct/kWh	6,30 ct/kWh	6,29 ct/kWh	6,28 ct/kWh
Basis + 30%					6,34 ct/kWh	6,33 ct/kWh	6,32 ct/kWh
Basis + 40%						6,37 ct/kWh	6,36 ct/kWh
Basis + 50%							6,40 ct/kWh

Tabelle 26

Am Standort Nord verschiebt sich bei der Annahme von Kosteneinsparungen bei den Stromgestehungskosten der PV in Höhe von 23% das wirtschaftliche Optimum in Richtung der Hybriden. Die Option einer im Vergleich zur reinen Windparkleistung leicht erhöhten Netzanschlussleistung (um 5%) ist hier ebenfalls eine Option.

Der Wert für die nötigen Kosteneinsparungen ist an diesem Standort demnach sehr hoch. Dieser kann eher nicht allein aufgrund von Synergieeffekten bei der Ausgestaltung des Netzanschlusses erreicht werden. Vielmehr müssten sich die Stromgestehungskosten von Windenergieanlagen und PV an diesem Standort zunächst weiter annähern, damit die Hybrid-Optionen wahrscheinlicher werden.

Standort Mitte

Standort: Mitte, WEA m 300-350 W/m ²	Stromgestehungskosten für eingespeisten Strom bei Basisnetzanschluss bei unterschiedlichen Netzanschlusskapazität						
Netzanschluss	Wind + 0% PV	Wind + 5% PV	Wind + 10% PV	Wind + 20% PV	Wind + 30% PV	Wind + 40% PV	Wind + 50% PV
Basis + 0%	7,15 ct/kWh	7,15 ct/kWh	7,15 ct/kWh	7,15 ct/kWh	7,15 ct/kWh	7,16 ct/kWh	7,17 ct/kWh
Basis + 5%		7,17 ct/kWh	7,16 ct/kWh	7,14 ct/kWh	7,14 ct/kWh	7,14 ct/kWh	7,15 ct/kWh
Basis + 10%			7,19 ct/kWh	7,16 ct/kWh	7,15 ct/kWh	7,14 ct/kWh	7,14 ct/kWh
Basis + 20%				7,22 ct/kWh	7,19 ct/kWh	7,17 ct/kWh	7,16 ct/kWh
Basis + 30%					7,24 ct/kWh	7,22 ct/kWh	7,20 ct/kWh
Basis + 40%						7,27 ct/kWh	7,24 ct/kWh
Basis + 50%							7,29 ct/kWh

Tabelle 27

Am Standort Mitte, an dem die Stromgestehungskosten von Windenergieanlagen und PV-Anlage nicht so weit auseinander liegen, führen bereits 3% Einsparungen bei der PV zu einer Entscheidung in Richtung der Hybriden. Hierbei wird noch klarer als am Standort Nord auch eine Tendenz zu einer Verschiebung des Optimums hin zu einer leichten Erhöhung der Netzanschlussleistung (um 5-10%) sichtbar.

Grund hierfür ist, dass die Windeinspeisung an diesem Standort vergleichsweise hoch ist (gute Windhöffigkeit) und auch die PV-Einspeisung in relevanter Höhe anfällt. Dadurch ergeben sich etwas höhere Verluste in der Kombination als am Standort Nord, an dem die PV-Einspeisung im Vergleich geringer ist. Und auch im Vergleich zum Standort Süd (siehe unten) sind die Verluste geringer, da dort die Windenspeisung seltener im Nennleistungsbereich erfolgt. Deshalb wird eine vergrößerte Auslegung des Netzanschlusses im Beispielfall Mitte schneller interessant.

Standort Süd

Am Standort Süd ist die Hybrid-Variante mit hohem PV-Anteil bereits in der Ausgangsannahme zu geringeren Stromgestehungskosten umsetzbar als der reine Windpark und die Integration von einer möglichst großen PV-Leistung führt zu geringeren Stromgestehungskosten. An diesem Ergebnis ändern auch weitere Einsparungen bei der PV nichts, diese bestärken die Tendenz weiter und führen zu insgesamt niedrigeren Kosten, aber keiner Neuordnung der Vorteilhaftigkeit (auch nicht im Hinblick auf die Auslegung des Netzanschlusses).

