

BayernLB Research

Klimaschutz: Es braucht mehr Offshore-Wind

Megatrend Energie- und Klimawandel

Kurz & klar

- Dank Skaleneffekten und technischem Fortschritt wird Offshore-Wind preislich gegenüber Onshore-Wind immer wettbewerbsfähiger.
- „Floating-Offshore-Wind“ (FOW) eröffnet der Windbranche zusätzliche neue Absatzmöglichkeiten und steigert zudem die mögliche Energieausbeute der Windenergie.
- Europäische Hersteller und Zulieferer sind im Offshore-Geschäft Weltmarktführer und dürften vom durch Wasserstoff befeuerten Offshore-Boom besonders profitieren.

Die Anhebung der EU-Klimaziele, bis 2030 55% (bislang 40%) weniger Treibhausgase als 1990 zu emittieren, erhöht den Druck auf die EU-Länder zur noch schnelleren Dekarbonisierung der Energieerzeugung. Der Start der 4. Handelsperiode (2021-2030) des europäischen CO₂-Zertifikatehandels (EU-ETS) unterstützt diese Ziele. So sinkt die Anzahl der verfügbaren CO₂-Zertifikate (EUA) jährlich um 2,2% (bislang 1,7%). Gleiches gilt für die Anzahl kostenlos zugeteilter EUA für die energieintensiven Industrien. Der CO₂-Preis wird damit weiter steigen und Erneuerbare Energien (EE) werden gegenüber fossilen Energieträgern (Kohle, Gas) günstiger und wettbewerbsfähiger. Auch das Covid19-Aufbauprogramm „Next Generation EU“ dürfte neuen Grünstromanlagen in der EU einen Absatzboom bescheren.

Mit technischem Fortschritt und Skaleneffekten sind die Stromgestehungskosten (englisch Levelized Costs of Energy, kurz LCOE) von Offshore-Wind im letzten Jahrzehnt massiv gesunken. Eine ähnliche Entwicklung wird auch für das laufende Jahrzehnt erwartet. Mit der „Floating“-Technologie steht der Offshore-Wind-Sektor vor einem weiteren Quantensprung. Dies zählt auf die Erreichung der Pariser Klimaschutzziele – bis 2050 soll die EU klimaneutral sein – ein.

Windkraft weltweit auf dem Vormarsch

Wenn man von Erneuerbaren Energien spricht, ist meist Sonnen- oder Windenergie gemeint. Das „Sustainable Development Scenario“ der Internationalen Energie Agentur (IEA) unterstellt, dass alle Unterzeichnerstaaten des Pariser Klimaabkommens ihre Energiepolitik auf die Klimaziele 2050 ausrichten. Für dieses Szenario wird für Wind- und Solarenergie für jede der größten Emittentenregionen der erforderliche Zubau bis 2040 unterstellt.

Wind- und Photovoltaik (PV): Zubauten im Zeitraum 2020-2040
 Kumuliert in Gigawatt (GW) je Region

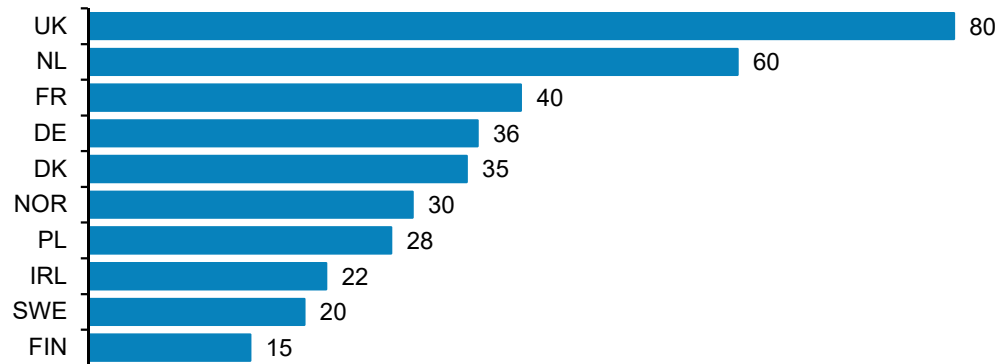
Region	Windkraft in GW	Photovoltaik (PV) in GW
Nordamerika	300	777
Europa	451	477
Asien Pazifik	1.337	3.332
davon China	719	1.919
davon Indien	296	768
Welt insgesamt	2.435	5.288

