

Thema Flächennutzung:

Das große Rennen zwischen PV und Wind

Strompreisrückblick: Februar 2019



Meldungen

Aream übernimmt
Windpark Düste II von
Windwärts

Ein Rotorblatt stürzt ab

Energiekontor schließt mit
EnBW langfristigen
Stromabnahmevertrag für
85-MW-Solarpark ohne
EEG-Förderung ab

Ikea investiert in Windpark
vor Borkum

Schiff rammt Windpark -
Bremerhavener Institut
prüft Sicherheit maritimer
Strukturen

ABO Wind verkauft
Windpark an Luxcara

Neue Kooperation
ermöglicht Energiequelle
GmbH weiteren Ausbau in
Ostfrankreich

Erster Wasserstoffzug
startet in Basdorf

Thema Flächennutzung:

Das große Rennen zwischen PV und Wind

Betrachtet man die in Betrieb genommenen Kapazitäten der vergangenen fünf Jahre, so liegt Windenergie deutlich vor PV. Nicht zuletzt hat die stärkere Deckelung im Bereich PV dazu geführt, dass Windenergie häufig als die wirtschaftlichere Technologie im Vergleich mit PV wahrgenommen wird.

Diesbezüglich haben sich in der letzten Zeit jedoch einige Faktoren verändert. Zum einen sinken die Preise für PV-Module drastisch und PV-Projekte haben im Rahmen von technologie-neutralen Ausschreibungen deutlich ihre Wettbewerbsfähigkeit gegenüber Windenergie bewiesen. Zum anderen sind in jüngster Vergangenheit mehrfach Ankündigungen von PV-Parks mit sehr hohen Kapazitäten erfolgt, die außerhalb des EEG entwickelt werden und sich auf Basis von Marktvergütungen rechnen sollen.¹

Die Wettbewerbsfähigkeit beider Technologien hat sich mittlerweile so weit angenähert, dass sich bei der Flächenentwicklung von Energieprojekten durchaus die Frage stellt: Wind oder PV? Ziel dieses Artikels ist es, eine Indikation für diese komplexe Entscheidungsfindung zu geben und wichtige Faktoren zu benennen, die berücksichtigt werden sollten.

Für den nachfolgenden Vergleich wird eine hypothetische Fläche im Bundesland Brandenburg unterstellt. Des Weiteren wird unterstellt, dass der Standort weder optimale Windbedingungen noch extreme solare Einstrahlung aufweist, sondern für beide Technologien durchschnittliche Werte anzusetzen sind. Für die Entscheidungsfindung werden im Folgenden realitätsnahe Annahmen getroffen und eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung vorgenommen.

Allgemeine Bewertungsannahmen

Die unterstellte Planung des jeweiligen Wind- bzw. PV-Parks beginnt am 01.01.2019, d.h. die Inbetriebnahme erfolgt nach der jeweils üblichen Planungsvorlaufzeit der jeweiligen Technologie nach diesem Stichtag. Als Standort wird ein beliebiger Ort in Brandenburg unterstellt, der sich sowohl für PV als auch für Wind eignet, mit einer Fläche von ungefähr 50 ha. Die Vergütung für das PV-Projekt erfolgt außerhalb des EEG, d.h. es wird ein PPA unterstellt. Für das hypothetische Wind-Projekt wird ebenfalls eine Vergütung zu Marktpreisen unterstellt. Zwar sind Wind-Projekte aktuell innerhalb des EEG wirtschaftlich umzusetzen, jedoch ist nicht auszuschließen, dass Projekte, welche im Jahr 2019 begonnen werden, sich in einer anderen, ggf. kompetitiveren Regulierung befinden werden, sobald sie nach unterstellten vier Jahren und mehr Planungszeit in Betrieb genommen werden. Für beide Technologien wird eine Strompreisprognose von 5,00 ct/kWh im Jahr 2019, mit jährlicher Indexierung von 1,50 %, unterstellt. Der Betrachtungszeitraum der Bewertung wird auf 25 Jahre festgelegt. Der prognostizierte Strompreis beläuft sich somit zum Ende der unterstellten Betriebszeit auf 7,15 ct/kWh. Die Direktvermarktungskosten werden für beide Technologien mit 0,10 ct/kWh angesetzt. Die Projektfinanzierung wird über ein Fremdkapital-Darlehen in Höhe von 70 % der Gesamtinvestitionskosten mit einer Laufzeit von 18 Jahren und einem Zinssatz von 2,10 % für die ersten 10 Jahre (mit Anschlusszins von 3,50 %) unterstellt. Es erfolgt eine einheitliche Indexierung aller Kosten, außer den Pachtkosten, mit 1,50 % zum Basisjahr 2019.