3.4 SCHLUSSFOLGERUNGEN AUS DER ANALYSE DES BEISPIELFALLS

Insgesamt zeigen die oben stehenden Ausführungen, dass im Falle der Einführung von Netzanschlussgebühren Hybrid-Parks aus Sicht eines Windpark-Projektierers zumindest an einigen Standorten in Deutschland bereits heute bzw. unter der Eintrittsvoraussetzung vergleichsweise geringfügiger Sy-

nergieeffekte eine Option zur Verbesserung der Wettbewerbschancen in der Auktion sein können. Dies gilt für die Fälle, in denen die Stromgestehungskosten von PV unter denen für die Windenergie liegen – hier der Beispielfall Süden.⁷

Voraussetzung dafür ist, dass sich die Projekte in einem Ausschreibungssystem bewegen, dass kein Referenzertragsmodell für die Windenergie beinhaltet und dass administrative Hürden ausgeräumt werden, vor denen derartige Projekte heute voraussichtlich stehen würden (dies betrifft bspw. die – zumindest zumeist – eingeschränkte Umsetzbarkeit von PV auf Ackerflächen sowie die Bereitschaft der Netzbetreiber derartige Lösungen umzusetzen).

An Standorten in der Region Nord müssten die erzielbaren Synergien aus heutiger Sicht immens sein, damit ein Hybrid im Vergleich zu einem reinen Windpark Vorteile erlangt. Diese Einschätzung könnte sich aber mit der zukünftigen Entwicklung der Stromgestehungskosten für die Windenergie und die PV (Stromgestehungskosten der PV sinken möglicherweise schneller) verändern und auch an diesen Standorten Hybriden eine Option werden.

In der vorliegenden Betrachtung (Kapitel 0) wurden nur die Kosten der Beispielprojekte berücksichtigt. Demnach ist das Projekt mit den geringsten Stromgestehungskosten am vorteilhaftesten, weil theoretisch das niedrigste Gebot abgegeben werden kann. Die Verhältnisse ändern sich zugunsten von Hybriden mit einem größeren PV-Anteil, wenn die Stromgestehungskosten von PV im Verhältnis zu den Wind-Stromgestehungskosten sinken.

Weiterhin muss berücksichtigt werden, dass in Fällen, in denen eine strategische Gebotsabgabe oberhalb der tatsächlichen Kosten (incl. Basisrenditen) dazu führen würde dass sich der Anreiz zur Errichtung von Hybriden vergrößert. Das Optimum hängt von der tatsächlich möglichen Gebotshöhe ab.

⁷ Allerdings ist darauf hinzuweisen, dass ein reines PV-Projekt in diesem Beispielfall grundsätzlich noch geringere Stromgestehungskosten hätte. Hierbei ist jedoch darauf hinzuweisen, dass bei gleicher installierter Leistung die eingespeisten Erträge einer reinen PV-Anlage deutlich geringer sind als im Falle eines Windparks bzw. von Hybriden mit Windenergie-Anteilen. Sobald strategische Gebote abgegeben werden und somit Zusatzgewinne pro eingespeister kWh kalkuliert werden, steigt die Attraktivität von Optionen mit höheren Energieerträgen und die Bewertung verschiebt sich erneut.

4 LITERATURVERZEICHNIS

- [DWG 2017] Deutsche WindGuard GmbH: Stromgestehungskosten der Windenergie an Land. Zwischenergebnisse im Rahmen des Beratungsvorhabens zum EEG-Erfahrungsbericht. Januar 2017.
- [ZSW 2017] Kelm, Tobias (ZSW), Email vom 26.01.2017, Aussage zu aktuellen Stromgestehungskosten bei PV-Freiflächenanlagen an drei Beispielstandorten.