Quelle: IEA „World Energy Outlook 2020“

Während der Zubau an Photovoltaik (PV) regional jeweils fast doppelt so groß wie der Zubau an Windkraft ist (s. Tabelle), liegt in Europa der Zubau an Windkraft und PV auf gleichem Niveau. Dies dürfte vor allem am erwarteten starken Zubau an Offshore-Windenergieanlagen (OWA) im Zusammenhang mit zahlreichen Projekten zur Erzeugung von

„grünem“ Wasserstoff liegen. Laut einer Analyse des Branchenverbandes Wind Europe besteht vor allem in den Nord- und Ostseeanrainerstaaten ein riesiges Potenzial für Offshore-Wind.

Mögliche Offshore-Wind-Potenziale in der Nord- und Ostsee bis 2050
In Gigawatt (GW)



Quelle: Handelsblatt nach Branchenverband Wind Europe

- ▶ Nur mit „Floating-Offshore-Wind“ ist EU-Windpotenzial voll nutzbar

In Nord- und Ostsee sowie im Atlantik und im Mittelmeer wird das Offshore-Windpotenzial auf zusammen knapp 450 GW (s. Graphik) taxiert, was der Leistung von ca. 450 Atomkraftwerken entspricht. 380 GW nominale Windleistung sind allein im Atlantik sowie in der Nord- und Ostsee möglich, weitere 70 GW wären im Mittelmeer erzeugbar. Um dieses Potenzial voll auszuschöpfen, muss auch auf schwimmende Windräder, die sogenannte „Floating-Offshore-Windkraft“ gesetzt werden. In einigen Mittelmeer- bzw. Atlantikanrainerstaaten nehmen die Wassertiefen nämlich bereits in geringer Entfernung von der Küste stark zu. Klassische Offshore-Windanlagen können aber nur bis zu Wassertiefen von etwa 60 Metern installiert werden.

- ▶ Weltweites Wachstum von 8,6% p.a. bis 2024

Der Branchenverband GWEC erwartet für die Offshore-Windindustrie bis 2030 weltweit ein rasantes Wachstum. Zwischen 2019 und 2024 wird das durchschnittliche Wachstum mit 18,6% p.a. und zwischen 2025 und 2030 bei 8,2% p.a. veranschlagt. Erstmals soll der jahresdurchschnittliche Zuwachs ab 2025 die 20 GW-Grenze überschreiten.

Deutschland setzt vermehrt auf Offshore-Wind

- ▶ Offshore-Wind vorne

Die Nutzung von Offshore-Windkraft liegt in der Nord- und Ostsee, gemessen an möglichen Volllaststunden, in denen sich Grünstrom erzeugen lässt, mit durchschnittlich 4.500 Stunden im Jahr vor Onshore-Wind (3.200 Std./Jahr) und Photovoltaik (1100 Std./Jahr). Deshalb wird der weitere Ausbau von Offshore-Wind zur Dekarbonisierung der Stromerzeugung weiter an Bedeutung gewinnen.

- ▶ Ausbauziele auf 20 GW angehoben

Auch für die Erreichung der deutschen Klimaschutzziele spielt die Offshore-Windkraft eine wichtige Rolle. So hat die Bundesregierung das Ausbauziel bis 2030 mit den Änderungen des „Windenergie-auf-See“-Gesetzes von 15 GW auf 20 GW angehoben. Nach dem Urteil des Bundesverfassungsgerichts vom April 2021 wurden die deutschen Klimaziele nochmals verschärft (Treibhausgas einsparung bis 2030 nun 65% statt bislang 55%). Es ist also möglich, dass die Offshore-Wind-Ausbauziele erneut aufgestockt werden.

- ▶ Kaum Widerstand gegen Offshore-Wind

Auch der zunehmende Widerstand gegen neue Windräder an Land (Onshore) sorgt dafür, dass in Ländern wie Deutschland Offshore-Windparks an Bedeutung gewinnen. Bei Neuanlagen im Meer sind größere Proteste von Umweltverbänden bislang ausgeblieben. So unterstützen die vier Betreiber der Höchstspannungsnetze (Amprion, TenneT, 50Hertz und

Transnet BW) in ihrem alle zwei Jahre bei der Bundesnetzagentur eingereichten Netzentwicklungsplan (NEP) dass im Jahr 2035 in Deutschland 30 GW Offshore-Windkapazitäten am Netz sind. 2020 waren 1.500 Anlagen mit einer Gesamtkapazität von 7,7 GW am Netz. Die beiden letzten auf deutschem Hoheitsgebiet gebauten Offshore-Windparks „Merkur Borkum II (0,2 GW) und EnBW Albatros (0,1 GW) gingen 2020 vollständig in Betrieb.