Das Wind Szenario

Die Vorlaufzeit für Planung und Bau von Windparks liegt deutlich höher, als bei PV-Projekten und wird mit vier Jahren angesetzt, so dass die Inbetriebnahme auf den 01.01.2023 datiert wird. Mit einem Flächenbedarf von 10 ha/WEA bietet die angenommene Fläche Platz für fünf WEA der aktuellen Baureihen, unterstellt wird

der Typ V-150-5,6 MW mit einer Nabenhöhe von 166 m. Daraus ergibt sich eine Gesamtleistung des Parks von 28 MW. Da Anlagen dieser Größe typischerweise sehr hohe Volllaststundenzahlen aufweisen, werden diese mit 3.000 h angenommen. Der sich daraus ergebende Windertrag beläuft sich auf 84.000.000 kWh/a und ist als P50 Netto-Ertrag, also inklusive der üblichen Abschläge, zu verstehen.

Die Gesamtinvestitionskosten werden mit 30.175.000 € angesetzt. Diese ergeben sich aus den Turbinen- und Infrastrukturkosten (5.335.000 €/WEA), den Planungskosten (200.000 €/WEA) und den Kosten für den Bau des Umspannwerks und Verkabelung von pauschal 2.500.000 €. In den Turbinen- und Infrastrukturkosten sind Turbinenkosten von 4.500.000 €/WEA, Kosten für Kranstellfläche und Zuwegung in Höhe von 350.000 €/WEA, Fundamentkosten von 250.000 €/WEA, Ausgleichsmaßnahmen von 200.000 €/WEA und Kosten für die bedarfsgerechte Nacht-kennzeichnung in Höhe von 35.000 €/WEA berücksichtigt. Die Fremdkapitalfinanzierung bezieht sich dabei auf alle Kosten abzüglich der Planungskosten, so dass sich das Kreditvolumen auf 20.422.500 € beläuft. Es wird unterstellt, dass die Planungskosten durch Eigenkapital gedeckt werden. Zusätzlich wird angenommen, dass eine Rückbaureserve in Höhe von 150.000 € je WEA gefordert wird, die in den Jahren 17 bis 19 der Betriebsphase anzusparen ist. Ebenfalls anzusparen ist eine Kapitaldienstreserve in Höhe von 50 % des zwölfmonatigen Schuldendienstes.

Für die operativen Kosten werden Erfahrungswerte aus vergleichbaren Projekten verwendet. Die größten Kostenpositionen sind hierbei:

- Pachtkosten = 8 % der Einspeisevergütung (ESPV)
- technische und kaufmännische Betriebsführung = 2,5 % der ESPV
- Wartungsvertrag = 60.000 €/WEA
- Geschäftsführung = 75.000 €
- UW Wartung = 60.000 €

Abgesehen von diesen Hauptausgaben fallen typischerweise bei dem Betrieb eines Windparks zusätzlich Kosten für Eigenstromverbrauch, Telekommunikation, Jahresabschlüsse, wiederkehrende Prüfungen, Versicherungen und unregelmäßig anfallende Kosten für Gutachten an. Diese werden für die fünf WEA in Summe mit 51.000 € p.a. unterstellt.

Das PV Szenario

Die Planungsphase bei PV-Parks ist wesentlich kürzer und wird mit zwei Jahren unterstellt. Die Gesamtparkleistung wird mit 50 MWp angesetzt, was einer Flächennutzungszahl von 1 MWp/ha entspricht und damit beim aktuellen Stand der Technik von 370 Wp pro Modul etwas mehr als 130.000 Module voraussetzt. Um den Jahresertrag zu errechnen wird ein durchschnittlicher spezifischer Jahresertrag von 1.050 kWh/kWp angenommen. Damit ergibt sich ein P50 Netto-Ertrag von 52.500.000 kWh. Dieser Ertrag ist jährlich um eine Leistungsdegradation der Module von 0,5 % zu reduzieren.

Die Gesamtinvestitionskosten fallen bei PV-Parks deutlich geringer aus als bei vergleichbaren Wind-Projekten. Es ergeben sich Gesamtinvestitionskosten in Höhe von 25.500.000 €, bestehend aus Kosten für Module und Infrastruktur in Höhe von 22.500.000 € (450 €/kWp), Planungskosten von 500.000 € (10.000 €/MW) und äquivalent zum Windszenario Kosten für das Umspannwerk und Verkabelung in Höhe von 2.500.000 €. Die Fremdkapitalfinanzierung bezieht sich dabei ebenfalls auf alle Kosten abzüglich der Planungskosten, so dass sich das Kreditvolumen auf 17.500.000 € beläuft. Es wird ebenfalls unterstellt, dass die Planungskosten durch Eigenkapital gedeckt werden. Es wird davon ausgegangen, dass keine Rückbaureserve gefordert wird und es wird davon ausgegangen, dass der Restwert der Anlagen die Rückbaukosten deckt. Die Kapitaldienstreserve wird auf 50 % des zwölfmonatigen Schuldendienstes festgelegt.

Die OPEX werden wie folgt unterstellt:

- Pachtkosten = 4 % der ESPV
- technische und kaufmännische Betriebsführung & Wartungsvertrag = 6.000 €/MW
- Geschäftsführung = 75.000 €
- UW Wartung = 60.000 €

Die sonstigen operativen Kosten werden an dieser Stelle mit 72.250 € unterstellt. Zusätzlich werden ab Jahr sechs, dem ersten Jahr nach Auslaufen der Gewährleistung, jährliche Kosten in Höhe von 60.000 € für Reparaturkosten angesetzt.

Der Base Case

Tabelle 1 stellt noch einmal übersichtlich die Annahmeparameter des Base Cases dar.

Tabelle 1: Eckdaten des Base Case Szenarios

Eckdaten	Wind	PV
Bewertungstichtag	01.01.2019	
Betrachtungszeitraum	25 Jahre	
Inbetriebnahme	01.01.2023	01.01.2021
Gesamtparkleistung	28,00 MW	50,00 MW _p
Netto Ertrag (P50)	84.000.000 kWh/a	52.500.000 kWh/a
Leistungsdegradation	-	0,50 %/a
Gesamtkosten (ohne Planung)	29.175.000 €	25.000.000 €
Planungskosten	1.000.000 €	500.000 €
OPEX (gemittelt über die gesamte Betriebsdauer)	23,43 % der ESPV	26,85 % der ESPV

Die Bewertung des Wind Szenarios ergibt eine Rendite von 18,45 % auf das eingesetzte Eigenkapital. Dem gegenüber steht das PV-Szenario mit einer Eigenkapitalrendite von 10,17 %. Damit weist der Bau eines Windparks unter den gegebenen Parametern eine um 8,28 % höhere Rendite auf.

Im Base Case Szenario wird jedoch davon ausgegangen, dass nur ein Projekt in Planung ist und ohne Komplikationen realisiert wird, es beim Windszenario kein Zubaurisiko gibt, sowie PV und Wind die gleiche Betriebsdauer aufweisen.

Da diese Annahmen eher realitätsfern sind, wird in einem weiteren Schritt betrachtet, welche Auswirkungen die genannten Punkte auf die Rendite haben. Dafür werden die zusätzlichen Risiken auf das Base Case Szenario angewendet. Die sich dadurch ergebenden Renditeveränderungen werden kumulativ betrachtet, so dass letztendlich alle genannten Risiken im abschließenden Szenario Berücksichtigung finden.



Das Planungsrisiko

Für Windenergie liegt das Verhältnis von geplanten jedoch vor Realisierung abgebrochenen zu tatsächlich realisierten Projekt häufig bei 10 zu 1. Für PV ist die Realisierungsquote deutlich höher. Hier kann grob davon ausgegangen werden, dass jedes dritte Projekt realisiert wird. Somit birgt Windenergie einen deutlich höheren Planungsaufwand, denn zusätzliche Kosten gescheiterter Projekte müssen über die realisierten Projekte kompensiert werden. Deshalb wird im Folgenden davon ausgegangen, dass ein erfolgreich realisiertes Windprojekt Planungskosten in Höhe von insgesamt 3.000.000 € (anstatt 1.000.000 €) zu tragen hat. Für PV werden aufgrund der höheren Realisierungsquote lediglich zusätzliche 500.000 € an Planungskosten in die Bewertung mit einbezogen. Unter Berücksichtigung dieser zusätzlichen Parameter ergibt sich eine Renditeveränderung von -3,11 % auf 15,34 % für Wind und von -0,61 % zu 9,56 % bei PV. Die Renditen nähern sich dadurch etwas mehr an, dennoch bleibt Wind in diesem Szenario die wirtschaftlichere Technologie.

Das Zubaurisiko

Für WEAs besteht fast immer das Risiko des zukünftigen Zubaus und damit des Ertragsverlusts durch Abschattungseffekte, für PV-Projekte besteht ein vergleichbares Risiko nicht. Um dieses Risiko abzubilden wird für das Wind-Projekt ein Ertragsverlust durch Zubau in Höhe von 5,00 % unterstellt. Dadurch sinkt die Rendite des Windprojektes um -1,23 % und beläuft sich damit auf 14,11 %, die Rendite des PV-Projektes bleibt unverändert bei 9,56 %.