Die für die Anbindung der geplanten Offshore-Anlagen an das deutsche Stromnetz notwendigen 14 neuen Offshore-Leitungen hat die Bundesnetzagentur in ihrem Netzentwicklungsplan bis 2030 bereits berücksichtigt. Die Finanzierung der Netzanbindungen erfolgt über die „Offshore-Netzumlage“ über den Strompreis. Die mit dem Leitungsbau beauftragten drei großen Übertragungsnetzbetreiber (TenneT, 50Hertz und Amprion) haben sich gegenüber der Bnetza verpflichtet, die Anbindungsleitungen rechtzeitig in Betrieb zu nehmen.

Stromgestehungskosten von Offshore-Wind sinken rasant

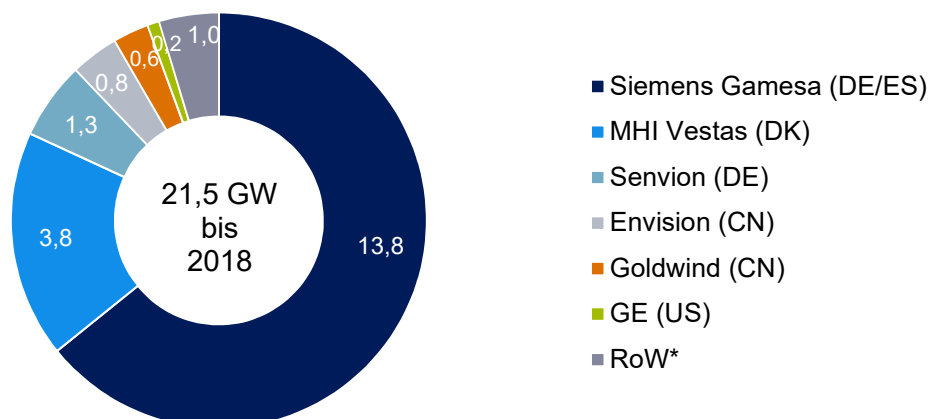
- ESG vergünstigt die Finanzierungskosten von Grünstromanlagen

Nach 30 Jahren Erfahrung mit Offshore-Windanlagen können die mit der Technik verbundenen Risiken heute deutlich besser eingeschätzt werden. Dies zeigt sich in geringeren Risikoprämien, die von den Kreditgebern verlangt werden. Auch die zunehmende Bedeutung von ESG-Kriterien in der Finanzbranche erleichtert die Finanzierung von Erneuerbaren Energien gegenüber fossilen Energieträgern. Nicht zuletzt beteiligen sich Finanzinvestoren auf der Suche nach nachhaltigen Cash-Flows zur Erfüllung ihrer Renditeversprechen immer öfter an EE-Projekten. Die Finanzierung wird günstiger. Der technische Fortschritt macht Offshore-Windenergieanlagen gleichzeitig immer effizienter und leistungsstärker und bewirkt damit eine Reduzierung der Stromgestehungskosten.

Windturbinen werden immer leistungsstärker:

Über dem Meer (Offshore) bläst der Wind deutlich stetiger und stärker als an Land. Mit Offshore-Windanlagen (OWA) lässt sich daher das technisch Machbare an Leistungskapazität ausreizen. So liefern sich die drei weltweit führenden Hersteller von Offshore-Windmühlen (Siemens Gamesa, die dänische Vestas und der US-Konzern GE) ein Wettrennen um die größte Turbine. Bis vor Kurzem hielt GE mit seiner 12 bis 14 Megawatt (MW)-Turbine „Haliade-X“ den Rekord. Die 260 Meter hohe Turbine kann nach Unternehmensangaben mit einer Umdrehung einen Haushalt zwei Tage lang mit Strom versorgen. Inzwischen präsentierten Siemens mit seiner SG-14-Anlage und Vestas mit seiner V236 jeweils Offshore-Turbinen, die 15 MW Nennleistung schaffen. Die neuen Anlagen sind im Gegensatz zur GE Haliade-X-Anlage allerdings noch in keinem Windpark montiert. Der westlichen Triade unter den Windanalgenherstellern macht bislang nur das chinesische Unternehmen Goldwind ernsthaft Konkurrenz.