Der Betriebszeitraum

Der Betriebszeitraum für Wind wird meist mit 25 Jahren unterstellt, da aufgrund der fortschreitenden Technologie und damit steigender Leistung der Anlagen ein Repowering nach dieser Zeit wirtschaftlich wird, oder die Anlagen tatsächlich nicht mehr betriebsfähig sind.

Für PV ist dies nicht zu erwarten, d.h. der Wirkungsgrad der Anlagen wird sich aller Voraussicht nach nicht so weit verbessern, dass ein Repowering nach 25 Jahren angezeigt ist. Es ist eher zu erwarten, dass PV-Parks häufig über die veranschlagte Betriebsdauer hinaus betrieben werden können. Deshalb wird für das hypothetische PV-Projekt eine Betriebsdauer von 30 Jahren unterstellt. Dadurch verbessert sich die Rendite des PV-Projekts um +0,84 % auf 10,40 %, die Rendite des Wind-Projektes bleibt unverändert bei 14,11 %.

Die Ertragsunsicherheit



Die jährlichen Erträge von Windenergie unterliegen größeren Schwankungen als bei PV-Projekten. In Zahlen ausgedrückt wird dies mit einer Unsicherheit von 12,00 % für das Wind-Projekt und von 5,00 % für das PV-Projekt unterstellt. Daraus ergeben sich im P75 Case Ertragswerte von 77.201.143 kWh/a für Wind und 50.729.464 kWh/a für PV. Renditebezogen bedeutet dies, dass es im Falle von Windenergie zu einer Renditeverschlechterung von -1,95 % auf 12,16 % kommt und sich für PV die Rendite um -0,79 % auf 9,61 % verringert.

Welche Schlussfolgerung kann denn nun gezogen werden?

In Tabelle 2 sind die Ergebnisse der Base Case Bewertung, sowie der vorgenommenen Modifikationen dargestellt.

Tabelle 2: Renditeübersicht

Szenarien	Wind	PV
Base Case	18,45 %	10,17 %
+ Planungsrisiko	15,34 %	9,56 %
+ Zubaurisiko	14,11 %	9,56 %
+ Betriebsdauerverlängerung	14,11 %	10,40 %
+ Ertragsunsicherheit	12,16 %	9,61 %

Die Renditedifferenz des Base Case reduziert sich durch Berücksichtigung des Planungsrisikos auf 5,78 %. Durch Hinzunehmen des Zubaurisikos verringert sich der Renditeunterschied auf 4,55 % und bei Berücksichtigung der Betriebsdauerverlängerung beträgt der Unterschied nur noch 3,71 %. Im finalen Szenario unterscheiden sich die Renditen der beiden Technologien lediglich um 2,55 %. Im Base Case betrachtet erscheint die Differenz sehr groß. Bei Berücksichtigung zusätzlicher Risikofaktoren und Unsicherheiten nähern sich die Renditen jedoch soweit an, dass die Frage gestellt werden muss, ob dieser geringfügige Renditevorteil in der Realität tatsächlich entscheidend sein wird bzw. ob weitere Risiken von Wind-Projekten zu erneuter Adjustierung der Rendite führen. Stichwörter wie stetig verschärfte faunistische Restriktionen und (fehlende) Akzeptanz der Bevölkerung seien hier nur beispielhaft genannt.

Letztendlich soll der durchgeführte Vergleich zeigen, dass die beiden Technologien bezüglich ihrer jeweiligen Wirtschaftlichkeit näher zusammengerückt sind. PV hat mit der in den vergangenen Jahren deutlich stärkeren Wirtschaftlichkeit von Wind-Projekten wieder gleichgezogen.

Somit lohnt es sich, eine Errichtung eines PV-Parks anstelle eines Windparks in Erwägung zu ziehen, da die Planungssicherheit von PV größer und die Risiken niedriger sind. Selbstverständlich muss in jedem Einzelfall eine spezifische Prüfung der Rahmenbedingungen erfolgen, um die Chancen und Risiken projektspezifisch beurteilen und somit eine fundierte wirtschaftliche Entscheidung treffen zu können.

VON YANNICK SÄNGER

QUELLEN:

1 <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/energiewende-enbw-will-groessten-deutschen-solarpark-bauen-und-plant-ohne-staatliche-foerdergelder/23950120.html?ticket=ST-1309529-SKrgUsrLtxdn702mft2b-ap2>





Strompreisrückblick

Februar 2019

Die Stromproduktion durch Windenergieanlagen (WEA) im Februar 2019 beläuft sich auf 10,79 TWh. Verglichen mit dem Vorjahreswert, war der Februar dieses Jahr ein starker Windmonat und lag 35 % über dem Februar 2018. Im Vergleich zum Januar lag der Februar jedoch um 3,91 TWh oder 36,23 % niedriger. Die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen lag mit 2,10 TWh knapp über dem Vorjahreswert (+0,27 TWh/+14,66 %) und deutlich über dem Vormonatswerts (+1,07 TWh/+103,41 %). Zusammen speisten Wind und Sonne damit 12,89 TWh ein, wobei das Maximum (1.011 GWh) am Samstag, den 09.02. sowie das Minimum (131 GWh) am Samstag, den 02.02. auftrat. Das Maximum fällt aufgrund der jahreszeitlich bedingten schwachen PV-Produktion ebenfalls mit dem Maximum der Windproduktion (934 GWh) zusammen. Das Minimum fällt jedoch mit dem Minimum der PV-Produktion zusammen, während das Minimum für Wind am 26.02. mit 86 GWh auftrat. Auf die Monatsproduktion gerechnet, wurden 83,71 % der Gesamtproduktion aus Erneuerbaren durch Windenergie erzeugt.



Market and price	Day Ahead - Phelix Day Base	Intraday - Hourly Continuous
AVERAGE	42,82 €/MWh	41,90 €/MWh
MIN	6,81 €/MWh	-15,60 €/MWh
MAX	55,48 €/MWh	69,74 €/MWh

Im Februar 2019 traten keine negativen Strompreise auf Tagesbasis auf, auffällig ist jedoch der Preisverfall in der Zeitspanne um den 09.02., bei sonst relativ konstanten Preisen. An diesem Tag notierte sowohl der Phelix Day Base mit 6,81 €/MWh als auch der Phelix Day Peak mit 11,23 €/MWh mit dem Monatstief.

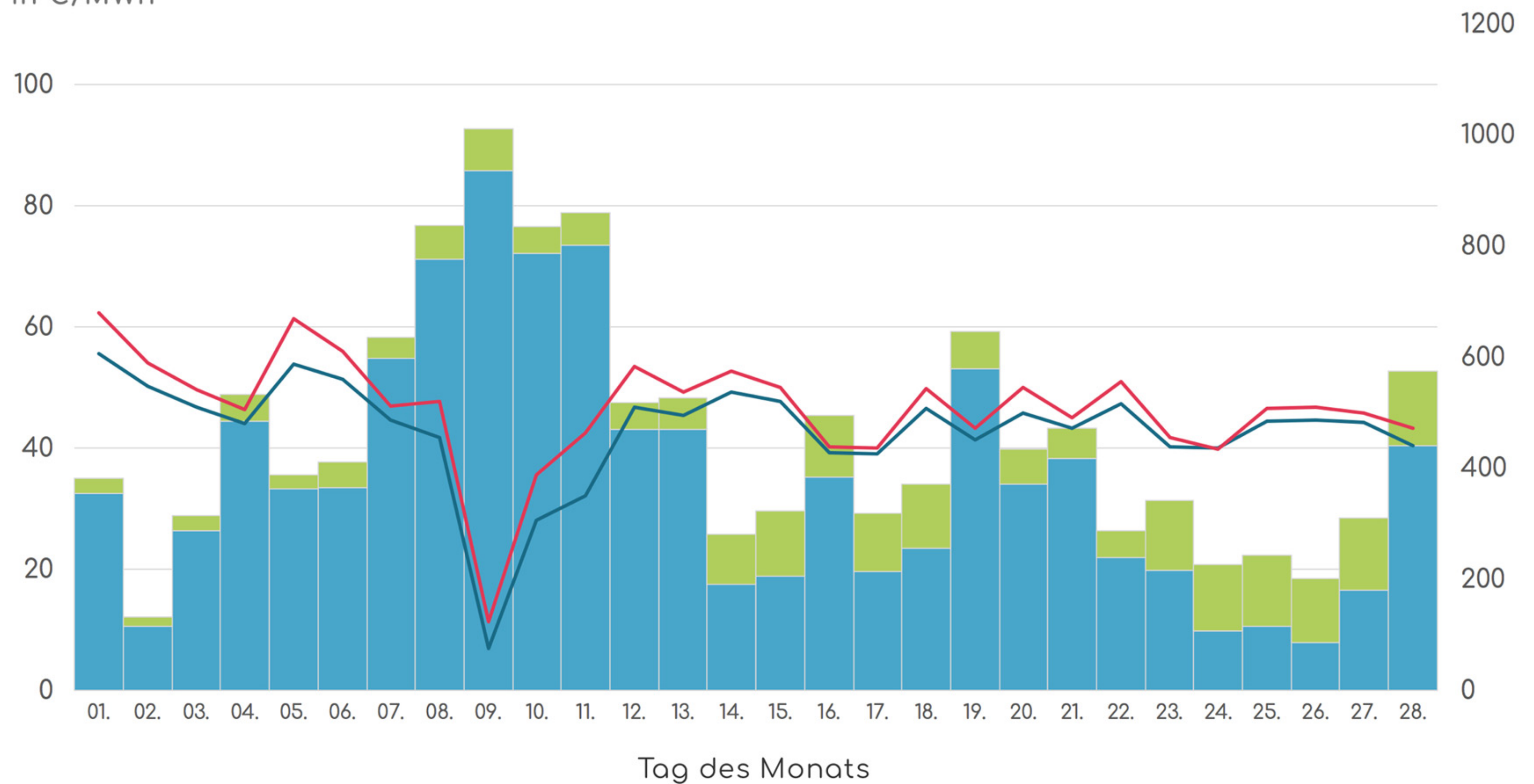
Das Monatsmaximum trat für beide Produkte am 01.02. auf und notierte bei 55,48 €/MWh (Base) sowie 62,16 €/MWh (Peak). Die Monatsmittelwerte liegen mit 42,82 €/MWh bzw. 46,42 €/MWh deutlich unter dem Niveau des Vormonats (49,39 €/MWh bzw. 57,32 €/MWh).