Europäische Windturbinen-Hersteller bei den weltweit installierten Offshore-Kapazitäten klar in Front
In Gigawatt (GW)



Quelle: GWEC „Global Offshore Wind Report 2020“

- ▶ Offshore-Turbinenleistung verdreifacht

Die Leistungskraft der Offshore-Windturbinen hat sich innerhalb von zehn Jahren verdreifacht (s. Tabelle unten). Physikalische Grenzen werden der Entwicklung irgendwann entgegenstehen. Mindestens bis 2050 wird aber ein weiterer deutlicher Leistungszuwachs auf Größen von 25 bis 30 MW pro Windturbine für möglich gehalten. Für den gleichen Output werden dann immer weniger Windrädern benötigt. Gleichzeitig sinken die Logistik- und Betriebskosten für den Windpark. Weniger Windräder je Park benötigen weniger Transportschiffe, reduzieren die Kosten für den Netzanschluss, den Aufbau und Unterhalt des Windparks.

Offshore-Windturbinen werden immer größer und leistungsstärker
 Entwicklung Turbinengröße im Zeitverlauf

Turbinen-Leistung	6 MW	8 MW	9 MW	9,5 MW	12 MW	15 MW
Offshore-Betrieb ab	2014	2019	2020	2020	2021	2024
Rotordurchmesser (m)	126	150	164	164	220	222
Nabenhöhe (m)	85-95	standort-abhängig	standort-abhängig	standort-abhängig	120	standort-abhängig
Hersteller	Senvion GE	Siemens Vestas	Vestas	Vestas	GE	Siemens Gamesa
Antriebskonzept	mit Ge- triebe/ge- triebelos	Getriebe- los	mit Ge- triebe	mit Ge- triebe	?	

Quelle: BET, Fichtner, Prognos "Erfahrungsbericht gemäss §97 EEG, Zwischenbericht April 2018

Neuartige Windturbinen sollen Energieausbeute erhöhen

Das norwegische Unternehmen „Wind Catching Systems“ (WCS) hat ein etwa 320 Meter hohes Gerüst, den sogenannten Windcatcher entwickelt, an dem über 100 Windräder befestigt sind. Das Gerüst ist auf einer schwimmenden Plattform, die im Meer verankert wird, befestigt. Laut WCS ist die überstrichene Fläche doppelt so groß wie die eines 15 MW-Windrades und ein Windcatcher soll fünfmal mehr Strom pro Jahr liefern als eine 15 MW-Offshore-Anlage. Ein Grund dafür ist, dass der Windcatcher im Gegensatz zur 15 MW-Anlage nicht bereits ab einer Windstärke von 6 Beaufort gedrosselt werden muss.

- ▶ Windcatcher effizienter als 15 MW-Offshore-Anlage

Die handlichen Komponenten des WCS-Systems lassen sich ohne spezielle Schiffe und Kräne, die für konventionelle Offshore-Windparks erforderlich sind, einfach auf der Plattform befestigen. Auch die Wartung der Komponenten in der Gitterkonstruktion ist laut Herstellerangaben einfacher. Ein einziger Windcatcher kann laut WCS 80.000 europäische Haushalte mit Strom versorgen. Offshore-Windparks könnten mit dem Windcatcher-System künftig kleiner werden. Die technische Verifizierung des Systems möchte WCS bis Ende 2021 abschließen, um dann 2022 erste Windcatcher zu installieren.

- ▶ Vertikale Anlagen versprechen mehr Effizienz

Vertikal rotierende Rotoren sollten nach Meinung der Oxford Brookes University mehr Aufmerksamkeit erhalten. Hier kreisen die Rotoren um den zentralen Mast der Windanlage. Synergieeffekte sorgen bei vertikalen Rotoren laut den Wissenschaftlern für eine höhere Leistung im Windpark. Anders als bei klassischen Windparks behindern sich Vertikalrotoren nicht gegenseitig, sondern erhöhen ihre Leistung im Verbund sogar. Zudem sinkt die Leistung eines vertikalen Windparks auch bei drehendem Wind nicht signifikant ab. Vertikalrotoren sind zudem bis zu dreimal leiser als klassische Rotoren. Auch können Vögel parallel zum Boden drehende Rotoren besser erkennen und ihnen so leichter ausweichen. „Windparks der Zukunft sollten daher vertikal sein“ meinen die Studienautoren. Bisher wurden Vertikalrotoren nur in kleinem Maßstab, etwa als Dach-Windräder eingesetzt. Neue

Verbundmaterialien und eine moderne Steuerelektronik erlauben inzwischen auch größere Anlagen. Erste Pilotanlagen gibt es in Nordrhein-Westfalen und Österreich.