Phelix Februar 2019

Strompreis
in €/MWh

Erzeugung
in GWh/d



Windstromerzeugung (10,97 TWh)

Phelix Day Base (Ø 42,82 €/MWh)

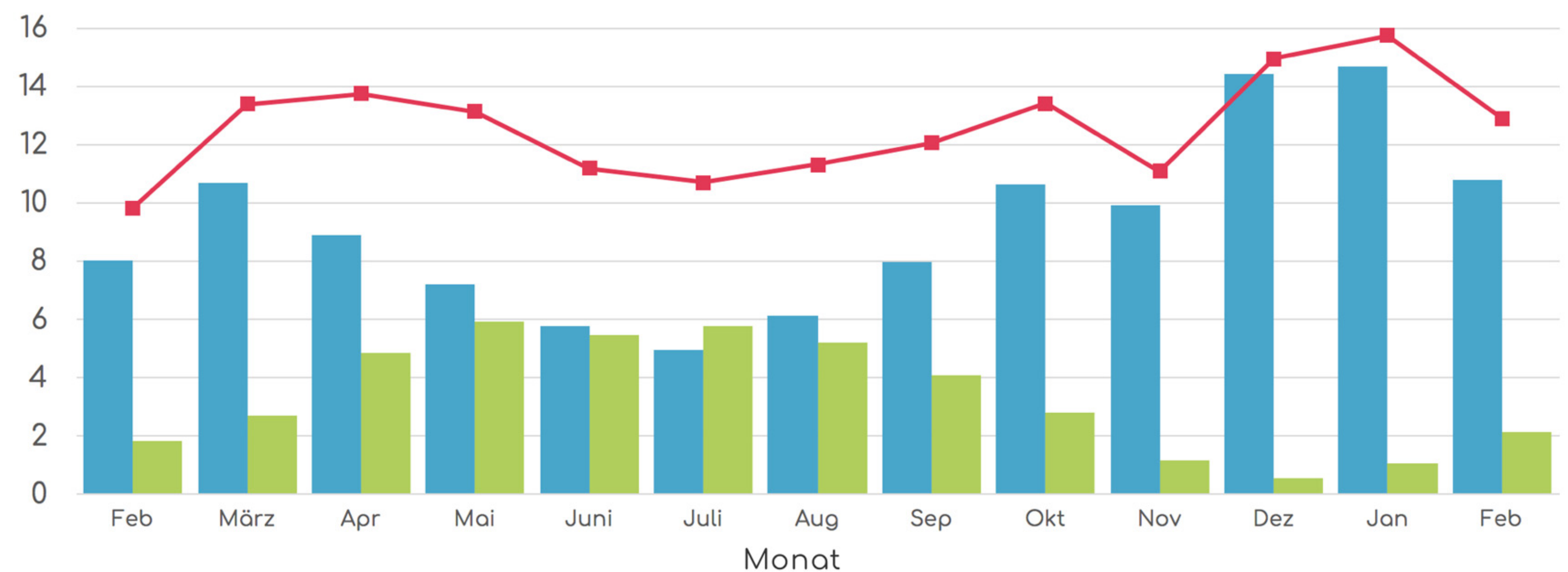
PV-Stromerzeugung (2,10 TWh)

Phelix Day Peak (Ø 46,42 €/MWh)

Quelle: EPEX, SPOT, 50Hertz, Amprion, TenneT TSO, TransnetBW

Monatssummen von Windenergie- und Solarstromerzeugung der letzten 13 Monate

Erzeugung
in TWh



Windenergie

Photovoltaik

Summe

Quelle: 50Hertz, Amprion, TenneT TSO, TransnetBW

Meldungen

Aream übernimmt Windpark Düste II von Windwärts



Bild: Windwärts Energie GmbH

Die Windwärts Energie GmbH aus Hannover hat den Windpark Düste II in der Samtgemeinde Barnstorf in Niedersachsen an einen von der Aream GmbH verwalteten Fonds verkauft. Die kaufmännische Betriebsführung übernimmt Aream, die technische Betriebsführung wurde an Windwärts vergeben. Der Windpark Düste II besteht aus fünf Anlagen des Typs Enercon E-92 mit einer Gesamtleistung von 11,75 MW und einer Nabenhöhe von 104 Metern. Im Ausschreibungsverfahren hat das von Windwärts geplante und entwickelte Projekt gemäß Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2017 einen Zuschlag erhalten. Der Wegebau begann im Frühsommer 2018, woraufhin die Verlegung der Kabeltrasse folgte. Bis Ende 2018 folgte die Errichtung der Anlagen, die Mitte Januar 2019 vollständig ans Netz gegangen sind.

Ein Rotorblatt stürzt ab

In der Nähe von Uelzen ist bei stürmischem Wetter ein 30 Meter langes Rotorblatt von einem Windrad abgebrochen. Zeugen haben berichtet, dass ein Baucontainer eingedrückt und das danebenstehende Toilettenhäuschen sehr stark beschädigt wurde. Der Rotorblatthersteller hatte den Errichter der Anlage im Herbst 2018 über die Lieferung von Rotorblättern mit möglichen Qualitätsabweichungen unterrichtet.

Daraufhin wurden im Windpark Überprüfungen an den in Frage kommenden Rotorblättern durchgeführt. Bei den Prüfungen sei ein Rotorblatt als schadhaft ermittelt worden. Am 20. Oktober wurde die Anlage außer Betrieb genommen. Um eine Unwucht zu vermeiden, wurde der Austausch des Rotorblattsatzes für den 12. Dezember vorbereitet. Die Ursache des Rotorenabsturzes wird derzeit noch untersucht.

Energiekontor schließt mit EnBW langfristigen Stromabnahmevertrag für 85-MW-Solarpark ohne EEG-Förderung ab

EnBW und Energiekontor haben für einen östlich von Rostock geplanten Solarpark einen langfristigen Stromabnahmevertrag abgeschlossen. Der Park, den Energiekontor bauen und betreiben wird, soll mit einer installierten Leistung von circa 85 MW jährlich rund 88 GWh Strom produzieren. Der von EnBW und Energiekontor geschlossene Stromabnahmevertrag ist der erste seiner Art in Deutschland, denn er ermöglicht, dass Energiekontor den Solarpark ohne EEG-Förderung bauen und betreiben kann. Die Vereinbarung besagt, dass EnBW den kompletten Strom zum Festpreis abnehmen wird. Im Rahmen der vereinbarten Vertragslaufzeit von 15 Jahren gehen die beiden Unternehmen von einer insgesamt produzierten Strommenge von rund 1,3 TWh aus.



Bild: Dr. Frank Mostiaux, EnBW/Ui Deck

Ikea investiert in Windpark vor Borkum



Bild: Veja Mate Offshore Project GmbH

Die Ingka Group, Eigentümer der meisten Ikea-Möbelmärkte, steigt bei Veja Mate ein. Wie das Unternehmen bestätigte, beteiligt es sich mit mehr als 200 Millionen Euro an der Projektgesellschaft des nordwestlich von Borkum gelegenen 402-MW-Windparks. Ein Konsortium, zu dem neben Ingka und Commerz Real auch noch KGAL und WPD Invest gehören, übernimmt demnach 80 % der Anteile an dem Offshore-Projekt von den bisherigen Eigentümern Highland Group, Copenhagen Infrastructure Partners und Siemens Financial Partners. Inklusive Fremdkapital beläuft sich das gesamte Transaktionsvolumen auf 2,3 Milliarden Euro und die Ingka Group hält dabei nach eigenen Angaben künftig 25 % an dem Offshore Windpark.

Schiff rammt Windpark - Bremerhavener Institut prüft Sicherheit maritimer Strukturen

Seit Oktober 2018 beschäftigt sich das neue Institut für den Schutz maritimer Infrastrukturen in Bremerhaven mit Sicherheitsschwachstellen in Häfen und bei Windparks auf hoher See. Ziel dabei soll sein, Gefahren zu erkennen und Technologien zu entwickeln, um diese abzuwehren. Mögliche Szenarien können dabei sein: Ein Frachter hat Ladung verloren und die Hindernisse gefährden den übrigen Schiffverkehr, ein Schiff steuert auf einen Offshore Windpark zu oder ein Mann ist über Bord gegangen und die Rettungskräfte haben aufgrund dichten Nebels Probleme ihn zu orten.