Skaleneffekte senken Produktions- und Wartungskosten

Der rasante weltweite Zuwachs an Offshore-Wind erlaubt eine Industrialisierung und Optimierung der Wertschöpfungsketten. Damit wird die Hebung von Skalen- und Lernkurveneffekten von der Logistik über die Projektierer, Zulieferer und Wartungsdienstleister bis zu den Herstellern von Windanlagen ermöglicht.

Zubau an Offshore-Windkapazitäten 2022-30 nach Ländern/Regionen

Region	kumuliert in GW
Europa	84,2
Asien ohne China	31,5
China	43,0
Nordamerika	22,7

Quelle: Global World Energy Council „Global Offshore Wind Report 2020“

Offshore-Wind-LCOE* stark rückläufig
Kosten in USD/MWh

Region	2019	2040
EU	75	40
China	100	45
USA	115	55

Quelle: IEA „World Energy Outlook 2020“ *LCOE: Levelized Costs of Energy

- ▶ Offshore-Windanlagen laugen bis zu zehn Jahre länger

Die Betriebszeiten der durch Wind und Wetter besonders stark beanspruchten Offshore-Anlagen haben sich inzwischen von 15 auf eher 25 Jahre verlängert. Drohnen unterstützen die bislang Sensoren basierte Fernwartung und bringen auch Ersatzteile zu den oftmals weit von der Küste entfernten Windparks. Die Anzahl der notwendigen Fahrten spezieller Wartungsschiffe wird so minimiert. Wartungsschiffe bleiben inzwischen oftmals für eine gewisse Zeit permanent auf sogenannten Serviceplattformen, die geographisch so platziert werden, dass Servicearbeiten für gleich mehrere Windparks durchführbar werden. So reduzieren sich die Wartungskosten für den einzelnen Windpark.

All diese Entwicklungen senken laut IEA die Stromgestehungskosten („levelized costs of energy“, kurz LCOE) für Offshore-Wind in der EU bis 2040 nochmals um etwa die Hälfte (s. Tabelle oben rechts), in China und den USA sogar noch mehr. Vergleicht man die LCOE-Entwicklung von EE bis 2040 mit denen fossiler Energieträger, wird deutlich, dass Letztere im Zeitverlauf immer mehr ins Hintertreffen geraten (s. Tabelle unten).

- ▶ Kosten für Offshore-Wind in der EU halbieren sich bis 2040

LCOE-Vergleich fossiler Energieträger mit EE-Anlagen in der EU

Kosten in USD für das IEA-Szenario Erreichung der Pariser-Klimaziele

	Kapitalkosten (USD/kw)		Kapazitätsfaktor in %		Rohstoff-, Wartungs-, CO2-Kosten		LCOE (USD/MWh)	
	2019	2040	2019	2040	2019	2040	2019	2040
Atom	6.600	4.500	75	75	35	35	150	110
Kohle	2.000	2.000	40	40	95	165	150	225
Gas	1.000	1.000	40	40	50	75	80	105
PV	840	440	13	14	10	10	55	30
Wind On-shore	1.560	1.380	28	31	15	15	55	45
Wind Off-shore	3.800	1.820	49	59	15	10	75	35

Quelle: IEA „World Energie Outlook 2020“

Umstellung auf Ausschreibungen hat LCOE massiv abgesenkt

Vormals dominierten von der Politik bestimmte „feste Einspeisetarife“ die EE-Förderlandschaft. Den EE-Investoren sicherte die zumeist für 20 Jahre ohne vorherige Auktionierung gewährte Festvergütung meist „komfortable“ Renditen. Im Laufe der Jahre haben bedingt durch die exorbitant schnell steigenden EE-Förderkosten die meisten Länder auf Ausschreibungen für neue EE-Anlagen umgestellt. Mit der Auktionierung neuer EE-Kapazitäten wurden erwartete Kostenreduktionen durch Skalen- und Lernkurveneffekte und technischem Fortschritt unmittelbar in die abgegebenen Angebotspreise der Investoren einge-