ABO Wind verkauft Windpark an Luxcara

Der Wiesbadener Windparkprojektierer ABO Wind hat einen noch nicht errichteten Windpark in der nordfinnischen Region Nordösterbotten an den Asset Manager Luxcara verkauft. Der durch die Windkraftanlagen erzeugte Strom soll direkt, mittels PPA, an einen Großkunden geliefert werden. Die Leistungskapazität beträgt 100 MW und der Netzanschluss wird für den Sommer 2020 erwartet. Der Windpark in dieser Region ist Bestandteil eines Erneuerbare-Energien-Portfolios für institutionelle Investoren, das von Luxcara verwaltet wird.

Neue Kooperation ermöglicht Energiequelle GmbH weiteren Ausbau in Ostfrankreich

Die Energiequelle GmbH setzt ihren Ausbau im Osten Frankreichs fort und gewinnt zwei Standorte in Burgund, die sich zur Errichtung von Windparks eignen. Die angedachten Parks bestehen aus mindestens 10 Anlagen und befinden sich im Département Saône-et-Loire und Yonne. Das 35 MW-Projekt wurde in Zusammenarbeit mit der Extrawind GmbH und ihrer deutschen Muttergesellschaft, der New Energy Scout GmbH, entwickelt.



Bild: Dr. Frank Mostiaux, ENBW/Uli Deck

Erster Wasserstoffzug startet in Basdorf

Mit einer Sonderfahrt nach Berlin-Gesundbrunnen haben die Niederbarnimer Eisenbahn und der Hersteller Alstom vor kurzem den Wasserstoffzug „CoradiaiLint“ präsentiert. Der komplett emissionsfreie Zug produziert seine elektrische Energie mittels einer Wasserstoff-Brennstoffzelle.

Weltweit ist er der erste Personenzug dieser Art und soll ausschließlich grünen Wasserstoff durch Elektrolyse mit Strom aus Windenergie nutzen. Die Eisenbahngesellschaft strebt an den Zug ab 2022 in den Fahrplan zu integrieren.



Bild: Alstom



Ausschreibungsergebnisse & Zinssätze

Ergebnisse der letzten Ausschreibungen in Deutschland

Energieträger	Wind	PV
GEBOTSTERMIN	01.02.2019	01.02.2019
ZUSCHLAGSVOLUMEN GEBOTSVOLUMEN	476 MW 700 MW	178 MW 175 MW
ZULÄSSIGER HÖCHSTWERT	6,20 ct/kWh	8,91 ct/kWh
HÖCHSTER ZUSCHLAGSWERT	6,20 ct/kWh	5,18 ct/kWh
NIEDRIGSTER ZUSCHLAGSWERT	5,24 ct/kWh	4,11 ct/kWh
MENGENGEWICHTETER DURCHSCHNITT	6,11 ct/kWh	4,80 ct/kWh

Zinssätze für Langzeitdarlehen für Windparks mit Preisklasse B

KfW-Programm Erneuerbare Energien Programmteil "Standard"gieträger			Landwirtschaftliche Rentenbank Programm 255, Ratendarlehen		
Darlehens- konditionen	Zinssatz	Gültig ab	Darlehens- konditionen	Zinssatz	Gültig ab
Laufzeit: 10 Jahre Tilgungsfrei: 2 Jahre Zinsbindung: 10 Jahre	1,75 %	21.02.19	Laufzeit: 10 Jahre Tilgungsfrei: 2 Jahre Zinsbindung: 10 Jahre	1,45 %	28.02.19
Laufzeit: 15 Jahre Tilgungsfrei: 3 Jahre Zinsbindung: 15 Jahre	2,20 %	21.02.19	Laufzeit: 15 Jahre Tilgungsfrei: 2 Jahre Zinsbindung: 10 Jahre	1,65 %	28.02.19
Laufzeit: 20 Jahre Tilgungsfrei: 3 Jahre Zinsbindung: 10 Jahre	2,00 %	21.02.19	Laufzeit: 20 Jahre Tilgungsfrei: 3 Jahre Zinsbindung: 10 Jahre	1,75 %	28.02.19



Impressum

4initia GmbH
Reinhardtstraße 29
DE-10117 Berlin

Tel.: +49 30 27 87 807-0
Fax: +49 30 27 87 807-50
E-Mail: info@4initia.de

www.4initia.de

Verantwortlich für diesen
Newsletter gemäß
§ 5 TMG, § 55 Abs. 2 RStV:

Torsten Musick

Redaktionsschluss: 07.03.19