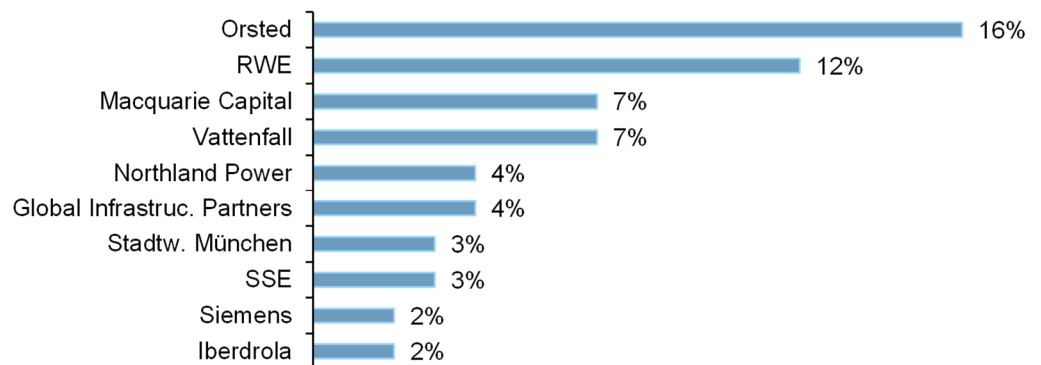
- ▶ F&E-Fortschritt und Skaleneffekte lassen Auktionspreise sinken

preis. Basis für die abgegebenen Angebotspreise sind dabei neben realistischen LCOE-Prognosen auch gute Windprognosemodelle. So sanken laut Bloomberg die durchschnittlichen LCOE allein zwischen 2012 und 2020 um zwei Drittel.

- Erste Offshore-Windprojekte ohne jegliche Staatshilfe auktioniert

In Dänemark gab es bereits erste Offshore-Windauktionen, bei denen Anbieter vom Staat überhaupt keine EE-Förderung mehr verlangten. Immer öfter suchen sich Windparkbetreiber für ihre geplanten Windkraftkapazitäten selbst Abnehmer. Über „Power-Purchase-Agreements“ (PPA), die meist für zehn Jahre abgeschlossen werden, verschaffen sie sich Klarheit über die zu erwartenden Cash-Flow-Ströme.

Große EVU und Finanzinvestoren dominieren als Offshore-Windbetreiber in Europa
 Marktanteile an Offshore-Windparks nach installierter Kapazität 2019 in Prozent



Quelle: Bloomberg, Wind Europe

Windräder lernen schwimmen

Der Wind bläst umso stärker und regelmäßiger, je weiter man sich vom Festland entfernt. Umso ergiebiger ist daher weitab der Küsten die mögliche Windausbeute. Die im Meeresboden fest montierten Offshore-Windparks können allerdings nur bis zu einer Tiefe von 60 Metern wirtschaftlich betrieben werden. Gerade an asiatischen oder amerikanischen Küsten aber nimmt die Wassertiefe schnell zu. Weltweit liegen 80% der möglichen Offshore-Windkapazitäten in Gebieten mit mehr als 60 Metern Meerestiefe. Auch in Europa sinken vor allem entlang der Atlantikküsten in Frankreich, Portugal und Spanien die Wassertiefen sehr schnell ab.

- FOW-Technologie bringt neuen Schub für Offshore-Wind

Erst Floating-Offshore Wind (FOW) ermöglicht Meeresanliegern mit schnell abfallendem Meeresboden die Nutzung von Offshore-Wind. Wind Europe listet bereits mehr als 50 FOW-Pilotprojekte weltweit, davon mehrere in Europa.

Europäische Floating-Offshore-Wind-Projekte

Projektname	Land	Kapazität in MW	Inbetriebnahme
Hywind Scotland	UK	30	2017
Floatgen	Frankreich	2	2018
TetraSpar	Norwegen	3,6	2019
Nezzy2 Floating	Deutschland	1,5	2020
WindFloat Atlantic	Portugal	25	2020
Kincardine	UK	48	2020

Quelle: Wind Europe

Der Branchenverband Global Wind Energy Council (GWEC) erwartet, dass die Anzahl an installierten FOW-Projekten ab Mitte der 2020er Jahre die Gigawatt-Grenze erreicht. Bis Ende der 2020er Jahre dürften bereits weltweit rund 6 GW FOW-Kapazität installiert sein. Frankreich, Norwegen und Südkorea dürften dann vor UK, Portugal und Japan die Rangliste mit den meisten FOW-Installationen anführen.

Schnelle Skalierung macht Floating-Offshore-Wind zeitnah wettbewerbsfähig

- FOW-Anlagen mit besonders hohen Stabilitätsanforderungen

Bei Floating-Offshore-Wind (FOW)-Projekten ist die Dynamik des Gesamtsystems „wegen des Bewegungsfreiheitsgrades eines schwimmenden Systems“ zu berücksichtigen. Die riesigen Rotoren und die auf sie einwirkenden starken Winde benötigen zur Stabilisierung der Gesamtanlage ein Gegengewicht. Für dieses sorgt ein mehrere Hundert Tonnen schwerer im Wasser liegender Schwimmkörper. Diese Schwimmkörper ragen teils bis zu 80 Meter in die Tiefe und arbeiten zur Stabilisierung auch mit aufwendigen Ballastierungssystemen. In diesen wird Wasser hin und her gepumpt. Dies soll die starken von den Wellen ausgelösten Schwingungen kompensieren.

Die aufwendige Technologie treibt die Gesamtkosten für FOW-Projekte, die fast beim Doppelten von fest im Boden fixierten Offshore-WEA liegen. Mit dem Wegfall der Tiefenbeschränkung bei FOW steigt die Zahl der Küstenländer, die Windenergie nutzen können, deutlich an. Zusammen mit den Erfahrungen aus den Pilotprojekten bei der Logistik sowie dem Aufbau von FOW-Projekten dürfte sich die Preisdifferenz zu klassischen Offshore-Windfarmen schnell verkleinern.

Vor- und Nachteile möglicher FOW-Fundamente

	Pro	Cons
Spar-Buoy	<ul style="list-style-type: none">• Niedrige Unterhaltskosten• Einfaches Design• Geringe Befestigungskosten	<ul style="list-style-type: none">• Spezielle Vessels notwendig• Wassertiefe > 80 mtr. für Installation notwendig
Semi-Submersible	<ul style="list-style-type: none">• Landmontage• Einsetzbarkeit auch in geringer Wassertiefe möglich• Herkömmliche Vessels verwendbar• Geringe Befestigungskosten	<ul style="list-style-type: none">• Welleninduzierte Bewegungen: hoch• Hoher Materialaufwand• Aufwendiger Herstellungsprozess

Quelle: Wind Energy

Fazit: Ausbau der Offshore-Windkapazitäten stärkt den EU-Klimaschutz

Der Ausbau der Offshore-Windenergie wird im Hinblick auf die verschärften EU-Mittelfristziele wichtiger denn je. Mit der Möglichkeit, das jeweils technisch Machbare umzusetzen, ermöglichen Offshore-Anlagen eine bessere Energieausbeute als Onshore-Windanlagen. Da mit dem erwarteten Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft der Bedarf an Grünstromanlagen in der EU und weltweit weiter steigt, ist der verstärkte Ausbau von Offshore-Wind für Meeresanrainerstaaten in den meisten Fällen die beste Lösung.

Erst mit der immer stärker aufkommenden Floating-Offshore-Wind-(FOW)-Technologie lassen sich in den Mittelmeeraanrainerstaaten mit ihren oftmals schnell abfallenden Küsten die Möglichkeiten von Offshore-Wind vollumfänglich nutzen. Eine schnelle Hochskalierung der FOW-Technologie sollte den Kostenabstand zur herkömmlichen Offshore-Technologie schnell verringern. Die bis 2050 angestrebte Klimaneutralität der EU wird mit einem deutlich stärkeren Ausbau der Offshore-Wind-Anlagen wieder ein kleines bisschen realistischer.

thomas.peiss@bayernlb.de

Ihre Ansprechpartner in der BayernLB

BayernLB Research

Dr. Jürgen Michels, Chefvolkswirt und Leiter Research, -21750

Anna Maria Frank, -21751; Sekretariat

Ingo Bothner, -21787; Medienfachwirt, Business Management

Christoph Gmeinwieser, -27053; CIIA, Business Management

Dr. Ulrich Horstmann, -21873; CEFA, Business Management

Hans-Peter Reichhuber, -21780; Business Management

Länderrisiko- und Branchenanalyse

Hubert Siplý, -21307

Manuel Schimm, - 26845

Asien

Gebhard Stadler, CFA, -28891

Euro-Raum, DE, EZB, Nord/Osteuropa

Roland Gnan, -26658

USA, Fed, Kanada, GUS

Verena Strobel, -21320

Südeuropa, Naher und Mittlerer Osten, Afrika

Dr. Alexander Kalb, -22858

Maschinen-/Anlagenbau, Westeuropa, Südamerika

Wolfgang Linder, -21321

Mobilität

Thomas Peiß, -28487

Energie

Asja Hossain, CFA, -27065

Bau und Grundstoffe

Miraji Othman, -25888

Technologie

Dr. Sebastian Schnejdar, -26386

Immobilien

Investment Research

Emanuel Teuber, -27070

Green Finance, Covered Bonds, Banken

Manuel Andersch, -27448

USA, Fed, UK, Schweiz, FX, Gold

Wolfgang Kiener, -27058

FX, Rohstoffe

Manfred Bucher, CFA, -21713

Zins- & Aktienstrategie, Asset Allokation

Dieter Münchow, -23384

Value Investing & Behavioral Finance

Alfred Anner, CEFA, -27072

Covered Bonds

Georg Meßner, CFA, -26396

Banken

Pia Ahrens, -25727

Corporate Bonds & SSD, Strategie

Matthias Gmeinwieser, CIIA, -26323

Corporate Bonds & SSD

Christian Strätz, CEFA, CIIA, -27068

Corporate Bonds & SSD, Green Finance

E-mail: vorname.nachname@bayernlb.de

Telefon: 089 2171 + angegebene Durchwahl

Disclaimer

Diese Publikation ist lediglich eine unverbindliche Stellungnahme zu den Marktverhältnissen und den angesprochenen Anlageinstrumenten zum Zeitpunkt der Herausgabe der vorliegenden Information am 29.07.2021. Die vorliegende Publikation beruht unserer Auffassung nach auf als zuverlässig und genau geltenden allgemein zugänglichen Quellen, ohne dass wir jedoch eine Gewähr für die Vollständigkeit und Richtigkeit der herangezogenen Quellen übernehmen können. **Dieser Research-Bericht ist eine rein ökonomische Analyse, und kein Teil davon ist als Wertpapieranalyse oder Empfehlung zu verstehen.** Insbesondere sind die dieser Publikation zugrunde liegenden Informationen weder auf ihre Richtigkeit noch auf ihre Vollständigkeit (und Aktualität) überprüft worden. Eine Gewähr für die Richtigkeit und Vollständigkeit können wir daher nicht übernehmen. Die vorliegende Veröffentlichung dient ferner lediglich einer allgemeinen Information und ersetzt keinesfalls die persönliche anleger- und objektgerechte Beratung. Für weitere zeitnähere Informationen stehen Ihnen die jeweiligen Anlageberater zur Verfügung.

Aufgrund gesetzlicher Vorgaben (Wertpapierhandelsgesetz bzw. MiFID II) dürfen Wertpapierdienstleistungsunternehmen im Zusammenhang mit einer von ihnen erbrachten Finanzportfolioverwaltung oder unabhängigen Honorar-Anlageberatung grundsätzlich keine Zuwendungen von Dritten annehmen oder behalten. **Eine Weitergabe dieser Unterlage an Unternehmen oder Unternehmensteile, die Finanzportfolioverwaltung oder unabhängige Honorar-Anlageberatung erbringen, ist daher nur gestattet, wenn mit der BayernLB hierfür eine Vergütung vereinbart wurde.**

Impressum

Megatrend Energie- und Klimawandel
abgeschlossen am: 29. Juli 2021

BayernLB Research
Bayerische Landesbank
80277 München (Briefadresse)
E-Mail: research@bayernlb.de

Leitung:
Dr. Jürgen Michels, Telefon 089 2171-21750

Redaktion:
Hubert Siply, Telefon 089 2171-21307

Layout & Grafik:
Ingo Bothner, Telefon 089 2171-21305



Thomas Peiß
Senior Sector Analyst
Telefon: 089 2171-28487
Email: thomas.peiss@bayernlb.de

Redaktion:
Bayerische Landesbank
Unternehmensbereich 5700
80277 München (=Briefadresse)
research@bayernlb.de

Geschäftsgebäude:
Bayerische Landesbank
Brienner Straße 18
80333 München (=Paketadresse)
www.bayernlb.de